

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS

FACULTAD DE INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERIA PETROLERA



PROYECTO DE GRADO

*DISEÑO Y SIMULACION DEL GASODUCTO EL SEDEM-  
ECEBOL*

Postulante: Univ. José Gabriel Aliaga Fabiani

Asesor: Ing. Marco Antonio Montesinos Montesinos

La Paz – Bolivia

2021



**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS  
FACULTAD DE INGENIERIA**



**LA FACULTAD DE INGENIERIA DE LA UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS AUTORIZA EL USO DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO SI LOS PROPÓSITOS SON ESTRICTAMENTE ACADÉMICOS.**

**LICENCIA DE USO**

El usuario está autorizado a:

- a) Visualizar el documento mediante el uso de un ordenador o dispositivo móvil.
- b) Copiar, almacenar o imprimir si ha de ser de uso exclusivamente personal y privado.
- c) Copiar textualmente parte(s) de su contenido mencionando la fuente y/o haciendo la cita o referencia correspondiente en apego a las normas de redacción e investigación.

El usuario no puede publicar, distribuir o realizar emisión o exhibición alguna de este material, sin la autorización correspondiente.

**TODOS LOS DERECHOS RESERVADOS. EL USO NO AUTORIZADO DE LOS CONTENIDOS PUBLICADOS EN ESTE SITIO DERIVARA EN EL INICIO DE ACCIONES LEGALES CONTEMPLADAS EN LA LEY DE DERECHOS DE AUTOR.**

## Contenido

CONTENIDO DE FIGURAS .....	vii
CONTENIDO DE TABLAS.....	ix
DEDICATORIA .....	xi
AGRADECIMIENTOS .....	xii
INTRODUCCION .....	xiii
CAPITULO 1 .....	1
1.1 GENERALIDADES .....	1
1.2. OBJETIVOS DEL PROYECTO.....	1
1.2.1. OBJETIVO GENERAL .....	1
1.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	1
1.3. JUSTIFICACIÓN .....	2
1.3.1. JUSTIFICACIÓN TÉCNICA .....	2
1.3.2. JUSTIFICACIÓN ECONÓMICA .....	3
1.3.3. JUSTIFICACIÓN SOCIAL .....	3
1.3.4. JUSTIFICACIÓN AMBIENTAL .....	4
1.4. ALCANCE.....	4
1.4.1. ALCANCE GEOGRAFICO .....	4
1.4.2. ALCANCE TEMPORAL .....	4
CAPITULO 2 .....	5
CRITERIOS FUNDAMENTALES EN EL DISEÑO DE GASODUCTOS.....	5
2.1 GENERALIDADES .....	5
2.2 CARACTERISTICAS DEL GAS NATURAL .....	5
2.2.1 COMPOSICION DEL GAS NATURAL .....	7
2.2.2 PROPIEDADES DEL GAS NATURAL.....	8

2.2.3 CLASIFICACION DEL GAS NATURAL .....	10
2.2.4 PROCESAMIENTO DEL GAS NATURAL .....	12
2.2.5 VENTAJAS DEL GAS NATURAL.....	12
2.3 TRAZADO DEL GASODUCTO .....	13
2.3.1 DESCRIPCION DEL RECORRIDO DEL GASODUCTO .....	13
2.3.2 CRITERIOS PARA DETERMINAR EL TENDIDO DEL GASODUCTO .....	15
2.2.3 DESCRIPCION DEL RECORRIDO.....	15
2.4 ANALISIS HIDRAULICO DEL GASODUCTO .....	18
2.4.1 REGIMENES DE FLUJO.....	18
2.4.2 NUMERO DE REYNOLDS.....	20
2.4.3 FACTOR DE FRICCION.....	21
2.4.4 ECUACION DE FLUJO DE GAS .....	22
2.4.5 PRESION PROMEDIO .....	25
2.4.6 TEMPERATURA PROMEDIO .....	26
2.4.7 FACTOR DE COMPRESIBILIDAD .....	26
2.4.8 FACTOR DE TRANSMISION .....	26
2.4.9 NUMERO DE REYNOLDS.....	27
2.4.10 RUGOSIDAD DE LA TUBERIA .....	27
2.4.11 SELECCIÓN DEL MATERIAL DE LA TUBERIA .....	28
2.4.12 FACTOR DE EFICIENCIA .....	29
2.4.13 FACTOR DE TEMPERATURA “F” .....	29
2.4.14 FACTOR DE JUNTA LONGITUDINAL “E”.....	30
CAPITULO 3 .....	31
DISEÑO, CONSTRUCCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS .....	31
3.1 REQUISITOS PARA PERMISO DE CONSTRUCCIÓN .....	31

3.1.1 PROGRAMA DE CONSTRUCCIÓN.....	31
3.2 PROCESO DE CONSTRUCCIÓN .....	32
3.2.1 APERTURA DE DERECHO DE VIA .....	32
3.2.2 NIVELACION DE TERRENO .....	33
3.2.3 EXCAVACION .....	34
3.2.4 TRASNPORTE, MANEJO Y TENDIDO DE LA TUBERÍA DE LA ZONA TERRESTRE.....	35
3.2.5 RUTA Y SEÑALAMIENTO.....	36
3.2.6 OPERACIONES DEL TENDIDIO DE TUBERÍA.....	37
3.2.7 TENDIDO DE TUBERÍA CON BARCAZA CONVENCIONAL .....	37
3.2.8 ALINEACION .....	40
3.2.9 SOLDADURA .....	40
3.2.10 TRABAJOS DE SOLDADURA.....	41
3.2.11 RECUBRIMIENTO Y ENVOLTURA.....	42
3.2.12 PRUEBA HIDROSTATICA .....	43
3.2.13 DESCENSO Y TAPADO DE LA TUBERÍA .....	45
3.2.14 RELLENO Y LIMPIEZA DEL DERECHO DE VIA .....	45
3.2.15 LIMPIEZA FINAL DEL DERECHO DE VIA .....	46
CAPITULO 4.....	47
CORTES Y SECCIONAMIENTOS ESPECIALES DE DUCTOS EN OPERACIÓN .....	47
4.1 GENERALIDADES .....	47
4.2 INJERTOS Y SECCIONAMIENTOS.....	47
4.2.1 CONEXIONES PARA EL STOPPLE.....	48
4.2.2 COLOCACION DE VÁLVULAS.....	49
4.2.3 REALIZAR INJERTOS.....	50

4.3 INJERTO EN TUBERÍAS PRESIONADAS .....	51
4.3.1 SECCIONAMIENTO DEL TRAMO .....	52
4.4 MAQUINA STOPPLE PARA COLOCAR TAPON .....	55
4.6 REANUDAR EL FLUJO NUEVAMENTE .....	59
4.6.1 LLENADO DEL TRAMO.....	59
4.6.2 RECUPERACIÓN DE LOS ELEMENTOS .....	60
CAPITULO 5 .....	61
APLICACIÓN PRACTICA.....	61
5.1 PARAMETROS DE CALCULO.....	61
CAPITULO 6 .....	71
DISEÑO DEL GASODUCTO ECEBOL POTOSI CON EL SOFTWARE ASPEN HYSYS Y PIPEPHASE.....	71
6.1 GENERALIDADES .....	71
6.2 ANALISIS DE LINEA DE TRANSPORTE .....	71
6.3 PREDICCIÓN DE PERDIDA DE CARGA.....	71
6.4 FLUIDOS.....	72
6.5 EQUIPOS Y ACCESORIOS .....	73
6.6 PROCESO DE DISEÑO CON ASPEN HYSYS DEL GASODUCTO ECEBOL POTOSI .....	73
6.7 PROCESO DE DISEÑO CON PIPEPHASE DEL GASODUCTO ECEBOL POTOSI .....	87
CAPITULO 7 .....	92
ASPECTOS ECONÓMICOS DEL GASODUCTO ECEBOL-POTOSI.....	92
7.1 GENERALIDADES .....	92
7.2 DATOS ECONOMICOS.....	92
7.2.1 INVERSION EN ESTUDIOS DE INGENIERIA .....	92

7.2.3 INVERSION DE CONSTRUCCION Y MONTAJE .....	93
7.2.4 COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.....	95
7.2.5 INVERSIO TOTAL Y ECONOMICOS DE LA LINEA .....	95
7.2.6 RETORNO Y RENTABILIDAD DE LA INVERSION .....	95
CAPITULO 8.....	105
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	105
NOMENCLATURA .....	107
BIBLIOGRAFIA.....	109

## CONTENIDO DE FIGURAS

Figura 2.1. Transporte marítimo .....	6
Fuente: Seminario Transportes de Hidrocarburos.....	6
Figura 2.2. Transporte mediante gasoductos.....	6
Figura 2.3. Transporte camiones cisternas .....	6
Figura 2.5 vista aérea karachipampa Ecebol-Potosí .....	14
Figura 2.8 Régimen laminar.....	18
Figura 2.9 Régimen Crítico.....	19
Figura 2.10 Régimen turbulento .....	20
Figura 3.1-3.2 Nivelación del terreno .....	33
Figura 3.3 Excavación del terreno .....	34
Figura 3.4 Tendido de la tubería en el terreno .....	36
Figura 3.5 Tendido de tubería con barcaza convencional.....	38
Figura 3.6 Método de Tendido paso 1 .....	38
Figura 3.7 Método de Tendido paso 2 .....	39
Figura 3.8 Método de Tendido paso 3 .....	39
Figura 3.9 Diagrama de cordones de soldadura .....	42
Figura 3.10 Recubrimiento y envoltura de la tubería.....	43
Figura 3.11 Prueba Hidrostática.....	45
Figura 4.1 Conexiones para el stopple .....	49
Figura 4.2 Injerto en tuberías presionadas .....	52
Figura 4.3 Seccionamiento del tramo.....	55
Figura 4.4 Maquina stopple para colocar tapón .....	56
Figura 4.5 Instalación del tapón "look o ring" .....	57
Figura 4.6 Envoltente soldada a la tubería .....	58

Figura 4.7 Sustitución del tramo de tubería dañada .....	58
Figura 6.1 Representación gráfica del Gasoducto Sucre-Potosí y Gasoducto Ecebol-Potosí..	75
Figura 6.2 Representación gráfica del Gasoducto Sucre-Potosí y Gasoducto Ecebol-Potosí en Hysys.....	76
Figura 6.3 perfil de elevación en Hysys.....	82
Figura 6.4 Presión vs Longitud .....	84
Figura 6.5 Temperatura vs Longitud.....	85
Figura 6.6 velocidad de flujo vs Longitud .....	86
Figura 6.8 Componentes del fluido en Pipephase .....	88
Figura 6.9 Representación gráfica en Pipephase.....	88
Figura 6.10 Cromatografía del fluido en Pipephase.....	89
Figura 6.12 Propiedades finales en Pipephase .....	89
Figura 6.13 Datos de diseño Pipephase.....	90
Figura 6.14 Perfil longitudinal en Pipephase .....	90
Figura 6.14 Perfil Presión vs Distancia .....	91

## CONTENIDO DE TABLAS

Tabla 2.1 Componentes del gas natural .....	7
Tabla 2.2 Temperatura de algunos gases .....	8
Tabla 2.3 Clase de localización.....	18
Tabla 2.4 Factor de eficiencia .....	29
Tabla 2.5 Factor de temperatura.....	30
Tabla 2.6 Factor de junta longitudinal .....	30
Tabla 3.1 Relación ID y derecho de vía.....	33
Tabla 5.1 Propiedades del gas Caigua.....	62
Tabla 5.2 Propiedades del gas GSP.....	62
Tabla 5.3 Datos técnicos GSP .....	63
Tabla 5.4 Datos operativos del Gasoducto Ecebol-Potosí .....	64
Tabla 6.1 Composición del gas Ecebol-Potosí.....	73
Tabla 6.2 Añadir un paquete de fluidos .....	74
Tabla 6.3 Datos operativos Ecebol-Potosí .....	80
Tabla 6.4 Datos operativos 2 Ecebol-Potosí .....	80
Tabla 6.5 Datos diseño Ecebol-Potosí .....	80
Tabla 6.6 Datos perfil de elevación Ecebol-Potosí .....	81
Tabla 6.7 Propiedades Gasoducto Ecebol-Potosí.....	83
Tabla 7.1 Inversión en estudios de ingeniería.....	92
Tabla 7.2 Inversión en los materiales de construcción .....	93
Tabla 7.3 Inversión del material para la construcción del gasoducto GSP .....	93
Tabla 7.4 Inversión de construcción y montaje .....	94
Tabla 7.5 Protección Catódica .....	94
Tabla 7.6 Fuente: automatitation int ltd, stafford, tx.....	94

Tabla 7.7 Estaciones de medición (costo).....	94
Tabla 7.8 Construcción y montaje del gasoducto .....	95
Tabla 7.9 Operación y mantenimiento del gasoducto .....	95
Tabla 7.10 Costos anuales y de mantenimiento .....	99
Tabla 7.11 Resumen de inversión del gasoducto Ecebol-Potosi.....	99
Tabla 7.12 Evaluación económica .....	103
Tabla 7.13 Cálculo del TIR.....	104

## DEDICATORIA

### *PARA MI FAMILIA*

*HERAMANOS, PRIMOS, TIOS, ABUELOS "POR EL APOYO, ¡¡¡ESTO NO LO HUBIESE LOGRADO SIN SU AYUDA...GRACIAS!!!"*

### *A MIS PAPAS*

*FELIX ALIAGA Y MARIA FABIANI*

*POR LA CONFIANZA Y MOTIVACION QUE RECIBO DIA A DIA "LOS AMO MUCHO"*

*CON TODO AMOR SU HIJO GABRIEL*

## AGRADECIMIENTOS

*MUY ORGULLOSO DE PODER HACER MENCIÓN DE TODOS A QUIENES AGRADEZCO EL PODER LLEGAR AL CUMPLIMIENTO DE ESTA META TAN ANHELADA QUE ES MI TÍTULO PROFESIONAL A TRAVÉS DE ESTE TRABAJO QUE ES MI PROYECTO DE GRADO EN HONOR A TAL ORGULLO DESEO EXPRESAR CON LO SIGUIENTE:*

*A DIOS POR DARME LA VOLUNTAD Y FUERZA PARA SEGUIR ADELANTE EN TODO ESTE PROCESO DE REALIZACIÓN PERSONAL A MI FAMILIA POR EL APOYO CONSTANTE*

*A LA U.M.S.A. FACULTAD DE INGENIERÍA PETROLERA POR LAS ENSEÑANZAS Y APRENDIZAJES QUE ME AYUDARON A FORMARME COMO PROFESIONAL GRACIAS A LOS EXCELENTES DOCENTES.*

*A MIS AMIGOS "NTN" CON QUIENES COMPARTÍ Y SEGUIRÉ COMPARTIENDO MUY GRATOS MOMENTOS.*

*A MI TUTOR ING. MARCO MONTESINOS POR SU COLABORACIÓN Y SU AMISTAD.*

## INTRODUCCION

Actualmente Bolivia presenta como principal fuente de energía el gas natural y fuente principal de los recursos económicos que ingresan al país con la venta del gas hacia la Argentina y Brasil. En este contexto la industria de los hidrocarburos tiene especial relevancia; debido a que los negocios deben producir cada vez más y para ello hacen uso de combustibles que provienen de los hidrocarburos que se encuentran en yacimientos a cientos de kilómetros de los centros de consumo y llegan a estos a través de ductos y/o buques tanque.

Asimismo, los ductos son tuberías de acero que se extienden por grandes distancias desde los yacimientos hasta las refinerías, plantas de tratamiento del gas y plantas criogénicas donde el hidrocarburo será procesado para obtener las fuentes de energía para la industria. Los hidrocarburos son impulsados por bombas o compresores ubicados estratégicamente a lo largo de su trayectoria. Teniendo en cuenta esta situación, la evaluación de proyectos y análisis de diferentes escenarios del comportamiento de los modelos creados para oleoductos o gasoductos; llevan al ingeniero encargado del proyecto a seleccionar la solución más óptima de acuerdo a los parámetros que se han modificado o esperan que se cambien durante el proceso. Además, la variación de los parámetros que componen el modelo diseñado ayuda al ingeniero a tener una idea acerca del comportamiento del sistema sin la necesidad de realizar ningún diseño a gran escala.

La aplicación del programa informático desarrollado tiene como objetivo permitir a la persona encargada de la evaluación y análisis de posibles soluciones o comportamientos del nuevo gasoducto a tener un criterio más técnico y mejor fundamentado, apoyado en la toma rápida de una decisión; de tal manera que se logre la minimización del costo total a invertir en el nuevo gasoducto u oleoducto.

El presente trabajo consiste en el diseño y construcción de un gasoducto abarcando desde conceptos fundamentales que debemos entender y tomar como base, hasta los mínimos detalles que se toman en cuenta para llevar a cabo dicho proyecto.

Contiene en su primer capítulo fundamentos y las bases del proyecto que hace referencia estudio del mercado, consumo energético en la planta de cementos Ecebol ubicado en Potosí, determinando de esta forma el volumen de gas que será transportado a través del gasoducto para su consumo para la generación de energía.

El segundo capítulo detallara criterios fundamentales a la hora de considerar el diseño y construcción de un gasoducto entre ellos las generalidades del gas natural origen, composición básica, procesamiento, etc., debido a la importancia que representa el hidrocarburo en nuestro país. Como también es el primer paso es considerar las características del fluido antes de realizar la construcción del gasoducto así evaluar parámetros de transporte.

El tercer capítulo hace referencia a los parámetros que intervienen en el trazado de la ruta del gasoducto utilizando el software Google Earth para la evaluación y mejor evaluación de la ruta.

El cuarto capítulo hace referencia a cortes y seccionamientos especiales de ductos, que hace referencia a la instalación y colocado de accesorios y su aplicación en todo el tramo del gasoducto, como también algunos principios de soldadura especiales que nos ayudara a observar y comprender un poco el detalle de su aplicación.

El quinto capítulo contempla la aplicación practica en base a la teoría y se realizó el diseño del gasoducto y también abarcando todo referente a normas de derecho de vías, puesta en marcha, abandono del lugar trabajos especiales, limpieza, entre otras actividades.

El sexto capítulo se realiza el diseño del gasoducto en el software y simulador Aspen Hysys para el cálculo operativo y dimensionamiento de las tuberías, también es la evaluación hidráulica del diseño del gasoducto mediante el software de simulación Pipephase.

El séptimo capítulo es acerca del análisis económico, hace referencia a la rentabilidad del proyecto si es sostenible o no la aplicación del gasoducto. El proceso de diseño arroja parámetros importantes como: diámetro, presiones de operación, espesor de tubería, etc., para así poder determinar si existe sistemas de compresión, válvulas y sistemas de medición en medio del gasoducto.

En el último capítulo se encuentra las conclusiones y datos referenciales al proyecto.

# CAPITULO 1

## BASES Y FUNDAMENTOS DEL PROYECTO

### 1.1 GENERALIDADES

El monitoreo socioambiental representa para esta investigación no solo su objeto de estudio, sino el motivo para aportar con la descripción del proyecto la experiencia en desarrollar la economía en el departamento de Potosí. Por tal razón, a partir de la descripción del proceso de monitoreo socioambiental en Chiutara (Potosí), se pretende desarrollar un gasoducto con el objetivo de abastecer de gas y generar energía a la planta de cementos Ecebol-Potosí, para el desarrollo del departamento potosino y de Bolivia.

### 1.2. OBJETIVOS DEL PROYECTO

#### 1.2.1. OBJETIVO GENERAL

Diseñar un gasoducto Potosí-Ecebol que opere correctamente de forma segura y confiable para evitar cualquier tipo de deterioros de la tubería para no causar ningún daño a la población como también al medio ambiente.

El trabajo implica un ámbito técnico operativo como también el mercado del gas natural como su transporte y manipulaciones de equipos superficiales que serán instalados para la construcción del tramo del gasoducto.

La meta es lograr un proyecto económicamente rentable y seguro adecuándose a las necesidades de la planta cementera.

#### 1.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Implementar el gasoducto Potosí-Ecebol

Desarrollo de la población del lugar

Definir los alcances de la gestión ambiental y monitoreo de la instalación

Describir el proceso de implementación y aplicación de la puesta en marcha de la obra en Chiutara-Potosí, así como identificar los resultados alcanzados.

Proponer, conforme los resultados la puesta en marcha del gasoducto Potosí-Ecebol

Desarrollo económico en el departamento de Potosí

### 1.3. JUSTIFICACIÓN

Dado que a finales de 2020 la empresa cementera Ecebol empezara la construcción de su planta de procesamiento cementera ubicada en Chiutara-Potosí , se propuso iniciar actividades con el propósito de abastecer de cemento al departamento de Potosí y a otros departamentos de Bolivia y eso implicara muchas actividades económicas al departamento de Potosí así también en la industria de los hidrocarburos en el requerimiento de gas natural por lo tanto, se planteó en una primera instancia la necesidad de trabajar en la prevención y mitigación de los impactos socioambientales ocasionados por las actividades de construcción y operación en la zona, para que posteriormente tome decisiones respecto a una estrategia de gestión ambiental ligado al desarrollo en la planificación de la puesta en marcha del gasoducto que abastecerá a la cementera para su producción de cemento y desarrollo del país..

Ya con la implementación Gasoducto se concebirá una planificación para que los derechos de los pobladores que están expresados en el ordenamiento jurídico nacional y de nivel internacional sean ejercidos ampliamente siendo parte en la obra y de forma eficaz. Lo que demandara que en el transcurso del proceso se realicen muchas actividades y rubros de trabajo en el lugar, aspecto que fue central para la participación de las comunidades en su implementación y acciones de actividad no formal territorial.

#### 1.3.1. JUSTIFICACIÓN TÉCNICA

El desarrollo y la aplicación del proyecto se desarrollara y justificara a continuación: “El programa para el diseño de gasoductos enterrados y en superficie” presenta una herramienta informática que facilita y agiliza los cálculos hidráulicos y matemáticos de las condiciones operativas, en cada uno de los tramos que conformarían un nuevo gasoducto; de esta manera se busca determinar el dimensionamiento del ducto para llevar a cabo el transporte de gas natural, así como la potencia requerida y el costo aproximado a emplear en la construcción de un nuevo gasoducto. Debido a las diversas posibilidades de transporte de gas natural que se realizarían al cambiar las características del fluido (viscosidad y densidad), diámetro de tubería, caudal de transporte, etc., se hizo necesario el diseño y desarrollo de una herramienta informática que permita

determinar el dimensionamiento de la tubería (diámetro y espesor), potencia y presupuesto estimado a emplear para cada uno de los escenarios.

Este sistema se desarrolló siguiendo una metodología, establecida en el presente proyecto, la cual tiene por base formulaciones obtenidas a través de la recopilación bibliográfica hecha para el presente proyecto para la programación se eligió los siguientes softwares como ser el simulador aspen Hysys y cabe recalcar que se hizo algunos cálculos sobre todo en el mapa para el tramo de construcción con la aplicación Google Earth y esos cálculos de diferencia de altitudes sobre el programa de Excel para que estos sean introducidos al simulador para su respectivo calculo así también se desarrollara un diseño hidráulico con el propósito de no tener errores de cálculo con el programa Pipephase.

### 1.3.2. JUSTIFICACIÓN ECONÓMICA

El monto total del convenio firmado es de \$us 4,06 millones, de los cuales un 66,84% serán financiados por Ecebol y el 33,16% por YPFB Corporación, a través de YPFB-Transporte.

El presidente de la petrolera estatal, Wilson Zelaya, indicó que “hemos estado avanzando con las conexiones a las diferentes industrias del país, es así que en esta ocasión vamos a llegar con mayor cantidad de gas natural para ser suministrado al departamento de Potosí y fundamentalmente para apoyar esta iniciativa de Ecebol con la planta de cemento nacional, que se va a poner en marcha pronto”. (07/04/2021)( YPFB-Transportes, 2021).

### 1.3.3. JUSTIFICACIÓN SOCIAL

Este proyecto tendrá un alcance que pondra en la activación económica del departamento de Potosí por lo cual el departamento se constituirá en el productor más grande de cemento del cono sur de Bolivia es así que habrá mucha actividad económica, construcción de carreteras actividad para la población en el ámbito de ventas de productos de primera necesidad para los trabajadores, muchas fuentes de empleo para la población potosina, es un gran proyecto gracias a la inversión de la empresa Ecebol y conjuntamente de YPFB-Transportes para que se logre gran proyecto a nivel departamento y grandes negocios.

La población potosina será beneficiada en gran aspecto en avance de construcción de carreteras e ingresos por comercio con esta nueva iniciativa por parte de Ecebol y YPFB.

#### 1.3.4. JUSTIFICACIÓN AMBIENTAL

El trazo del ducto pasara por una parte desierta del departamento de Potosí es así que no afectara en ningún momento algún lugar habitable, campo de cultivo o que exista deforestación del lugar más aun cuando acabe la construcción del gasoducto y juntamente con la empresa YPFB se hará la rehabilitación del lugar en las zonas donde se hizo las zanjas y la activación económica del lugar se procederá a un mejor planificación y desarrollo y con el tiempo la urbanización del lugar.

Todo en la industria petrolera viene normado y regulado por las diferentes entes orgánicos del país como la constitución política del estado boliviano, esta construcción no será la excepción, también tiene que cumplir con los reglamentos del Rash en el área de transportes como la constitución boliviana en el apartado de construcción de obras en el área de hidrocarburos, en ese sentido todo lo realizado será evaluado, regulado con la ANH que es el que regula y fiscaliza todo el proceso como también sacar permisos de construcción en vías y trabajar junto con ABC (carretera y caminos) para posteriormente no tener ningún inconveniente al momento de la construcción.

#### 1.4. ALCANCE

##### 1.4.1. ALCANCE GEOGRAFICO

El presente proyecto de la implementación del gasoducto se realizará desde Potosí y llega hasta la planta cementera Ecebol (Chiutara) recorriendo una distancia de aproximadamente 8 Km todo este aspecto se manejó con información de mapas de Gasoductos en Bolivia, más concreto del gasoducto Sucre-Potosí y Google Earth, donde se planteó la construcción de la línea de gasoducto con el programa que trabaja vía satélite el cual desarrollara el tramo que se va requerir para abastecer de gas natural a la planta de Ecebol.

##### 1.4.2. ALCANCE TEMPORAL

El proyecto y puesta en marcha de la obra se debe realizar en los próximos meses en curso hasta finalizar el año ya que es el requerimiento de la empresa que tiene por objetivo entrar en ejecución a inicios de año del 2022, la cual requerirá abastecimiento del gas natural para su propia generación de energía.

## CAPITULO 2

### CRITERIOS FUNDAMENTALES EN EL DISEÑO DE GASODUCTOS

#### 2.1 GENERALIDADES

En el transporte del gas natural mediante gasoductos es muy importante conocer sus propiedades antes de realizar el diseño del gasoducto para no tener ningún tipo de inconvenientes a la hora de su operación, así que le describiremos las propiedades, composición, clasificación y su procesamiento del gas natural.

#### 2.2 CARACTERISTICAS DEL GAS NATURAL

Nombre comercial: gas natural

Nombre químico: metano y más pesados

Peso molecular: 16

Estado físico: gaseoso, incoloro e inodoro

Temperatura de ignición: 530 °F

Poder calorífico: 9460 Kcal/mpc @ 68°F y 14.22 lb/plg<sup>2</sup>

Odorizacion: adición de ciertos compuestos sensibles al olfato llamados mercaptanos

¿Cómo se mide?

El gas natural se mide en unidades de volumen, normalmente la producción de gas a partir de los pozos y los repartos a las centrales eléctricas se miden en millares o en millones de pies cúbicos (Mscf y MMscf). Los recursos y las reservas son calculados en billones de pies cúbicos y trillones de pies cúbicos (Bcf y Tcf)

¿Cómo se transporta?

El gas natural se transporta y distribuye principalmente a través de gasoductos y como gas natural licuado en los llamados buques metaneros y camiones criogénicos, asimismo se puede transportar en cilindros de alta presión (como gas natural comprimido).



Figura 2.1. Transporte marítimo



Fuente: Seminario Transportes de Hidrocarburos YPF 2020

Figura 2.2. Transporte mediante gasoductos



Fuente: Seminario de Transportes de Hidrocarburos YPF 2020

Figura 2.3. Transporte camiones cisternas



Fuente: Seminario de Transportes de Hidrocarburos YPF 2020

## 2.2.1 COMPOSICION DEL GAS NATURAL

El gas natural se obtiene principalmente en baterías de separación, está constituido por metano con proporciones variables de otros hidrocarburos (etano, propano, butanos, pentanos y gasolina natural) y de contaminantes diversos.

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos simples que se encuentra en estado gaseoso, en condiciones ambientales normales de presión y temperatura. Se encuentra generalmente en depósitos subterráneos profundos formados por roca porosa.

Como medida de seguridad, en la regulación se estipula que los distribuidores deberán adicionar un odorante al gas natural (mercaptanos) para que se pueda percibir su presencia en caso de posibles fugas durante su manejo y distribución al consumidor final.

El gas natural ocupa el tercer lugar en el mundo entre las fuentes de energía primarias, en Bolivia es el primer suministro de energía. Sus amplios beneficios tanto ambientales como energéticos y económicos son punto clave en el desarrollo y utilización del mismo para los bolivianos (American Gas Association, 2021).

Como es un combustible necesario, este se distribuye por medio de tuberías localizadas bajo tierra, que llegan hasta su casa. El gas natural se utiliza para el consumo doméstico, como combustible industrial y de automotores.

La composición del gas natural varía según el yacimiento:

Componentes energéticos del gas natural antes de ser procesado
Metano ( $\text{CH}_4$ )
Etano ( $\text{C}_2\text{H}_6$ )
Propano ( $\text{C}_3\text{H}_8$ )
Butano ( $\text{C}_4\text{H}_{10}$ )
Pentanos en adelante ( $\text{C}_5\text{H}_{12}$ a $\text{C}_{10}\text{H}_{22}$ )
Otros componentes (impurezas) Nitrógeno ( $\text{N}_2$ ), Bióxido de Carbono ( $\text{CO}_2$ )
Ácido Sulfhídrico ( $\text{H}_2\text{S}$ ) y agua ( $\text{H}_2\text{O}$ )

Tabla 2.1 Componentes del gas natural

Fuente: Agencia Nacional de hidrocarburos GSP

## 2.2.2 PROPIEDADES DEL GAS NATURAL

### 2.2.2.1 PODER CALORIFICO

El poder calorífico bruto del gas es el número de BTU producidos por la combustión a presión constante de un pie cúbico de gas medido a 60 °F y de 30 pulgadas de mercurio con aire a la misma presión y temperatura del gas, cuando los productos de la combustión se enfrían hasta la temperatura inicial del gas y aire, y cuando el agua formada por la combustión se condensa al estado líquido (American Gas Association, 2021)..

