



ESPE
UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

**DEPARTAMENTO DE CIENCIAS DE LA ENERGÍA Y
MECÁNICA**

**TESIS PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO
MECÁNICO**

**“INGENIERIA CONCEPTUAL, BÁSICA Y DE DETALLE DE UNA RED
DE DUCTOS ENTRE PLATAFORMAS PETROLERAS BAJO LA
NORMA ASME B31.4”,**

AUTOR: OSCULLO NARANJO DANIEL VLADIMIR

DIRECTOR: ING. EDGARDO FERNANDEZ

CODIRECTOR: ING. ANGELO VILLAVICENCIO

SANGOLQUÍ

2015

CERTIFICACIÓN DE LA ELABORACIÓN DEL PROYECTO

El Proyecto “INGENIERIA CONCEPTUAL, BASICA Y DE DETALLE DE UNA RED DE DUCTOS ENTRE PLATAFORMAS PETROLERAS BAJO LA NORMA ASME B31.4”, fue realizado en su totalidad por DANIEL VLADIMIR OSCULLO NARANJO, como requerimiento parcial para la obtención del título de Ingeniero Mecánico.



Ing. Edgardo Fernández

DIRECTOR



Ing. Ángelo Villavicencio

CODIRECTOR

Sangolquí, Abril 2015


AUTORÍA DE RESPONSABILIDAD

Yo, DANIEL VLADIMIR OSCULLO NARANJO

DECLARO QUE:

El proyecto titulado “INGENIERIA CONCEPTUAL, BASICA Y DE DETALLE DE UNA RED DE DUCTOS ENTRE PLATAFORMAS PETROLERAS BAJO LA NORMA ASME B31.4” ha sido desarrollado con base a una investigación exhaustiva, respetando derechos intelectuales de terceros, conforme las citas y notas que constan al pie de las páginas correspondientes, cuyas fuentes se incorporan en la bibliografía. Consecuentemente este trabajo es de nuestra autoría.

En virtud de esta declaración, nos responsabilizamos del contenido, veracidad y alcance científico de la tesis/proyecto de grado en mención.



Daniel Vladimir Oscullo Naranjo

CI: 1716159692

Sangolquí, Abril 2015

AUTORIZACIÓN

Yo, DANIEL VLADIMIR OSCULLO NARANJO

Autorizo a la Universidad de las Fuerzas Armadas (ESPE) la publicación, en la biblioteca virtual de la Institución del proyecto de grado titulado **“INGENIERIA CONCEPTUAL, BASICA Y DE DETALLE DE UNA RED DE DUCTOS ENTRE PLATAFORMAS PETROLERAS BAJO LA NORMA ASME B31.4”**, cuyo contenido, ideas y criterios son de nuestra exclusiva responsabilidad y autoría.



Daniel Vladimir Oscullo Naranjo

CI: 1716159692

Sangolquí, Abril 2015

DEDICATORIA

Dedico esta tesis a Dios por permitirme llegar a cumplir una meta en mi formación profesional, a la Virgencita Dolorosa por haberme guiado desde primer curso.

A mi madre Carmen, por ser el pilar y fuerza que he necesitado en mi vida, por su apoyo e incondicional amor.

A mi padre Jaime, por su total apoyo a lo largo de mi vida y muy especial durante la realización de este proyecto,

A mis hermanas Cristina y Samantha, por estar siempre conmigo, por comprenderme y ayudarme siempre.

A mi novia Verónica, por haber llegado a mi vida y brindarme su amor, por compartir mis logros

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por bendecirme y permitir disfrutar de esta meta alcanzada con mi familia y amigos, brindándome salud, vida y sabiduría.

Un agradecimiento a la Universidad, a la facultad de Ingeniería Mecánica a sus distinguidos Directivos y Profesores por la formación recibida.

A los Ingenieros Edgardo Fernández y Ángelo Villavicencio, por su respaldo, guía y apoyo para la realización del proyecto de grado.

Agradezco a la Empresa PEC por su confianza y colaboración en el desarrollo del proyecto

Contenido

1.	CAPÍTULO 1 - GENERALIDADES	1
1.1.	TÍTULO DEL PROYECTO	1
1.2.	ANTECEDENTES.....	1
1.3.	DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.....	3
1.4.	OBJETIVOS.....	3
1.5.	JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA	4
1.6.	ALCANCE DEL PROYECTO	5
2.	CAPÍTULO 2 - MARCO CONCEPTUAL	7
2.1.	INTRODUCCIÓN	7
2.2.	CRITERIOS HIDRAULICOS	8
2.3.	FLUJO MULTIFÁSICO	18
2.4.	CORRELACIONES EMPÍRICAS.....	22
2.5.	MEDIO AMBIENTE.....	23
2.6.	CRITERIOS DIMENSIONAMIENTO MECANICO.....	24
2.7.	SELECCIÓN DE RUTA	25
2.8.	CODIGOS Y NORMAS.....	25
2.9.	CONSIDERACIONES AMBIENTALES	27
2.10.	MATERIALES	29
2.11.	PROTECCIÓN DE TUBERIAS.....	31
3.	CAPÍTULO 3 - INGENIERÍA CONCEPTUAL.....	34
3.1.	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	34
3.2.	RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN.....	37
3.3.	DISEÑO HIDRAULICO.....	42
3.4.	DISEÑO MECANICO.....	51
3.5.	CRITERIOS DE INSTALACIÓN TUBERÍAS Y ACCESORIOS	57

3.6.	ESTUDIO DE DERECHO DE VIA.....	61
3.7.	ESFUERZOS EN TUBERIAS ENTERRADAS.....	62
3.8.	PROTECCIÓN CATÓDICA.....	82
4.	CAPÍTULO 4 - INGENIERÍA BÁSICA.....	87
4.1.	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.....	87
4.2.	CÁLCULOS HIDRAULICOS.....	88
4.3.	CÁLCULOS MECÁNICOS.....	101
4.4.	ANÁLISIS DE ESFUERZOS.....	107
4.5.	PROTECCIÓN CATODICA.....	132
5.	CAPÍTULO 5 - INGENIERÍA DETALLE.....	145
5.1.	LISTA DE MATERIALES.....	145
5.2.	BLOQUES DE ANCLAJE.....	153
5.3.	OBRAS CIVILES.....	156
5.4.	OBRAS MECANICAS.....	159
6.	CAPITULO 6 - ANÁLISIS FINANCIERO.....	170
6.1.	INTRODUCCIÓN.....	170
6.2.	ÁNÁLISIS FINANCIERO.....	170
7.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	176
8.	Bibliografía.....	180
9.	ANEXO 1.....	181
10.	ANEXO 2.....	183
11.	ANEXO 3.....	185
12.	ANEXO 4.....	187
13.	ANEXO 5.....	189
14.	ANEXO 6.....	191
15.	ANEXO 7.....	193

16.	ANEXO 8	198
17.	ANEXO 9	203
18.	ANEXO 10	208
19.	ANEXO 11	213
20.	ANEXO 12	223
21.	ANEXO 13	228
22.	ANEXO 14	231
23.	ANEXO 15	233
24.	ANEXO 16	238
25.	ANEXO 17	247
26.	ANEXO 18	251
27.	ANEXO 19	258
28.	ANEXO 20	266
29.	ANEXO 21	274
30.	ANEXO 22	278
31.	ANEXO 23	281
32.	ANEXO 24	283
33.	ANEXO 25	285

INDICE DE FIGURAS

Figura 1 : Plataformas y campos de producción del Bloque	2
Figura 2: Coordenadas de la red de ductos.....	2
Figura 3: Sección Típica vía A	5
Figura 4: Viscosidad del Crudo vs Temperatura.....	9
Figura 5: Viscosidad del petróleo y el agua con la temperatura.....	9
Figura 6. Fluidos Newtonianos y No Newtonianos	12
Figura 7. Perdida de Presión Manométrica.....	16
Figura 8. Flujo Separado.....	19
Figura 9. Flujo Intermitente	20
Figura 10.Flujo Distribuido	20
Figura 11. Flujo Vertical Descendente	21
Figura 12. Flujo Vertical Ascendente	22
Figura 13. Costo de tuberías.....	30
Figura 14. Perfil de elevación de la línea A – B	39
Figura 15. Pronóstico de producción de petróleo.	41
Figura 16. Pronóstico de producción de agua del campo A.	41
Figura 17. Pronóstico de producción de fluido del campo A.	42
Figura 18: Diagrama preliminar de proceso de la plataforma A.	48
Figura 19. Prisma de suelo por encima de la tubería	64
Figura 20.Ovalidad de la sección de la tubería.....	67
Figura 21.Esfuerzo de doblamiento de la pared	69

Figura 22. Aplastamiento de la pared lateral	70
Figura 23. Anillo de pandeo	70
Figura 24. Caída de objetos pesados en tubería	72
Figura 25. Carga de flotación resultante en el tubo	75
Figura 26. Doblamiento por la expansión de tubería restringida	78
Figura 27. Protección catódica con ánodos galvánicos.....	83
Figura 28. Protección catódica por corriente impresa	84
Figura 29. Esquema de tubería enterrada	107
Figura 30. Resistividad vs Distancia	134

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Características de flujo Separado	19
Tabla 2. Características de flujo Intermitente	20
Tabla 3. Características de flujo Distribuido.....	21
Tabla 4. Unidades de Medición.....	35
Tabla 5. Temperatura Ambiente	38
Tabla 6. Presión Barométrica.....	38
Tabla 7. Humedad Relativa.....	38
Tabla 8. Pluviosidad	39
Tabla 9. Propiedades físico-químicas del fluido consideradas.....	40
Tabla 10. Velocidad del fluido recomendada.....	43
Tabla 11. Diámetros y Caudales.....	49
Tabla 12. Diámetros y Caudales.....	49
Tabla 13. Rugosidades de materiales.....	50
Tabla 14. Ecuaciones de Moody.....	50
Tabla 15. Presiones de Diseño de las líneas.....	51
Tabla 16. Lista de materiales estándares	53
Tabla 17. Esfuerzo cedente mínimo de materiales API 5L.....	55
Tabla 18. Rangos de Presión – Temperatura grupo 1.1	59
Tabla 19. Rangos de Presión – Temperatura grupo 1.2	59
Tabla 20. Cargas Vivas	66
Tabla 21. Valores Permisibles de Esfuerzos para sistemas de tuberías .	80

Tabla 22. Fluido Multifásico Propiedades	88
Tabla 23: Resultados de la simulación multifásico de la línea A – B.....	95
Tabla 24. Agua de Formación Propiedades.....	96
Tabla 25. Resultados de la simulación monofásica de la línea A – B. ...	100
Tabla 26: Resultados del cálculo de espesor	103
Tabla 27: Resultados del espesor del agua de formación.....	106
Tabla 28. Línea de Flujo Tubería Enterrada	107
Tabla 29.Resultados de los esfuerzos permisibles, en CAESAR II.....	118
Tabla 30. Condiciones de Suelo	118
Tabla 31. Características de los estratos de suelo	119
Tabla 32. Condiciones de Flujo Multifásico en Caesar II.....	119
Tabla 33. Condiciones de Agua de formación en Caesar II	120
Tabla 34. Combinaciones de carga en Caesar III.....	121
Tabla 35. Resumen de Resultados Obtenidos Fluido	125
Tabla 36. Fuerzas y Momentos Máximos en bloques de anclaje 10”	126
Tabla 37.Resumen Fuerzas en los anclajes línea 10”	127
Tabla 38.Resumen de Resultados Obtenidos Agua.....	130
Tabla 39. Fuerzas y Momentos Máximos en los bloques de anclaje 6”	131
Tabla 40.Resumen Fuerzas en los anclajes	132
Tabla 41. Deformaciones máximas entre apoyos.....	132
Tabla 42. Líneas de Protección Catódicas	133
Tabla 43. Resistividad de la capa	135

Tabla 44. Parámetros de cálculo de por la calidad del revestimiento	134
Tabla 45. Área a proteger de 10"	136
Tabla 46. Área a proteger de 6"	137
Tabla 47. Densidad de Corriente'.....	137
Tabla 48. Análisis de Material anódico por peso	139
Tabla 49. Drenaje de corriente de ánodos.....	142
Tabla 50. Lista de Materiales	146
Tabla 51. Condiciones de Suelo	153
Tabla 52. Cargas Máximas para bloque de Anclaje	154
Tabla 53. Características del suelo.....	154
Tabla 54. Característica del material	155
Tabla 55. Costos Directos	170
Tabla 56. Costo Total Directo.....	173
Tabla 57. Costo Total Indirecto	174
Tabla 58. Costo Total del Proyecto.....	175

INGENIERIA CONCEPTUAL, BASICA Y DE DETALLE DE UNA RED DE DUCTOS
ENTRE PLATAFORMAS PETROLERAS BAJO LA NORMA ASME B31.4

RESUMEN

El presente proyecto de grado desarrolla la ingeniería conceptual, básica y de detalle de una red de ductos entre dos plataformas petroleras típicas de la región amazónica ecuatoriana que consta de dos líneas de acero enterradas para transferencia de fluido multifásico (crudo, agua, gas) y agua de formación. En la ingeniería conceptual se define el alcance y las bases y criterios de diseño del proyecto bajo los lineamientos de la norma ASME B31.4, en función de las características de los fluidos, topología del terreno y requerimientos técnicos de caudal, temperatura y presiones máximas de operación, además de cumplir con la legislación ecuatoriana, códigos, normas y estándares internacionales de la industria petrolera aplicables para el diseño e instalación de líneas. En la ingeniería básica se define el alcance con un diagrama de tuberías e instrumentos, se dimensionan los diámetros óptimos de las tuberías con cálculos de la pérdida de presión y la velocidad de flujo mediante correlaciones empíricas; se selecciona los materiales y se diseña los espesores de pared de las tuberías; mediante un análisis de flexibilidad de las tuberías utilizando el software CAESAR II se evalúan los esfuerzos que soportan las mismas y por consideraciones de integridad mecánica de las líneas se diseña un sistema de protección catódica bajo las recomendaciones NACE. En la ingeniería de detalle se generan las memorias de cálculo, planos de construcción, lista de materiales y procedimientos de construcción. Un análisis financiero del proyecto para construcción se desarrolla con precios estimados de materiales y de instalación.

Palabras claves: **INGENIERÍA CONCEPTUAL, INGENIERÍA BÁSICA, INGENIERÍA DE DETALLE, TUBERÍA ENTERRADA, ANÁLISIS DE FLEXIBILIDAD, PROTECCION CATÓDICA**

ABSTRACT

This project develops the conceptual, basic and detailed engineering of one pipeline system between two typical well pads in the Ecuadorian amazonic region, which consists of two steel buried pipelines to transport multiphase fluid (oil, water and gas) and produced water. Conceptual engineering defines the scope, design basis and criteria under the code guidelines ASME B31.4; besides the fluid characteristics, soil topology and volume, maximum temperature and maximum pressure operational, in addition to comply with Ecuadorian law, and international codes, regulations and standards applicable to oil industry for the pipeline design and installation. Basic engineering defines the piping and instrumentation diagram: pipe size diameter design using empirical correlations for pressure drop and flow rate; select materials and pipe wall thicknesses design; the piping flexibility is analyzed by CAESAR II software for stress design, and for pipeline mechanical integrity, a cathodic protection system is designed under the NACE code. Detail engineering generates the calculation memories, construction drawings, bill of material and construction procedures. A financial analysis for construction is developed with estimated cost for material and installation.

Key words: **CONCEPTUAL ENGINEERING, BASIC ENGINEERING, DETAILED ENGINEERING, BURIED PIPELINE, FLEXIBILITY ANALYSIS, CATHODIC PROTECTION**

CAPÍTULO 1 - GENERALIDADES

1.1. TÍTULO DEL PROYECTO

“INGENIERIA CONCEPTUAL, BASICA Y DE DETALLE DE UNA RED DE DUCTOS ENTRE PLATAFORMAS PETROLERAS BAJO LA NORMA ASME B31.4”

1.2. ANTECEDENTES

La empresa Project Engineering and Construction Cía. Ltda., en adelante denominada PEC, es una empresa ecuatoriana especializada en construcciones de facilidades petroleras y ha sido adjudicada por la Operadora para el diseño y la construcción de una red de ductos entre las plataformas de producción denominadas plataforma A y plataforma B, ubicadas en la Región Amazónica ecuatoriana.

La Operadora Petrolera, dispone de una estación de producción denominada Estación de Procesamiento Sur (EPS).

Dentro de los planes de crecimiento de la Operadora, se ha previsto, el desarrollo del campo A, localizado a una distancia aproximada de 3,5 Km desde la plataforma B.

Las coordenadas UTM (Universal Transverse Mercator) referenciales de las plataformas son las siguientes:

- Plataforma A: Norte: 9880770; Este: 369000
- Plataforma B: Norte: 9882804; Este: 366783

La elevación promedio del nivel del mar de la zona es de 300 msnm

En la Figura 1 se muestra la distribución de los campos y plataformas de producción del bloque de la Operadora.

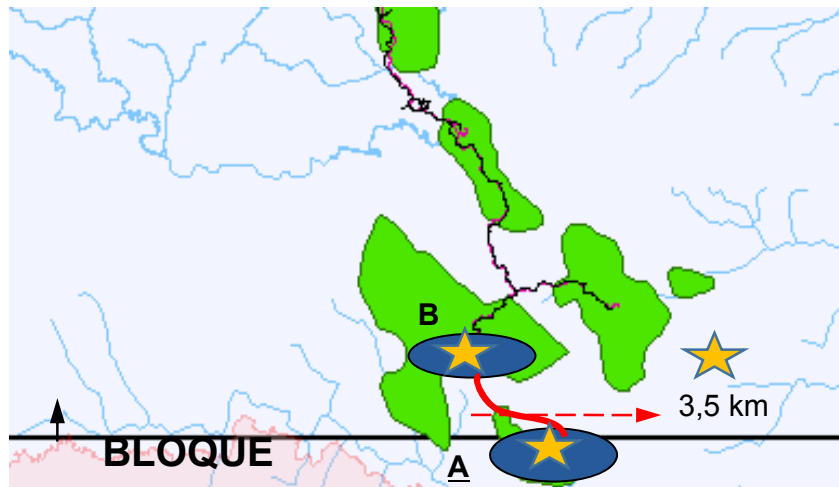


Figura 1 : Plataformas y campos de producción del Bloque

Fuente: PEC. CIA. LTDA.

En la Figura 2 se muestra las coordenadas de inicio y final de la red de ductos.

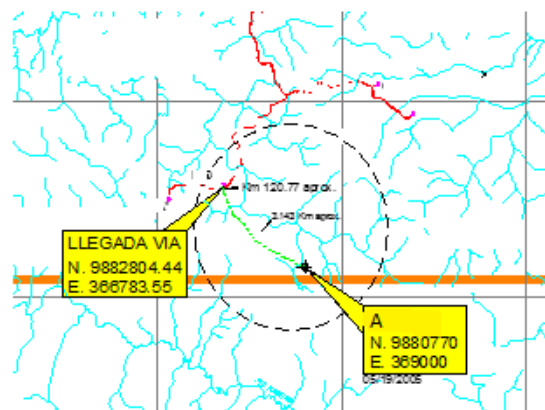


Figura 2: Coordenadas de la red de ductos

Fuente: PEC. CIA. LTDA

La ingeniería conceptual, básica y de detalle de los ductos es requerida para la aprobación, compra de los materiales, construcción y operación de los ductos.

1.3. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

Para la producción del campo A, no se dispone de una red de ductos entre las plataformas A y B que permitan el transporte del fluido a ser extraído y del agua de formación.

El fluido extraído del campo A deberá ser transportado a través de una línea desde la plataforma A hasta la plataforma B, en donde se incorporará a la producción del bloque a través de las facilidades existentes.

Para las actividades de operación y desarrollo del campo A, se requiere la instalación de una línea que transporte el agua de formación procesada en las facilidades de producción existentes, desde la plataforma B hasta la plataforma A, en donde será reinyectada a la formación.

1.4. OBJETIVOS

1.4.1. GENERAL

Desarrollar la ingeniería conceptual, básica y de detalle de la red de ductos entre la plataforma A y la plataforma B para la empresa PEC. CIA. LTDA.

1.4.2. ESPECÍFICOS

- a) Definir los parámetros del diseño de las tuberías, de acuerdo al trazado y condiciones del terreno.
- b) Realizar la Ingeniería Conceptual.
- c) Estructurar la Ingeniería Básica.
- d) Desarrollar la Ingeniería de Detalle.
- e) Diseñar la protección catódica de la red de ductos
- f) Realizar un análisis Financiero del proyecto

1.5. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA

El objetivo principal de las empresas petroleras es la extracción y transporte de crudo a través de ductos, desde plataformas de producción hasta una estación de facilidades de procesamiento, en donde se procesa y se cuantifica la producción del bloque.

Una vez que inicie la explotación del campo A, el fluido que se incorporará a la producción del bloque, se estima en un volumen aproximado de 44.000 barriles de fluido por día (BFPD).

Para la explotación del campo A se requiere instalar una línea de agua de inyección desde la plataforma B hasta la plataforma A que debe ser inyectada, ya que la inyección a presión de esta agua de formación ayuda al incremento de la producción del campo. El volumen estimado de transporte es de 40.000 barriles de agua por día (BWPD).

Por este motivo, la empresa de construcción PEC. CIA. LTDA requiere realizar el diseño, construcción e instalación de estos dos ductos.

Para la operación de los pozos, comunicación y control, se requiere instalar en una zanja diferente de los ductos, cable eléctrico de potencia y fibra óptica.

En la Figura 3 se muestra una sección típica de la vía lastrada de acceso a la plataforma A y la propuesta de ubicación de los ductos a ser enterrados a un costado de la vía, y la ubicación del cable eléctrico subterráneo al otro costado.

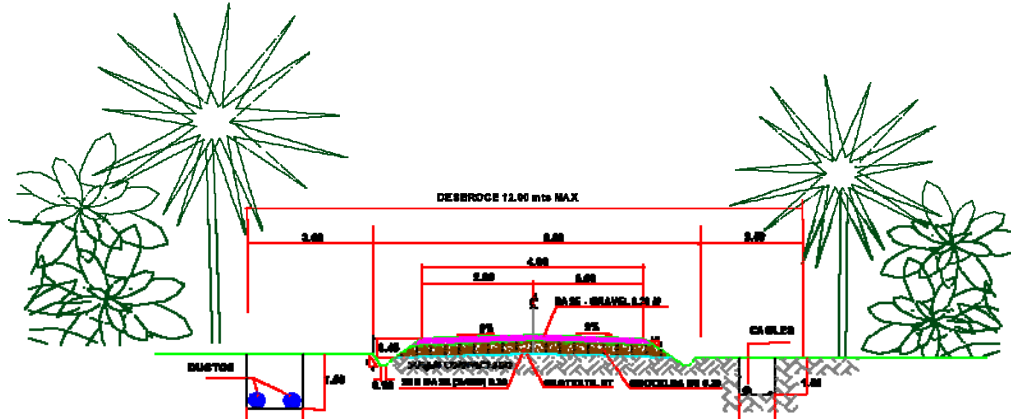


Figura 3: Sección Típica vía A

Fuente: PEC. CIA. LTDA

1.6. ALCANCE DEL PROYECTO

El proyecto de la red de ductos contempla la siguiente ingeniería:

1) Ingeniería conceptual, básica y de detalle de un ducto de transporte de fluido multifásico (crudo, agua y gas), desde la plataforma A hasta la plataforma B, con los siguientes datos:

- Volumen de fluido: 44.000 BFPD
- Tipo de línea: Enterrada
- Longitud aproximada: 3500 metros
- Material de la tubería: acero
- Presión de llegada asumido: 330 psig
- Características del fluido:
 - Volumen de diseño: 44.000 BFPD
 - Fluido: multifásico (emulsión de crudo, agua y gas)
 - Gravedad API @ 60 °F: 16
 - Corte de agua: 92 - 98% BS&W
 - Salinidad de 5.000 a 65.000 ppm de Cl-
 - Contenido de Arena < 1%

- Relación Gas Petróleo (GOR): 80 SCF/BLS STD.
- Temperatura: 220°F
- Viscosidad: @ 80 °F: 372,20 cSt
@ 150 °F: 260,50 cSt

2) Ingeniería conceptual, básica y de detalle de un ducto de transporte de agua de formación desde la plataforma B hasta la plataforma A, con los siguientes datos:

- Volumen de agua: 40.000 BWPD
- Tipo de línea: enterrada
- Longitud aproximada: 3.500 metros
- Material de la tubería: acero
- Presión de salida máxima: 1.455 psig
- Presión asumida de llegada: 950 psig
- Características del fluido:
 - Fluido: agua de formación
 - Salinidad de 5.000 a 65.000 ppm de Cl-
 - Contenido de Arena < 1%
 - Temperatura: 220°F

CAPÍTULO 2 - MARCO CONCEPTUAL

2.1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo del Marco Conceptual se aborda sobre los elementos que influyen o afectan al diseño de tubería o ductos, como también a la posterior construcción, operación, y mantenimiento de una tubería de petróleo.

La tubería de petróleo afecta la vida cotidiana de personas y animales en la mayor parte del mundo. El gas y el petróleo son los principales y mayores suministradores de energía en el mundo. En el Ecuador el petróleo también es la base de la economía y las tuberías son el medio principal de transporte del petróleo. Con el avance de la ciencia y la tecnología, el diseño de tuberías ha mejorado.

Para cumplir con un exitoso transporte de petróleo y para cumplir con regulaciones gubernamentales, la mayoría de tuberías son soterradas y operadas sin afectar las actividades normales por donde pasa la línea de tubería y llevan consigo una gran cantidad de volumen de crudo de petróleo en un flujo continuo por varios años.

En la etapa de construcción se debe acomodar a condiciones específicas como las condiciones ambientales, condiciones gubernamentales y deben adecuarse para causar el mínimo impacto en el medio ambiente.

Las estaciones de bombeo mueven grandes volúmenes de petróleo a una gran presión. Por tal motivo existen muchos factores que deben ser considerados en la ingeniería de diseño de una línea de tubería, que incluye la naturaleza y el volumen de fluido a ser transportado, la longitud de la tubería, el tipo de terreno a ser atravesado, y las limitaciones ambientales.

Para obtener un óptimo resultado de la línea de tubería se estudia y es necesario decidir sobre el diámetro óptimo de la tubería, material, espesor de pared, requerimientos de la bomba de poder, y la localización de la ruta de la tubería.

2.2. CRITERIOS HIDRAULICOS

El método de transporte más utilizado de un punto a otro punto es la fuerza del fluido a fluir a través de un sistema de tuberías. La tubería de sección circular es la más frecuentemente utilizada debido a su mayor resistencia estructural y también a su mayor área transversal por unidad.

Las propiedades del fluido a ser transportado tienen un gran impacto en el diseño de la línea de tubería. Las propiedades de los fluidos deben ser determinadas, y calculadas para líquidos como el petróleo o agua.

2.2.1. VISCOSIDAD

La viscosidad se define como la facilidad de un fluido para fluir cuando se le aplica una fuerza externa y es una medida de resistencia interna de los líquidos al flujo y es afectada por tres factores:

- Temperatura
- Gas que contenga en solución
- Presión

La viscosidad tiene importancia primordial ya que determina la movilidad del fluido.

En la Figura 4 , se observa la viscosidad como varía en función de la temperatura.

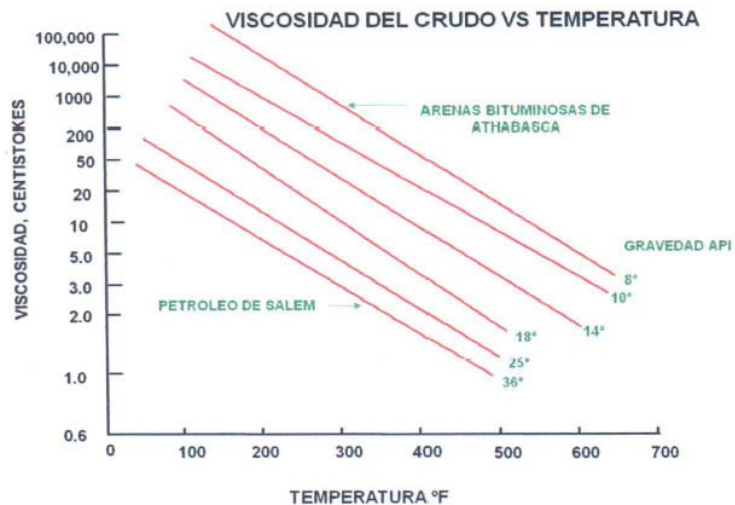


Figura 4: Viscosidad del Crudo vs Temperatura

Fuente: Next, Gerencia Integrada de Yacimientos de Crudo Pesado

En Figura 5 , se observa la reducción de la viscosidad con el agua con respecto a la temperatura

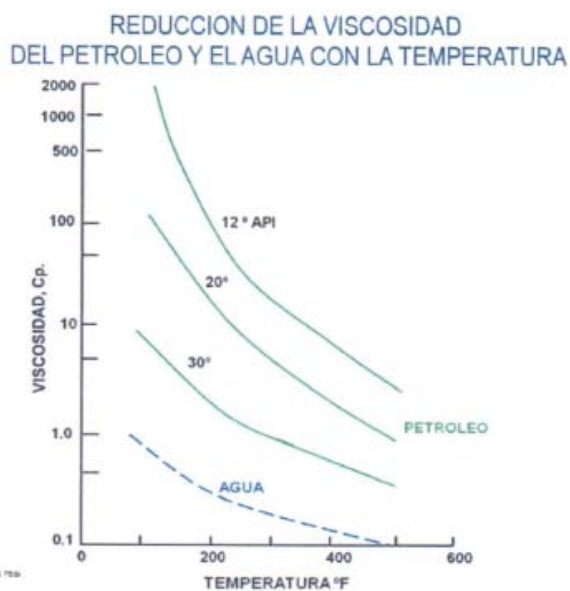


Figura 5: Viscosidad del petróleo y el agua con la temperatura

Fuente: Next: Gerencia Integrada de Yacimientos de Crudo Pesado

La viscosidad del petróleo disminuye con el aumento de la temperatura, especialmente para los petróleos sensibles a los cambios de temperatura. La reducción es mayor cuando más viscoso sea el petróleo.

2.2.1.1. Viscosidad Absoluta o Dinámica

Se define la viscosidad absoluta como la propiedad de un fluido de ofrecer resistencia al movimiento relativo de sus moléculas. De hecho, la pérdida de energía debida a la fricción en un fluido se debe a su viscosidad, ya que cuando un fluido se mueve, se desarrolla en él una tensión de corte cuya magnitud depende de la viscosidad del fluido.

En el sistema internacional (*SI*) la unidad es el pascal segundo ($Pa \cdot s$) o también se considera la unidad Newton segundo por metro cuadrado ($N \cdot s/m^2$), o kilogramo por metro segundo ($kg/m \cdot s$).

El poise (P) es la unidad correspondiente en el Sistema Cegesimal de Unidades (CGS) y tiene dimensiones dina segundo por centímetro cuadrado o de gramos por centímetro segundo. El submúltiplo centipoise (cP) 10^{-2} poises, es la unidad más utilizada para expresar la viscosidad dinámica.

$$1 Pa s = 1 N s/m^2 = 1 kg/(m s) = 10^3 cP \quad (1)$$

$$1 cP = 10^{-3} Pa s \quad (1)$$

2.2.1.2. Viscosidad Cinemática

Se define como el cociente entre la viscosidad dinámica y la densidad del fluido. En el sistema internacional (*SI*) la unidad es metro cuadrado por segundo (m^2/s). La unidad en CGS es el Stoke (St), con dimensiones de

¹ Crane Co. "Flow of Fluids through Valves, Fittings, and Pipe", 1988.

centímetro cuadrado por segundo y el centistoke, 10^{-2} Stokes, que es el submúltiplo más utilizado.

$$1 \text{ m}^2/\text{s} = 10^6 \text{ cSt} \quad (2)$$

$$1 \text{ cSt} = 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s} \quad (2)$$

$$v (\text{Centistokes}) = \frac{\mu (\text{centipoise})}{\rho (\text{gramos por centimetro cubico})} \quad (2)$$

Los factores para la conversión entre las unidades del sistema SI y las del sistema CGS descritas, así como los de conversión a medidas inglesas para viscosidades dinámicas y cinemáticas, pueden verse en el ANEXO 1

Las viscosidades de los fluidos más comunes se indican en el ANEXO 2. Se observa que al aumentar la temperatura, la viscosidad de los líquidos disminuye, y la viscosidad de los gases aumenta. El efecto de la presión sobre la viscosidad de los líquidos y la de los gases perfectos es tan pequeño que no tiene interés práctico en la mayor parte de problemas para flujo de fluidos.

2.2.2. FLUIDOS NEWTONIANOS VS NO NEWTONIANOS

Se denominan fluidos newtonianos aquellos fluidos que su esfuerzo cortante es directamente proporcional a la rapidez de deformación. Para los fluidos que su esfuerzo cortante no es directamente proporcional a la rapidez de deformación se los denominan fluidos no newtonianos. Si una gráfica que relaciona estas variables se mostraría que los fluidos newtonianos tiene la pendiente recta que es el valor de la viscosidad dinámica, mientras que para los no newtonianos varia. En la Figura 6 se muestra la clasificación de los Fluidos Newtonianos y No Newtonianos

² Crane Co. "Flow of Fluids through Valves, Fittings, and Pipe", 1988.

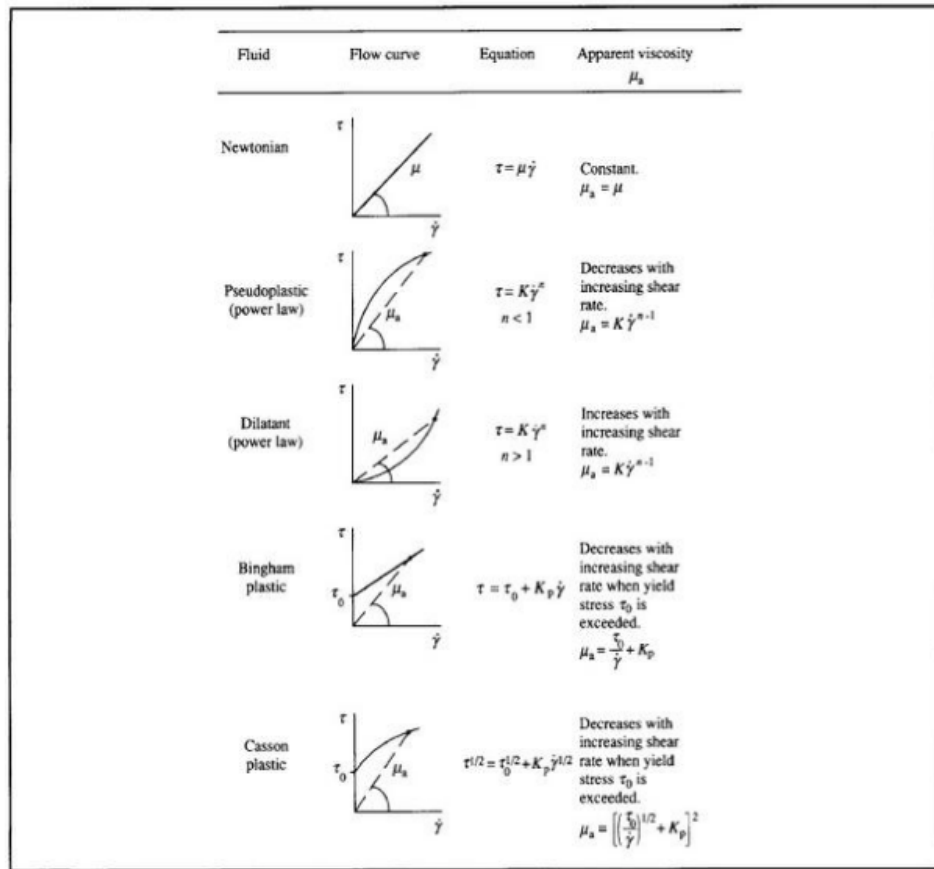


Figura 6. Fluidos Newtonianos y No Newtonianos

Fuente: B. Atkison and F. Mavituna, 1991, Biochemical Engineering and Biotechnology Handbook, 2nd Ed.

2.2.3. DENSIDAD

La densidad de una sustancia es su masa por unidad de volumen. La unidad de densidad en el sistema SI es el kilogramo por metro cúbico y se denota por ρ , también es utilizada la unidad en el sistema Ingles (libras por pie cúbico). Otras unidades métricas que también se usan son: (g/cm^3) , (g/ml) , (kg/m^3) .

