

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA



**ESTUDIO DE AMPLIACIÓN DE UN SISTEMA DE TRANSPORTE
POR DUCTOS DE GAS NATURAL DE 200 MMSCFD DE
CAPACIDAD Y 100 KM DE LONGITUD**

INFORME DE SUFICIENCIA

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

PRESENTADO POR:

RODOLFO JUNNIOR LEÓN CASTRO

PROMOCIÓN 2011-I

LIMA-PERU

2014

Dedicatoria

A mis padres, Rodolfo y Rosanna.

Por darme la vida, su amor y su apoyo en los momentos más difíciles; les expreso mi admiración y respeto porque siguen dando todo de sí para que sus hijos seamos mejores personas.

A mi esposa, Roxana.

La compañera de toda mi vida, por demostrarme siempre su amor incondicional.

A mis hijos, Gustavo y Julieta.

Quienes con su alegría me demuestran cada día que son lo mejor de mi vida

Y a mi hermano, Alfredo.

El mejor amigo que la vida me ha podido regalar.

Agradecimientos

A la Universidad Nacional de Ingeniería, a la Facultad de Ingeniería Mecánica y a mis profesores por su esfuerzo y dedicación para la formación profesional de sus alumnos.

A mis compañeros de estudio, con quienes sigo y seguiré compartiendo conocimiento, alegrías y tristezas.

A mi asesor, el Ing. Santiago Paredes Jaramillo, por su apoyo en la realización de este informe.

ÍNDICE

PRÓLOGO	1
CAPÍTULO 1	
INTRODUCCIÓN	5
1.1 ANTECEDENTES.....	5
1.2 OBJETIVO GENERAL	6
1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	6
1.4 JUSTIFICACIÓN	6
1.5 ALCANCES.....	7
1.6 LIMITACIONES.....	8
CAPÍTULO 2	
DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE TGP Y DEL SISTEMA A ANALIZAR	9
2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE TGP	9
2.1.1 Importancia del Gas Natural en el Perú	9
2.1.2 El Transporte en la estructura de la industria del Gas Natural.....	12
2.1.3 Sistema de Transporte de Gas Natural y Líquidos de Gas Natural de TgP.....	17
2.1.4 Ampliaciones de capacidad en el Sistema de Gas de TgP	25
2.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE A ANALIZAR.....	29
2.2.1 Problemática, necesidad de los proyectos de ampliación.....	29
2.2.2 Características del Gasoducto planteado como escenario	30
2.2.3 Condiciones de operación.....	31
2.2.4 Composición y propiedades del gas	32

CAPÍTULO 3

MARCO TEÓRICO	33
3.1 PROPIEDADES DE LOS GASES	33
3.1.1 Gravedad específica.....	34
3.1.2 Viscosidad	35
3.1.3 Factor de compresibilidad	36
3.1.4 Ecuación de EDE Peng-Robinson	37
3.2 HIDRÁULICA EN GASODUCTOS.....	38
3.2.1 Ecuación General de Flujo	40
3.2.2 Ecuación de Colebrook	41
3.2.3 Ecuación de Panhandle B	42
3.2.4 Ecuación de Weymouth	43
3.2.5 Ecuación de AGA (utilizada en PipelineStudio).....	44
3.3 TUBERÍAS EN SERIE Y EN PARALELO.....	47
3.3.1 Tuberías en Serie	47
3.3.2 Tuberías en Paralelo.....	48
3.4 DISEÑO DE GASODUCTOS	51
3.4.1 Clase de ubicación	51
3.4.2 Diseño de tubería.....	52
3.4.3 Distancia máxima entre válvulas.....	55
3.4.4 Ruta de gasoducto.....	56
3.5 COSTOS	57
3.5.1 Componentes de costos.....	57
3.5.2 Costos de Capital	58
3.5.3 Costos de Operación y Mantenimiento	63
3.5.4 Determinación del diámetro óptimo económico	64

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS DE LAS ALTERNATIVAS DE AMPLIACIÓN.....	65
4.1 AMPLIACIÓN EN SISTEMAS DE TRANSPORTE DE GAS	65
4.1.1 Alternativas de ampliación	66
4.1.2 Consideraciones para la instalación de una Planta Compresora	71
4.1.3 Consideraciones para la instalación de un Loop	74
4.2 MODELAMIENTO PARA ESCENARIO DE GASODUCTO A ANALIZAR	77
4.3 ANÁLISIS TÉCNICO DE ALTERNATIVAS.....	84
4.3.1 Análisis hidráulico para instalación de Planta Compresora	84
4.3.2 Análisis hidráulico para instalación de Loop.....	91
4.4 ANÁLISIS ECONÓMICO DE ALTERNATIVAS.....	96
4.4.1 Análisis de costos para Planta Compresora	96
4.4.2 Análisis de costos para Loop	100
4.5 COMPARACIÓN DE ALTERNATIVAS DE AMPLIACIÓN.....	103

CAPÍTULO 5

DESCRIPCIÓN DE LA ALTERNATIVA ELEGIDA.....	107
5.1 CODIGOS Y NORMAS DE APLICACIÓN.....	108
5.2 CONDICIONES DE OPERACIÓN	111
5.3 EQUIPOS.....	112
5.3.1 Válvulas de entrada y salida	112
5.3.2 Filtros separadores.....	112
5.3.3 Unidades compresoras	112
5.3.4 Aeroenfriadores.....	113
5.3.5 Medidor de caudal	113
5.3.6 Sistema de gas combustible	113
CONCLUSIONES.....	114
BIBLIOGRAFÍA.....	116
ANEXOS.....	118

Listado de figuras

Figura 2.1. Proporción de Gas y Líquidos en la producción del Gas de Camisea.....	9
Figura 2.2. Generación de energía eléctrica por tipo de combustible 2002 – 2012. Fuente: Osinergmin.....	10
Figura 2.3. Ahorro para usuarios eléctricos gracias a Camisea. Fuente TgP.....	11
Figura 2.4. Estructura de la industria del Gas Natural.....	12
Figura 2.5. Empresas participantes en la estructura de la industria del Gas de Camisea.....	12
Figura 2.6. Balance de carga y procesamiento de Gas del Proyecto Camisea, promedios diarios del mes de Diciembre 2013. Fuente: Osinergmin	13
Figura 2.7. Balance de carga y procesamiento de Líquidos del Proyecto Camisea, promedios diarios del mes de Diciembre 2013. Fuente: Osinergmin	13
Figura 2.8. Crecimiento de la red de distribución de Gas Natural en Lima y Callao. Fuente: Osinergmin.....	14
Figura 2.9. Crecimiento de las instalaciones en Lima y Callao. Fuente: Osinergmin.	15
Figura 2.10. Planta de PLNG.....	15
Figura 2.11. Mapa del Sistema de Transporte de GN y LGN de TgP.	17
Figura 2.12. Planta Compresora Chiquintirca, TgP.....	19
Figura 2.13. Estación de Bombeo de Líquidos N°2 (PS2), TgP.....	23
Figura 2.14. Esquema del Sistema de Transporte de TgP en el año 2004 (314 MMSCFD)	25
Figura 2.15. Esquema del Sistema de Transporte de TgP en el año 2009 (450 MMSCFD)	26
Figura 2.16. Esquema del Sistema de Transporte de TgP en el año 2014 (1230 MMSCFD)	27
Figura 2.17. Promedio de Transporte diario de Gas Natural 2004-2013. Fuente: TgP.	28
Figura 2.18. Mapa del gasoducto planteado como escenario	30
Figura 2.19. Sistema de transporte planteado, análisis hidráulico con PipelineStudio.....	31
Figura 2.20. Sistema de transporte planteado, perfil presión/velocidad con PipelineStudio.....	31
Figura 3.1. Variación de la viscosidad del gas con la temperatura.....	35
Figura 3.2. Factor de compresibilidad del gas natural	36
Figura 3.3. Gasoducto con configuración de tuberías en serie	47
Figura 3.4. Gasoducto con configuración de tuberías en paralelo	48
Figura 3.5. Costos de Tubería vs Capacidad, para diferentes diámetros	64
Figura 4.1. Planta Compresora en un Gasoducto.....	67
Figura 4.2. Loop en un Gasoducto.....	67
Figura 4.3. Perfil de presión del sistema con diseño original	68
Figura 4.4. Perfil de presión del sistema con Planta Compresora.....	69
Figura 4.5. Perfil de presión del sistema con Loop.....	70

Figura 4.6. Esquema de Planta Compresora	72
Figura 4.7. Esquema de Loop	75
Figura 4.8. Sistema de transporte planteado, análisis hidráulico con PipelineStudio.....	82
Figura 4.9. Sistema de transporte planteado, perfil presión/velocidad con PipelineStudio.....	82
Figura 4.10. Resultados luego de simular sistema con Planta Compresora en Km 10.....	85
Figura 4.11. Curva de Capacidad incrementada vs Ubicación de la planta.....	87
Figura 4.12. Curva de Potencia requerida vs Ubicación de la planta	87
Figura 4.13. Curva de la relación entre Potencia requerida y Capacidad incrementada.....	87
Figura 4.14. Resultado luego de simular sistema con planta compresora en km 50.....	88
Figura 4.15. Resultado luego de simular sistema con planta compresora en km 60, limitando la presión mínima de succión a 40 bar.....	89
Figura 4.16. Perfil presión/velocidad para Planta Compresora en el kilómetro 60, limitando la presión mínima de succión a 40 bar.....	89
Figura 4.17. Resultado luego de simular sistema con planta compresora en km 60, sin limitar la presión mínima de succión.....	90
Figura 4.18. Perfil presión/velocidad para Planta Compresora en el kilómetro 60, sin limitar la presión mínima de succión.....	90
Figura 4.19. Resultados luego de simular sistema con Loop de 18” y 50 km	91
Figura 4.20. Resultados luego de simular sistema con Loop de 24” y 40 km	92
Figura 4.21. Capacidad incrementada vs Longitud, para Loops de 24” y 18”	93
Figura 4.22. Longitudes de Loop de 18” y 24” para incrementar 81.5 MMSCFD.....	94
Figura 4.23. Curva de costo de instalación para cada ubicación de la Planta Compresora	96
Figura 4.24. Curva de Capacidad incrementada y Costo de instalación, Planta Compresora	98
Figura 4.25. Opción de Loop de 24” y 66.5 Km incrementaría 114.0 MMSCFD.....	101
Figura 4.26. Costo acumulado de Alternativas	104
Figura 4.27. Costos actualizados a VAN con tasa 8%.....	104
Figura 4.28. Costos actualizados a VAN con tasa 12%.....	104
Figura 5.1. Esquema de Planta Compresora ubicada en Km 50, 281.5 MMSCFD de capacidad	111

Listado de tablas

Tabla 2.1. Características del ducto de Gas de TgP	21
Tabla 2.2. Factores de Diseño del ducto de Gas de TgP.....	21
Tabla 2.3. Características del ducto de Líquidos de TgP.....	24
Tabla 2.4. Ampliaciones de capacidad en el Sistema de Gas de TgP.....	27
Tabla 2.5. Características físicas del gasoducto planteado como escenario	30
Tabla 2.6. Condiciones de borde del gasoducto planteado como escenario	31
Tabla 2.7. Composición del Gas Natural referente al proyecto Camisea. Fuente: TgP. 2013	32
Tabla 2.8. Propiedades de referencia del Gas Natural proveniente de Camisea. Fuente: TgP. 2013	32
Tabla 3.1. Factor de diseño básico, F.....	52
Tabla 3.2. Factor de junta longitudinal, E.....	53
Tabla 3.3. Factor de reducción de potencia Temperatura T.....	53
Tabla 3.4. Factores de diseño para la construcción de tubos de acero.....	54
Tabla 3.5. Límite elástico mínimo especificado para la tubería de acero de uso común en los sistemas de tuberías.....	54
Tabla 3.6. Límite elástico mínimo especificado para la tubería de acero de uso común en los sistemas de tuberías (Continuación)	54
Tabla 4.1. Ampliaciones de capacidad en el Sistema de Gas de TgP.....	66
Tabla 4.2. Distancia máxima entre válvulas de línea en gasoductos, ASME B31.8.....	76
Tabla 4.3. Características físicas del gasoducto planteado como escenario	81
Tabla 4.4. Condiciones de borde del gasoducto planteado como escenario	81
Tabla 4.5. Datos obtenidos luego de los análisis hidráulicos del Sistema con Planta Compresora cada 10 kilómetros	85
Tabla 4.6. Resultados a partir de datos obtenidos de los análisis hidráulicos del Sistema con Planta Compresora	86
Tabla 4.7. Datos obtenidos luego de los análisis hidráulicos del Sistema con Loop de 18” y 24” cada 10 kilómetros	92
Tabla 4.8. Capacidad incrementada y costo de instalación estimado para cada caso de Planta Compresora.....	97
Tabla 4.9. ALTERNATIVA 1: Planta Compresora ubicada en el Km 50.....	99
Tabla 4.10. Opciones de Loop 18” y 24” para incrementar 81.5 MMSCFD.....	100
Tabla 4.11. ALTERNATIVA 2: Loop de 18” y 66.5 Km	102
Tabla 4.12. ALTERNATIVAS 1 y 2	103

PRÓLOGO

El presente informe pretende describir las consideraciones necesarias a ser tomadas en cuenta para una evaluación técnica-económica de las alternativas de ampliación de capacidad en un Sistema de Transporte por Ductos de Gas Natural, la capacidad de transporte de un gasoducto puede ampliarse incorporando en el sistema Plantas Compresoras o Ductos Paralelos (Loop) a lo largo de su recorrido.

Cabe resaltar que un análisis real para un proyecto de este tipo se complementa con los estudios de impacto ambiental y de responsabilidad social, que para efectos del presente informe no son tomados en cuenta.

Para la realización de este estudio, se plantea un Sistema de Transporte con una determinada capacidad y en base a éste se establece un escenario en el que se tiene la necesidad de ampliar la capacidad de transporte, poniendo en juego las dos alternativas antes mencionadas. Se determina la viabilidad técnica de cada alternativa realizando simulaciones hidráulicas con un software especializado para este tipo de sistemas. Para el análisis económico se toman en cuenta los costos que involucran la construcción, operación y mantenimiento de cada alternativa.

El informe consta de 05 capítulos y en cada uno se menciona a continuación los temas tratados.

El primer capítulo es la parte introductoria del informe donde se indican los antecedentes del proyecto, el objetivo general y los objetivos específicos, la justificación del proyecto, así como también los alcances y limitaciones que tiene el desarrollo del mismo.

En el segundo capítulo se describe el Sistema de Transporte de Gas Natural y Líquidos de Gas Natural de “Transportadora de Gas del Perú” y las ampliaciones de capacidad realizadas en su sistema, mencionando también los beneficios del gas natural en el Perú, la estructura de la industria del gas natural en nuestro país y las empresas que conforman el sistema de gas natural de Camisea.

En este capítulo se describe también el Sistema de Transporte planteado como escenario a analizar, sus características físicas, sus condiciones de operación y la composición y propiedades del gas a transportar.

En el tercer capítulo se trata el marco teórico, donde se mencionan las principales propiedades de los gases, las ecuaciones hidráulicas para gasoductos, el análisis para las

tuberías en serie y paralelo, el diseño de gasoductos y finalmente los costos involucrados en un proyecto de gasoducto.

El cuarto capítulo trata el análisis de las alternativas de ampliación en gasoductos, mencionando de qué se trata cada alternativa, el comportamiento del fluido en cada caso, las consideraciones básicas de diseño, el modelamiento para el escenario a analizar y finalmente el análisis hidráulico y económico de ambas alternativas.