El poder calorífico del gas bruto es aproximadamente 1.030 BTU/pc.

### 2.2.2.2 TEMPERATURA DE IGNICION

Si una mezcla de aire y gas se calienta gradualmente, la velocidad de la reacción química aumenta progresivamente hasta un punto en que la reacción no depende de la fuente de calor externa y se efectúa instantáneamente la combustión; la más baja temperatura en la que esto sucede se denomina temperatura de ignición (American Gas Association, 2021)..

GAS	RANGOS DE TEMPERATURAS (°F)
Monóxido de Carbono CO <sub>2</sub>	1199-1216
Hidrógeno H <sub>2</sub>	1076-1094
Metano CH <sub>4</sub>	1472-1512
Etano C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	1004-1101
Propano C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	977-1090
Butano normal C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	912-1056
Isobutano pentano C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	889-1018

Fuente: Agencia Nacional de hidrocarburos GSP

### 2.2.2.3 PESO MOLECULAR

El peso molecular se determina utilizando la siguiente ecuación:

$$n = \frac{m}{M}$$

$$M = \frac{m}{n}$$

Donde:

M= Peso molecular del componente de la mezcla

N= Número de moles del componente de la mezcla

m= Masa del componente de la mezcla

#### 2.2.2.4 DENSIDAD RELATIVA

Es la relación del peso molecular del gas con respecto al peso molecular del aire; para el caso de los gases siempre se toma como referencia 28.959 que es el valor aproximado del aire. Si el peso molecular del gas tiene un valor aproximado de 18 entonces la densidad relativa del gas será:

$$SG = \frac{M_{gas}}{M_{aire}}$$

$$SG = \frac{18}{28,959}$$

$$SG=0.622$$

Es la relación del peso molecular del gas con respecto al peso molecular del aire (American Gas Association, 2021)..

#### 2.2.2.5 VISCOSIDAD

Es el rozamiento interno entre las capas de fluido. A causa de la viscosidad, es necesario ejercer una fuerza para obligar a una capa de fluido a deslizar sobre otra.

El valor de la viscosidad se obtiene en el laboratorio, en función de las diferentes condiciones de presión y temperatura.

Método de Lee-Gonzales-Eakin

$$\mu_g = 10^{-4} \cdot K \cdot e^{(x(\rho/62.4)^y)}$$

$$K = \frac{(9.4 + 0.02M) \cdot T_R^{1.5}}{209 + 19M + T_R}$$

$$x = 3.5 + \frac{986}{T_R} + 0.01M$$

$$y = 2.4 - 0.2X$$

### Ecuación 1.1

$$\rho = \frac{P_R \cdot M}{T_R \cdot R \cdot Z_R}$$

Donde:

$\mu_g$ =Viscosidad del gas natural cp

$\rho$ = Densidad del gas lb/pc

$T_R$ = Temperatura del reservorio °R

$P_R$ = Presión del reservorio psia

$Z_R$ = Factor de compresibilidad del gas a condiciones de reservorio

M= Peso molecular del gas natural lb/lb mol

K, x, y= Parámetros de calculo

### 2.2.3 CLASIFICACION DEL GAS NATURAL

#### Gas húmedo

Este tiene concentración de hidrocarburos menos volátiles (propano, butano, etc.), los cuales pueden fácilmente recuperarse como productos líquidos (gasolina, G.L.P, etc.)

#### Gas seco

Se denomina así cuando hay menos que el equivalente de 100 galones de tales sustancias (gasolina, etc.) en cada millón de pies cúbicos de gas a las condiciones de 1 kilogramo por centímetro cubico y 20 grados centígrados en el sistema métrico decimal. De esto se deduce que el gas húmedo no significa líquidos transportados, sino riqueza de hidrocarburos condensables

dependiendo de la presión y temperatura de dicha condensación, existiendo además otra denominación del gas como gas pobre.

### **Gas pobre**

Es el que contiene un equivalente de 100 a 300 galones de hidrocarburos licuables por millón de pies cúbicos.

Por el contenido de ácido sulfhídrico ( $H_2S$ ) se clasifican en:

### **Gas amargo**

Es aquel que contiene mas de 1 gramo de  $H_2S$ /100 pies cúbicos de gas.

### **Gas dulce**

Es aquel que contiene menos de 1 gramo de gramo de  $H_2S$ /100 pies cúbicos de gas.

La baja densidad de los gases hace impráctica determinar la cantidad de cada uno de ellos en un recipiente midiendo su peso; en general es mas preciso y sencillo medir el volumen y obtener su peso.

La siguiente clasificación se determinó mediante análisis geológicos y de ingeniería, interpretación estructural, pruebas de pozo, análisis de núcleos y presión de producción.

### **Gas no asociado**

Es el gas natural libre, que no esta en contacto con el petróleo crudo del yacimiento.

### **Gas asociado mezclado**

Es el volumen combinado del gas natural que se presenta en los yacimientos petroleros.

### **Gas natural asociado**

Es el gas libre después del agotamiento de la reserva del petróleo.

Nota: como gas libre tenemos el gas liberado después de haber estado disuelto en el crudo, que puede formar u casquete de gas encima y en contacto con el aceite crudo (American Gas Asociation, 2021)..

## 2.2.4 PROCESAMIENTO DEL GAS NATURAL

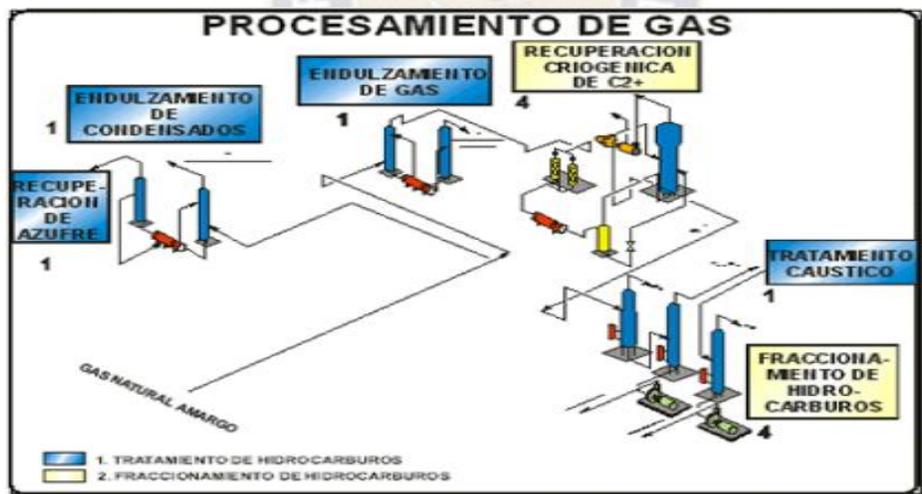
La eliminación de compuestos ácidos ( $H_2S$  y  $CO_2$ ) mediante el uso de tecnologías que se basan en sistemas de absorción utilizando un solvente selectivo. El gas alimentado se denomina “amargo”, el producto “gas dulce” y el proceso se conoce generalmente como “endulzamiento”.

La recuperación de etano e hidrocarburos licuables mediante procesos criogénicos (uso de bajas temperaturas para la generación de un líquido separable por destilación fraccionada) previo proceso de deshidratación para evitar la formación de sólidos.

Recuperación del azufre de los gases ácidos que se generan durante el proceso de endulzamiento.

Fraccionamiento de los hidrocarburos líquidos recuperados, obteniendo corrientes ricas en etano, propano, butanos y gasolina; en ocasiones también resulta conveniente separar el isobutano del n-butano para usos en específico (American Gas Association, 2021)..

Figura 2.4 Procesamiento del gas natural



Fuente: Seminario de Transportes de Hidrocarburos YPF 2020

## 2.2.5 VENTAJAS DEL GAS NATURAL

Comodidad: al ser una energía de suministro continuo esta siempre disponible en la cantidad y en el momento que se le necesite.

Limpieza: el gas natural es menos contaminante que los combustibles sólidos y líquidos. Es el más limpio de los combustibles gaseosos. No genera partículas sólidas en los gases de la combustión, no emite cenizas ni partículas sólidas a la atmósfera; genera una reducida emisión de óxidos de nitrógeno y monóxido de carbono e hidrocarburos reactivos, produce menos dióxido de carbono reduciendo así el efecto invernadero y contiene menor cantidad de impurezas de dióxido de azufre además de no generar humos.

Seguridad; el gas natural a diferencia de otros gases combustibles es más ligero que el aire por lo que de producirse alguna fuga se disipa rápidamente en la atmósfera. Únicamente se requiere tener buena ventilación (Mcgraw – Hill. 2002).

Economía; es la energía de suministro continuo más barata.

Incrementa la eficiencia de los procesos de generación de cogeneración de energía.

## 2.3 TRAZADO DEL GASODUCTO

### 2.3.1 DESCRIPCIÓN DEL RECORRIDO DEL GASODUCTO

El diseño del gasoducto Ecebol-Potosí tiene como área de estudio en el Departamento de Potosí donde el gasoducto será interconectado desde el gasoducto Sucre Potosí en la Progresiva Kp 96+000, paralelo a la línea principal en el loop hasta la localidad de Chiutara.

La empresa Ecebol-Potosí está en proceso de construcción en el departamento de Potosí a 15 Km de la ciudad de Potosí, para tal motivo requerirá suministro de gas natural para los próximos años de tal manera se requiere la construcción de un gasoducto lateral para entrar a operación que tendrá su tendido principal del gasoducto Sucre-Potosí y poder abastecer a la fábrica cementera que necesitara 11 mmpcd de gas natural esta información es dato de los operarios de la fábrica cementera.

El área de estudio se realizará en Bolivia en el departamento de Potosí.

El Gasoducto ira enterrado por motivos de seguridad a la población como para la integridad del ducto y seguirá la línea carretera manteniendo y aplicando normativa de via e brindando información a la ABC (Administradora Boliviana de Caminos) para localizar y registrar al ducto para que posteriormente no se vea afectado por algún proyecto carretero.

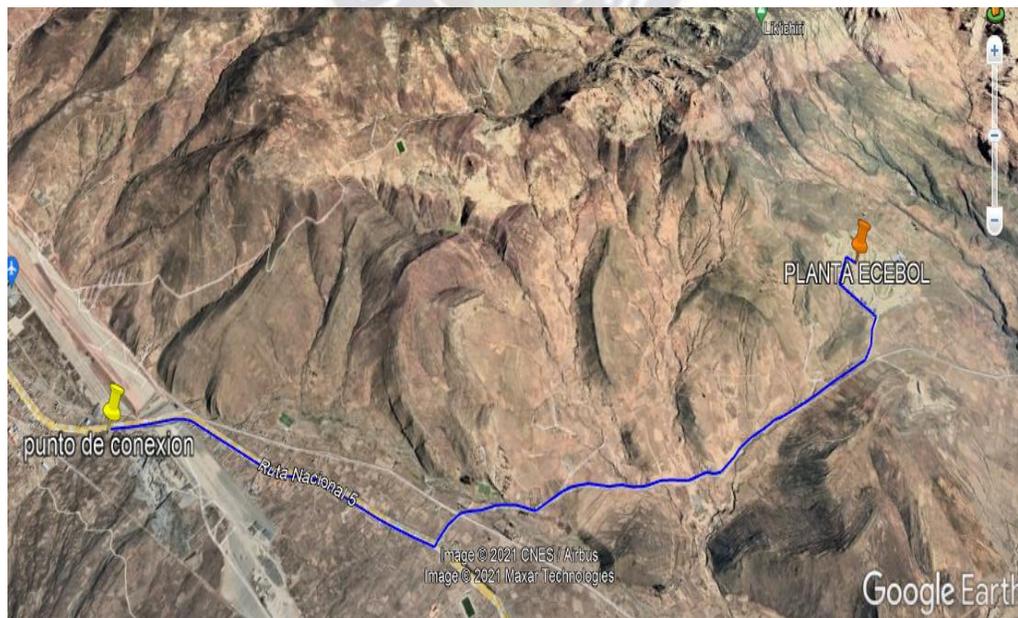
Figura 2.5 vista aérea karachipampa Ecebol-Potosí



Fuente: Google Eart Pro

La figura 2.5 nos detalla en vista aérea la estación de control de Karachipampa que está a 15 Km de la cementera Ecebol-Potosí y la figura 2.6 nos muestra la línea azul que representa el tendido del gasoducto Ecebol-Potosí.

Figura 2.6 trazado del gasoducto Ecebol-Potosí



Fuente: Google Eart Pro

El gasoducto de interconectará el Gasoducto Sucre-Potosí donde se realizará el mapeo y encontrar coordenadas del trazo del gasoducto

La figura nos detalla el trazado del gasoducto, la línea azul es el ducto que se localizará en ese sector que seguirá la carretera de ingreso a la planta cementera y que es el tramo mejor ubicado. A este gasoducto como se menciona anteriormente esta se derivo del ramal del loop que esta ingresando a Karachipampa.

### 2.3.2 CRITERIOS PARA DETERMINAR EL TENDIDO DEL GASODUCTO

El estudio del tramo del gasoducto Ecebol-Potosí se realizó considerando criterios detallados para la ubicación de la mejor ruta del gasoducto tomando en cuenta el índice poblacional, clasificación de localidades y con la ayuda del software Google Earth se desarrolló el perfil longitudinal donde observaremos mejores criterios para el diseño hidráulico del gasoducto.

### 2.2.3 DESCRIPCION DEL RECORRIDO

El gasoducto se encuentra en la interconexión con el gasoducto Sucre-Potosí en la progresiva Kp 96+000 paralelo en el loop ubicado en la zona norte del departamento de Potosí para luego dirigirse hasta Chiutara por la vía carretera hacia el norte donde se encuentra ubicada la planta de cementos Ecebol-Potosí, desde la interconexión hasta el kilómetro 3 no se encuentra habitantes y ningún tipo de construcción poblacional y el gasoducto pasara por un lado de la vía carretera pero haciendo una estadística poblacional de acá a 10 años está poblándose y considerar un factor de localización clase 3 en todo tramo del gasoducto ya que el último tramo es una zona totalmente des habitable no tendremos ningún tipo de riesgo ambiental ni daños a las personas o perjuicios de propiedad privada, y para el análisis hidráulico existe una pendiente negativa que será favorable en ganancia de energía.

#### 2.3.3. 1 PERFIL LONGITUDINAL

El perfil longitudinal es la variación de la elevación con la superficie del terreno mostrado a continuación del gasoducto Ecebol-Potosi, fue elaborado con la herramienta con inteligencia satelital Google Earth Pro en el sector boliviano en el departamento de Potosí, donde la figura muestra una pendiente negativa desde el punto de interconexión hasta la planta cementera de Ecebol.



### 2.3.3.2 LOCALIZACION DE LA RUTA

El análisis para determinar el tipo de localización para el posterior trazado de la ruta debe tomarse en cuenta de acuerdo a la norma internacional ASME B 31.8 en ese sentido debe considerarse aspectos como el índice de población y respectivamente la norma nos da su clase de localización del tramo del gasoducto.

#### 2.3.3.2.1 INDICE POBLACIONAL

Existen dos parámetros estadísticos que indican la densidad de población en un área determinada circundante al gasoducto:

##### INDICE DE POBLACION A UNA MILLA

Es el número de construcciones habitadas en un área comprendida entre media milla a ambos lados de la cañería a lo largo de una milla de la misma.

##### INDICE DE POBLACION DE LA MILLA A DIEZ MILLAS

El índice poblacional a diez millas es determinado de la suma de los 10 valores obtenidos de los índices poblacionales de una milla, si alguno de estos fuese igual o mayor a 20, será incluido en la suma como de 20, dividir la suma obtenida entre 10.

#### 2.3.3.2.2 CLASIFICACION DE LA RUTA

##### CLASE 1

Incluye terrenos baldíos, desiertos, montañas, tierras de pastoreo y combinación de estas, teniendo en cuenta que el índice de densidad poblacional a 10 millas sea menor a 12 y el índice de densidad de población a 1 milla menor o igual a 20.

##### CLASE 2

Incluye áreas con grado de desarrollo intermedio entre las clases 1 y 3. Bordea áreas alrededor de ciudades 6 urbanizaciones donde el índice de densidad de población a 10 millas es mayor a 12 y el índice de densidad de población a 1 milla mayor a 20.

##### CLASE 3

Incluye áreas residenciales o comerciales con construcciones de 3 0 menos plantas.

## CLASE 4

Comprende áreas donde prevalecen construcciones de más de 4 pisos, donde el tráfico vehicular y peatonal es denso y allí donde puede existir numerosas utilidades en subsuelo.

Depende del tipo de construcción que se toma en cuenta en el derecho de vía

CLASE DE LOCALIZACION	VIVIENDAS	F
CLASE 1	0 a 10	0,72
CLASE 2	11 a 45	0,6
CLASE 3	>46	0,5
CLASE 4	Edificios, supermercados, etc.	0,4

Tabla 2. 3 Clase de localización

Fuente: ASME B 31.8

## 2.4 ANALISIS HIDRAULICO DEL GASODUCTO

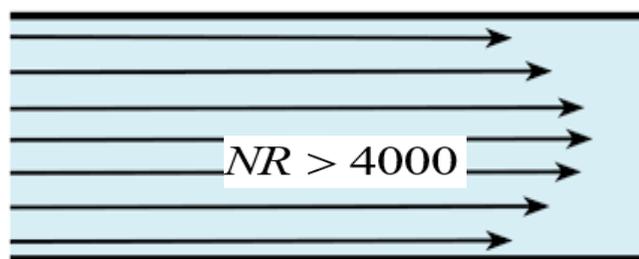
### 2.4.1 REGIMENES DE FLUJO

Para el análisis hidráulico debe considerarse los regímenes de flujo para un fluido compresible en nuestro caso del gas natural, entre estos tenemos: Flujo laminar, transicional y turbulento (Antonio Barbato, 1998).

#### 2.4.1.1 FLUJO LAMINAR

El fluido se mueve en laminas paralelas y la velocidad es aproximadamente constante.

Figura 2.8 Régimen laminar



Fuente: Mecánica de Fluidos Ing. Lenin Reyes D.

$Re < 2000$

velocidad 'baja'

Las partículas fluidas se mueven en línea recta.

Las capas de agua fluyen unas sobre otras a diferentes velocidades sin prácticamente mezclarse entre capas.

El perfil de velocidad de flujo para flujo laminar en tuberías circulares es de forma parabólica, con un flujo máximo en el centro de la tubería y un flujo mínimo en las paredes de la tubería.

La velocidad de flujo promedio es aproximadamente la mitad de la velocidad máxima.

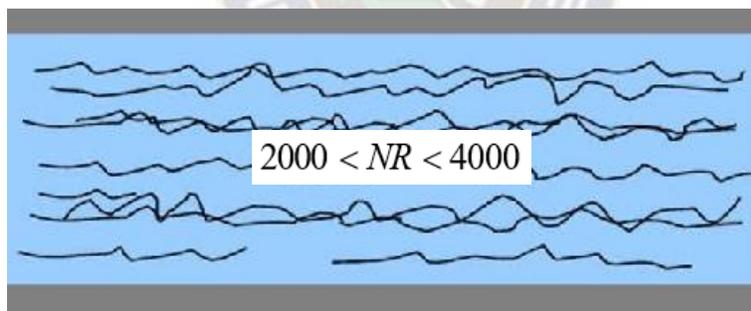
El análisis matemático simple es posible.

Raras en la práctica en sistemas de agua.

#### 2.4.1.2 FLUJO TRANSICIONAL O CRITICO

Transición entre laminar y/o turbulento, puede adoptar ambos regímenes.

Figura 2.9 Régimen Critico



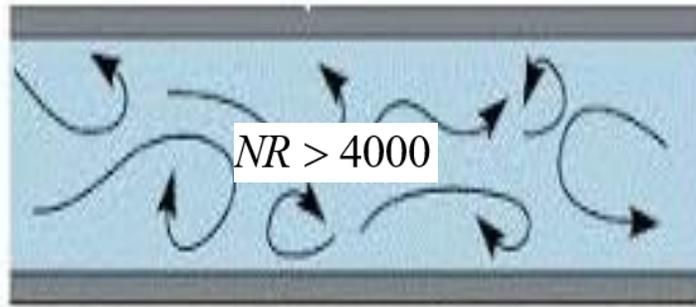
Fuente: Mecánica de Fluidos Ing. Lenin Reyes D.

#### 2.4.1.3 FLUJO TURBULENTO

Las trayectorias de las partículas se cruzan y entre cruzan continuamente sin guardar ningún orden.

En el transporte de hidrocarburos en base al gas se presenta este tipo de flujo con un número de Reynolds muy elevado y es muy importante analizar este tipo de flujo

Figura 2.10 Régimen turbulento



Fuente: Mecánica de Fluidos Ing. Lenin Reyes D.

$Re > 4000$

alta velocidad

El flujo se caracteriza por el movimiento irregular de partículas del fluido.

El movimiento promedio está en la dirección del flujo

El perfil de velocidad de flujo para flujo turbulento es bastante plano a través de la sección central de una tubería y cae rápidamente extremadamente cerca de las paredes.

La velocidad de flujo promedio es aproximadamente igual a la velocidad en el centro de la tubería.

El análisis matemático es muy difícil.

El tipo de flujo más común.

#### 2.4.2 NUMERO DE REYNOLDS

Osborn Reynolds en 1883, demostró la existencia de dos distintos regímenes de flujo el laminar y turbulento. El número de Reynolds es la relación de fuerzas de inercia a fuerzas viscosas y es un parámetro conveniente para predecir si una condición de flujo será laminar o turbulento. Se puede interpretar que cuando las fuerzas viscosas son dominantes (flujo lento, baja  $Re$ ) son suficientes para mantener todas las partículas de fluido en línea, entonces el flujo es laminar. Incluso  $Re$  muy bajo indica movimiento de arrastre viscoso, donde los efectos de inercia son insignificantes.

Cuando las fuerzas de inercia dominan sobre las fuerzas viscosas (cuando el fluido fluye más rápido y  $Re$  es más grande), el flujo es turbulento (Antonio Barbato, 1998).

### Ecuación 2.1

$$Re = \frac{\rho \cdot D \cdot v}{\mu}$$

$$Re = \frac{D \times v}{U}$$

#### Donde:

$\rho$ = Densidad [ $\text{kg/m}^3$ ]

$D$ = Diametro [m]

$v$ = Velocidad [m/s]

$\mu$ = Viscosidad dinámica [Pa/s]

$U$ = Viscosidad cinemática [ $\text{m}^2/\text{s}$ ]

### 2.4.3 FACTOR DE FRICCION

El factor de fricción de Darcy es una cantidad adimensional utilizada en la ecuación de Darcy-Weisbach, para la descripción de pérdidas por fricción en tuberías o conductos, así como para el flujo de canal abierto. Esto también se llama factor de fricción de Darcy-Weisbach, coeficiente de resistencia o simplemente factor de fricción. Se ha determinado que el factor de fricción depende del número de Reynolds para el flujo y el grado de rugosidad de la superficie interna de la tubería (Antonio Barbato, 1998).

#### FACTOR DE FRICCION PARA FLUJO LAMINAR

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

El factor de fricción es la resistencia flujo-tubería

Donde:

f= factor de fricción

re= número de Reynolds, adimensional

FACTOR DE FRICCIÓN PARA UN FLUJO TURBULENTO

### Ecuación 2.2

$$f = \frac{0.25}{\left[ \log \left( \frac{\varepsilon}{3.7 \cdot D} + \frac{5.74}{(Re)^{0.9}} \right) \right]^2}$$
$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left( \frac{\varepsilon_a}{3.7 \cdot D} + \frac{2.51}{R \cdot \sqrt{f}} \right)$$

Donde:

$\varepsilon$ = Rugosidad absoluta de la tubería [m]

### 2.4.4 ECUACION DE FLUJO DE GAS

Fue desarrollada mediante una hipótesis de flujo isotérmico por los señores Johnson y Berwald de la dirección de minas de los Estados Unidos (USBM) presentaron el modelo de la ecuación de flujo de gas en 1935. Y se validó 1956 por personal de la (USBM).

La ecuación general de flujo y su derivación están basados en principios de flujo de fluidos y balance de energía y su expresión es la siguiente (American Gas Association, 2021).

### Ecuación 2.3

$$Q = 38,774 \cdot \frac{T_b}{P_b} \cdot F \cdot E \left[ \frac{P_1^2 - P_2^2 - 0,0375 \cdot \left( \frac{GE \cdot P_m^2}{Z \cdot T_f} \right) \cdot (H_2 - H_1)}{GE \cdot L \cdot Z \cdot T_f} \right]^{0.5} \cdot d^{2.5}$$

Donde:

Q= [Pies<sup>3</sup> /dia]      Flujo de gas natural a condiciones de base

Pb= [PSI]      Presión de base

Tb= [R]	Temperatura de base
F= [Adimensional]	Factor de transmisión
P1= [PSI]a	Presión de entrega o entrada
P2= [PSI]a	Presión de recepción o salida
GE= [Adimensional]	Gravedad específica del gas natural
L= [millas]	Longitud del ducto
Z= [Adimensional]	Factor de compresibilidad del gas natural
Tf= [R]	Temperatura de flujo del gas natural
Pm= [PSI]a	Presión promedio del ducto
H2= [Ft]	Cota o altura de elevación final
H1= [Ft]	Cota o altura de elevación inicial
d= [Plg]	Diámetro interno del ducto
E= [Adimensional]	Factor de eficiencia expresado en tanto por 1

A partir de la ecuación general se obtuvo muchas más ecuaciones de flujo de gas natural con el propósito de desarrollar mejores resultados dependiendo de la distancia del ducto y las presiones que estas pueden soportar entre estas tenemos:

#### 2.4.4.1 ECUACION DE WEYMOUTH

Usada para presiones altas, altos flujos de gas y diámetros grandes en el sistema hasta 12 pulgadas.

#### **Ecuación 2.4**

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 11,16 \cdot D^{2,667}$$

$$Q = 433.488 \cdot \frac{T_b}{P_b} \cdot \left[ \frac{P_1^2 - P_2^2 - E}{GE \cdot L \cdot T \cdot Z} \right]^{0.5} \cdot D^{2.667}$$

#### 2.4.4.2 ECUACION DE PANHADLE A (PARCIALMENTE TURBULENTO)

##### Ecuación 2.5

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 6,9R_e^{0.07305}$$
$$Q = 435,9 \left(\frac{T_b}{p_b}\right)^{1,0788} \cdot \left[\frac{P_1^2 - P_2^2 - E}{GE^{0,8539} \cdot L \cdot T \cdot Z}\right]^{0,5394} \cdot D^{22,6182}$$

#### 2.4.4.3 ECUACION DE PANHADLE B (TOTALMENTE TURBULENTO)

Es una ecuación modificada de la ecuación de Panhadle A

Usada para diámetros grandes de tubería, alta presión en las líneas (American Gas Association, 2021).

##### Ecuación 2.6

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 16,5R_e^{0,01961}$$
$$Q = 737 \left(\frac{T_b}{P_b}\right)^{1,020} \cdot \left[\frac{P_1^2 - P_2^2 - E}{GE^{0,961} \cdot L \cdot T \cdot Z}\right]^{0,51} \cdot D^{2,53}$$

#### 2.4.4.4 ECUACION DE AGA

Usada para diámetros grandes de tubería, alta presión en las líneas, usada para el análisis hidráulico porque esta ecuación tiene más parámetro de flujo que controlar (American Gas Association, 2021).

##### Ecuación 2.7

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 4 \log \left(\frac{3,7D}{\varepsilon}\right)$$

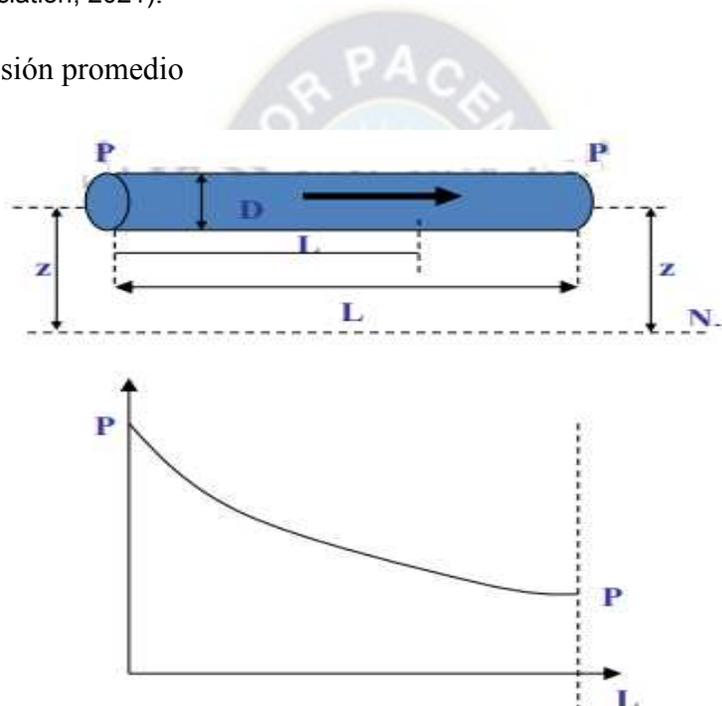
A continuación, se detalla la ecuación de flujo de AGA

$$Q = 38,77 \cdot \frac{T_b}{P_b} \cdot \left[ \frac{P_1^2 - P_2^2 - E}{GE \cdot L \cdot T \cdot Z} \right]^{0,5} \cdot 4 \log \left( \frac{3,7D}{\varepsilon} \right) \cdot D^{2,5}$$

### 2.4.5 PRESION PROMEDIO

La presión promedio es aquella presión a la cual opera el ducto a lo largo de su tramo esta es función de la presión de recepción y de la presión de entrega que son la presión al inicio del ducto y la presión final con la que llega el gas al final del tramo y está dada por la siguiente ecuación (American Gas Asociation, 2021).