La densidad del petróleo es dada por el grado °API. La gravedad específica del petróleo S , viene dada por:

$$S = \frac{141,5}{API+131,5} \quad (3)$$

De la gravedad específica S se obtiene la densidad del petróleo ocupando las siguientes constantes para obtener en las unidades requeridas:

- ρ (lb/pie³) = 62.4 * S
- ρ (kg/m³) = 1000 * S

Esto se lo considera a condiciones normales que corresponden a una temperatura de 60°F o 15°C o 288°K

2.2.4. VOLUMEN ESPECÍFICO

El volumen específico de un fluido es el volumen ocupado por unidad de masa y es el inverso de la densidad, por lo cual no dependen de la cantidad de materia.

La unidad correspondiente en el sistema SI para volumen específico \bar{v} que es el inverso de la densidad, es el metro cúbico por kilogramo (m³/kg) y en el sistema Ingles es (pie³/libra).

Las formulas de la densidad y el volumen específico está relacionadas de la siguiente manera:

$$\bar{v} = \frac{1}{\rho} \quad \rho = \frac{1}{\bar{v}} \quad (3)$$

A menudo también se usan las siguientes unidades para volumen específico: litro por kilogramo (*litro/kg*), decímetro cúbico por kilogramo (*dm³/kg*).

³ Crane Co. "Flow of Fluids through Valves, Fittings, and Pipe", pag. 1-3

2.2.5. PESO ESPECÍFICO

El peso específico o densidad relativa, es una medida relativa de la densidad. La presión tiene un efecto insignificante sobre la densidad de los líquidos, por lo tanto, la temperatura es la única variable que debe ser tomada en cuenta al sentar las bases para el peso específico.

La densidad relativa de un líquido es la relación de su densidad a cierta temperatura, con respecto al agua a una temperatura normalizada. A menudo estas temperaturas son las mismas y se suele utilizar 60°F (15°C).

2.2.6. VELOCIDAD MEDIA DE FLUJO

La velocidad media de flujo de un fluido se refiere a la velocidad promedio de la sección transversal para un flujo estacionario y viene dada por la ecuación:

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

(Ecuación 1. Velocidad Media de Flujo)⁴

Donde:

V: Velocidad media de flujo (pie/seg)

Q: Caudal (pie³/seg)

A: Área de sección transversal (pie²)

2.2.7. NÚMERO DE REYNOLDS

El número de Reynolds es un valor adimensional para determinar el régimen de comportamiento de un fluido en la tubería y existen dos regímenes que son el laminar y el turbulento y estos dependen de cuatro variables que son:

⁴ Crane Co. "Flow of Fluids Through Valves, Fittings, and Pipe", pág. 1-4

- Diámetro de la tubería
- Densidad del fluido
- Viscosidad del fluido
- Velocidad del flujo

La fórmula para la determinación del número de Reynolds es la siguiente:

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

(Ecuación 2. Número de Reynolds)⁴

Donde:

- ρ:** Densidad del fluido (kg/m³)
V: Velocidad media (m/s)
D: Diámetro de la tubería (m)
μ: Viscosidad dinámica o absoluta del fluido (N seg/m²)
v: Viscosidad cinemática del fluido (m²/s)
Q: Caudal circulante por la tubería (m³/s)

En unidades inglesas se expresa el número de Reynolds con la siguiente fórmula:

$$Re = 123.9 \frac{D * v * \rho}{\mu}$$

(Ecuación 3. Número de Reynolds unidades inglesas)⁵

Donde:

- ρ:** Densidad del fluido (lb/pie³)
V: Velocidad media (pies/s)
D: Diámetro de la tubería (in)
μ: Viscosidad en centipoises

⁵ PEMEX; Manual de procedimientos de ingeniería de diseño flujo de fluidos, pag. 9

Para estudios técnicos, se considera como laminar si el número de Reynolds es menor que 2000 y turbulento si el número es superior a 3000.

El régimen entre los números de Reynolds entre 2000 y 3000 se considera como un régimen de transición.

2.2.8. CAIDA DE PRESIÓN - FÓRMULA DE DARCY

El flujo de los fluidos en tuberías está siempre acompañado de rozamiento de las partículas del fluido entre sí y, consecuentemente se tiene una pérdida de la energía disponible; en otras palabras, tiene que existir una pérdida de presión en el sentido del flujo.

Si se conectan dos manómetros a una tubería por la que pasa un fluido, según se indica en la Figura 7., el manómetro P1 indicaría una presión estática mayor que el manómetro P2.

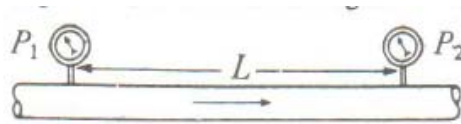


Figura 7. Pérdida de Presión Manométrica

Fuente: Flujo de Fluidos en válvulas accesorios y tuberías de Crane, pág. 1-6

La ecuación general de la pérdida de presión es conocida como la fórmula de Darcy se puede deducir la siguiente ecuación para obtener la pérdida de presión en newton por m² (*pasca*):

$$\Delta P = \frac{\rho f L V^2}{2D}$$

(Ecuación 4. Pérdida de Presión en Pascal)⁶

⁶ Crane Co. "Flow of Fluids through Valves, Fittings, and Pipe", pág. 1-6

Donde:

ΔP: Pérdida de carga debida al flujo del fluido (m)

f: Factor de fricción

L: Longitud de la tubería (m)

D: Diámetro interno de la tubería (m)

V: Velocidad del fluido (m/s)

Se puede deducir la ecuación para obtener la pérdida de presión en (psi):

$$\Delta P = \frac{0.000336 f W^2}{D_i^5 \rho}$$

(Ecuación 5. Perdida de Presión en Psi)⁷

Donde:

ΔP: Caída de presión (psi/100 ft)

W: Liquido total (lb/hr)

f: Factor de Moody, adimensional

Di: Diámetro interior (in)

Según el API RP 14E (Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping System), la pérdida de presión viene dada por la ecuación:

$$W = 3180 Q_s S_g + 14,6 Q_l S_l$$

(Ecuación 6. Perdida de Presión en Psi)⁸

Donde:

W: Perdida de presión (psi)

Q_s: Tasa gas en millones (MMSCF)

S_g: Densidad específica gas

Q_l: Tasa de fluido, (BFPD)

S_l: Densidad específica líquido

⁷ API RECOMMENDED PRACTICE 14E (RP 14E), pág. 23

⁸ API RECOMMENDED PRACTICE 14E (RP 14E), pág. 23

La ecuación de Darcy es válida tanto para flujo laminar como para flujo turbulento de cualquier líquido en una tubería. Sin embargo, puede suceder que debido a velocidades extremas, la presión corriente abajo disminuya de tal manera que llegue a igualar la presión de vapor del líquido, apareciendo el fenómeno conocido como cavitación y los caudales obtenidos por cálculo serán inexactos.

2.2.9. FACTOR DE FRICCIÓN

La fórmula de Darcy puede deducirse por análisis dimensional con la excepción del factor de fricción f , que debe ser determinado experimentalmente. El factor de fricción para condiciones de flujo laminar ($Re < 2000$) es función sólo del número de Reynolds; mientras que para el flujo turbulento ($Re > 3000$) es también función del tipo de pared de la tubería. La región que se conoce como la “zona crítica” o zona de transición aparece entre los números de Reynolds entre 2000 a 3000. En esta región el flujo puede ser tanto laminar como turbulento, dependiendo de varios factores; éstos incluyen cambios de sección, dirección del flujo y obstrucciones tales como válvulas corriente aguas arriba de la zona considerada. El factor de fricción en esta región es indeterminado y tiene límites más bajos si el flujo es laminar y más altos si el flujo es turbulento.

2.3. FLUJO MULTIFÁSICO

El flujo multifásico es un flujo simultáneo de dos o más fases en diferentes estados en una tubería. Existen varios tipos de flujos para tubería horizontal y vertical. El flujo es influenciado por varios factores entre los cuales están la geometría de la tubería, densidad, viscosidad y la velocidad de flujo.

2.3.1. TUBERIA HORIZONTAL

Se considera flujo horizontal al flujo en toda tubería que no supere la elevación de ± 5 grados. En la Figura 8 se muestra flujo separado, en la Figura 9 se muestra flujo intermitente y en la Figura 10 se muestran flujo distribuido, que corresponden a tipos de flujo horizontal.

2.3.1.1. FLUJO SEPARADO

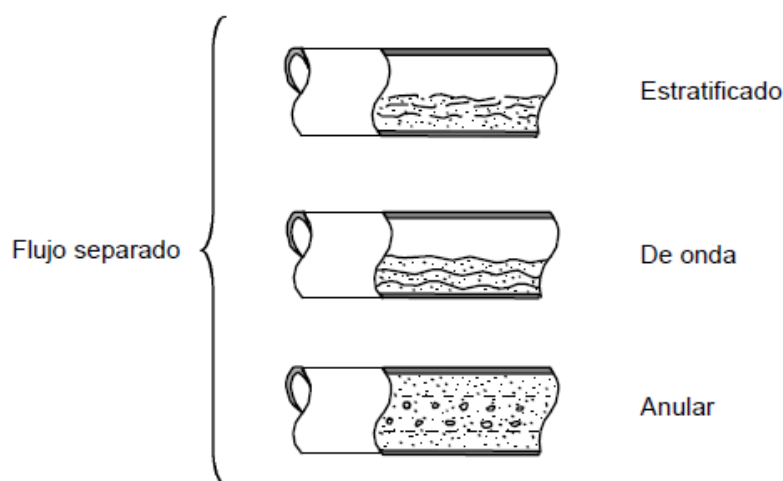


Figura 8. Flujo Separado

Fuente: PEMEX; Manual de procedimientos de ingeniería de diseño flujo de fluidos, pág. 107

Tabla 1.

Características de flujo separado

FLUJO	CARACTERISTICAS
Estratificado	El fluido fluye por la parte baja de la tubería mientras el gas fluye en el tope de la tubería. Velocidad relativamente bajas
De onda	A velocidades más altas comienza un proceso de ondularse el fluido, fluido por la parte baja de la tubería y el gas en el tope
Anular	El fluido en capa fina fluye por las paredes de la tubería y el gas con pequeñas gotas de líquido fluyen por la parte central de la tubería

2.3.1.2. FLUJO INTERMITENTE

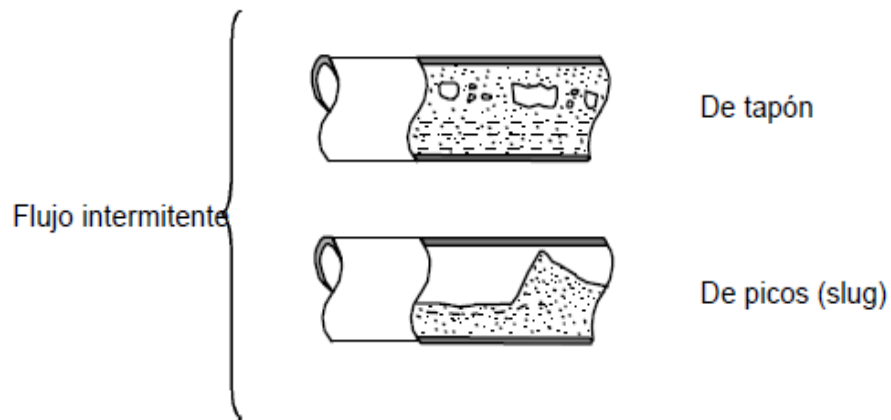


Figura 9. Flujo Intermitente

Fuente: PEMEX; Manual de procedimientos de ingeniería de diseño flujo de fluidos, pag. 107

Tabla 2.
Características de flujo Intermitente

FLUJO	CARACTERISTICAS
De tapón	Se observan en este caso grandes burbujas de gas en la tubería, velocidad media.
De picos	Consiste en grandes picos de líquido alternado con burbujas de gas a alta velocidad, que ocupan la mayor parte de la tubería

2.3.1.3. FLUJO DISTRIBUIDO

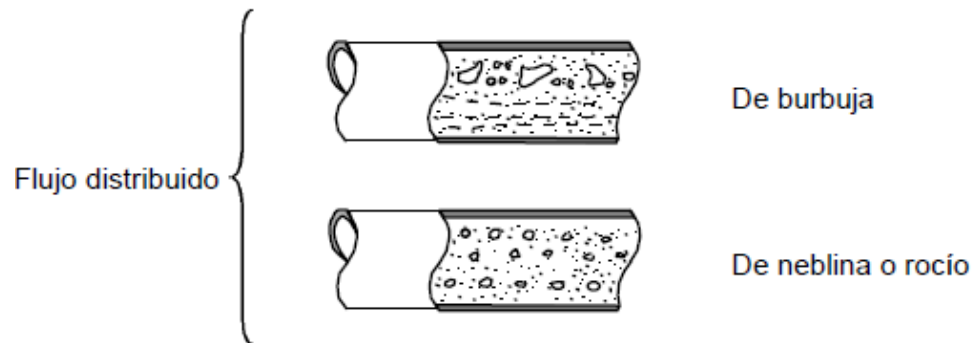


Figura 10. Flujo Distribuido

Fuente: PEMEX; Manual de procedimientos de ingeniería de diseño flujo de fluidos, pág. 107

Tabla 3.
Características de flujo Distribuido

FLUJO	CARACTERÍSTICAS
De burbuja	Caracterizado por la distribución de la fase gaseosa como burbujas a través de la fase líquida, forman una distribución menos uniforme de la fase gaseosa, se produce cierto deslizamiento relativo entre las fases y el gas tiende a atravesar la fase líquida.
De niebla	Presenta alta velocidades de gas y baja de fluido, consiste en gotas dispersas de liquido

2.3.2. TUBERIA VERTICAL

En la Figura 11 se muestra los tipos en flujo descendente y en la Figura 12 se muestran los tipos de flujo ascendente en tuberías verticales.

2.3.2.1. FLUJO DESCENDENTE

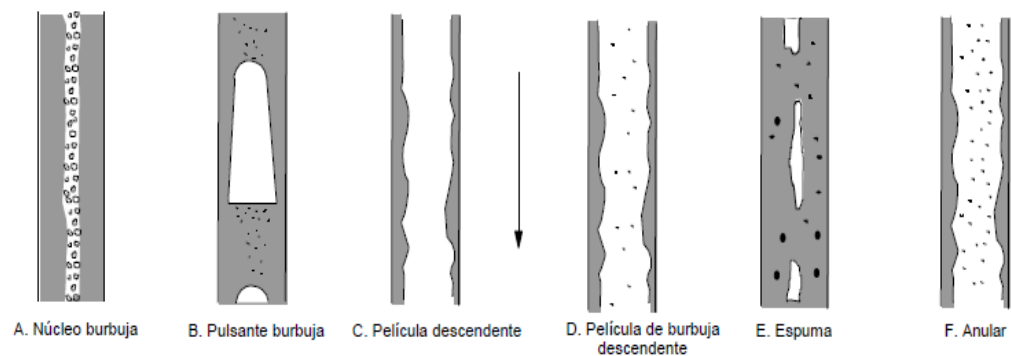


Figura 11. Flujo Vertical Descendente

Fuente: PEMEX; Manual de procedimientos de ingeniería de diseño flujo de fluidos, pag. 108

2.3.2.2. FLUJO ASCENDENTE

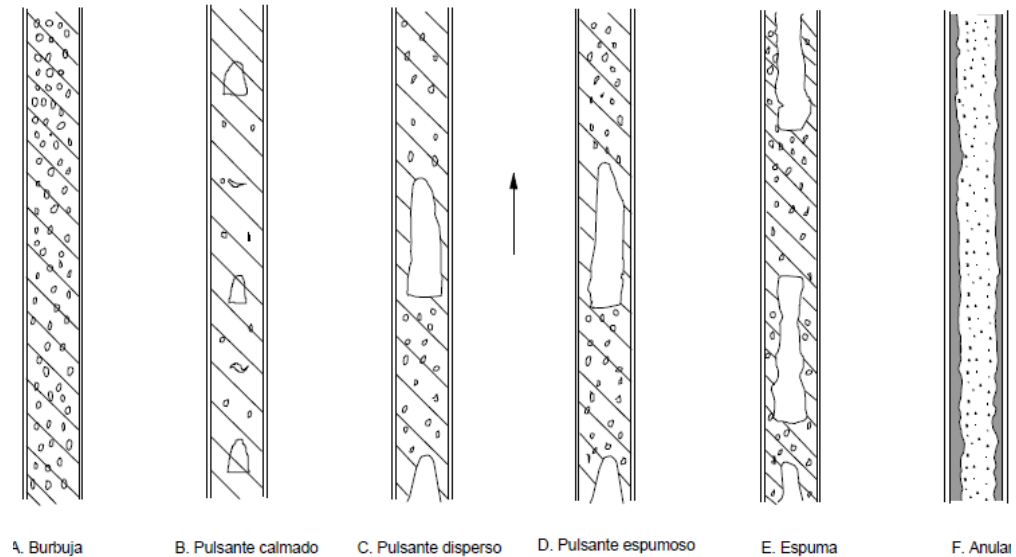


Figura 12. Flujo Vertical Ascendente

Fuente: PEMEX; Manual de procedimientos de ingeniería de diseño flujo de fluidos, pág. 109

2.4. CORRELACIONES EMPÍRICAS

Las correlaciones empíricas son usadas en el estudio del flujo simultáneo de gas y de líquido en un ducto, debido a la complejidad que representa, por la variedad de configuraciones existentes del flujo bifásico y a la compresibilidad del gas.

Estas correlaciones empíricas son la herramienta de cálculo para la solución de problemas de fluidos bifásicos, porque brindan un método eficaz para evaluar las características importantes como la predicción exacta de la pérdida de presión en tuberías con fluidos bifásicos en industrias petroleras, químicas y nucleares.

En un proyecto de red de ductos se aplica específicamente en la industria petrolera, cuando el fluido a transportar es multifásico donde el crudo es combinado con agua y gas.

Las correlaciones empíricas tienen una consideración especial ya que son aplicables a problemas de diseño y arrojan resultados de una precisión aceptable entre las que están:

- BEGGS AND BRILL
- DUKLER ET AL
- MUKHERJEE Y BRILL
- AZIZ GOVIER Y FOGARASI

2.5. MEDIO AMBIENTE

La instalación y operación de línea de tubería aéreas o enterradas afecta al medio ambiente por debajo y encima por donde pasa la tubería.

Para tubería enterrada se debe considerar las siguientes propiedades durante el diseño de la línea.

- Temperatura del suelo
- Conductividad del suelo
- Densidad del suelo
- Calor Especifico del suelo
- Profundidad de enterramiento

En tuberías aéreas, en la mayoría de los casos, la temperatura del aire y la velocidad del aire tienen un impacto importante en las mismas durante la operación de las líneas.

2.6. CRITERIOS DIMENSIONAMIENTO MECANICO

Los criterios para el diseño y dimensionamiento de las tuberías de petróleo del presente proyecto será de acuerdo al Código ASME B31.4-2012 (Pipeline Transportation System for Liquids and Slurries).

2.6.1. GENERAL

La temperatura y la presión influyen en todas las propiedades de los fluidos. En fluidos con alta temperatura es generalmente beneficioso para el movimiento dentro de tuberías debido a que disminuye la viscosidad y la densidad del mismo y reduce la caída de presión.

La temperatura de la tubería también impacta en el medio ambiente y esto se ve reflejado por ejemplo en las líneas de tuberías calientes que no estén aislados correctamente y pueden causar daños en los cultivos durante el verano. En invierno, la temperatura del suelo frío pueden afectar a la integridad de la tubería y al fluido a ser transportado. Igualmente el enfriamiento de los fluidos en líneas no aisladas adecuadamente, aumenta la viscosidad y la densidad del fluido y por tanto requiere una mayor potencia en la bomba para el transporte.

Los líquidos que tienen una constante tasa de participación con respecto al esfuerzo cortante a cualquier temperatura dada, se denominan fluidos Newtonianos, tales como el agua y el petróleo. En estos fluidos, como la viscosidad es una función dependiente solo de la temperatura, aumenta con la disminución de la temperatura.

Los fluidos No Newtonianos, tales como el betún, tienen viscosidades que no solo son función de la temperatura, pero también tienen una tasa de participación y en algunos casos están en función del tiempo.

2.7. SELECCIÓN DE RUTA

La ubicación de los puntos de suministro y entrega del fluido determinan la ruta de la tubería y la ubicación de los puntos de facilidades y de control tales como cruces de río, corredores de energía, pases de montaña, zonas pobladas.

La siguiente identificación de puntos es importante para una preliminar selección de la ruta para la instalación de una tubería enterrada:

1. Identificación de los puntos de suministro y de entrega
2. Identificación de los puntos de control
3. Identificación de la ruta más corta teniendo en cuenta principales obstáculos tales como cruce de ríos, pantanos, lagos, montañas, etc.
4. Selección del tramo de ruta más apropiada tomando en cuenta la vegetación, facilidades de construcción, tipo de suelo, pendientes, etc.
5. Mejoramiento de la ruta seleccionada para acomodar un mejor terreno, cruce más fácil de construcción, etc.

La determinación de la ruta de la tubería influye en el diseño y en la construcción de la línea, porque puede afectar los requerimientos de tubería (diámetro y longitud) así como en la determinación de la potencia de la bomba y su ubicación.

2.8. CODIGOS Y NORMAS

Las tuberías e instalaciones relacionadas exponen en peligro a operadores y potencialmente a personas en zonas pobladas, con el riesgo inherente de la alta presión del fluido de transmisión. Como resultado de este riesgo, se han creado códigos y normas nacionales e internacionales que han sido desarrollados para limitar el riesgo de a un mínimo razonable.

Estas normas son directrices para el diseño y construcción de sistemas de tuberías, sin embargo no pretenden substituir las buenas prácticas de ingeniería para el diseño y construcción.

Para la realización del proyecto se aplica las más recientes ediciones de los códigos, guías y normas aplicables de los siguientes organismos y/o empresas:

- AMERICAN SOCIETY OF INSTRUMENTATION (ASI)
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API)
- AMERICAN NATIONAL STANDARDS INSTITUTE (ANSI)
- AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS (ASME)
- AMERICAN SOCIETY FOR TESTING MATERIALS (ASTM)
- INTERNATIONAL STANDARDS ORGANIZATION (ISO)
- AMERICAN ASSOCIATION OF STATE HIGHWAY AND TRANSPORTATION (AASHTO)
- US DEPARTMENT OF TRANSPORTATION (US DOT)
- ORGANIZATION OF SAFETY AND HEALTH AMERICAN (OSHA)
- NATIONAL AMERICAN CORROSION ENGINEER (NACE)
- MANUFACTURERS STANDARDIZATION SOCIETY (MSS)
- AMERICAN SOCIETY OF CIVIL ENGINEERS (ASCE)

Adicionalmente y con preferencia de las indicadas, a menos que estas sean más estrictas, serán aplicadas las más recientes ediciones de las leyes, reglamentos, disposiciones administrativas y decretos aplicables, tanto nacionales, provinciales y/o locales

En caso de conflicto de intereses entre dos o más criterios, siempre prevalecerá el más estricto y/o conservador.

En caso de no existir criterio alguno en algún aspecto en particular, siempre se recurrirá al mejor criterio, la mejor experiencia acumulada hasta la fecha y las mejores prácticas de ingeniería.

2.9. CONSIDERACIONES AMBIENTALES

2.9.1. MEDIO AMBIENTE

La evaluación ambiental de una ruta de tubería es un componente integral e indispensable en el diseño y construcción. Se requiere una planificación para asegurar que los procedimientos sean eficaces y exitosos para la protección y recuperación de la cubierta vegetal por donde se requiere construir. Inicialmente los recursos en el área inmediata de la ruta de la tubería son identificados y evaluados para determinar el potencial impacto sobre estos.

Además en sitios específicos, los recursos considerados en la evaluación son la vida silvestre, pesca, cruces de ríos, bosques, arqueología y paleontológico, parques nacionales. El uso del suelo en el área inmediata de la ruta de tubería es también identificado y evaluado para garantizar que no surjan conflictos con otras compañías, personas o comunidades. El procedimiento de protección de medio ambiente se basa en estas evaluaciones de recursos que posteriormente son integradas en los parámetros de diseño de la tubería para la construcción.

El tiempo para la construcción de la tubería también es considerado en la evaluación de recursos, en los diferentes tipos de estaciones pueden afectar la selección de procedimiento más apropiado, debido a que las técnicas de construcción varían durante en verano, pueden ser las apropiadas pero en invierno no son tan efectivas.

Técnicas especializadas para revegetación del Derecho De Vía (DDV) son implementadas después de la construcción de la línea principal; se hace todo lo posible para que la revegetación coincida con las especies nativas del terreno y con esto se garantiza la recuperación exitosa de las tierras no cultivadas para volver a ser tierras cultivadas.

Durante la construcción de la tubería, la inspección ambiental va a garantizar el cumplimiento del diseño ambiental y procedimiento de protección, para mantener las aprobaciones regulatorias de los organismos de control.

La selección del derecho de vía (DDV) tiene que ser económica y cumplir con las regulaciones ambientales vigentes.

Un estudio de impacto ambiental por lo general se lleva a cabo con el propósito de determinar y/o desarrollar directrices de gestión de calidad para la posterior construcción y operación de las tuberías. En el estudio de impacto ambiental se debe considerar lo siguiente:

1. Permisos

- Cumplimiento de la legislación vigente
- Cumplimiento de las directrices medio ambientales
- Coordinación, auditoría y entrenamiento ambiental
- Recomendaciones de consultores

2. Directrices para protección del medio ambiente

3. Directrices para la protección contra la erosión del suelo

- Tipos y procesos de erosión
- Evaluación de riesgos de erosión
- Protección de erosión

4. Directrices para la protección de la calidad del agua
 - Calidad del agua en línea de base
 - Selección de sitio
 - Análisis del agua
 - Medidas de impacto y mitigación.
5. Directrices para la protección del patrimonio arqueológico
6. Protección de recursos del medio ambiente

2.9.2. HIDROLOGICO

Una tubería puede ser sujeta a fuerzas de flotación debido a factores como: inundaciones, migración de agua o cruces de ríos o pantanos. En la ingeniería se debe considerar el potencial daño de la tubería, con el fin de determinar el diseño óptimo y la técnica de instalación.

El diseño debe considerar la profundidad de la tubería, el control de flotabilidad, y la metodología de construcción e instalación de las tuberías en áreas importantes o críticas.

2.10. MATERIALES

Para proyectos de instalación de tuberías de acero, la longitud de la misma tiene un costo significativo en términos de inversión de capital, tanto en el costo del material de la tubería y en el costo de su instalación. La presión de la tubería, el grado del material, la ubicación y la técnica de construcción afectan al costo y al diseño de las tuberías.

El tipo de material o grado de la tubería de acero afecta al diseño del espesor de la pared y determina la elección del tipo de soldadura y la técnica

de instalación. Para una presión de diseño y con un diámetro de la tubería dada, el espesor de la pared disminuye con un material de mayor grado. Sin embargo, altos grados de acero son generalmente acompañados por costos altos del material y con más estrictas técnicas de construcción, que encarecen el proyecto. En la Figura 13, se muestra un ejemplo de la relación entre costo y el grado de la tubería.

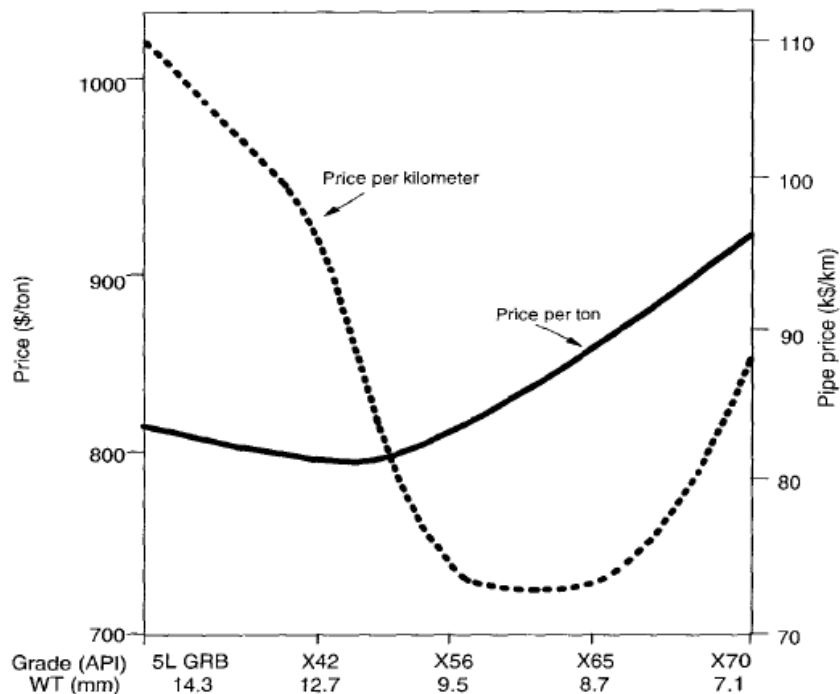


Figura 13. Costo de tuberías

Fuente: Mohitpour, Golshan, & Murray, Pipeline Design & Construction, pág. 17

La selección del material se lleva a cabo durante la etapa del diseño del proyecto del oleoducto que incluye el material de la línea y de los equipos asociados.

La designación estándar de un material cubre los requerimientos de la selección de materiales para el uso en tuberías, en estaciones de compresión y en estaciones de bombeo. Al ser estándar el material cubre los dibujos de diseño, órdenes de compra y los procedimientos de calidad que deben seguirse en la fabricación de la tubería.

En la selección de materiales deben tomarse en cuenta el funcionamiento seguro y fiable de la tubería en las condiciones de servicio durante la vida útil del diseño.

Es importante reconocer que los materiales que no se incluyen en el estándar de materiales, pueden ser aceptables bajo un conjunto diferente de diseño y condiciones de operación.

La especificación más usada en tubería de acero es la API 5L y también se tiene especificaciones con estándares europeos (EN) o internacionales (ISO). Sin embargo las tuberías también pueden ser de materiales diferentes al acero y que tienen su propia norma de fabricación e instalación.

Estos materiales plásticos o compuestos están siendo desarrollados e instalados, con el objetivo de eliminar los problemas de corrosión que se tiene con tuberías de acero, fáciles de instalar, menor mantenimiento y bajos costos. En el mercado se dispone algunas tecnologías tales como Pipe Flex, Fiberspar entre otras.

Según las aplicaciones, la temperatura, el tipo de fluido afecta al funcionamiento de estos materiales. Estas tuberías plásticas están regidas por la norma API Q1, API 15 HR.

2.11. PROTECCIÓN DE TUBERIAS

2.11.1. PROTECCIÓN EXTERNA

Las tuberías de acero enterradas están expuestas a corrosión externa causada por la acción y composición del suelo que rodea la tubería.

Durante la etapa de diseño se debe definir los materiales de revestimiento exterior de la tubería y la instalación de sistemas de protección catódicos requeridos para proteger la tubería de la corrosión externa.

El revestimiento externo es generalmente pintura Fusion Bonded Epoxy (FBE) que sirve como barrera contra la corrosión y resistir el daño durante el transporte, manipulación y relleno de la zanja durante la instalación de la tubería. El diseño del recubrimiento FBE depende de la temperatura del fluido a transportarse.

2.11.2. PROTECCIÓN INTERNA

Algunos fluidos contienen componentes corrosivos como agua salada, Ácido sulfhídrico (H_2S), Monóxido de Carbono (CO), Dióxido de Carbono (CO_2) entre otros que pueden causar corrosión interna. Muchos de los problemas de corrosión interna pueden ser corregidos en la etapa de diseño y esto se hace mediante la correcta selección de materiales para el fluido a transportar. Los tipos de corrosión que pueden ocurrir en la tubería son:

- Corrosión por hidrogeno inducido
- Agrietamiento por hidrogeno inducido
- Agrietamiento por tensión (fragilización por hidrogeno)
- Corrosión por picadura
- Corrosión General
- Corrosión por erosión

El agrietamiento por hidrogeno inducido tales como la formación de ampollas se ha observado tanto en baja y alta resistencia a la fluencia del acero bajo condiciones de tensión y no tensión. Las ampollas y agrietamiento por hidrogeno es el resultado de la difusión del átomo de hidrogeno, producidos por elementos corrosivos en un ambiente húmedo de H_2S , en el acero, donde es absorbido en laminaciones o inclusiones en la pared de la tubería.

El átomo de hidrogeno puede cambiar a hidrogeno molecular no difusible, hasta llegar a altas presiones localizadas que causan ampollas o grietas en la pared de la tubería. El diseño debe ser el escenario para la protección de la tubería contra un fallo de este tipo mediante la especificación de los siguientes límites:

- Cantidades de metales raros en la tierra como sulfuro de manganeso
- Nivel de contenido de azufre
- Nivel de contenido de cobre (hasta 0.3%) para reducir la absorción del hidrogeno en las propiedades del acero.

El mecanismo exacto del agrietamiento por tensión o fragilización por hidrogeno no está claramente entendido, sin embargo, es generalmente acordado que es influenciado por 3 factores: ambiental, metalúrgica y tensión relativa. Los factores ambientales incluyen pH, concentración de H₂S y temperatura. Las variables metalúrgicas incluyen dureza o resistencia, ductilidad, composición, tratamiento térmico, y microestructura.

La corrosión por picadura es el resultado de ataque químico en puntos bajos donde los fluidos se depositan y se acumulan en el sistema de tuberías, bacterias también pueden causar la corrosión por picadura.

Corrosión por erosión es el resultado de choque de los fluidos en la superficie de la tubería a altas velocidades del fluido. Las tuberías generalmente se dimensionan para limitar la velocidad de flujo por debajo de la velocidad crítica donde la corrosión por erosión comienza a ocurrir.

Corrosión interna de tuberías por ataque de colonias de bacterias puede darse en ciertas condiciones por el tipo de fluido y por bajas velocidades del fluido en la tubería que permiten el florecimiento de estas bacterias.

CAPÍTULO 3 - INGENIERÍA CONCEPTUAL

3.1. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

3.1.1. INTRODUCCIÓN

El diseño conceptual de este proyecto incluye las diferentes normativas, unidades de medición y criterios que se deben aplicar en la elaboración de las siguientes etapas de ingeniería básica y de detalle.

Para la Ingeniería Conceptual se tiene las fases que se indican a continuación:

- **Recopilación de información:** En esta sección se recopilara información técnica de las plataformas, que incluye ubicación geográfica, condiciones ambientales, entre otras, que se utilizan como datos para el diseño.
- **Conceptos del diseño Hidráulico:** En esta sección se analizaran los diversos criterios y/o recomendaciones para el diseño hidráulico de las líneas considerando, el tipo de fluido y características del terreno.
- **Conceptos del diseño Mecánico:** En esta sección se analizaran los conceptos para el cálculo de diámetros, espesores de tubería y materiales
- **Criterios de Instalación:** En esta sección se analizaran las normas y recomendaciones técnicas para el diseño e instalación de tuberías y accesorios.
- **Estudios de rutas de derecho de vía:** En esta sección se evaluara las alternativas de rutas de tuberías en función de su ubicación e impacto ambiental.
- **Conceptos de esfuerzos en tuberías enterradas:** En esta sección se analizan los esfuerzos por presión interna, cargas vivas, cargas sostenidas, flotabilidad que se ejercen sobre una tubería enterrada

- **Criterios para la protección catódica de las líneas:** En esta sección se analizarán las diversas alternativas de protección externa de las tuberías al ataque de la corrosión, mediante protección catódica.

UNIDADES DE MEDICIÓN

En este proyecto, para el desarrollo de los planos y documentos se utilizará el sistema americano de medición, con los usos y aceptaciones de la industria petrolera. En la siguiente Tabla 4 se muestra un listado de las unidades más comunes en el proyecto y que se emplearán en adelante.

Tabla 4.
Unidades de Medición

MAGNITUD	NOMBRE UNIDAD	SIMBOLO UNIDAD
Masa	Libra/Tonelada	Lb/Ton
Fuerza o Peso	Libra Fuerza / Tonelada Fuerza	Lb-f / ton-f (nota 1)
Longitud Larga	Pie/ Milla / Metro	Ft / mi / m
Longitud Corta	Pulgada / milímetro	in. pulg / mm
Volumen liquido	Barril / Galón / pie cubico / metro cubico	BLS / Gal / ft ³ / m ³ (nota 2)
Volumen gas	Pie cubico / metro cubico	ft ³ / m ³
Temperatura abs.	Grado Fahrenheit / Celsius	°F / °C
Presión relativa	Libra fuerza por pulgada cuadrada manométrica	Psig
Presión absoluta	Libra fuerza por pulgada cuadrada absoluta	Psia
Presiones de vacío cercanas a el	Pulgada de agua manométrica / onzas por pulgada cuadrada manométrica	H ₂ O man. / oz/pulg ²

Continua →

Tiempo	Año / Día / Hora / Minuto / Segundo	Año / D o d / h / min. / s
Flujo Másico	Libra por hora / tonelada por año (o cualquier combinación posible de masa sobre tiempo)	Lb/hr / ton/año (nota 1)
Flujo Volumétrico de líquido	Barriles por día / galones por minuto (o cualquier combinación posible de flujo volumétrico de líquido sobre tiempo)	BPD / gpm (nota 2)
Flujo Volumétrico de gas	Pies cúbicos por minute, por hora o por día (o cualquier combinación posible de flujo volumétrico de gas sobre tiempo)	ft ³ /min / ft ³ /hr / ft ³ /d (nota3)
Área	Acre / pie cuadrado / Hectárea	Acre / ft ² / Ha
Viscosidad Dinámica	Centipoisse	cP
Viscosidad Cinemática	Centistoke	cSt
Relación Gas / Petróleo	(volumen gas / (volumen petróleo + volumen gas)) * 100	GOR

NOTAS GENERALES:

- Las unidades de medida no mencionadas en la tabla 4 son la combinación de unidades fundamentales aquí especificadas o las que sean comúnmente aceptadas por la practica en la industria petrolera.
- También son aceptadas combinaciones de múltiplos o sub-múltiplos de las unidades indicadas, tal como MBPD (miles de barriles por día), etc.