En este capítulo, con el análisis hidráulico se define la ubicación de una planta compresora a lo largo de la red del sistema, evaluando los factores técnicos y económicos. Después se analizan los escenarios de ampliación con Loop para incrementar la capacidad de transporte hasta la misma capacidad que se incrementó con la Planta Compresora definida en la evaluación anterior.

Finalmente, se elige la mejor alternativa comparando los resultados del análisis técnico y económico de ambas.

En el quinto capítulo se describe la alternativa elegida, indicando los equipos principales necesarios para su instalación.

En resumen, se describen las consideraciones para una evaluación técnica económica y se explica el comportamiento hidráulico del gas en el sistema de transporte al instalar una planta compresora o un Loop.

CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN

1.1 ANTECEDENTES

El gas natural tomó fuerza en el Perú a partir de agosto del 2004 cuando el Proyecto Camisea entró en operación, el transporte de Gas Natural de este proyecto está a cargo de Transportadora de Gas del Perú (TgP), empresa que se encargó del diseño y construcción del sistema de transporte por ductos y que hoy es responsable de su operación y mantenimiento.

A pocos años de la puesta en marcha de este proyecto la demanda de gas natural fue incrementando rápidamente en el mercado local, haciendo necesario el incremento de capacidad del entonces actual sistema de transporte.

Este incremento en la capacidad de transporte fue logrado gracias a la construcción de una Planta Compresora en Ayacucho, la construcción de un Loop de 105 Km de longitud en la costa y la vinculación con el Ducto de exportación de PLNG.

Ante la creciente necesidad de este tipo de proyectos energéticos que benefician al País considero que es necesaria la preparación de más profesionales en este ámbito, por

tal motivo en el presente informe presento un análisis que comprende la evaluación técnica y económica para la ampliación de capacidad de transporte en un Sistema de Transporte por Ductos de Gas Natural planteado como escenario.

1.2 OBJETIVO GENERAL

Realizar una comparación técnica y económica entre las alternativas de ampliación de capacidad de un Sistema de Transporte por Ductos de Gas Natural, planteando como escenario un sistema de transporte de 200 MMSCFD de capacidad y 100 Km de longitud, estas alternativas de ampliación consisten en la instalación de una planta compresora o la instalación de un ducto paralelo (Loop).

1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Describir las principales consideraciones para una evaluación técnica-económica de ambas alternativas de ampliación de capacidad de transporte.

Explicar el comportamiento hidráulico del gas en el sistema de transporte al instalar una planta compresora o un Loop.

1.4 JUSTIFICACIÓN

La realización de este informe se justifica como fuente de información acerca de Sistemas de Transporte por Ductos de Gas Natural y de las alternativas para su ampliación de capacidad.

El presente informe contribuye a definir la confiabilidad técnica de un proyecto de este tipo, evaluando las consideraciones para cumplir con el requerimiento técnico de ambas alternativas a comparar.

Contribuye también para la evaluación de la viabilidad económica de un proyecto de este tipo, dando a conocer las consideraciones necesarias para realizar una estimación adecuada del análisis económico.

Finalmente, el presente informe da a conocer los beneficios del uso del gas natural, la importancia de su suministro para el Perú, el desarrollo del gas natural en la matriz energética de nuestro país, el sistema de transporte de TgP en la actualidad y cómo ha evolucionado con las ampliaciones realizadas desde el inicio de su operación.

1.5 ALCANCES

El análisis presentado en este informe comprende las evaluaciones técnicas y económicas para la ampliación de capacidad de transporte en un Sistema de Transporte por Ductos de Gas Natural.

Para explicar el análisis hidráulico se usa el software PipelineStudio, en el cual se puede simular diversos escenarios para sistemas de transporte de gas o de líquidos.

Se plantea como escenario un sistema de transporte que consta de un ducto de 18” de diámetro, 100 km de longitud en un tramo recto y sin cambios de elevación. Como parámetros de operación del sistema se considera una presión máxima de 75.5 bar a lo largo de todo el ducto y una presión mínima de 50 bar en el punto de entrega, con estos parámetros el sistema cuenta con una capacidad de transporte de 200 MMSCFD.

1.6 LIMITACIONES

Para efectos del presente trabajo no se toman en cuenta diversos factores que se consideran para un análisis real de un proyecto de este tipo, como el contexto político, los estudios de impacto ambiental y de responsabilidad social, la proyección de la demanda, tiempo proyectado de operación del gasoducto, expansiones futuras.

CAPÍTULO 2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE TGP Y DEL SISTEMA A ANALIZAR

2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE TGP

2.1.1 Importancia del Gas Natural en el Perú

El gas natural está formado por una mezcla de hidrocarburos livianos cuyo principal componente es el metano (CH_4). Se obtiene de fuentes subterráneas, encontrándose como gas natural “asociado” cuando está acompañado de petróleo, o bien como gas natural “no asociado” cuando los yacimientos son exclusivos de gas natural. Las reservas de gas natural del área de Camisea contienen gas húmedo “no asociado” con un alto contenido de condensados.

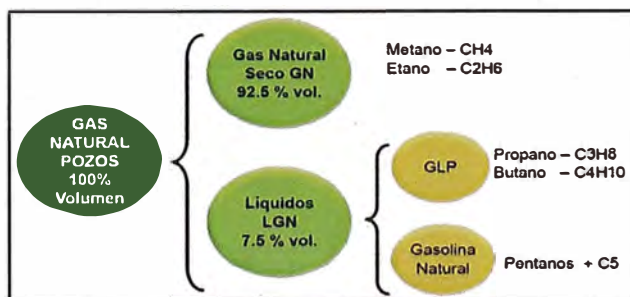


Figura 2.1. Proporción de Gas y Líquidos en la producción del Gas de Camisea.

Hoy en día la elección del Gas Natural como fuente de energía presenta muchos beneficios ya que a comparación con cualquier otro combustible fósil genera menor emisión de partículas de azufre, tiene un precio de mercado menor, su operación es más segura por ser más ligero que el aire, su uso reduce los costos de mantenimiento y aumenta la eficiencia de los procesos de generación de calor y de energía eléctrica; además su uso se extiende a los sectores vehicular, residencial, comercial e industrial.

Pero la importancia del gas natural en el país no solo consta en brindar bienestar, sino que constituye un factor clave de competitividad en algunos de los subsectores productivos del país como fuente de energía en la producción de bienes. Por esto el desarrollo de la industria del gas natural en el Perú es un componente fundamental para el crecimiento económico del país.

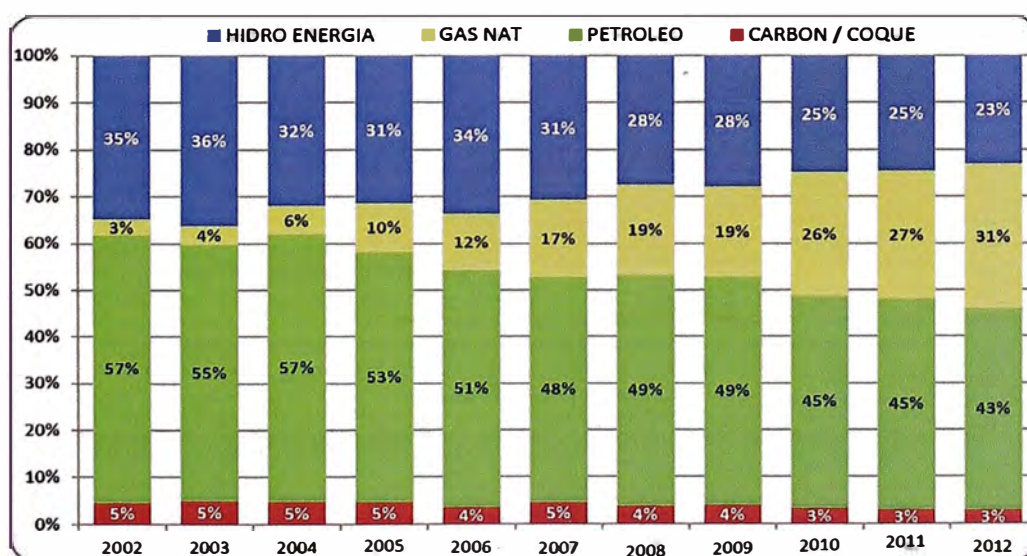


Figura 2.2. Generación de energía eléctrica por tipo de combustible 2002 – 2012. Fuente: Osinergmin.

El gas natural tomó fuerza en el Perú a partir de agosto del 2004 cuando el proyecto Camisea entró en operación, modificándose la matriz energética gracias al desarrollo de la industria del gas natural, logrando así incrementar la participación del gas natural y de las energías renovables y reducir la participación porcentual del petróleo, el objetivo de esto es disminuir la dependencia sobre los hidrocarburos que se importan y consumir las fuentes de energía propia, en especial el gas natural.

Un beneficio importante de esto es el actual precio de la energía eléctrica, ya que de no existir Camisea la generación de energía eléctrica hubiera crecido a base de diésel, elevando su precio. En la siguiente figura se muestra este ahorro.

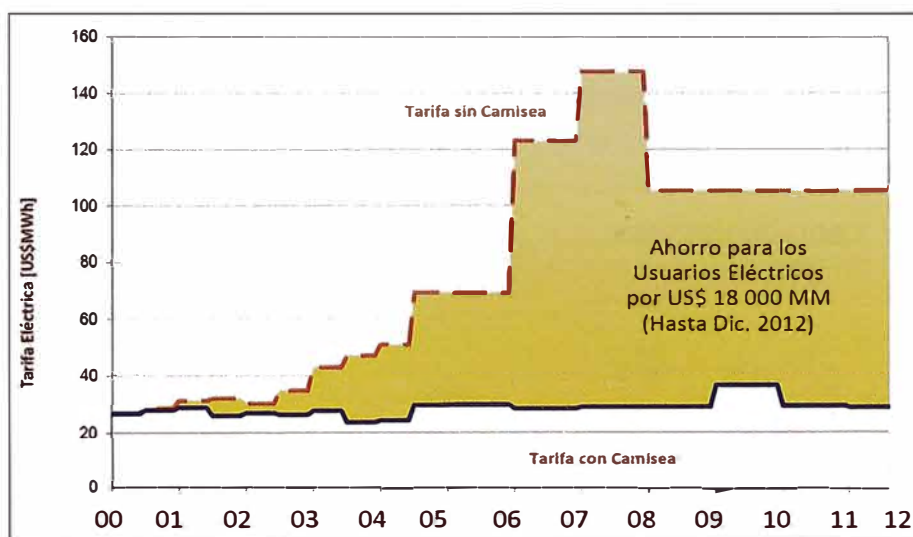


Figura 2.3. Ahorro para usuarios eléctricos gracias a Camisea. Fuente TgP.

2.1.2 El Transporte en la estructura de la industria del Gas Natural

La estructura de la industria del gas natural se ha diseñado para que las actividades de producción, transporte y distribución estén separadas y tengan cada una un operador independiente, para cada una de estas actividades el estado negocia un contrato de concesión por un periodo de tiempo determinado.

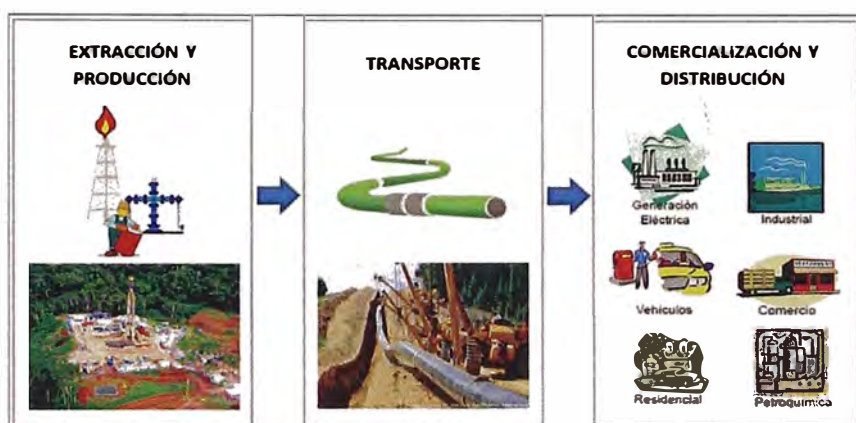


Figura 2.4. Estructura de la industria del Gas Natural.

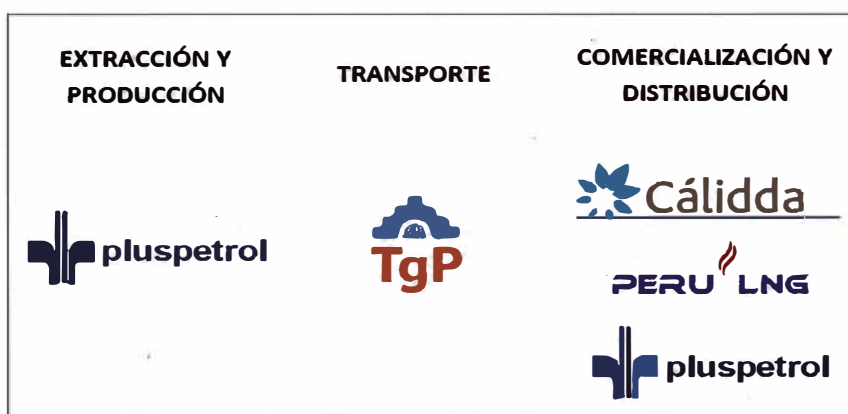


Figura 2.5. Empresas participantes en la estructura de la industria del Gas de Camisea.

Pluspetrol es el socio operador de los lotes 88 y 56, sus actividades comprenden el desarrollo, explotación y venta de gas natural y líquidos de gas natural de estos lotes. En Malvinas se encuentra la Planta de procesamiento de Gas, donde se separan los gases y los líquidos para ser entregados a la empresa transportista. Además, en la Planta de

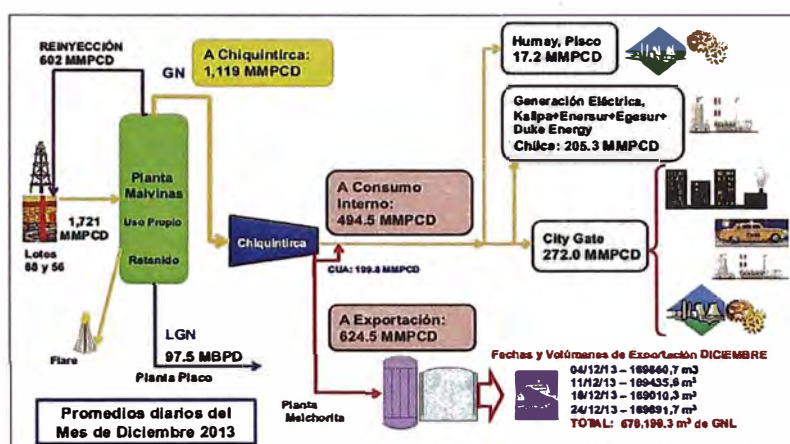


Figura 2.6. Balance de carga y procesamiento de Gas del Proyecto Camisea, promedios diarios del mes de Diciembre 2013. Fuente: Osinergmin

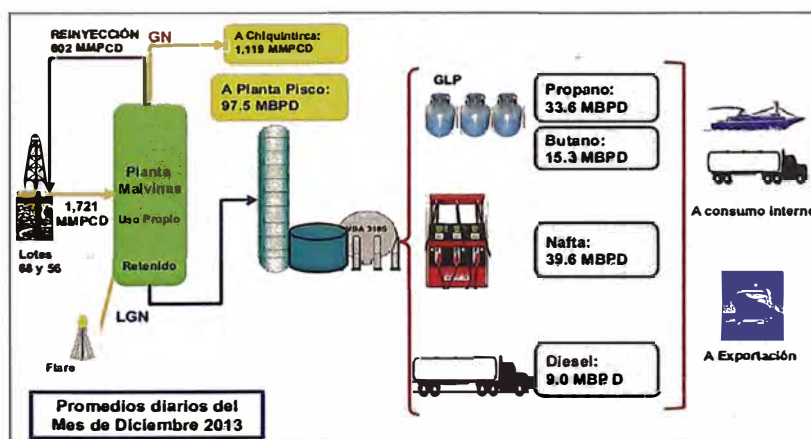


Figura 2.7. Balance de carga y procesamiento de Líquidos del Proyecto Camisea, promedios diarios del mes de Diciembre 2013. Fuente: Osinergmin

Calidda (Gas Natural de Lima y Callao) es la empresa concesionaria que se dedica a la distribución del Gas Natural proveniente de Camisea en Lima y Callao, conforme consta en el Contrato BOOT de Concesión de la Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao. Cuenta con 3,404 km en ductos de gas natural (de acero o polietileno) en Lima y Callao. Calidda inició sus actividades comerciales en el 2004.