Figura 2.11 Presión promedio



### Ecuación 2.8

$$P_m = \frac{2}{3} \left( P_1 + P_2 - \frac{P_1 \cdot P_2}{P_1 + P_2} \right) - P_b$$

Donde:

\$P\_1\$= [PSI]a Presión de entrega o entrada

\$P\_2\$= [PSI]a Presión de recepción o salida

\$P\_m\$= [PSI]g Presión promedio del ducto

## 2.4.6 TEMPERATURA PROMEDIO

### Ecuación 2.9

$$\bar{T} = \frac{T_1 + T_2}{\ln\left(\frac{T_1}{T_2}\right)}$$

Donde:

T1= Temperatura de recepción [R]

T2 = Temperatura de entrega [R]

## 2.4.7 FACTOR DE COMPRESIBILIDAD

### Ecuación 2.10

$$z = \frac{1}{1 + \frac{344400 \cdot P_m \cdot 10^{1,785 \cdot GE}}{T_f^{3,825}}}$$

Donde:

Z= Factor de compresibilidad [Adimensional]

Pm= Presión promedio del gas natural [PSI]g

Tf= Temperatura de flujo del gas natural [R]

## 2.4.8 FACTOR DE TRANSMISION

Se define como:

Cuanto volumen será posible Transportar en este caso en el gasoducto, está en función del factor de la raíz cuadrada del factor de fricción.

### Ecuación 2.11

$$F = \frac{2}{\sqrt{f}}$$

Donde:

F= Factor de fricción

f= factor de transmisión

ECUACION DE COLEBROOK MODIFICADO

**Ecuación 2.12**

$$F = -4 \log \left( \frac{\varepsilon}{3,7 \cdot d} + \frac{1,413 \cdot F}{NR} \right)$$

Donde:

$\varepsilon$  =Rugosidad absoluta del ducto[plg]

d = Diámetro interno del ducto [plg]

F= Factor de transmisión [Adimensional]

NR= Numero de Reynolds [Adimensional]

2.4.9 NUMERO DE REYNOLDS

**Ecuación 2.13**

$$NR = 0,0004778 \cdot \frac{P_b}{T_b} \cdot \frac{GE \cdot Q}{\mu \cdot d}$$

Donde:

$\mu$ = Viscosidad dinámica del gas [Lb/Ft-s]

2.4.10 RUGOSIDAD DE LA TUBERIA

Se define como:

**Ecuación 2.14**

$$\varepsilon_r = \frac{\varepsilon_a}{D}$$

Desgaste de la rugosidad al paso del tiempo

### Ecuación 2.15

$$\varepsilon = \varepsilon_0 + a * t$$

Donde:

a= índice de aumento de rugosidad [m/años]

$\varepsilon$ = rugosidad en t años [m]

$\varepsilon_0$ = rugosidad inicial [m]

t= tiempo [años]

## 2.4.11 SELECCIÓN DEL MATERIAL DE LA TUBERIA

### 2.4.11.1 ECUACION DE BARLOW

#### Ecuación 2.16

$$P = \frac{2 \cdot S \cdot t}{OD} \cdot F \cdot E \cdot T$$

$$t = \frac{P \cdot OD}{2 \cdot S \cdot F \cdot E \cdot T}$$

Donde:

P= Presión interna de diseño del ducto [PSI]g

S= Tensión de fluencia mínima [PSI]g

t= Espesor real de la tubería (leída en tablas) [plg]

OD= Diámetro externo de la tubería (leída en tablas) [plg]

F= Factor de diseño

E= Factor de junta longitudinal

T= Factor de temperatura

El dimensionamiento del espesor de la tubería considera el efecto de la presión interna y efecto asociado a la corrosión.

El espesor requerido  $t_r$  está dada por la ecuación

$$t_r = t_p + t_c + t_f$$

Donde:

$t_p$ =espesor de pared por presión interna

$t_c$ =espesor por corrosión

$t_f$ =espesor por error de fabricación

el espesor elegido “ $t$ ” debe ser normalizado según el código API5L y debe ser mayor o igual a  $t_r$

#### 2.4.12 FACTOR DE EFICIENCIA

TIEMPO DE USO	E%
Nueva	100
10 años	95
20 años	92
>20 años	85

Tabla 2.4 Factor de eficiencia

Fuente: ASME b 31.8

Normalmente a la hora de resolver ejercicios con DUCTOS TRONCALES o DUCTOS DE YPFB TRANSPORTES, el valor de la eficiencia puede ser 0,95, ya que este se encuentra en operación en un tiempo no mayor a 10 años.

#### 2.4.13 FACTOR DE TEMPERATURA “F”

TEMPERATURA °F	FACTOR DE DISMINUCION DE TEMPERATURA
<250	1
300	0,967
350	0,933
400	0,900

Tabla 2.5 Factor de temperatura

Fuente: ASME B 31.8

Normalmente el valor de  $T=1$ , esto debido a que la temperatura de flujo por lo general es menor 250 [°F].

#### 2.4.14 FACTOR DE JUNTA LONGITUDINAL “E”

<u>Especif. No.</u>	<u>Clase de Tubería</u>	<u>Factor E</u>
ASTM A 53	Sin costura	1.00
	Soldado por Resistencia Eléctrica	1.00
	Soldada a Tope en Horno: Soldadura continua	0.60
ASTM A 106	Sin costura	1.00
ASTM A 134	Soldadura por Electro Fusión con Arco	0.80
ASTM A 135	Soldado por Resistencia Eléctrica	1.00
ASTM A 139	Soldado por Electro Fusión	0.80
ASTM A 211	Tubería de Acero Soldad en Espiral	0.80
ASTM A 333	Sin costura	1.00
	Soldada por Resistencia Eléctrica	1.00
ASTM A 381	Soldadura por Arco Doble Sumergido	1.00
ASTM A 671	Soldado por Electro Fusión	
	Clases 13, 23, 33, 43, 53	0.80
	Clases 12, 22, 32, 42, 52	1.00
ASTM A 672	Soldado por Electro Fusión	
	Clases 13, 23, 33, 43, 53	0.80
	Clases 12, 22, 32, 42, 52	1.00
API 5L	Sin costura	1.00
	Soldado por Resistencia Eléctrica	1.00
	Soldado por Electro Fulguración	1.00
	Soldado por Arco Sumergido	1.00
	Soldado a Tope en Horno	0.60

Tabla 2.6 Factor de junta longitudinal

Fuente: ASME B 31.8

## CAPITULO 3

### DISEÑO, CONSTRUCCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS

#### 3.1 REQUISITOS PARA PERMISO DE CONSTRUCCIÓN

##### 3.1.1 PROGRAMA DE CONSTRUCCIÓN

Es importante contar con un buen programa para determinar con precisión los tiempos convenientes para cada etapa (cronograma), pues se deben minimizar los plazos en tareas sensibles como ejemplo zanjas abiertas, tendido previo de la tubería, etc., se debe tratar de no interferir con otras actividades y prever los tiempos más propicios respecto al clima. Esta planificación permite contar con los recursos (humanos, de equipos, materiales, contratos, etc.) en tiempo y forma, lo que asegura continuidad, evitando tiempos muertos que pueden construir una perturbación adicional. La construcción del sistema de transporte de gas y líquidos requiere la previa adquisición del derecho de vía de los terrenos sobre los cuales se construirán las variantes y de la obtención de todos los permisos necesarios que permitan ejecutar la obra de acuerdo a la legislación. Los procedimientos para la adquisición y dimensionamiento de derecho de vía conforme a la normatividad establecida se presentan a continuación:

- o De 4" a 8" de diámetro -10 metros.
- o De 10" a 18" de diámetro -13 metros.
- o De 20" a 36" de diámetro -15 metros.
- o De 42" a de diámetro a mayores -25 metros.

El paso inicial en la preparación del derecho de vía para la construcción es la prospección. Un equipo de prospección marcará cuidadosamente con estacas los límites externos del derecho de vía, la localización central de los ductos, las elevaciones, cruces de caminos, arroyos y ríos, y los espacios temporales de trabajo. Como por ejemplo las áreas de asentamiento, áreas de cruces de los ríos y campamentos. En esta actividad, se deberán tener un conocimiento pleno de la sensibilidad del área al trazar el derecho de tendido de ductos y determinar la forma de salvar las pendientes pronunciadas sin perder la calidad del suelo, que permita la revegetación de la zona, evitando futuras erosiones.

El proceso de desmonte del personal de tendido de ductos depende del tipo de suelo, de la topografía, del uso del terreno, tipo de vegetación, máquinas a utilizar, etc. Esta tarea es la primera agresión real al medio y una de las que causan mayor perturbación de la superficie. La tarea comprende, entre otros pasos los siguientes:

Remoción de la capa vegetal; lo que puede producir problemas de erosión de la superficie, especialmente en pendientes pronunciadas. En aquellos casos en que no sea necesario el retiro de la capa vegetal se deberá trabajar sobre ella ya que mejora la futura revegetación.

Talado de árboles; este es un aspecto importante al atravesar una zona boscosa ya que se deberá tener un respeto especial por los ejemplares de gran tamaño o aquellos cuya especie se encuentre en peligro de extinción.

Este recurso deberá manejarse con criterio conservador y comercial a la vez, por lo que se deberá efectuar cortes en largos normalizados y obtener un aprovechamiento económico de los mismos, así como disponer correctamente los despuntes, que pueden ser aprovechados como colchón sobre pendientes con falta de vegetación, etc (American Gas Association, 2021).

## 3.2 PROCESO DE CONSTRUCCIÓN

### 3.2.1 APERTURA DE DERECHO DE VIA

Consiste en aclarar una ruta de aproximadamente 25 metros de ancho a ambos lados del trazo del ducto, para después intervenir los tractores para nivelar el terreno y así preparar el camino para las operaciones de construcción del ducto (American Gas Association, 2021).

- a) Trazo preliminar del Derecho de Vía. Retraso y verificación de su caso.
- b) Documentación legalizada de la franja que constituye el DDV.
- c) Dimensionar el Derecho de Vía conforme a la normatividad establecida.

Que cuando exista la necesidad de construir derechos de vía nuevos, esta acción se realice ensanchando los ya existentes, a fin de no afectar áreas adicionales. Igualmente, con carácter previo a la construcción de nuevas rutas de acceso, deberán usarse los caminos anteriormente construidos (DS. 24335).

Diámetro (pulgadas)	Derecho de Vía (metro)
4 a 8	10
10-18	13
20-36	15
42 o mayores	25

Tabla 3.1 Relación ID y derecho de vía

Fuente: ASME b 31.8

Construcción de terracerías

o Conformación del ancho de la franja.

o Áreas de almacenamiento de tuberías y materiales.

o Caminos de accesos hacia carreteras principales, vías férreas, fluviales.

### 3.2.2 NIVELACION DE TERRENO

La nivelación del terreno permite proveer un área de trabajo lisa y pareja con cambios de dirección suaves, que eviten doblar sus tuberías más allá de sus especificaciones.

Figura 3.1-3.2 Nivelación del terreno



Fuente: Seminario de Transportes de Hidrocarburos YPF 2020

Para lograr estas características del terreno es necesario desbastar áreas y rellenar otras para obtener un nivel uniforme en la tubería (American Gas Association, 2021).

### 3.2.3 EXCAVACION

En esta operación, se requieren como primera medida, la elección del equipo de zanja (pala, retroexcavadora, zanja de rueda, etc.) el suelo debe ser extraído con el equipo antes señalando.

La apertura de la zanja debe hacerse en tiempo y forma ya que influye en el pasaje de animales, vehículos y personas, por lo tanto, debería estudiarse el tránsito en el área.

La profundidad debe ser de acuerdo al tipo de terreno, por donde cruce de tal forma que quede una capa de tierra sobre la tubería de mínimo 60 cm, en el terreno desértico de aproximadamente 1.25 m, el ancho de la zanja debe ser como mínimo de 30 cm, más que el diámetro exterior de la tubería. Se debe colocar un colchón de aproximadamente 10 cm de arena para evitar abolladuras y desperfectos en la tubería (American Gas Association, 2021).

Figura 3.3 Excavación del terreno



Fuente: Seminario de Transportes de Hidrocarburos YPF 2020

Una mala canalización plantearía un sistema de trampa para los animales, y dificultaría el traslado del ganado en establecimientos agropecuarios etc.

Por otra parte, existe en esta operación acciones particulares que deben estudiarse en forma especial como por ejemplo el cruce de caminos, vías férreas, cursos de agua etc.

Otro aspecto que debe tenerse en cuenta, son los tiempos máximos de permanencia de zanjas abiertas (la norma señalada que no debe ser mayor de 20 días) (American Gas Association, 2021).

### 3.2.4 TRANSPORTE, MANEJO Y TENDIDO DE LA TUBERÍA DE LA ZONA TERRESTRE

Es imprescindible ordenar la tubería con gran antelación para que se pueda recibir en diversos puntos a lo largo del ducto varios meses antes de iniciarse los trabajos. En esta operación, la tubería se descarga cuidadosamente de los camiones para evitar daños y es colocada extremo con extremo a lo largo de la zanja. Algunos tubos pueden haber sido doblados en las fábricas de acuerdo con las especificaciones establecidas en los contratos y algunos tubos deberán doblarse sobre el terreno conforme se requiera, esto se hace con una máquina dobladora especial.

- El tendido de los tubos consiste en la carga en los centros de distribución; el transporte, la descarga y el acomodo de los tubos a lo largo del Derecho de Vía, paralelos a la zanja del lado de tránsito del equipo.

- Para el transporte, manejo y almacenamiento de la tubería, válvulas, conexiones y demás materiales para la obra deberá tenerse el máximo cuidado a fin de evitarles daños.

- Para el transporte de la tubería por ferrocarril o vehículos marinos, se debe cumplir con lo establecido en los Códigos y Normas respectivas.

- Cuando la tubería sea recubierta en plata, se debe tomar las precauciones adecuadas para evitar daños al descubrimiento durante el transporte y maniobras para colocar sobre el derecho de vía.

- Cuando existan daños a la tubería y a los componentes, estos deberán ser reparados o sustituidos de acuerdo a las normas vigentes (American Gas Association, 2021).

Para la limpieza y restauración del lugar, la responsable debe:

- a) Reacondicionar todo terreno en el derecho de vía a fin de restablecer sus propiedades y posterior uso.

- b) Restablecer el derecho de vía con una cubierta vegetal a tiempo de proceder a la nivelación del terreno.

- c) Restaurar todos los drenajes superficiales a su condición original o equivalente.

Figura 3.4 Tendido de la tubería en el terreno



Fuente: Seminario de Transportes de Hidrocarburos YPF 2020

### 3.2.5 RUTA Y SEÑALAMIENTO

La ruta para las tuberías submarinas, se determinan eligiendo la trayectoria más directa o, en base a estudios geofísicos, geotécnicos y oceanográficos.

Estudios geofísicos en los corredores propuestos, indicando la topografía del fondo para detectar características geológicas significativas, deslizamiento de lodos, fallas, afloramientos rocosos o de coral, áreas de socavación, o topografía irregular.

Estudios geotécnicos que proporcionen información sobre las características físicas y mecánicas del suelo y subsuelo, a través de un muestreo superficial con pruebas de laboratorio.

Estudios oceanográficos que proporcionen información en base a datos estadísticos, campañas de medición o modelos de predicción, información sobre las condiciones de oleaje, corrientes, mareas y vientos en el área de interés (American Gas Association, 2021).

ALINEAMIENTO DE LA TUBERÍA. - De acuerdo a la ruta especificada en los planos:

- Estaciones con coordenadas del cadenamiento, batimetría, localización
- Características de las curvas horizontales propuestas.
- Localización de cruzamientos con tuberías, cables u otros objetos
- Localización del muestreo con profundidades y características del suelo

- Localización de puntos de conexión con curvas de expansión, con ductos ascendentes y del tramo de aproximación a la costa, etc.

### 3.2.6 OPERACIONES DEL TENDIDIO DE TUBERÍA

Las embarcaciones pueden ser por autopropulsión o sin ella, mientras tienden tubería el avance debe de ser muy controlado; en ambos casos se mueven por medio de sus 8 anclas, alargando las de proa y acortando las de popa hasta agotar las posibilidades en cuanto a longitud del cable de las anclas.

Antes de que esto suceda, un remolcador con equipo de radio posicionamiento (Sistema Norte) que trabaja por triangulación mediante estaciones remotas colocadas en diferentes puntos del área de plataformas, se encarga de ir cambiando de posición as anclas, de manera que no se detenga el tendido sin afectar a las líneas existentes en el fondo marino (American Gas Association, 2021).

### 3.2.7 TENDIDO DE TUBERÍA CON BARCAZA CONVENCIONAL

Para el levantamiento topográfico del derecho de vía, la responsable debe:

a) Asegurar que el personal asignado a las labores de topografía realice su trabajo marcando y delimitando los lugares definidos que son de interés arqueológico y cultural, para evitar daños a estos recursos.

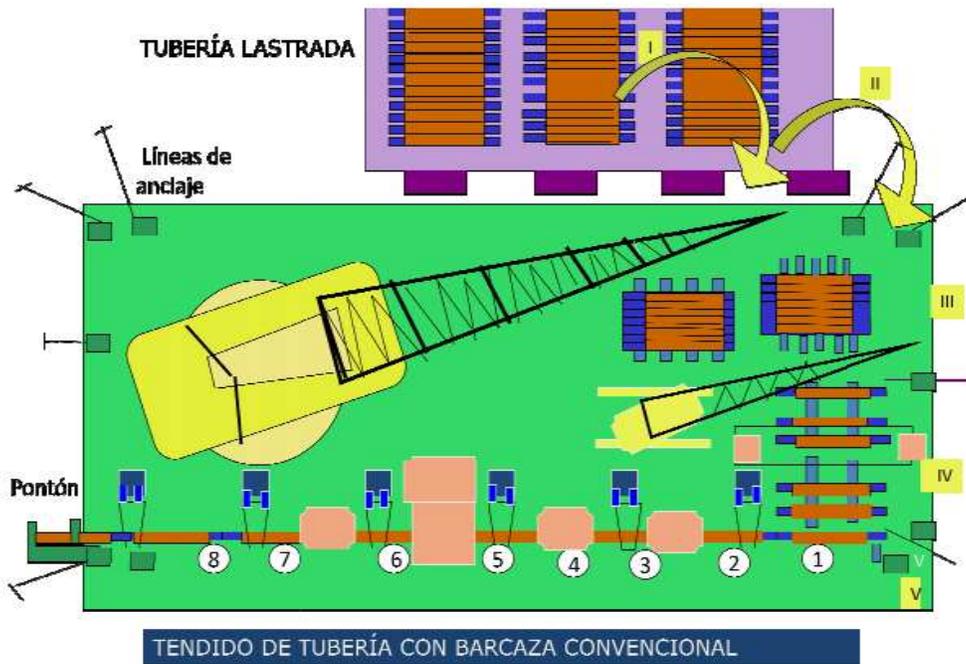
b) Establecer un ancho para el derecho de vía que contemple las dimensiones mínimas permitidas establecidas en el anexo No 5 del presente Reglamento.

c) Marcar los límites laterales del derecho de vía con estacas y banderolas. Esta acción debe continuar durante toda la fase de construcción.

#### Maniobras

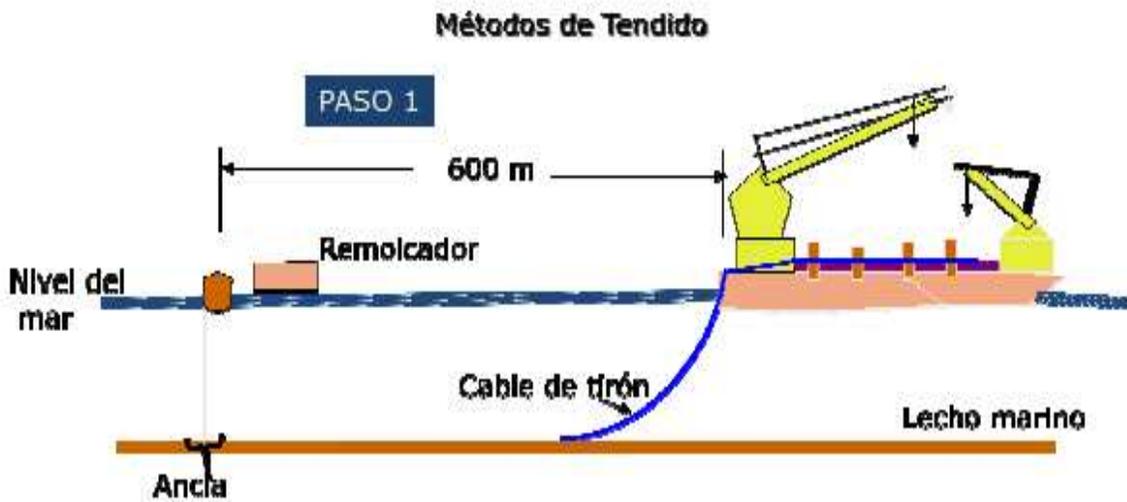
1. Descarga de tubería
2. Movimiento sobre Chalan
3. Depósito de tubería
4. Movimiento a estación de biselado
5. Movimiento a estación de lineado

Figura 3.5 Tendido de tubería con barcaza convencional



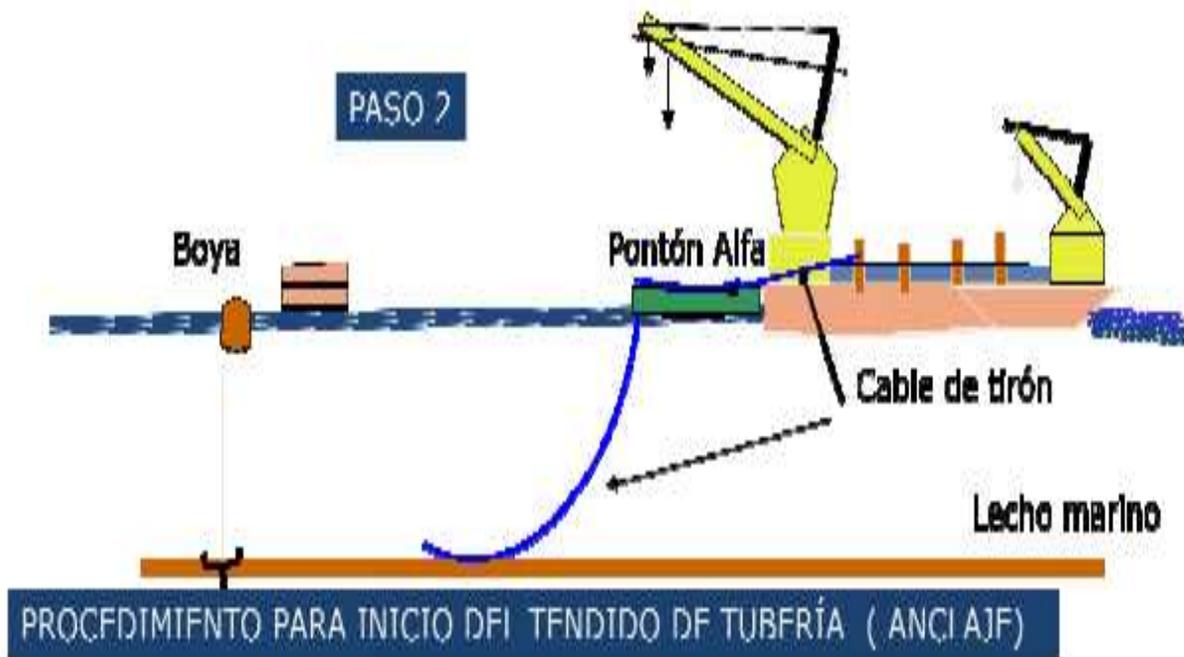
Fuente: Seminario de Transporte de Hidrocarburos YPF 2020

Figura 3.6 Método de Tendido paso 1



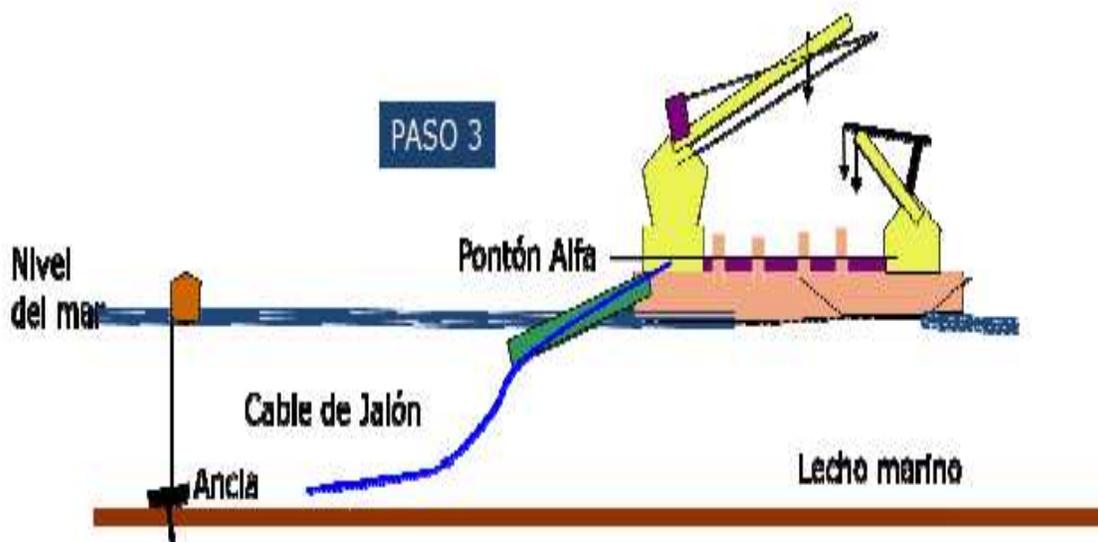
Fuente: Seminario de Transporte de Hidrocarburos YPF 2020

Figura 3.7 Método de Tendido paso 2



Fuente: Seminario de Transporte de Hidrocarburos YPF 2020

Figura 3.8 Método de Tendido paso 3



Fuente: Seminario de Transporte de Hidrocarburos YPF 2020

### 3.2.8 ALINEACION

Se alinea y coloca la tubería sobre calzas. En esta labor, la habilidad de los operadores de grúas es muy importante, pues debe subir y bajar largas secciones de tubería con gran precisión. Además, todos los participantes deben de estar alerta, ya que cualquier error puede ser fatal (J. Paul Tullis, 2005).

- Limpieza de los tubos: antes de proceder a soldar los tramos de tubería, deberán inspeccionarse.

- Alineado de los tubos: antes de alinear los tramos a soldar, deberán nuevamente inspeccionarse, removiendo todas las sustancias extrañas de los biseles.

- Los tubos se alinearán, si estos son de costura longitudinal, traslapando su costura longitudinal, dentro de un ángulo de 300 a cada lado del eje vertical.

- El biselado deberá efectuarse solamente mediante máquinas biseladora, no deberá efectuarse a mano.

- El espacio entre biseles de dos tramos para soldar debe ser de aproximadamente 1/16". Para fijar los extremos del tubo y poder iniciar la soldadura debe usarse un alineador exterior en diámetros hasta de 6", en diámetros mayores debe ser alineador interior y deberán removerse solamente al terminar al 100% el fondeo. La tubería se coloca sobre apoyo dejando un claro de 0 cm mínimo entre la pared baja del tubo y el terreno a fin de tener espacio para efectuar la soldadura.

Si la tubería ya está protegida los apoyos deben estar acolchonados a fin de evitar dañar el recubrimiento (J. Paul Tullis, 2005)

### 3.2.9 SOLDADURA

Es el núcleo de cualquier trabajo de construcción de ductos. Comprende la labor de fondeo realizada por los mejores soldadores que han sido sometidos a pruebas muy exigentes. El fondeador debe ser muy cuidadoso porque si las uniones de las tuberías no son sólidas, todo lo demás que se añade posteriormente será inútil.

Después del fondeo viene el "paso caliente" y el relleno realizado por equipos de soldadores de la "línea de fuego". Los inspectores de soldaduras analizarán cada centímetro tanto visualmente

como con la ayuda de un aparato de rayos X, suponiendo que la tubería, las válvulas y otros accesorios del ducto sean de la calidad adecuada, la eficiencia de todo el sistema dependerá del nivel de calidad que se consiga en las soldaduras.

Si se descubre una mala soldadura esta se corta y se suelda, porque la línea debe probarse más allá de las presiones ordinarias de trabajo; esta es la demostración del trabajo realizado. El soldador debe compensar con éxito las imperfecciones de la alineación, el bisel, la redondez del tubo, etc (Soldexa, 2021).

### 3.2.10 TRABAJOS DE SOLDADURA

- Preparación de biseles.
- Soldadura de arco eléctrico protegido con electrodo recubierto. Trabajos de campo.
- Soldadura de arco y metal protegido con atmosfera de gas.
- Soldadura de arco sumergido. trabajo en taller de recipientes de alta presión.
- Cordones de soldadura.
  - o Fondeo.
  - o Vaso caliente.
  - o Cordones de relleno.
  - o Cordones de vista acabado.
- Inspección radiográfica de la soldadura.