NOTAS ESPECÍFICAS:

1. Se refiere a toneladas cortas o americanas, equivalente a 2.000 libras.
2. Se refiere a galones americanos, equivalentes a 3,785 litros.
3. Las condiciones en las cuales es medido el volumen se debe indicar en la unidad, tal es el caso de la S (Condiciones estándar) o la a (Condiciones

actuales), Por ejemplo: BSPD es barriles estándar por día, MMSCFD es millones de pies cúbicos estándar por día.

Para las condiciones actuales, solo se usa para el flujo de gas, si en el flujo de líquido, no se coloca nada, son condiciones actuales. Por ejemplo: BPD es barriles actuales por día, pero acfm es pies cúbicos actuales de gas por minuto

3.2. RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN

3.2.1. DATOS OPERATIVOS

3.2.1.1. Ubicación de las Instalaciones

La plataforma A está ubicada al sur de la provincia de Orellana, aproximadamente a 70 kilómetros al sureste de la población de Francisco de Orellana (El Coca), a aproximadamente 300 kilómetros de Quito.

El área de influencia de la Plataforma A que está ubicada en el Cantón Aguarico, Parroquia Cononaco, en territorio de la Reserva Étnica Huaorani.

La plataforma A esta a una distancia aproximada de 3.5 Km desde la Plataforma B. La elevación promedio del nivel del mar a la zona es de 255 msnm.

3.2.1.2. Datos del Sitio

A continuación se muestran las condiciones promedio del sitio de la zona de influencia.

Tabla 5.
Temperatura Ambiente

	Bulbo Seco (°F)	Bulbo Húmedo (°F)
Máxima	102	97
Promedio (Verano / Invierno)	95 / 80	82 / 77,5
Mínima	59	57

Fuente: PEC. Ecuador

El clima es tropical lluvioso, típico de la región selvática amazónica.

Presión Barométrica

Tabla 6.
Presión Barométrica

Máxima	14,32 psia
Promedio	14,16 psia
Mínima	14,02 psia

Fuente: PEC. Ecuador

Humedad Relativa

Tabla 7.
Humedad Relativa

Máxima	99,9%
Promedio	93,4%
Mínima	90,5%

Fuente: PEC. Ecuador

Pluviosidad

Tabla 8.

Pluviosidad

Intensidad Máxima	7,4 in (4,62 US gal/hr*ft ²)
Promedio Anual	129,5 in
Promedio de días lluviosos al año	219

Fuente: PEC. Ecuador

Cerca de la instalación existe un estero, de donde se suplirá el agua necesaria para las pruebas hidrostáticas de las líneas.

Perfil de elevación de las líneas entre la plataforma A y la plataforma B

En la Figura 14 se indica el perfil topográfico de las líneas

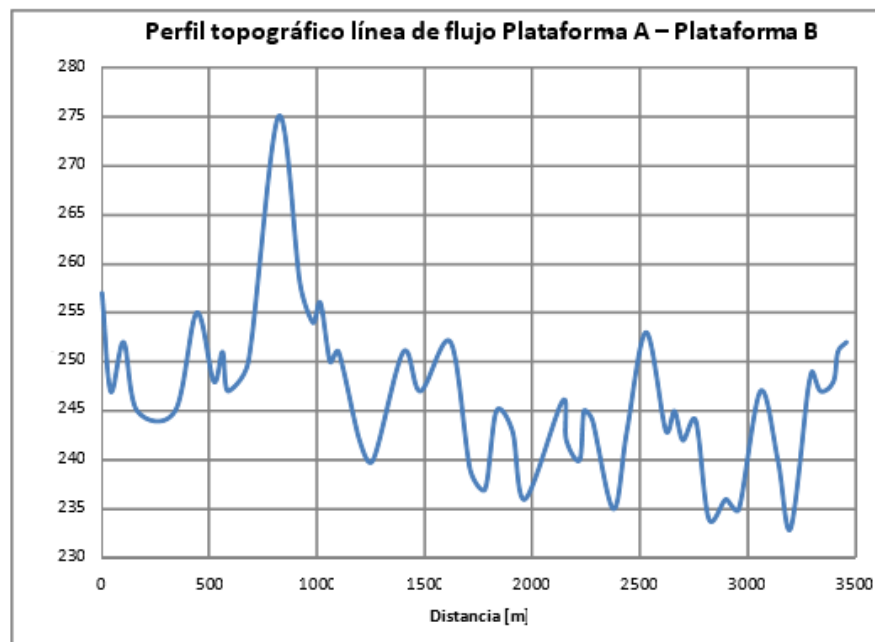


Figura 14. Perfil de elevación de la línea A – B

Fuente: PEC. Ecuador

La elevación de la plataforma A es 257 msnm y tiene un perfil ondulado, con una elevación máxima de 275 msnm y una elevación mínima de 232 msnm y la elevación en la plataforma B es de 252 msnm. La diferencia de elevación entre las plataformas es de aproximadamente 5 metros.

3.2.2. FLUIDOS A TRANSPORTAR

Las propiedades físico-químicas que se utilizan para la caracterización del fluido y desarrollo del estudio hidráulico de la línea de transporte del petróleo, se obtuvieron del análisis en laboratorio de las muestras obtenidas de la formación. La Tabla 9 muestra las propiedades consideradas para la caracterización del líquido.

Tabla 9.
Propiedades físico-químicas del fluido consideradas

Densidad	16 API @ 60°F		
Temperatura de fondo	220 °F		
Viscosidad	372 @ 80°F	260 @ 150 °F	cSt
Punto de burbuja	400 @ 196 °F psig		
GOR	80 scf/sBls		

Fuente: PEC. Ecuador

3.2.2.1. FLUJOS DE PRODUCCIÓN

La producción prevista para el campo A del petróleo, agua de producción y fluido multifásico, hasta el año 2022 se indican en las Figura 15, Figura 16 y Figura 17.

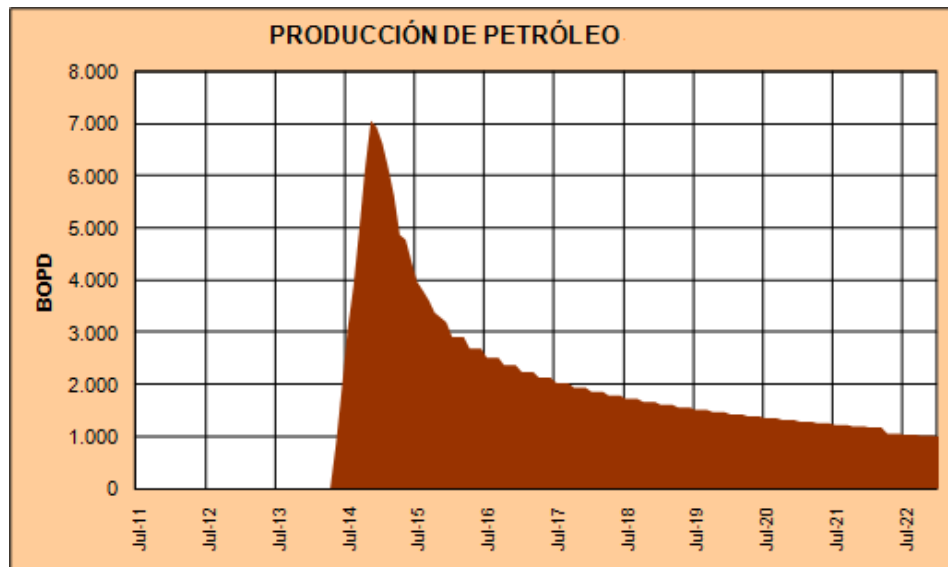


Figura 15. Pronóstico de producción de petróleo.

Fuente: PEC. Ecuador

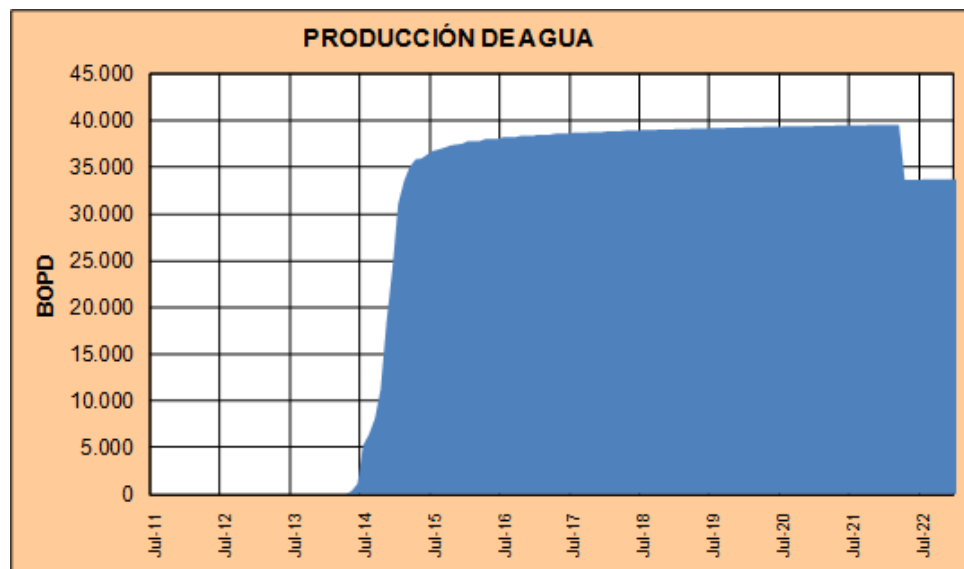


Figura 16. Pronóstico de producción de agua del campo A.

Fuente: PEC. Ecuador

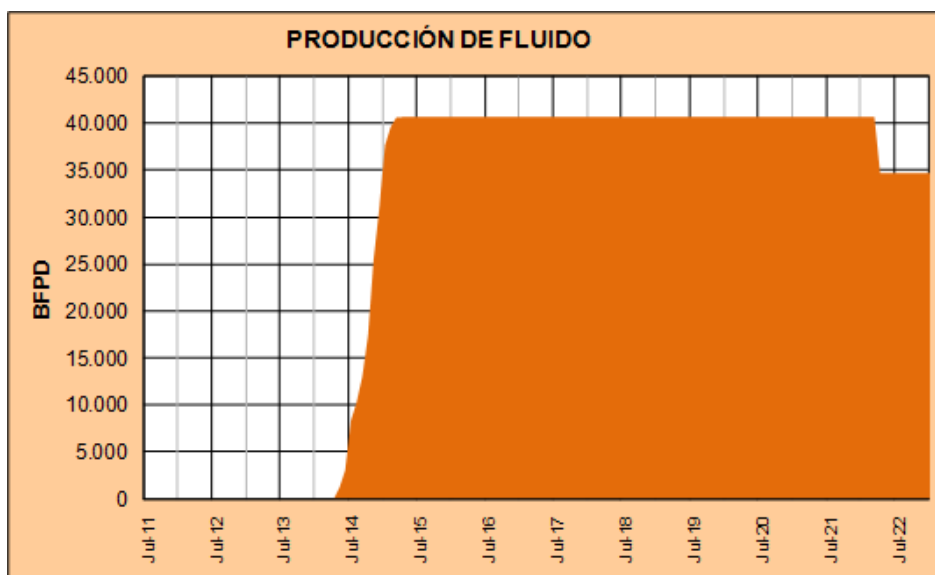


Figura 17. Pronóstico de producción de fluido del campo A.

Fuente: PEC. Ecuador

3.3. DISEÑO HIDRAULICO

Las consideraciones del diseño hidráulico de tuberías están basadas en los documentos de referencia indicados en la sección 2.8, y en especial con lo indicado en el API RECOMMENDED PRACTICE 14E (RP 14E).

3.3.1. CONSIDERACIONES DE LA TUBERIA

Para dimensionar el diámetro de la tubería, se utiliza el volumen previsto de producción del fluido a las condiciones de diseño y se toma muy en cuenta las caídas de presión y la velocidad mínima y máxima del fluido por consideraciones de corrosión y erosión.

Se recomienda una velocidad del fluido en las tuberías según el RP 14E e indicada en la Tabla 10:

Tabla 10.
Velocidad del fluido recomendada

Velocidad del fluido en la tubería	MINIMA [ft/s] (m/s)	MAXIMA [ft/s] (m/s)
	3 (1)	15 (5)

Fuente: API RECOMMENDED PRACTICE 14E (RP 14E)

En el caso de la línea de fluido multifásico desde la plataforma A hasta la plataforma B, se debe considerar la presión máxima o requerida de llegada en la plataforma B y se debe considerar la caída de presión en el tramo. La presión de salida de la línea no debe superar la presión en la cabeza de los pozos productores y no supere la presión recomendada de la bomba o de las bombas que suministran el fluido a presión.

En el caso de la línea de agua de producción desde la plataforma B hasta la plataforma A, se debe considerar la presión máxima de llegada en la plataforma A y se debe considerar la caída de presión en el tramo. La presión de llegada debe permitir inyectar el agua de formación en el o los pozos inyectores.

El plan de desarrollo del campo A considera el transporte de fluidos a través de ductos enterrados.

3.3.2. PÉRDIDA DE PRESIÓN

Para el cálculo de las pérdidas de presión en tubería que transportan fluidos multifásicos se han desarrollado correlaciones empíricas y entre otros se tienen las siguientes correlaciones:

- **BEGGS Y BRILL:** Esta correlación aplica para tuberías horizontales e inclinadas y está basada en un mapa de régimen de flujo, que se calcula primero como si fuera horizontal y posteriormente se varía para inclinaciones de tubería.

- **DUKLER ET AL:** Esta correlación incluye el factor de fricción y hold up. Esta correlación es recomendada en el manual de diseño publicado por la AGA y API⁹
- **MUKHERJEE Y BRILL:** Esta correlación es aplicable en un comportamiento de caída de presión en flujo multifásico inclinado.
- **AZIZ GOVIER Y FOGARASI:** Esta correlación considera los regímenes de flujo en tubería horizontal e inclinada.

Para calcular la pérdida de presión se va a utilizar el método general de Dukler en tuberías que transportan mezclas de vapor y líquido y que se basan en los siguientes principios básicos:

CORRELACION DUKLER

Paso 1: Calculo de la caída total de presión para una sección dada de tubería

$$\Delta P_{Total} = \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{Fricción} * L + \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{Elevación} * L_H + \Delta P_{aceleración}$$

(Ecuación 7. Caída total de presión)¹⁰

Paso 2: Calculo del Gradiente de Presión por Fricción

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{Fricción} = \frac{1,344 \times 10^{-5} f_{tp} Wt^2}{\beta \rho_h Di^5}$$

(Ecuación 8. Gradiente de Presión por Fricción)¹⁰

Dónde:

W_{Total}: Tasa de flujo de masa total de las fases de vapor y líquido, (lb/hr)

D_i: Diámetro interno de la tubería, (pulgadas)

f_{tp}: Factor de fricción del flujo bifásico

ρ_h: Densidad de la mezcla homogénea, (lb/pies³)

β: Factor de corrección de densidad

⁹ Baker, O.: et al: “ Gas-Liquid Flow in Pipelines, II Design Manual “ AGA-API Project NX-28

¹⁰ Calculo Hidráulico de Tuberías PDVSA, pág. 94

Una resistencia del líquido representado por el símbolo λ , en una mezcla homogénea, basada en el flujo de entrada o de salida de la tubería, se utiliza para definir las propiedades físicas homogéneas de la mezcla.

$$\lambda = \frac{Q_L}{Q_L + Q_g}$$

(Ecuación 9. Resistencia del líquido)¹¹

Donde:

Q_L: Tasa volumétrica de flujo del líquido, lb/hr.

Q_g: Tasa volumétrica de flujo del gas, lb/hr.

Entonces se calcula la densidad y viscosidad de la mezcla de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

$$\rho_h = \rho_L \lambda + \rho_g (1 - \lambda)$$

(Ecuación 10. Densidad de la mezcla)¹¹

$$\mu_h = \mu_L \lambda + \mu_g (1 - \lambda)$$

(Ecuación 11. Viscosidad de la mezcla)¹¹

β es el factor de corrección de densidad, definido como:

$$\beta = \frac{\rho_L}{\rho_h} \left(\frac{\lambda^2}{R_L} \right) + \frac{\rho_{gas}}{\rho_h} \left(\frac{(1 - \lambda)^2}{1 - R_L} \right)$$

(Ecuación 12. Factor de Corrección de densidad)¹¹

R_1 es la resistencia real del líquido dentro de la tubería, y se evalúa con las correlaciones dadas en el ANEXO 3 (para flujos bifásicos en tuberías Horizontales) y ANEXO 4 (para flujos bifásicos en tuberías verticales).

¹¹ Calculo Hidráulico de Tuberías PDVSA, pág. 95

- **Tuberías Horizontales.** El ANEXO 3 nos proporciona la resistencia real del líquido, $R_{\text{líquido}}$ a través de un procedimiento de ensayo y error. Para flujos horizontales $R_1 > \lambda$. El número de Reynolds se define como:

$$Re = \frac{6,316 W_t \beta}{\mu_h D}$$

(Ecuación 13. Factor de Corrección de densidad)¹²

- **Flujo Vertical Ascendente.** El ANEXO 4 nos proporciona el valor de R_1 directamente como una función de las velocidades superficiales del vapor y el líquido, V_{sg} y V_{sl} , las cuales están basadas en el área transversal total de la tubería.
- **Flujo Vertical Descendente.** Las correlaciones disponibles para el manejo de este tipo de flujo no son de índole general y no han sido probadas suficientemente. Se recomienda asumir que $R_1 = \lambda$ para cálculos de ΔP de fricción.

📊 Factor de fricción de flujo bifásico, f_{tp} : En el ANEXO 5 se muestran un gráfico con el valor de factor de fricción de la tubería

Paso 3: Gradiente de Presión por Elevación

En este paso, se tiene dos casos importantes que deben ser considerados:

1. **Flujo Ascendente en tuberías verticales e inclinadas**

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_{\text{Elevación}} = 6,95 \times 10^{-3} \rho_m \text{ sen } \theta$$

(Ecuación 14. Gradiente de Presión por tubería verticales)¹²

θ : Ángulo de inclinación respecto a la horizontal

¹² Calculo Hidráulico de Tuberías PDVSA, pág. 95

2. Flujo Descendente en tuberías verticales e inclinadas:

Se recomienda adoptar un enfoque conservador y forzar la siguiente igualdad

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta}\right)_{Elevación} = 0$$

(Ecuación 15. Factor de Corrección de densidad)¹¹

Paso 4: Pérdidas por Aceleración

$$\Delta P_{aceleración}$$

Este término se debe calcular siempre que las condiciones de flujo indiquen:

- Que $\Delta P > 10\%$ de la presión conocida
- Que la velocidad de la fase mixta, $V_{sl} + V_{sg}$, es ≥ 100 ft/s (30,48 m/s)
- Que no existe vaporización sustancial en la tubería.

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{Acc} = \frac{5,603 \times 10^{-7}}{D^4} (W_g^2 \Delta g + W_L^2 \Delta L)$$

(Ecuación 16. Factor de Corrección de densidad)¹¹

Donde:

W: Tasa de flujo de masa total de las fases de vapor y líquido, (lb/hr)

Di: Diámetro interno de la tubería, (pulg)

ρ : Densidad del líquido o vapor, (lb/pies³)

Δg : $[1/(\rho_g R_g)]_{salida} - [1/(\rho_g R_g)]_{entrada}$

ΔL : $[1/(\rho_L R_L)]_{salida} - [1/(\rho_L R_L)]_{entrada}$

La producción de la plataforma A se enviará hasta la plataforma B mediante la presión de las bombas electro sumergibles (ESP electro sumergible pumps). En la plataforma A no existirá ningún equipo de bombeo en superficie y únicamente se prevé la instalación de un separador de prueba.

En la Figura 18 se muestra el proceso de la plataforma de desarrollo

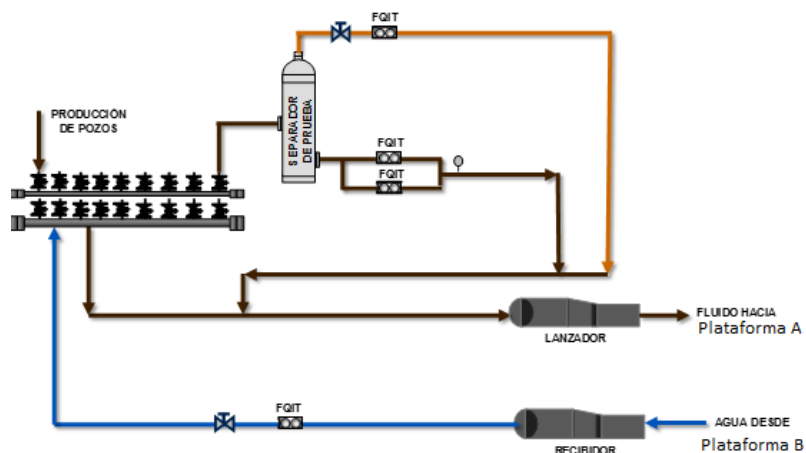


Figura 18: Diagrama preliminar de proceso de la plataforma A.

3.3.3. METODO PARA SELECCION DE DIAMETRO DE LA TUBERÍA

Para seleccionar el diámetro óptimo de la tubería se debe considerar dos aspectos fundamentales que son:

1. La velocidad del fluido para ver el tipo de patrón que presenta y así evitar daños por corrosión o erosión.
2. La pérdida de presión de la línea para disponer de la presión requerida en la llegada.

Se realiza una serie de iteraciones con diferentes diámetros y diferentes caudales para al final poder seleccionar el diámetro óptimo de la tubería.

En el presente proyecto, para la selección del diámetro de la tubería de fluido multifásicos a ser diseñada, se van a considerar las combinaciones de cuatro diámetros de tubería y cuatro caudales del fluido multifásico, desde el inicio de la operación donde se espera más caudal hasta un caudal promedio tal como se muestra a continuación en la Tabla 11:

Tabla 11.

Diámetros y Caudales asumidos para la línea de transferencia de fluido

DIAMETRO (NPS)	CAUDAL (Q)
6 [in]	44000 [BFPD]
8 [in]	38000 [BFPD]
10 [in]	35000 [BFPD]
12 [in]	28000 [BFPD]

En el presente proyecto, para la selección del diámetro de la tubería de transporte de agua de formación a ser diseñada, se van a considerar las combinaciones de tres diámetros de tubería y cuatro caudales del agua, tal como se muestra a continuación en la Tabla 12

Tabla 12.

Diámetros y Caudales asumidos

DIAMETRO (NPS)	CAUDAL (Q)
4 [in]	25000 [BWPD]
6 [in]	30000 [BWPD]
8 [in]	35000 [BWPD]
	40000 [BWPD]

3.3.4. RUGOSIDADES DE MATERIALES

La rugosidad (ϵ) o aspereza de las paredes tiene influencia sobre la distribución de velocidades del flujo dentro de una tubería. La rugosidad está en función del número de Reynolds, que da el criterio para la selección del factor de Moody. En la Tabla 13 se muestra las rugosidades de algunos materiales

Tabla 13.
Rugosidades absolutas de materiales

Material de Tubería	Rugosidad, ϵ
	mm
Acero bridado	0,91 a 9,10
Tubería de acero soldada	0,046
Acero Comercial o hierro dulce	0,046
Hierro fundido asfaltado	0,120
Hierro fundido	0,260
Hierro galvanizado	0,15

Fuente: Ahmed N., 1987

3.3.5. ECUACIONES DE MOODY Y CRITERIOS DE SELECCIÓN

La ecuación de Moody sirve para determinar la fricción de un fluido en las paredes de una tubería y depende del número de Reynolds y de la rugosidad del material. En la Tabla 14 se muestra las ecuaciones de Moody para diferentes regímenes de flujo.

Tabla 14.
Ecuaciones de Moody

REYNOLD	ECUACIÓN DE MOODY
$Re \leq 2000$	$f = \frac{64}{Re}$
$2000 \leq Re \leq 3000$	$f = (-2 \log_{10}(\frac{\epsilon}{3,7} + \frac{2,51}{Re \sqrt{f}}))^{-2}$
$3000 < Re$	$f = (1,14 + 2 \log_{10}(\frac{D}{\epsilon}))^{-2}$

Fuente: Hidráulica de los canales abiertos. Ven Te Chow. 1982.

3.4. DISEÑO MECANICO

3.4.1. TEMPERATURA DE DISEÑO

La temperatura de diseño puede ser igual o mayor a la temperatura de operación. En el presente caso, la temperatura de operación es 206 °F, y la temperatura de diseño asumida es de 230°F.

Con la temperatura de 230°F, según el código B31.4, no es necesario variar los esfuerzos de diseño para temperaturas de metal entre -20°F y 250°F, además el coeficiente de expansión térmica para aceros al carbono de baja aleación y de alta resistencia puede tomar el valor de $6,5 \times 10^{-6}$ in./in./°F

3.4.2. PRESIÓN DE DISEÑO

La presión de diseño (MAWP)¹³ se establecerá con base en la que resulte mayor entre el 110% de la máxima presión de operación (MAOP)¹⁴ o la máxima presión de operación (MAOP) más 50 psig.¹⁵

En la Tabla 15 se muestran las presiones de diseño del fluido multifásico y del agua de formación.

Tabla 15.
Presión de diseño de las líneas

	Presión de Operación [psi]	Presión de diseño [psi]	
		110% Presión de Operación [psi]	Presión de Operación + 50 [psi]
Fluido Multifásico	590	650	640
Agua de Formación	1227	1350	1277

¹³ MAWP: Maximum Allowed Working Pressure

¹⁴ MAOP: Maximun Allowed Operating Pressure

¹⁵ PEMEX, Diseño de Ductos Terrestres de Hidrocarburos,2009, pág. 20

La presión interna de diseño (P_i) para los sistemas de tuberías de acero, o el espesor de pared nominal (t) de una tubería circular para una presión de diseño dada será determinado por la siguiente ecuación:

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

(Ecuación 17. Tensión circunferencial debido a la presión interna)¹⁶

Dónde:

- D:** Diámetro exterior de la tubería, in. (mm)
- P_i:** Presión interna, psi (bar)
- S_H:** Tensión circunferencial, psi (MPa)
- t:** Espesor de la pared de tubería, in (mm)

3.4.3. SELECCIÓN DE MATERIAL

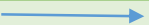
En la selección del material se debe establecer los requerimientos técnicos que deben cumplir obligatoriamente los tubos de acero al carbono y aleados para una red de ductos para el transporte de hidrocarburos y sus derivados.

Dentro de la norma ASME B31.4 2012 se listan una serie de materiales aplicables para tubería como se muestra en la Tabla 16

¹⁶ ASME B31.4- 2012, pag. 13

Tabla 16.

Lista de materiales estándares

Especificaciones o Estándar	Designación	Alcance
PIPE		
Tubería de Acero Negro e Inmersos en Caliente, Galvanizados, Soldados y Sin Costura	ASTM A53	En NPS 1/8 hasta NPS 26. La tubería A-53 está destinada a aplicaciones mecánicas y de presión y también es aceptable para usos ordinarios en la conducción de vapor, agua, gas, y las líneas de aire.
Tubería de acero al carbono sin soldadura para alta temperatura de servicio	ASTM A106	En NPS 1/8 hasta NPS 48. Tubos bajo esta especificación están disponibles en cualquiera de los siguientes grados: grado A, grado B y grado C. La Tubería A-106 es apta para el plegado, abridamiento, operaciones de formado similares, y para ser soldada.
Tubería de acero soldada con arco de fusión eléctrico (Tamaños nominales iguales o superiores a NPS 16)	ASTM A134	La tubería bajo esta especificación es fabricada por soldadura de arco de fusión eléctrica (ARC) con costura recta o con costura de soldadura en espiral. El diámetro nominal suministrado es NPS 16 o superiores, con espesores de pared de hasta 3/4 pulgada.
Tubería de acero soldada con resistencia eléctrica (ERW)	ASTM A135	La Tubería bajo esta especificación se fabrica en dos grados (Grado A y Grado B) en NPS 2 a NPS 30. Estas tuberías están destinadas para el transporte de gas, vapor, agua u otro líquido.
Tubería de acero soldada con arco de fusión eléctrico (Tamaños nominales iguales o superiores a NPS 4)	ASTM A139	Esta especificación abarca cinco grados de tubería de acero soldada con arco de fusión eléctrico (ARC) con costura recta o helicoidal. Las tuberías se fabrican NPS 4 y más grandes con un espesor nominal (promedio) de pared máximo de 1.0 pulgadas [25,4 mm].
Tubería soldada de acero inoxidable austenítico	ASTM A312	Se suministran sin costura, con costura recta o con soldadura pesada en frío. Tubería bajo esta especificación puede ser ordenada en varios grados y sub grados. La Tubería A-312 está destinada para aplicaciones sometidas a alta temperatura y agentes corrosivos en general.
Tubería con y sin costura tubos de acero para servicio de baja temperatura y otras aplicaciones con resiliencia obligatoria	ASTM A333	Esta especificación cubre nominal (promedio) de pared al carbono sin costura y con costura y tubos de acero de aleación para uso a bajas temperaturas. Varios grados de acero ferrítico se incluyen.
Tubería Electro-Fusión-soldada de cromo-níquel tubos de acero inoxidable austenítico para servicio de alta temperatura y para aplicaciones generales	ASTM A358	Tubería para servicio de alta temperatura y para aplicaciones generales
Tubería de acero soldada por arco metálico para uso con alta presión Sistemas de Transmisión	ASTM A381	Adecuado para servicio de alta presión, NPS 16, El tubo está diseñado para la fabricación de piezas y accesorios para compresor o la tubería de la bomba-estación.
		Continúa 

Tubo de Acero Inoxidable de Gran Diámetro Austenítico Con Soldadura, para Servicios Corrosivos o Altas Temperaturas.	ASTM A409	Esta especificación trata sobre el alambre de acero de bajo carbono galvanizado para uso en blindaje para la protección contra el daño de los cables submarinos y subterráneos utilizados para la comunicación, control, o con fines de poder.
Tubería de carbono sin soldadura de tubos de acero para atmosférica y temperaturas más bajas	ASTM A524	Cubre tubería de acero al carbono sin soldadura destinados principalmente para el servicio a temperaturas atmosféricas e inferior, NPS 1/8 a 26 inclusive, con espesores (promedio) de pared nominal
Requisitos generales de carbono especializado y tubos de acero de aleación	ASTM A530	
Tubería soldada Tipo EFW para Uso a Temperatura Ambiente e Inferior.	ASTM A671	La especificación cubre nominalmente tubería NPS 16 pulgadas diámetro exterior o más grande y de 1/4 pulg [6 mm] espesor de pared o mayor.
Tubería eléctrico- de fusión- tubo de acero soldado de alta- presión de servicio a temperaturas moderadas	ASTM A672	La especificación cubre nominalmente tubería NPS 16 pulgadas de diámetro exterior o más grande, con espesores de pared de hasta 3 pulg [75 mm]
Tubería sin y con costura ferrítico / austenítico tubos de acero inoxidable	ASTM A790	Acero destinados servicio corrosivo en general, con especial énfasis en la resistencia a la corrosión bajo tensión. Estos aceros son susceptibles a la fragilización si se utiliza durante períodos prolongados a temperaturas elevadas.
Tubería soldada por fusión eléctrica con aporte de material, en acero inoxidable ferrítico/austenítico (duplex)	ASMT A928	Esta especificación trata sobre tubos de acero eléctrico-fusión-soldado apto para servicio corrosivo.
Tubería para líneas (1)	API 5L	Los principales uso que se dan a este tipo de tubería son: Conducción de crudo (petróleo) Conducción de gas Conducción de agua Estructural (Puentes, Muelles, Estructuras de contención)

Fuente: Tabla 423.1-1 Material Estándar ASME B31.4

Para el presente proyecto se selecciona la tubería de acero al carbono con designación API 5L de acuerdo a las recomendaciones del código y con la especificación PSL2 (Product Specification Level, PSL por sus siglas en inglés). La tubería sin costura (SMLS seamless) es ampliamente utilizada en redes de tuberías principales, y también puede usarse con costura (ERW)¹⁷ y se selección será determinada en base a los cálculos.

La tubería API 5L se dispone en varios grados con valores de esfuerzo cedente mínimo como se indica en la Tabla 17. Para el proyecto se deberá seleccionar el grado en la ingeniería básica.

Tabla 17.

Esfuerzo cedente mínimo de materiales API 5L

Material y Grado	Esfuerzo cedente mínimo (psi)
API 5L grado A25	25000
API 5L grado A	30000
API 5L grado B	35000
API 5L grado X42	42000
API 5L grado X46	46000
API 5L grado X52	52000
API 5L grado X56	56000
API 5L grado X60	60000
API 5L grado X65	65000
API 5L grado X70	70000
API 5L grado X80	80000

Fuente: ASME B31.4

3.4.4. ESPESOR DE LA PARED DE LA TUBERIA

El espesor mínimo en tuberías de transporte de petróleo, según lo establecido en la norma ASME B31.4 se determina con la siguiente ecuación:

¹⁷ Electric Resistance Welded

$$t_n \geq t + A$$

(Ecuación 18. Espesor nominal)¹⁸

Dónde:

- t_n:** Espesor nominal de pared, in (mm)
- A:** Suma de las tolerancia admisibles, in (mm).
- t:** Espesor de pared para la presión de diseño, in (mm).

El espesor de pared *t* se calcula partiendo de la siguiente ecuación

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

(Ecuación 19. Espesor de pared para presión de diseño)¹⁴

Dónde:

- P_i:** Presión interna de diseño, psi
- D:** Diámetro exterior de la tubería, in
- S:** Esfuerzo permisible aplicable, psi

El esfuerzo permisible *S* se calcula con la siguiente ecuación:

$$S = F * E * S_y$$

(Ecuación 20. Espesor de pared para presión de diseño)¹⁹

Dónde:

- F:** Factor de diseño basado en el espesor nominal, es un factor que considera una tolerancia sobre el espesor de la tubería y su valor es 0,72
- E:** Factor de junta de soldadura y sus valores están indicados en la tabla 403.2.1-1 del ASME B31.4, y que se muestra en el ANEXO 6

¹⁸ ASME B31.4 - 2012, pág. 18

¹⁹ ASME B31.4 - 2012, pág. 19

3.4.5. TOLERANCIA POR CORROSIÓN Y EROSIÓN

La tolerancia por corrosión y erosión es un espesor adicional que se debe incluir en el diseño por el desgaste de la pared de la tubería por efectos de la corrosión y erosión que sufren las tuberías de aceros al carbono o de bajo y media aleación. El desgaste del espesor dependerá de la velocidad y del tipo de fluido.

Los valores de tolerancia por corrosión y erosión están establecidas en la norma NACE 37519:1985 y se debe complementar con el código de recomendación API “Recommended Practice Risk-based Inspection Technology” API (RP 581:2008) y por un periodo de vida útil de 20 años que se establece para este proyecto, pero no menor a lo siguiente:

- a) 1,6 mm (0,0625 in) para servicios que generan un desgaste uniforme menor a 0,076 mm/año (0,003 in/año)
- b) 3,2 mm (0,125 in) para servicios que generan un desgaste uniforme, entre 0,076 mm/año y 0,152 mm/año (0,006 in/año)

Para el proyecto se asume un valor de 3,2 mm o 0,125 in por esperar un desgaste mayor a 0,076 mm/año para las dos tuberías, tanto de fluido multifásico como del agua de formación porque el fluido a transportarse se considera agresivo y corrosivo por la alta salinidad presente.

3.5. CRITERIOS DE INSTALACIÓN TUBERÍAS Y ACCESORIOS

Los accesorios están determinados por el tamaño de la tubería y la clase de presión requerida para la aplicación. Las bridas y accesorios están estandarizadas de acuerdo con las publicaciones de organizaciones como ANSI, ASME, MSS, API y otros.