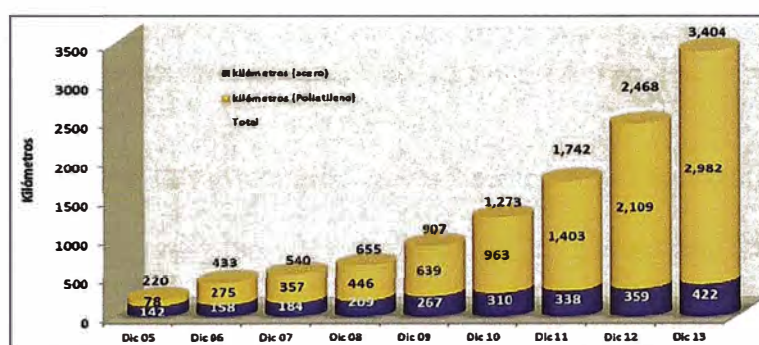


Figura 2.8. Crecimiento de la red de distribución de Gas Natural en Lima y Callao. Fuente: Osinergmin

A diciembre del 2013, el número de instalaciones internas habilitadas por Calidda, se ha incrementado en un 67.2%, de 91,231 usuarios registrados en el 2012 a 152,531 usuarios; de los cuales 475 son usuarios con instalaciones industriales, 152,056 son usuarios con instalaciones residenciales y comerciales. En el siguiente gráfico se muestra el crecimiento de las instalaciones internas de gas natural desde el año 2005 hasta el mes de diciembre del 2013.

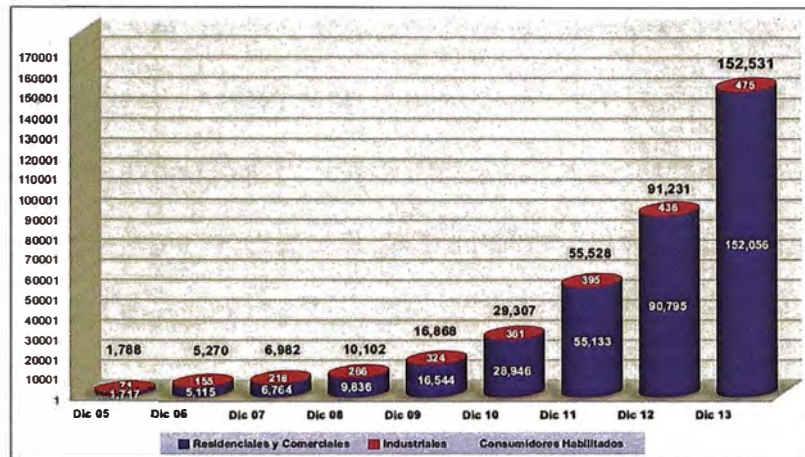


Figura 2.9. Crecimiento de las instalaciones en Lima y Callao. Fuente: Osinergmin.

Perú LNG (PLNG) es la empresa que se dedica a la exportación de gas natural licuefactado, cuenta con una planta de licuefacción de gas natural ubicada en Pampa Melchorita, un gasoducto de 34" de diámetro y 408 Km de longitud y un muelle de atraque de buques gasíferos. En la planta de PLNG el gas natural seco es sometido a un proceso de purificación y enfriamiento a -163°C , transformando el gas natural en estado líquido y reduciendo su volumen 600 veces, lo cual facilita su almacenamiento y transporte por barco. PLNG inició sus actividades comerciales en el 2011.

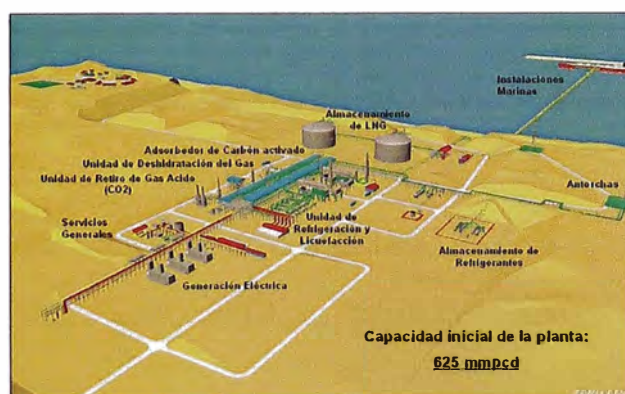


Figura 2.10. Planta de PLNG

Transportadora de Gas del Perú (TgP) es la empresa concesionaria que se dedica al transporte de Gas Natural y Líquidos de Gas Natural desde la Planta de Malvinas hasta Lima y Pisco, respectivamente. Asimismo es responsable de la operación, mantenimiento y reparación del Sistema de Transporte, esto es regulado a través de los Contratos BOOT de Concesión de Transporte (Build, Own, Operate & Transfer). TgP inició sus actividades comerciales en el 2004.

El sistema de transporte consta de un sistema de ductos enterrados desde el lugar de producción hasta el punto de entrega a las empresas distribuidoras y/o comercializadoras, llegando así hasta el usuario final para su respectivo uso. De esta manera, el sistema de transporte se convierte en eslabón necesario e imprescindible para llevar la producción hacia el mercado.

La implementación de un sistema de transporte requiere grandes inversiones y mecanismos adecuados para recuperarlas, estas inversiones son amplia y detalladamente analizadas por los inversionistas, en donde las variables relacionadas al consumo y su ubicación son esenciales para tomar decisiones adecuadas de inversión.

Cabe mencionar que además se debe realizar un análisis exhaustivo y detallado del consumo proyectado, del aspecto social, del tema ambiental, y de las facilidades que brinda el contexto político.

2.1.3 Sistema de Transporte de Gas Natural y Líquidos de Gas Natural de TgP

Como se mencionó en el punto anterior, Transportadora de Gas del Perú (TgP) es la empresa que se encargó del diseño y construcción del Sistema de Transporte por Ductos del Proyecto Camisea y que hoy es responsable de su operación y mantenimiento.

El Sistema de transporte por ductos de TgP está formado por dos tuberías: un gasoducto de 729 km que transporta Gas Natural (GN) y un poliducto de 557 km que transporta Líquidos de Gas Natural (LGN). Ambos ductos se inician en la cuenca Amazónica del río Malvinas, en el distrito de Echarate, provincia de La Convención, en el departamento del Cusco, atraviesan la Cordillera de los Andes y llegan a las costas del Océano Pacífico; finalizando en el City Gate de Lurín y en la Planta de fraccionamiento en Pisco, respectivamente.

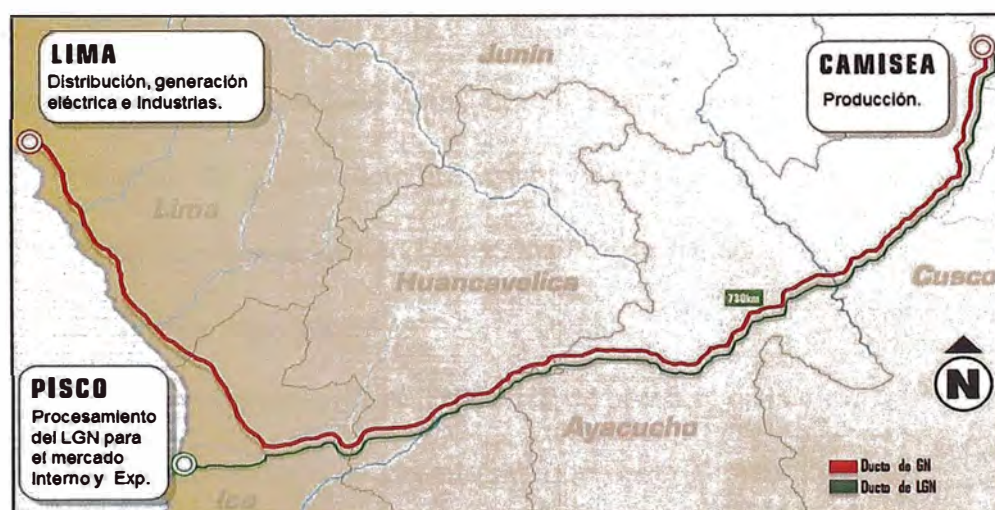


Figura 2.11. Mapa del Sistema de Transporte de GN y LGN de TgP.

2.1.3.1 Sistema de Gas Natural

El Gasoducto comprende una primera sección de 208 km con 32”, otra sección de 310 km con 24” y finalmente una sección de 212 km con 18”, al cual se le interconectó un Loop de 105 km y 24” en la zona de costa, que abarca desde el KP 595 (Pampa Melchorita) hasta el KP 699.7 (Estación de Chilca).

Cabe mencionar que esta configuración telescópica del Gasoducto (32” en Selva, 24” en Sierra y 18” en Costa; para mejor referencia ver las figuras 2.11 y 2.14) fue considerada en el diseño original para evitar volver a zonas sensibles en la selva para realizar cualquier ampliación prevista, ya que el ducto del Tramo Selva (Ducto de 32”) consideraba la demanda futura de gas natural para el mercado local y exportación.

Adicionalmente, como instalación principal del sistema de transporte de gas se tiene una planta compresora en el KP 207.9 (Chiquintirca) que brinda mayor capacidad y flexibilidad operativa al sistema de Transporte, la cual consta de:

- Vinculación a gasoducto principal (Válvula de entrada y salida de estación)
- Punto de entrega a PLNG (vinculación con Ducto de 34”)
- 04 Filtros Separadores
- 04 Turbocompresores de 18000 HP de potencia cada uno
- 04 aerofriadores de gas a la salida de cada Turbocompresor
- Skid de regulación y medición del gas de servicio
- Skid de gas combustible a turbocompresores

- Skid de regulación de gas combustible a motogeneradores
- Skid de regulación de gas de operadores
- 03 motogeneradores principales
- 01 motogenerador diésel
- Sistema de Aire comprimido



Figura 2.12. Planta Compresora Chiquintirca, TgP.

El sistema cuenta con dos Estaciones de Control de Presión en KP 470 (PCS1) y KP 595 (PCS2, Pampa Melchorita), las cuales permiten controlar la presión aguas abajo de las mismas en tramos finales cuando la demanda es relativamente baja o ante escenarios operativos que requieran asegurar un perfil adecuado de presiones aguas abajo.

El sistema también cuenta con 22 válvulas esféricas de paso total con accionamiento remoto en la línea principal y 09 en el tramo de Loop Costa. La distancia máxima entre las válvulas de la línea principal fue establecida de acuerdo al código ASME B31.8, por ejemplo para la Clase 1 División 2 (con un factor de diseño de 0.72) se tiene un máximo de 20 millas (32.2 Km). La ubicación apropiada de las válvulas de bloqueo principal se definió teniendo en cuenta la ruta final, la posibilidad de acceso, y el criterio mencionado anteriormente.

El último punto del Sistema es el City Gate, ubicado en el KP 729.3 (Lurín), el cual consta de:

- 04 Filtros Separadores
- Estación de medición de Gas Natural con 05 ramas de medición ultrasónica
- Punto de Entrega a Calidda (Empresa Distribuidora)

El Sistema de Transporte de gas de TgP está interconectado a un ducto de 34” y de 408 km de longitud, entre Planta Compresora Chiquintirca y Estación Controladora de Presión PCS2; este ducto de 34” es propiedad de PLNG.

Tabla 2.1. Características del ducto de Gas de TgP

Código de diseño:	ASME B31.8	
Material:	API 5L X70	
Revestimiento:	Polietileno. Espesor: 3 mm para 32", 2.5 mm para 24", 2.2 mm para 18".	
Tapada mínima:	1 metro	
Protección Catódica Externa:	Corriente impresa en el Ducto. Ánodos de sacrificio en Instalaciones de Superficie	
Diámetro exterior y Espesor:	Diámetro exterior: 32" Espesores: 0.625 a 0.688	De Malvinas a Chiquintirca
	Diámetro exterior: 24" Espesores: 0.438 a 0.750	De Chiquintirca a SF-4 (PK 521).
	Diámetro exterior: 18" Espesores: 0.406 a 0.625	De SF-4 (PK 521) a Lurín (PK 732).
	Diámetro exterior: 24" Espesores: 0.469 a 0.688	Loop de Costa (De PK 595 a PK 699.7)

Considerando las Clases de trazado indicadas en la ruta seleccionada (según el código ASME B31.8), los factores de diseño usados para el diseño fueron los siguientes:

Tabla 2.2. Factores de Diseño del ducto de Gas de TgP

Clase de Localización	Factor de Diseño
Clase 1, División 2	0.72
Clase 2	0.60
Clase 3	0.50

La capacidad del ducto con la configuración actual es de 1230 MMSCFD, esta configuración comprende la planta compresora Chiquintirca con 04 Turbocompresores, 03 en operación y 01 en stand-by, el loop de 24" de 105 km paralelo al ducto de 18" sobre la Costa y el ducto de 34" de PLNG interconectado al ducto de TgP.

2.1.3.2 Sistema de Líquidos de Gas Natural

El ducto de Líquidos corre paralelo al ducto de Gas desde la Planta Malvinas hasta el Punto de Derivación cerca de Humay, de ahí se dirige hasta Playa Lobería ubicada en la bahía de Paracas, cuenta con una longitud total de 557 Km aprox. Comprende una primera sección de 452 km con 14" y finalmente una sección de 105 km con 10".

El Sistema cuenta con 04 Estaciones de Bombeo (PS1, PS2, PS3 y PS4) para lograr impulsar el Líquido hasta el punto más alto ubicado en Apacheta con 4864 msnm, cada Estación de Bombeo cuenta con:

- 03 unidades de filtrado
- 04 Bombas centrifugas impulsadas con Motores de Combustión interna a Gas (Para el caso de PS1 se tienen 05 Bombas)
- Medidor ultrasónico de caudal (Para el caso de PS1 usado para transferencia de custodia de Líquidos, en las otras estaciones solo para medición operativa)
- Sistema de recirculación con 02 válvulas de control y 02 aerofriadores
- Densitómetro en línea
- Sistema de inyección de DRA, Drag Reducer Agent



Figura 2.13. Estación de Bombeo de Líquidos N°2 (PS2), TgP.

En la zona de descenso hacia la Costa se tiene 03 Estaciones Reductoras de Presión (PRS1, PRS2 y PRS3), con el fin de reducir la presión de líquido en esta zona.

El sistema también cuenta con 19 válvulas de bloqueo de línea principal con accionamiento remoto. Además, 04 válvulas de bloqueo de línea principal con accionamiento local, dos en el PK 50 y dos válvulas en el PK 200. En cruces de ríos principales se instalaron válvulas de bloqueo en el lado aguas arriba y válvulas check en el lado aguas abajo.

La capacidad actual del ducto de Líquidos es de 130 MBPD con inyección de DRA (Drag Reducer Agent) en las estaciones PS1, PS2, PS3, PS4 y PRS2.