Consideraciones:

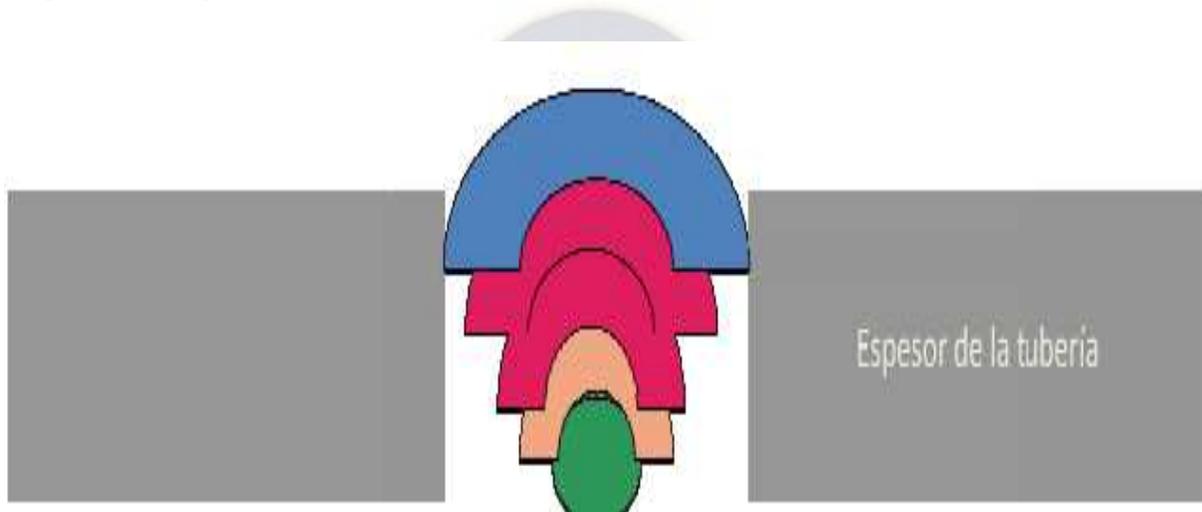
- Se utilizan los siguientes procedimientos:

o Soldadura de arco metálico protegido, soldadura de arco sumergido, soldadura de arco con electrodo de tungsteno protegido con gas, Soldadura de arco metálico protegido con gas o bien por el proceso de soldadura de oxiacetileno.

- Las técnicas pueden ser manuales, semiautomáticas o automáticas. Los equipos de soldadura deben ser del tamaño y características adecuadas a fin de garantizar una soldadura uniforme y aceptable.

- El material usado como metal o electrodo de aporte debe ser conforme a las especificaciones, AWS. Deben ser almacenados y manejados evitando que dañen y además deben ser protegidos contra la humedad (Soldexa, 2021).

Figura 3.9 Diagrama de cordones de soldadura



Fuente: Seminario de Transporte de Hidrocarburos YPF 2020

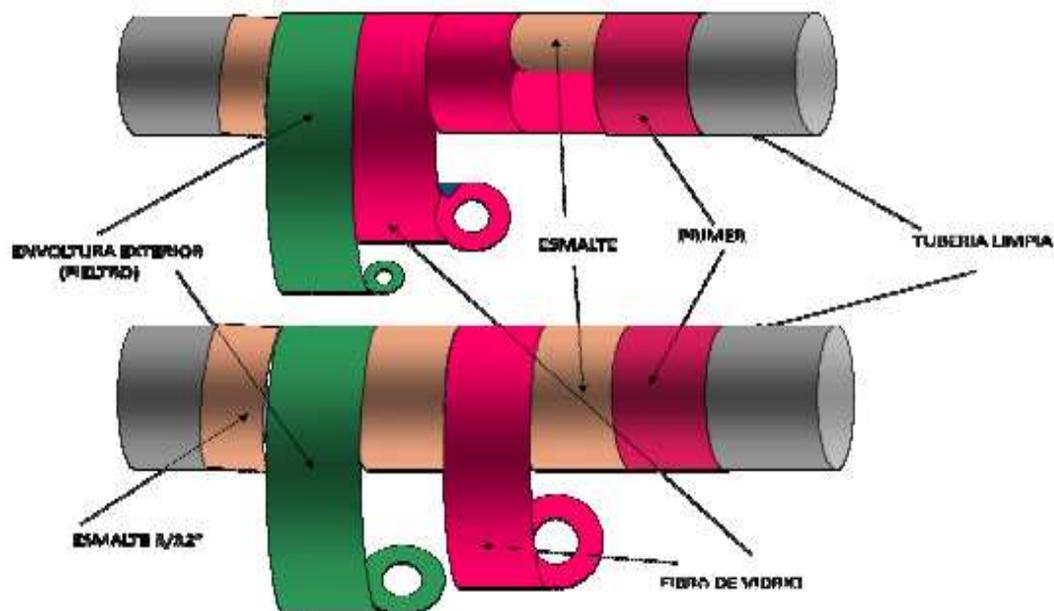
### 3.2.11 RECUBRIMIENTO Y ENVOLTURA

Antes de colocar el tubo dentro de la zanja debe limpiarse externamente y aplicársele una capa protectora especial, para después envolverlo y preservarlo así de la corrosión.

La limpieza y aplicación de una capa anticorrosiva se hace con una dotada con cepillos rotatorios de alambre y pistolas de aire; tras ella avanza la máquina que aplica el esmalte protector y la máquina envolvedora.

Esta última aplica una capa uniforme de esmalte caliente y cubra el tubo con capas sucesivas de fibra de vidrio, filtro de esbelto y de papel Kraft, todo ello en la misma operación (Soldexa, 2021).

Figura 3.10 Recubrimiento y envoltura de la tubería



Fuente: Seminario de Transporte de Hidrocarburos YPF 2020

### 3.2.12 PRUEBA HIDROSTÁTICA

Ya efectuada la operación de bajado, tapado y hechos los empates con las obras especiales, se prueba la tubería a presión interior utilizando agua neutra y libre de partículas en suspensión, que no pase por una malla de 100 hilos por pulgada.

Otro aspecto a tener en cuenta es la carga y descarga del agua en la tubería durante la prueba cuando es tomada y devuelta a cursos de agua. En ese caso se deberá controlar la erosión ante la fuerza de descarga para lo cual deben diseñarse amortiguadores de energía del fluido y tener en cuenta que el máximo caudal que puede ser extraído del curso de agua es el 10% del mismo (J. Paul Tullis, 2005).

Consideraciones:

1. Horas convenientes para la maniobra del bajado de la tubería.
2. Tipo de equipo a utilizar de acuerdo al diámetro y peso de la tubería.
3. Acción de cubrir la tubería conforme al tipo de terreno.

4. Tipo de materiales para la plantilla, relleno y colchón.

5. Terreno con material rocoso y material de la excavación.

6. Acondicionamiento de la superficie fina del derecho de vía, conformación y eliminación de materiales y troncos. Construcción de obras de arte en el derecho de vía, cunetas, alcantarillas, rompe corrientes, lavadores, etc.

Para las pruebas hidrostática, la responsable debe:

a) Obtener la aprobación de la AAC en el EIA, para la utilización del agua.

b) Realizar las pruebas hidrostáticas de manera que se preserve la seguridad pública, informando a la población que, podría ser eventualmente afectada en las áreas donde se realizarán estas actividades.

c) Asegurarse de que las tuberías colocadas en los cruces de ríos o en áreas ambientalmente sensitivas con carácter previo a su instalación, no presenten defectos para evitar operaciones de reparación posteriores.

d) Limitar la extracción de agua a una cantidad que no sobrepase el 10 % del volumen de cuerpos de agua estáticos, tales como lagos o lagunas, ni el 10 % del flujo de cuerpos de agua dinámicos tales como ríos o arroyos.

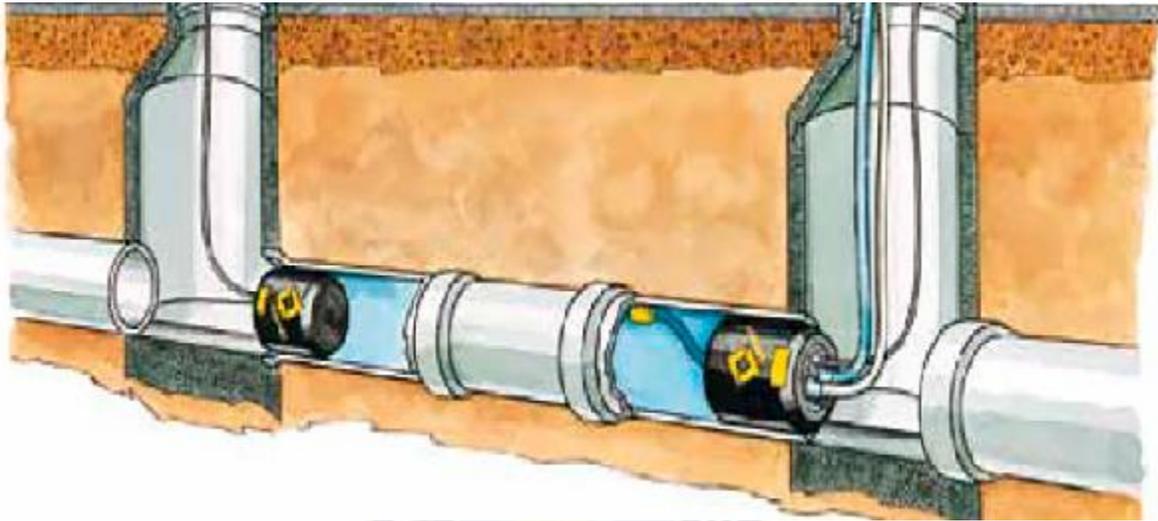
e) Proteger los recursos piscícolas, donde los hubiere, utilizando rejillas en la toma de agua para evitar la entrada de peces a ésta.

f) Ubicar los lugares de extracción de agua a una distancia mínima de dos kilómetros aguas arriba de las tomas de agua potable.

g) Descargar el agua usada en las pruebas, aguas abajo de las tomas de agua potable, en la misma cuenca de la que fue extraída, sin causar erosión en las orillas o áreas circundantes.

h) Analizar el agua de las pruebas hidrostática antes de la descarga, para asegurar que no contenga contaminantes tales como: inhibidores de corrosión, biocidas, glicol u otros químicos. Si esto ocurriera, el agua deberá ser previamente tratada antes de la descarga o reinyección(D.S. 24335).

Figura 3.11 Prueba Hidrostática



Fuente: Seminario de Transporte de Hidrocarburos YPF 2020

### 3.2.13 DESCENSO Y TAPADO DE LA TUBERÍA

La sección terminada de tubería será levantada de sus soportes temporales por tractores de grúa y descendida de la zanja. Antes de bajar la tubería, se inspecciona la zanja para asegurar que esté libre de rocas u otros desechos que pudieran dañar el gasoducto o su revestimiento (J. Paul Tullis, 2005).

### 3.2.14 RELLENO Y LIMPIEZA DEL DERECHO DE VIA

Consiste en regresar a la zanja la tierra removida denominada relleno. Si el material desplazado contiene rocas agudas, el ducto debe protegerse antes de rellenar la zanja.

Una vez efectuado el relleno, debe limpiarse el derecho de vía, reponerse las cercas y quemarse los desperdicios o transportarse a otras partes.

En aéreas agrícolas, asegurar un mínimo de 0.30m de profundidad de arado, libre de rocas y otros elementos contundentes.

Además, deben repararse los daños hechos al derecho de vía hasta satisfacer la demanda de los propietarios (J. Paul Tullis, 2005).

### 3.2.15 LIMPIEZA FINAL DEL DERECHO DE VIA

La tarea de limpieza, normalmente es la etapa final del proceso de construcción. En este paso, se deben retirar todos los elementos sobrantes del personal del tendido de tubos (escombros, desechos metálicos, estructuras auxiliares, etc.). También es responsabilidad en el momento de la limpieza la re-vegetación de la zona afectada, prestando mayor atención en pendientes y terrenos fácilmente erosionables. Además, reconstituir lo posible la topografía y paisaje de la zona de trabajo a fin de no variar el escurrimiento natural del terreno (reponer relleno de zanja en caso de asentamiento excesivo o retirar el material sobrante que produce un efecto de corona).

Otro punto en el que se debe prestar mayor atención, es en el retiro de los restos de combustible, lubricantes, insecticidas y todo tipo de producto químico, en la zona.

Como vemos, en todas las etapas es imprescindible un conocimiento cabal del suelo y los elementos que se maneja en cada paso (J. Paul Tullis, 2005).

Para el relleno de la zanja, la responsable debe:

- a) Realizar esta operación con la misma tierra antes de la reposición del suelo. En ningún caso se dispondrán los desechos o restos de madera dentro de la zanja.
- b) Iniciar el relleno de la zanja inmediatamente después de instalada la tubería, para evitar que la misma permanezca abierta durante un tiempo prolongado.
- c) Construir barreras impermeables, para conducir el flujo de agua infiltrada hacia la superficie del terreno y posteriormente fuera del derecho de vía.
- d) Instalar desagües en la zanja para facilitar el drenaje subterráneo.

## CAPITULO 4

### CORTES Y SECCIONAMIENTOS ESPECIALES DE DUCTOS EN OPERACIÓN

#### 4.1 GENERALIDADES

Para trasladar el gas natural y petróleo que procesa en plantas y refinerías, la estatal cuenta con gasoductos, oleoductos y poliductos para transportar productos refinados (gasolina, diésel, gas LP y gas natural) a terminales de almacenamiento y reparto.

Por lo anterior mencionado es de suma importancia mantener la producción y transporte a través de los ductos, puesto que un paro de transporte representa una gran pérdida tanto para la industria como para la economía de Bolivia.

Por lo tanto, se han desarrollado técnicas para el mantenimiento, reparación o intervención de un ducto sin frenar la producción o transporte.

En Bolivia, la reparación de anomalías en ductos, se lleva a cabo en formas diferentes de acuerdo a las condiciones y facilidades que se presenten para cada tubería de transporte y de acuerdo con las Normas propias e internacionales.

Estas anomalías pueden ser el resultado de la inspección con equipo instrumentado o bien en la localización de fugas que con el tiempo aparecen, ya sea por corrosión o por cualquier otro tipo de falla que no haya sido detectada en la fase de construcción. Se han utilizado: parches, envolventes metálicas, Smith Clamps, Split Sleeves, sustitución de tramos, etc.

Para poder efectuar una reparación, es necesario definir claramente que tipo de rehabilitación es permisible y en que está soportado, también es necesario conocer los adelantos tecnológicos que se han tenido en los últimos años en materia de rehabilitación de ductos (Novacorp International, 2019).

A continuación, se indican los métodos más usuales en dichas reparaciones.

#### 4.2 INJERTOS Y SECCIONAMIENTOS

En las líneas de conducción, en ocasiones es necesario aislar una sección de tubería sin suspender su operación, por la importancia de su proceso o por tratarse de suministro de

combustible a hornos de calentamiento cuya actividad no debe ser afectada. Lo mismo puede surgir en una planta de proceso, en la cual no es conveniente suspender su operación por completo. Para tal efecto, existe el equipo desarrollado por T. D. Williamson, que consta de 4 fases básicas:

- a)- Conexiones del stopple (obturadores), que van soldadas a la tubería
- b)- Perforación de la toma con línea presionada
- c)- Aplicación con la unidad “Stopples” (para colocación del tapón)
- d)- Instalación del tapón “look- O –ring”

#### 4.2.1 CONEXIONES PARA EL STOPPLE

Debemos considerar que para efectuar un seccionamiento es necesario pensar en no interrumpir el flujo de la línea, por lo tanto, idear la colocación de una tubería provisional, va a trabajar como derivación que formara parte integrante de la tubería principal mientras dure la operación, para ello debemos colocarla siempre antes de los elementos selladores.

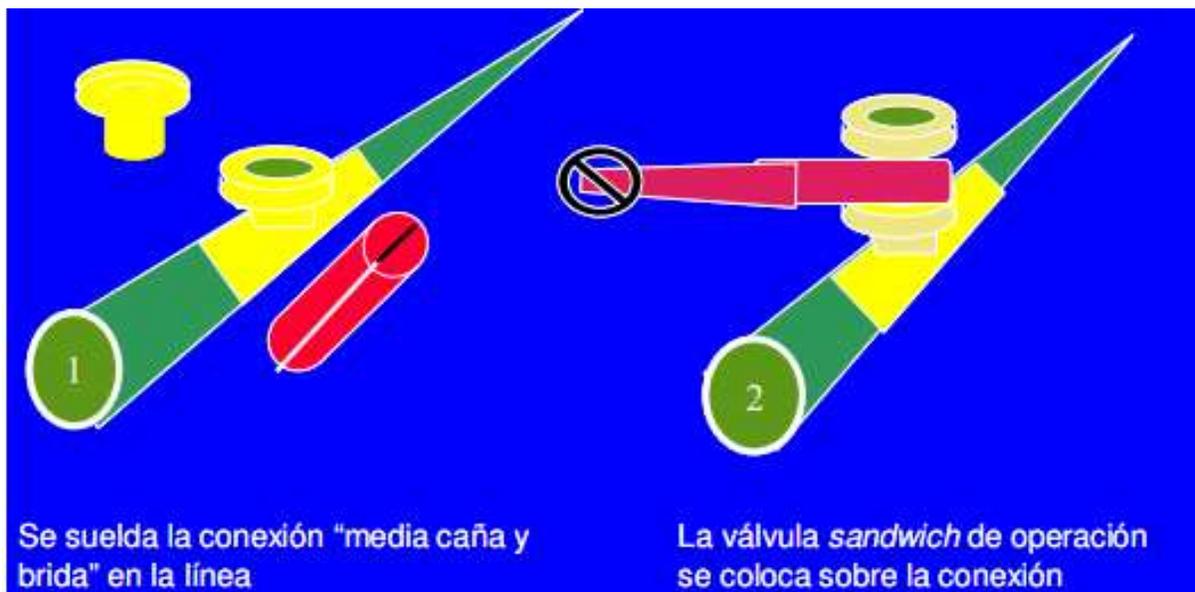
Los obturadores o conexión “stopples” que es una pieza estructurada que se va a sellar a la tubería para soportar la presión interna de la línea en servicio y soportar las fuerzas desarrolladas por la cabeza de la herramienta durante la ejecución del injerto en el tramo que se va a seccionar.

También deberán ser colocados en lugares convenientes para que, al intervenir el tramo afectado, no sufran ningún daño al estar operando. Localizado precisamente el tramo de tubería que se va a intervenir, seleccionamos los lugares convenientes para la colocación de los obturadores, en el diagrama de la figura, se muestra el orden en que deberán ser colocados los elementos.

Para este sentido se debe tomar en cuenta la dirección de flujo ya que la mala instalación provocaría que el gas provoque corrosión y desperfecto del mismo.

Si consideramos el sentido del flujo, arbitrariamente, podemos numerar los obturadores como número 1 el primero, y número 2 el segundo; lo mismo las válvulas que operan la derivación principal (Novacorp International, 2019).

Figura 4.1 Conexiones para el stopple



Fuente: Seminario de Transporte de Hidrocarburos YPF 2020

En este caso tratamos de representar el seccionamiento más simple o sencillo que podemos efectuar con objeto de determinar el orden en que se deben de colocar los diferentes elementos.

Iniciamos nuestra maniobra con la localización de los lugares en donde debemos soldar tanto los accesorios obturadores, como las bridas de anillo obturador para nuestra derivación.

Los tramos de tubería deben estar perfectamente sanos, limpios, sin abolladuras o deformaciones, que no exista coincidencia con la soldadura de empate.

Para efecto de soldadura, debemos de considerar las normas de seguridad que deben ser aplicadas en estos casos es decir utilizar un solo operario soldador en cada elemento, procurar que al aplicar la soldadura, exista flujo en la línea, etc (Novacorp International, 2019).

#### 4.2.2 COLOCACION DE VÁLVULAS

En las bridas con anillo obturador destinadas para la derivación principal, así como en las correspondientes a los accesorios obturadores, procederemos a la colocación de las válvulas correspondientes.

En la derivación pueden utilizarse válvulas tipo tajadera o estándar, siempre que estas sean de paso completo. En las bridas destinadas para los obturadores, siempre deberán instalarse válvulas de tajadera.

Para su instalación tendremos que habilitar las bridas con anillo obturador, es decir, engrasar los sectores y confirmar su correcta operación; limpiar perfectamente el área de la brida con un anillo obturador, destinada al asiento oval de anillo del tapón, cuando la válvula vaya a ser recuperada.

Recordaremos que al colocar las válvulas debemos tener cuidado en el alineamiento de las mismas (Novacorp International, 2019).

#### 4.2.3 REALIZAR INJERTOS

Inmediatamente que las válvulas han quedado colocadas debidamente, iniciaremos las perforaciones correspondientes en la tubería. Los injertos para la derivación principal deberán ser con cortadores estándar, mientras que los injertos destinados para los obturadores, serán como cortadores especiales para obturadores “stopples”.

A una distancia conveniente, que puede ser de un metro del accesorio obturador colocaremos también un niple de 2”, de los conocidos como adaptadores con anillo de rosca de los cuales vimos anteriormente su descripción y forma de uso sobre ellos hacemos injertos de 2” de diámetro nominal.

Hasta este momento, tenemos injertos en cada lado con sus válvulas colocadas en cada uno; en estas condiciones procederemos a efectuar las conexiones necesarias y el armado de los obturadores.

1) Conectamos la derivación principal, sobre las dos válvulas destinadas para ello. Esta tubería debe ir dotada de una válvula de purga de diámetro conveniente y que nos servirá inicialmente para purgar la tubería desplazando el aire en el llenado, y posteriormente para abatir la presión interior de la misma y el vaciado cuando se trate de recuperarla.

2) Los dos obturadores “stopples” armados en la forma que vimos anteriormente los colocamos convenientemente sobre las válvulas de tajadera. En la figura siguiente estamos indicando su colocación. Nótese que el niple de 2” de la cámara de alojamiento, hemos tomado una conexión con una válvula de 2” de diámetro nominal. La que estamos marcando como número 1, de esta

válvula sacamos otra conexión valiéndonos de una “T” recta para conectar con la válvula de 2” de diámetro nominal. Colocada sobre la tubería principal, la que marcamos con el número 2 y hacia arriba como terminal tenemos la válvula número 3, todas ellas de 2” de diámetro nominal y con terminales roscadas. A este circuito lo llamaremos derivación igualadora. Tanto en el lado 1 como en el lado 2, tenemos las mismas condiciones y los mismos elementos perfectamente instalados y listos para operarse (Novacorp International, 2019).

### 4.3 INJERTO EN TUBERÍAS PRESIONADAS

Los injertos en líneas presionadas consisten en un procedimiento simple de corte y apertura dentro de una tubería que conduce fluidos a cierta presión. Inicialmente se instala una válvula sándwich sobre el área de introducción del stopple y conexión de la derivación y se coloca una válvula de paso completo de 2” en el niple de igualación de presiones y purga.

Al instalar la válvula sándwich debe procurarse que el paso interior de la válvula esté perfectamente alineado con el paso interior de la brida a conectar y que el diámetro interior de la herramienta de corte sea el adecuado, ya que está diseñado para introducirse en el interior de la brida.

Las válvulas sándwich están diseñadas para utilizarse temporalmente durante la perforación del injerto y la operación temporal del tapón que seccionará el tramo de tubería. Su diámetro es mayor pero su dimensión cara a cara es más corta que la de una válvula estándar para que facilite el paso de la herramienta y el tapón.

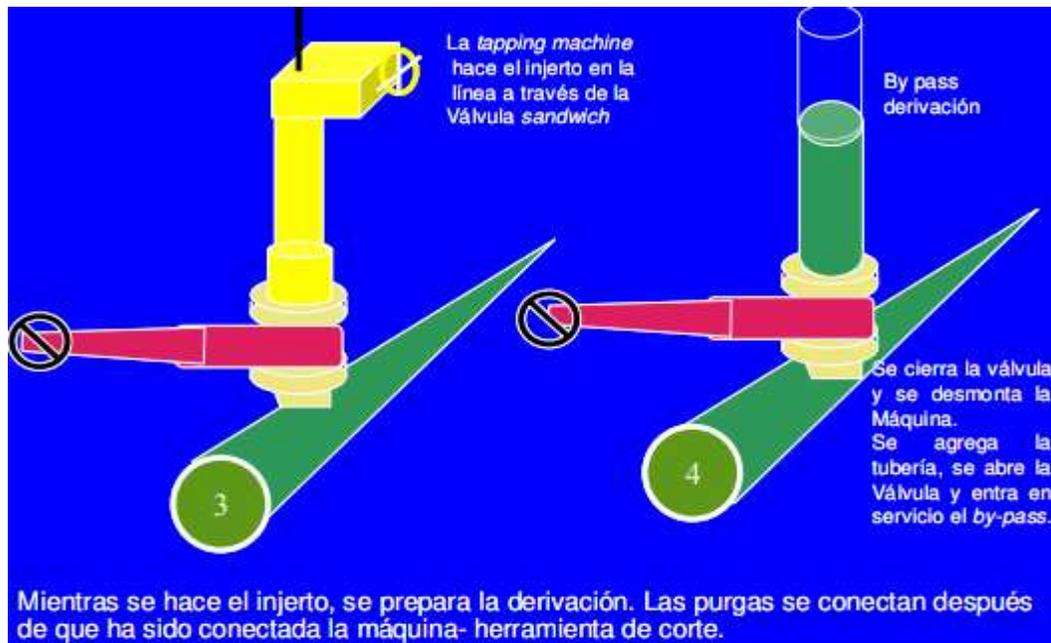
La “tapping machine” es básicamente un tubo largo que permita el paso del equipo de corte a través de él. Dentro del tubo hay un mecanismo de engranes que desplaza la herramienta en forma automática y también puede ser operada manualmente, o accionada por un operador hidroneumático.

El extremo inferior de la flecha está diseñado para manejar diversos diámetros de cortadores; tiene un adaptador para cada tipo de cortador entre la maquinaria y la válvula, que incluye la brida que corresponda al diámetro de la válvula por donde pasará la herramienta de corte.

Una vez instalados el cortador, la guía y el adaptador, el equipo se encuentra listo para el corte. Se instala la máquina sobre la brida de la válvula sándwich cerrada, asegurándose que haya espacio

suficiente entre la conexión, la guía del cortador y la válvula sándwich, para cerrar la válvula una vez realizado el corte (Novacorp International, 2019).

Figura 4.2 Injerto en tuberías presionadas



Fuente: Seminario de Transporte de Hidrocarburos YPF 2020

Mientras se hace el injerto, se prepara la derivación. Las purgas se conectan después de que ha sido conectada la máquina- herramienta de corte.

#### 4.3.1 SECCIONAMIENTO DEL TRAMO

Cuando todos los elementos están debidamente instalados considerando desde luego que todas las válvulas están cerradas, la tubería continúa prácticamente trabajando sin modificación en el flujo. En estas condiciones iniciamos nuestra maniobra.

1) Checamos nuestra presión y comprobamos que esta dentro del rango de operación que previamente hemos programado.

2) Iniciamos el llenado de nuestra derivación principal. En el caso de utilizar válvulas de tipo tajadera, el llenado deberá hacerse a través de la derivación igualadora interna de las válvulas, abriéndolas con una llave de tipo allen y soplando el aire a través de la válvula de purga. Cuando a través de ella obtenemos producto de la línea principal, la cerramos y esperamos que las presiones

se igualen entre la línea principal y la tubería de la derivación. Si estamos utilizando válvulas estándar, podemos abrir lentamente las compuertas, permitiendo el flujo en la tubería hasta que igualadas las presiones las abrimos totalmente. A partir de este momento, la derivación principal ya está operando, posiblemente tenga muy poco flujo o tal vez ninguno, pero esta conectado y listo para sustituir a la tubería principal.

3) En estas condiciones, en ambos operadores tenemos las tres válvulas de la derivación igualadora cerradas.

En el obturador número 2 abrimos la válvula número 2 y la válvula de purga de la cámara de alojamiento; muy lentamente iniciamos el llenado de la cámara de alojamiento abriendo la válvula número 1 en forma muy lenta, hasta que salga el producto por la válvula de purga, cerramos la válvula de purga y quedan abiertas las válvulas 1 y 2, lo que nos esta indicando que la válvula de tajadera tiene las presiones igualadas en ambos lados de la compuerta, por lo tanto la abrimos lentamente; es conveniente contar el número de vueltas para abrir esta válvula (para posteriormente confirmar su cierre) debe quedar completamente abierta.

Inmediatamente nos pasamos al obturador número 1, hacemos la misma maniobra hasta terminar con la válvula de tajadera abierta.

4) Bajado de los obturadores “stopples”.

Esta maniobra requiere para tener mayor seguridad tener personal en ambos obturadores y que deben actuar a la orden de quien esta dirigiendo la maniobra. Procederemos de la siguiente forma:

A) Iniciamos el bajado del obturador número 2, es decir el correspondiente a flujo abajo, la maniobra de bajado debe ser lenta, considerando que la copa selladora tiene que pasar a través del corte hecho con la máquina taladradora y sus bordes son muy filosos y pueden dañar la copa, además estamos colocando un obturador contrario al flujo, por lo tanto el mismo flujo opone resistencia a su correcta colocación.

B) Una vez abajo el obturador número 2, lo sostenemos en su lugar impidiendo con contrapresión que sea impulsado hacia arriba e iniciamos el bajado del obturador número 1, hasta llegar al final, es decir darle toda la carrera necesaria.

C) Recordemos que las válvulas 1 y 2 de las derivaciones igualadoras de ambos obturadores permanecen abiertas.

Lentamente cerramos la válvula número 1, de la derivación igualador del obturador número 2, e inmediatamente cerramos también la válvula número 1 de la derivación igualadora número 1.

Procederemos enseguida a de presionar el tramo afectado abriendo muy lentamente la válvula número 3 de la derivación igualadora del obturador número 1, inmediatamente saldrá producto de la línea. Si se tratara de gas tardaría mucho tiempo en vaciarse y en ese caso cuando hemos iniciado el abatimiento de la presión, abrimos también la válvula número 3 del obturador número 2 para que el vaciado sea más rápido, pero previamente hemos iniciado el abatimiento de la presión con la válvula del obturador número 1, abatimos muy rápidamente la presión al derramar el producto, razón por la cual, tratándose del líquido, la válvula debe abrirse más lentamente.

Como decíamos anteriormente, tratándose de gases, el vaciado del tramo tomara un tiempo considerable, debido a su compresibilidad, tratándose de líquidos el abatimiento de la presión se producirá rápidamente, pero la tubería quedara llena.

En estas condiciones las válvulas se encuentran en la forma siguiente: válvulas número 1 de la derivación igualadora de ambos obturadores cerradas; todas las demás válvulas, incluyendo las válvulas de tajadera están abiertas. El tramo esta seccionado y el flujo pasa a través de la derivación principal.