El estándar dimensional aplicable para los accesorios está basado en las aplicaciones recomendadas para las clases ANSI 150 hasta 2500, conforme a lo establecido en:

ANSI

- Flanges and Flanged Fittings ANSI B16.5
- But Welding Fittings ANSI B16.9 / ANSI B16.28
- Fittings Socket Welding and Threaded ANSI B16.11
- Steel Pipe ANSI B36.10
- Pipe Threads (Tapered) ANSI B1.20.1
- Dimensions of Valves ANSI B16.34
- Orifice Flanges ANSI B16.36
- Pipe Plugs, Bushings ANSI B16.14

MSS

- Steel Pipeline Flanges MSS SP-44
- Quality Standard for Steel Casting for Valves, Flanges and Fittings and Other Piping Components MSS SP-55
- Specification For High Test Wrought Butt Welding Fittings MSS SP-75
- Class 3000 Steel Pipe Unions Socket Welding and Threaded MSS SP-83

Para el presente proyecto, considerando que la temperatura de diseño es 230°F. Para los dos fluidos (fluido multifásico y agua de formación) y que la presión de diseño son las siguientes:

- Fluido multifásico: presión de diseño 650 psi
- Agua de Formación: presión de diseño 1350 psi

Las clases de presión más usuales son: 150#, 300#, 600#, 900#, 1500# y 2500#.

En la Tabla 18 que muestra las relaciones de presión temperatura para un material de grupo 1.1, que corresponde a un material de acero al carbono con aleación C-Mn-Si. En la Tabla 19 que muestra las relaciones de presión temperatura para un material de acero al carbono grupo 1.2, que corresponde a un material de acero al carbono con aleación de 2-¹/₂ Ni y 3 -¹/₂ Ni

Tabla 18.

Rating de Presión - Temperatura para material grupo 1.1

Presión máxima admisible (psig)							
Temp. (F)	Presión ANSI Clase (lb.)						
	150	300	400	600	900	1500	2500
-20 a 100	285	740	990	1480	2220	3705	6170
200	260	675	900	1350	2025	3375	5625
300	230	655	875	1315	1970	3280	5470
400	200	635	845	1270	1795	2995	4990
500	170	600	800	1200	1795	2995	4990
600	140	550	730	1095	1640	2735	4500
650	125	535	715	1075	1610	2685	4475
700	110	535	710	1065	1600	2665	4440

Fuente: ANSI B16.5 - Pressure and Temperature Ratings

Tabla 19.

Rating de Presión - Temperatura para material grupo 1.2

Presión máxima admisible (psig)							
Temp. (F)	Presión ANSI Clase (lb.)						
	150	300	400	600	900	1500	2500
-20 a 100	290	750	1000	1500	2250	3750	6250
200	760	750	1000	1500	2250	3750	6250
300	230	730	970	1455	2185	3640	6070
400	200	705	940	1405	2110	3520	5865
500	170	665	885	1330	1995	3325	5540
600	140	605	805	1210	1815	3025	5040
650	125	590	785	1175	1765	2940	4905
700	110	555	740	1110	1665	2775	4630

Fuente: ANSI B16.5 - Pressure and Temperature Ratings

De acuerdo a la Tabla 18, para la línea de transferencia de fluido multifásico, el ANSI clase 600 cumple con la presión de diseño, con el material de grupo 1.1, pero no cumple para la línea de agua.

De acuerdo a la Tabla 19, para la línea de agua de formación, el ANSI clase 600 cumple con la presión de diseño para el grupo de materiales 1.2.

Par el presente proyecto se utilizara el ANSI clase 600 con material de grupo 1.2 para las dos líneas.

3.5.1. VÁLVULAS

Las válvulas se especificarán de acuerdo con los niveles de presión y temperatura y para el presente proyecto se requiere que sea de ANSI Clase 600 y se instalaran según lo recomendado por los fabricantes y dentro de los límites del código ANSI respectivo.

Las válvulas que se requieran para las líneas pueden ser del tipo compuerta, globo, retención y bola y estarán en conformidad con la norma ANSI/ASME B16.34, que aplica a la construcción de las válvulas y cubre los rangos de acuerdo al rating de presión-temperatura, dimensiones, tolerancias, materiales, ensayos no destructivos, pruebas, y marcado para las bridas con fundición o forja, roscadas o soldadas en sus extremos y con diferentes materiales de acero y otras aleaciones. Las válvulas pueden ser de tipo bridada o no bridada.

Todas las válvulas para hidrocarburos deberán ser de acero. Las válvulas iguales y mayores de 2" deberán ser bridadas mientras que las válvulas iguales y menores de 1-1/2" deberán ser roscadas. Todas las válvulas de bola serán diseñadas a prueba de fuego.

Las válvulas de bloqueo deben ser colocadas aguas abajo de las válvulas de retención para permitir el aislamiento de éstas y poder sacarlas de servicio.

Las válvulas de venteo deben estar instaladas para facilitar la despresurización de la tubería aguas abajo de la válvula de retención y aguas arriba de la válvula de retención para realizar pruebas de fuga en las mismas.

3.5.2. ACCESORIOS DE CONEXIÓN

En general, las bridas se utilizarán en sistemas bridados cuando se tenga conexiones a equipos y válvulas entre sistemas modulares. Cuando, por los espaciamientos existentes no sea posible la utilización de las bridas, las uniones soldadas son la alternativa. Las bridas se ocupan cuando existe un cambio de materiales entre las partes a unirse, y serán con cuello para soldar (WN)²⁰, con un acabado estriado espiral de acuerdo a la especificación ASME B.16.5. Las caras de las bridas ANSI Clase 600, para el asiento de las juntas de sellado pueden ser RF²¹ o FF²².

3.5.3. ESPÁRRAGOS Y TUERCAS

Para sistemas de tubería bridadas, se usarán espárragos roscados en toda su longitud y estos deberán ser de acero, según la especificación ASTM A-193 Grado B-7. Las tuercas deberán ser del tipo semi-acabado, hexagonal, para servicio pesado de acuerdo a ASTM A-194 Grado 2H. Los espárragos y las tuercas deberán tener recubrimiento superficial de cadmio o Fluorcarbono.

3.6. ESTUDIO DE DERECHO DE VIA

Los estudios a realizarse para la determinación del derecho de vía (DDV) deberán tener la extensión y profundidad necesarias para definir y analizar con precisión todos los posibles condicionantes, tanto de tipo geomorfológico e infraestructuras presentes o futuras, como de tipo administrativo o medioambiental, patrimonio histórico, concesiones mineras, canteras en

²⁰ WN = Welding Neck

²¹ RF = Raised Face

²² FF = Flat Face

explotación, vías pecuarias, cables eléctricos o telefónicos, instalaciones militares, comunidades de regantes, otras instalaciones aéreas o enterradas, etc.

Para ello se realizará un análisis técnico-económico de las diferentes alternativas, evaluando y comparando sus principales factores económicos (longitud, orografía, geología, nivel freático, número y tipo de cruces especiales o cualquier otro factor que pueda incidir en el costo de la ejecución) y además, los condicionantes de tipo administrativo, medioambientales, arqueológicos, concesiones mineras, infraestructuras etc., para así poder determinar la alternativa técnicamente viable más adecuada y por tanto a ser seleccionada.

3.7. ESFUERZOS EN TUBERIAS ENTERRADAS

El análisis de esfuerzos en los arreglos de tuberías enterradas permite hacer mejores distribuciones de los puntos de apoyo para darle solidez estructural al arreglo de las líneas, considerando las cargas críticas que afectan al sistema de tuberías.

3.7.1. ANALISIS DE ESFUERZOS EN TUBERIAS ENTERRADAS

Para el cálculo de esfuerzos en tuberías enterradas se tiene que seguir las siguientes etapas según se recomienda en el parágrafo 403.9.2 del código ASME B31.4 “Guidelines for the Design of Buried Pipelines”

3.7.1.1. PRESIÓN INTERNA

La presión interna a ser utilizada en el diseño de un sistema de tuberías para el flujo de líquido, gas, o de dos fases, será el mayor de los siguientes:

- La máxima presión de operación, o la presión de diseño del sistema.
La presión de diseño es la presión más grande en el sistema

alcanzable durante la operación, incluyendo la presión alcanzada de las condiciones de falla, tales como el aumento de temperatura accidental, falla de dispositivos de control, error del operador, y sobrepresión debido a transitorios esperados por golpe de ariete en tuberías de líquido.

- La presión de prueba hidrostática o neumática del sistema.
- La presión de prueba de fuga durante el servicio de la línea.

3.7.1.2. CARGA VERTICAL DEL SUELO

La carga vertical aplicada a una tubería por efecto de la tierra es una consideración principal para condiciones no operacionales de tubería de acero o cuando la tubería no está bajo ninguna presión interna. Bajo la mayoría de condiciones de funcionamiento, la presión de la tierra externa puede despreciarse, ya que es insignificante en comparación con la presión interna de la tubería.

La carga vertical de la tierra es una consideración importante en el diseño de la protección de las tuberías cuando van a ser utilizados para los cruces de ferrocarriles o carreteras utilizando tuberías de mayor diámetro como camisas por donde se insertara la línea en el cruce.

Para los efectos del cálculo de la carga de la tierra, una tubería de acero es considerada flexible y aplica los procedimientos de diseño para tubería flexible. Para tubos flexibles colocados en una zanja y recubiertos con tierra, el peso de la tierra es una carga muerta aplicada y es el peso de un prisma de suelo con un ancho igual al de la tubería y una altura igual a la profundidad del relleno sobre la tubería, como se muestra en la Figura 19

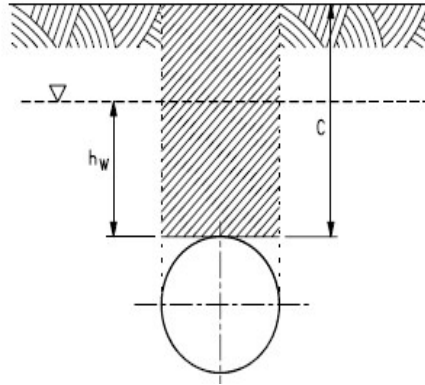


Figura 19. Prisma de suelo por encima de la tubería²³

Para las condiciones donde la tubería está por encima de una capa freática, una estimación del límite superior de la presión de la tubería es la resultante de la carga muerta de tierra y puede obtenerse mediante la Ecuación 21.

$$P_v = \gamma C$$

Ecuación 21. Carga Vertical del suelo (²⁴)

Dónde:

- P_v:** Carga de presión de peso muerto de la tierra sobre un ducto
- γ:** Total unidad de peso seco del relleno
- C:** Altura de relleno por encima de la parte superior de la tubería

Para condiciones donde se encuentre la tubería por debajo del agua, el efecto de flotabilidad debe ser incluido carga de presión del suelo usando la Ecuación 22.

$$P_v = \gamma_w h_w + R_w \gamma_d C$$

Ecuación 22. Carga Vertical del suelo debajo del agua (¹⁷)

Dónde:

- P_v:** Carga de presión de peso muerto de la tierra sobre un ducto
- γ_d:** Unidad de peso seco de relleno

²³ ASCE - Guidelines for the design of buried steel pipe, pág. 17

²⁴ ASCE - Guidelines for the design of buried steel pipe, pág. 17

- C:** Altura de llenado por encima de la parte superior de la tubería
h_w: Altura de agua por encima de la tubería
γ_w: Unidad de peso de agua
R_w: Factor de flotabilidad del agua = 1- 0.33 (h_w/C)

Si la tubería enterrada está enchaquetada dentro de un suelo no perturbado y no saturado, en lugar de ser colocado en una zanja y estos se cubren con material de relleno, la fricción y la cohesión del suelo se combinan para reducir en gran medida la carga de la tierra sobre la tubería cuando se compara con la carga de prisma del suelo. Una estimación conservadora de la carga de la tierra en el tubo no perturbado se da de la siguiente manera:

$$P_{vu} = P_v - 2c \frac{C}{D}$$

Ecuación 23. Carga Vertical del suelo insaturado (25)

Dónde:

- P_{vu}:** Presión de carga vertical del suelo para las condiciones de colocación no perturbados.
c: Cohesión del suelo (rangos desde 0 psf ²⁶ para arena seca suelta y 1500 psf de arcilla dura)
C: Altura de llenado por encima de la parte superior de la tubería
D: Diámetro externo de la tubería

3.7.1.3. CARGAS VIVAS

1. Cargas aplicadas

Además de soportar cargas muertas impuestas por la cubierta de tierra, las tuberías enterradas también pueden estar expuestas a cargas vivas concentradas o distribuidas.

²⁵ Guidelines for the design of buried steel pipe, pag. 18

²⁶ Psf = pounds square feet

Las cargas vivas concentradas grandes, como las causadas por las cargas de camiones de ruedas, coches de ferrocarril, locomotoras y cargas de los aviones en los aeropuertos son de mayor interés práctico.

Dependiendo de los requisitos de la especificación de diseño, el efecto directo de la carga viva puede estar basado en cargas de los camiones, cargas de ferrocarril, como se indica en la Tabla 20. Los valores de la presión de carga viva P_p se dan en psi e incluye un factor de impacto F' igual a 1,5 para consideración de baches e irregularidades en la superficie.

Tabla 20.
Cargas Vivas

Live load transferred to pipe, lb/in ²				Live load transferred to pipe, lb/in ²			
Height of cover, ft	Highway H20*	Railway E80†	Airport‡	Height of cover, ft	Highway H20*	Railway E80†	Airport‡
1	12.50	--	--	14	§	4.17	3.06
2	5.56	26.39	13.14	16	§	3.47	2.29
3	4.17	23.61	12.28	18	§	2.78	1.91
4	2.78	18.40	11.27	20	§	2.08	1.53
5	1.74	16.67	10.09	22	§	1.91	1.14
6	1.39	15.63	8.79	24	§	1.74	1.05
7	1.22	12.15	7.85	26	§	1.39	§
8	0.69	11.11	6.93	28	§	1.04	§
10	§	7.64	6.09	30	§	0.69	§
12	§	5.56	4.76	35	§	§	§
				40	§	§	§

Notes:

* Simulates a 20-ton truck traffic load, with impact

† Simulates an 80,000 lb/ft railway load, with impact

‡ 180,000-pound dual-tandem gear assembly, 26-inch spacing between tires and 66-inch center-to center spacing between fore and aft tires under a rigid pavement 12 inches thick, with impact

§ Negligible influence of live load on buried pipe

Fuente: ASCE Guidelines for the design of buried steel pipe

Nota: La carga viva depende de la profundidad de la cobertura de la tubería y se convierte en cargas insignificantes cuando la cobertura de la tierra supera los 8 pies en carreteras, 30 pies en cruces de ferrocarriles y 24 pies en pistas de aeropuertos.

Para cargas vivas, la presión aplicada P_p en tubería enterrada en carga concentrada en la superficie P_s , sin impacto se muestra en la ecuación puede ser calculada ocupando la Ecuación 24 de Boussinesq:

$$P_p = \frac{3P_s}{2\pi C^2 \left[1 + \left(\frac{d}{C} \right)^2 \right]^{2,5}}$$

Ecuación 24. Presión aplicada en cargas vivas (27)

Dónde:

P_p : Presión transmitida en la tubería

P_s : Carga concentrada en la superficie por encima de la tubería

C : Altura de llenado por encima de la parte superior de la tubería

d : Distancia de desplazamiento de la tubería de la línea de aplicación de la carga superficial

2. Ovalidad y estrés

a) Ovalidad

Una tubería enterrada tiende a ovalizarse bajo los efectos de las cargas del suelo y de las cargas vivas, como se ilustra en la Figura 20

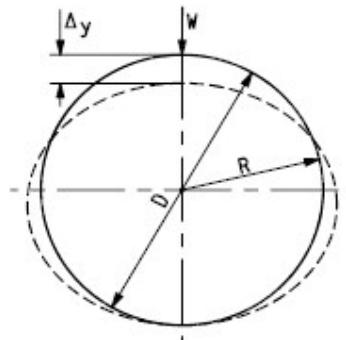


Figura 20. Ovalidad de la sección de la tubería

²⁷ Guidelines for the design of buried steel pipe, pag. 22

Fuente: ASCE - Guidelines for the design of buried steel pipe

La fórmula de deflexión modificada puede ser utilizada para calcular la Ovalidad de la tubería bajo cargas de tierra y cargas vivas de acuerdo a la Ecuación 25.

$$\frac{\Delta y}{D} = \frac{D_1 K P}{\frac{(EI)_{eq}}{R^3} + 0,061 E'}$$

Ecuación 25. Ovalidad de tubería enterrada (28)

Dónde:

- D:** Diámetro exterior del tubo, (in)
- Δy :** Deflexión vertical de la tubería, (in)
- D_1 :** Factor de retraso de deflexión (~1.0 – 1.5)
- K:** Constante de doblamiento (~0.1)
- P:** Presión en el tubo debido a la carga del suelo Pv más la carga en vivo PP, (psi)
- $(EI)_{eq}$:** Rigidez de la pared de tubo equivalente por pulgada de longitud de la tubería, (in/lb)
- E' :** Módulo de reacción del suelo, (psi)

La rigidez de la pared de tubería, $(EI)_{eq}$ es la suma de la rigidez de la tubería desnuda, revestimiento (subíndice L) y recubrimiento (subíndice C), según la Ecuación 26.

$$(EI)_{eq} = EI + E_L I_L + E_C I_C$$

Ecuación 26. Rigidez de la pared de la tubería (29)

Dónde:

- I:** Inercia = $t^3/12$
- t:** Espesor de la pared de la tubería, revestimiento o recubrimiento

²⁸ Guidelines for the design of buried steel pipe, pag. 22

²⁹ Guidelines for the design of buried steel pipe, pag. 22

El módulo de reacción del suelo E' es una medida de la rigidez del material embebido que rodea toda la tubería. E' es en realidad un módulo híbrido, que es el producto del módulo de la resistencia pasiva de la tierra y el radio de la tubería. Los valores de E' varían de alrededor de 0 psi para un suelo suelto de grano fino hasta 3000 psi para un suelo de grano grueso muy compactado.

b) Doblamiento a través de la pared

Bajo el efecto de las cargas de la tierra y de superficie, la tensión a través de la pared de flexión en la tubería enterrada, están distribuidos como se muestra en la Figura 21 y se estima de acuerdo con la Ecuación 27.

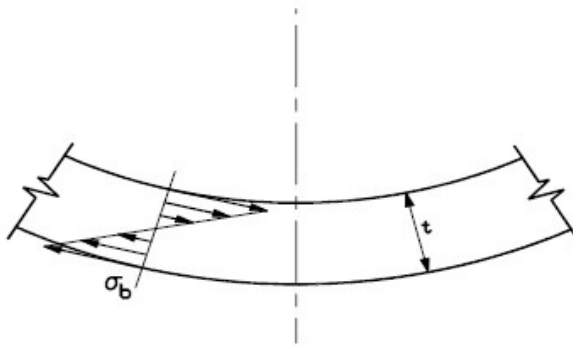


Figura 21. Esfuerzo de doblamiento de la pared

Fuente: ASCE - Guidelines for the design of buried steel pipe

$$\sigma_{bw} = 4E \left(\frac{\Delta y}{D} \right) \left(\frac{t}{D} \right)$$

Ecuación 27. Esfuerzo de doblamiento de la pared ⁽³⁰⁾

Dónde:

σ_{bw} : Esfuerzo de flexión a través de la pared

$\Delta y/D$: Ovalidad de la tubería

D: Diámetro exterior del tubo

t: Espesor de pared de la tubería

E: Módulo de elasticidad del tubo

³⁰ Guidelines for the design of buried steel pipe, pag. 22

c) Aplastamiento de la pared lateral

La profundidad de enterramiento debe ser lo suficiente para que la presión P en la tubería debido a la carga de la tierra y la superficie sea menor que la presión que causa el aplastamiento de la pared lateral, como se indica en la Figura 22.

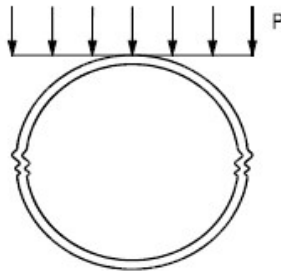


Figura 22. Aplastamiento de la pared lateral

Fuente: ASCE - Guidelines for the design of buried steel pipe

Para tuberías enterradas de acero y tuberías con una relación D/t típicamente menor de 100, y una tensión de fluencia mayor que 30.000 psi, es muy poco probable el aplastamiento de la pared lateral.

d) Anillo de pandeo

Si las cargas del suelo y de la superficie son excesivas, la sección transversal de la tubería podría pandearse como se muestra en la Figura 23

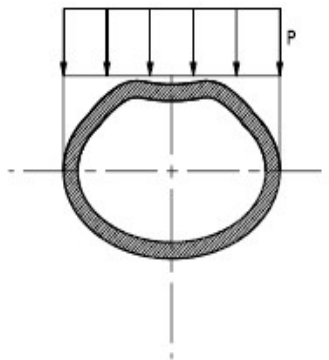


Figura 23. Anillo de pandeo

Fuente: ASCE - Guidelines for the design of buried steel pipe

El anillo de pandeo, que depende de la limitación de la carga de presión vertical total en el tubo se calcula con la Ecuación 28:

$$\frac{1}{FS} = \sqrt{32 R_w B' E' \frac{(EI)_{eq}}{D^3}}$$

Ecuación 28. Pandeo Anillo (31)

Dónde:

FS: Factor de seguridad

: 2.5 para $(C/D) > 2$

: 3.0 para $(C/D) < 2$

C: Profundidad de la cobertura del suelo por encima de la tubería

D: Diámetro de la tubería

R_w: Factor de flotabilidad del agua = $1 - 0.33 (hw/C)$, $0 < hw < C$

h_w: Altura de la superficie del agua por encima de la parte superior de la tubería

B': Coeficiente empírico de soporte elástico (sin dimensiones)

$$B' = \frac{1}{1 + 4e^{(-0,065\frac{C}{D})}}$$

Ecuación 29. Coeficiente empírico de soporte elástico (32)

En tuberías de acero, el pandeo se produce normalmente cuando la ovalidad alcanza aproximadamente un 20%.

e) Fatiga

Cuando la tubería enterrada está sujeta a grandes cargas cíclicas superficiales, como en el caso de un cruce de tubería bajo las vías de un ferrocarril o carreteras, los reglamentos federales, estatales o locales suelen especificar una profundidad mínima de enterramiento. Estos varían

³¹ ASCE - Guidelines for the design of buried steel pipe, pág. 23

³² Guidelines for the design of buried steel pipe, pág. 24

típicamente de 1 a 6 pies, dependiendo del tipo de cruce, el tipo de excavaciones (roca o excavación normal) y del diámetro del tubo.

Si la tubería está enterrada a menos de 2 pies de cobertura, la continua flexión de la tubería puede causar una ruptura de la superficie de una carretera. Si la tubería está recubierta con hormigón o concreto, el límite de deflexión debido a las cargas vivas cíclicas deberá ser limitado a una amplitud de 1%.

3.7.1.4. CARGAS DE IMPACTO EN SUPERFICIE

Carga Máxima de Impacto

Las cargas de impacto son aquellas cargas que resultan de grandes pesos que caen desde alturas considerables. En este caso, el uso de un factor de impacto F' , no es suficiente para estimar el efecto de la carga de impacto en la tubería enterrada. La carga de impacto en la superficie debido al peso W de un objeto caído se muestra en la Figura 24:

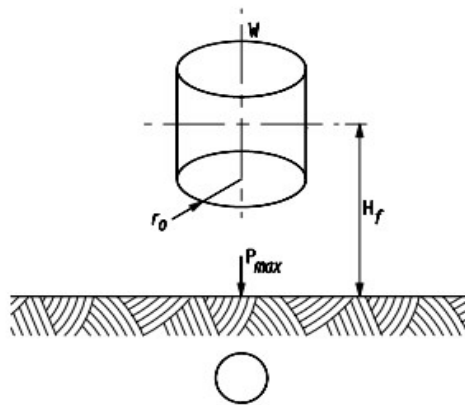


Figura 24. Caída de objetos pesados en tubería

Fuente: ASCE - Guidelines for the design of buried steel pipe

$$P_{max} = \sqrt{\frac{32 W H_f G r_0}{\pi^2 (1 - \nu)}}$$

Ecuación 30. Cargas de Impacto ⁽³³⁾

³³ ASCE - Guidelines for the design of buried steel pipe, pág. 28

Dónde:

P_{max}: La carga máxima en la superficie del suelo, libra

W: Peso de la caída de objetos, libras

H_f: Altura de caída, pulgadas

r_o: Menor radio horizontal del cuerpo que cae, in

v: Relación de Poisson para el suelo

G: Módulo de cizallamiento del suelo, psi

Para varios esfuerzos, cerca de la región de impacto, el módulo de cizallamiento es una décima parte del módulo de cizallamiento de baja amplitud como se indica en la Ecuación 31

$$G = \frac{\rho V_1^2}{10}$$

Ecuación 31. Cargas de Impacto (34)

Dónde:

V₁: Velocidad de onda de corte de cerca de la superficie del suelo, in/ s

ρ: Densidad de masa de cerca de la superficie del suelo, lb.sec² / in⁴

Penetración y velocidad máxima de partícula

Para el impacto cerca de la ubicación del tubo, el aumento de la presión transmitida a la tubería, donde P_{max} es la carga de superficie aplicada. Para evaluar esta carga se considera la ovalidad, doblamiento a través de la pared, trituración de la pared lateral y el anillo de pandeo. La profundidad de enterramiento debe ser suficiente para proteger contra la penetración en el terreno por la caída de objetos. La profundidad de penetración puede ser estimado por

$$X_p = k P a \log \left(1 + \frac{V^2}{215} \right)$$

Ecuación 32. Penetración y PPV (25)

Dónde:

X_p: Profundidad de penetración, (pies)

³⁴ ASCE - Guidelines for the design of buried steel pipe, pág. 29

- P_a:** Peso por unidad de área de impacto, (libras por pie cuadrado)
- V:** Velocidad de impacto (igual a $\sqrt{2gH_f}$), con los (pies/seg)
- k:** Coeficiente de penetración cuyos valores empíricos son 0,0367 para suelo arenoso, 0.0482 para suelo con vegetación y 0,0732 para suelo blando

Para impactos a grandes distancias de la ubicación de tuberías, la propagación de ondas es la principal causa de la deformación de la tubería enterrada. Para tales situaciones, la velocidad de partícula máximo puede calcularse como:

$$PPV = 8 \left[\sqrt{\frac{WH_f}{d}} \right]^{1.7}$$

Ecuación 33. Velocidad de partícula para impactos ⁽³⁵⁾

Dónde:

- PPV:** Velocidad máxima de partícula, in/s
- W:** Peso de la caída de objetos, tonelada
- H_f:** Altura de caída, pies
- D:** Distancia más corta desde el punto de impacto a la línea central del tubo (pies)

El valor calculado de la velocidad de partícula máxima se puede entonces utilizar para la evaluación de la presión de impacto.

3.7.1.5. FLOTABILIDAD

1. Carga Aplicada

La fuerza neta hacia arriba se produce en tuberías enterradas cuando la fuerza de flotación creada por la tubería por debajo de la tabla de agua, que es el nivel de agua estancada en el suelo, supera el peso hacia abajo combinado de la columna de la tubería y del suelo por encima de la tubería.

³⁵ ASCE - Guidelines for the design of buried steel pipe, pág. 29

La Figura 25 ilustra las fuerzas en una tubería enterrada instalada debajo del nivel freático

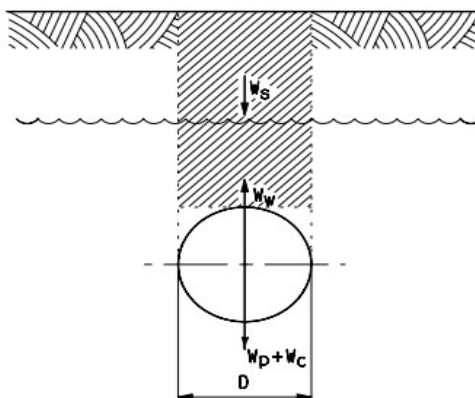


Figura 25. Carga de flotación resultante en el tubo

Fuente: ASCE - Guidelines for the design of buried steel pipe

Para el cálculo de la mayor fuerza ascendente, se debe considerar la tubería enterrada al vacío - lleno de aire o de gas - durante la instalación y periodos de prueba. El peso del fluido que rodea el tubo depende de la densidad del suelo y el nivel de la tabla de agua con respecto a la tubería enterrada.

La fuerza hacia arriba impuesta a una tubería recta, enterrada y de acero al carbono soldada ejercida por la tabla de agua es:

$$F_b = W_w - [W_p + W_c + (P_v - \gamma_w h_w)D] \quad (36)$$

Ecuación 34. Fuerza hacia arriba impuesta a una tubería enterrada

Donde:

- D:** Diámetro exterior del tubo
- F_b:** Fuerza hacia arriba debido a la flotabilidad por unidad de longitud de la tubería
- P_v:** Presión de la tierra
- W_w:** Peso del agua desplazada por tubería por unidad de longitud de tubo
- W_p:** Peso del tubo por unidad de longitud de la tubería

³⁶ Guidelines for the design of buried steel pipe, pág. 29

W_c: Peso de contenido de la tubería por unidad de longitud de la tubería

Nota: Para simplificar los cálculos, la adherencia del suelo a las paredes de la tubería no se toma en consideración.

2. Esfuerzo de la Tubería

Para tramos relativamente cortos de tubería enterrada, el esfuerzo longitudinal inducido en la tubería debido a las fuerzas de flotación puede ser calculado por la siguiente ecuación:

$$\sigma_{bf} = \frac{FbL^2}{10Z}$$

Ecuación 35. Esfuerzo de la tubería en tramos cortos (27)

Donde:

σ_{bf} : Esfuerzo causado por la fuerza de flotabilidad

Z: Módulo de sección de sección transversal de la tubería

L: Longitud de tramo de tubería en la zona de flotación.

En el caso de largas distancias de tubería, esta puede exhibir como la acción de un cable tanto como la acción de una viga descrita en resistencia a la fuerza de flotación ascendente.

Para proveer una resistencia adicional contra la flotación, se pueden instalar estabilizadores tales como revestimientos de concreto, pesos de concreto, fundas o sacos llenos de grava o también se puede anclar la tubería con abrazaderas.

3.7.1.6. EXPANSIÓN TÉRMICA

Cargas de expansión y esfuerzos

En tuberías enterradas que estén sujetas a variaciones de temperatura, se generan esfuerzos axiales y reacciones en los anclajes. En una tubería suficientemente larga como para que la fricción entre el suelo y la tubería pueda frenar completamente o restringir completamente la expansión se considera como tubería "totalmente restringida" y el máximo esfuerzo térmico de compresión viene dada por la siguiente ecuación:

$$\sigma_c = E\alpha(T_2 - T_1) - \nu\sigma_h$$

Ecuación 36. Esfuerzo por Expansión Térmica (37)

Donde:

- σ_c : Esfuerzo de compresión longitudinal debido a diferencia de temperatura, psi
- E**: Módulo de elasticidad del acero, psi
- α : Coeficiente de expansión térmica, in/in/°F
- T₂**: Temperatura máxima de operación, °F
- T₁**: Temperatura de instalación, °F
- ν : Relación de Poisson para acero
- σ_h : Esfuerzo circunferencial debido a la presión interna, psi

La carga axial F_a en la tubería o la carga axial en el anclaje debido a la diferencia de temperatura son calculadas por la ecuación:

$$F_a = \sigma_c A$$

Ecuación 37. Carga axial (38)

Donde:

- A**: Sección transversal del metal de la tubería

³⁷ ASCE - Guidelines for the design of buried steel pipe, pág. 30

³⁸ ASCE - Guidelines for the design of buried steel pipe, pág. 30

Como el suelo no es suficientemente rígido, una tubería caliente tiende a expandir las curvas de tuberías como se muestra en la Figura 26, causando esfuerzos en las curvas.

Este efecto puede ser analizado con un modelo de elementos finitos de tubería y de resortes del suelo.

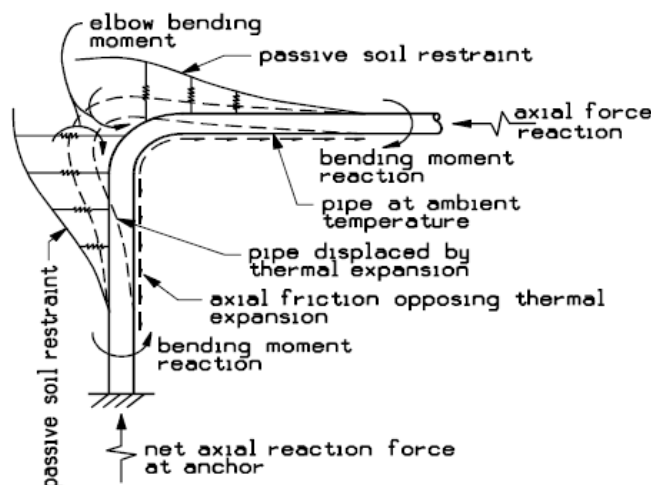


Figura 26. Doblamiento por la expansión de tubería restringida

3.7.1.7. DESPLAZAMIENTO RELATIVO TUBERIA - SUELO

Carga Aplicada

Por los movimientos de tierra o movimientos de la tubería debido a un diferencial térmico, las tuberías enterradas pueden estar sujetos a grandes cargas de tensión y de doblamiento. El movimiento de tierra puede incluir el asentamiento diferencial del suelo, desplazamiento de fallas geológicas, o desplazamiento lateral debido a los efectos de terremotos, deslizamiento de pendientes, severas heladas y asentamientos por deshielo, etc.

La medición o predicción de desplazamiento del suelo requiere de estudios especiales. El enfoque de la evaluación en estos casos requiere el análisis

de elementos finitos que evalúen un comportamiento no lineal del suelo y la tubería.

Un riguroso análisis al diseño implica un análisis de la interacción no lineal del suelo-tubería y se considera la relación tensión-deformación no lineal de la tubería de acero. El modelo debe tener en cuenta la resistencia axial de la tubería y resistencia de doblamiento, resistencia longitudinal del suelo causada por la adherencia y fricción y la resistencia transversal del suelo. La resistencia del suelo es típicamente idealizada como un resorte elástico-perfectamente-plástico. Esto se describe en el ANEXO 20.

Programas de elementos finitos deben ser usados para analizar varios escenarios y en el presente proyecto se va a utilizar el software Caesar II 2011, para el modelamiento de elementos finitos.

3.7.2. ANÁLISIS DE FLEXIBILIDAD DE TUBERIAS EN CAESAR II

El análisis de flexibilidad de tubería contempla la evaluación de los esfuerzos causados por presión, peso de la tubería, accesorios, fluido, cargas externas, expansiones y contracciones térmicas de la red de ductos de 6" y 10", en una longitud de 3.5 Km entre la plataforma A y la plataforma B.

El estudio se realizará para determinar si el diseño preliminar cumple con las condiciones establecidas en el código ASME B31.4 y con los resultados diseñar los bloques de anclaje en los extremos de la línea.

La evaluación consiste en la comparación de los esfuerzos calculados vs. los esfuerzos permisibles según ASME B31.4 – 2012.

El ASME B31.4, contiene las especificaciones de materiales para tuberías y accesorios, estableciendo los esfuerzos límites de resistencia de fluencia

(S_y), en función de la temperatura, además de los estándares de fabricación, inspección y prueba.

En la Tabla 21 se muestran los valores permisibles de Esfuerzos para Sistemas de Tuberías de acuerdo a la Norma ASME B31.4 - 2012.

Tabla 21.

Valores Permisibles de Esfuerzos para sistemas de tuberías

Tubería Restringida (Restrained Pipeline)				
Esfuerzo por Presión Interna o Externa, S_H	Esfuerzo Permisible por Expansión, S_E	Esfuerzo por cargas Longitudinales Adicionales, S_L	Esfuerzo Permisible por Cargas Ocasionales	Esfuerzo Efectivo (Cargas en Operación)
0.72 $E S_y$	0.90 S_y	0.90 S_y	0.90 S_y	0.9 S_y

El código B31.4 establece los tipos de cargas que se deben evaluar para el análisis estático de flexibilidad en sistemas de tuberías y estas son:

1. Cargas sostenidas: Su magnitud es por lo general definida por aplicación de cargas por gravedad, presión, válvulas de alivio, etc. No son auto-limitadas, y una vez que empieza la deformación plástica continúan hasta que aparezcan fuerzas de equilibrio. Por lo general no son cíclicas. La fórmula para el caso es la siguiente:

$$S_L = S_E + \nu S_H + \frac{M}{Z} + \frac{F_a}{A}$$

(Ecuación 38. Carga Sostenidas)³⁹

Donde:

S_L : Esfuerzo Longitudinal.