Tabla 2.3. Características del ducto de Líquidos de TgP

Código de diseño:	ASME B31.4	
Material:	API 5L X70	
Revestimiento:	Polietileno. Espesor: 2.2 mm para 14", 2.0 mm para 10".	
Tapada mínima:	1 metro	
Protección Catódica Externa:	Corriente impresa en el Ducto. Ánodos de sacrificio en Instalaciones de Superficie	
Diámetro exterior y Espesor:	Diámetro exterior: 14" Espesores: 0.219 a 0.438	De PS1 a PS2
	Diámetro exterior: 14" Espesores: 0.219 a 0.438	De PS2 a PS3
	Diámetro exterior: 14" Espesores: 0.219 a 0.281	De PS3 a PS4
	Diámetro exterior: 14" Espesores: 0.219 a 0.469	De PS4 a PRS1
	Diámetro exterior: 10" Espesores: 0.219 a 0.250	De PRS1 a PRS2
	Diámetro exterior: 10" Espesores: 0.219 a 0.250	De PRS2 a PRS3

2.1.4 Ampliaciones de capacidad en el Sistema de Gas de TgP

Solo serán mencionadas las ampliaciones de capacidad realizadas en el Sistema de Gas, las realizadas en el Sistema de Líquidos no serán mencionadas ya que el presente informe se centra en la ampliación de capacidad de un Gasoducto.

El sistema de transporte original fue diseñado para transportar **314 MMSCFD** de gas, pero a pocos años de la puesta en marcha del proyecto Camisea la demanda interna de gas natural fue incrementando rápidamente en el mercado local, haciendo necesaria la ampliación del entonces actual sistema de transporte.

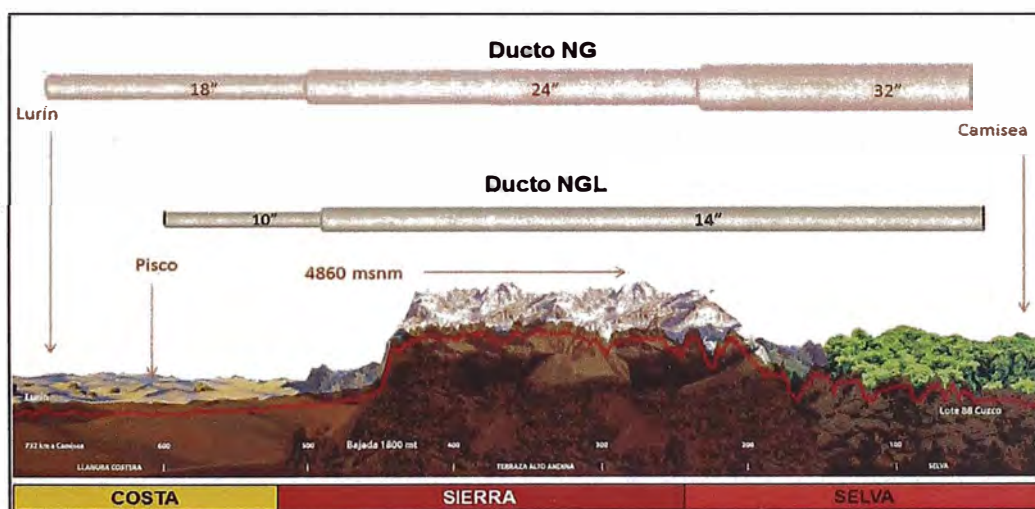


Figura 2.14. Esquema del Sistema de Transporte de TgP en el año 2004 (314 MMSCFD)

En el año 2007 se instaló la Planta Compresora de Chiquintirca, incrementando la capacidad de 314 MMSCFD a **380 MMSCFD**.

En el año 2009 se construyó un Loop de 24" de diámetro y 105 Km de longitud en la costa, incrementando la capacidad de 380 MMSCFD a **450 MMSCFD**.

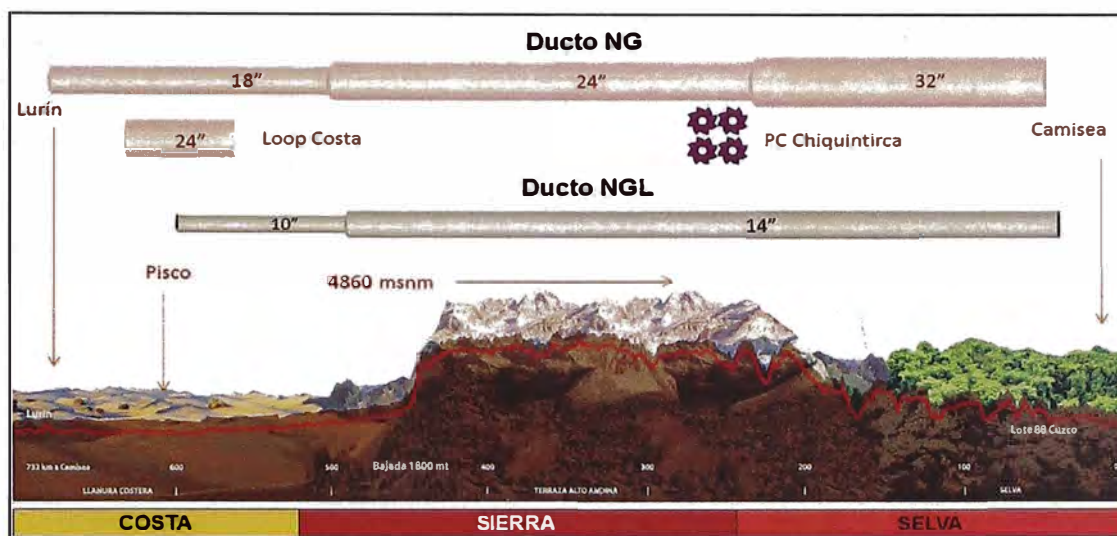


Figura 2.15. Esquema del Sistema de Transporte de TgP en el año 2009 (450 MMSCFD)

De esta forma TgP alcanza en el año 2009 la capacidad de transporte que al momento de la firma del contrato BOOT se estimaba para el **año 2016** (450 MMPCD).

En el año 2010 entró en operación el Ducto de exportación de gas de PLNG, el cual está vinculado al sistema de transporte de TgP gracias a un acuerdo firmado entre ambas partes, este acuerdo permite transportar parte del consumo del mercado local a través del gasoducto de exportación. Incrementando así la capacidad de 450 MMSCFD a 530 MMSCFD para el mercado local y un total de **1150 MMSCFD** incluyendo el gas de exportación (620 MMSCFD para exportación).

Tabla 2.4. Ampliaciones de capacidad en el Sistema de Gas de TgP

Año	Capacidad	Ampliación
2004	314 MMSCFD	Diseño Original
2007	380 MMSCFD	Planta Compresora Chiquintirca
2009	450 MMSCFD	Loop Costa
2010	1150 MMSCFD	Ducto PLNG
Actual, al 2014	1230 MMSCFD	Adecuación y reajuste del Sistema

Ante las dificultades que se presentaron para ejecutar la expansión en Selva, Transportadora de Gas del Perú reajustó su sistema, adecuó condiciones operativas temporarias y eliminó cuellos de botella. Con esto, la capacidad total se incrementó de 1150 MMSCFD a **1230 MMSCFD**, siendo ésta la capacidad actual del Sistema de Gas al año 2014 (610 MMSCFD para el mercado local y 620 MMSCFD para exportación).

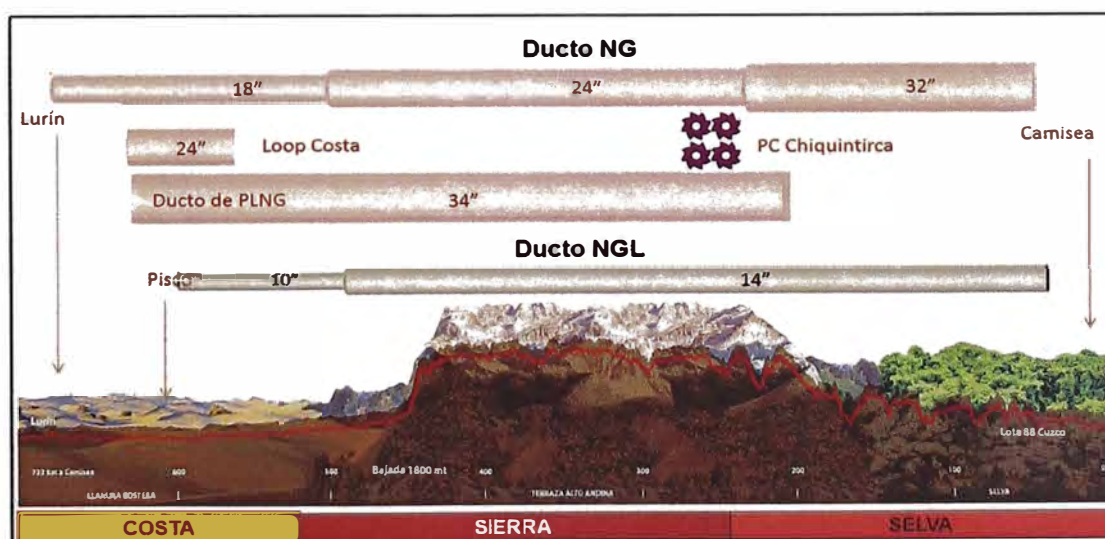


Figura 2.16. Esquema del Sistema de Transporte de TgP en el año 2014 (1230 MMSCFD)

En la siguiente figura se muestra el crecimiento del valor promedio de volumen diario transportado en el gasoducto de Transportadora de Gas del Perú, desde el 2004 hasta el 2013.

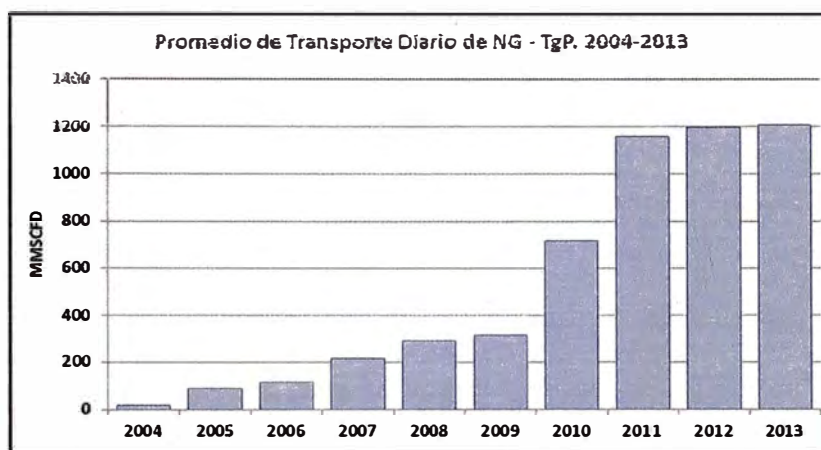


Figura 2.17. Promedio de Transporte diario de Gas Natural 2004-2013. Fuente: TgP.

2.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE A ANALIZAR

2.2.1 Problemática, necesidad de los proyectos de ampliación

De acuerdo a la primera parte de este capítulo, el crecimiento de la industria de Gas Natural en nuestro país creará la necesidad de este tipo de proyectos en el actual y quizás en los futuros sistemas de transporte, por lo que será necesaria también la preparación en este ámbito de más profesionales.

Por tal motivo en el presente informe presento un análisis que comprende la evaluación técnica y económica para la ampliación de capacidad en un Sistema de Transporte por Ductos de Gas Natural.

Conociendo el complejo sistema de transporte de Camisea, se plantea un escenario básico de transporte y de características simples, y así aplicar fácilmente los conocimientos necesarios para evaluar un proyecto de este tipo.

2.2.2 Características del Gasoducto planteado como escenario

Como se menciona en el punto anterior, se plantea un escenario básico de transporte y de características simples. Por esto se plantea como escenario un sistema de transporte que consta de un ducto de 100 km de longitud y 18" de diámetro, se considera además que no existen cambios de elevación significantes en el sistema.

Tabla 2.5. Características físicas del gasoducto planteado como escenario

Longitud	100 km
Diámetro	18"
Espesor de tubería	0.375"

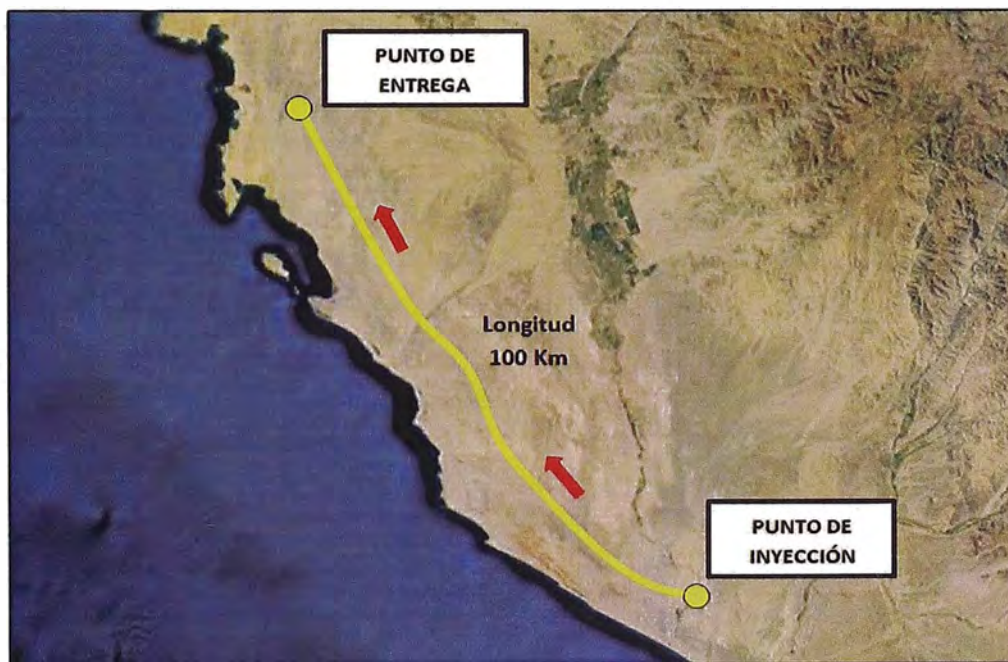


Figura 2.18. Mapa del gasoducto planteado como escenario

2.2.3 Condiciones de operación

Como parámetros de operación del sistema se considera una presión máxima de 75.5 bar a lo largo de todo el ducto y una presión mínima de 50 bar en el punto de entrega, con estos parámetros se puede transportar como máximo 200 MMSCFD.