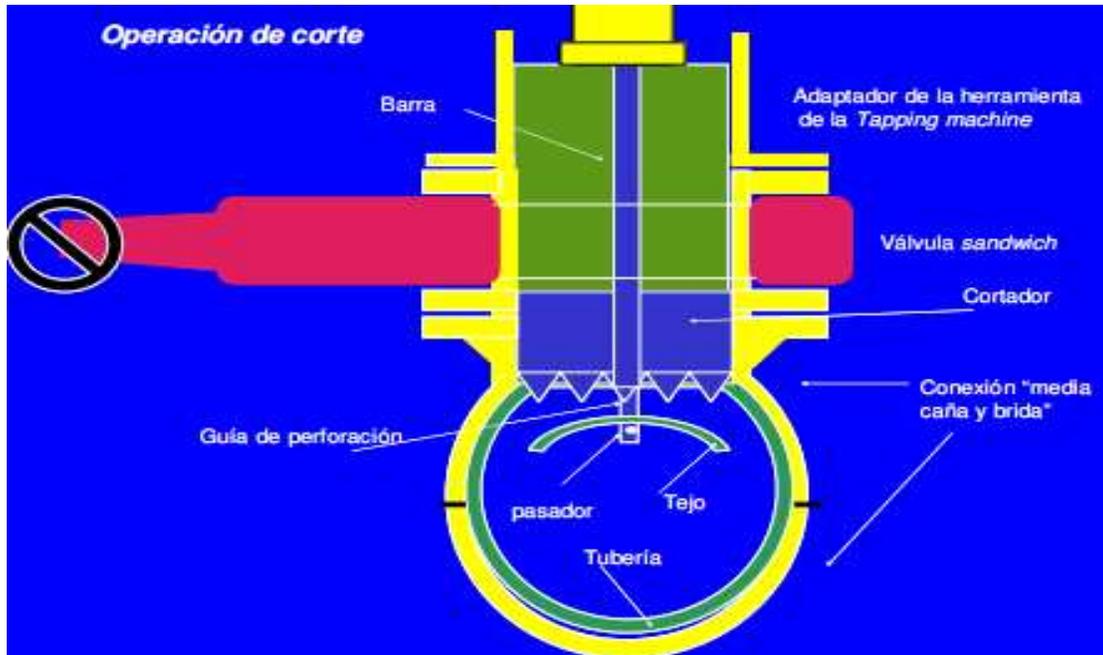
Tratándose de gases, una vez que ha dejado de salir gas por las válvulas número 3, y por lo tanto se ha confirmado el sello correcto de los obturadores, se procede a cortar la tubería o a efectuar los trabajos que se pretendían.

Tratándose de líquidos, el sello de los obturadores se confirma por que a través de las válvulas número 3, han dejado de derramar productos, puede entonces iniciarse la maniobra de vaciado ya sea cortando la tubería o en la forma que se considere más importante o pertinente.

El seccionamiento del tramo esta logrado y se puede trabajar libremente en el mismo, desde luego con las restricciones consiguientes que impone en primer lugar el contenido de la tubería, y en segundo lugar tratar de que los obturadores que están actuando y sosteniendo la presión total de

la tubería principal no se muevan o vayan a ser afectados por los trabajos que se realicen (Novacorp International, 2019).

Figura 4.3 Seccionamiento del tramo



Fuente: Seminario de Transporte de Hidrocarburos YPF 2020

#### 4.4 MAQUINA STOPPLE PARA COLOCAR TAPON

Consta de 3 partes:

- Cilindro hidráulico
- Cabeza del tapón y elemento sellante
- Cilindro del stopple

El elemento de sello del stopple, es un componente de hule reforzado de diámetro exterior igual exactamente que el diámetro interior de la tubería. Se verifica restándole al diámetro exterior de la tubería el doble del espesor del tejo recuperado.

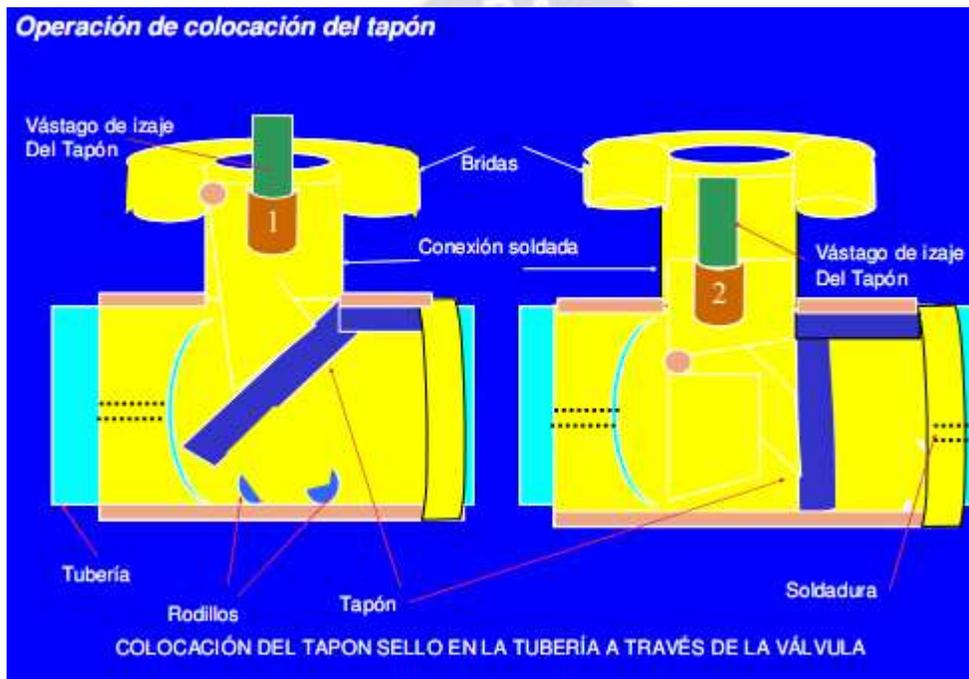
Las máquinas se instalan sobre las válvulas sandwich; se abren las válvulas de la línea de derivación y se purga el contenido, quedando la derivación operando. Se abren las válvulas sandwich y se inserta primero el tapón corriente abajo –en sentido del flujo- el producto puede

continuar fluyendo lentamente a través de la derivación para no crear una fuerza de choque cuando se coloque el primer tapón.

A continuación, se inserta el tapón corriente arriba, permitiendo que el flujo completo fluya a través de la derivación; sin embargo, aún no se ha terminado la operación de taponamiento.

Se abre una de las válvulas de purga y se releva la presión en la sección entre las cabezas de los tapones, creando una presión diferencial en cada tapón (Novacorp International, 2019).

Figura 4.4 Maquina stopple para colocar tapón



Fuente: Seminario de Transporte de Hidrocarburos YPF 2020

El elemento sellante está diseñado para que la presión diferencial fuerce su borde contra la pared de la tubería formando un sello perfecto.

Para verificarlo se conecta un manómetro o una manguera transparente (en caso de líquido) a una de las válvulas de purga para registrar si existe alguna presión.

El tramo de tubería aislada puede ahora ser intervenido para reparación, mientras la corriente fluye a través de la derivación. Una vez reparada la línea principal con la sustitución de un tramo nuevo, la presión estará igualada en ambos lados de cada tapón por la conexión de igualación,

entonces son extraídos primero el tapón anterior y después el tapón posterior y la línea normalizará su operación.

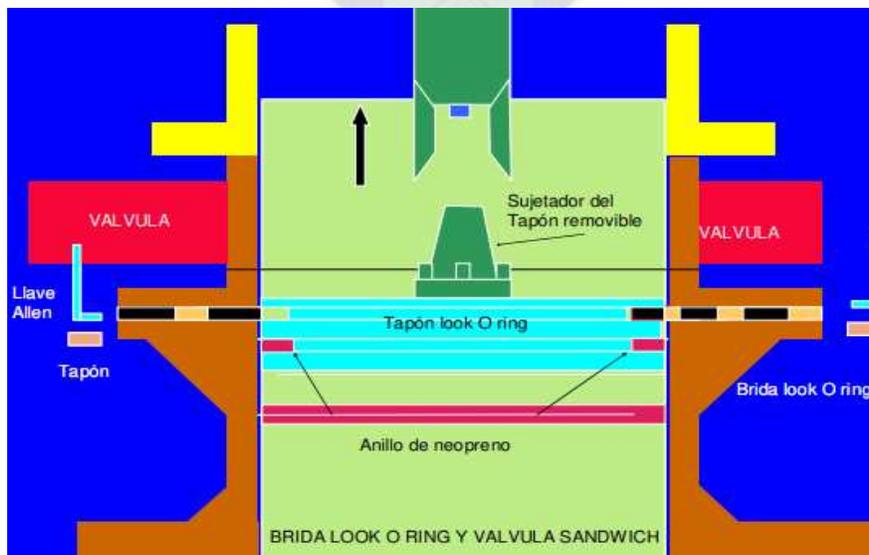
Las líneas de derivación se cierran y se desmonta el by-pass; se cierran las válvulas igualadoras y se desmonta el cilindro del stople. Se cierran las válvulas sándwich y se desconecta la máquina, estando colocados los tapones, y los sellos “Look o Ring” quedarán instalados en las bridas especiales de las conexiones, de tal manera que pueden recuperarse las válvulas sándwich (Novacorp International, 2019).

#### 4.5 INSTALACION DEL TAPON “LOOK O RING”

Este tapón forma un sello bajo la válvula permitiendo que pueda ser removida. La máquina que se utilizó para perforar la tubería, se utiliza ahora para colocar el tapón a través de la brida. El sostén del tapón está conectado en el extremo de la barra y el tapón está sujetado dentro del adaptador de la máquina que ahora está instalada sobre la válvula sandwich que está abierta.

La barra de la máquina es retraída después de liberar el dispositivo sujetador del tapón, se baja el tapón hasta la muesca en la tapa “look O ring” en forma manual y se alinea el tapón con los segmentos del anillo retenedor de la brida; el sello es complementado por el anillo instalado en la segunda muesca del tapón (Novacorp International, 2019).

Figura 4.5 Instalación del tapón “look o ring”



Fuente: Seminario de Transporte de Hidrocarburos YPF 2020

Figura 4.6 Envolverte soldada a la tubería

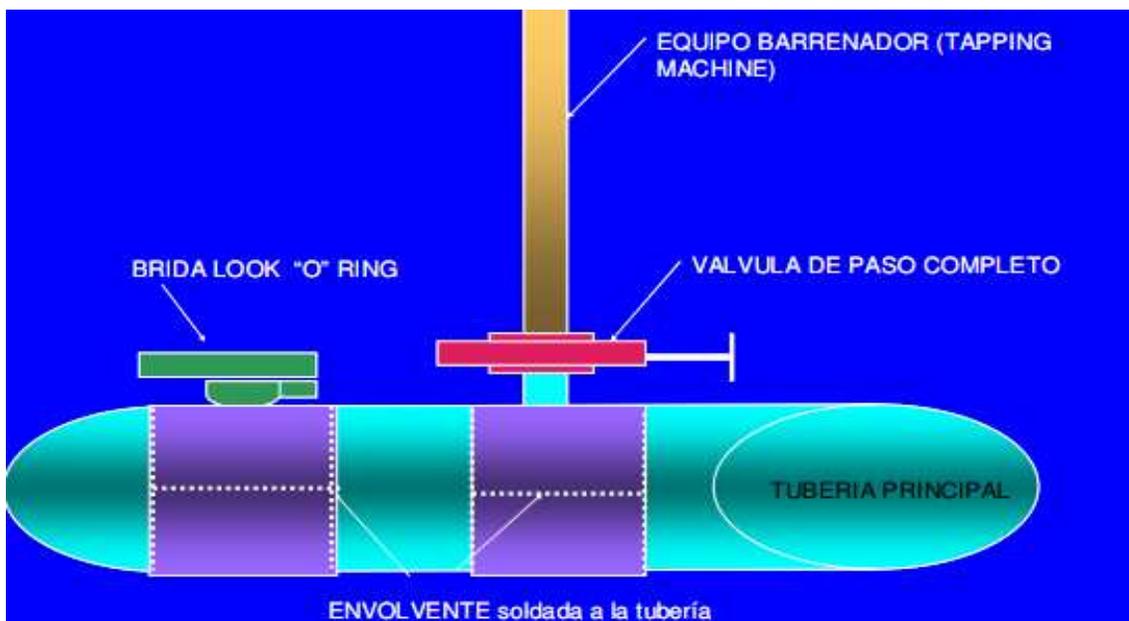
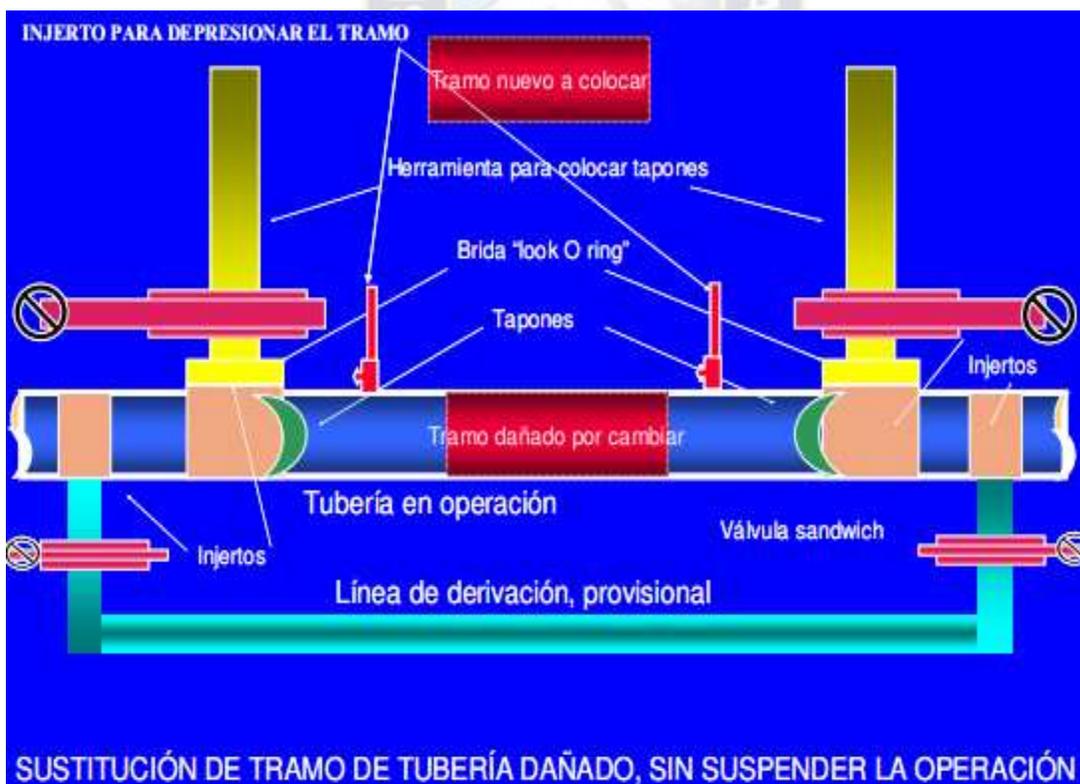


Figura 4.7 Sustitución del tramo de tubería dañada



Fuente: Seminario de Transporte de Hidrocarburos YPF 2020

## 4.6 REANUDAR EL FLUJO NUEVAMENTE

Cuando los trabajos por realizar en el tramo seccionado se han terminado y la tubería principal está en condiciones de reiniciar su trabajo, debemos levantar los obturadores, para ello procedemos en la forma siguiente:

### 4.6.1 LLENADO DEL TRAMO

Para llenar el tramo seccionado, procedemos de la siguiente forma: En la derivación igualadora del obturador número 1, cerramos la válvula número 3 y lentamente abrimos parcialmente la válvula número 1, solamente lo necesario para escuchar que se inicia el flujo; a través de la válvula número 3, del obturador número 2 se purga el aire y se comprueba que se está llenando la tubería. Cuando por esta última válvula notamos que empieza a salir producto, la cerramos y esperamos que las presiones se igualen, en la línea principal y en el tramo seccionado. Cuando ello se logra, abrimos totalmente la válvula número 1, del obturador número 1 puesto que las presiones anteriores y posteriores están igualadas.

Lentamente lo levantamos, esta maniobra debe ser sencilla, pero siempre operando lentamente, hasta confirmar que el obturador se ha alejado totalmente dentro de la cámara de alojamiento, lo que podemos confirmar por la mirilla del cilindro que marca “0”. En estas condiciones cerramos la válvula de tajadera; inmediatamente después cerramos la válvula número 2 de la derivación igualadora del mismo obturador y lentamente abrimos la válvula número 3, para depresionar la cámara de alojamiento.

Nos pasamos al obturador número 2, del cual se encuentran las válvulas 1 y 3; procedemos desde luego a levantar el obturador en la misma forma que el anterior con mucha lentitud; esta operación también debe ser muy sencilla y fácil; al comprobar que el obturador está alejado de la cámara de alojamiento, se cierra la válvula de tajadera, se cierra la válvula número 2 y lentamente se abate la presión de la cámara de alojamiento abriendo las válvulas 1 y 3.

Nos resta ahora sacar de servicio la derivación principal; para ello basta cerrar ambas válvulas; lo podemos hacer simultáneamente o en el orden que más se nos facilite; esta maniobra no representa ningún peligro puesto que la tubería principal esta alineada y por consiguiente trabajando en forma normal. Una vez cerradas las dos válvulas, con la válvula de purga abatimos

la presión interior de la derivación y estamos en condiciones de desmontarla (Novacorp International, 2019).

#### 4.6.2 RECUPERACIÓN DE LOS ELEMENTOS

Se explicará de la mejor manera posible, el proceso para recuperar los elementos empleados en el seccionamiento. Nos referimos a un solo obturador, puesto que para el segundo será análogo.

Iniciamos la maniobra desmontando la derivación igualadora, recuerde que la válvula número 2 está cerrada y colocada en la línea viva, por lo tanto, esta válvula no podemos tocarla hasta que con la máquina correspondiente recuperemos. Desmontamos también el obturador, incluyendo desde luego la cámara de alojamiento. Queda entonces la válvula de tajadera también cerrada y en la línea viva. Recuperemos primero la válvula número 2, que es de 2" de diámetro nominal con la máquina taladradora, haremos la maniobra. Para ello le colocamos la brida adaptadora para válvulas roscadas. En la flecha de la máquina colocamos el dado sujetador y sobre el dado el tapón adaptador con anillo de rosca y niple.

En estas condiciones montamos la máquina sobre la válvula. Apretando fuertemente la brida con la herramienta conveniente; colocamos en la máquina taladradora la válvula de purga en el orificio que se encuentra arriba de la brida. Con la válvula de purga abierta, abrimos muy ligeramente la válvula que tratamos de recuperar, para purgar el aire de la máquina, cerrando inmediatamente la válvula de purga y abriendo totalmente la de 2" de diámetro nominal. La máquina está trabajando a la presión normal de la tubería. Valiéndose del maneral se inicia el bajado del tapón alargando la flecha, hasta que el propio maneral se detiene y se nota que el tapón ha llegado a topar con la rosca del niple, es decir ha viajado a través de la válvula y se encuentra colocado ya sobre la rosca interior del niple. Con el mismo maneral se busca la posición correcta del embrague y empieza la caja de engranes, imprimiendo un movimiento a la manera en el sentido de las manecillas del reloj, hasta que el tapón ha llegado a su lugar y el anillo oval, está actuando sobre la parte cromada del niple. Para confirmarlo se abre la válvula de purga de la máquina y se desfoga el producto que le haya quedado entrampado, por consiguiente, se abate totalmente la presión. La máquina puede ser retirada y posteriormente la válvula también. Terminando la maniobra con la colocación del tapón cachucha sobre la rosca exterior del niple (Novacorp International, 2019).

## CAPITULO 5

### APLICACIÓN PRACTICA

#### 5.1 PARAMETROS DE CALCULO

El gasoducto Ecebol-Potosí estará interconectada a la estación de control Karachipampa, en ello se tomó datos operacionales de la estación de control ya mencionado como también las características de operación del gasoducto Sucre-Potosí con el cual el gas es distribuido desde la estación de compresión Qhora Qhora.

#### GASODUCTO ECEBOL-POTOSI

Datos de operacion

<b>PROPIEDADES DEL GAS CAIGUA</b>					
<b>FECHA</b>	11/01/18	8/01/18	15/01/18	22/01/18	
<b>PRESION (PSI)</b>	912	852	800	840	
<b>TEMPERATURA (°F)</b>	87	83	60	80	
<b>COMPONENTES</b>					
					<b>PROMEDIO</b>
<b>N2</b>	0,61	0,68	0,63	0,62	0,68
<b>CO2</b>	1,52	1,51	1,52	1,53	1,51
<b>C1</b>	88,13	88,05	88,22	88,22	88,05
<b>C2</b>	6,24	6,17	6,22	6,22	6,17
<b>C3</b>	0,38	0,4	0,37	0,35	2,29
<b>iC4</b>	0,51	0,53	0,5	0,49	0,40
<b>nC4</b>	0,15	0,16	0,15	0,15	0,53
<b>IC5</b>	0,15	0,16	0,15	0,15	0,16
<b>nC5</b>	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
<b>C6</b>	0,11	0,11	0,10	0,10	0,11

<b>GRAVEDAD ESPECIFICA</b>	0,646	
<b>PODER CALORIFICO</b>	1084,9 BTU/PC	

Tabla 5.1 Propiedades del gas Caigua

Fuente: Agencia Naciona de hidrocarburos GSP

#### CROMATOGRAFIA GSP

componente	%	Yi	Mwi	Mwi*Yi
<i>Nitrógeno</i>	0,473	0,00530	28,013	0,148
<i>Dióxido de c</i>	0,000	0,01450	44,010	0,638
<i>Metano</i>	88,934	0,94140	16,043	15,103
<i>Etano</i>	6,212	0,00660	30,070	0,198
<i>Propano</i>	2,569	0,02750	44,097	1,213
<i>Iso-Butano</i>	0,344	0,00320	58,123	0,186
<i>N-Butano</i>	0,729	0,00070	58,123	0,041
<i>Iso-Pentano</i>	0,234	0,00020	72,150	0,014
<i>N-Pentano</i>	0,220	0,00020	72,150	0,014
<i>Hexano</i>	0,176	0,00020	86,177	0,017
<i>Heptano+</i>	0,109	0,00010	100,204	0,010
<b>Total</b>	<b>100,000</b>	<b>1,000</b>		<b>17,5834</b>

Tabla 5.2 Propiedades del gas GSP

Fuente: Agencia Nacional de hidrocarburos GSP

Datos tecnicos Gasoducto Troncal Sucre-Potosi

<b>VARIABLES</b>		
<b>LONGITUD</b>	km	103.090
<b>API</b>	si	5L-X42
<b>ANSI</b>	si	600
<b>DIAMETRO NOMINAL</b>	in	6 y 4
<b>ESPEJOR</b>	in	0,258
<b>MAOP</b>	psi	1420
<b>MOP</b>	psi	1420

<b>CLASE</b>	si	3
<b>CAPACIDAD DE TRANSPORTE</b>	MMPCD	12,7
<b>TEMPERATURA EN LA LINEA</b>	° F	120

Tabla 5.3 Datos técnicos GSP

Fuente: Agencia Nacional de hidrocarburos GSP

Parametros Tecnicos

$P_b = 14,73$  psi

$T_b = 520$  °R

$GE = 0,646$

API 5L soldado sin costura

$\mu = 8,26 \times 10^{-6}$  lb/ft\*s

$\varepsilon = 0,0007$  pulg

Datos operativos del Gasoducto Ecebol-Potosí

<b>VARIABLES</b>		
<b>LONGITUD</b>	millas	4,6
<b>ANSI</b>	si	600
<b>PRESION DE ENTREGA</b>	psi	450
<b>PRESION DE RECEPCION</b>	psi	200
<b>PRESION BASE</b>	psi	14,73
<b>TEMPERATURA BASE</b>	°R	520
<b>RUGOSIDAD</b>	in	0,0007
<b>CAPACIDAD DE TRANSPORTE</b>	MMPCD	7,3

<b>TEMPERATURA EN LA LINEA</b>	° R	580
<b>GRAVEDAD ESPECIFICA</b>	adim	0,646
<b>VISCOSIDAD</b>	lb/ft*s	8,26 x 10 <sup>-6</sup>
<b>CLASE</b>	si	3

Tabla 5.4 Datos operativos del Gasoducto Ecebol-Potosí

Fuente: J. Gabriel Aliaga F. Umsa

API 5L soldado sin costura

### PLANTEAMIENTO Y SOLUCION DEL PROBLEMA

Calculamos la presión promedio

Con: **Ecuación 2.17**

$$p_m = \frac{2}{3} \left( P_1 + P_2 - \frac{P_1 \cdot P_2}{P_1 + P_2} \right) - P_b$$

$$p_m = \frac{2}{3} \left( 450 + 200 - \frac{450 \cdot 200}{450 + 200} \right) - 14,73$$

$$p_m = 326,3 \text{ psig}$$

Calculamos el factor de compresibilidad del gas

Con: **Ecuación 2.18**

$$z = \frac{1}{1 + \frac{344400 \cdot P_m \cdot 10^{1,785 \cdot GE}}{T_f^{3,825}}}$$

$$z = \frac{1}{1 + \frac{344400 \cdot 326,3 \cdot 10^{1,785 \cdot 0,646}}{580^{3,825}}}$$

$$z = 0,96$$

Cálculo de numero de Reynolds

Con: **Ecuación 2.19**

$$NR = 0,0004778 \cdot \frac{P_b}{T_b} \cdot \frac{GE \cdot Q}{\mu \cdot d}$$
$$NR = 0.0004778 \cdot \frac{14,73}{520} \cdot \frac{0,646 \cdot 7,3 \times 10^6}{8,26 \cdot 10^{-6} \cdot D}$$

$$NR = 7727177,339/D \dots \dots \dots A$$

Flujo turbulento en la línea del gasoducto Ecebol-Potosí

En el factor de transmisión

Con: **Ecuación 2.20**

$$F = -4 \log \left( \frac{\varepsilon}{3,7 \cdot d} + \frac{1,413 \cdot F}{NR} \right)$$
$$F = -4 \log \left( \frac{0,0007}{3,7 \cdot D} + \frac{1,413 \cdot F}{NR} \right)$$

$$F = -4 \log \left( \frac{1,892 \cdot 10^{-4}}{D} + \frac{1,413 \cdot F}{NR} \right) \dots \dots \dots B$$

Para el caudal de flujo de gas ideal

Con: **Ecuación 2.21**

$$Q = 38,774 \cdot \frac{T_b}{P_b} \cdot F \cdot E \left[ \frac{P_1^2 - P_2^2 - 0,0375 \cdot \left( \frac{GE \cdot P_m^2}{Z \cdot T_f} \right) \cdot (H_2 - H_1)}{GE \cdot L \cdot Z \cdot T_f} \right]^{0,5} \cdot d^{2,5}$$

Cotas final e inicial del gasoducto lo obtenemos del perfil longitudinal

$$H_2 = 3805 \text{ m}$$

$$H_1 = 3900 \text{ m}$$

$$H_2 - H_1 = -311.68 \text{ ft}$$

$$7,3 \times 10^6 = 38,774 \cdot \frac{520}{14,73} \cdot F \cdot 1 \left[ \frac{450^2 - 200^2 \left( \frac{0,646 \cdot (326,3 + 14,73)_m^2}{0,96 \cdot 580} \right) \cdot (-311,68)}{0,646 \cdot 4,61 \cdot 0,96 \cdot 580} \right]^{0,5} \cdot D^{2,5}$$

$$d = \sqrt[2,5]{\frac{536.134}{F}} \dots \dots \dots C$$

Proceso de iteración

comenzamos a iterar

con  $d = 4$  pulg

en A

$$NR = \frac{7727177,339}{d}$$

$$NR = \frac{7727177,339}{4}$$

$$NR = 1931794,335$$

en B

con  $F = 18$

$$F = -4 \log \left( \frac{1,892 \cdot 10^4 - 4}{4} + \frac{1,413 \cdot 18}{1931794,335} \right)$$

$$F = 16,874$$

en C

$$d = \sqrt[2,5]{\frac{536,134}{16,874}}$$

d=3,989 pulg

*diametro asumido ≠ diametro calculado*

con d=3,989 pulg

en A

$$NR = \frac{7727177,339}{d}$$

$$NR = \frac{7727177,339}{3,989}$$

$$NR = 1937121,419$$

en B

con F=16,874

$$F = -4 \log \left( \frac{1,892 \cdot 10^{-4}}{3,989} + \frac{1,413 \cdot 16,874}{1937121,419} \right)$$

F=16,895

en C

$$d = \sqrt[2,5]{\frac{536,134}{16,895}}$$

d=3,987 pulg

*diametro asumido ≠ diametro calculado*

con d=3,987 pulg

en A

$$NR = \frac{7727177,339}{d}$$

$$NR = \frac{7727177,339}{3,987}$$

$$NR = 1938093,137$$

en B

con F=16,895

$$F = -4 \log \left( \frac{1,892 \cdot 10^{-4}}{3,987} + \frac{1,413 \cdot 16,895}{1938093,137} \right)$$

F=16,894

en C

$$d = \sqrt[2,5]{\frac{536,134}{16,894}}$$

d=3,987 pulg

*diametro asumido ≠ diametro calculado*

entonces

d=3,987 pulg (Teórico)

Procedemos a la *Corrección por barlow*

d=3,987 pulg es el diámetro teórico

NPS=4 nominal

OD=4.5

cálculo del espesor con Barlow

$$P = \frac{2 \cdot S \cdot t}{OD} \cdot F \cdot E \cdot T$$

$$t = \frac{P \cdot OD}{2 \cdot S \cdot F \cdot E \cdot T}$$

$$t = \frac{(450 - 14,73) \cdot 4,5}{2 \cdot 42000 \cdot 0,5 \cdot 1 \cdot 1}$$

t=0,046 teórico

t=0,046 teórico+ corrosión (1/16)

t= 0,108 pulg (teórico)

t=0,125 pulg (real)

d=4,5-2(0,125)

d=4,25 pulg (real)

<b><u>RESULTADOS</u></b>
<b>D=3,987PULG (TEÓRICO)</b>
<b>API 5LX-42</b>
<b>T= 0,108 PULG (TEÓRICO)</b>
<b>T= 0,125 PULG (REAL)°</b>
<b>D= 4,25 PULG (REAL)</b>
<b>P= 450 PSI</b>
<b>Q=7,3 MMPCD</b>

Ahora procedemos a la evaluación con ecuaciones más Precisas como ser la Ecuacion de Weymouth que trabaja para diámetros menores a 12 pulgadas y es la ecuación más factible para el diseño de del Gasoducto Ecebo Potosi y también con la ecuación de AGA que trabaja con muchos mas datos como la rugosidad y compararemos con la ecuación general para su análisis comparativo.