S_E : Esfuerzo por Expansión

ν : Coeficiente de Poisson

S_H : Esfuerzo circunferencial debido a la presión interna

M : Momento flector

³⁹ 402.6 Longitudinal Stress – ASME B31.4, 2012, pag.17

- Z:** Sección modular de la tubería
F_a: Fuerza axial
A: Área de la sección transversal del metal de la tubería

2. Cargas por Expansión: La magnitud de su aplicación está definida por la aplicación de desplazamientos térmicos, de los anclajes, asentamientos, etc., y son por lo general auto limitadas. Su magnitud disminuye a medida que sucede la deformación plástica y son por lo general de naturaleza cíclica, excepto en el caso de asentamiento.

3. Combinación de cargas por Operación: Es la combinación de los casos sostenidos y expansión y la influencia de un tipo de carga sobre otra. La posibilidad de que este caso sea mayor que los casos individuales, está definido en el código ASME B31.4.

Para líneas restringidas enterradas se calcula con la ecuación:

$$S_{eq} = 2 \sqrt{\left[\frac{S_L - S_H}{2}\right]^2 + S_t^2}$$

(Ecuación 39. Combinación de cargas por Operación)⁴⁰

Donde:

- S_{eq}:** Esfuerzo combinado equivalente
S_L: Esfuerzo Longitudinal.
S_H: Esfuerzo circunferencial debido a la presión interna
S_t: Esfuerzo torsional

4. Carga Hidrostática: Es el caso sostenido considerando la presión de prueba y el peso del agua.

En el presente proyecto, el software Caesar II identifica el caso lo siguiente:

1. Cargas Sostenida como W+P1

⁴⁰ 402.7 Combining of Stresses – ASME B31.4, 2012, pag.18

2. Cargas por Expansión como $L4 = L2-L3$
3. Cargas por Operación como $W+T1+P1$
4. Carga Hidrostática como $WW+HP+U1$

3.8. PROTECCIÓN CATÓDICA

El objetivo en la presente Ingeniería Conceptual relacionada con la protección catódica de las líneas es presentar las bases de cálculo, las especificaciones y el diseño del sistema para los ductos tanto para la línea de fluido multifásico y la línea de agua de formación.

La protección catódica protege a los ductos de la corrosión externa, mediante una corriente de protección catódica de distribución uniforme, para garantizar que la red de ductos tenga una vida útil mínimo de 20 años. Por tal motivo es necesario proveer de un sistema de monitoreo que permitan controlar el desempeño de la corriente eléctrica.

En el diseño conceptual se debe tener en consideración la seguridad del personal y de los equipos, la facilidad de mantenimiento para obtener un servicio continuo y confiable del sistema de protección catódica de las líneas a proteger.

La red de ductos deberá estar aislada eléctricamente del resto del equipo y de las tuberías de proceso por medio de juntas dieléctricas o monolíticas, como lo indica la norma B31.4 - 2012

Para proteger a la red de ductos de la corrosión externa, existen dos tipos de sistemas de protección catódica para tuberías enterradas:

- 1) Corriente Galvánica por ánodos de sacrificio
- 2) Corriente Impresa de lecho anódico y rectificador

En ambos casos el sistema de protección catódica consiste en direccionar una corriente continua a través de un electrolito hacia la estructura que se desea proteger. Para la corriente galvánica la energía necesaria es originada por la diferencia de potencial de un par galvánico, mientras que en la corriente impresa, un rectificador da origen a la corriente de protección catódica mediante la conversión de corriente alterna en corriente continua.

3.8.1. PROTECCIÓN CÁTODICA POR CORRIENTE GALVANICA

Una celda de corrosión es resultado del contacto de metales diferentes. En dicha celda, un metal está activo (potencial negativo) con respecto a otro metal y este metal activo se corroe. En la protección catódica con corriente galvánica con ánodos de sacrificio, este efecto es aprovechado para establecer una pila de metal disímil lo suficientemente fuerte para contrarrestar las celdas de corrosión existentes en las tuberías.

Esto se logra mediante una conexión de un metal muy activo a la tubería y este metal se corroe y al hacerlo, descarga una corriente a la tubería como se muestra en la Figura 27.

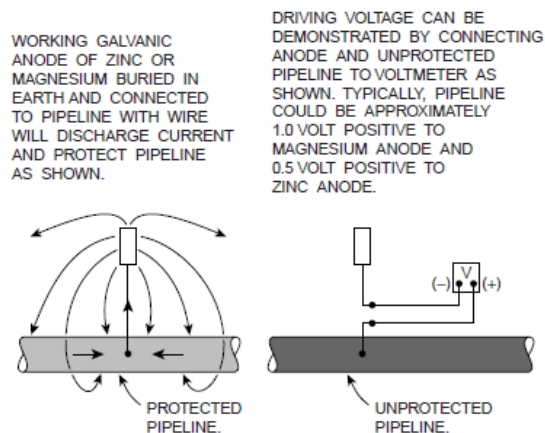


Figura 27. Protección catódica con ánodos galvánicos

Fuente: CONTROL OF PIPELINE CORROSION, SECOND EDITION, pág. 24

La protección catódica de corriente galvánica no elimina la corrosión, sino que desplaza la corrosión de la estructura protegida hacia los ánodos de sacrificio.

Bajo circunstancias normales, la corriente de esta protección disponible es limitada. Los ánodos de sacrificio se utilizan para corrientes pequeñas, por lo cual la resistencia de contacto entre los ánodos y la tierra debe ser bajo para obtener una corriente útil y se usa en suelos de baja resistividad.

Los materiales para ánodos de sacrificio comúnmente usados para la protección de tubería enterrada son construidos de magnesio (Mg), Zinc (Zn) y Aluminio (Al).

3.8.2. PROTECCIÓN CÁTODICA POR CORRIENTE IMPRESA

La protección catódica por corriente impresa utiliza una fuente de alimentación externa para proteger líneas y sistemas en las que la protección por corriente galvánica es limitada. El sistema de corriente impresa utiliza corriente de alimentación eléctrica externa mediante el uso de un lecho anódico y de un rectificador que transforma la corriente alterna (AC) en corriente continua de baja tensión (DC), como se muestra en la Figura 28.

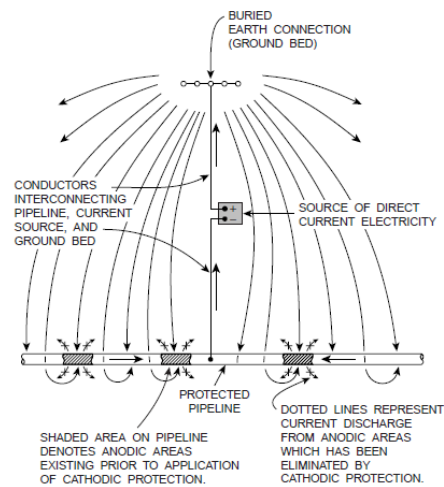


Figura 28. Protección catódica por corriente impresa

Fuente: CONTROL OF PIPELINE CORROSION, SECOND EDITION, pág. 22

Los rectificadores generalmente disponen de medios para variar la tensión de salida DC, en pequeños incrementos, a través de una amplia gama razonable para regular la protección de la tubería.

3.8.3. CRITERIO DE SELECCIÓN DE PROTECCIÓN CÁTODICA

Para consumos de bajas corriente el sistema a utilizar es el de corriente galvánica con ánodos de sacrificio, mientras que para consumos elevados de corriente se usan sistemas de corriente impresa. La protección catódica modifica el potencial natural de una estructura sumergida o que se encuentre en contacto con un electrolito a valores más electronegativos con el objeto de anular las reacciones de corrosión.

La norma NACE recomienda tres criterios para controlar la corrosión. Los mismos se encuentran publicados en su práctica estándar SP0169-2013. Para tuberías de acero, los criterios se muestran en el punto 6.2.1., y que son los siguientes:

1. Criterio que ha sido documentado través de evidencia empírica para indicar efectividad en el control de corrosión de sistemas específicos de tuberías y que pueden ser usados en otros sistemas de tuberías u otros con similares características.
2. Polarización catódica mínima de 100 mV. Cualquiera de la formación o decaimiento de polarización debe ser medida para satisfacer este criterio,
3. Un potencial de -850 mV o más negativo de potencial entre la estructura-electrolito como medido con referencia al electrodo de Cu/CuSO₄.

3.8.4. DESCRIPCIÓN DEL DISEÑO DE PROTECCION CATODICA

Para la selección del sistema de protección catódica se toma en cuenta los siguientes parámetros:

1. **Consumo:** Se refiere al área de tubería a proteger en donde se toma en cuenta el diámetro y la longitud. En el presente caso la longitud de cada tubería es de 3.5 km, la misma que se considera corta como para utilizar protección galvánica en vez de un sistema de corriente impresa que puede ser utilizada en líneas con longitudes de más de 20 km, esto en base a experiencia de expertos.
2. **Factor Económico:** La instalación de un sistema de ánodos de sacrificio es más económico que la instalación de un sistema de protección por corriente impresa, porque no necesita instalar lechos anódicos, ni realizar excavaciones profundas como en la corriente impresa.
3. **Resistividad del Suelo:** Son las condiciones de resistencia al paso de corriente que presenta el suelo en el derecho de vía DDV por la cual pasa la tubería.
4. **Interferencias:** Las interferencias eléctricas generadas por la tensión electromagnética que pueden afectar a tuberías cercanas o a equipos en las plataformas.

Se selecciona el sistema de protección catódica con ánodos de sacrificio porque la longitud de las líneas se considera cortas. El sistema seleccionado contempla la instalación de baterías de ánodos de Magnesio en la plataforma A, plataforma B y cada kilómetro en el DDV. En cada batería de ánodos se instalará un poste de prueba, en donde se dispondrá de accesorios para controlar y monitorear la corriente de protección.

Debido a que en las plataforma A y B se instalarán numerosas estructuras metálicas enterradas, como tuberías de conducción, tuberías auxiliares, cables armados con cobertura metálica, y otras, la irradiación de corriente continua para la protección catódica externa se debe realizar tratando de minimizar las interferencias que estas corrientes le producen a dichas estructuras.

CAPÍTULO 4 - INGENIERÍA BÁSICA

4.1. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

La Ingeniería Básica en este proyecto tiene por objeto ahondar o profundizar en el análisis de la Ingeniería Conceptual y comprende toda la información básica indispensable para el desarrollo de la ingeniería de detalle e implementación del proyecto.

En la presente ingeniería básica se desarrollaran las siguientes actividades:

- **Realizar los cálculos del diseño hidráulico:** En esta etapa se calculara la caída de presión, la velocidad media del fluido para determinar los diámetros óptimos de la red de ductos.
- **Realizar los cálculos del diseño mecánico:** En esta etapa se calculara el espesor de la pared de la tubería para un de grado de material de la tubería.
- **Estudio del análisis de esfuerzos en las tuberías enterradas:** En esta etapa se calcula y analiza mediante un software de elementos finitos los esfuerzos que se ejercen sobre la red de ductos.
- **Diseño de ingeniería básica de la protección catódica:** En esta etapa se realizan el cálculo del área a proteger, el drenaje del potencial de corriente necesaria para proteger la red de ductos

Para el desarrollo de la ingeniería básica se utilizara los diagramas de procesos e instrumentación (P&ID), en función de sus requerimientos de producción. En estos diagramas se muestran esquemáticamente los elementos que conforman el lanzador de herramientas, receptor de herramientas de limpieza y la línea de cada fluido a transportarse.

4.2. CÁLCULOS HIDRAULICOS

Los cálculos hidráulicos se basan en las longitudes de las líneas, caudal de las líneas y las propiedades físicas y químicas de los fluidos. El cálculo de pérdida de presión se realiza tomando en cuenta el perfil del terreno y la correlación empírica de Dukler según lo indicado en la ingeniería conceptual.

Para el cálculo se tiene en cuenta los caudales máximos que se pueden transportar, imponiendo una limitación a la velocidad y a la pérdida de presión según recomendaciones del API RP 14E y se deberá evitar los regímenes de flujo tapón y burbuja y considerar los regímenes de flujo anular o disperso.

4.2.1. SELECCIÓN DE DIÁMETRO DE TUBERIA

4.2.1.1. LINEA DE FLUIDO MULTIFÁSICO

Los datos para el cálculo del diámetro de la línea de transferencia de fluido multifásico se indican en la Tabla 22:

Tabla 22.

Propiedades del Fluido Multifásico

PROPIEDADES	LIQUIDO	GAS
FLUJO	44000 BPD	4,7 MMSCF
DENSIDAD RELATIVA	API 16	0,711
VISCOSIDAD	@ 80 °F: 372,20 cSt @ 150 °F: 260,50 cSt	0,011256 [cp]

Fuente: PEC

Procedimiento y ejemplo de cálculo de diámetro para fluido multifásico

Para determinar el dimensionamiento del diámetro óptimo de una tubería de fluido multifásico en función de los datos y características del fluido se seguirán los siguientes pasos:

1. Determinación de la tasa de masa total de líquido y gas en (lb/hr)

$$W = 31800 * Q_g * S_g + 14,6 * Q_l * S_l$$

(Ecuación 40. Masa total de líquido)⁴¹

Dónde:

- W:** Tasa de masa total de líquido y gas, lb/hr
- Q_L:** Flujo de líquido en barriles/día
- S_l:** Gravedad específica del líquido
- Q_g:** Flujo de líquido en barriles/día
- S_g:** Gravedad específica del gas

$$W_L = 14,6 * Q_l * S_l$$

$$W_L = 14,6 * 44000 * 0,9652$$

$$W_L = 620044,48 \text{ (lb/hr)}$$

$$W_g = 3180 * Q_g * S_g$$

$$W_g = 3180 * 4,7 * 0,711$$

$$W_g = 10626,60 \text{ (lb/hr)}$$

$$W = W_g + W_L$$

$$W = 10626,60 + 620044,48$$

$$W = 630671,09 \text{ (lb/hr)}$$

⁴¹ API RP 14E, pág. 23

2. Calculo del promedio de tasas volumétricas de flujo

2.1. Tasa volumétrica del liquido

$$Q_L = \frac{W_L}{3600\rho_L}$$

(Ecuación 41. Promedio de tasas volumétricas)⁴²

Dónde:

W_L: Tasa de masa total de líquido, lb/hr

Q_L: Caudal del líquido en pie³/s

ρ_L: Densidad del líquido en lb/pie³

$$Q_L = \frac{620044,48 \text{ (lb/hr)}}{3600 * 60,25 \text{ (lb/pie}^3\text{)}}$$

$$Q_L = 2,8586 \text{ [pie}^3\text{/s]}$$

2.2. Tasa volumétrica del gas

$$Q_g = \frac{W_g}{3600\rho_g}$$

(Ecuación 42. Promedio de tasas volumétricas)⁴³

Dónde:

W_g: Tasa de masa total de gas, lb/hr

Q_g: Caudal del gas en pie³/s

ρ_g: Densidad del gas en lb/pie³

$$Q_g = \frac{10626,606 \text{ (lb/hr)}}{3600 * 1,3152 \text{ (lb/pie}^3\text{)}}$$

⁴² Calculo Hidráulico de Tuberías PDVSA

⁴³ Calculo Hidráulico de Tuberías PDVSA, pág. 94

$$Q_g = 2,2444 \text{ [pie}^3/\text{s]}$$

3. Calculo de la resistencia λ de entrada del líquido

De la Ecuación 9 se tiene:

$$\lambda = \frac{Q_L}{Q_L + Q_g}$$

$$\lambda = \frac{2,8586}{2,8586 + 2,2444}$$

$$\lambda = 0,5601$$

4. Calculo de las propiedades homogéneas de la mezcla

De la Ecuación 10 se obtiene la densidad de la mezcla:

$$\rho_h = \rho_l \lambda + \rho_g (1 - \lambda)$$

$$\rho_h = (60,25)(0,5601) + (1,3152)(1 - 0,5601)$$

$$\rho_h = 34,3245 \text{ lb/pie}^3$$

De la Ecuación 11 se obtiene la viscosidad de la mezcla:

$$\mu_h = \mu_l \lambda + \mu_g (1 - \lambda)$$

$$\mu_h = (0,25)(0,5601) + (0,011256)(1 - 0,5601)$$

$$\mu_h = 0,1449 \text{ cp}$$

5. Calculo del promedio de resistencia local del líquido "R1" para tubería horizontal

Se asume $R1 = \lambda = 0,5601$

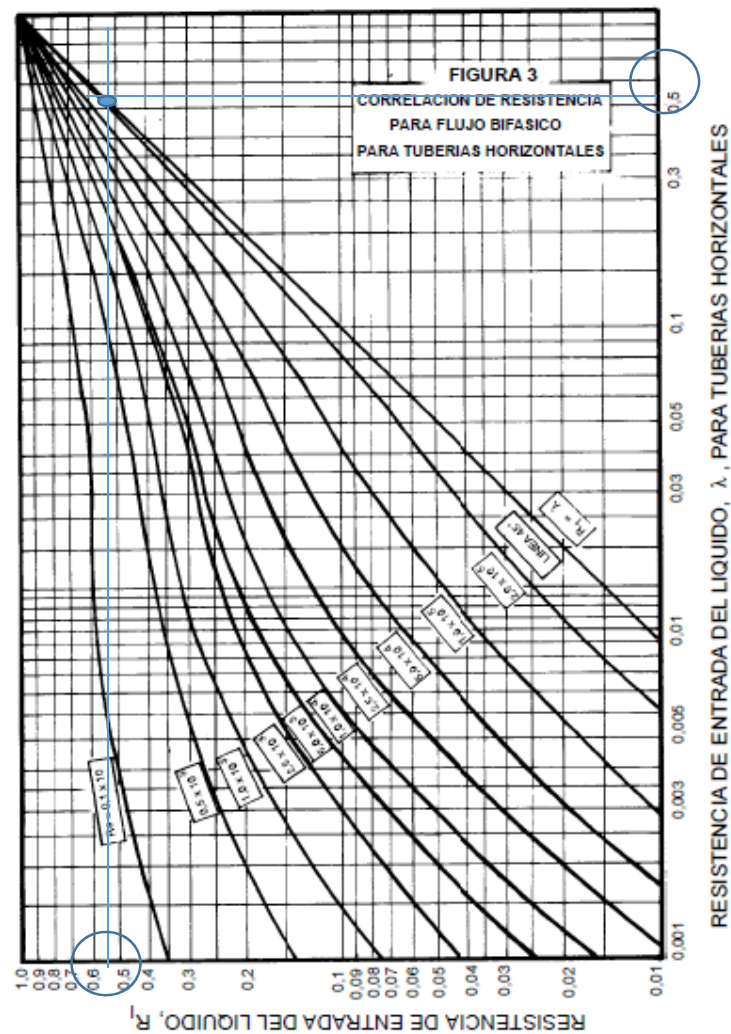
Y se obtiene de la Ecuación 13 el número de Reynolds:

$$Re = \frac{6,316 W_t \beta}{\mu_h D}$$

$$Re = \frac{6,316 * (630671,1) (1)}{(0,1449)(10,02)}$$

$$Re = 2,7 \times 10^6$$

De acuerdo a la figura del ANEXO 3, tal como se muestra a continuación, el valor de λ calculado de 0,5601, se interseca con la línea que corresponde al valor de Re igual a λ , y en ese punto se proyecta para determinar el valor R_1 que corresponde a un valor aproximado de 0,56.



Por lo tanto, el valor asumido para $R1=0,5601$ es aceptable. En este caso se debe notar que el valor de Re indica es alto y por lo tanto corresponde un régimen del flujo turbulento en consecuencia $R1=\lambda$

6. Calculo del factor de fricción f_{tp}

De acuerdo a la Figura del ANEXO en el diámetro de tubería:

$$f_{\text{tubo pulido}} = f_o = 0,002$$

De acuerdo a la Figura del ANEXO, $f_{tp}/f_o = 2,58$

$$f_{tp} = f_o (f_{tp}/f_o) = 0,002 \times 2,58 = 0,00516$$

7. Calculo del gradiente de presión por fricción

De la Ecuación 8 se tiene:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{\text{Fricción}} = \frac{1,344 \times 10^{-5} * f_{tp} * W^2}{\beta * \rho_h * D^5}$$

Con los valores calculados anteriormente se tiene:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{\text{Fricción}} = \frac{1,344 \times 10^{-5} * 0,00516 * (630671,1)^2}{1 * 34,3245 * (10,02)^5}$$

Por lo tanto el gradiente de presión es:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{\text{Fricción}} = 7,956 \times 10^{-3}$$

8. Calculo de la perdida de presión por fricción en toda la tubería

$$\Delta P = 7,956 \times 10^{-3} \times L$$

$$\Delta P = 7,956 \times 10^{-3} \times 11482,94 \text{ pies}$$

$$\Delta P = 91,34 \text{ psi}$$

9. Calculo de presión de la línea

$$P_w = \Delta P + \text{Presion de llegada}$$

$$P_w = 91,34 + 330 \text{ (psi)}$$

$$P_w = 412,34 \text{ psi}$$

P_w =Presión Máxima de la línea

Nota: La presión P_w no debe sobrepasar a la presión recomendada de la bomba electro sumergible que es igual a 500 psi

10. Calculo de la velocidad media del flujo

De la Ecuación 1 se tiene:

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

Para el ejemplo del cálculo, se asume un diámetro de tubería 10 NPS y un espesor de cedula estándar que corresponde a un espesor de pared de 0,365". El caudal del líquido Q fue calculado en el ítem 2.2.

El área A corresponde al área:

$$A = \pi \left(\frac{(OD - 2e)^2}{4} \right)$$

$$A = \pi \left(\frac{(10,75 - (2 * 0,365))^2}{4} \right) \text{ in}^2$$

$$A = 78,85 \text{ in}^2 = 0,5475 \text{ pies}^2$$

En el ANEXO 22 se muestra una tabla con los valores del área transversal interna para varios diámetros de tubería.

Reemplazando en la ecuación 1 se tiene:

$$V = \frac{2,86 \text{ pies}^3/\text{s}}{0,5475 \text{ pies}^2}$$

$$V = 5,22 \text{ pie/s}$$

RESULTADOS DE CALCULOS PARA LA LÍNEA DE FLUIDO MULTIFASICO

Con el ejemplo de cálculo anterior, se realizaron cálculos para diversos diámetros con cedula estándar y para diversos caudales. La Tabla 23 muestra los resultados de los cálculos realizados para la selección del diámetro de tubería.

En el ANEXO 16 se muestra los cálculos realizados para cada diámetro con cada caudal.

Tabla 23:

Resultados de los cálculos para la línea de fluido multifásico.

DATOS				
FLUJO (BFPD)	D:6 NPS SCH STD		D:8 NPS SCH STD	
	V[ft/s]	Pw[psig]	V[ft/s]	Pw[psig]
44000	14,26	1454,31	8,23	614,94
38000	12,31	1125,29	7,11	531,55
35000	11,34	964,89	6,55	490,90
28000	9,07	905,21	5,24	475,78
DATOS				
FLUJO (BFPD)	D:10 SCH STD		D:12 SCH STD	
	V[ft/s]	Pw[psig]	V[ft/s]	Pw[psig]
44000	5,22	421,35	3,68	368,05
38000	4,51	394,62	3,18	356,92
35000	4,16	381,58	2,93	351,49
28000	3,32	376,73	2,34	349,47

Los resultados de los cálculos del sistema de transporte mostrados en la Tabla 23 indican que para el proyecto se pueden utilizar las tuberías de 8" y 10". La tubería de 10" presenta un rango de velocidades entre 3,32 y 5,22 (ft/s) para rangos de caudal entre 28000 y 44000 (BFPD) y caídas de presión entre 376,73 y 421,35 (psig)

Al usar una línea de 12" se tienen velocidades menores a 4,0 ft/s incluso con valores de flujo de 44000 BFPD, con esta velocidad se esperaría la formación de bolsas de gas y líquido en la tubería que no son recomendables y están fuera de las recomendaciones de velocidades.

El usar una tubería de 8" incrementa la velocidad hasta 8 ft/s sin embargo el valor de presión requerida en la cabeza de los pozos se incrementa llegando a valores de 614 psig; de acuerdo a la recomendación del proveedor de bombas electro sumergibles, se debe procurar que la presión en la cabeza de pozo no supere los 500 psig.

Se recomienda el uso de una tubería de 10 NPS para este servicio, que permitirá mayor estabilidad en la operación y con este diámetro de tubería se podrá manejar un valor adicional de flujo.

4.2.1.2. LINEA DE AGUA DE FORMACIÓN

Los datos para el cálculo del diámetro de la línea de agua de formación se indican en la Tabla 24:

Tabla 24.
Propiedades del Agua de Formación

PROPIEDADES	AGUA
FLUJO	40000 BWPD
VISCOSIDAD	1 [cp]
LONGITUD	3,5 Km
DENSIDAD	62,4 lb/pie ³

Fuente: PEC

Se considera para el cálculo de la velocidad media del agua y la caída de presión a lo largo de la línea, un máximo caudal de 40000 [BWPD] por ser el volumen máximo y por lo tanto más crítico.

Procedimiento y ejemplo de cálculo de diámetro para la línea de agua de formación

Para determinar el dimensionamiento del diámetro óptimo de una tubería de agua de formación en función de los datos y características del fluido se seguirán los siguientes pasos:

Se asume para el ejemplo de cálculo un diámetro de 6 NPS

Diámetro = 6,065 [pulgadas]

Área = 0,2006 [pies²]

1. Calcular de la velocidad media

En la Ecuación 1 se tiene:

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

Para el ejemplo del cálculo, se asume un diámetro de tubería 6 NPS y un espesor de cedula estándar que corresponde a un espesor de pared de 0,280", con un diámetro interno de 6,065 in, y con un área transversal interna de 0,2006 pies² que se obtiene de la tabla indicada en el ANEXO 22

El caudal del líquido máximo asumido Q en [BWPD] se convierte en [pies³/s] de acuerdo a la siguiente conversión:

$$40000 [BWPD] * 0,02917 = 1166,8 [GPM]$$

$$1166,8 [GPM] * 0,1337 = 156 [pies^3/min]$$

$$156 \text{ [pies}^3/\text{min]} * 1/60 = 2,6 \text{ [pies}^3/\text{seg]}$$

Reemplazando en los valores en la ecuación 1 se tiene:

$$V = \frac{2,6 \text{ [pies}^3/\text{s}]}{0,2006 \text{ [pies}^2]}$$

$$V = 12,96 \text{ [pies/seg]}$$

2. Calculo de la perdida de presión en fluido monofásico.

$$\Delta P = \frac{5 \times 10^{-6} * W_L^2}{d_i^5 * pm}$$

(Ecuación 43. Perdida de presión fluido monofásico)⁴⁴

Dónde:

ΔP : Perdida de presión para fluido monofásico en (psi/100 pies)

W_L : Tasa de masa total de líquido monofásico en (lb/hr)

pm : Densidad del líquido en (lb/pies³)

d_i : Diámetro interno en (in)

De la ecuación 40, considerando que no se tiene gas y el valor es cero se tiene la masa total del líquido es la siguiente:

$$W_L = 14,6 * Q_l * S_l$$

Dónde:

W_L : Tasa de masa total de líquido, lb/hr

Q_L : Flujo de líquido en barriles/día

S_l : Gravedad especifica del líquido (igual a 1 para agua)

Reemplazando valores se tiene:

⁴⁴ API RP 14E, pág. 23

$$W_L = 14,6 * 40000 * 1$$

$$W_L = 584000 \text{ [lb/hr]}$$

Reemplazando valores para el cálculo de pérdida de presión se tiene:

$$\Delta P = \frac{5 \times 10^{-6} (584000)^2}{6,065^5 * 62,4}$$

Por lo tanto el gradiente de pérdida de presión es:

$$\Delta P = 3,3 \text{ psi /100 ft}$$

Para la línea de transferencia de agua de formación desde la plataforma B hasta la plataforma A se tiene una longitud de 11482 pies (3500m). Por lo tanto la caída de presión en esta línea es igual a:

$$\Delta P = 0,033 \frac{\text{psi}}{\text{ft}} * 11482 \text{ ft}$$

$$\Delta P = 382,39 \text{ psi}$$

3. Calculo de la presión de la línea (Pw).

$$P_w = \Delta P + \text{Presion de llegada}$$

$$P_w = 382,39 + 950 \text{ (psi)}$$

$$P_w = 1333,39 \text{ psi}$$

Nota: La presión Pw no debe sobrepasar la presión máxima de diseño de 1350 psi.

RESULTADOS DEL CALCULO PARA LA LÍNEA DE AGUA DE FORMACIÓN

Con el ejemplo de cálculo anterior, se realizaron cálculos para diversos diámetros con cedula estándar y para diversos caudales. La Tabla 25 muestra los resultados de los cálculos realizados para la selección del diámetro de tubería.

En el ANEXO 17 se muestra los cálculos realizados para cada diámetro con cada caudal

Tabla 25.

Resultados de los cálculos de velocidad y caída de presión de la línea de agua de formación.

FLUJO [BWDP]	D:4 NPS SCH STD		D:6 NPS SCH STD		D:8 NPS SCH STD	
	Vel. Pies/s	Presión Pw Psig	Vel. Pies/s	Presión Pw Psig	Vel. Pies/s	Presión Pw Psig
25000	18,38	2117,60	8,10	1099,37	4,68	987,86
30000	22,06	2631,34	9,72	1165,10	5,61	1004,51
35000	25,74	3238,50	11,34	1242,77	6,55	1024,20
40000	29,41	3939,06	12,96	1332,39	7,48	1046,91

Los resultados de los cálculos del sistema de transporte de agua de formación indican que la selección óptima de la tubería de agua de formación según los criterios de dimensionamiento pueden ser cumplidos tanto por una tubería de 6 pulgadas y una tubería de 8 pulgadas.

La tubería de 4 pulgadas presenta valores muy altos de velocidad superiores a 15 ft/s, además se observa que la presión de la línea es superior a la presión de diseño de 1350 psig.

La tubería de 8 pulgadas presenta velocidades en el rango recomendado y presión Pw es menor a la presión de diseño.

La tubería de 6 pulgadas presenta velocidades en el rango recomendado y la presión P_w es menor a la presión de diseño.

Se recomienda la utilización del diámetro de 6 pulgadas, porque presenta velocidades dentro del rango recomendado, con presión menor a 1350 psig y el costo de instalación de la tubería de 6 pulgadas es menor a la tubería de 8 pulgadas.

4.3. CÁLCULOS MECÁNICOS

En la presente sección se realizarán los cálculos del espesor de pared de las tuberías seleccionadas de 10 NPS para la línea de transferencia y de 6 NPS para el agua de formación, y para diferentes clases de grado del material API 5L.

4.3.1. CÁLCULO DEL ESPESOR Y SELECCIÓN DE MATERIAL

Según el código ASME B31.4 - 2012 el espesor nominal de pared se calcula con la Ecuación 19:

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

Para la selección del material se considera a todos los grados de la especificación API 5L (A25, A, B, X42, X46, X52, X60, X65, X70, X80)

4.3.1.1. EJEMPLO DE CÁLCULO DEL ESPESOR DE PARED PARA LINEA 10 NPS DE FLUIDO MULTIFASICO

Para el ejemplo de cálculo, se asume un grado de material de tubería API 5L X60. Los siguientes datos se utilizarán:

- Presión de diseño: 650 psi
- Esfuerzo de fluencia : 60000 psi
- Temperatura de diseño: 230°F

- Factor de diseño “F” : 0,72
- Valor de soldadura “E” : 1 para tubería sin costura
- Diámetro exterior “D” : 10,75
- Espesor de pared por tolerancia de corrosión “A” : 0,125 in

1) Determinación del esfuerzo permitido

En la ecuación 20, reemplazando los valores se tiene:

$$S = F \times E \times S_y$$

$$S = 0,72 \times 1 \times 60000$$

$$S = 43200 \text{ psi}$$

2) Cálculo del espesor mínimo de pared de la tubería

En la ecuación 19, reemplazando los valores se tiene:

$$t = \frac{P_i \times D}{2 \times S}$$

$$t = \frac{650 \times 10,75}{2 \times 43200}$$

Por lo tanto el espesor de pared mínimo es:

$$t = 0,0808 \text{ [in]}$$

3) Cálculo del espesor nominal de la pared de tubería

En la ecuación 18, para el cálculo del espesor nominal de pared considerando corrosión, erosión y otros se tiene:

$$t_n = t + A$$

$$t_n = 0,0809 + 0,125$$

El espesor nominal de pared es:

$$t_n = 0,2059 \text{ [in]}$$

RESULTADOS DE CALCULOS DE ESPESOR DE PARED PARA LINEA DE FLUIDO MULTIFASICO

Con el ejemplo de cálculo anterior, se realizaron cálculos para diferentes grados de material API 5L, para calcular el espesor nominal de pared. Los cálculos los resultados se muestran en las Tabla 26.

Tabla 26:
Resultados del cálculo de espesor

GRADO	SY[psi]	S	t	tn[in]
A25	25000	18000	0,1941	0,3191
A	30000	21600	0,1617	0,2867
B	35000	25200	0,1386	0,2636
X42	42000	30240	0,1155	0,2405
X46	46000	33120	0,1055	0,2305
X52	52000	37440	0,0933	0,2183
X56	56000	40320	0,0867	0,2117
X60	60000	43200	0,0809	0,2059
X65	65000	46800	0,0747	0,1997
X70	70000	50400	0,0693	0,1943
X80	80000	57600	0,0607	0,1857

Se recomienda la utilización de grados de mayor calidad por tener mayor resistencia a la fluencia. Con los resultados presentados, se puede usar un grado X56 o X60 debido a que su espesor es 0,2117 y 0,2059 [in].

Al seleccionar el grado X60 con un espesor nominal de pared de 0,2059 in, se debe seleccionar un acero comercial y con el espesor de pared

seleccionado se tiene las siguientes cedulas que cumplen el requisito de espesor.

- NPS 10 con cedula 20 que tiene un espesor de 0,250 [in]
- NPS 10 con cedula 30 que tiene un espesor de 0,307 [in]
- NPS 10 con cedulo 40 que tiene un espesor de 0,365 [in]

Con cedula 20 se tiene un 18% de aumento de espesor, con cedula 30 tiene un 33% de aumento de espesor y con cedula 40 se tiene un 44% de aumento, por lo cual se recomienda escoger NPS 10 con cedula 30.

4.3.1.1. EJEMPLO DE CÁLCULO DEL ESPESOR LINEA DE FLUIDO MONOFASICO

Para el ejemplo de cálculo, se asume un grado de material de tubería API 5L X60. Los siguientes datos se utilizaran:

- Presión de diseño: 1350 psi
- Esfuerzo de fluencia : 60000 psi
- Temperatura de diseño: 230°F
- Factor de diseño “F” : 0,72
- Valor de soldadura “E” : 1 para tubería sin costura
- Diámetro exterior “D” : 6,625
- Espesor de pared por tolerancia de corrosión “A” : 0,125 in

1) Definir el esfuerzo permitido

En la ecuación 20, reemplazando los valores se tiene:

Por el cálculo realizado en el punto 4.3.1.1 se tiene que:

$$S = 43200$$

2) Calcular el espesor mínimo de la tubería

De la ecuación 19

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

$$t = \frac{1350 * 6,625}{2 * 43200}$$

Por lo tanto el espesor de pared mínimo es:

$$t = 0,1035 \text{ [in]}$$

3) Calcular el espesor nominal

En la ecuación 18, para el cálculo del espesor nominal de pared considerando corrosión, erosión y otros se tiene:

$$tn = t + A$$

$$tn = 0,1035 + 0,125$$

El espesor nominal de pared es:

$$tn = 0,22285 \text{ [in]}$$

RESULTADOS DE LINEA DE AGUA DE FORMACIÓN

Con el ejemplo de cálculo anterior, se realizaron cálculos para diferentes grados de material API 5L, para calcular el espesor nominal de pared. Los cálculos los resultados se muestran en la Tabla 27.

Tabla 27:

Resultados del espesor del agua de formación

ESPECIFICACIÓN	t [in]	tn [in]
A25	0,2484	0,3734
A	0,2070	0,3320
B	0,1775	0,3025
X42	0,1479	0,2729
X46	0,1350	0,2600
X50	0,1194	0,2444
X56	0,1109	0,2359
X60	0,1035	0,2285
X65	0,0956	0,2206
X70	0,0887	0,2137
X80	0,0776	0,2026

Al seleccionar un acero comercial y con el espesor de pared de 0,2285 [in] seleccionado se tiene las siguientes cedulas que cumplen el requisito de espesor:

- NPS 6 con espesor de 0,280 [in]
- NPS 6 con espesor de 0,312 [in]
- NPS 6 con espesor de 0,344 [in]

Con espesor de 0,280 se tiene un 18% de aumento de espesor, con espesor de 0,312 tiene un 27% de aumento de espesor y con espesor de 0,344 se tiene un 35% de aumento, por lo cual se recomienda escoger NPS 6 con espesor de 0,312 [in]

En resumen de los cálculos de espesor de tiene lo siguiente:

- Línea de fluido multifásico: 10 NPS con espesor de 0,307 [in]
- Línea de agua de formación: 6 NPS con espesor de 0,312 [in]

4.4. ANÁLISIS DE ESFUERZOS

4.4.1. TUBERIAS ENTERRADAS

En la Figura 29 se muestra un esquema de las tuberías enterradas en el DDV para realizar el análisis de esfuerzos.