Tabla 2.6. Condiciones de borde del gasoducto planteado como escenario

Capacidad máxima	200 MMSCFD
Presión máxima de inyección	75.5 bar
Presión mínima de entrega	50.0 bar
MAPO	75.5 bar
Velocidad Máxima del Gas	15 m/s

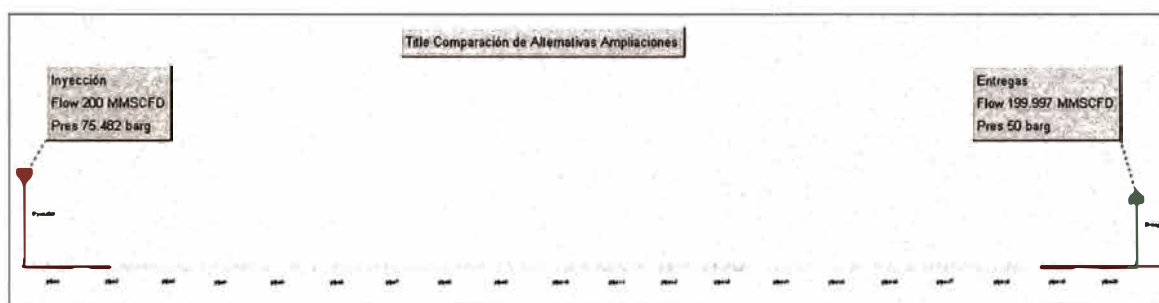


Figura 2.19. Sistema de transporte planteado, análisis hidráulico con PipelineStudio

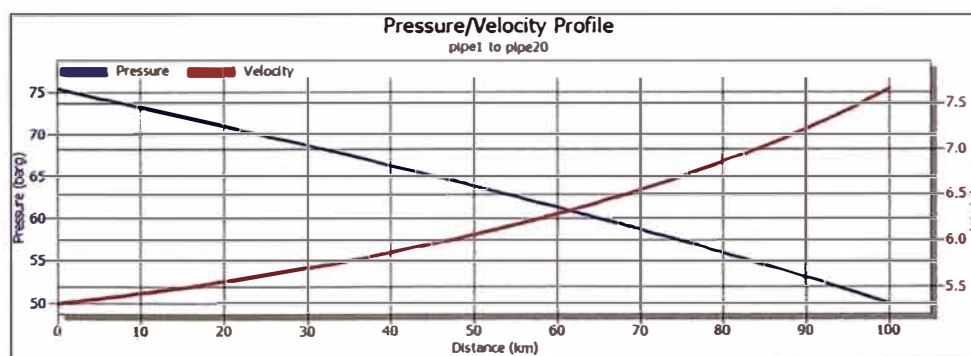


Figura 2.20. Sistema de transporte planteado, perfil presión/velocidad con PipelineStudio.

2.2.4 Composición y propiedades del gas

La composición y las propiedades del gas natural varían dependiendo del yacimiento, para el caso de este escenario se consideran las propiedades del Gas proveniente del Proyecto Camisea.

Tabla 2.7. Composición del Gas Natural referente al proyecto Camisea. Fuente: TgP. 2013

Componente	% Molar
Nitrógeno	0.787
Dioxido de Carbono	0.242
Metano	88.367
Etano	10.420
Propano	0.169
Isobutano	0.0063
n-Butano	0.0052
Isopentano	0.0007
n-Pentano	0.0008
Hexano	0.0010
Heptano	0.0007
Octano	0.0004

Tabla 2.8. Propiedades de referencia del Gas Natural proveniente de Camisea. Fuente: TgP. 2013

Peso Molecular	17.72 Kg/Kmol
Gravedad Específica	0.6118
Poder Calorífico Inferior	36447 KJ/Sm ³

CAPÍTULO 3 MARCO TEÓRICO

3.1 PROPIEDADES DE LOS GASES

En este punto se presenta las propiedades de los gases que influyen en el flujo de gas a través de una tubería, esto es importante para la comprensión de cómo se comporta el gas en diversas condiciones de presión y temperatura. Serán mencionadas las propiedades tales como:

- Gravedad específica
- Viscosidad
- Factor de compresibilidad

Un gas se clasifica como un fluido homogéneo con baja densidad y viscosidad. Se expande hasta llenar el recipiente que contiene el gas. Las moléculas que constituyen el gas están separadas un poco en comparación con un líquido y, por lo tanto, un ligero cambio en la presión afecta a la densidad del gas más que la de un líquido. Los gases, por lo tanto, tienen una mayor compresibilidad que los líquidos.

3.1.1 Gravedad específica

Es una medida con la cual se compara el peso del gas con el del aire a una temperatura particular, es una cantidad adimensional. También podría ser llamado densidad relativa. Si conocemos el peso molecular de un gas en particular, podemos calcular su gravedad dividiendo el peso molecular por el peso molecular del aire.

$$G = \frac{\rho_g}{\rho_{aire}} = \frac{M_g}{M_{aire}} = \frac{M_g}{28.96}$$

Donde:

G: Gravedad específica

ρ_g : Densidad del gas

ρ_{aire} : Densidad del aire

M_g : Peso molecular del gas

M_{aire} : Peso molecular del aire

3.1.2 Viscosidad

La viscosidad de un fluido representa su resistencia al flujo, cuanto mayor sea la viscosidad, más difícil es para fluir. Los fluidos de menor viscosidad fluyen fácilmente en tuberías y causan menos caída de presión. Los líquidos tienen valores mucho más grandes de viscosidad en comparación con los gases, por ejemplo, el agua tiene una viscosidad de 1,0 centipoises (cP), mientras que la del gas natural es 0,0008 cP aprox. A pesar de que la viscosidad del gas es un número pequeño, tiene una función importante en la determinación del tipo de flujo en las tuberías.

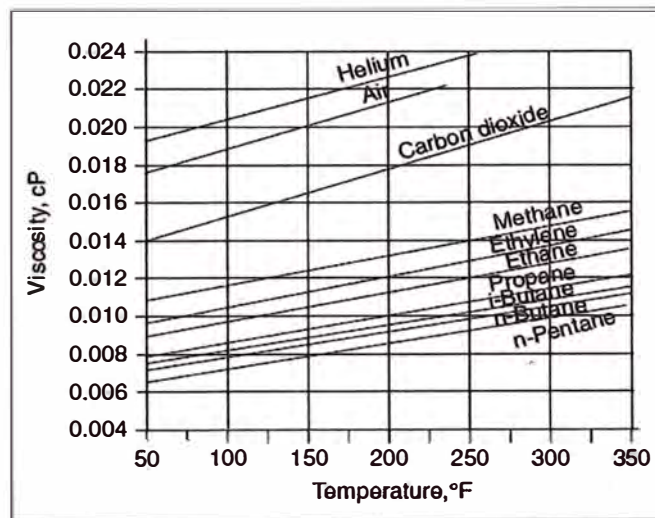


Figura 3.1. Variación de la viscosidad del gas con la temperatura

3.1.3 Factor de compresibilidad

El factor de compresibilidad refleja que tan parecido es el comportamiento del gas al de un gas ideal. El factor de compresibilidad se define como la relación entre el volumen de gas con el volumen que ocuparía si se tratara de un gas ideal a una presión y temperatura dada.

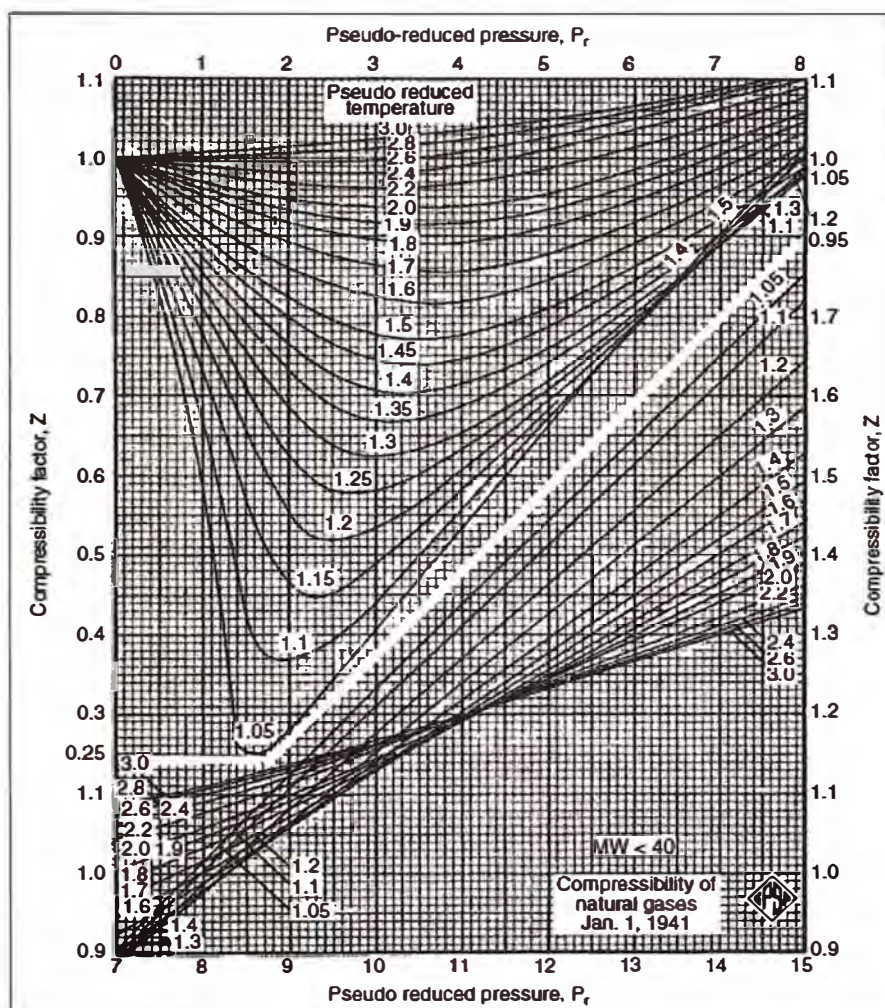


Figura 3.2. Factor de compresibilidad del gas natural

3.1.4 Ecuación de EDE Peng-Robinson

La ecuación de estado Peng-Robinson es una ecuación cúbica construida a partir de la ecuación básica de Van der Waals, es muy aplicada en la industria del gas natural.

$$P = \frac{R \cdot T}{V_m - b} - \frac{a \alpha}{V_m^2 + 2bV_m - b^2}$$

$$a = \frac{0.45724 \cdot R^2 \cdot T_C^2}{P_C}$$

$$b = \frac{0.07780 \cdot R \cdot T_C}{P_C}$$

$$\alpha = (1 + (0.37464 + 1.54226\omega - 0.26992\omega^2) \cdot (1 - T_r^{0.5}))^2$$

$$T_r = \frac{T}{T_C}$$

Dónde:

- P: Presión (psia)
- T: Temperatura (°R)
- R: Constante universal (10.73 psia.ft³/lb-mol.°R)
- V_m: Volumen molar (ft³/lb-mol)
- a,b,α: Coeficientes que dependen de P_c, T_c y ω.
- P_c: Presión crítica
- T_c: Temperatura crítica
- ω : Factor acéntrico del gas

3.2 HIDRÁULICA EN GASODUCTOS

En este punto se mencionan los diferentes métodos de cálculo de la caída de presión debido a la fricción en una tubería de gas.

Los factores que influyen en las características del flujo de gas en el transporte por ductos son:

- Propiedades físicas del gas
- Densidad del gas
- Viscosidad del gas
- Peso molecular del gas
- Conductividad térmica
- Poder calorífico
- Temperatura y presión base
- Propiedades del conducto y del suelo
- Diámetro interno
- Longitud del gasoducto
- Rugosidad
- Temperatura y conductividad del suelo

Partiendo de la ecuación de Bernoulli, aplicando la ley de los gases y después de unas simplificaciones adicionales se desarrollaron varias fórmulas para predecir el performance del transporte de gas en un ducto. Estas fórmulas muestran la relación entre

las propiedades del gas con el caudal, diámetro de la tubería y las presiones a lo largo del ducto.

Así para un diámetro y longitud dado de una tubería, así como también para valores de presión y temperatura de entrada y salida, podemos calcular el caudal que se puede transportar por dicha tubería.

Entre las ecuaciones más importantes tenemos las siguientes:

- Ecuación general de flujo
- Ecuación de Colebrook
- Ecuación Modificada de Colebrook-White
- Ecuación AGA
- Ecuación de Weymouth
- Ecuación de Panhandle A
- Ecuación de Panhandle B
- Ecuación IGT
- Ecuación de Spitzglass
- Ecuación de Mueller
- Ecuación de Fritzsche

3.2.1 Ecuación General de Flujo

La ecuación de flujo general, también llamada la ecuación de flujo fundamental, es la ecuación básica para relacionar la caída de presión con el caudal para un flujo estacionario isotérmico en una tubería de gas.

$$Q = 77.54 \left(\frac{T_b}{P_b} \right) \left(\frac{P_1^2 - P_2^2}{GT_f LZ f} \right)^{0.5} D^{2.5}$$

Dónde:

- Q: Caudal de gas a condiciones estándar (SCFD)
- f: Factor de fricción, adimensional
- P_b: Presión base, psia
- T_b: Temperatura base, °R
- P₁: Presión entrada, psia
- P₂: Presión salida, psia
- G: Gravedad específica del gas
- T_f: Temperatura de gas promedio, °R
- L: Longitud del ducto, mi
- Z: Factor de compresibilidad del gas a la temperatura de flujo
- D: diámetro interior de la tubería, in

3.2.2 Ecuación de Colebrook

Usada para números de Reynold mayores a 4000.

$$Q = 5.7447 \cdot 10^{-4} \cdot \sqrt{\frac{1}{f}} \cdot \left[\frac{P_1^2 - e^s P_2^2}{G T_f L_e Z} \right]^{0.5} D^{2.5}$$

$$L_e = \frac{L(e^s - 1)}{s} \quad ; \quad s = 0.0684 G \left(\frac{H_2 - H_1}{T_f Z} \right)$$

Donde:

- Q: Caudal de gas a condiciones estándar (m³/día)
- f: Factor de fricción, adimensional
- P₁: Presión entrada, kPa
- P₂: Presión salida, kPa
- G: Gravedad específica del gas
- T_f: Temperatura de gas promedio, K
- L: Longitud del ducto, km
- Z_f: Factor de compresibilidad del gas a la temperatura de flujo
- D: diámetro interior de la tubería, mm
- s: ajuste por elevación
- H₁: elevación aguas arriba, m
- H₂: elevación aguas abajo, m
- e: base de logaritmo natural (e=2.718...)

Además:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log_{10} \left(\frac{e}{3.7D} + \frac{2.51}{Re\sqrt{f}} \right) ; \quad \text{para } Re > 4000$$

Donde:

- Re: Numero de Reynolds
- f: Factor de fricción, adimensional.
- D: Diámetro interior de la tubería, pulgadas
- e: Rugosidad absoluta

3.2.3 Ecuación de Panhandle B

Es normalmente utilizada para altos caudales, altas presiones y grandes diámetros (mayores a 24"). La precisión de esta fórmula depende cuan preciso sea la medida del factor de eficiencia.