## ECUACION DE WEYMOUTH

Con: **Ecuación 2.22**

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 11,16 \cdot D^{2,667}$$

$$Q = 433,488 \cdot \frac{T_b}{P_b} \cdot \left[ \frac{P_1^2 - P_2^2 - E}{GE \cdot L \cdot T \cdot Z} \right]^{0,5} \cdot D^{2,667}$$

$$7,3 \times 10^6 = 433,488 \cdot \frac{520}{14,73} \cdot \left[ \frac{450_1^2 - 200_2^2 - 1}{0,646 \cdot 4,6 \cdot 580 \cdot 0,96} \right]^{0,5} \cdot D^{2,667}$$

D= 4,276 (pulg)

## ECUACION DE AGA

Con: **Ecuación 2.23**

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 4 \log \left( \frac{3,7D}{\varepsilon} \right)$$

$$Q = 38,77 \cdot \frac{T_b}{P_b} \cdot \left[ \frac{P_1^2 - P_2^2 - E}{GE \cdot L \cdot T \cdot Z} \right]^{0,5} \cdot 4 \log \left( \frac{3,7D}{\varepsilon} \right) \cdot D^{2,5}$$

$$Q = 38,77 \cdot \frac{520}{14,73} \cdot \left[ \frac{450_1^2 - 200_2^2 - 1}{0,646 \cdot 4,6 \cdot 580 \cdot 0,96} \right]^{0,5} \cdot 4 \log \left( \frac{3,7D}{0,0007} \right) \cdot D^{2,5}$$

D=3,96 (pulg)

Conclusiones: como se observa en los resultados en los tres casos se observan semejanza y datos muy próximos así que Weymouth y la ecuación general son los mejores para el cálculo ya que la ecuación de AGA trabaja para diámetros mucho mayores es por eso que agarra muchos más datos en su cálculo

## CAPITULO 6

### DISEÑO DEL GASODUCTO ECEBOL POTOSI CON EL SOFTWARE ASPEN HYSYS Y PIPEPHASE

#### 6.1 GENERALIDADES

Comprender las limitantes del comportamiento de los modelos numéricos, es la etapa fundamental en el desarrollo de aplicaciones que describen el comportamiento de un sistema de producción y distribución del gas natural.

Se prestará particular atención al desarrollo de modelos de simulación empleando la herramienta Aspen Hysys para el diseño del gasoducto Ecebol-Potosí y también Pipephase de la compañía Invensys, Inc para el desarrollo hidráulico y comparándolo con Hysys para un mejor diseño y posterior construcción del gasoducto. Con la cual se estudiará el comportamiento del transporte de los hidrocarburos a través de ductos. El Hysys y Pipephase es un simulador de flujo multifásico de redes en estado estacionario como dinámico, usado para el modelamiento riguroso de sistemas de transporte y recolección de gas y aceite. El cual tiene como objetivo desarrollar las capacidades de generación de modelos matemáticos que representen el comportamiento de los sistemas de producción, recolección, transporte y distribución de hidrocarburos. Requiere de las propiedades termodinámicas y de transporte para calcular la separación de fases, las caídas de presión y la transferencia de calor.

#### 6.2 ANALISIS DE LINEA DE TRANSPORTE

Con ambos simuladores es posible realizar estudios de capacidad de transporte, dimensionamiento de líneas y cálculo de la potencia de bombeo o de compresión requerida para cumplir con ciertas especificaciones de proceso como en simulación dinámica o estacionario en nuestro caso manejaremos el proceso estacionario ya que estamos en la etapa de diseño.

#### 6.3 PREDICCIÓN DE PERDIDA DE CARGA

Hay muchos métodos para predecir la caída de presión, estos pueden definirse de forma global para todos los accesorios o en particular para cada una tubería. Ambos simuladores incluyen los métodos más importantes de la industria del petróleo.

- Beggs & Brill.

- Gray
- Murkerjee & Brill
- Eaton • Ansari
- Duckler
- Orkisewski
- Olga
- Duns & Ross
- Tacite
- Hegedorn & Brown

## 6.4 FLUIDOS

Pipephase puede manejar los siguientes tipos de fluidos:

o Composicional. - cuando se le puede definir en términos de sus componentes individuales, ya sea de forma directa o a través de curvas de destilación.

Librería. - de los existentes en el simulador.

Pseudocomponentes. - para definirlos es necesario suministrar dos de los siguientes tres parámetros: peso molecular, gravedad específica, punto normal de ebullición.

Curvas de destilación

o No-composicional. - cuando se le define en términos de propiedades de campo. Pipephase predice las propiedades del fluido con correlaciones y no realiza cálculos de equilibrio.

Densidad relativa del aceite

Relación gas-aceite.

Contaminantes (H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>)

Viscosidad experimental.

Contenido de agua.

Un modelo de fluido no- composicional debe definirse como: Blackoil, Gas condensado, Líquido, Gas o Vapor. Gas y Líquido, son modelos para una fase y sus propiedades se calculan con correlaciones a partir de la gravedad específica.

Hysys de la misma manera maneja tipo composicional y tiene una mejor interface presenta su librería tanto para pseudocomponentes como componentes conocidos.

## 6.5 EQUIPOS Y ACCESORIOS

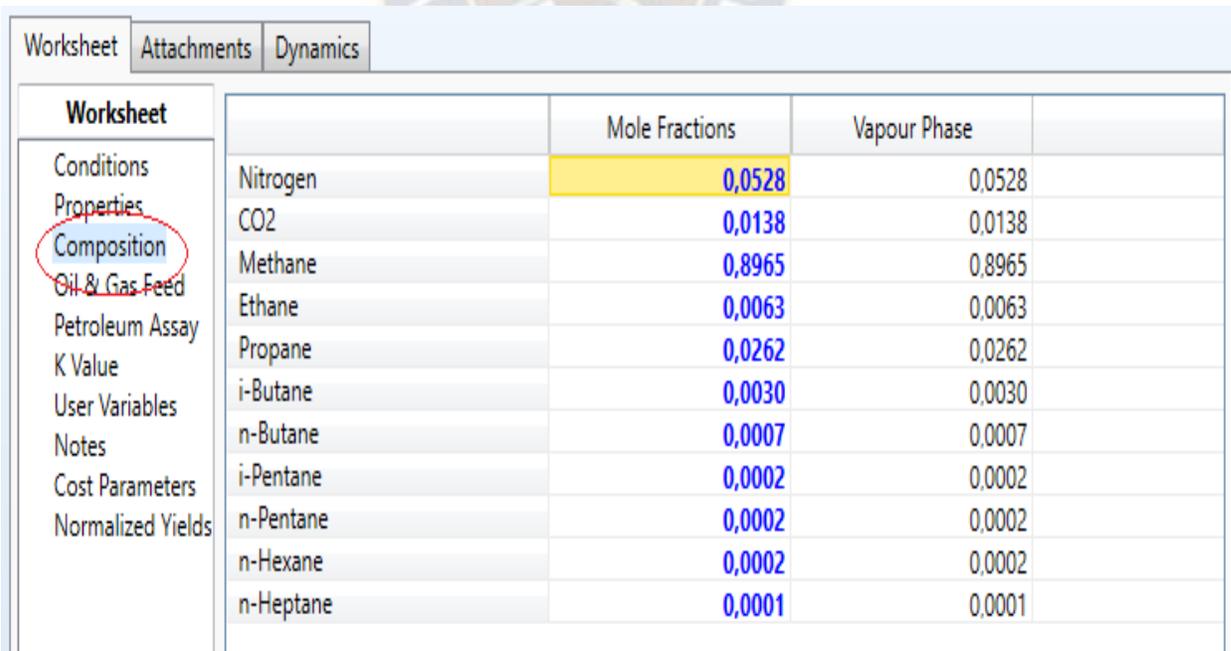
Hysys y Pipephase cuentan con una gran cantidad de equipos de proceso y accesorios, para la construcción detallada de los modelos de transporte: pipes, tubing, IPR, terminaciones, compresor, bomba, calentador, separador, válvula, contracción, expansión, estranguladores, etc.

## 6.6 PROCESO DE DISEÑO CON ASPEN HYSYS DEL GASODUCTO

### ECEBOL POTOSI

Abrir nuevo Proyecto

Añadir componentes



Worksheet	Mole Fractions	Vapour Phase
Nitrogen	0,0528	0,0528
CO2	0,0138	0,0138
Methane	0,8965	0,8965
Ethane	0,0063	0,0063
Propane	0,0262	0,0262
i-Butane	0,0030	0,0030
n-Butane	0,0007	0,0007
i-Pentane	0,0002	0,0002
n-Pentane	0,0002	0,0002
n-Hexane	0,0002	0,0002
n-Heptane	0,0001	0,0001

Tabla 6.1 Composición del gas Ecebol-Potosí

Fuente: Aspen Hysys

En esta seccion se introducira la cromatografia del gas de la table 4.2

### Añadir paquete de fluidos (Peng-Robinson)

Se creara un paquete de fluidos de Peng Robinson Para el cálculo de ecuaciones con el que el programa resolverá y nos detallara los resultados de los parámetros introducidos.

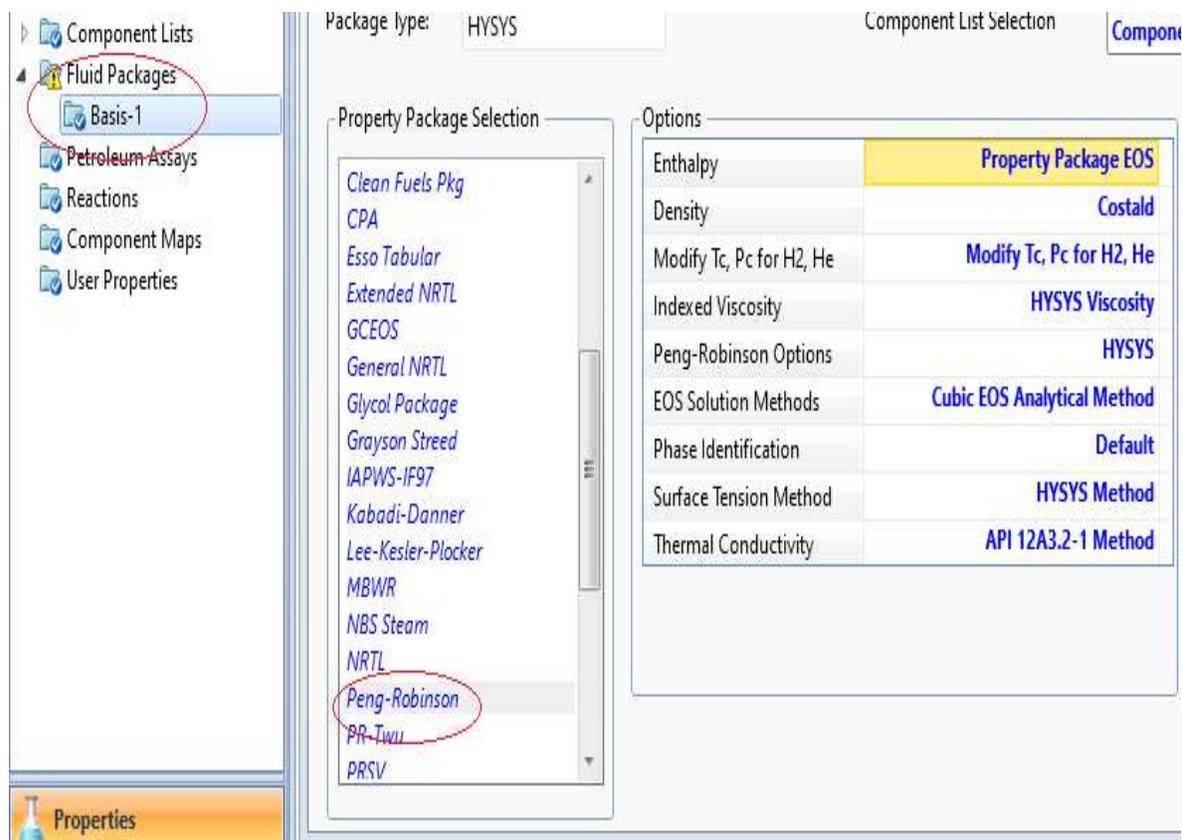


Tabla 6.2 Añadir un paquete de fluidos

Como se observa en la tabla anterior debemos elegir ese tipo de correlación ya que es para hidrocarburos en este caso el gas natural para una mejor optimización del diseño del gasoducto El Sedem-Ecebol, también existe el PRSV que también podríamos utilizarlo y no debería variar mucho por que tiene la misma finalidad la ecuación para hidrocarburos.

Representación gráfica del Gasoducto Sucre-Potosí y Gasoducto Ecebol-

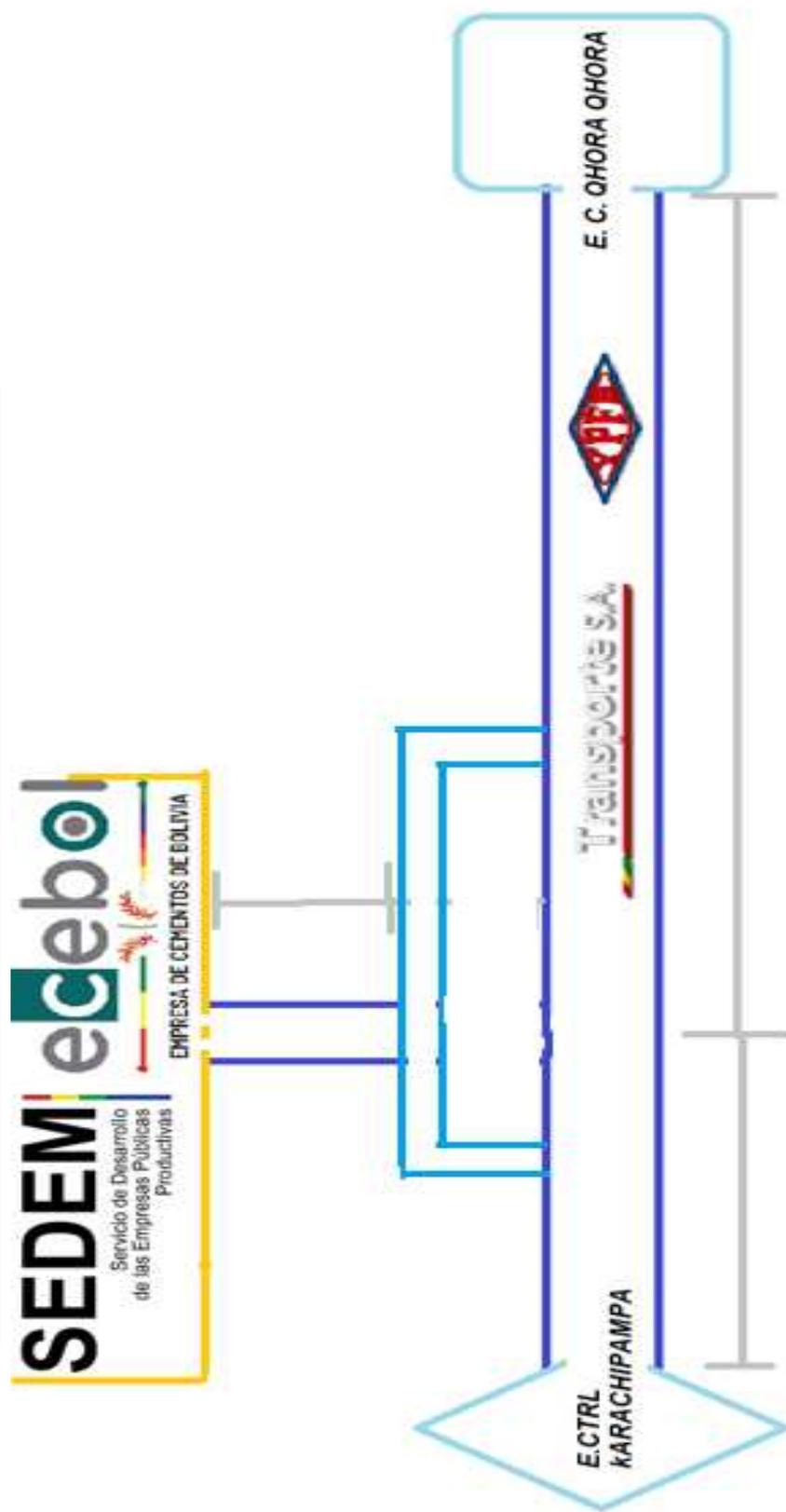


Figura 6.1 Representación gráfica del Gasoducto Sucre-Potosí y Gasoducto Ecebol-Potosí

Fuente: J. Gabriel Aliaga F. Umsa

Representación gráfica del Gasoducto Sucre-Potosí- Ecebol Potosí

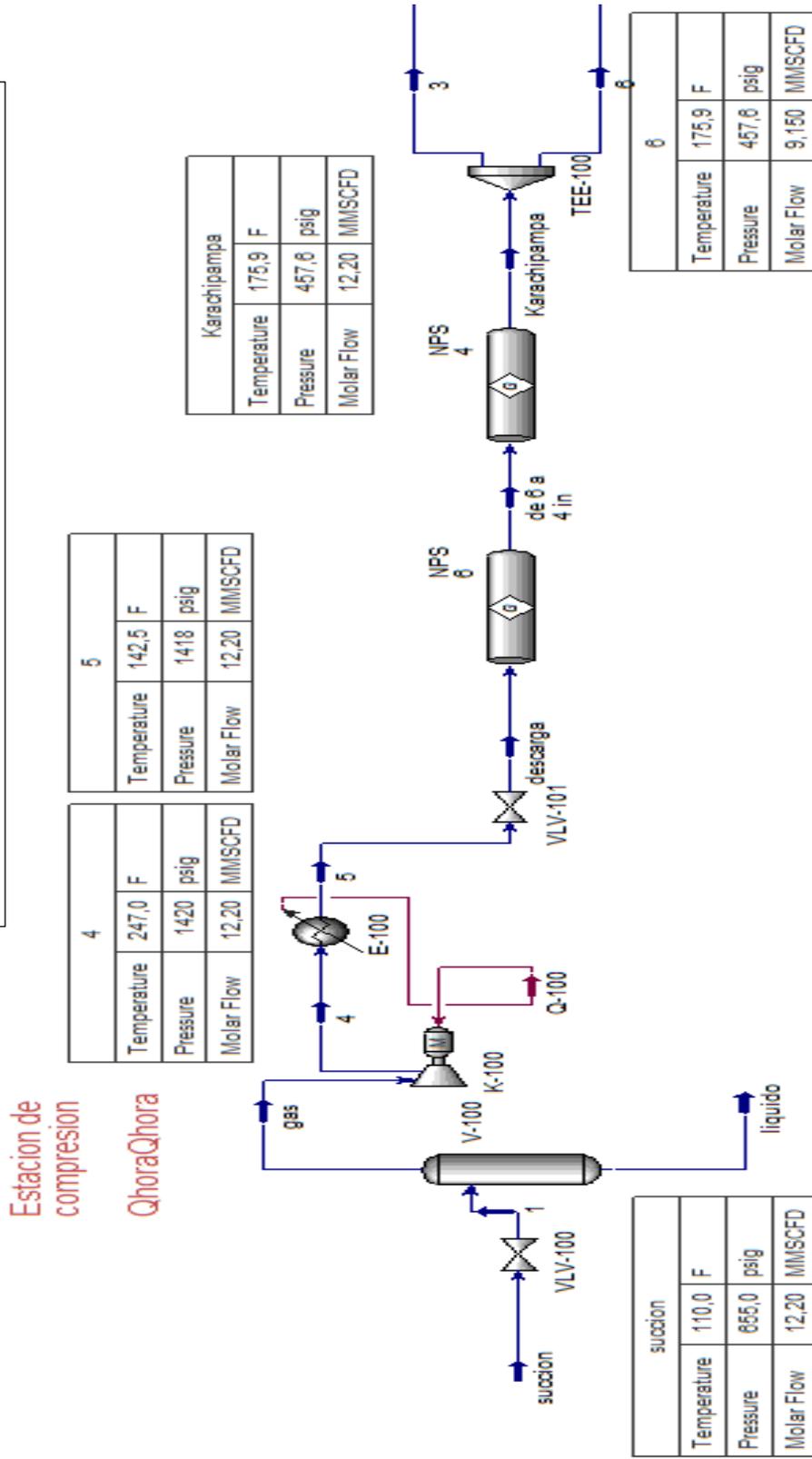
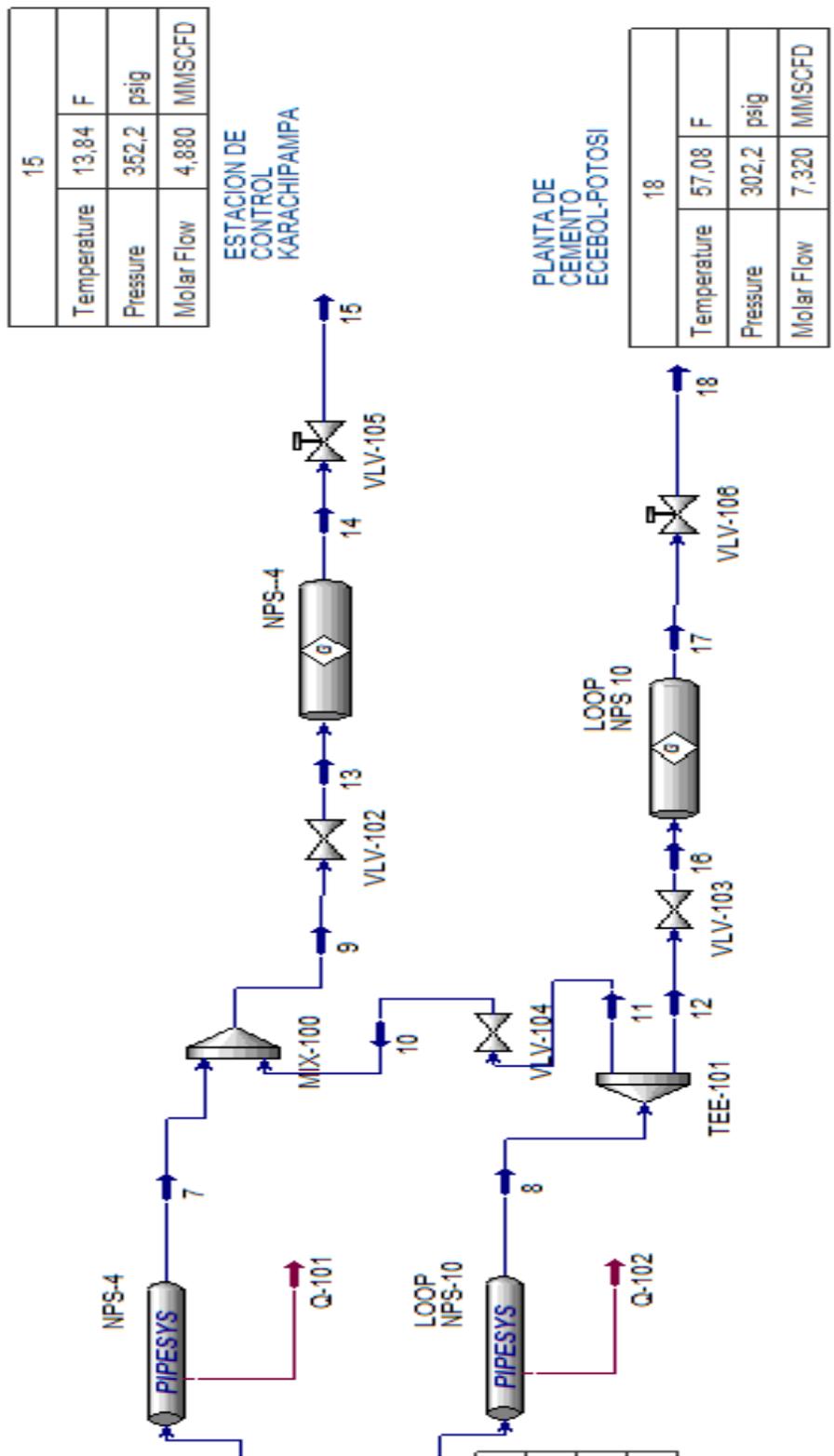


Figura 6.2 Representación gráfica del Gasoducto Sucre-Potosí y Gasoducto Ecebol-Potosí en Hysys

Fuente: J. Gabriel Aliaga F.

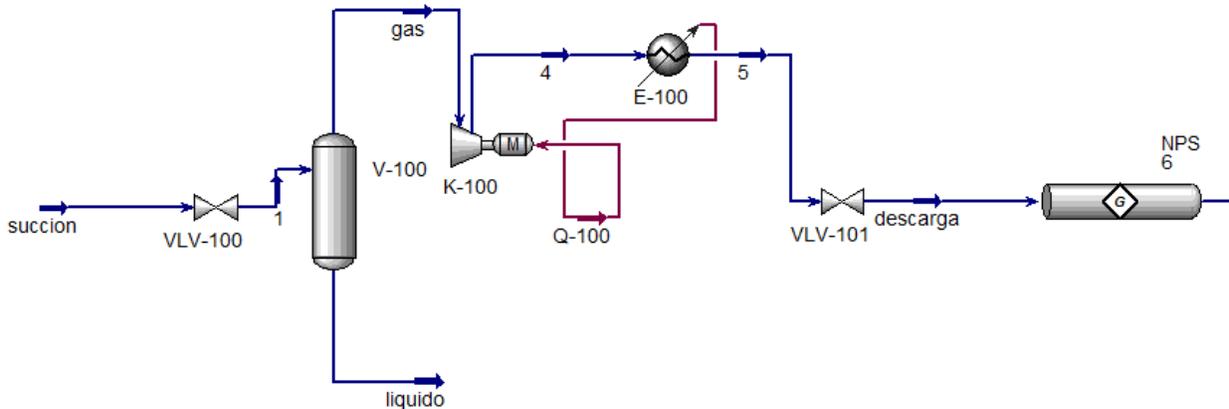
Continuación...



### Descripción del Proceso:

Para un mejor diseño del Gasoducto El Sedem-Ecebol se planteo todo el diseño del Gasoducto Sucre-Potosí, para mejores condiciones de operación. A continuación, describiremos los equipos y las corrientes de entrada y salida.

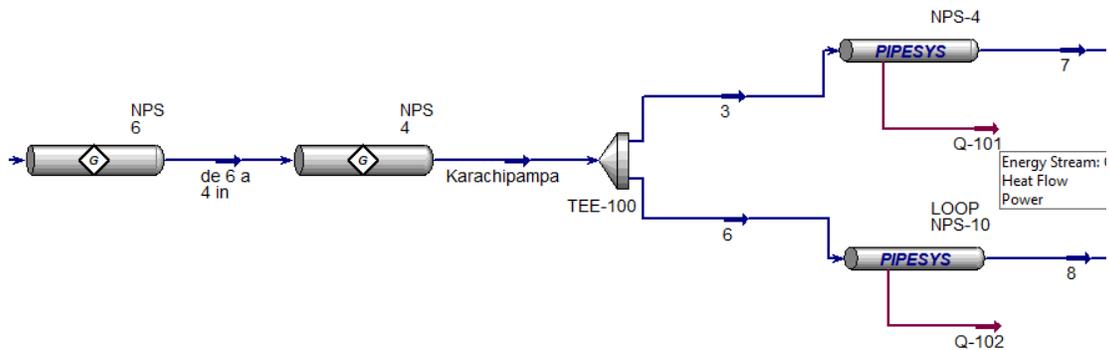
Figura 6.3



- Los Equipos VLV-100 representa una válvula, K-100 el compresor, v-100 es un separador y E-100 es un enfriador, todos estos equipos hacen la representación gráfica de la estación de compresión QhoraQhora.

- La corriente succión es el gas de ingreso al GSP las corrientes 4,5 son los enlaces entre equipos y la de descarga que ingresara al gasoducto de un primer tramo de diámetro nominal 6.

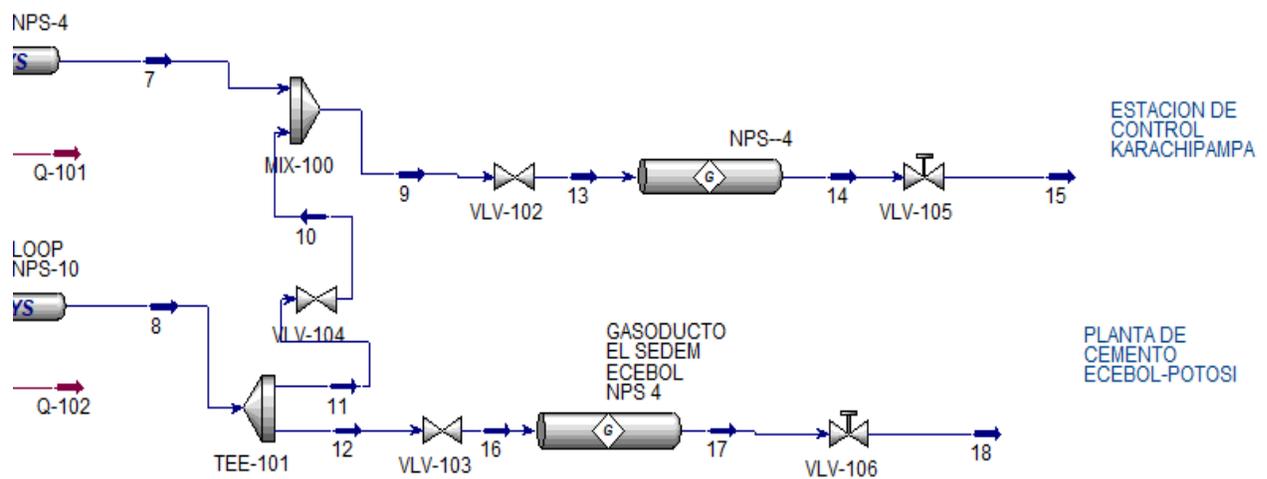
Figura 6.4



De un diámetro nominal de 6 el GSP llega a reducir su diámetro nominal a 4 por el motivo de cuello de botella que existía en ese tramo, saliendo del gasoducto con una corriente hacia la estación de control Karachipampa pero por motivos de capacidad se incrementó un loop en el lugar por el objeto de la demanda de gas en Potosí, este loop es de diámetro nominal 10 es por ahí que se realizaremos el gasoducto El Sedem-Ecebol por una acometida que se realizara para dirigirse hasta planta de cementos Ecebol-Potosi.