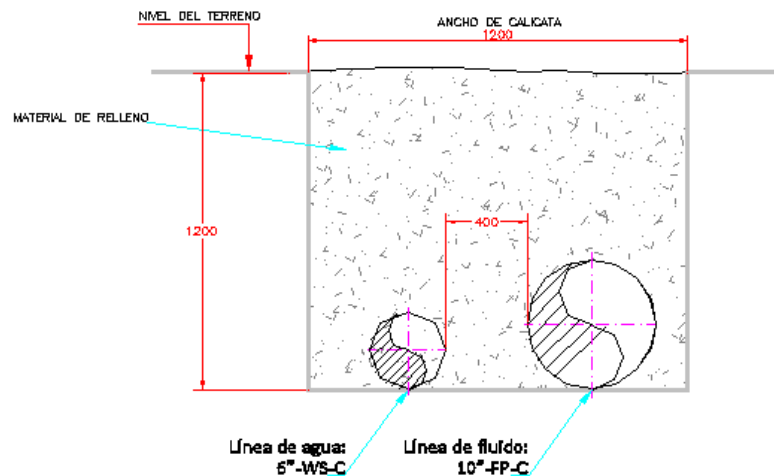


Figura 29. Esquema de tubería enterrada

En la Tabla 28 se muestran los datos de la red de ductos a ser utilizados para el análisis de los esfuerzos.

Tabla 28.

Línea de Flujo Tubería Enterrada

LÍNEA DE FLUJO	
Ductos	Plataforma A – Plataforma B
Diámetro tubería (in)	10" y 6"
Material	API 5L-X60
Espesor (in)	0,307 y 0,312
Presión de diseño (psi)	650 y 1350
Temperatura de Operación	206,6 [F]
Densidad API	16
Profundidad de cubrimiento	1200 [mm] o 3,94 [pie]
Ancho de zanja	1200 [mm] o 3,94 [pie]
Coefficiente del terreno ω	1,720 [gr/cm ³] o 107,37 [lb/pie ³]

CÁLCULOS DE ESFUERZOS SEGÚN NORMA B31.4 – 2012

1. ESFUERZO LONGITUDINAL

En la ecuación 38 se obtiene el esfuerzo longitudinal:

$$S_L = S_E + \nu S_H + \frac{M}{Z} + \frac{F_a}{A}$$

Donde:

- S_L**: Esfuerzo Longitudinal.
- S_E**: Esfuerzo por Expansión
- ν** : Coeficiente de Poisson
- S_H**: Esfuerzo circunferencial debido a la presión interna
- M**: Momento flector
- Z**: Sección modular de la tubería
- F_a**: Fuerza axial
- A**: Área de la sección transversal del metal de la tubería

Para obtener el esfuerzo longitudinal se encuentra primero los esfuerzos que se indican a continuación:

1.1. ESFUERZO EXPANSIÓN TERMICA

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

(Ecuación 44. Promedio de tasas volumétricas)⁴⁵

Donde:

- E**: Módulo de Elasticidad del acero = 29500000 lb./sq.in.
- T1**: Temperatura de la tubería a la instalación = 80°F
- T2**: Temperatura de operación = 206°F

⁴⁵ ASME B31.4-2012, pág. 13

α : Coeficiente de expansión térmica = $6,5 \times 10^{-6}$

$$S_E = 29500000 * 6,5 \times 10^{-6} * (80 - 206)$$

$$S_E = -24160,5 \text{ [psi]}$$

1.2. ESFUERZO PRESIÓN INTERNA

De la ecuación 17 se obtiene:

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

Donde:

D: Diámetro Externo, (in)

Pi: Presión interna de diseño, (psi)

t: Espesor de la tubería (in)

$$S_H = \frac{650 * 10,75}{2 * 0,307}$$

$$S_H = \frac{6987,5}{0,614}$$

$$S_H = 11380,30 \text{ [psi]}$$

Para el esfuerzo longitudinal se asume que en una tubería enterrada que tiene en sus extremos bloques de anclaje para evitar el movimiento axial se puede considerar $F_a = 0$, además la tubería enterrada se comporta con relación al suelo en forma de resortes por lo que se considera $M/Z = 0$. Por lo tanto la ecuación 38 del esfuerzo longitudinal queda de la siguiente manera:

$$S_L = S_E + \nu S_H$$

Reemplazando valores se tiene:

$$S_L = -24160,5 + (0,3)11380,3$$

$$S_L = -20746,41 \text{ [psi]}$$

2. COMBINACIÓN DE ESFUERZOS

$$S_{eq} = 2 \sqrt{[(S_L - S_H)/2]^2 + S_t^2}$$

(Ecuación 45. Combinación de esfuerzos)⁴⁶

Dónde:

S_{eq} : Combinación de esfuerzos equivalentes

S_L : Esfuerzo Longitudinal

S_H : Esfuerzo circunferencial

S_t : Esfuerzo torsional

En una tubería enterrada se puede despreciar el valor del esfuerzo torsional, debido a que está anclada a un bloque de anclaje, totalmente restringida de movimiento torsional, por lo tanto la ecuación 45 queda de la siguiente manera:

$$S_{eq} = |S_L - S_H|$$

$$S_{eq} = |-20746,41 - 11380,30|$$

$$S_{eq} = 32126,71 \text{ [psi]}$$

El esfuerzo máximo permisible que establece la norma ASME B31.4-2012 403.3.1.-1

$$\text{Esfuerzo maximo permisible} = 0,90(S_y)$$

$$\text{Esfuerzo maximo permisible} = 0,90(60\ 000)$$

⁴⁶ ASME B31.4-2012, pág. 18

$$\text{Esfuerzo maximo permisible} = 54\ 000$$

Por el cálculo realizado anteriormente se determina que el esfuerzo equivalente en la tubería enterrada es de 33000 [psi] por lo que está por debajo del esfuerzo permisible de 54000 psi. Por lo tanto el diseño de la tubería es segura

Además para el análisis de esfuerzos en tuberías enterradas se tienen que seguir las etapas que se establecieron en la Ingeniería Conceptual. Según lo que dicta “ASCE - Guidelines for the Design of Buried Pipelines”

4.4.1.1. PRESIÓN INTERNA

La presión interna de diseño es de:

1. 650 psi para la línea de fluido multifásico
2. 1350 psi para la línea de agua de formación

4.4.1.2. CARGA VERTICAL DEL SUELO

Bajo la mayoría de condiciones de funcionamiento, la presión de la tierra externa puede despreciarse, ya que es insignificante en comparación con la presión de la tubería interna.

Esfuerzo de la Carga Vertical

De la ecuación 21, se obtiene la presión de la carga de tierra, para el presente proyecto se tiene una tubería enterrada de 4 pies, con peso unitario total del suelo de 107,30 libras / pie³

$$P_v = \gamma C$$

$$P_v = (107,30 \text{ lb/ft}^3) (4\text{ft})$$

$$P_v = 430 \text{ psf}$$

$$Pv = 35 \text{ psi}$$

Por lo tanto puede despreciarse al compararse con la presión interna al representar un 5% de 650 psi.

4.4.1.3. CARGAS VIVAS

No aplica debido a que la red de ductos estará en el derecho de vía (DDV), por lo tanto no tiene cargas vivas. Como las causadas por las cargas de camiones de ruedas, coches de ferrocarril, locomotoras, cargas y cargas de los aviones.

4.4.1.4. IMPACTOS DE SUPERFICIE CARGAS

Las cargas de impactos descritos en la ingeniería conceptual se determina que la máxima carga de impacto viene dada por la ecuación 30:

$$P_{max} = \sqrt{\frac{32 W H f G r o}{\pi^2 (1 - \nu)}}$$

EJEMPLO DE CÁLCULO

Suponiendo que se produce un accidente y se produce un impacto en la sección ya enterrada de tubería, desde una altura de 160 pulgadas, y un peso de 400 lb. El módulo de Cizallamiento del suelo por el informe de Suelos es 5,12 lb/in², el coeficiente de poisson es 0,3, reemplazando valores se tiene:

1. Carga máxima de impacto

$$P_{max} = \sqrt{\frac{32 (500 \text{ lb}) (160 \text{ in}) \left(5,12 \frac{\text{lb}}{\text{in}^2}\right) (4 \text{ in})}{\pi^2 (1 - 0,3)}}$$

$$P_{max} = \sqrt{\frac{41943040}{6,90}}$$

$$P_{max} = \sqrt{6078701}$$

$$P_{max} = 2465 \text{ lb}$$

2. Penetración y PPV

Para el impacto cerca de la ubicación del tubo, el aumento de la presión transmitida a la tubería se puede evaluar mediante la ecuación 32:

$$X_p = k P a \log\left(1 + \frac{V^2}{215}\right)$$

$$V = \sqrt{2 * 32 * 30}$$

$$V = \sqrt{1920}$$

$$V = 43,81$$

$$X_p = k P a \log\left(1 + \frac{V^2}{215}\right)$$

$$X_p = 0,0482 \left(\frac{2465 \text{ lb}}{30 \text{ ft}^2}\right) \log\left(1 + \frac{43,81^2}{215}\right)$$

$$X_p = 3,9 * 0,99$$

$$X_p = 3,86 \text{ pies}$$

Por lo tanto la carga máxima de impacto es 2465 lb, porque con esa carga la profundidad de penetración del impacto X_p en la red de ductos es menor a 4 pies, por lo tanto no afecta el impacto

Para impactos a grandes distancias de la ubicación de tuberías, la propagación de ondas es la principal causa de la deformación de la tubería enterrada. Para tales situaciones, la velocidad de partícula máximo puede calcularse con la ecuación 33:

$$PPV = 8 \left[\frac{\sqrt{WHf}}{d} \right]^{1,7}$$

EJEMPLO

Para unos impactos a grandes distancias, suponiendo que en un accidente tiene un peso de 1 toneladas en total, a una distancia de 50 metros (164 ft.) y a una altura de 14 pies.

$$PPV = 8 \left[\frac{\sqrt{WHf}}{d} \right]^{1,7}$$

$$PPV = 8 \left[\frac{\sqrt{1*14}}{164} \right]^{1,7}$$

$$PPV = 8 [0,023]^{1,7}$$

$$PPV = 0,01 \text{ in/s}$$

4.4.1.5. FLOTABILIDAD

La fuerza neta hacia arriba se produce en tuberías enterradas cuando la fuerza de flotación creada por la tubería supera el peso hacia abajo combinado de la columna de la tubería y el suelo por encima de la tubería.

EJEMPLO

De la ecuación 34 se obtiene la fuerza hacia arriba impuesta en una tubería enterrada.

$$F_b = W_W - [W_p + W_C + (P_V - \gamma wh_w)D]$$

1. El peso del agua desplazada por la tubería es:

$$W_w = \frac{62,4 * \pi * D^2}{4}$$

(Ecuación 46. Combinación de cargas por Operación)⁴⁷

Reemplazando valores se tiene:

$$W_w = \frac{62,4 * \pi * 10^2}{4} = 4900 \text{ lb/ft}$$

2. Peso de la tubería y contenido

$$W_p + W_c$$

(Ecuación 47. Combinación de cargas por Operación)⁴⁷

Reemplazando se tiene:

$$W_p + W_c = 34,27 + 80 = 114,27 \text{ lb/ft}$$

3. El peso efectivo es

$$W_s = D(Pv - ywhw)$$

(Ecuación 48. Combinación de cargas por Operación)⁴⁸

$$W_s = 10[62,4 * 4 + (1 - 0,33)(107,30)(4) - 62,4 * 4]$$

$$W_s = 10[249,6 + 71,89 - 249,6]$$

$$W_s = 2875,6 \text{ Lb/ft}$$

⁴⁷ASCE - Guidelines for the design of buried steel pipe, pág. 25

⁴⁸ASCE - Guidelines for the design of buried steel pipe, pág. 25

Reemplazando los pesos en la ecuación 34, la fuerza hacia arriba de la tubería es:

$$F_b = W_w - [W_p + W_c + (P_v - \gamma_w h_w)D]$$

$$F_b = 4900 - [114,27 + 2875,6]$$

$$F_b = 1910 \text{ lb/ft}$$

De la ecuación 35 se obtiene el esfuerzo de la tubería por flotabilidad

$$\sigma_{bf} = \frac{F_b L^2}{10Z}$$

$$\sigma_{bf} = \frac{1910(\text{lb/ft}) * 10^2}{10 * 877}$$

$$\sigma_{bf} = 21,77 \text{ psi}$$

4.4.1.6. EXPANSIÓN TÉRMICA

La tensión térmica máxima de compresión en un tubo completamente restringido se calcula mediante la ecuación 36.

$$\sigma_c = E\alpha(T_2 - T_1) - \nu\sigma_h$$

$$\sigma_c = 29500000 * 6,5 \times 10^{-6} * (230 - 80) - [0,3 * 11380,30]$$

$$\sigma_c = 25348,41 \text{ [psi]}$$

SOFTWARE CAESAR II

Para el análisis de esfuerzos de la red de ductos, se utiliza el software CAESAR II para la simulación del análisis de cargas y de desplazamientos

mediante el uso de elementos finitos. Para lo cual las cargas que se analizaron en CAESAR II con los respectivos esfuerzos admisibles de la norma ASME B31.4 fueron las siguientes:

1. Para Cargas durante la Prueba Hidrostática:

$$Sp = 0.9 * Sy$$

2. Para Cargas por Condiciones de Operación (Esfuerzo Efectivo):

$$Sp = 0.9 * Sy$$

3. Para Cargas Sostenidas (Considerando el Peso de la Tubería y la Presión Interna)

$$Sp = 0.75 * 0.72 * Sy \text{ (0.54Sy)}$$

4. Para Cargas por Expansión Térmica (CAESAR II considera un factor adicional de intensificación de esfuerzos por las variaciones que se pueden producir en la tubería, el factor considerado por CAESAR II es 0.72)

$$Sp = 0.72 * Sy$$

5. Para Cargas Ocasionales:

$$Sp = 0.8 * Sy$$

Los modelos de simulación fueron implantados en CAESAR II 2011, versión 5.30 y sobre la base de dicha herramienta como se indica en el ANEXO 7

En la Tabla 29. se muestran los resultados de la evaluación de flexibilidad, de acuerdo a las consideraciones de CAESAR II para el análisis y los materiales de tuberías.

Tabla 29.

Resultados de los esfuerzos permisibles, en CAESAR II

	Carga por Prueba Hidrostática	Cargas por Operación	Cargas sostenidas	Cargas por Expansión	Cargas Ocasionales
Esfuerzo Permissible	Esfuerzo Permissible SP=0,9*SY (psi)	Esfuerzo Permissible SP=0,9*SY (psi)	Esfuerzo Permissible SP=0,75*0,72*SY (psi)	Esfuerzo Permissible SP=0,72*SY (psi)	Esfuerzo Permissible SP=0,8*SY (psi)
API 5L X60 (SY=60.000 psi)	54000	54000	32400	43200	48000

CONDICIONES DE SUELO

Las características del suelo se muestran en la Tabla 30, se consideró el caso más desfavorable (Suelo Blando) con los valores que se muestran en el extracto del estudio realizado ANEXO 8.

Tabla 30.

Condiciones de Suelo

LÍNEA DE FLUJO	
Coeficiente de fricción	0,28
Densidad del suelo (lb/in3)	0,0621
Profundidad de la tubería (in)	47
Ángulo de fricción	5,4
Esfuerzo de corte terreno (lb/in2)	5,12
r de compactación	8
Factor de deslizamiento	0,015
Coeficiente de expansión térmica	6,23
Variación de temperatura	150 F

Fuente: Extracto 217-D69INF-006 – INFORME DE MECÁNICA DE SUELOS

Tabla 31.
Características de los estratos de suelo

Tipo de suelo	Y	C	Ø
Suelo Blando	1,72	3,6	5,4
Suelo Competente	1,85	6,0	15,0

Fuente: Extracto 217-D69INF-006 – INFORME DE MECÁNICA DE SUELOS

4.4.2. SIMULACIÓN EN CAESAR

Para la realización de la simulación en el software CAESAR II versión 2011 se realizó en las oficinas de la empresa auspiciante PEC Cía. Ltda. Que posee la licencia y corridas requeridas para realizar las simulaciones en el proyecto.

Con un método de elementos finitos que se explica en el ANEXO 21 y se considera las condiciones de operación y diseño (temperatura, presión y gravedad específica de los fluidos) sobre las cuales se fundamenta este análisis son las definidas por la operadora y en los documentos de la referencia que se encuentran en la ingeniería conceptual. Estas condiciones se muestran en la Tabla 32 y Tabla 33

Tabla 32.
Condiciones de Flujo Multifásico en Caesar II

LÍNEA DE FLUJO MULTIFÁSICO	
Ducto	Plataforma A – Plataforma B
Diámetro tubería (in)	10
Material	API 5L-X60
Espesor (in)	0,307
Presión de operación (psi)	650
Presión Prueba hidrostática (psi)	975
Temperatura de Operación	206,6 F
Temperatura de Diseño	230, 0 F

Tabla 33.

Condiciones de Agua de formación Caesar II

LÍNEA DE AGUA DE FORMACIÓN	
Ducto	Plataforma A – Plataforma B
Diámetro tubería (in)	6
Material	API 5L-X60
Espesor (in)	0,312
Presión de operación (psi)	1350
Presión Prueba hidrostática (psi)	2025
Temperatura de Operación	206,6 F
Temperatura de Diseño	230, 0 F

METODO DE ANÁLISIS

El estudio está basado en la premisa principal que la tubería estará sometida solo a cargas estáticas debido a expansiones térmicas, presiones internas y cargas sostenidas de peso.

Para el análisis se consideró la situación más desfavorable, siendo los pilotes los únicos apoyos que soporten las tuberías.

La tubería será enterrada y se piloteará en el área de cruces de alcantarilla, por lo que mantendrá contacto con el relleno en toda su superficie.

CASOS ESTUDIADOS

Usando los cálculos de esfuerzos estudiados por el CAESAR II se definen las combinaciones de cargas para evaluar el comportamiento de la red de ductos y estas cargas son representadas en la Tabla 34.

Tabla 34.
Combinaciones de carga Caesar II

Combinaciones de cargas	Casos analizados	Tipo de carga	Norma aplicada
WW+HP+U1	Caso 1	HYD	B31.4
W+T2+P1	Caso 2	OPE	B31.4
W+P1	Caso 3	SUS	B31.4
W+P1+U1	Caso 4	EXP	B31.4

Nomenclatura:

OPE: Operación

SUS: Sostenida

EXP: Expansión

HYD: Hidrostática

W: Peso de la tubería

WW: Peso de la tubería llena de agua

P1: Presión de Diseño

P2: Presión de Operación

HP: Presión Hidrostática

T1: Temperatura de Diseño

T2: Temperatura de Operación

U1: Carga Uniforme en Operación

4.4.3. RESULTADOS DE LINEA DE FLUIDO DE 10”

En el ANEXO 9 se muestra (Modelado tubería, Condiciones del suelo, Corrida CAESAR II, Resumen de esfuerzos)

A continuación se muestra el resumen de los resultados del análisis de esfuerzos de la tubería:

TUBERÍA: "DIÁMETRO 10", MATERIAL API 5L X60, ESPESOR 0.307**Resumen de los Resultados por Caso:**

LOAD CASE DEFINITION KEY

CASE 1 (HYD) WW+HP

CASE 2 (OPE) W+T1+P1

CASE 3 (OPE) W+T2+P1

CASE 4 (SUS) W+P1

CASE 5 (EXP) L5=L2-L4

CASE 6 (EXP) L6=L3-L4

Piping Code: B31.4 = B31.4

CODE STRESS CHECK PASSED : LOADCASE 1 (HYD) WW+HP

Highest Stresses: (lb./sq.in.) LOADCASE 1 (HYD) WW+HP

Code Stress Ratio (%):	22.2	@Node	15
Code Stress:	11980.1	Allowable:	54000.0
Axial Stress:	7828.3	@Node	15
Bending Stress:	4151.8	@Node	15
Torsion Stress:	28.7	@Node	3803
Hoop Stress:	16095.4	@Node	15
3D Max Intensity:	17572.4	@Node	3804

CODE STRESS CHECK PASSED : LOADCASE 2 (OPE) W+T1+P1

Highest Stresses: (lb./sq.in.) LOADCASE 2 (OPE) W+T1+P1

OPE Stress Ratio (%):	90.5	@Node	3810
OPE Stress:	48885.4	Allowable:	54000.0
Axial Stress:	25449.9	@Node	880
Bending Stress:	19565.5	@Node	3810
Torsion Stress:	29.0	@Node	3801
Hoop Stress:	10730.3	@Node	15
3D Max Intensity:	46612.8	@Node	3810

CODE STRESS CHECK PASSED : LOADCASE 3 (OPE) W+T2+P1

Highest Stresses: (lb./sq.in.) LOADCASE 3 (OPE) W+T2+P1
 OPE Stress Ratio (%): 78.8 @Node 3810
 OPE Stress: 42570.1 Allowable: 54000.0
 Axial Stress: 20757.3 @Node 880
 Bending Stress: 16574.8 @Node 3810
 Torsion Stress: 28.9 @Node 3801
 Hoop Stress: 10730.3 @Node 15
 3D Max Intensity: 40378.7 @Node 3810

CODE STRESS CHECK PASSED : LOADCASE 4 (SUS) W+P1

Highest Stresses: (lb./sq.in.) LOADCASE 4 (SUS) W+P1
 CodeStress Ratio (%): 28.7 @Node 15
 Code Stress: 9301.6 Allowable: 32400.0
 Axial Stress: 5224.3 @Node 15
 Bending Stress: 4077.4 @Node 15
 Torsion Stress: 28.2 @Node 3803
 Hoop Stress: 10730.3 @Node 15
 3D Max Intensity: 11715.0 @Node 3804

CODE STRESS CHECK PASSED : LOADCASE 5 (EXP) L5=L2-L4

Highest Stresses: (lb./sq.in.) LOADCASE 5 (EXP) L5=L2-L4
 CodeStress Ratio (%): 95.5 @Node 3810
 Code Stress: 41263.3 Allowable: 43200.0
 Axial Stress: 30657.4 @Node 880
 Bending Stress: 19543.3 @Node 3810
 Torsion Stress: 8.5 @Node 3539
 Hoop Stress: 0.0 @Node 15
 3D Max Intensity: 41848.3 @Node 3810

CODE STRESS CHECK PASSED : LOADCASE 6 (EXP) L6=L3-L4

Highest Stresses: (lb./sq.in.) LOADCASE 6 (EXP) L6=L3-L4
 CodeStress Ratio (%): 80.9 @Node 3810
 Code Stress: 34947.2 Allowable: 43200.0

Axial Stress:	25964.7	@Node	880
Bending Stress:	16551.9	@Node	3810
Torsion Stress:	7.2	@Node	3539
Hoop Stress:	0.0	@Node	15
3D Max Intensity:	35442.7	@Node	3810

LOAD CASE DEFINITION KEY

CASE 1 (HYD) WW+HP
 CASE 2 (OPE) W+T1+P1
 CASE 3 (OPE) W+T2+P1
 CASE 4 (SUS) W+P1
 CASE 5 (EXP) L5=L2-L4
 CASE 6 (EXP) L6=L3-L4

Piping Code: B31.4 = B31.4

*** CODE COMPLIANCE EVALUATION PASSED ***

Highest Stresses: (lb./sq.in.)
 CodeStress Ratio (%) is 95.5 at Node 3810 LOADCASE: 5 (EXP)
 L5=L2-L4
 Code Stress:41263.3 Allowable: 43200.0
 Axial Stress:30657.4 @Node 880 LOADCASE: 5 (EXP) L5=L2-L4
 Bending Stress:19565.5 @Node 3810 LOADCASE: 2 (OPE) W+T1+P1
 Torsion Stress:29.0 @Node 3801 LOADCASE: 2 (OPE) W+T1+P1
 Hoop Stress:16095.4 @Node 15 LOADCASE: 1 (HYD) WW+HP
 3D Max Intensity:46612.8 @Node 3810 LOADCASE: 2 (OPE) W+T1+P1

A continuación en la Tabla 35 se presenta el resumen con los porcentajes de los esfuerzos calculados con respecto a los esfuerzos permisibles para los materiales especificados para los casos más críticos, un valor de % por encima de 100 significa que la tubería falla para ese caso:

Tabla 35.

Resumen de Resultados Obtenidos Fluido

CASO 1 (HYD) (WW+HP)			
ESPESOR	ESFUERZO PERMISIBLE (psi)	ESFUERZO CALCULADO (psi)	%ESFUERZO CALCULADO vs. ESFUERZO PERMISIBLE
0.307	54000	11980,1	22%
CASO 2 (OPE) - T:230°F (W+T1+P1)			
ESPESOR	ESFUERZO PERMISIBLE (psi)	ESFUERZO CALCULADO (PSI)	%ESFUERZO CALCULADO vs. ESFUERZO PERMISIBLE
0.307	54000	48885,4	91%
CASO 3 (OPE) - T:206.6°F (W+T1+P1)			
ESPESOR	ESFUERZO PERMISIBLE (psi)	ESFUERZO CALCULADO (PSI)	%ESFUERZO CALCULADO vs. ESFUERZO PERMISIBLE
0.307	54000	42570,1	79%
CASO 4 (SUS) (W+P1)			
ESPESOR	ESFUERZO PERMISIBLE (psi)	ESFUERZO CALCULADO (PSI)	%ESFUERZO CALCULADO vs. ESFUERZO PERMISIBLE
0.307	32400	9301	29%
CASO 5 (EXP) - T:230°F (L5=L2-L3)			
ESPESOR	ESFUERZO PERMISIBLE (psi)	ESFUERZO CALCULADO (PSI)	%ESFUERZO CALCULADO vs. ESFUERZO PERMISIBLE
0.307	43200	41263,2	96%
CASO 6 (EXP) - T:206.6°F (L6=L3-L4)			
ESPESOR	ESFUERZO PERMISIBLE (psi)	ESFUERZO CALCULADO (PSI)	%ESFUERZO CALCULADO vs. ESFUERZO PERMISIBLE
0.307	43200	34947,2	81%

Los resultados presentados indican que una vez realizado el Análisis de Flexibilidad del ducto de 3.5 km de la plataforma A hacia la plataforma B, utilizando el material seleccionado API 5L-X60, está cumpliendo con lo

expuesto en el código ASME B31.4 y el espesor 0.307in es adecuado para las condiciones de operación a la presión y temperaturas para las que fue diseñado, cumpliendo con los esfuerzos permisibles por la norma ASME B31.4. – 2012.

En la presentación de resultados, se muestran los reportes de esfuerzos generados por el simulador CAESAR II para la opción seleccionada, allí se indican los máximos estados de esfuerzos en la tuberías para los casos de carga sostenida y expansión para el sistema existente y los casos adicionales de operación e hidrostática; todos los casos estudiados presentan el status “passed” cuando se cumple con el código y “failed” cuando el caso no cumple con el código, estos esfuerzos son calculados de acuerdo con los límites admisibles según el ASME B31.4.

En la Tabla 36 se presentan el resumen de las fuerzas y momentos máximos obtenidos en la Corrida de CAESAR II a ser tomados en cuenta para el diseño de los bloques de anclaje, tomando en cuenta las cargas más altas encontradas a lo largo de la tubería.

Tabla 36.

Fuerzas y Momentos Máximos en bloques de anclaje 10”

NODE	FX lb.	FY lb.	FZ lb.	MX ft.lb.	MY ft.lb.	MZ ft.lb.	Abscisa
15	-849	-1792	-1925	-8633.3	-739.8	1926.4	3+340
3795	73585	1529	41359	233	17185	402.2	0+040

En los Nodos 15 y 3795 se encuentran ubicados los anclajes en los extremos del ducto, esto corresponde al 0+040km y 3+340, respectivamente para cada nodo; para el diseño de los bloques de anclaje se utilizarán los valores máximos de fuerzas que inciden en esos puntos.

Tabla 37.

Resumen Fuerzas en los anclajes

NODE	Load	FX lb.	FY lb.	FZ lb.	Abscisa	Anclajes
	Case					
15	MAX	-849	-1792	-1925	3+340	Extremo
3795	MAX	73585	1529	41359	0+040	Extremo

Para el diseño de los bloques de anclaje se utilizará la fuerza resultante para los análisis de resistencia, movimiento, volcamiento y cortantes, que se muestran en la ingeniería de Detalle.

4.4.4. RESULTADOS DE LINEA DE AGUA DE 6”

En el ANEXO 10 se muestra (Modelado tubería, Condiciones del suelo, Corrida CAESAR II, Resumen de esfuerzos)

A continuación se muestra el resumen de los resultados del análisis de esfuerzos de la tubería:

TUBERÍA: “DIÁMETRO 6”, MATERIAL API 5L X60, ESPESOR 0.312”

Resumen de los Resultados por Caso:

LOAD CASE DEFINITION KEY

CASE 1 (HYD) WW+HP

CASE 2 (OPE) W+T1+P1

CASE 3 (OPE) W+T2+P1

CASE 4 (SUS) W+P1

CASE 5 (EXP) L5=L2-L4

CASE 6 (EXP) L6=L3-L4

Piping Code: B31.4 = B31.4

CODE STRESS CHECK PASSED : LOADCASE 1 (HYD) WW+HP

Highest Stresses: (lb./sq.in.) LOADCASE 1 (HYD) WW+HP

CodeStress Ratio (%): 27.3 @Node 15

Code Stress: 14742.3 Allowable: 54000.0

Axial Stress:	9269.4	@Node	15
Bending Stress:	5472.9	@Node	15
Torsion Stress:	33.3	@Node	3799
Hoop Stress:	19474.4	@Node	15
3D Max Intensity:	22562.0	@Node	3800

CODE STRESS CHECK PASSED : LOADCASE 2 (OPE) W+T1+P1

Highest Stresses: (lb./sq.in.) LOADCASE 2 (OPE) W+T1+P1

OPE Stress Ratio (%):	90.1	@Node	3798
OPE Stress:	48649.3	Allowable:	54000.0
Axial Stress:	24566.8	@Node	880
Bending Stress:	10965.2	@Node	3798
Torsion Stress:	32.8	@Node	3797
Hoop Stress:	12982.9	@Node	15
3D Max Intensity:	45945.1	@Node	3798

CODE STRESS CHECK PASSED : LOADCASE 3 (OPE) W+T2+P1

Highest Stresses: (lb./sq.in.) LOADCASE 3 (OPE) W+T2+P1

OPE Stress Ratio (%):	78.9	@Node	3798
OPE Stress:	42605.0	Allowable:	54000.0
Axial Stress:	19861.9	@Node	880
Bending Stress:	9280.6	@Node	3798
Torsion Stress:	32.8	@Node	3799
Hoop Stress:	12982.9	@Node	15
3D Max Intensity:	40059.4	@Node	3798

CODE STRESS CHECK PASSED : LOADCASE 4 (SUS) W+P1

Highest Stresses: (lb./sq.in.) LOADCASE 4 (SUS) W+P1

Code Stress Ratio (%):	35.8	@Node	15
Code Stress:	11585.3	Allowable:	32400.0
Axial Stress:	6183.9	@Node	15

Bending Stress:	5401.4	@Node	15
Torsion Stress:	32.8	@Node	3799
Hoop Stress:	12982.9	@Node	15
3D Max Intensity:	15041.4	@Node	3800

CODE STRESS CHECK PASSED : LOADCASE 5 (EXP) L5=L2-L4

Highest Stresses: (lb./sq.in.) LOADCASE 5 (EXP) L5=L2-L4

CodeStress Ratio (%):	91.5	@Node	3798
Code Stress:	39518.7	Allowable:	43200.0
Axial Stress:	30737.5	@Node	880
Bending Stress:	11035.4	@Node	3798
Torsion Stress:	3.9	@Node	3539
Hoop Stress:	0.0	@Node	15
3D Max Intensity:	39518.7	@Node	3798

CODE STRESS CHECK PASSED : LOADCASE 6 (EXP) L6=L3-L4

Highest Stresses: (lb./sq.in.) LOADCASE 6 (EXP) L6=L3-L4

CodeStress Ratio (%):	77.5	@Node	3798
Code Stress:	33469.7	Allowable:	43200.0
Axial Stress:	26032.5	@Node	880
Bending Stress:	9346.2	@Node	3798
Torsion Stress:	3.3	@Node	3539
Hoop Stress:	0.0	@Node	15
3D Max Intensity:	33469.7	@Node	3798

LOAD CASE DEFINITION KEY

CASE 1 (HYD) WW+HP
CASE 2 (OPE) W+T1+P1
CASE 3 (OPE) W+T2+P1
CASE 4 (SUS) W+P1
CASE 5 (EXP) L5=L2-L4
CASE 6 (EXP) L6=L3-L4

Piping Code: B31.4 = B31.4 -2012

*** CODE COMPLIANCE EVALUATION PASSED ***

Highest Stresses: (lb./sq.in.)

CodeStress Ratio (%) is 91.5 at Node 3798 LOADCASE: 5 (EXP)
L5=L2-L4

Code Stress:39518.7 Allowable: 43200.0

Axial Stress:30737.5 @Node 880 LOADCASE: 5 (EXP) L5=L2-L4

Bending Stress:11035.4 @Node 3798 LOADCASE: 5 (EXP) L5=L2-L4

Torsion Stress:33.3 @Node 3799 LOADCASE: 1 (HYD) WW+HP

Hoop Stress:19474.4 @Node 15 LOADCASE: 1 (HYD) WW+HP

3D Max Intensity:45945.1 @Node 3798 LOADCASE: 2 (OPE) W+T1+P1

En la Tabla 38 se presenta un resumen con los porcentajes de los esfuerzos calculados con respecto a los esfuerzos permisibles para los materiales especificados para los casos más críticos, un valor de % por encima de 100 significa que la tubería falla para ese caso:

Tabla 38.

Resumen de Resultados Obtenidos Agua

CASO 1 (HYD) (WW+HP)			
ESPEJOR	ESFUERZO PERMISIBLE (psi)	ESFUERZO CALCULADO (psi)	%ESFUERZO CALCULADO vs. ESFUERZO PERMISIBLE
0.312	54000	14742,3	27,3%

CASO 2 (OPE) - T:230°F (W+T1+P1)			
ESPEJOR	ESFUERZO PERMISIBLE (psi)	ESFUERZO CALCULADO (PSI)	%ESFUERZO CALCULADO vs. ESFUERZO PERMISIBLE
0.312	54000	48649,3	90,1%

CASO 3 (OPE) - T:206.6°F (W+T1+P1)			
ESPEJOR	ESFUERZO PERMISIBLE (psi)	ESFUERZO CALCULADO (PSI)	%ESFUERZO CALCULADO vs. ESFUERZO PERMISIBLE
0.312	54000	42605	78,9%

Continua 

CASO 4 (SUS) (W+P1)			
ESPESOR	ESFUERZO PERMISIBLE (psi)	ESFUERZO CALCULADO (PSI)	%ESFUERZO CALCULADO vs. ESFUERZO PERMISIBLE
0.312	32400	11581,3	35,8%

CASO 5 (EXP) - T:230°F (L5=L2-L3)			
ESPESOR	ESFUERZO PERMISIBLE (psi)	ESFUERZO CALCULADO (PSI)	%ESFUERZO CALCULADO vs. ESFUERZO PERMISIBLE
0.307	43200	39518,7	91,5%

CASO 6 (EXP) - T:206.6°F (L6=L3-L4)			
ESPESOR	ESFUERZO PERMISIBLE (psi)	ESFUERZO CALCULADO (PSI)	%ESFUERZO CALCULADO vs. ESFUERZO PERMISIBLE
0.307	43200	33469,7	77,5%

Los resultados presentados indican que una vez realizado el Análisis de Flexibilidad del ducto de 3.5km en la plataforma B hacia la plataforma A, utilizando el material seleccionado API 5L-X60, el resultado está cumpliendo con lo expuesto en el código ASME B31.4, el espesor 0.312in.; es adecuado para las condiciones de operación a la presión y temperaturas para las que fue diseñado, cumpliendo con los esfuerzos permisibles por la norma ASME B31.4.- 2012

En la Tabla 39 se presentan el resumen de las fuerzas y momentos máximos obtenidos en la Corrida de CAESAR II a ser tomados en cuenta para el diseño de los bloques de anclaje, tomando en cuenta las cargas más altas encontradas a lo largo de la tubería. Observaciones

Tabla 39.