La ecuación Panhandle B, también conocida como la ecuación Panhandle revisada, se utiliza para líneas de transmisión de grandes diámetros y de alta presión. Además, en el flujo totalmente turbulento, para ser preciso con valores de número de Reynolds en el intervalo de 4 a 40 millones.

$$Q = 737 E \left(\frac{T_b}{P_b} \right)^{1.02} \left(\frac{P_1^2 - e^s P_2^2}{G^{0.961} T_f L_e Z} \right)^{0.51} D^{2.53}$$

Donde:

- Q: Caudal de gas (SCFD)
- E: Eficiencia de tubería
- P_b: Presión base
- T_b: Temperatura base
- P₁: Presión de entrada
- P₂: Presión de salida
- G: Gravedad específica
- T_f: Temperatura de gas promedio
- L_e: Longitud equivalente de tubería
- Z: Factor de compresibilidad del gas
- D: Diámetro interno de tubería

3.2.4 Ecuación de Weymouth

La ecuación de Weymouth se utiliza para alta presión, alta velocidad de flujo, y grandes diámetros. Esta fórmula calcula directamente el caudal a través de un gasoducto para valores dados de gravedad específica de gas, factor de compresibilidad, presiones de entrada y salida, diámetro y longitud de la tubería. La precisión de esta fórmula depende cuan preciso sea la medida del factor de eficiencia.

$$Q = 433.5 E \left(\frac{T_b}{P_b} \right) \left(\frac{P_1^2 - e^s P_2^2}{G T_f L_e Z} \right)^{0.5} D^{2.667}$$

Donde:

- Q: Caudal de gas (SCFD)
- E: Eficiencia de tubería
- P_b: Presión base
- T_b: Temperatura base
- P₁: Presión de entrada
- P₂: Presión de salida
- G: Gravedad específica
- T_f: Temperatura de gas promedio
- L_e: Longitud equivalente de tubería
- Z: Factor de compresibilidad del gas
- D: Diámetro interno de tubería

3.2.5 Ecuación de AGA (utilizada en PipelineStudio)

La ecuación de AGA es la ecuación más recomendada y usada para altas presiones, altos caudales y grandes diámetros. Calcula tanto el caudal como la pérdida de carga con bastante precisión especialmente si se cuenta con datos precisos de rugosidad.

$$Q = 38.774 \frac{T_s}{P_s} \left[\frac{P_1^2 - P_2^2 - E}{Z_{avg} \cdot T_{avg} \cdot G \cdot L} \right]^{0.5} \cdot \sqrt{\frac{1}{f_f}} \cdot D^{2.5}$$

$$\sqrt{\frac{1}{f_f}} = 4 \log \frac{3.7 D}{\varepsilon}$$

Dónde:

- Q: Caudal (SCFD)
- L: Longitud del ducto (millas)
- D: Diámetro interno del ducto (pulg)
- Z_{avg}: Factor de compresibilidad promedio
- T_{avg}: Temperatura promedio del tramo (°R)
- T_s: Temperatura Base (520 °R)
- P_s: Presión base (14.7 psia)
- P₁: Presión de entrada (psia)
- P₂: Presión de salida (psia)
- E: Factor de eficiencia
- G: Densidad relativa al aire
- f_f: Factor de fricción de la superficie interna del ducto
- ε: Rugosidad de superficie del ducto

Ejemplo de aplicación de la ecuación de AGA:

Un ducto transporta 400 MMSCFD, con diámetro interno de 23.24 pulgadas y 72.7 millas de largo. La presión aguas arriba es de 1470 psig y tanto la entrada y salida de la línea están a la misma elevación sobre el nivel del mar. La temperatura promedio del flujo es de 100 °F, la compresibilidad promedio (Z_{avg}) es de 0.92, y la gravedad específica del gas es de 0.64. Se determinará la presión aguas abajo (P_2), considerando además que la rugosidad de la superficie (ϵ) del ducto es de 0.0007 pulg.

Los parámetros conocidos:

$$D = 23.24 \text{ pulgadas}$$

$$Z_{avg} = 0.92$$

$$\epsilon = 0.0007 \text{ pulgadas}$$

$$G = 0.64$$

$$T_f = 100 \text{ °F} = 100 + 460 = 560 \text{ °R} \quad L = 72.7 \text{ millas}$$

Usando la ecuación AGA ($Q = \text{SCFD a } P_b \text{ y } T_b$) por flujo isotérmico en ductos horizontales (sin cambios de elevación).

$$Q = 38.774 \frac{T_s}{P_s} \left[\frac{P_1^2 - P_2^2 - E}{Z_{avg} \cdot T_{avg} \cdot G \cdot L} \right]^{0.5} \cdot 4 \log \frac{3.7 D}{\epsilon} \cdot D^{2.5}$$

La ecuación de flujo AGA requiere que la presión y la temperatura estén en unidades absolutas.

$$P_1 = 1470 + 14.7 = 1484.7 \text{ psia}$$

$$P_b = \text{presión base} = 14.7 \text{ psia}$$

$$T_{\text{avg}} = 100 \text{ }^\circ\text{F} = 100 + 460 = 560 \text{ }^\circ\text{R.}$$

$$T_b = \text{temperatura base} = 60 \text{ }^\circ\text{F} = 60 + 460 = 520 \text{ }^\circ\text{R}$$

Substituyendo dentro de la ecuación AGA y resolviendo P_2 :

$$400 \times 10^6 = 38.774 \frac{520}{14.7} \left[\frac{1484.7^2 - P_2^2}{0.64 \times 72.7 \times 560 \times 0.92} \right]^{0.5} \cdot 4 \log \frac{3.7 \times 23.24}{0.0007} \cdot 23.24^{2.5}$$

$$(1484.7^2 - P_2^2)^{0.5} = \frac{400 \times 10^6}{38.774} \times \frac{14.7}{520} \times \frac{0.64 \times 72.7 \times 560 \times 0.92}{4 \log \frac{3.7 \times 23.24}{0.0007} \times 23.24^{2.5}}$$

$$(2204334 - P_2^2)^{0.5} = 10316191 \times 0.028269 \times \frac{154.8264}{53004.38} = 851.8571$$

$$P_2 = 1216 \text{ psia}$$

La caída de presión a lo largo del ducto es de $1484.7 - 1216 = 268.7 \text{ psi}$

La caída de presión por milla = **268.7 psi/milla**

3.3 TUBERÍAS EN SERIE Y EN PARALELO

En este punto trataremos las configuraciones de tuberías en serie y en paralelo.

3.3.1 Tuberías en Serie

La presión requerida para el transporte de gas en una tubería en serie se calcula considerando cada segmento de tubería y la aplicación de la ecuación de flujo apropiada para cada segmento, tal como se ha descrito anteriormente.

En la siguiente figura se tiene un sistema donde existen entregas intermedias.

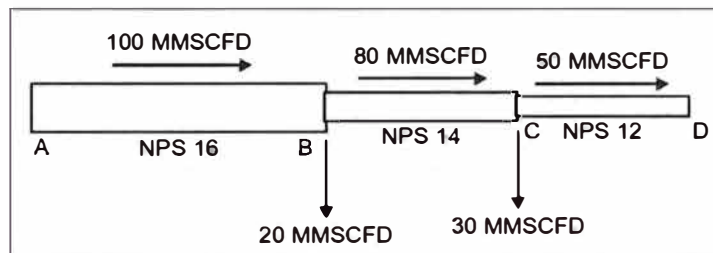


Figura 3.3. Gasoducto con configuración de tuberías en serie

Para cuando existe el mismo flujo uniforme a través de la tubería, sin entregas intermedios o inyecciones, podemos utilizar el concepto de longitud equivalente de tubería de la serie. La longitud total equivalente para tres segmentos de tubería en términos de un diámetro de referencia (D_1) es:

$$L_e = L_1 + L_2 \left(\frac{D_1}{D_2} \right)^5 + L_3 \left(\frac{D_1}{D_3} \right)^5$$

3.3.2 Tuberías en Paralelo

Dos o más tuberías pueden estar conectadas en paralelo de tal manera que el flujo de gas se divide entre los tubos de bifurcación y finalmente se combinan aguas abajo en una sola tubería, tal como se ilustra en la siguiente. Esto también se puede llamar un sistema de tuberías en LOOP. La razón para la instalación de Loops es reducir la caída de presión en una cierta sección de la tubería.

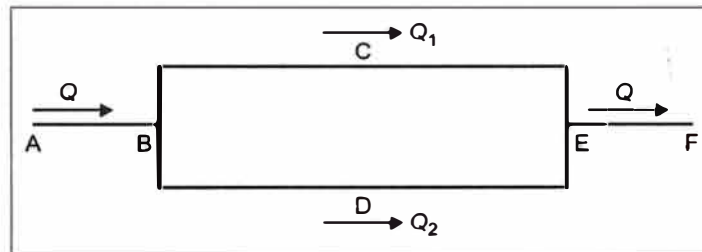


Figura 3.4. Gasoducto con configuración de tuberías en paralelo

Mediante la instalación de un circuito de tuberías de B a E como se muestra en la figura anterior, estamos reduciendo efectivamente la pérdida total de presión en la tubería desde A a F, ya que el flujo total se divide en Q_1 y Q_2 .

Utilizando la ecuación de flujo general (descrita en el punto 3.2.1), la caída de presión debido a la fricción en las ramas C y D puede calcularse a partir de:

$$(P_B^2 - P_E^2) = \frac{K_1 L_1 Q_1^2}{D_1^5}$$

$$(P_B^2 - P_E^2) = \frac{K_2 L_2 Q_2^2}{D_2^5}$$

Donde:

- K: Parámetro que depende de las propiedades del gas
- L: Longitud de la rama
- D: Diámetro interior de la rama
- Q: Caudal a través de la ramal de tubería

Combinando ambas ecuaciones y simplificando, obtenemos lo siguiente:

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \left(\frac{L_2}{L_1}\right)^{0.5} \left(\frac{D_1}{D_2}\right)^{2.5}$$

También podemos utilizar el criterio del diámetro equivalente, donde fluiría el volumen total Q. La caída de presión en el tubo de diámetro equivalente:

$$(P_B^2 - P_E^2) = \frac{K_e L_e Q^2}{D_e^5}$$

Combinando con las ecuaciones anteriores, se obtiene:

$$D_e = D_1 \left[\left(\frac{1 + \text{Const1}}{\text{Const1}} \right)^2 \right]^{1/5}$$

Donde:

$$\text{Const1} = \sqrt{\left(\frac{D_1}{D_2} \right)^5 \left(\frac{L_2}{L_1} \right)}$$

Los caudales Q_1 y Q_2 se pueden calcular a partir de:

$$Q_1 = \frac{Q \cdot \text{Const1}}{1 + \text{Const1}}$$

$$Q_2 = \frac{Q}{1 + \text{Const1}}$$

(Fuente: "Pipeline Planning and Construcción Field Manual", E. Shashi Menon, 2011, Cap 9, Pag 202)

3.4 DISEÑO DE GASODUCTOS

3.4.1 Clase de ubicación

La norma ASME B31.8 define la localización de área como el área geográfica de 200 metros a cada lado del eje del ducto y de 1600 metros de longitud, clasificada según el número y proximidad de las edificaciones actuales y previstas para la ocupación humana.

Clase 1, es aquella sección del ducto que contiene dentro de la zona de clasificación del área, 10 o menos edificaciones. Abarca en general áreas tales como pantanos, desiertos, páramos, montañas, tierras de pasturas, tierras de cultivo con poca o escasa población.

Clase 2, es aquella sección del ducto que contiene dentro de la zona de clasificación, más de 10 y menos de 46 edificaciones. Abarca en general áreas en las afueras de las ciudades y pueblos, áreas industriales, granja o ranchos.

Clase 3, es aquella sección del ducto que contiene dentro de la zona de clasificación del área, más de 46 edificaciones. Abarca áreas de desarrollo urbano, centros comerciales, áreas residenciales, áreas industriales.

Clase 4, incluye áreas donde los edificios multifamiliares de 4 o más pisos son predominantes, el tráfico vehicular denso y tiene instalaciones subterráneas.

3.4.2 Diseño de tubería

Las tuberías utilizadas para el transporte de gas están cubiertas por la norma ASME B31.8 "Sistemas de Transmisión y Distribución de Gas".

La presión máxima permisible se calcula mediante la siguiente ecuación:

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

Donde:

- P: Presión
- S: Tensión mínima de fluencia especificada
- t: Espesor
- D: Diámetro exterior
- F: Factor de diseño
- E: Factor de junta longitudinal
- T: Factor de ajuste por temperatura

Los valores de F, E y T se muestran en las siguientes tablas.

Tabla 3.1. Factor de diseño básico, F

Location Class	Design Factor, F
Location Class 1, Division 1	0.80
Location Class 1, Division 2	0.72
Location Class 2	0.60
Location Class 3	0.50
Location Class 4	0.40

Tabla 3.2. Factor de junta longitudinal, E

Spec. No.	Pipe Class	E Factor
ASTM A53	Seamless	1.00
	Electric-Resistance-Welded	1.00
	Furnace-Butt Welded, Continuous Weld	0.60
ASTM A106	Seamless	1.00
ASTM A134	Electric-Fusion Arc-Welded	0.80
ASTM A135	Electric-Resistance-Welded	1.00
ASTM A139	Electric-Fusion Arc-Welded	0.80
ASTM A333	Seamless	1.00
	Electric-Resistance-Welded	1.00
ASTM A381	Submerged-Arc-Welded	1.00
ASTM A671	Electric-Fusion-Welded	
	Classes 13, 23, 33, 43, 53	0.80
	Classes 12, 22, 32, 42, 52	1.00
ASTM A672	Electric-Fusion-Welded	
	Classes 13, 23, 33, 43, 53	0.80
	Classes 12, 22, 32, 42, 52	1.00
ASTM A691	Electric-Fusion-Welded	
	Classes 13, 23, 33, 43, 53	0.80
	Classes 12, 22, 32, 42, 52	1.00
ASTM A984	Electric-Resistance-Welded	1.00
ASTM A1005	Double Submerged-Arc-Welded	1.00
ASTM A1006	Laser Beam Welded	1.00
API 5L	Electric Welded	1.00
	Seamless	1.00
	Submerged-Arc Welded (Longitudinal Seam or Helical Seam)	1.00
	Furnace-Butt Welded, Continuous Weld	0.60

Tabla 3.3. Factor de reducción de potencia Temperatura T

Temperature, °F (°C)	Temperature Derating Factor, T
250 (121) or lower	1.000
300 (149)	0.967
350 (177)	0.933
400 (204)	0.900
450 (232)	0.867

GENERAL NOTE: For intermediate temperatures, interpolate for derating factor.

Tabla 3.4. Factores de diseño para la construcción de tubos de acero

Facility	Location Class				
	1		2	3	4
	Div. 1	Div. 2			
Pipelines, mains, and service lines [see para. 841.2.1(b)]	0.80	0.72	0.60	0.50	0.40
Crossings of roads, railroads without casing:					
(a) Private roads	0.80	0.72	0.60	0.50	0.40
(b) Unimproved public roads	0.60	0.60	0.60	0.50	0.40
(c) Roads, highways, or public streets with hard surface and railroads	0.60	0.60	0.50	0.50	0.40
Crossings of roads, railroads with casing:					
(a) Private roads	0.80	0.72	0.60	0.50	0.40
(b) Unimproved public roads	0.72	0.72	0.60	0.50	0.40
(c) Roads, highways, or public streets with hard surface and railroads	0.72	0.72	0.60	0.50	0.40
Parallel encroachment of pipelines and mains on roads and railroads:					
(a) Private roads	0.80	0.72	0.60	0.50	0.40
(b) Unimproved public roads	0.80	0.72	0.60	0.50	0.40
(c) Roads, highways, or public streets with hard surface and railroads	0.60	0.60	0.60	0.50	0.40
Fabricated assemblies [see para. 841.1.9(a)]	0.60	0.60	0.60	0.50	0.40
Pipelines on bridges [see para. 841.1.9(b)]	0.60	0.60	0.60	0.50	0.40
Pressure/flow control and metering facilities [see para. 841.1.9(c)]	0.60	0.60	0.60	0.50	0.40
Compressor station piping	0.50	0.50	0.50	0.50	0.40
Near concentration of people in Location Classes 1 and 2 [see para. 840.3(b)]	0.50	0.50	0.50	0.50	0.40

Tabla 3.5. Límite elástico mínimo especificado para la tubería de acero de uso común en los sistemas de tuberías

Specification	Grade	Type ¹	SMYS, psi
API 5L	A25	BW, ERW, S	25,000
API 5L	A	ERW, FW, S, DSA	30,000
API 5L	B	ERW, FW, S, DSA	35,000
API 5LS [Note (2)]	A	ERW, DSA	30,000
API 5LS	B	ERW, DSA	35,000
API 5LS	X42	ERW, DSA	42,000
API 5LS	X46	ERW, DSA	46,000
API 5LS	X52	ERW, DSA	52,000
API 5LS	X56	ERW, DSA	56,000
API 5LS	X60	ERW, DSA	60,000
API 5LS	X65	ERW, DSA	65,000
API 5LS	X70	ERW, DSA	70,000
API 5LX [Note (2)]	X42	ERW, FW, S, DSA	42,000
API 5LX	X46	ERW, FW, S, DSA	46,000
API 5LX	X52	ERW, FW, S, DSA	52,000
API 5LX	X56	ERW, FW, S, DSA	56,000
API 5LX	X60	ERW, FW, S, DSA	60,000
API 5LX	X65	ERW, FW, S, DSA	65,000
API 5LX	X70	ERW, FW, S, DSA	70,000

Tabla 3.6. Límite elástico mínimo especificado para la tubería de acero de uso común en los sistemas de tuberías (Continuación)

Specification	Grade	Type ¹	SMYS, psi
ASTM A53	A	ERW, S	30,000
ASTM A53	B	ERW, S	35,000
ASTM A106	A	S	30,000
ASTM A106	B	S	35,000
ASTM A106	C	S	40,000
ASTM A134	—	ERW	[Note (3)]
ASTM A135	A	ERW	30,000
ASTM A135	B	ERW	35,000
ASTM A139	A	ERW	30,000
ASTM A139	B	ERW	35,000
ASTM A333	1	S, ERW	30,000
ASTM A333	3	S, ERW	35,000
ASTM A333	4	S	35,000
ASTM A333	6	S, ERW	35,000
ASTM A333	7	S, ERW	35,000
ASTM A333	8	S, ERW	75,000

3.4.3 Distancia máxima entre válvulas

Las normas de aplicación prevén la instalación de válvulas de bloqueo de línea, válvulas de venteo y válvulas de alivio de presión.