El T-100 es un equipo de separador de línea de corriente.

Figura 6.5



Finalmente, la corriente 7 se dirigirá pasando por un mixer y la válvula observada hacia la estación de control instalada en Potosí para su recepción y posterior recepción a los usuarios.

Mientras que por la corriente 8 pasara por el TEE-101 donde la corriente 11 se dirigirá hasta la Estación de Control Karachipampa donde volverá a la conexión del GSP y por la corriente 12 es el proyecto empleado que llega a ser el Gasoducto El Sedem-Ecebol en Potosí hasta llegar a la Planta cementera, donde a continuación detallamos su aplicación de este tramo en los siguientes cálculos en Hysys.

EL gasoducto El Sedem-Ecebol esta detallado a continuación como se realizo el ingreso de datos todo en base a normativa Asme B 31.8

Worksheet	Name	16	17
Conditions	Vapour	1,0000	1,0000
Properties	Temperature [F]	69,2134	57,2161
Composition	Pressure [psig]	428,2	304,2
PF Specs	Molar Flow [MMSCFD]	7,3200	7,3200
	Mass Flow [lb/hr]	14534,8215	14534,8215
	LiqVol Flow [barrel/day]	2965,6606	2965,6606
	Molar Enthalpy [Btu/lbmole]	-3,320e+004	-3,324e+004
	Molar Entropy [Btu/lbmole-f]	36,89	37,42
	Heat Flow [Btu/hr]	-2,66834e+07	-2,67141e+07

Tabla 6.3 Datos operativos Ecebol-Potosí

Al darle doble clic a la tubería deben introducirse los parámetros de presión y temperatura de flujo del gas y teniendo ya la composición el programa con esos datos empezara a iterar y detallara resultados inmediatos.

Heat Transfer Summary	
Ambient Temp	57,200 F
Overall HTC	28,000 Btu/hr-ft <sup>2</sup> -F

Tabla 6.4 Datos operativos 2 Ecebol-Potosí

Overall Dimensions	
Pipe Schedule	Schedule 40
Material	Smooth
Roughness	0,0000
Nominal Diameter	4,000
External Diameter	4,500
Internal Diameter	4,026

Tabla 6.5 Datos diseño Ecebol-Potosí

Fuente: Aspen Hysys

En la pestaña performance debemos ingresar los puntos del perfil de elevación que se detallaron con el programa Google Eart, es recomendable usar los picos mas altos y bajos y los puntos pronunciados para tener mejores resultados ( figura 2.7).

Ingresar el perfil de elevación

Performance		Pipe Network			
Profiles		Axial Length [m]	Elevation [m]	Cells	Cell Length [m]
		0,0000	0,0000		
		502,0	-9,000	20	25,10
		2450	-66,00	20	97,40
		3150	-103,0	20	35,00
		4300	-138,0	20	57,50
		4970	-136,0	20	33,50
		6750	-88,00	20	89,00
		6980	-100,0	20	11,50
		7230	-90,00	20	12,50
		7400	-95,00	20	8,500

Tabla 6.6 Datos perfil de elevación Ecebol-Potosí

Fuente: Aspen Hysys

Perfil de elevación en hysys

El programa Google Eart Pro es especialmente para encontrar localizacion de cualquier superficie en la tierra, trabaja con fotofrafiyas en tiempo real de la ubicacion que se quiere en el instante. Sirve para realizar analisis topograficos como localizar lugares donde las personas no pueden llegar es asi que se utiliza este programa para el analisis del tramo del gasoducto El Sedem-Ecebol.

De la misma manera que la figura 2.7 con el que se obtuvo el perfil longitudinal con el programa Google Eart debera ser de la misma manera que al introducirlo en Hysys y efectivamente lo es como se muestra a continuacion.

Perfil de elevación en hysys

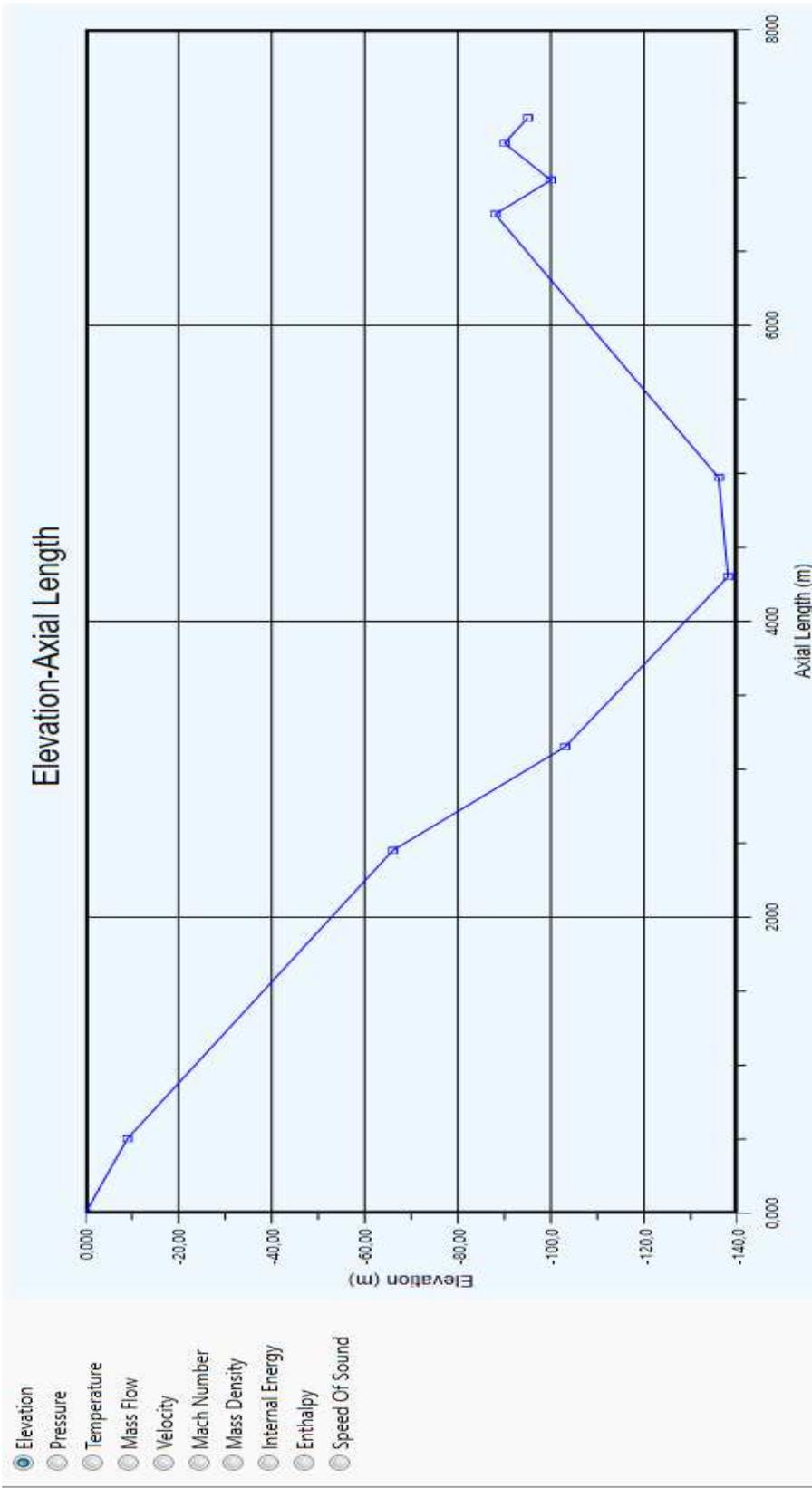


Figura 6.3 perfil de elevación en Hysys

Fuente: Aspen Hysys

Hacer correr la simulación

Luego de introducir los parámetros en el gasoducto se deberá hacer correr el programa donde se muestra los resultados a continuación.

La franja verde en la parte inferior del programa me indica que está corriendo perfectamente y obtenemos los siguientes cálculos

Worksheet	Name	16	17
Conditions	Molecular Weight	18,08	18,08
Properties	Molar Density [lbmole/ft3]	8,419e-002	6,101e-002
Composition	Mass Density [lb/ft3]	1,522	1,103
PF Specs	Act. Volume Flow [barrel/day]	4,081e+004	5,631e+004
	Mass Enthalpy [Btu/lb]	-1836	-1838
	Mass Entropy [Btu/lb-F]	2,040	2,070
	Heat Capacity [Btu/lbmole-F]	9,705	9,405
	Mass Heat Capacity [Btu/lb-l	0,5367	0,5201
	LHV Molar Basis (Std) [Btu/lb	3,415e+005	3,415e+005
	HHV Molar Basis (Std) [Btu/l	3,757e+005	3,757e+005
	HHV Mass Basis (Std) [Btu/lb	2,078e+004	2,078e+004
	CO2 Loading	<empty>	<empty>
	CO2 Apparent Mole Conc. [l	<empty>	<empty>
	CO2 Apparent Wt. Conc. [lbr	<empty>	<empty>
	LHV Mass Basis (Std) [Btu/lb	1,889e+004	1,889e+004
	Phase Fraction [Vol. Basis]	1,000	1,000
	Phase Fraction [Mass Basis]	1,000	1,000
	Phase Fraction [Act. Vol. Basi	1,000	1,000
	Mass Exergy [Btu/lb]	196,7	178,6
	Partial Pressure of CO2 [psig	-8,580	-10,29
	Cost Based on Flow [Cost/s]	0,0000	0,0000
	Act. Gas Flow [ACFM]	159,1	219,6
	Avg. Liq. Density [lbmole/ft3	1,159	1,159
	Specific Heat [Btu/lbmole-F]	9,705	9,405
	Std. Gas Flow [MMSCFD]	7,306	7,306
	Std. Ideal Liq. Mass Density [	20,95	20,95

Tabla 6.7 Propiedades Gasoducto Ecebol-Potosí

Fuente: Aspen Hysys

Análisis de resultados se detallará en las siguientes graficas de presión vs longitud, temperatura vs longitud y velocidad vs longitud del ducto.

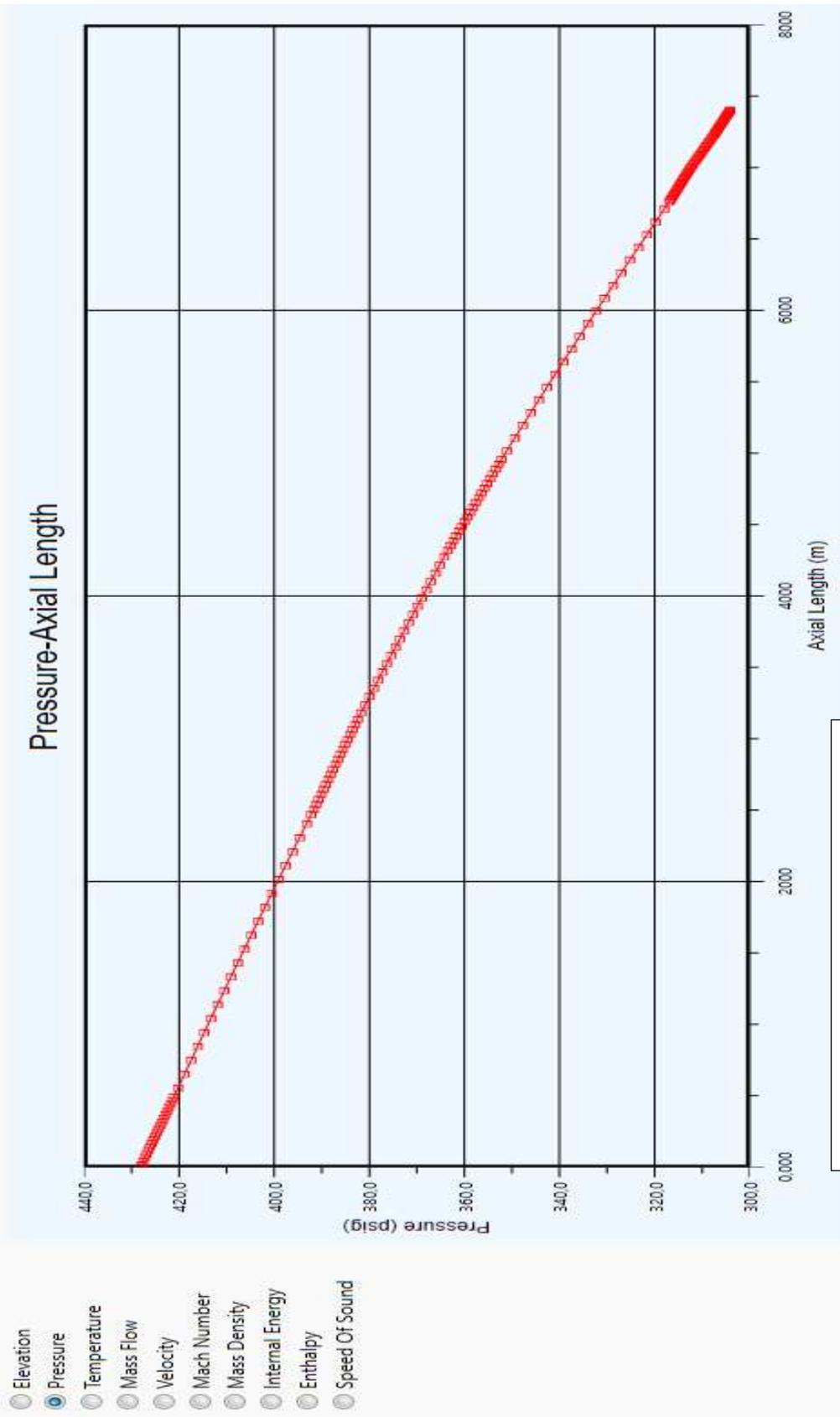


Figura 6.4 Presión vs Longitud

Fuente: Aspen Hysys

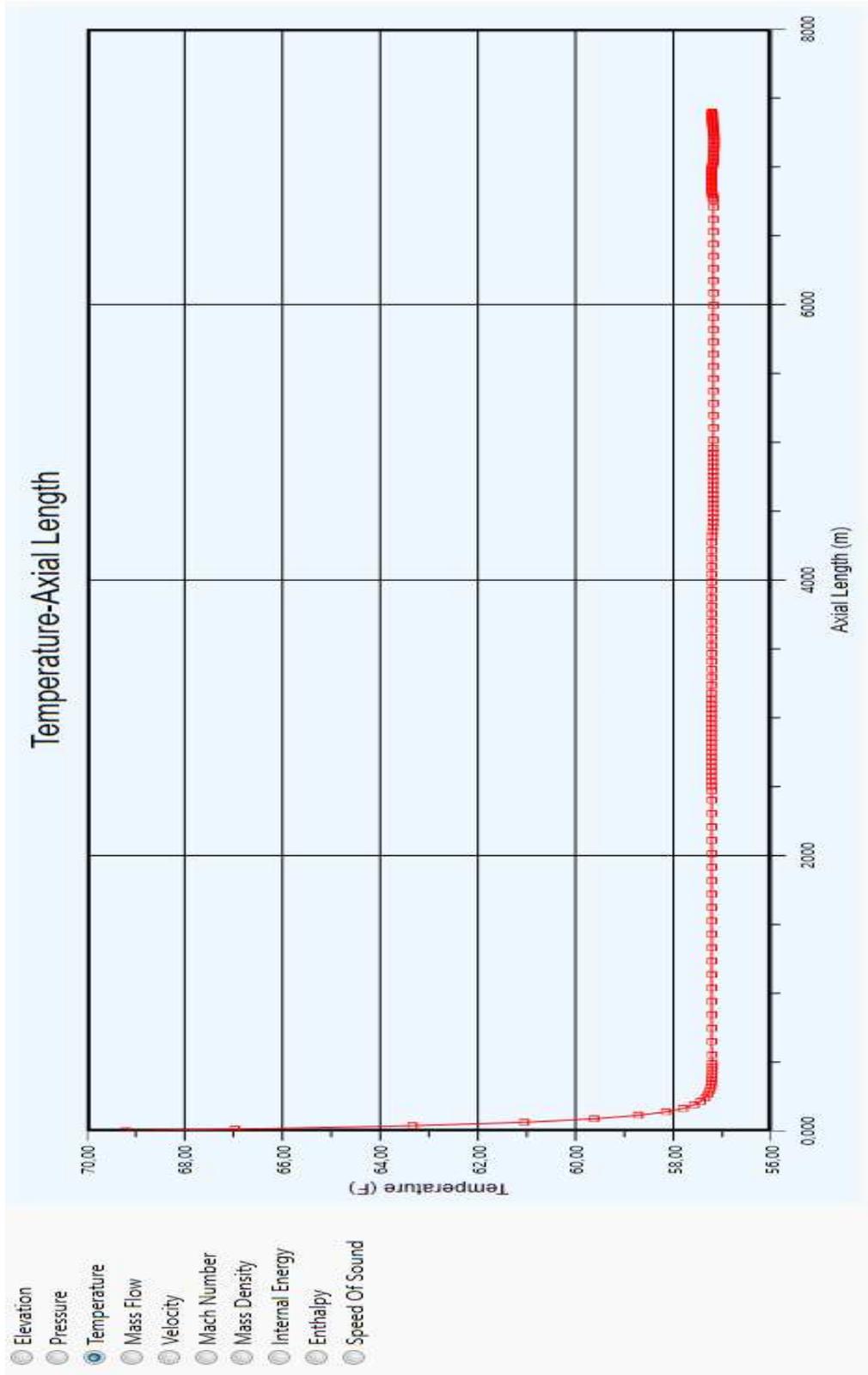


Figura 6.5 Temperatura vs Longitud

Fuente: Aspen Hysys

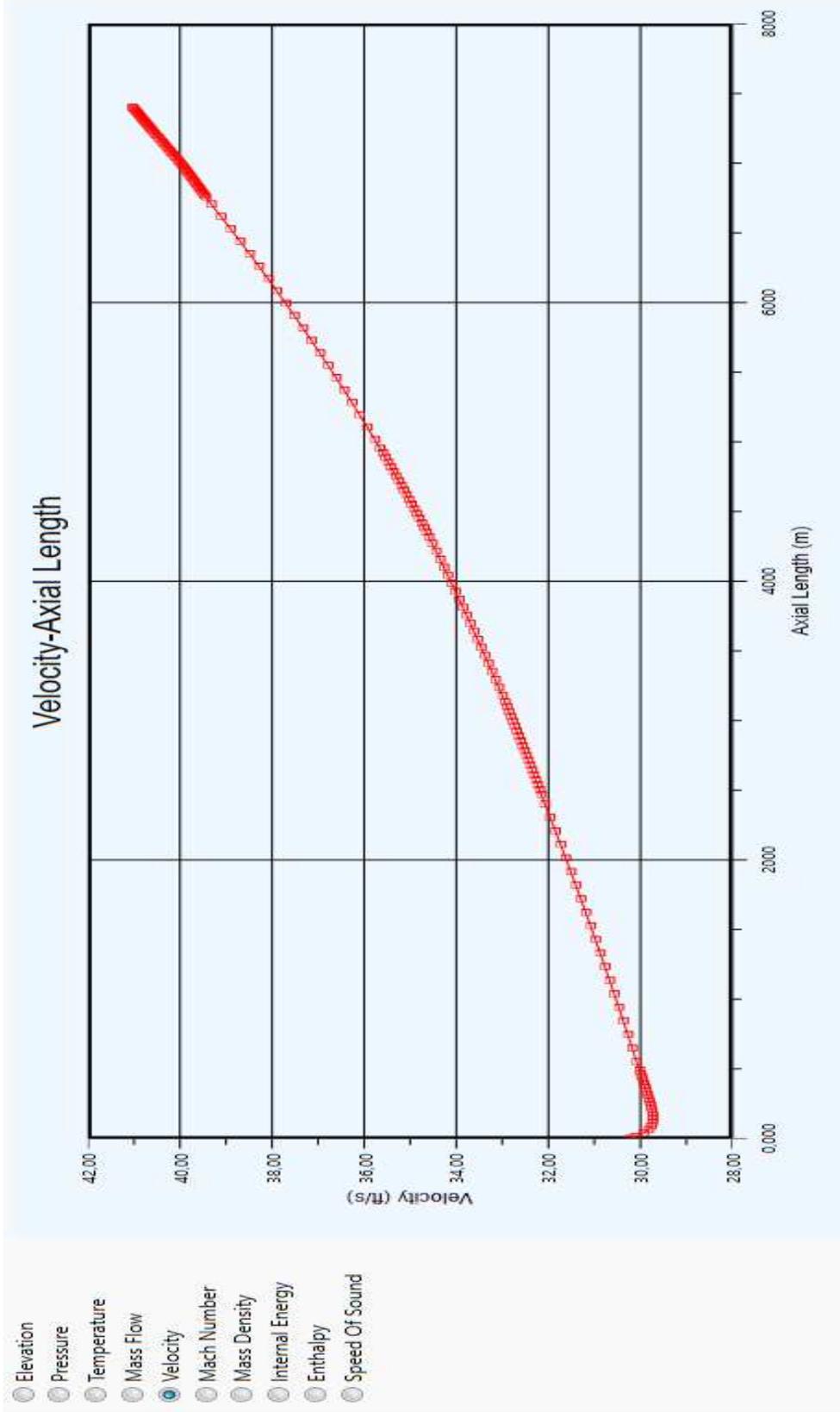


Figura 6.6 velocidad de flujo vs Longitud

Fuente: Aspen Hysys

Obviamente la Grafica Presión vs Longitud se observa que la presión pierde energía y va cayendo por factores de rugosidad de la tubería como picos altos donde se pierde más energía y picos bajos se gana energía.

En la gráfica Temperatura vs Longitud esta se ajusta de acuerdo al lugar donde se instaló el gasoducto donde intercambian calor con el medio que lo rodea, como se observa en la gráfica la temperatura reduce, pero se ajusta en todo el tramo reduce moderadamente.

La Grafica de la velocidad se está incrementando por simple hecho del perfil longitudinal.

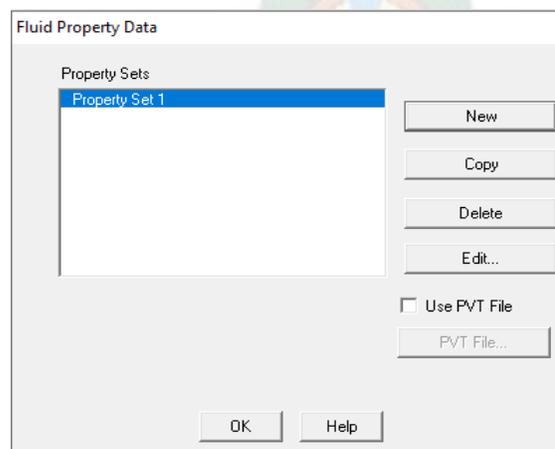
## 6.7 PROCESO DE DISEÑO CON PIPEPHASE DEL GASODUCTO ECEBOL POTOSI

### EVALUACION HIDRAULICA

Abrir nuevo proyecto

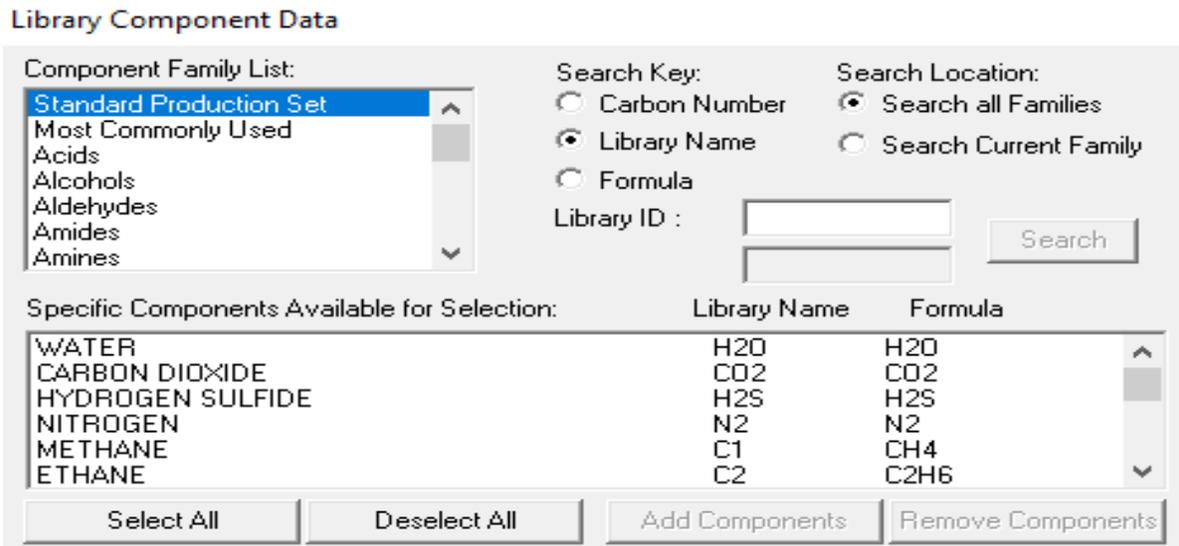
1. Seleccionar el tipo de simulación (Network model).
2. Seleccionar el tipo de fluido (Gas-composicional).
3. Seleccionar las unidades de medición (Petroleum).
4. Confirmación de los tres puntos anteriores.
5. Ingresar las propiedades del fluido

Figura 6.7 Propiedades del fluido en Pipephase



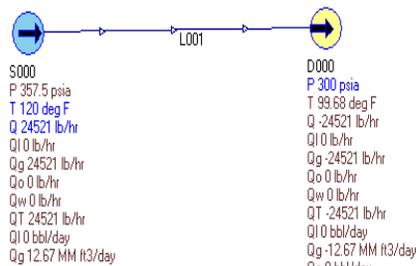
Fuente: Pipephase

Figura 6.8 Componentes del fluido en Pipephase



Representación de manera grafica en pipephase

Figura 6.9 Representación gráfica en Pipephase



Fuente: Pipephase

## Introducción de características específicas del ducto

General Spread Sheet - S000 Source Composition

	Component Name	Composition Mole %
1	N2	5.3000e-001
2	CO2	1.450
3	C1	94.140
4	C2	6.6000e-001
5	C3	2.750
6	IC4	3.2000e-001
7	NC4	7.0000e-002
8	IC5	2.0000e-002
9	NC5	2.0000e-002
10	NC6	2.0000e-002
11	NC7	1.0000e-002

Sink

Sink Name: D000 Short Name: D000

Injection Well

Mandatory Data

Pressure

Fixed 300 psia

Estimated 285 psia

Standard Flowrate

Fixed lb/hr

Estimated 52 lb/hr

PVT Property Set: Default

Disable Sink

Figura 6.10 Cromatografía del fluido en Pipephase

Figura 6.11 Parámetros de inicio

Compositional Source

Source Name: S000 Short Name: S000 PVT Property Set: Default

Mandatory Data

Pressure

Fixed 450 psia

Estimated 450 psia

Temperature: 120 F

Quality: %

Flow Basis: Gas Volume

Standard Flowrate

Fixed 12.7 MM ft3/day

Estimated 7.5 MM ft3/day

Source Priority: 0

Composition

Define Composition... Normalized

Composition Basis: Molar Percent

Distillation Data...

Use Composition From...