Fuerzas y Momentos Máximos en los bloques de anclaje 6''

NODE	Load	FX lb.	FY lb.	FZ lb.	MX ft.lb.	MY ft.lb.	MZ ft.lb.
5	MAX	-304	-825	-1325	-4152.5	-43.9	926.6
3795	MAX	8787	28	2941	-79.6	3470.2	269.5

Las fuerzas resultantes del análisis de flexibilidad realizado mediante el software especializado CAESAR II, se muestra que es factible la realización de un bloque de anclaje para ambas líneas de fluido 10" y 6" en cada extremo de la línea.

Tabla 40.
Resumen Fuerzas en los anclajes de 6"

NODE	Load Case	FX lb.	FY lb.	FZ lb.	Abscisa	Observaciones Anclajes
15	MAX	-304	-825	-1325	0+024	Extremo
3795	MAX	8787	28	2941	3+320	Extremo

El diseño de los bloques de anclaje se muestra en la Ingeniería de Detalle

En la Tabla 41 se presentan las deformaciones máximas entre apoyos para las líneas de 6" y 10".

Tabla 41.
Deformaciones máximas entre apoyos de pilotes

NODE	DX in.	DY in.	DZ in.	RX deg.	RY deg.	RZ deg.	Observaciones
15	0.000	-0.0968	0.000	0.000	0.000	0.000	Línea de 10"
15	0.000	-0.2043	0.000	0.000	0.000	0.000	Línea de 6"

En los Nodos 15 se encuentran las máximas deformaciones para ambas líneas, considerando una separación de 10 metros entre apoyos se obtiene una máxima deflexión de -0.2043plg (5.18mm) en la línea de 6".

4.5. PROTECCIÓN CATODICA

Con los datos anteriormente seleccionadas y calculadas, se realizan los cálculos de la protección catódica que en el proyecto consiste en el desarrollo

del diseño del sistema de protección catódica de las líneas que se indican en la Tabla 42

Tabla 42.

Líneas de Protección Catódicas

LÍNEA	Ø	LONGITUD
Línea de Flujo Multifásico de la Plataformas A - B	10"	3,5 km
Línea de Flujo Agua de formación de la Plataformas B-A	6"	3,5 km

4.5.1. PARÁMETROS DE DISEÑO

Los parámetros para el diseño de un sistema de protección catódica por ánodos de sacrificio son:

- Resistividad del suelo en el DDV.
- Corriente requerida.
- Drenaje de corriente

4.5.1.1. RESISTIVIDAD DEL SUELO EN EL DDV

La resistividad a lo largo del DDV a 1, 2, y 3 metros cada 250 metros se indican en la Tabla 41. Donde se reflejan las resistividades registradas a lo largo del DDV. Se lo realizó mediante el método Wenner que se utiliza para distancias cortas se muestra el Anexo 23 el método Wenner para obtener la resistividad de la capa.

En la Figura 30, se muestra la resistividad del suelo a lo largo del DDV de longitud de 3500 m.

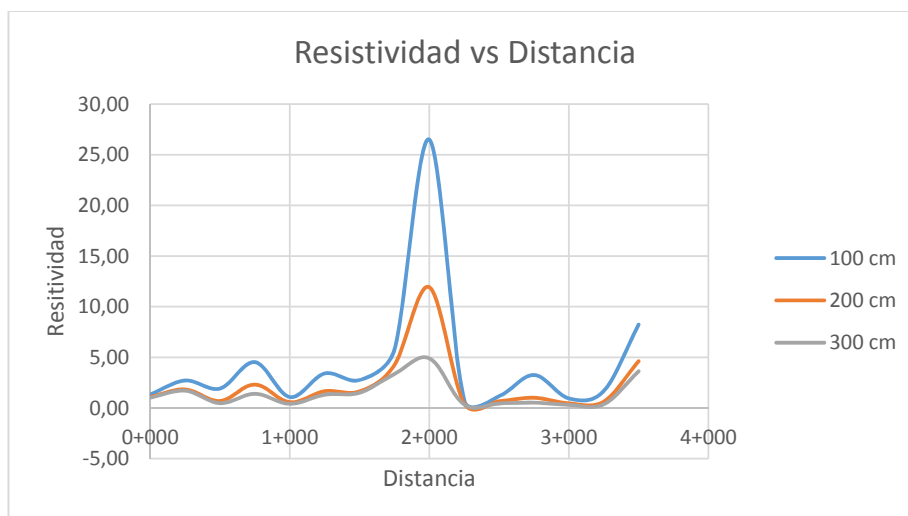


Figura 30. Resistividad vs Distancia

4.5.1.1. CORRIENTE DE PROTECCIÓN REQUERIDA

Para poder encontrar la corriente requerida para proteger las tuberías se ha desarrollado la vía de cálculo, en donde se ha considerado la calidad del revestimiento, la resistividad del suelo a lo largo del DDV, la temperatura de operación, las conexiones secundarias y los accesorios instalados.

En la Tabla 43 se pueden observar los valores de conductancia específica, corriente de protección y % de cañería desnuda de acuerdo a la calidad del revestimiento. (Manual NACE CPIV)

Tabla 43.

Parámetros de cálculo por la calidad del revestimiento

CALIDAD DEL REVESTIMINETO	CONDUCTANCIA ESPECIFICA Siemens/m ²	DENSIDAD DE CORRIENTE uA/m ²	% EFICIENCIA REVESTIMIENTO	% SUPERFICIE DESNUDA
EXCELENTE	0.00001 – 0.0001	3-30	99.99% - 99.86%	0.01% - 0.14%
BUENO	0.0001 – 0.0005	30 – 150	99.86 % - 99.32 %	0.14 % - 0.68 %
REGULAR	0.0005 – 0.001	150 – 300	99.32 % - 98.64%	0.68% - 1.36%
MALO	0.001 – 0.04	300 – 12000	98.64% - 45%	1.36% - 55.0 %

Tabla 44.
Resistividad de la capa

DIAMETRO 10" Y 6"
REVESTIMIENTO FBE
LONGITUD TOTAL 3+500 Km

FIN INSPECCION 3+500 Km
EQUIPO FLUKE 1625

PLANILLA - RESISTIVIDAD										
REFERENCIA	PROGRESIVA TOTAL	RESISTENCIA C			RESISTIVIDAD DE LA CAPA (Ω -cm)			CONDICIÓN DE LA CAPA (Ω -cm)		
		km	100 cm	200 cm	300 cm	0- 1 [mts]	1-2 [mts]	2-3 [mts]	0- 1 [mts]	1-2 [mts]
100	0 + 100	1,334	1,09	1,024	838,2	3744,3	10625,8	corrosivo	levemente corrosivo	despreciable
250	0 + 250	2,716	1,838	1,711	1706,5	3572,4	15558,6	moderadamente corrosivo	levemente corrosivo	despreciable
500	0 + 500	1,9	0,69	0,47	1206,4	676,7	926,2	levemente corrosivo	corrosivo	corrosivo
750	0 + 750	4,53	2,318	1,404	2346,3	2962,7	2237,2	levemente corrosivo	levemente corrosivo	levemente corrosivo
1000	1 +000	1,079	0,57	0,41	678	759,2	917,7	corrosivo	corrosivo	corrosivo
1250	1 + 250	3,41	1,66	1,315	2142,6	2032,4	3975,5	moderadamente corrosivo	levemente corrosivo	levemente corrosivo
1500	1 + 500	2,76	1,637	1,502	1734,2	2527,9	11443,7	moderadamente corrosivo	levemente corrosivo	despreciable
1750	1 + 275	5,75	4,24	3,35	3612,8	10144,6	10227,7	levemente corrosivo	despreciable	despreciable
2000	2 + 200	28,49	11,92	4,91	16544,2	9516,9	5245,9	despreciable	despreciable	levemente corrosivo
2250	2 + 250	0,744	0,443	0,329	457,5	688	803,3	muy corrosivo	corrosivo	corrosivo
2500	2 + 500	1,17	0,67	0,44	736,4	972,6	828,8	corrosivo	levemente corrosivo	corrosivo
2750	2 + 275	3,26	1,01	0,53	2048,3	919,5	700,7	levemente corrosivo	corrosivo	corrosivo
3000	3 + 000	0,95	0,46	0,32	593,8	563,2	627,9	corrosivo	corrosivo	corrosivo
3250	3 + 250	1,68	0,63	0,36	1054,9	632	535,8	moderadamente corrosivo	corrosivo	corrosivo
3500	3 +500	8,23	4,62	3,63	5171,1	6517,8	10543,7	levemente corrosivo	levemente corrosivo	despreciable

Para el presente proyecto se calcula el consumo teórico y se ha tenido en cuenta una temperatura de operación de 95°C para degradación del revestimiento cada año. Para la red de ductos con revestimiento FBE, de diámetros 10" y 6", con una longitud de 3500 m se utilizará una densidad de corriente de protección conservadora. Se ha tomado un valor conservador de degradación de su recubrimiento cercana al 1% de su superficie desnuda.

4.5.2. CALCULO CORRIENTE REQUERIDA

Se muestra a continuación en la Tabla 45 y la Tabla 46 la información básica de consumo para el presente proyecto.

1. ÁREA A PROTEGER

Tabla 45.

Área a proteger de 10"

INFORMACION BASICA 10"		
Diámetro Nominal	10	
Diámetro Exterior	10,75 in	0,2731 m
Espesor	0,307 in	0,0078 m
Diámetro Interior	10,136 in	0,2575 m
Longitud(m)	3500 m	
Unidad	1 m	
Resistividad del Acero	1,34E-05 Ω-cm	
Resist. Lineal x unidad	3,73E-05Ω	
Área a proteger	3002,3 m ²	

Tabla 46.

Área a proteger de 6"

INFORMACION BASICA 6"		
Diámetro Nominal	6	
Diámetro Exterior	6,625 in	0,1683 m
Espesor	0,312 in	0,0079 m
Diámetro Interior	6,011 in	0,1527 m
Longitud(m)	3500 m	
Unidad	1 m	
Resistividad del Acero	1,34E-05 Ω -cm	
Resist. Lineal x unidad	3,73E-05 Ω	
Área a proteger	1850,2 m ²	

2. CORRIENTE REQUERIDA DE PROTECCIÓN CATÓDICA

Para el cálculo se considera que el 1% de su superficie desnuda entra en contacto con la corrosión y que la densidad de corriente se considera según se indica en la Tabla 45:

Tabla 47.

Densidad de Corriente

Resistividad del suelo (Ohm-cm)	Densidad de corriente de diseño (mA/m ²)
>10000	11
1000 - 10000	22
< 10000	35

Fuente: PEMEX, Diseño, Instalación y Mantenimiento de los sistemas de protección catódica, pág. 15

Nota: Para líneas operando a temperaturas elevadas, los valores de densidad de corriente se deben incrementar en un porcentaje de 25, por cada 10°C que se incremente la temperatura de operación por arriba de los 30°C

Tubería de 10''

$$3002,3 * 1\% = 30,02 \text{ m}^2$$

$$30,02 \text{ m}^2 * 22 \frac{\text{mA}}{\text{m}^2} = 660,44 \text{ mA}$$

Tubería de 6''

$$1850,2 * 1\% = 18,50 \text{ m}^2$$

$$18,50 \text{ m}^2 * 22 \frac{\text{mA}}{\text{m}^2} = 407 \text{ mA}$$

Corriente Total

$$660,44 \text{ mA} + 407 \text{ mA} = 1067,44 \text{ mA}$$

3. CORRECIÓN POR TEMPERATURA

La temperatura de operación es más de 200°F o 95°C, por lo tanto el factor de corrección es:

$$95^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C} = 70^\circ\text{C}$$

$$7 * 0,25 = 1,75$$

$$1067,44 \text{ mA} * 1,75 = 1868,02 \text{ mA}$$

Este es el consumo que se necesita para proteger catódicamente las líneas

4. CALCULO MASICO DE LOS ANODOS

En el ANEXO 24 se muestra las características de cada ánodo

$$\text{Magnesion Year Life} = \frac{0,256 \times \text{Anodo Wt. in kg} \times \text{Efficiency} \times \text{Factor}}{\text{Current in Amps}}$$

Ecuación 49. Para múltiples ánodos en Paralelo Dwight's (⁴⁹)

⁴⁹ NACE, Companion to the Peabody Book, October 26, 2000 ,Revision 1.1M

$$\text{Anodo Wt. in kg} = \frac{\text{Magnesio Year Life} \times \text{Current in Amps}}{0,256 \times \text{Efficiency} \times \text{Factor}}$$

$$\text{Anodo Wt. in kg} = \frac{20 \times 2,1A}{0,256 \times 0,50 \times 0,85}$$

$$\text{Anodo Wt. in kg} = 386,02 \text{ kg}$$

Tabla 48.

Análisis de Material anódico por peso

ANÁLISIS DE MATERIAL ANÓDICO POR PESO			
Duración del Diseño	20 años	Capacidad Práctica	0,126 A-a/Kg
Corriente requerida	2,5473 A	Factor de Utilización	85,00%
Material Anódico	Mg	Masa anódica requerida	386 kg
Capacidad Teórica	0,25 A-a/Kg		
Eficiencia	50%		
MINIMO NUMERO DE ANODOS			
Cantidad de ánodos	17D3		51
Cantidad de ánodos	20D2		43
Cantidad de ánodos	32D5		26
Cantidad de ánodos	40D3		22

5. ANALISIS MATERIAL ANODICO POR DRENAJE DE CORRIENTE

Por recomendación de expertos se toma estos valores para el cálculo de drenaje de corriente:

$$\Delta V = \text{Voltaje abierta del anodo} - \text{Voltaje de polarizacion}$$

$$\Delta V = 1,75 - 1 [V]$$

$$\Delta V = 0,75 [V]$$

Se coloca en cada kilómetro una estación de prueba, y en el inicio y al final de cada plataforma, por lo tanto serian 5 baterías de ánodos por lo tanto la corriente en cada estación de prueba seria:

$$\frac{2134,88 \text{ mA}}{5} = 426,97 \text{ mA}$$

$$\text{Resistencia} = \frac{\text{Voltaje [V]}}{\text{Corriente[A]}}$$

$$\text{Resistencia} = \frac{750 \text{ mV}}{426,97 \text{ mA}}$$

$$\text{Resistencia} = 1,756 \Omega$$

Para realizar los cálculos del drenaje de corriente se tiene que decidir sobre la posición de los ánodos que pueden ser horizontales o verticales.

Para lo cual se utiliza la siguiente formula de Dwight:

- **FORMA VERTICAL**

$$R_V = \frac{0,00159\rho}{NL} \left(\ln \frac{8L}{d} - 1 + \frac{2L}{S} \ln 0,656N \right)$$

Ecuación 50. Para múltiples ánodos en Paralelo Dwight's ⁽⁵⁰⁾

Donde:

ρ: Resistividad del suelo (ohm-cm)

N: Numero de ánodos en paralelo

L: Longitud del ánodo (m)

d: Diámetro del ánodo (m)

S: Espaciamiento de ánodos (m)

R_v: Resistencia vertical del ánodo en paralelo en la tierra (ohm)

⁵⁰ NACE, Companion to the Peabody Book, October 26, 2000 ,Revision 1.1M

- **FORMA HORIZONTAL**

$$R_H = \frac{0,00159\rho}{L} \left(\ln \frac{4L^2 + 4L\sqrt{S^2 + L^2}}{dS} + \frac{S}{L} - \frac{\sqrt{S^2 + L^2}}{L} - 1 \right)$$

Ecuación 51. Para múltiples ánodos en Paralelo Dwight's ⁽⁵¹⁾

Donde:

- ρ:** Resistividad del suelo (ohm-cm)
- L:** Longitud de la varilla (m)
- d:** Diámetro del ánodo (m)
- S:** Profundidad dos veces del ánodo (m)
- R_H:** Resistencia vertical del ánodo en paralelo en la tierra (ohm)

Para este proyecto se utiliza los ánodos en forma vertical debido a que se puede espaciar los ánodos para dar una repartición equitativa de los ánodos en cada batería debido a que se tiene suficiente espacio.

Para lo cual se considera realizar los cálculos con los siguientes ánodos (17D3, 20D2, 40D3) que son los más ocupados en sistemas de tuberías.

EJEMPLO DE CÁLCULO

1. Se toman los valores de la resistividad por el método Wenner de la capa de 1-2 [mts] porque es ideal tomarla a esa medida debido a que va a ser enterrada a esa profundidad los ánodos de sacrificio.

RESISTIVIDAD DE LA CAPA (Ω-cm)		
0 - 1 [mts]	1-2 [mts]	2-3 [mts]
838,2	3744,3	10625,8
1706,5	3572,4	15558,6
1206,4	676,7	926,2
2346,3	2962,7	2237,2
678	759,2	917,7
2142,6	2032,4	3975,5

⁵¹ NACE, Companion to the Peabody Book, October 26, 2000 ,Revision 1.1M

Para el ejemplo de cálculo se va a tomar el valor de 3744,3 (ohm-cm) y se lo realiza en una hoja de Excel el cálculo correspondiente:

De la ecuación 50 se tiene:

$$R_V = \frac{0,00159\rho}{NL} \left(\ln \frac{8L}{d} - 1 + \frac{2L}{S} \ln 0,656N \right)$$

Reemplazando con estos valores se tiene:

ρ : 3744,3 (ohm-cm)

N : 10

L : 860 (mm)

d : 191 (mm)

S : 4 (m)

$$R_V = \frac{0,00159(3744,3)}{4 * 0,86} \left(\ln \frac{8(0,86)}{0,191} - 1 + \frac{2(0,86)}{4} \ln 0,656(10) \right)$$

$$R_V = 2,34$$

2. Se toma el valor de la resistencia R_V y se realiza una iteración variando las resistividades, número de ánodos, espaciamiento para elegir la que cumpla con el drenaje de corriente requerida

Tabla 49.

Drenaje de corriente de ánodos

ANODO 17D3							
N. Ánodos	Estaciones de Prueba					Sumatoria	Promedio
	0+000	1+000	2+000	3+000	3+500		
10	2,34	0,48	6,58	0,35	4,08	13,83	2,766
11	2,16	0,44	6,06	0,32	3,75	12,73	2,546
12	2	0,41	4,81	0,3	3,48	11	2,2
13	1,86	0,38	5,23	0,28	3,24	10,99	2,198
16	1,55	0,31	3,74	0,23	2,7	8,53	1,706

ANODO 20D2							
N. Ánodos	Estaciones de Prueba					Sumatoria	Promedio
	0+000	1+000	2+000	3+000	3+500		
10	1,86	0,38	4,73	0,28	3,24	10,49	2,098
11	1,72	0,35	4,36	0,26	2,99	9,68	1,936
12	1,58	0,32	3,84	0,24	2,78	8,76	1,752
13	1,49	0,3	3,79	0,22	2,4	8,2	1,64

ANODO 40D3							
N. Ánodos	Estaciones de Prueba					Sumatoria	Promedio
	0+000	1+250	2+000	2+750	3+500		
10	1,77	0,36	4,49	0,27	3,08	9,97	1,994
11	1,63	0,33	4,15	0,25	2,84	9,2	1,84
12	1,5	0,3	2,75	0,23	2,64	7,42	1,484
13	1,42	0,29	3,61	0,21	2,47	8	1,6

Por lo tanto para cumplir con el drenaje de 426,97 mA se tiene varias opciones:

- 16 ánodos 17D3 en cada batería
- 12 ánodos 20D2 en cada batería
- 12 ánodos 40D3 en cada batería

Con 16 ánodos 17D3 serían en total 80 ánodos con una masa total de 616 Kg que es muy alta comparada con los 386 Kg.

Con 12 ánodos 20D2 en cada batería en total 60 ánodos con una masa anódica total de 582 Kg.

Con 12 ánodos 40D3 en total 60 ánodos con una masa anódica total 1086Kg comparada con los 386Kg.

Se seleccionan las 5 baterías de 12 ánodos 20D2 y se calcula la corriente total que puede drenar

$$\text{Resistencia} = \frac{\text{Voltaje [V]}}{\text{Corriente[A]}}$$

$$\text{Corriente[A]} = \frac{750 \text{ mV}}{1,752}$$

$$\text{Corriente[A]} = 428,1 \text{ mA}$$

$$\text{Corriente Total [A]} = 428,1 \text{ mA} * 5$$

$$\text{Corriente Total [A]} = 2140,5 \text{ mA}$$

Los planos de protección catódica se visualizan en el ANEXO 25

CAPÍTULO 5 - INGENIERÍA DETALLE

La ingeniería de Detalle, se realiza sobre la base de la ingeniería conceptual y básica, la documentación y planos de detalle para la construcción del proyecto de instalación de tuberías entre la plataforma A y la plataforma B.

En la presente ingeniería de detalle se desarrollaran las siguientes actividades y también se presentan los planos constructivos:

- **Lista de Materiales:** En esta etapa se detalla los materiales necesarios para la compra y posterior construcción de las líneas de fluido multifásico y la de agua de formación, incluye los materiales necesarios para el sistema de protección catódica requerida.
- **Bloques de Anclaje:** En esta etapa se calculara las dimensiones de los bloques de anclaje según las fuerzas máximas calculadas por el software especializado Caesar II para minimizar los desplazamientos.
- **Especificaciones de Obras civiles:** En esta etapa se detalla y se analiza cómo realizar las obras civiles para la construcción de las líneas que incluye la apertura del DDV, excavación de la zanja, y revegetación.
- **Especificaciones de Obras mecánicas:** En esta etapa se detalla y se analiza cómo realizar las obras mecánicas para la construcción de las líneas que incluye desfile, tendido de tuberías, doblado, soldadura, reparaciones. inspecciones y pruebas a ser realizadas.


5.1. LISTA DE MATERIALES

En la Tabla 50 se presenta la lista de materiales a ser utilizados para la compra y posterior construcción de las líneas.

Tabla 50.

Lista de Materiales

MATERIAL DE LINEAS EN EL DERECHO DE VIA		
DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD
PIPE 10" NPS. 0,307" WT, BW, API 5L X60, PSL2, DR, REVESTIMIENTO EXTERIOR: FBE 230°F	m	3800
PIPE 6" NPS. 0,312" WT, BW, API 5L X60, PSL 2, DR, REVESTIMIENTO EXTERIOR: FBE 230°F	m	3800
BRIDA PARA UNION CON LANZADOR Y RECIBIDOR 10", 10" FLANGE, 600# ANSI, WN, RF, 0.307" WT, A694 F60, B16.5	u	4
BRIDA PARA UNION CON LANZADOR Y RECIBIDOR 6", 6" FLANGE, 600# ANSI, WN, RF, 0.312" WT, A694 F60, B16.5	u	4
BRIDA DE ANCLAJE 10".		
10" ANCHOR FLANGE, 600# ANSI (DESIGN PRESSURE 1350 PSI 230 F), TEMP DIFF 90 F, WN, 0.307" WT, A694 F60, BWxBW ENDS, FULL BORE.	u	2
BRIDA DE ANCLAJE 6".		
6" ANCHOR FLANGE, 600#ANSI (DESIGN PRESSURE 1350 PSI 230 F), TEMP DIFF 90 F, WN, 0.312" WT, A694 F60, BWxBW ENDS, FULL BORE.	u	2
JUNTA MONOLITICA 10".		
10" MONOLITIC INSULATION JOINT, 600# ANSI, ELECTRICAL RESISTANCE 25MOHMS @ 1 KV, BREAKING VOLTAGE 5 KV, API 5L X 60, 0,307" WT, 210 F MAX TEMP.	u	2
JUNTA MONOLITICA 6".		
6" MONOLITIC INSULATION JOINT, 600# ANSI, ELECTRICAL RESISTANCE 25MOHMS @ 1 KV, BREAKING VOLTAGE 5 KV, API 5L X 60, 0,312" WT, 210 F MAX TEMP.	u	2

Continua 

GASKET DE AISLAMIENTO 10".

10" GASKET INSULATION KIT, TYPE F, ANSI 600#, LINEBACKER, G-10 GASKET TEFLON SEAL, WITH COMPLETE SET OF G-10 (GRE) INSULATION FULL LENGTH SLEEVES, G-10 (GRE) INSULATING WASHERS AND SS WASHERS.

u 2

GASKET DE AISLAMIENTO 6".

6" GASKET INSULATION KIT, TYPE F, ANSI 600#, LINEBACKER, G-10 GASKET TEFLON SEAL, WITH COMPLETE SET OF G-10 (GRE) INSULATION FULL LENGTH SLEEVES, G-10 (GRE) INSULATING WASHERS AND SS WASHERS.

u 2

MATERIAL PARA PROTECCIÓN CATÓDICA

ANODOS DE MAGNESIO, MODELO 20D2 , ALTO POTENCIAL

u 60

CABLE HMWPE AWG#8, COLOR NEGRO

m 300

ESTACIÓN DE PRUEBA DE CONCRETO

u 5

CARGAS PARA SOLDADURA CADWELD #15 grs.

u 10

HANDY CAP IP

u 10

3M SPLICE KIT 90B1

20

PERNOS ENDIDOS (SPLIT BOLT) BURNDY, CS-15 O SIMILAR

u 20

TAPE VINILICO, SCOTCH 3M SUPER 88

rollos 2

TAPE AUTOVULCANIZANTE, SCOTCH 3M 23

rollo 2

CINTA PVC PARA SEÑALIZACIÓN DE CABLE DE PC

rollo 2


MATERIAL PARA LANZADOR Y RECIBIDOR DE LINEA DE 10''

PIPE SMLS, 16" IN. NPS, SCH 80 WT, BW, API 5L X-60


m 6

PIPE SMLS, 12" IN. NPS, SCH 80 WT, BW, API 5L X-60

m 24

Continua 

PIPE SMLS, 10" IN. NPS, SCH 80 WT, BW, A106 Gr B	m	12
PIPE SMLS, 6" IN. NPS, SCH 80 WT, BW, A106 Gr B	m	4
FLANGE WNRF, 12" IN. NPS, SCH 80 WT, CL 600#,A694 F60	u	14
FLANGE WNRF, 10" IN. NPS, SCH 80 WT, CL 600#,A694 F60	u	2
FLANGE WNRF, 6" IN. NPS, SCH 80 WT, CL 600#,A694 F60	u	4
FLANGE WNRF, 3" IN. NPS, SCH 80 WT, CL 600#,A694 F60	u	4
WELDOLET, 16" X 6" IN. NPS, SCH 80, MSS SP-75, B16.9	u	2
WELDOLET, 16" X 3" IN. NPS, SCH 80, MSS SP-75, B16.9	u	2
WELDOLET, 16" X 2" IN. NPS, SCH 80, MSS SP-75, B16.9	u	4
ELBOW BW, 12" IN. NPS, SCH 80, MSS SP-75, B16.9	u	4
ELBOW BW, 3" IN. NPS, SCH 80, MSS SP-75, B16.9	u	2
ELBOW THD, 1" IN. NPS, CL 3000, MSS SP-75, B16.11	u	4
REDUCER BW ECCENTRIC, 16"x12", SCH 80, CS, API 5L X-60, MSS SP-75	u	2
REDUCER BW ECCENTRIC, 12"x10", SCH 80, CS, API 5L X-60, MSS SP-75	u	2
TEE BW BARRED, 12" IN. NPS, SCH 80, CS, BW, API 5L X-60, MSS SP-75	u	2
TEE BW REDUCER, 16"X6"IN. NPS, SCH 80, CS, BW, API 5L X-60, MSS SP-75	u	2
TEE BW REDUCER, 12"X6"IN. NPS, SCH 80, CS, BW, API 5L X-60, MSS SP-75	u	2
TEE THD, 1" IN. NPS, CL 3000, FS A105, B16.11	u	2

Continua 

GASKET, 12" X CLASS 600#,SPIRAL WOUND, SS 304	u	12
GASKET, 6" X CLASS 600#,SPIRAL WOUND,SS 304	u	4
GASKET, 3" X CLASS 600#,SPIRAL WOUND,SS 304	u	6
GASKET, 2" X CLASS 600#,SPIRAL WOUND,, SS 304	u	8
BOLT-STUD, 1-1/4" X 8-3/4" IN. ELECTROCAD PLTD, A193 B7 W/2 HVY HEXNUTS A194 2H	u	160
BOLT-STUD, 1-1/4" X 8-1/2" IN. ELECTROCAD PLTD, A193 B7 W/2 HVY HEXNUTS A194 2H	u	64
BOLT-STUD, 1" X 6-3/4" IN. ELECTROCAD PLTD, A193 B7 W/2 HVY HEXNUTS A194 2H	u	48
BOLT-STUD, 1-1/4" X 9-1/4" IN. ELECTROCAD PLTD, A193 B7 W/2 HVY HEXNUTS A194 2H	u	32
BOLT-STUD, 3/4" X 5" IN. ELECTROCAD PLTD, A193 B7 W/2 HVY HEXNUTS A194 2H	u	48
BOLT-STUD, 3/4" X 4-1/4" IN. ELECTROCAD PLTD, A193 B7 W/2 HVY HEXNUTS A194 2H	u	64
THREDOLET, 16 X 3/4" IN. NPS, CL 3000, FS A105, B16.11	u	8
THREDOLET, 12 X 1-1/2" IN. NPS, CL 3000, FS A105, B16.11	u	4
NIPPLE PIPE, 1-1/2" IN. NPS, X 6" IN. LENGTH, SCH 160 WT, CS A106 GR B	u	4
NIPPLE PIPE, 3/4" IN. NPS, X 6" IN. LENGTH, SCH 160 WT, CS A106 GR B	u	2
PLUG, 3/4" NPS, ROUND HD, FS A105, REMARKS MIN 3" LENGTH	u	4
U-BOLT FOR 16" PIPE, W/W NUTS EACH SIDE, SS 304	u	2
U-BOLT FOR 12" PIPE, W/W NUTS EACH SIDE, SS 304	u	6

Continua 

U-BOLT FOR 10" PIPE, W/W NUTS EACH SIDE, SS 304	u	2
U-BOLT FOR 6" PIPE, W/W NUTS EACH SIDE, SS 304	u	2
U-BOLT FOR 1" PIPE, W/W NUTS EACH SIDE, SS 304	u	2
UNION THD, 1" IN. NPS, CL 3000, FS A105, GJ SEAT, MSS SP83	u	2
CLAMP RING CLOSURE, 16" IN. NPS, SCH 80 WT, CL 600#, BW, API 5L X-60	u	2
SIGNAL, PIG INDICATOR, FOR PIPE 12, SCH 80	u	2
SIGNAL, PIG INDICATOR, FOR PIPE 10, SCH 80	u	2
PRESS. INDICATOR, 0 - 2000 PSI , 4-1/2 DIAL GAUGE PRESURE,,	u	8
CORROSION COUPON, 1" NPS - MARCA ROHBACK COSASCO CODIGO 6210-18-1 (TOP)	u	2
PRESSURE SAFETY VALVE, 3/4" MNPT X 1" FNPT. SET 1320 PSIG	u	2
VALVE BALL , 12", CL 600#, FLANGED, FULL PORT, API 6D	u	2
VALVE BALL , 12", CL 600#, FLANGED, REGULAR PORT, API 6D	u	2
VALVE BALL, 10", CL 600#, FLANGED, REGULAR PORT, API 6D	u	2
VALVE BALL, 6", CL 600#, FLANGED, REGULAR PORT, API 6D	u	2
VALVE BALL, 3", CL 600#, FLANGED, REGULAR PORT, API 6D	u	2
VALVE BALL, 2", CL 600#, FLANGED, REGULAR PORT, API 6D	u	4
VALVE BALL, 1-1/2", CL 3000#, THREADED, REGULAR PORT, API 6D	u	4


Continua 

VALVE BALL, 3/4", CL 3000#, THREADED, REGULAR PORT, API 6D	u	4
VALVE GLOBE, 3", CL 600#, FLANGED, REGULAR PORT, API 6D	u	2
VALVE GLOBE, 2", CL 600#, FLANGED, REGULAR PORT, API 6D	u	2

MATERIAL PARA LANZADOR Y RECIBIDOR PARA LINEA DE 6'

PIPE SMLS, 8" IN. NPS, SCH 80 WT, BW, API 5L X-60	M	6
PIPE SMLS, 6" IN. NPS, SCH 80 WT, BW, API 5L X-60	M	24
PIPE SMLS, 4" IN. NPS, SCH 80 WT, BW, A106 Gr B	M	1
FLANGE WNRF, 6" IN. NPS, SCH 80 WT, CL 600#,A694 F60	U	10
FLANGE WNRF, 4" IN. NPS, SCH 80 WT, CL 600#,A694 F60	U	4
FLANGE WNRF, 2" IN. NPS, SCH 80 WT, CL 600#,A694 F60	U	4
WELDOLET, 8" X 2" IN. NPS, SCH 80, MSS SP-75, B16.9	U	2
ELBOW BW, 6" IN. NPS, SCH 80, MSS SP-75, B16.9	U	4
ELBOW THD, 1" IN. NPS, CL 3000, MSS SP-75, B16.11	U	4
REDUCER BW ECCENTRIC, 8"x6", SCH 80, CS, API 5L X-60, MSS SP-75	U	2
TEE BW BARRED, 6" IN. NPS, SCH 80, CS, BW,API 5L X-60, MSS SP-75	U	2
TEE BW REDUCER, 6"X4"IN. NPS, SCH 80, CS, BW,API 5L X-60, MSS SP-75	U	2
TEE THD, 1" IN. NPS, CL 3000, FS A105, B16.11	U	2
GASKET, 6" X CLASS 600#,SPIRAL WOUND, SS 304	U	8
GASKET, 4" X CLASS 600#,SPIRAL WOUND,SS 304	U	4

Continua 

GASKET, 2" X CLASS 600#, SPIRAL WOUND,, SS 304	U	6
BOLT-STUD, 1" X 6-3/4" IN. ELECTROCAD PLTD, A193 B7 W/2 HVY HEXNUTS A194 2H	U	96
BOLT-STUD, 7/8 X 5-3/4" IN. ELECTROCAD PLTD, A193 B7 W/2 HVY HEXNUTS A194 2H	U	32
BOLT-STUD, 5/8" X 4-1/4" IN. ELECTROCAD PLTD, A193 B7 W/2 HVY HEXNUTS A194 2H	U	48
THREDOLET, 8 X 3/4" IN. NPS, CL 3000, FS A105, B16.11	U	4
THREDOLET, 6 X 1-1/2" IN. NPS, CL 3000, FS A105, B16.11	U	4
NIPPLE PIPE, 1-1/2" IN. NPS, X 6" IN. LENGTH, SCH 160 WT, CS A106 GR B	U	4
NIPPLE PIPE, 3/4" IN. NPS, X 6" IN. LENGTH, SCH 160 WT, CS A106 GR B	U	4
PLUG, 3/4" NPS, ROUND HD, FS A105, REMARKS : MIN 3" LENGTH	U	4
U-BOLT FOR 8" PIPE, W/W NUTS EACH SIDE, SS 304	U	2
U-BOLT FOR 6" PIPE, W/W NUTS EACH SIDE, SS 304	U	6
U-BOLT FOR 4" PIPE, W/W NUTS EACH SIDE, SS 304	U	2
U-BOLT FOR 1" PIPE, W/W NUTS EACH SIDE, SS 304	U	2
UNION THD, 1" IN. NPS, CL 3000, FS A105, GJ SEAT, MSS SP83	U	2
CLAMP RING CLOSURE, 8" IN. NPS, SCH 80 WT, CL 600#, BW, API 5L X-60	U	2
SIGNAL, PIG INDICATOR, FOR PIPE 8, SCH 80	U	2
PRESS. INDICATOR, 0 - 2000 PSI , 4-1/2 DIAL GAUGE PRESURE,,	U	8
CORROSION COUPON, 1" NPS - MARCA ROHBACK COSASCO CODIGO 6210-18-1 (TOP)	U	2
PRESSURE SAFETY VALVE, 3/4" MNPT X 1" FNPT. SET 1320 PSIG	U	2
VALVE BALL , 6", CL 600#, FLANGED, FULL PORT, API 6D	U	2
Continua		

VALVE BALL , 6", CL 600#, FLANGED, REGULAR PORT, API 6D	U	2
VALVE BALL, 4", CL 600#, FLANGED, REGULAR PORT, API 6D	U	2
VALVE BALL, 2", CL 600#, FLANGED, REGULAR PORT, API 6D	U	2
VALVE BALL, 1-1/2", CL 3000#, THREADED, REGULAR PORT, API 6D	U	4
VALVE BALL, 3/4", CL 3000#, THREADED, REGULAR PORT, API 6D	U	4
VALVE GLOBE, 2", CL 600#, FLANGED, REGULAR PORT, API 6D	U	2

5.2. BLOQUES DE ANCLAJE

5.2.1. EJEMPLO DE CÁLCULO

Para el diseño de los bloques de anclaje en los extremos de la red de ductos se realiza con las fuerzas obtenidas por el análisis de flexibilidad de la ingeniería básica.