En el caso de ductos de gas, la norma ASME B31.8 fija en función de la clase de trazado la distancia mínima entre válvulas de línea principal:

Clase 1: 20 millas (32 Km)

Clase 2: 15 millas (24 Km)

Clase 3: 10 millas (16 Km)

Clase 4: 5 millas (8 Km)

Las válvulas de línea principal están instaladas en las tuberías de gas de modo que partes de la tubería puedan ser aisladas para pruebas y mantenimiento. Las válvulas también son necesarias para separar las secciones del tubo y minimizar la pérdida de gas que puede ocurrir debido a la posible rotura de la tubería.

Se puede observar a partir de lo anterior que la separación de la válvula es más corta para cuando la tubería atraviesa zonas de alta población. Esto es necesario como una característica de seguridad para proteger a los habitantes en las proximidades de la tubería mediante la restricción de la cantidad de gas que pueda escapar debido a la rotura de la tubería.

3.4.4 Ruta de gasoducto

Hay varios pasos a seguir en el desarrollo de un proyecto de gasoducto. Una vez que se ha previsto un gasoducto entre dos o más lugares, uno de los próximos pasos críticos es determinar cuáles son las posibles opciones para la ruta de la tubería.

Varios criterios se utilizan generalmente para seleccionar la ruta, estos criterios incluyen los siguientes:

- Comunidad y las agencias locales
- Las necesidades técnicas del proyecto
- Dificultad en la construcción de la tubería
- Cuestiones de adquisición o de terratenientes para el derecho de vía
- Cuestiones ambientales
- Cuestiones arqueológicas
- Cuestiones de las especies amenazadas y en peligro
- Puntos iniciales y finales
- Sistemas de mapeo

3.5 COSTOS

Se explicará las consideraciones a tomar en cuenta para los costos involucrados en un proyecto para la construcción de un gasoducto, esto incluye la instalación de planta compresora. Se discutirá el costo de capital inicial de la tubería y de las instalaciones auxiliares, así como los costos de operación y mantenimiento anual.

3.5.1 Componentes de costos

En un sistema de gasoductos, los principales componentes que contribuyen al costo de capital inicial son la tubería, estaciones de compresión, estaciones de válvulas de línea principal, instalaciones de medición, telecomunicaciones y SCADA.

Otros costos incluyen los costos ambientales y de autorización, el Derecho de Vía, gestión de ingeniería y construcción, costos legales y reglamentarias, de contingencia, y asignación de los fondos utilizados durante la construcción.

Los costos anuales recurrentes incluirán los costos de operación y mantenimiento, combustible, costos de energía y servicios públicos, alquileres, permisos.

3.5.2 Costos de Capital

El costo de capital de un proyecto de la tubería consta de los siguientes componentes principales:

- Tubería
- Plantas compresoras
- Estaciones de válvulas de línea principal
- Estaciones de medición
- Estaciones reguladoras de presión
- SCADA y telecomunicaciones
- Permisos de Medio Ambiente
- Adquisición de Derecho de Vía
- Ingeniería y construcción

Además, hay otros costos, tales como asignación de los fondos utilizados durante la construcción y la contingencia.

3.5.2.1 Tubería

El costo de tubería consiste en aquellos costos asociados con el material de la tubería, revestimiento, accesorios de tubería, y el costo de la instalación o el trabajo real.

Según varias referencias internacionales, para los costos de instalación se estima un promedio de 60 US\$ por cada pulgada de diámetro y cada metro de tubería instalada.

3.5.2.2 Plantas compresoras

Una vez que se decide sobre los detalles de los equipos de la estación de compresión y tuberías, se puede desarrollar una factura detallada de los materiales y equipos a partir de los dibujos de ingeniería y de las cotizaciones de los proveedores de los equipos.

En ausencia de datos de proveedores y en situaciones donde se desea un orden aproximado de la magnitud de los costos de las estaciones de compresión, podemos utilizar un precio todo incluido en dólares por HP a instalar.

Según varias referencias internacionales, para los costos de instalación se estima un promedio de 2,700 US\$ por cada HP instalado.

3.5.2.3 Estaciones de válvulas de línea principal

Las válvulas de bloqueo de línea principal se instalan para aislar secciones de un ducto por razones de seguridad, mantenimiento y reparación.

El costo de instalación incluye la válvula principal y su actuador, válvulas y tuberías de purga, y otras tuberías y conexiones que constituyen la instalación de toda la válvula de bloqueo.

3.5.2.4 Estaciones de medición y Estaciones reguladoras de presión

El costo de instalación de estas estaciones incluirá los medidores, válvulas, accesorios, instrumentación y controles. Estos costos también se pueden estimar como un precio fijo, incluyendo el material y mano de obra para un sitio en particular.

3.5.2.5 SCADA y telecomunicaciones

Generalmente en un gasoducto, las presiones, caudales, y temperaturas se controlan por medio de señales electrónicas enviadas desde unidades terminales remotas (RTU) en diversas válvulas y estaciones de medición a un centro de control central a través de fibra óptica, líneas telefónicas, de microondas o sistemas de comunicación por satélite. La supervisión, control y adquisición de datos (SCADA) se utiliza para referirse a estas instalaciones. El SCADA se utiliza para supervisar a distancia, operar y controlar un sistema de gasoductos desde un centro de control principal.

El costo de las instalaciones de SCADA, van desde \$ 2 millones a \$ 5 millones o más, dependiendo de la longitud de la tubería, el número de estaciones de compresión, el número de válvulas de línea principal y las estaciones de medición. A veces esta categoría se calcula como un porcentaje del coste total del proyecto, tal como 2 a 5%.

3.5.2.6 Permisos de Medio Ambiente

Estos costos son aquellos que son necesarios para asegurarse de que estas instalaciones no contaminan la atmósfera, arroyos y ríos; o dañan los ecosistemas, incluyendo la flora y la fauna.

Estos costos en un proyecto de gasoducto pueden oscilar entre el 10 y el 15% del costo total del proyecto.

3.5.2.7 Adquisición de Derecho de Vía

El derecho de vía para una tubería se adquiere de propiedades privadas, estatales y del gobierno local.

Este costo podría ser un pago único en el momento de la adquisición o un alquiler anual, este último se incluirá en los costos anuales de operación.

Para la mayoría de las tuberías de gas, estos costos pueden estar en el rango de 6 a 10% del costo total del proyecto.

3.5.2.8 Ingeniería y construcción

Los costos de ingeniería son aquellos que se refieren al diseño y elaboración de planos de las instalaciones. Esto incluirá el diseño de ingeniería, el desarrollo de especificaciones, manuales, documentos de compra, documentos de inspección de equipos y otros costos asociados con la adquisición de materiales y equipos para el proyecto.

Los gastos de gestión de la construcción incluyen el costo de personal de campo, servicios de alquiler, equipo de oficina, transporte y otros costos asociados con la supervisión y gestión del esfuerzo de construcción del ducto e instalaciones.

Generalmente estos costos pueden representar desde 15 a 20% del costo total del proyecto.

3.5.3 Costos de Operación y Mantenimiento

Una vez que la tubería, estaciones de compresión e instalaciones auxiliares se construyen y entran en operación, habrá costos anuales de operación durante su vida útil, lo que podría ser de 30 a 40 años o más.

Estos costos anuales consisten en las siguientes categorías principales:

- Combustible para las Estaciones de Compresión o el costo de la energía eléctrica
- Costos de mantenimiento y reparación de equipos compresores
- Los costos de mantenimiento de tuberías, tales como reparaciones, reubicación, monitoreo y patrulla
- SCADA y telecomunicaciones
- Mantenimiento de las válvulas de línea principal, estaciones de regulación y estaciones de medición
- Los costos de servicios públicos, como el agua y el gas natural
- Costos ambientales y de autorizaciones anuales o periódicas
- Arrendamiento, alquiler, y otros derechos de los costos recurrentes del derecho de vía.
- Los costos administrativos y de nómina

Según varias referencias internacionales, para los costos de operación y mantenimiento se estima un promedio de 750 US\$ al año por cada HP para una Planta compresora y un promedio de 5,000 US\$ al año por cada kilómetro para un ducto.

3.5.4 Determinación del diámetro óptimo económico

Para una aplicación de transporte por ductos particular, el diámetro de la tubería no necesariamente es óptima económicamente la que tiene el menor costo de instalación.

Por ejemplo, una tubería con capacidad de 100 MMSCFD puede estar construida de una amplia gama de materiales y diámetros. Podemos optar por utilizar los diámetros NPS 14, NPS 16 o NPS 18. El uso de la tubería de menor diámetro provocará una mayor caída de presión y un requerimiento mayor de HP para la capacidad indicada. El uso de diámetros mayores implica menor caída de presión y menor HP.

Por lo tanto, la opción con el menor diámetro será la más baja en el costo de la tubería pero mayor en HP requerido. Por otro lado, la opción con el mayor diámetro requerirá la menor HP, pero considerablemente más costo de tubería debido a la diferencia en peso del tubo por unidad de longitud.

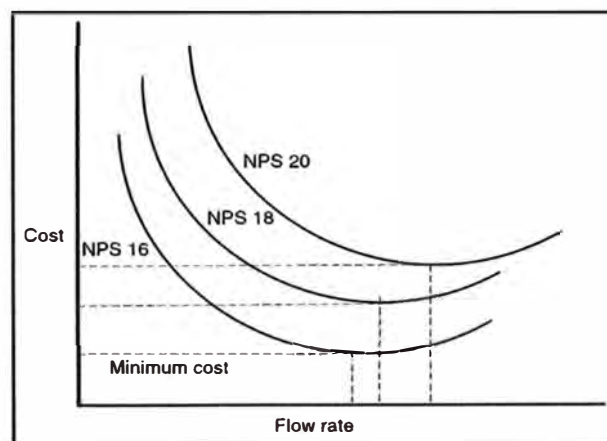


Figura 3.5. Costos de Tubería vs Capacidad, para diferentes diámetros

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS DE LAS ALTERNATIVAS DE AMPLIACIÓN

4.1 AMPLIACIÓN EN SISTEMAS DE TRANSPORTE DE GAS

Una ampliación del sistema de transporte es la adición de instalaciones que no alteran la ruta original del ducto principal, a fin de lograr un incremento en su capacidad.

El gas que viaja a través del gasoducto pierde presión debido a la fricción con la pared de la tubería, mientras mayor sea el caudal transportado la pérdida de presión será más alta, ya que a mayores velocidades se presenta mayor fricción.

Al tener limitaciones de capacidad y a fin de satisfacer un incremento en la demanda será necesario realizar una ampliación de la capacidad de transporte, de esta manera el caudal máximo que podrá circular por el gasoducto incrementará.

En el caso del Proyecto Camisea, a causa de que la demanda interna de gas natural creció mucho más de lo previsto inicialmente, surgió la necesidad de ampliar la capacidad de transporte del ducto principal.

Es por ello que Transportadora de Gas del Perú (TgP) empezó a desarrollar desde el 2007 sus primeros proyectos de ampliación, con lo cual pudo responder a la demanda de gas natural en el 2009. Esta demanda de gas estaba estimada para el año 2016 según la proyección original contenida en el contrato BOOT (Build, Own, Operate & Transfer).

Las ampliaciones de capacidad realizadas en el sistema de gas de TgP son descritas en el capítulo 2, punto 2.1.4; las cuales son nuevamente mencionadas en el siguiente cuadro.

Tabla 4.1. Ampliaciones de capacidad en el Sistema de Gas de TgP

Año	Capacidad	Ampliación
2004	314 MMSCFD	Diseño Original
2007	380 MMSCFD	Planta Compresora Chiquintirca
2009	450 MMSCFD	Loop Costa
2010	1150 MMSCFD	Ducto PLNG
Actual, al 2014	1230 MMSCFD	Adecuación y reajuste del Sistema

4.1.1 Alternativas de ampliación

Para una ampliación de capacidad de transporte se cuenta con 2 opciones:

- La primera consiste en la instalación de una Planta Compresora (figura 4.1), cuya función es entregar energía al fluido a través del incremento de presión para compensar las pérdidas a lo largo del ducto.

La segunda consiste en la instalación de un Loop (figura 4.2), el cual comprende un ducto en paralelo en un determinado tramo del sistema de transporte, vinculado en sus extremos al mismo.

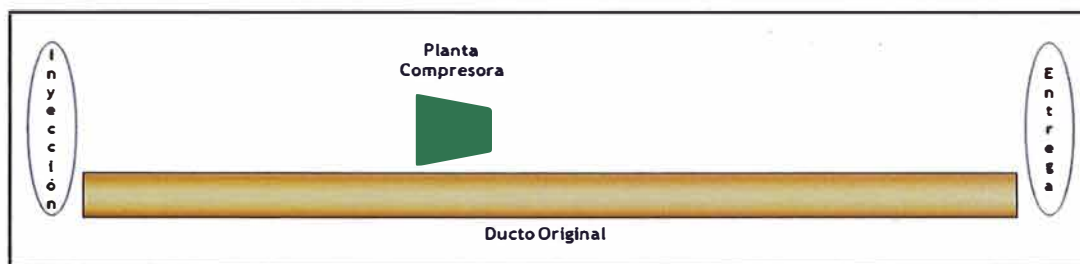


Figura 4.1. Planta Compresora en un Gasoducto

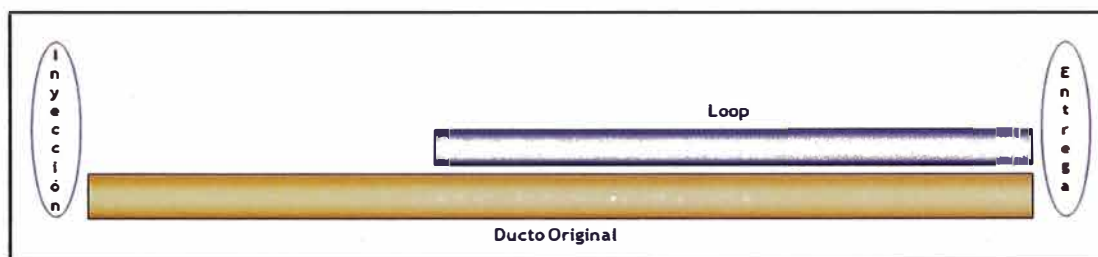


Figura 4.2. Loop en un Gasoducto

Las presiones a lo largo del gasoducto tendrán comportamientos diferentes según se haya instalado una Planta Compresora o un Loop, para explicar esto se muestran 3 gráficos (figuras 4.3, 4.4 y 4.5):

- El primero es el perfil de presiones de un sistema con su diseño original.
- El segundo considera la instalación de una planta compresora.
- El tercero considera la instalación de un Loop.