Disable Source

Figura 6.12 Propiedades finales en Pipephase

Fuente: Pipephase

Figura 6.13 Datos de diseño Pipephase

Link <L001> Device Data

	Device Name	Data Entry Window	On?	Length (ft)	Elevation Change (ft)	MWD (ft)	Depth (ft)
0	S000	Source					
1	P000	Pipe	<input checked="" type="checkbox"/>	2260,85	-311,68		
2	D000	Sink					

Buttons: OK, Cancel, Help, Reverse, Cut, Copy, Paste, Link, Nodal, Sizing, VFP Tables, View Profile

Inserts: Pipe, Pipeline, Riser, Tubing, Annulus, IPR, VFP

Perfil longitudinal

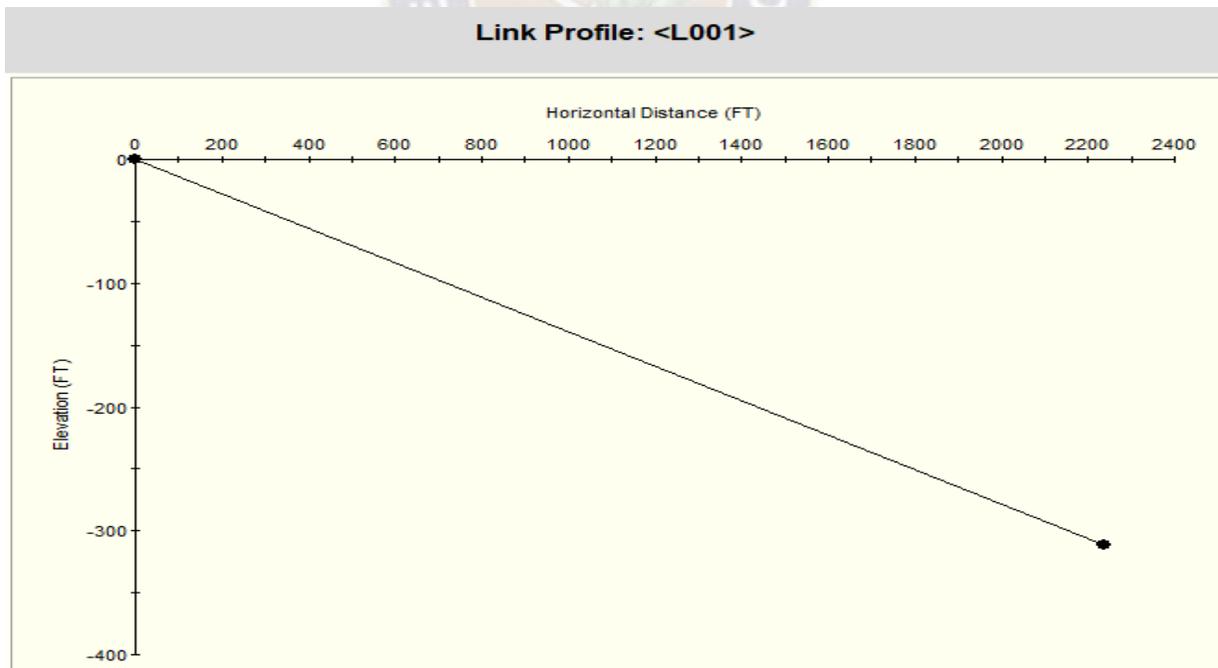
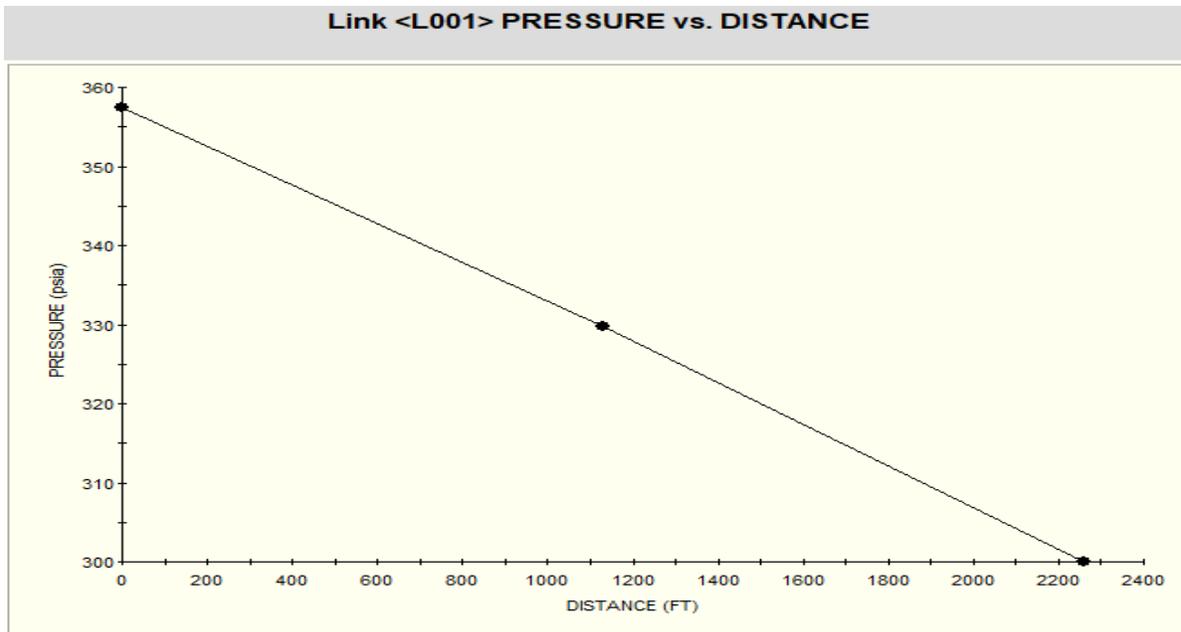


Figura 6.14 Perfil longitudinal en Pipephase

Fuente: Pipephase

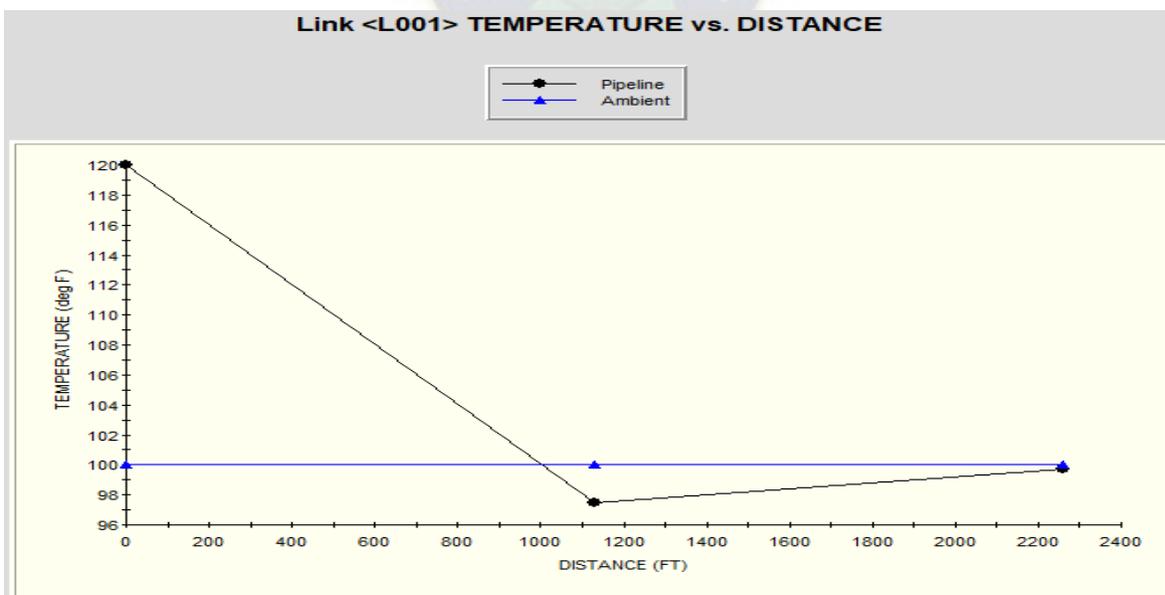
## Presión vs Distancia

Figura 6.14 Perfil Presión vs Distancia



## Temperatura vs distancia

Figura 6.15 Perfil Temperatura vs Distancia



Fuente: Pipephase

## CAPITULO 7

### ASPECTOS ECONÓMICOS DEL GASODUCTO ECEBOL-POTOSI

#### 7.1 GENERALIDADES

En este capítulo se mencionará los aspectos económicos desde inicio de obra hasta la reposición del tramo para la construcción y diseño del gasoducto Ecebol-Potosi, para un diámetro de 4 pulgadas nominal que satisface las características y requerimientos de la planta por lo cual determinaremos el costo total de operación, como también aspectos que servirán en fase de conclusión del proyecto.

#### 7.2 DATOS ECONOMICOS

Datos económicos según la inversión:

##### 7.2.1 INVERSION EN ESTUDIOS DE INGENIERIA

En este acápite se considerará el estudio topográfico en la ruta del gasoducto, diseño, reposición del terreno, tramites gubernamentales, estudios de ingeniería, inspección, supervisión y parte administrativa (sueldos administrativos, gastos de oficina, trámites legales, etc.).

Estos gastos de estudio de ingeniería corresponden un 27 % de la inversión de los materiales del gasoducto.

<b>DIAMETRO DE TUBERIA (NPS)</b>	<b>INVERSION US\$</b>
4	1.069.773

Tabla 7.1 Inversión en estudios de ingeniería

##### 7.2.2 INVERSION EN LOS MATERIALES DE CONSTRUCCION

Los parámetros de los materiales están basados en el proyecto del GSP, gasoducto Sucre-Potosí los mismos se detallan a continuación:

<b>MATERIALES</b>	<b>LINEA DE 4 PULGADAS</b>
TUBERIA DE ACERO	1,04 US\$/Kg
PROTECCION CATODICA	3,37 US\$/m
ESTACION DE MEDICION	65 M US\$ / SISTEMA

EQUIPO DE COMUNICACION	27 M US\$ / SISTEMA
VALVULAS Y ACCESORIOS	1,237 M US\$
CRUCES AEREOS	79 M US\$
CRUCES ESPECIALES	48 M US\$

Tabla 7.2 Inversión en los materiales de construcción

La inversión final del tramo del gasoducto se encuentra en el siguiente cuadro

INVERSION DEL MATERIAL PARA LA CONSTRUCCION DEL GASODUCTO GSP DE NPS 4

MATERIALES	INVERSION EN US \$
TUBERIA DE ACERO	1.075.070
PROTECCION CATODICA	251.647
ESTACION DE MEDICION	130.000
EQUIPO DE COMUNICACION	35.000
VALVULAS Y ACCESORIOS	224.740
<b>TOTAL</b>	<b>1.716.457</b>

Tabla 7.3 Inversión del material para la construcción del gasoducto GSP

### 7.2.3 INVERSION DE CONSTRUCCION Y MONTAJE

En este acápite está incluido obras civiles, apertura y cierre de la zanja, relleno como la restauración del terreno, derecho de vía, revestimiento y pruebas hidrostáticas.

Datos económicos:

<b>TUBERIA</b>		
	<b>PRECIO</b>	<b>UNIDAD</b>
MATERIAL FOB, PUERTO DE EMBARQUE (EMPRESA MONETRREY SEDE LA PAZ- EL ALTO ZONA RIO SECO)	1,025	\$us/TM

TRANSPORTE	300	\$us/TM
REVESTIMIENTO DE LA TUBERIA	12	\$us/ m <sup>2</sup>

Tabla 7.4 Inversión de construcción y montaje

<b>PROTECCION CATODICA</b>
<b>Es el 3 % del total de inversión de la tubería</b>
<b>TOTAL 32.252 \$US</b>

Tabla 7.5 Protección Catódica

**VALVULAS INTERMEDIAS (CORRALITOS)**

<b>DIAMETRO NOMINAL</b>	<b>V. GATE P/U</b>	<b>V. VENTEO</b>	<b>TOTAL</b>
<b>4</b>	23.250	10.500	33.750

Tabla 7.6 FUENTE: AUTOMATITATION INT LTD, STAFFORD, TX

<b>ESTACIONES DE MEDICION</b>		
ESTACION EN PUNTO DE ENTREGA	70	M \$us
ESTACION DE MEDICION EN FRONTERA	15.000	M \$us

Tabla 7.7 Estaciones de medición (costo)

**DERECHO DE EXPROPIACION/ADQUISICION**

Costo estimado 500 \$us/Km

**PROYECTO Y FISCALIZACION**

es aproximadamente el 5 % del total de los anteriores incisos

LONGITUD DEL GASODUCTO L=4,6 MILLAS

**CONSTRUCCION Y MONTAJE DEL GASODUCTO**

<b>DIAMETRO NOMINAL</b>	<b>PRECIO US\$ / m</b>	<b>TOTAL, US\$</b>
4	175,5	1.302.025

Tabla 7.8 Construcción y montaje del gasoducto

#### 7.2.4 COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Existe el mantenimiento preventivo y correctivo a la línea, cualquier costo de materiales y la mano de obra que se requieran se lo tomara en cuenta como mantenimiento.

Aquellos servicios de equipos lo proporcionaran el fabricante y nos especifica el alcance del servicio de mantenimiento que se proporcionara.

Para estimar costo de operación y mantenimiento se tomaron en cuenta los siguientes valores.

<b>OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO</b>	<b>\$US/AÑO</b>
LINEA	2,5
ESTRACION DE MEDICION	17.070
EQUIPOS DE COMUNICACION	6.670

Tabla 7.9 Operación y mantenimiento del gasoducto

Los detalles de costo y operación se encuentran en la tabla 7.10

#### 7.2.5 INVERSIÓN TOTAL Y ECONÓMICOS DE LA LÍNEA

La inversión total que se requiere para la construcción del gasoducto Ecebol-Potosi se detallan en la tabla 7.11.

#### 7.2.6 RETORNO Y RENTABILIDAD DE LA INVERSIÓN

Para determinar el costo unitario de transporte se empleó una depreciación lineal y ninguna tasa de descuento para un periodo de vida útil del gasoducto de 20 años como se recomienda la normativa ASME b 31.8.

Un proyecto de inversión es un plan, que asignado determinado capital, producirá un bien o servicio de utilidad para una empresa, persona o sociedad. Para cualquier empresa, es prioritario determinar las mejores opciones de rentabilidad del proyecto, esta rentabilidad se conoce mediante indicadores sobre la materia como son:

#### 7.2.6.1 VALOR FUTURO

Es el valor de una cantidad dentro de cierto tiempo o periodo a una tasa de interés (i) determinada.

$$F = P(1+i)^n$$

Donde:

n=Periodo

i= Tasa de interés

P= Valor presente

F= Valor futuro

#### 7.2.6.2 LA INVERSIÓN INICIAL C

Comprende todos los gastos que se realizan desde que se piensa por primera vez en el proyecto, hasta que el proyecto está listo para comenzar a producir los bienes o servicios para los que fue concebido.

#### 7.2.6.3 EL COSTO DEL CAPITAL i

Es la tasa de interés que se paga por la cantidad que se invierte. Esta tasa es la que se acuerda con la institución que financia el proyecto; si el capital es propio, su costo es la tasa a la que ganaría intereses en una inversión alternativa de mínimo riesgo y máxima liquidez (Fondo de inversión).

#### 7.2.6.4 LA VIDA ECONÓMICA n

Es el número de periodos estimado como la duración de los activos que integran la inversión inicial.

#### 7.2.6.5 LOS INGRESOS BRUTOS

Se obtienen multiplicando el volumen de ventas por el precio neto unitario.

#### 7.2.6.6 LOS COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Son sólo las erogaciones requeridas para el funcionamiento y conservación del negocio (personal, accesorios, combustibles, telecomunicaciones, seguros, etc.) sin incluir la amortización de la inversión inicial, en el caso de PEMEX se maneja el 15% de la inversión inicial.

#### 7.2.6.7 LOS INGRESOS NETOS $I_{K=1 \rightarrow n}$

Son la diferencia entre los ingresos brutos y los costos de operación y mantenimiento.

#### 7.2.6.8 GANANCIA O VALOR PRESENTE NETO (VPN)

La ganancia  $G$ , es la diferencia entre los ingresos netos y la inversión inicial, todos en valor actual. A esta ganancia también se la llama Valor Presente Neto del flujo de efectivo (VPN).

$$G = \frac{I_1}{(1+i)} + \frac{I_2}{(1+i)^2} + \frac{I_3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{I_n}{(1+i)^n} - C$$

#### 7.2.6.9 RAZÓN BENEFICIO / COSTO $R_{bc}$

Es el cociente del valor actual de los ingresos netos ( $I_t$ ), entre la inversión inicial “ $C$ ”.

$$R_{bc} = \frac{I_t}{C}$$

$$I_t = \frac{I_1}{(1+i)} + \frac{I_2}{(1+i)^2} + \frac{I_3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{I_n}{(1+i)^n}$$

$$R_{bc} = \frac{(G+C)}{C}$$

#### 7.2.6.10 TASA DE RENDIMIENTO (R)

Es la tasa a la que ganaríamos intereses en un banco ficticio, para obtener el mismo rendimiento que nos da “ $C$ ” en el proyecto.

$$r = (1+i)^{\sqrt[n]{(G+C)/C}} - 1$$

#### 7.2.6.11 TASA INTERNA DE RETORNO $T_{IR}$

Es la tasa hasta donde podría ascender el costo del capital para que la ganancia fuera cero.

$$C = \sum_{K=1}^n \frac{I_K}{(1+t_{ir})^K}$$

La obtención del valor de  $T_{ir}$  tiene que hacerse por ensaye y error, ya que es un polinomio de grado “n”.

<b>COSTOS ANUALES Y DE MANTENIMIENTO</b>			
AÑO	LINEA \$us	E. COMP.	TOTAL
1	223.140	NO	223.140
2	223.140	NO	223.140
3	223.140	NO	223.140
4	223.140	NO	223.140
5	223.140	NO	223.140
6	223.140	NO	223.140
7	223.140	NO	223.140
8	223.140	NO	223.140
9	223.140	NO	223.140
10	223140	NO	223140
11	223140	NO	223140
12	223140	NO	223140
13	223140	NO	223140
14	223140	NO	223140
15	223140	NO	223140
16	223.140	NO	223.140
17	223.140	NO	223.140
18	223.140	NO	223.140

19	223.140	NO	223.140
20	223.140	NO	223.140

Tabla 7.10 Costos anuales y de mantenimiento

### RESUMEN DE INVERSION DEL GASODUCTO ECEBOL-POTOSI

<b>MATERIALES</b>	<b>INVERSION EN US \$</b>	<b>NUMERO DE TABLA</b>
TUBERIA DE ACERO	1.075.070	Tabla 7.3
PROTECCION CATODICA	251.647	Tabla 7.3
ESTACION DE MEDICION	130.000	Tabla 7.3
EQUIPO DE COMUNICACION	35.000	Tabla 7.3
VALVULAS Y ACCESORIOS	224.740	Tabla 7.3
FLETES Y GASTOS EXTERNOS	32.252	Tabla 7.5
CONSTRUCCION Y MONTAJE	1.302.025	Tabla 7.8
ING. DE SUPERVISION Y CONTROL	1.069.773	Tabla 7.1
<b>TOTAL</b>	<b>4.120.507</b>	<b>Tabla 7.11</b>

Tabla 7.11 Resumen de inversión del gasoducto Ecebol-Potosi

### EVALUACION ECONOMICA DEL GASODUCTO

Datos

Longitud del ducto=7401.4 m

Costo por metro lineal de ducto 3200.25

Inflación promedio de 2021 al 2041 = 5.5

Valor futuro del costo por metro lineal de la tubería

$$F = P(1+i)^n$$

$$F = 3200.25(1+0.055)^{20}$$

$$F = 9337.55$$

Inversión inicial C = (costo por metro lineal del ducto) (longitud del ducto)

$$C = (9337.55)(7401.4)$$

$$C = 69110942.57$$

Costos de operación y mantenimiento = al 15% de la inversión inicial

$$\text{Costo operación y mantenimiento} = 69110942.57 * 0.15$$

$$\text{Costo operación y mantenimiento} = 10366641.39$$

Precio del pie cúbico del gas = 0.83

Costo de producción del pie cúbico = 0.03

$$\text{Precio neto del pie cúbico de gas} = 0.83 - 0.03 = 0.80$$

Ingreso bruto = (Precio neto del pie cúbico del gas) (Vol. de gas) (365 días)

$$\text{Ingresos brutos} = 0.8 * 7200000 * 365$$

$$\text{Ingresos brutos} = 2102400000$$

Ingresos netos = Ingreso bruto – Costos de operación y mantenimiento

$$\text{Ingresos netos} = 2102400000 - 10366641.39$$

$$I = 2092033359$$

Ganancia o VPN = Ingresos netos – la inversión inicial C (Nota: todos a valor actual)

$$G = \frac{I_1}{(1+i)} + \frac{I_2}{(1+i)^2} + \frac{I_3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{I_n}{(1+i)^n} - C$$

$$G = \frac{2092033359}{(1+0.1)} + \frac{2092033359}{(1+0.1)^2} + \frac{2092033359}{(1+0.1)^3} + \dots + \frac{2092033359}{(1+0.1)^{20}} - 69110942.57$$

$$G = 9111350670 + 4476533621 + 2779575179 + 1443199835$$

$$G = 17741548360$$

Razón beneficio/costo

$$R_{bc} = \frac{I_i}{C}$$

$$R_{bc} = \frac{17741548360_i}{69110942.57}$$

$$R_{bc} = 256.71$$

Indica que por cada peso invertido en el proyecto se obtienen 256.71 pesos de ingresos netos.

Tasa de rendimiento (r)

$$r = (1 + 0.10) \cdot 20\sqrt{256.711} - 1$$

$$R = 0.45$$

$$R = 45\%$$

Esta es la tasa a la que ganaríamos intereses si metiéramos nuestra inversión en un banco para que nos diera el mismo rendimiento de nuestro proyecto (gasoducto).

Tasa Interna de Retorno

Es la tasa hasta donde podría ascender el costo del capital para que la ganancia fuera cero.

La obtención del valor de TIR tiene que hacerse por ensaye y error, ya que es un polinomio de grado "n".

Para una tasa de interés igual a cero, el valor actual de los ingresos es simplemente la suma de los valores corrientes.

$$\Sigma = I_1 + I_2 + I_3 + \dots + I_n$$

$$\Sigma = 2092033359 + 2092033359 + 2092033359 + \dots + 2092033359$$

$$\Sigma = 41840667180$$

Cantidad mucho mayor a 69110942.57 por lo que se buscará por ensayo y error un valor de TIR que haga la suma igual a 69110942.57 el cual es 60541.3 %. Esto quiere decir que, si la inversión inicial la hubiéramos obtenido mediante un banco a préstamo, este nos tendría que cobrar una tasa de interés aproximadamente igual a 60541.3 % para que nuestras ganancias fueran igual a cero.

#### EVALUACION ECONOMICA

<b>DEPRECIACION DE LA LINEA \$US/AÑO =1.15 OPERACIÓN MANT. LINEA \$us</b>				
<b>AÑO</b>	<b>FLUJO MMPCA</b>	<b>OPERACIÓN MANT. LINEA \$us</b>	<b>DEPRECIACION DE LA LINEA \$US/AÑO.</b>	<b>TOTAL</b>
1	2628	223140	256611	479751
2	2628	223140	256611	479751
3	2628	223140	256611	479751
4	2628	223140	256611	479751
5	2628	223140	256611	479751
6	2628	223140	256611	479751
7	2628	223140	256611	479751
8	2628	223140	256611	479751
9	2628	223140	256611	479751

10	2628	223140	256611	479751
11	2628	223140	256611	479751
12	2628	223140	256611	479751
13	2628	223140	256611	479751
14	2628	223140	256611	479751
15	2628	223140	256611	479751
16	2628	223140	256611	479751
17	2628	223140	256611	479751
18	2628	223140	256611	479751
19	2628	223140	256611	479751
20	2628	223140	256611	479751
	52,560			9.595.020

Tabla 7.12 Evaluación económica

Costo unitario de transporte de 1.8\$us/Mpc

TIR=0.605

VAN=0.00

Calculo TIR

INGRESOS NETOS (I)		2092033359	2,092E+09	2,092E+09	2,092E+09	2,092E+09
TIR	60,5413					
$(1+0,1)^n$		60,6413	367736,73	2,23E+08	1,35E+11	8,20E+13
$I/(1+0,1)^n$		34498491,28	5688,9432	9,3813016	0,0154965	2,551E-05
SUMA ACUM. $\ln I/(1+0,1)^n$		34498491,28	34504180	34504190	34504190	34504190

Continua...

2,092E+09							
4,97E+16	3,02E+19	1,83E+22	1,11E+25	6,72E+27	4,08E+30	2,47E+33	1,50E+36
4,209E-08	6,927E-11	1,143E-13	1,885E-16	3,113E-19	5,128E-22	8,47E-25	1,395E-27
34504190	34504190	34504190	34504190	34504190	34504190	34504190	34504190

Continua...

2,092E+09						
9,09E+38	5,51E+41	3,34E+44	2,03E+47	1,23E+50	7,46E+52	4,52E+52
2,301E-30	3,797E-33	6,264E-36	1,031E-38	1,701E-41	2,804E-44	4,628E-44
34504190	34504190	34504190	34504190	34504190	34504190	34504190

Tabla 7.13 Cálculo del TIR



## CAPITULO 8

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En Bolivia, el 81% de los hidrocarburos transportados se realiza por ductos, por lo tanto, se requiere de suma atención y dedicación para que el transporte de los diversos fluidos que se manejan en la industria del petróleo, se lleve a cabo con la optimización de recursos y con éxito.

Los sistemas de ductos, al igual que las carreteras, reflejan el nivel económico de un país, ya que, a mayor número de líneas de transporte de hidrocarburos, se sugiere una mayor demanda de gas a causa de su desarrollo económico, industrial y urbano. En Bolivia, sin embargo, el Sistema Nacional de Ductos, estratégico para la industria petrolera nacional y el desarrollo económico nacional, enfrenta diversos obstáculos para alcanzar un avance integral pero aun así hay empresas que van construyendo proyectos para el desarrollo económico de Bolivia como es la cementera Ecebol-Potosi conjuntamente con YPFB y EL SEDEM harán de Potosí un departamento en crecimiento. Una de estas dificultades es la escasez de recursos destinados para su mantenimiento y sustitución, pero YPFB ya puso en marcha el plan exploratorio para generar la reactivación económica del país.

Todas las herramientas implantadas (Pipephase, Aspen Hysys y Google Eart) en el proyecto son especializadas para el diseño de redes de gas Natural en el área de distribución y transporte de hidrocarburos que facilitaron a la hora de hacer la parte práctica.

El gasoducto diseñado para abastecer a la cementera tiene un cálculo económico de al menos 20 años que es el óptimo para un gasoducto por sus accesorios que tienen el mismo tiempo de duración, además que los compresores de Qhora Qhora han sido implementados recientemente para incrementar el flujo al GSP e inclusive la construcción de un loop no se hizo esperar y ya vienen operando 3 años recién.

el beneficio más importante de la construcción del gasoducto Ecebol-Potosi es el desarrollo económico del departamento de Potosí que generara empleos por la región además de mejoras en la infraestructura de la región Chiutara y sus alrededores durante la fase de construcción del gasoducto como también cuando este concluido, además de otras empresas que se sumaran por la creciente urbanización del lugar.

Para Bolivia es una gran oportunidad de crecer en la industria del cemento para la exportación y consumo interno para el desarrollo de los diferentes departamentos ya sea distritos urbanos o rurales esto ocasionara crecimiento y fortalecimiento de empresas que quieran aportar al país.

A futuro el Sistema Nacional de Ductos deberá enfrentar los retos que la propia evolución de la industria del petróleo y del gas del país demanda. En ese sentido, deberá crecer en infraestructura de tuberías para hacer frente a la demanda y al aumento de la producción de crudo, refinados y gas. Deberá igualmente revisar sus esquemas de financiamiento, ya que, si bien ha habido reformas legales que permiten la participación de la iniciativa privada junto a YPFB, faltan aún este tipo de oportunidades para las otras subsidiarias de la paraestatal. Asimismo, debe reforzar la idea de que los derechos de vía sean paso de interés público y, finalmente una administración integral de los sistemas de ductos.

En el país el sistema de ductos tiene más de 20 años operando y es necesario hacer modificaciones en muchos tramos de los gasoducto como oleoductos y poliductos es así como recomendación es que los estudiantes de los últimos semestres que les guste la materia de transportes vean ahí una oportunidad para su proyecto de grado para poderlo implementar y hacer que este área de transporte crezca y se rejuvenezca con muchas más ideas de progreso y ayudar a nuestro país con su conocimiento implantado en nuestra casa de estudios.

## NOMENCLATURA

PARAMETRO	DESCRIPCION	UNIDAD
$C_p$	Calor especifico molar a presión constante	BTU/lb-mol °F
$C_v$	Calor especifico molar a volumen constante	BTU/lb-mol °F
dL	Diferencial de longitud de la tubería	m
DP	Presión diferencial	Psi
OD	Diámetro externo de la tubería	plg
ID	Diámetro interno de la tubería	plg
DN	Diámetro nominal de la tubería	adimensional
t	Espesor de la tubería	plg
Q	Flujo de gas natural a condiciones de base	Pies <sup>3</sup> /dia
Pb	Presión de base	Psi
Tb	Temperatura de base	R
F	Factor de transmisión	Adimensional
P1	Presión de entrega o entrada	Psia
P2	Presión de recepción o salida	Psia
GE	Gravedad especifica del gas natural	Adimensional
L	Longitud del ducto	millas
Z	Factor de compresibilidad del gas natural	Adimensional
Tf	Temperatura de flujo del gas natural	R
Pm	Presión promedio del ducto	Psia
H2	Cota o altura de elevación final	Ft

H1	Cota o altura de elevación inicial	Ft
d	Diámetro interno del ducto	plg
E	Factor de eficiencia expresado en tanto por 1	Adimensional
Pm	Presión promedio del ducto	PSIg
T1	Temperatura de recepción	R
T2	Temperatura de entrega	R
Z	Factor de compresibilidad	Adimensional
$\epsilon$	Rugosidad absoluta del ducto	plg
F	Factor de transmisión	Adimensional
NR	Numero de Reynolds	Adimensional
$\mu$	Viscosidad dinámica del gas	Lb/Ft-s
a	Índice de aumento de rugosidad	m/años
$\epsilon$	Rugosidad en t años	m
$\epsilon_0$	Rugosidad inicial	m
T	Tiempo	años
P	Presión interna de diseño del ducto	PSIg
S	Tensión de fluencia mínima	PSIg
F	Factor de diseño	Adimensional
E	Factor de junta longitudinal	Adimensional
T	Factor de temperatura	Adimensional
Tc	Espesor por corrosión 1/16	Adimensional

## BIBLIOGRAFIA

PIPE LINE RULES OF THUMB HANDBOOK

**AUTOR:** E.W. Mc ELLISTER

PETROLEUM TRANSPORTATION HANDBOOK

**AUTOR:** McGRAW - HILL

FORMULA PARA EL CALCULO DE CONDUCCION DEL GAS NATURAL POR  
CAÑERIAS

**AUTOR:** ANTONIO BARBATO

EVALUACION DE PROYECTOS

**AUTOR:** McGRAW – HILL

PIPELINE DESIGN AND CONSTRUCTION

**AUTOR:** NOVACORP INTERNATIONAL

TRANSPORTE DE FLUIDOS POR TUBERIAS

**AUTOR:** FRITZ HERNING

HIDRAULICS OF PIPELINES

**AUTOR:** J. PAUL TULLIS

MECANICA DE FLUIDOS

**AUTOR:** ROBERT MOTT

PROYECTO GASODUCTO SUCRE POTOSI

**AUTOR:** YPFB TRANSPORTES

GAS MEASURED MANUAL ( ASME B 31.8 )

**AUTOR:** AMERICAN GAS ASSOCIATION

BOLETIN TECNICO DE SOLDADURA

**AUTOR:** SOLDEXA

D.S. 24335 “REGLAMENTO DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS”

**AUTOR:** RASH 24335