Para determinar las dimensiones de los bloques de anclaje de los ductos de fluido y agua de 10" y 6", se consideran las condiciones de suelo que se muestran en la Tabla 51.

Tabla 51.

Condiciones de Suelo

Coefficiente de fricción	0.28
Densidad del suelo (lb/in ³):	0.0621
Profundidad de la tubería(in):	47
Ángulo de fricción:	5,4
Esfuerzo de corte terreno (lb/in ²):	5,12
Factor de compactación:	8
Factor de deslizamiento:	0.015
Coefficiente de expansión térmica:	6.23
Variación de temperatura(°C):	150

Fuente: PEC

Los bloques de anclaje se diseñan como bloques de empuje, los cuales deben desarrollar el empuje pasivo en el suelo para contrarrestar 1,5 veces la fuerza desarrollada por la tubería en el sentido analizado.

Debido a las condiciones del suelo, se va a realizar pilotaje con tubería de 6" a 12m de profundidad y se toman las cargas máximas de los puntos donde se van a instalar los bloques de anclaje.

Tabla 52.
Cargas Máximas para bloque de Anclaje

NODE	Load Case	FX lb.	FY lb.	FZ lb.	MX ft.lb.	MY ft.lb.	MZ ft.lb.
15	MAX	-849	-1792	-1925	-8633.3	-739.8	1926.4
3795	MAX	73585	1529	41359	233	17185	402.2

La dirección de las fuerzas se indica como la fuerza lateral perpendicular a la tubería (Fx), Fuerza vertical en sentido contrario a la gravedad (Fy) y Fuerza en el sentido de la tubería (Fz).

Características del suelo:

La cimentación a ser adoptada será sobre pilotes para lo cual se considerará el aporte de empotramiento y soporte lateral que puedan ejercer los pilotes en la cimentación, que se muestra en la Tabla 53.

Tabla 53.
Características del suelo

CARACTERÍSTICAS DE SUELO	
Capacidad portante del pilote (Qa, ton)	8,2
Peso específico del sueño (qs, Kg/m3)	1700
Ángulo de fricción:	6,8
Cohesión (c,kg/m2):	4500
Coefficiente de presión pasiva del suelo kp:	2

Materiales del bloque de anclaje:

Los siguientes materiales se aplicarán para la construcción de los bloques de anclaje que se muestra en la Tabla 54.

Tabla 54.

Característica del material

CARACTERÍSTICAS DE MATERIALES	
Hormigón en replantillo (f_c , kg/cm ²)	180
Hormigón en estructural (f_c , kg/cm ²)	210
Módulo de elasticidad del hormigón (E_c , kg/cm ²)	3000000
Peso específico del hormigón (g_h , kg/m ³)	2400
Acero de refuerzo en varillas corrugadas (f_y , kg/cm ²)	4200
Acero estructural A36 (f_y , kg/cm ²)	36000
Módulo de elasticidad del acero (E_c , kg/cm ²)	2100000
Peso específico del acero (g_a , kg/m ³)	7860

CARGAS Y ANÁLISIS DE FLEXIBILIDAD DE BLOQUE DE ANCLAJE

Para el diseño de los bloques de anclaje se ha considerado la sumatoria de las fuerzas resultantes en los anclajes de ambos ductos y dimensionado un bloque de anclaje para ambas líneas como se indica en el ANEXO 11

Según el análisis realizado para ambos ductos, se acepta el dimensionamiento del bloque de 2,00 m de largo, 2,00 m de ancho y 1,50 m de altura y se van a colocar los bloques de anclaje en los extremos para minimizar los desplazamientos mostrados según el análisis.

5.3. OBRAS CIVILES

5.3.1. APERTURA DE DERECHO DE VIA (DDV)

TRAZO Y NIVELACION.- El ancho de vía definido por el estudio de impacto ambiental es de 12 metros de ancho, por lo tanto, el ancho máximo de desbroce a considerar, para las actividades de construcción, será de 12 metros.

Se deberá realizar la preservación del suelo o capa vegetal o top soil, para la posterior etapa de revegetación y reconfiguración, por lo que este material será almacenado y conservado en un costado del derecho de vía en rollos que permitan la acumulación de este producto durante la fase constructiva.

APERTURA.- Se deberá destinar los recursos necesarios (personal, equipo, maquinaria, etc.) para que el derecho de vía quede libre de árboles, arbustos y plantas, etc. y el terreno, esté listo para la conformación y excavación de zanja sin obstáculos.

Como premisa, debe tomarse en cuenta que la capa vegetal, debe ser retirada del resto de material y conservada de manera adecuada, para su posterior uso en la reconfiguración y revegetación.

En caso de áreas rocosas, que requiere voladuras para conformar el DDV, se deberá prever la contratación de empresa o persona especializada y con los respectivos permisos legales, para el uso de explosivos.

CONFORMACION.- Se deberá proveer de los recursos necesarios para los trabajos de conformación de DDV, de acuerdo a la sección y niveles establecidos en los planos y documentos aprobados, dejando una superficie uniforme de sección transversal definida.

ACCESOS.- Para el proyecto, no se ha previsto la apertura de accesos hacia el DDV, por lo tanto, el tránsito de equipos y maquinaria, se lo realizará exclusivamente por el DDV.

5.3.2. EXCAVACION DE ZANJA

Se destinará los recursos necesarios, para la apertura de una zanja, para alojar las tuberías de fluido multifásico de 10” y de la línea de agua de formación de 6”

La zanja, será del ancho y profundidad indicados en los planos de detalle y acorde a las bases de diseño, la profundidad de enterramiento para tuberías, será en promedio de 1.50 metros en una zanja de 1.20 metros de ancho. La superficie del fondo, deberá coincidir con el perfil de la tubería, para asegurar que la tubería al ser bajada, se apoye totalmente en el terreno.

Para la apertura de la zanja, debe seleccionarse y acopiarse el material excavado, en un área paralela al trazado de la misma, evitando, la contaminación y mezcla de suelo, en especial con la capa vegetal.

5.3.3. TAPADO Y RECONFORMACIÓN

Una vez que se haya completado el tendido de tuberías, todo el material excavado durante la apertura de zanjas, deberá ser seleccionado (libre de rocas, restos vegetales, etc.) y devuelto a la zanja, posteriormente. Se deberá reconformar el DDV y las áreas intervenidas.

En términos generales, las áreas intervenidas en lo posible, deberán ser restituidas a sus geo formas, originales, los diques, terrazas, drenajes, canales, cunetas, etc. que fueron modificados, desviados o cortados en la fase constructiva, que permita contener la presión y erosión. El bajado de la tubería deberá hacerse preferiblemente durante la menor temperatura ambiental.

El material del tapado debe ser compactado mecánicamente para garantizar que no se presente acumulación de agua en las partes internas de la zanja.

Enterrado, sobre tubería, se colocaran Marcadores magnéticos (Imanes) ubicados en las abscisas 500, 1500, 2500 y 3500 metros, adicional se colocara cinta de peligro a una profundidad de 0.70 metros, en toda la trayectoria de la línea.

Después del relleno de la zanja, deberá despejarse el derecho de vía y las áreas afectadas durante las fases previas, dejando en lo posible emparejado el terreno, para proceder a su recomposición y revegetación, en una fase posterior.

RECONFORMACION DE LA VÍA.- Todas las actividades asociadas para la reconformación de la vía que se afecte por las actividades de excavación de la zanja para tendido de tubería, por lo cual la vía sea devuelta en las mismas condiciones antes de la construcción es necesario adquirir m³ de grava.

REVEGETACION.- Será deberá revegetar todo el derecho de vía afectado durante la construcción, para tal efecto dispondrá de invernaderos, donde preparará vegetación nativa para trasplantarla durante esta fase, siguiendo los lineamientos del plan de manejo ambiental.

BLOQUES DE ANCLAJE.- La construcción de bloques de anclaje serán en las áreas inmediatamente cercanas y antes que la tubería aflore a superficie.

REVESTIMIENTO CON CEMENTO.- En las áreas pantanosas, cruces de río y en términos generales, donde el cálculo de flotabilidad lo determine,

revestir las tuberías con concreto, de acuerdo al diseño que se apruebe en la etapa de ingeniería básica, en el presente proyecto no requiere revestimiento con cemento por los cálculos realizados y por la simulación de Caesar II.

5.4. OBRAS MECANICAS

5.4.1. DESFILE Y TENDIDO DE TUBERIA

El tendido se lo realizará colocando las secciones de tubería a lo largo del DDV una tras otra traslapadas entre si aproximadamente 10 centímetros, paralelo a la zanja, en el área de tránsito, sin interrumpirlo, esta operación, se realizará tomando especial precaución en no causar daños al revestimiento FBE.

Como actividad paralela al tendido de tuberías, deberá colocarse en sitio, suficiente cantidad de polines de madera, para proveer el soporte temporal a las tuberías, mientras se realizan las actividades posteriores de soldadura, inspección, limpieza de juntas, aplicación de revestimiento, etc.

5.4.2. DOBLADO

El doblado de la tubería, podrá realizarse en sitio o en taller, sobre la base del levantamiento topográfico que se realice en las tareas de apertura de DDV.

El doblado de la tubería, se lo realizará en frío utilizando única y exclusivamente dobladora hidráulicas, no se aceptará ninguna forma alternativa de doblado. Las zapatas de la dobladora, deberán ser modificadas en las áreas de contacto con las tuberías, colocando elementos que eviten provocar daños al revestimiento de las tuberías.

El número de dobleces, deberá ser el mínimo posible para alcanzar el perfil proyectado del fondo de la zanja, en términos generales, deberá en lo posible instalarse tramos rectos.

El proceso de doblado, deber realizase de forma tal que la soldadura longitudinal quede en el eje neutro de la tubería.

Luego del doblado, deberá realizarse la inspección visual, no se aceptará, arrugas grietas u otro tipo de daño mecánico a las tuberías.

Toda la tubería (tramos rectos o doblados), deberán ser verificados dimensionalmente mediante el paso de placa calibradora de diámetro no menor al 98% del diámetro interno de la tubería.

El procedimiento de doblado se muestra en el ANEXO 12

5.4.3. ALINEACIÓN DE TUBERIA

Las tareas asociadas a la alineación de tuberías, deberá realizarse, con equipos y maquinarias y materiales CERTIFICADOS.

Previo a la alineación de tuberías, deberá verificarse, la preparación adecuada de biseles de acuerdo al procedimiento de soldadura aprobado, el propósito, será dejar preparar la junta con la separación establecida en el procedimiento de soldadura y manteniéndolas fijas, mientras se depositan los dos primeros pases de soldadura.

No se aceptará soldar elementos adicionales fuera de los biseles, para tratar de alinear tuberías.

Mientras se avanza la alineación y soldadura de los dos primeros pases la tubería deberá ser soportada por polines y protegido el revestimiento mediante pads que eviten el deterioro del revestimiento de FBE.

La altura de los soportes temporales, será la suficiente, para permitir la ejecución de las siguientes fases, esto es, la soldadura y el revestimiento exterior de las juntas soldadas con FBE.

Se debe verificar que durante el proceso de alinear las tuberías, las costuras longitudinales, se traslapen dentro del espacio superior de un ángulo de 25° a 30° a cada lado del eje vertical.

5.4.4. SOLDADURAS DE CAMPO

El procedimiento de soldadura, establecerá el tipo de junta, materiales de aporte, etc., las mismas que deberán respetarse y utilizarse dentro de los rangos de la calificación.

La aplicación de la soldadura, deberá protegerse de las condiciones meteorológicas (lluvia, viento, polvo, humedad, etc) que puede resultar perjudicial en la calidad de la junta soldada.

La conexión eléctrica de tierra, no se deberá soldar a la tubería, para cerrar el circuito eléctrico, para tal efecto, deberá utilizarse los accesorios adecuados para evitar picaduras por arco eléctrico en el cuerpo de las tuberías.

Todas las soldaduras de campo, deberán ser examinadas el 100% primero visualmente y luego mediante ensayos no destructivos (ultrasonido o radiografía industrial), para el caso de radiografía, deberá utilizarse la técnica de inspección de pared sencilla

La inspección visual deberá ser llevada a cabo por personal calificado con suficiente experiencia y certificación CWI (Certified Welding Inspector) de la AWS (American Welding Society). La evaluación de las radiografías, deberá realizarse por personal calificado nivel 3 de la ASNT, de acuerdo al sistema utilizado y será avalado por el inspector de soldadura CWI. Los criterios de aceptación de las juntas soldadas, serán los indicados en la última edición del estándar API 1104.

Acople

- El ángulo de bisel puede variar desde 30° a 35°.
- El ángulo del chaflán después del ensamblado puede variar desde 60° a 70°.
- Los patrones circulares son utilizados para la medida.
- La inclinación del bisel puede variar desde 0.8 mm a 2.4 mm.
- La tolerancia de la apertura de raíz debe estar de acuerdo con el PQR y el WPS aprobados.

Inspección de los Defectos en el Bisel

- Defectos iguales o más pequeños a 2 mm de profundidad y menores a 2 mm en longitud son aprobados.
- El bisel debe limpiarse aproximadamente 20 mm, desde los extremos de la tubería, utilizando una amoladora y cepillos metálicos. El pre calentamiento especificado en el WPS debe ser utilizado para retirar la humedad de ser necesario.
- La posición de la costura longitudinal será verificada para asegurar que no estén alineadas y un mínimo de 76 mm (3 pulgadas) entre costuras serán mantenidas.
- Las costuras longitudinales deben estar en la mitad superior del tubo entre 25 y 30 grados del eje vertical de la misma.

Cuando la soldadura es inaceptable y necesita ser cortada, la sección de corte debe extenderse mínimo 50 mm a cada lado del eje de soldadura.

El inicio y la parada en cada pase de suelda, no debe empezar en el mismo lugar.

5.4.5. REPARACIONES

En caso de requerirse reparación de alguna junta soldada, deberá realizarse de acuerdo a un procedimiento para reparación de juntas de campo que también deberá ser calificado con los mismos criterios del procedimiento para soldadura de línea regular.

No se admitirá una segunda reparación, en este caso, deberá reemplazarse la junta por una nueva o deberá insertarse un carrito nuevo.

Se deberá llevar el registro correspondiente de todas las soldaduras de campo (pipe tally). Incluyendo las coordenadas de cada junta, para ser utilizado en el sistema georeferenciado GIS.

- Las juntas soldadas con fisuras no son reparadas serán cortadas.
- Dos intentos de reparación serán permitidos. Ninguna otra reparación será realizada sin la autorización del cliente.
- El inspector marcará en la junta la zona a ser reparada.
- Todas las reparaciones serán inspeccionadas con el mismo método que se detectó la discontinuidad.
- El método cumple el criterio de aceptabilidad de las pruebas no destructivas de la norma API 1104.
- En caso de reparación parcial, el área a ser reparada debe ser abierta con un ángulo de 60° y la parte de la base debe tener el ancho suficiente para evitar la formación de socavadura externa según el procedimiento de reparación de soldadura aprobado.
- Las reparaciones de suelda mayores o iguales al 30% del área de soldadura deben ser cortada.

- Cuando el defecto está en la raíz una cierra será utilizada y la reparación será hecha de acuerdo al apartado 10 de reparación y remoción de defectos en soldadura del API 1104, y con el procedimiento de reparaciones aprobado.
- Después de la ejecución de reparación, el área reparada es cubierta con una manta térmica, la cual reduce el rango de enfriamiento.

5.4.6. PROTECCIÓN ANTICORROSIVA DE JUNTAS DE CAMPO

La protección anticorrosiva de juntas de campo, se realizará mediante la aplicación de FBE de las mismas características que el aplicado en planta. Para la aplicación en campo, se seguirán las recomendaciones del fabricante, se deberá realizar lo siguiente:

Limpieza mediante chorreado abrasivo a metal casi blanco.

Preparar la junta para la aplicación del FBE. Para garantizar su adherencia, con el revestimiento de planta, el mismo, deberá limarse para producir una superficie limpia y de transición suave donde se depositará el revestimiento de campo.

El precalentamiento de las juntas de soldadura, se realizará mediante el uso de horno de inducción, (no se admitirá ningún otro método de calentamiento), la verificación de la temperatura requerida para la aplicación del FBE, se lo realizará mediante el uso de termómetros digitales o lapiz térmico.

La aplicación del FBE, se lo realizará mediante el uso del equipo apropiado (anillo de aplicación), que garantice la uniformidad y espesor del FBE, el equipo, deberá contar con dos lechos de fluidización, que permita aplicar los dos tipos de FBE de manera análoga a la aplicación en planta.

En el ANEXO 15 se muestra el procedimiento de junta para resina.

REPARACIONES DE REVESTIMIENTO, En el ANEXO 18 se muestra el procedimiento las juntas de campo que requieran reparación de revestimiento así como también las áreas dañadas durante las fases previas, deberán ser reparadas, mediante la aplicación de resina epóxica de dos componentes para alta temperatura (POWERCRETE R 150, DENSO PROTAL 7900, SCOTCHKOTE 323).

Las juntas que tengan bajo espesor (hasta 20% bajo el nominal), podrán ser reparadas, mediante una capa uniforme de resina epóxica. Aquellas que tengan bajo espesor mayor al 20% del nominal, deberán ser revestidas nuevamente, para lo cual se deberá eliminar el revestimiento aplicado mediante chorro abrasivo y volverlo a revestir con FBE.

Para el caso de tuberías con revestimiento de concreto, las juntas de campo, primero deberán ser revestidas con FBE e inspeccionadas para posteriormente revestirlas con concreto, procurando que exista buena adherencia entre el hormigón aplicado en planta con el hormigón aplicado en campo.

5.4.7. INSPECCIONES Y PRUEBAS

Se deberán realizar los controles de calidad respectivos, tanto de espesor (en el 100% de las juntas revestidas) como adherencia (por muestreo).

Adicionalmente, deberá realizarse la prueba dieléctrica del recubrimiento, de acuerdo a las prácticas recomendadas de la NACE y del fabricante, antes de ser levantada la tubería de sus apoyos para el bajado a la zanja, se debe pasar el detector dieléctrico a todo lo largo de la tubería al voltaje especificado en el respectivo procedimiento, Cualquier defecto de recubrimiento deberá ser

reparado conforme se indicó anteriormente. Sin embargo, para el caso específico de reparaciones menores a 1 centímetro cuadrado de área total y únicamente en la fase de bajado a zanja, se permitirá el uso de patch stick (velas) para reparar estos defectos.

5.4.8. BAJADO Y TAPADO

Las operaciones de bajado, se realizarán una vez que todos los controles de calidad, sean satisfactorios y se haya completado la aplicación de revestimiento en las juntas de campo.

Para las operaciones de bajado, se utilizará equipo pesado, adecuado para esta tarea (tractores tiende tubos, excavadoras, etc.) con los implementos adecuados como son fajas, grilletes, poleas, etc. en buenas condiciones y certificados.

Se deberá tener especial cuidado con el revestimiento, para evitar que éste sufra daños, durante esta fase.

Previo al bajado de la tubería, se deberá verificar que el perfil de la zanja, se corresponda con el perfil de la tubería, evitando la presencia de depresiones o salientes que puedan perjudicar el correcto asentamiento de la tubería sobre el suelo de la zanja.

En caso de requerirse la corrección de la zanja, deberá retirarse el tramo de tubería a bajarse, colocarlo nuevamente sobre polines y proceder a la corrección de la zanja. Para el caso que se presenten áreas sin soporte dentro de la zanja de una longitud mayor o igual a 12 metros, deberá colocarse cada 6 metros, bajo la tubería soportes transversales que ocupen todo el ancho de la zanja, fabricados de sacos rellenos con el material producto de la apertura de zanja, libre de rocas y material orgánico.

Una vez verificado el correcto asentamiento de la tubería, sobre el lecho de la zanja, el material producto de la excavación, será devuelto a la zanja eliminando todo aquel material que pueda causar daño al revestimiento.

Después del relleno de la zanja, deberá despejarse el derecho de vía y las áreas afectadas durante las fases previas, dejando en lo posible emparejado el terreno, para proceder a su recomposición y revegetación, en una fase posterior.

5.4.9. TIE INNS(EMPATES) Y CRUCES ESPECIALES

Durante la construcción de los ductos, será necesario seccionar las tuberías en tramos lo cual interrumpe la soldadura de la línea regular. En términos generales los empates se darán en los siguientes casos:

- Para sección de tubería que cruza una vía.
- Para una sección de tubería que cruza un lecho de río, esteros, etc.
- Para facilidad de operaciones requeridas para la prueba hidrostática.
- Por acomodo de la tubería en la zanja.
- Para operaciones de limpieza y vaciado de tubería.

Para el empate de estas secciones de tubería, deberá contarse con todo el equipo que permita ejecutar todas las tareas de línea regular esto es soldadura, revestimiento bajado y tapado.

Deberá tenerse especial cuidado en la alineación de las tuberías y no se permitirá bajo ninguna justificación el forzar las tuberías a su empate, en su lugar deberán realizarse los movimientos de tierra y excavaciones que fueren necesarias para poder alinear las tuberías, sin forzarlas.

Las soldaduras de empates y especiales, deberán ser examinadas mediante ensayos no destructivos el 100%.

Para el proyecto no se tiene cruces especiales debido a cruce de vía o cruce de un lecho de río.

5.4.10. PRUEBA HIDROSTATICA

Todas las tuberías nuevas deberán ser probadas hidrostáticamente, de acuerdo a lo establecido en el código ASME B31.4 y en estricto cumplimiento con la legislación ecuatoriana que se indican en el ANEXO 19.

Las pruebas hidrostáticas, deberán ser realizadas, por una empresa autorizada por la ARCH, para este tipo de tareas.

Cada tramo deberá ser probado, de acuerdo a un plan de pruebas que deberá presentar, donde como mínimo se establezcan los tramos a probar, presiones, volúmenes de agua, equipos, etc.

El equipo mínimo necesario para la ejecución de las pruebas hidrostáticas deberá incluir: bomba de gran volumen para el llenado, filtros en la succión, bomba para presurizar, instrumentos de medición de presión y temperatura, instrumentos para registro de presión y temperatura, válvulas de alivio en cabecera y llegada, chanchos de calibración y limpieza, compresor de aire, etc.

Deberá realizarse la validación ambiental, previo al uso del agua que, salvo se indique lo contrario, será agua dulce filtrada.

La duración de cada prueba hidrostática, será de 24 horas

No se incluirán dentro de los tramos a probar, válvulas u otro tipo de accesorios o equipos, menos aún se utilizarán para sellar los tramos a probar.

Todos los equipos así como también elementos de seguridad como válvulas de alivio, deberán contar con sus respectivos documentos de calibración, realizado por empresas autorizadas por la ARCH, para corroborar su confiabilidad durante la ejecución de las pruebas.

Una vez que se cumpla satisfactoriamente las pruebas de la tubería, se restituirán las conexiones necesarias para desalojar el agua por medio de chanchos de limpieza provistos de placas calibradoras (de pasaje y de curvas) que serán impulsados mediante aire comprimido. Tanto la fuente de abastecimiento, como el cuerpo receptor para desalojar el agua, deberá contar con la respectiva autorización del ministerio del ambiente (MAE) y el agua a desalojar deberá cumplir con los requisitos de la legislación ambiental.

5.4.11. LIMPIEZA INTERIOR Y CALIBRACIÓN

Una vez concluida la prueba hidrostática, las tuberías, deberán limpiarse, mediante el uso de chanchos de limpieza, que permitan por una parte evacuar el contenido de agua y por otra parte eliminar los materiales y residuos propios de la construcción. Para esta tarea se instalarán trampas temporales suministradas por la contratista, que permitan impulsar correctamente las herramientas.

Adicionalmente, deberá calibrarse la tubería de acuerdo a los límites establecidos en el código ASME B 31.4 provistos de placas calibradoras (de pasaje y de curvas)

En caso de identificarse restricciones mayores al 2.5% del diámetro nominal.

CAPITULO 6 - ANÁLISIS FINANCIERO

6.1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo se incluye el análisis financiero del diseño de red de ductos

6.2. ANÁLISIS FINANCIERO

En este capítulo se incluye el análisis financiero del diseño de red de ductos

6.2.1. COSTOS DIRECTOS

Los costos directos son aquellos que se asocian directamente con el proyecto y son los siguientes:

- Costos de Materiales y Equipos
- Costos de Mano de Obra Directa
- Costos de Diseño

6.2.1.1. COSTOS DIRECTOS

Tabla 55. Costos Directos

Costos Directos

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANT.	PRECIO UNITARIO (USD)	PRECIO TOTAL (USD)
(a) GENERALES					
1	Ingeniería	GL	1	123.516,68	123.516,68
2	Gestión de compras	GL	1	404.733,27	404.733,27
3	Movilización	GL	1	15.830,07	15.830,07
4	Pre comisionado, comisionado y puesta en marcha	GL	1	31.228,11	31.228,11
5	Desmovilización	GL	1	15.058,09	15.058,09
Sub-Total General					614.254,61

Continua 

(b) OBRAS CIVILES						
6	Adecuación DDV		M2	21000	1,507	31.663,21
7	Excavación de zanja		M3	8553,89	15,08	128.949,90
8	Tapado y reconformación		M3	8553,89	8,44	72.169,17
9	Revegetación		GL	1	29.515,58	29.515,58
10	Bloques de anclaje		M3	60	1674,80	100.488,00
11	Revestimiento de tuberías con hormigón		TUBOS	15	2570,58	38.558,70
12	Reconformación de la vía		KM	3,70	24944,25	92.293,73
Sub-Total Obras Civiles						291.487,49

(c) OBRAS MECANICAS						
13	Desfile y tendido de tubería		ML	7400	8,37	61.938,00
14	Doblado		ML	7400	3,90	28.860,00
15	Alineación de tubería		ML	7400	2,91	21.534,00
16	Calificación y certificación de procedimientos de soldadura		GL	1	10940,38	10.940,38
17	Calificación y certificación de soldadores		GL	1	24214,17	24.214,17
18	Soldadura de campo		PEGAS	712	215,53	153.457,36
19	Reparaciones		JUNTAS	356	24,51	8.725,56
20	Instalación de bridas de anclaje		U	4	1925,44	7.701,77

Continúa 


21	Protección anticorrosiva de juntas de campo	JUNTAS	712	101,48	72.253,76
22	Inspección y pruebas	GL	1	19299,48	19.299,48
23	Bajado y tapado	ML	3700	30,80	113.960,00
24	Tie ins (empates) y cruces especiales	GL	1	19627,15	19.627,15
25	Prueba hidrostática	ML	7400	3,91	28.934,00
26	Limpieza interior y calibración	U	1	11252,77	11.252,77
Sub-Total Obras Mecánicas					582.694,40

(d) OBRAS ELECTRICAS

27	Instalación de sistema de protección catódica	GL	1	9263,75	9.263,75
28	Instalación de juntas monolíticas	U	4	1203,23	4.812,92
29	Instalación de juntas dieléctricas	U	4	1430,13	5.720,52
Sub-Total Obras Eléctricas					19.797,19

(e) OBRAS SEÑALIZACIÓN

30	Postes de protección catódica	U	5	747,29	3.736,45
31	Letreros de inicio de cada km	U	6	614,84	3.689,04
32	Letreros de empalmes de fibra óptica	U	3	883,37	2.650,11
33	Letreros de empalmes de cable de poder	U	4	749,10	2.996,40

Continúa 

34	Letreros de puntos de control	U	4	749,10	2.996,40
35	Letreros de marcadores magnéticos	U	6	614,84	3.689,04
36	Marcadores magnéticos	U	6	871,19	5.227,14
37	Señalización para rectificador de corriente y cama anódica	U	2	1151,90	2.303,80
Sub-Total Obras Señalización					27.288,38
(f) GESTIÓN DE INTEGRIDAD DE TUBERIAS					
38	Gestión de integridad de tuberías	U	2	1151,90	2.303,80
Sub-Total Gestión de Integridad de tuberías					2.303,80

Fuente: PEC Ecuador

6.2.1.2. COSTO TOTAL DIRECTO

Tabla 56. Costo Total Directo

Costo Total Directo

ÍTEM	SUBTOTAL
GENERALES	614.254,61
OBRAS CIVILES	291.487,49
OBRAS MECANICAS	582.694,40
OBRAS ELECTRICAS	19.797,19
OBRAS SEÑALIZACIÓN	27.288,38
GESTIÓN DE INTEGRIDAD DE TUBERIAS	2.303,80
TOTAL (USD)	1.537.825,87

Fuente: PEC Ecuador

6.2.2. COSTOS INDIRECTOS

Aquellos costos que no se asocian directamente con el proyecto, tales como servicios básicos, gastos administrativos, imprevistos. Los costos indirectos serán la sumatoria del centro común que incluye:

- Pasajes
- Catering
- Repuestos
- Comb. Y lubr.
- Alquiler equipos
- Combustible alquilados
- Materiales de instalación
- Materiales de consumo
- Herramientas
- Gastos varios
- Subcontratos
- Transporte

6.2.2.1. COSTO TOTAL INDIRECTO

Tabla 57. Costo Total Indirecto

Costo Total Indirecto

ÍTEM	SUBTOTAL
Costos Indirectos	355.298,77
TOTAL (USD)	355.298,77

Fuente: PEC Ecuador

6.2.3. COSTO TOTAL DEL PROYECTO

El costo total del proyecto comprende los costos señalados en la siguiente tabla:

Tabla 58. Costo Total del Proyecto

Costo Total del Proyecto

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	SUBTOTAL
1	Costo Total Directo	1.537.825,87
2	Costo Total Indirecto	355.298,77
TOTAL (USD)		1.893.124,64

Fuente: PEC Ecuador

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

Se desarrolló la ingeniería completa del Dossier para la red de ductos enterrados entre plataformas petroleras típicas de la región amazónica ecuatoriana, bajo los lineamientos de la norma ASME B31.4 – 2012 y para una vida útil de 20 años.

En la Ingeniería Conceptual se desarrolló las bases y criterios de diseño en base a los requerimientos técnicos y las especificaciones de la Operadora, regulaciones gubernamentales y criterios de la norma ASME B31.4.

En la Ingeniería Básica se realizó los cálculos hidráulicos, cálculos mecánicos, simulación de flexibilidad de las líneas y el diseño de la protección catódica.

En la Ingeniería de Detalle se desarrollaron los planos de construcción, documentos, listado de materiales, procedimiento y especificaciones de construcción.

Para el dimensionamiento de los diámetros de los ductos se utilizó la correlación empírica de Dukler para calcular la pérdida de presión y se tomó en cuenta la recomendación RP 14E para velocidad del flujo.

Para el diseño mecánico, se calculan los espesores de la pared de las tuberías, la selección del grado del material y el cálculo de los esfuerzos en tuberías enterradas en base a la norma ASME B31.4.

Para el estudio de flexibilidad de las líneas se utilizó el software especializado en elementos finitos CAESAR II para la verificación del diseño para diferentes casos de operación, carga hidráulica, carga sostenida y expansión térmica. Las fuerzas resultantes del análisis de flexibilidad, son las que se utilizan para el diseño de los bloques de anclaje.

Para los tramos de tuberías analizados, los esfuerzos sostenidos así como los esfuerzos por cargas ocasionales, se mantienen por debajo de los valores

máximos permisibles del material de acuerdo al Código ASME B31.4, que rige el diseño de instalaciones como la descrita.

Para el diseño del sistema de protección catódica se considera los criterios del NACE SP0169-2013 y se diseñó la protección catódica galvánica por ánodos de sacrificio de Mg.

Los diseños fueron revisados y aprobados para construcción por parte de la Compañía PEC.

En base a lo expuesto anteriormente, el diseño la red de ductos consta de dos líneas paralelas entre sí, una para transporte de fluido multifásico y otra para transporte de agua de formación.

La línea de transferencia de fluido multifásico con un API 16, con una presión de diseño de 650 psi y una temperatura de diseño de 230oF, en una distancia de 3,500 metros desde la plataforma A hasta la plataforma B, en un terreno arcilloso sin nivel freático, con topografía ondulada y una diferencia de 3 metros en nivel entre la salida y llegada. La línea diseñada corresponde a una tubería de 10 NPS, con un material API 5L X60, un espesor de 0.307 pulgadas, construida bajo la especificación PSL2, con un recubrimiento externo FBE para servicio de temperatura de 230oF y con un lanzador y un receptor de chanchos en los extremos de la línea con accesorios y válvulas ANSI clase 600#.

La línea de transferencia de agua con un API 10, con una presión de diseño de 1350 psi y una temperatura de diseño de 230oF, en una distancia de 3,500 metros desde la plataforma B hasta la plataforma A, en la misma zanja de la línea de fluido multifásico, una diferencia de -3 metros en nivel entre la salida y llegada. La línea diseñada corresponde a una tubería de 6 NPS, con un material API 5L X60, un espesor de 0.312 pulgadas, construida bajo la especificación PSL2, con un recubrimiento externo FBE para servicio de temperatura de 230oF y con un lanzador y un receptor de chanchos en los extremos de la línea con accesorios y válvulas ANSI clase 600#.

Las dos líneas se diseñan para ser instaladas y enterradas en la misma zanja, en un derecho de vía, junto a una vía de acceso lastrada existente, para minimizar el impacto al medio ambiente y disponen de un bloque de anclaje común para las dos líneas en cada extremo.

La máxima deflexión que se encuentra en la línea de 6" es de 0.2043" en la condición de prueba hidrostática y esfuerzo máximo es del 76.2% en los apoyos en condiciones de operación.

Para la protección de las líneas de la corrosión, se diseñó un sistema de protección catódica galvánica que consta de 5 baterías con 12 ánodos de sacrificio de magnesio 20D2, con un peso de 9.1 kg cada una, y los respectivos postes de prueba para monitoreo del sistema.

RECOMENDACIONES

Se recomienda que los proyectos de ingeniería cumplan normas, códigos y estándares internacionales de la industria petrolera y legislación nacional establecidas.

Para un caso de variación de presión por razones operacionales, que estén fuera del rango de presión de diseño, se realice un estudio para comprobar que los espesores diseñados de las tuberías puedan garantizar la integridad mecánica de las tuberías.

Asegurarse que los materiales de las tuberías, accesorios, válvulas, etc., cumplan con las normas de fabricación establecidas en el diseño. Y dispongan de los correspondientes certificados de calidad.

Durante la fase de construcción, seguir los procedimientos aprobados que incluyen: la apertura del DDV, tendido de tubería, doblado, soldadura, relaciones, inspecciones, recubrimiento, reparación de FBE, bajado de tubería, tapado de zanja, pruebas hidrostáticas, señalización y reparación del DDV.

La construcción deberá ser realizada por una empresa con experiencia y calificada y fiscalizada por una tercera compañía que tengan las certificaciones correspondientes.

Considerar las líneas dentro del programa de integridad mecánica y mantenimiento de la Operadora.

El diseño propuesto sea parte de un estudio HAZOP por parte de la Operadora para validar el diseño propuesto.

Las líneas sean integradas al Plan de Contingencia de derrames y protección del medio ambiente de la Operadora.

Bibliografía

- A.P.I. (2001). *RECOMMENDED PRACTICE 14E*.
- ASCE. (2001). *Guidelines for the Design of Buried Steel Pipe*. ASCE.
- ASME B31.4. (2012). *Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and other Liquids*. ASME.
- Atkison, B., & Mavituna, F. (2nd ed.). *Biochemical Engennering and Biotechnology* . Handbook.
- Crane, C. (1988). *Flow of Fluids Through Valves,Fittings, and Pipe*.
- Dukler, A. (Mayo 1969). *Gas- Liquid Flow in Pipelines, I* . AGA-API.
- Integrity, P. (2001). *Curso de Integridad en Evaluación de defectos en líneas de transporte*.
- Mohitpour, M., Golshan, H., & Murray, A. (2000). *Pipeline Desing & Construction*. New York: ASME Press.
- NACE. (1985). *Corrosion Data Survey - Metals Section Sixth Edition*; NACE.
- NACE. (2007). *Practica Estándar SP0169*. Houston.
- NACE. (October 26.2000). *Companion to the Peabody Book*. 1.1M.
- Next. (2015). *Yacimientos de Crudo Pesado*. Quito.
- PDVSA. (1994). *Cálculo Hidráulico de Tuberías*. Caracas.
- Peabody, A. (2001, 2da ed.). *Control of Pipeline Corrosion*. Houstob: NACE.
- PEMEX. (s.f.). *Manual de procedimientos de ingenieria de diseno de flujo de fluidos*. Mexico.
- Vincet, L. (1999). *Corrosion Prevention by Protective Coatings*. Houston: NACE.

ANEXOS