En estos gráficos la pendiente descendiente en los perfiles de presión se debe a las pérdidas por fricción en el gasoducto. Para el caso del transporte de gas, este perfil de presión presenta una forma ligeramente parabólica.

En la figura 4.3, se muestra el caudal máximo a transportar en un sistema con su diseño original. En la figura se puede notar que al incrementar el caudal de transporte la presión en el punto de entrega disminuye gradualmente, se debe considerar que la presión en el punto de entrega no debe ser menor al mínimo permitido por el contrato que se tiene con el cliente al cual se le entrega el gas.

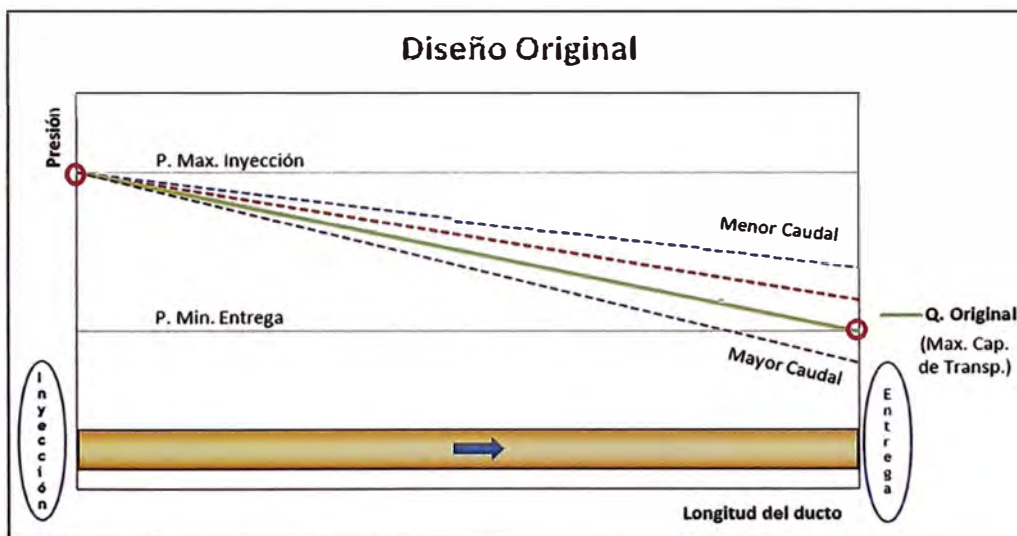


Figura 4.3. Perfil de presión del sistema con diseño original

Por lo tanto, teniendo definidas las características de longitud y diámetro del gasoducto, la capacidad de transporte máxima estará determinada por la máxima presión en el punto de inyección y la mínima presión en el punto de entrega.

Entonces, de la figura anterior, se observa que si es necesario transportar un caudal mayor a la Máxima Capacidad de Transporte se tendría que considerar una ampliación del sistema.

En la figura 4.4, se considera la instalación de una planta compresora, en este caso las caídas de presión son mayores debido al mayor caudal transportado. El caudal máximo que se puede transportar sería mayor (Q. con Planta), ya que para este caudal se alcanza la mínima presión en el punto de entrega.

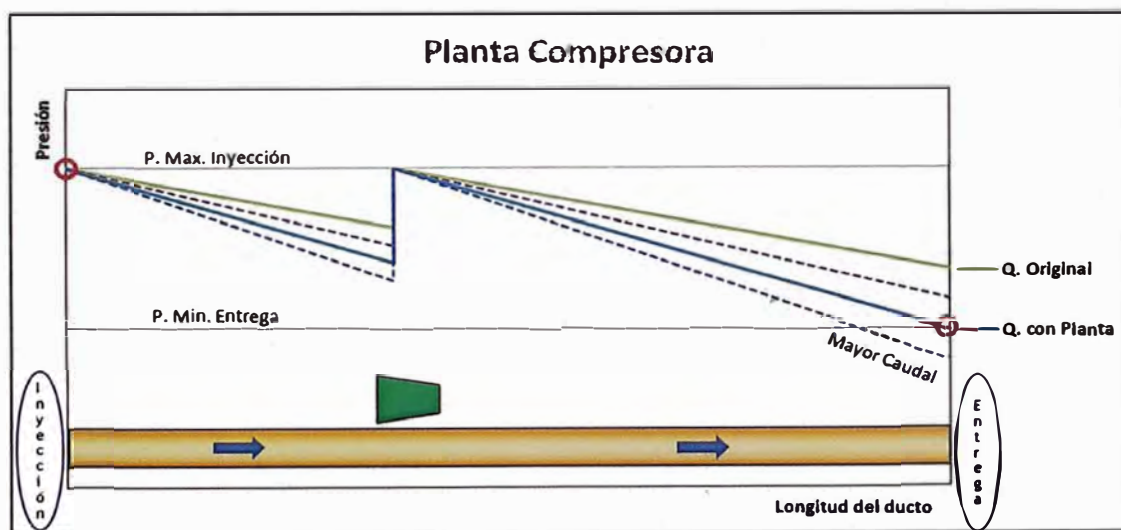


Figura 4.4. Perfil de presión del sistema con Planta Compresora

En la figura 4.5, se considera la instalación de un Loop desde un punto intermedio del tramo hasta el punto de entrega, en este caso la pendiente del perfil de presión en la zona del Loop es menor ya que el caudal de transporte se distribuye por ambos ductos y disminuye la velocidad del flujo, reduciendo así las pérdidas por fricción. Mientras mayor sea el diámetro del Loop instalado, mayor será el incremento de la capacidad de transporte.

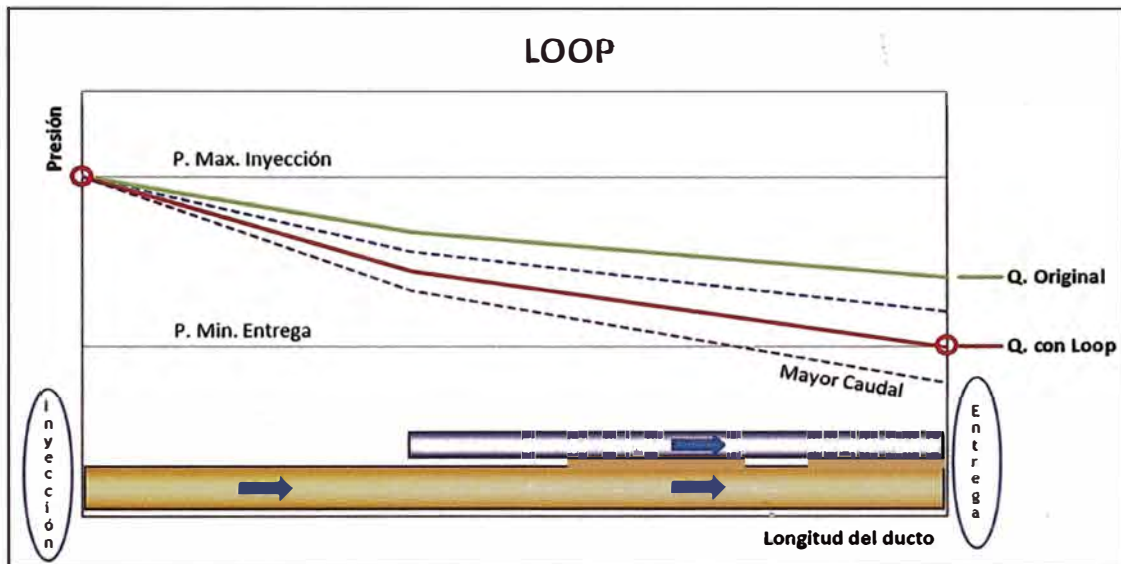


Figura 4.5. Perfil de presión del sistema con Loop

El diseño de la planta compresora y del Loop parte de la capacidad a la que se requiere incrementar en el sistema de transporte.

4.1.2 Consideraciones para la instalación de una Planta Compresora

Para la instalación de una planta compresora es necesario contar con los siguientes sistemas:

Sistema de Gas Principal:

- Vinculación al Gasoducto
- Acondicionamiento de Gas y distribución sobre colectores
- Compresión
- Acondicionamiento del Gas de salida

Sistema de Servicios:

- Acondicionamiento de Gas de Servicio
- Acondicionamiento y distribución de Gas Combustible a Turbocompresores
- Acondicionamiento y distribución de Gas Combustible a Generadores
- Acondicionamiento y distribución de Gas de Operador
- Generación de Energía Eléctrica
- Compresión y Secado de Aire para Instrumentos
- Agua Industrial y de Servicio
- Sistema de Drenaje

Los principales equipos mecánicos con los que cuenta una planta compresora son:

- Filtros Separadores de Entrada
- Turbocompresores
- Aeroenfriadores
- Motogeneradores a Gas

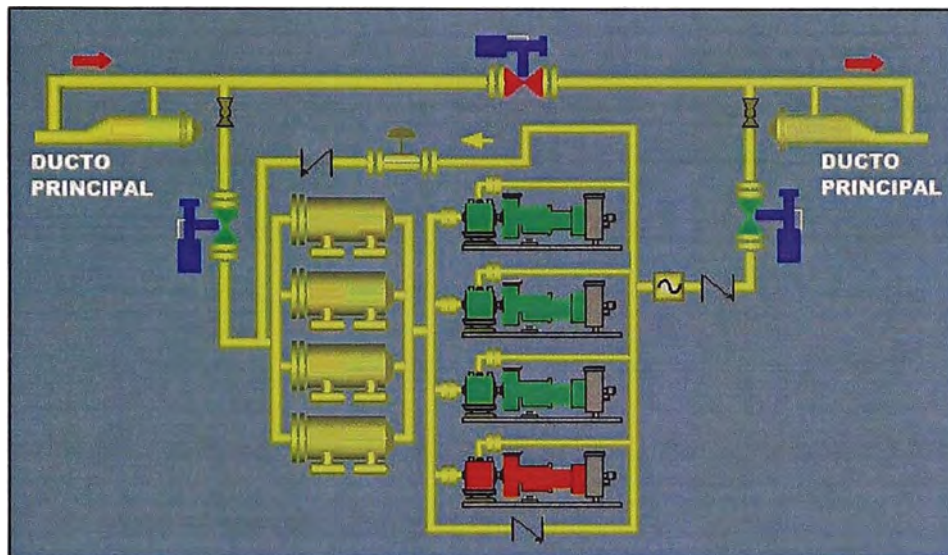


Figura 4.6. Esquema de Planta Compresora

El gas antes de iniciar el proceso de compresión debe ser filtrado para separar cualquier partícula sólida o líquida que se encuentre en el flujo, luego de esto el gas ingresa a los compresores donde incrementan su temperatura debido al incremento brusco de su presión, por esto necesitan pasar por aeroenfriadores, para luego pasar al cabezal de descarga de la estación y regresar a la línea de ducto principal.

Los generadores eléctricos se instalan con el fin de alimentar el consumo eléctrico de la planta, estos generalmente son impulsados por motores alimentados con gas natural, aprovechando así el gas disponible. Se debe considerar un generador de emergencia para el arranque de la planta.

Los turbocompresores se ubican, en general, en edificios individuales por razones de seguridad, ruido y del clima.

Además se tienen edificios separados para las instalaciones de apoyo general, unidades de control, energía de back-up, tableros eléctricos principales, taller, almacén y oficinas.

El diseño general de una planta compresora depende de los siguientes factores:

- Propiedades del gas a comprimir
- Incremento de capacidad a aumentar.
- Potencia requerida de la planta.
- Relación de compresión de la planta.
- Tipo, tamaño, cantidad y configuración de los equipos de compresión.
- Ubicación de la planta con respecto a recursos como agua, energía eléctrica.
- Normativa regulatoria de seguridad y de medio ambiente.
- Proximidad a zonas habitadas.

- Condiciones climáticas, incluyendo temperatura, humedad y contaminantes en el aire.

Para las tuberías, se debe aplicar la Norma ASME B31.8 para tuberías de procesos y ASME B31.3 para tuberías de servicio. Las tuberías se diseñarán tomando en cuenta minimizar la pérdida de carga y el ruido. La velocidad del gas nunca deberá superar los 15 m/s, excepto en líneas de medición y venteos de emergencia.

Las distancias de seguridad entre los equipos, puntos de alivio, alambrado y edificios son indicadas en los códigos y normas aplicables para nuestro país. Todas las descargas de gas a la atmósfera son conducidas a una chimenea de venteo. Estas normas son mencionadas en el punto 5.1.

Las consideraciones económicas para la instalación, operación y mantenimiento de una Planta Compresora son mencionadas en el punto 4.4 y en el capítulo 3.

4.1.3 Consideraciones para la instalación de un Loop

El Loop deberá estar conformado por nuevos componentes que permitirán la operación del gasoducto con las nuevas condiciones operativas y la acción del sistema de seguridad.

Los principales equipos estáticos y materiales previstos son:

- Trampas Scraper (Lanzadora y receptora)
- Válvulas de línea
- Filtros separadores
- Tuberías

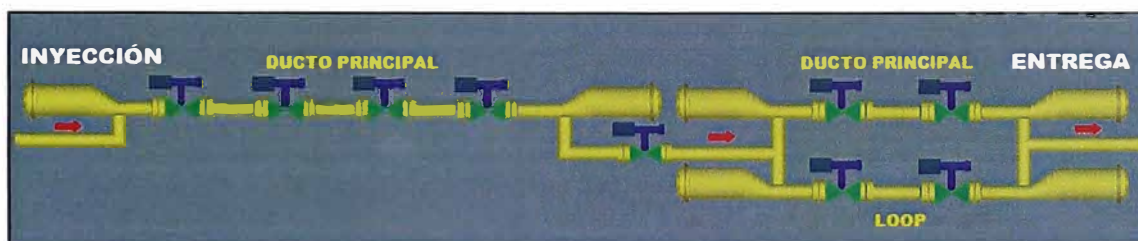


Figura 4.7. Esquema de Loop

Las trampas scraper son instaladas para la supervisión interna del ducto mediante el pasaje de equipos especiales que recorren interiormente el ducto desde la trampa de lanzamiento hasta la trampa de recepción.

Se pueden instalar filtros de gas natural para separar cualquier partícula sólida o líquida que se encuentre en el flujo.

Las válvulas de línea serán instaladas por motivos de seguridad cada cierta longitud del ducto para poder aislarlo por tramos y disminuir el volumen de pérdidas de gas si se da el caso en el que se presenten problemas de fugas o cuando sea necesario ventear el

gas en un tramo del ducto. La distancia mínima entre válvulas de línea está referida en la norma ASME B31.8, de acuerdo al siguiente cuadro:

Tabla 4.2. Distancia máxima entre válvulas de línea en gasoductos, ASME B31.8

Clase predominante	Distancia mínima
Locación Clase 1	20 mi (32 km)
Locación Clase 2	15 mi (24 km)
Locación Clase 3	10 mi (16 km)
Locación Clase 4	5 mi (8 km)

Generalmente realizar un proyecto de construcción de Loop siempre resulta más caro, y su instalación depende de varios factores como:

- La no factibilidad técnica de la instalación de una Planta Compresora
- Mejorar la confiabilidad del sistema energético del País
- Una estrategia con futuras ampliaciones (Plantas compresoras y Loops)

Las consideraciones económicas para la instalación, operación y mantenimiento de un Loop son mencionadas en el punto 4.4 y en el capítulo 3.

4.2 MODELAMIENTO PARA ESCENARIO DE GASODUCTO A ANALIZAR

Para el análisis hidráulico se realizará un modelamiento con Software. Para crear un modelo de cualquier sistema de tuberías y poder simularlo, es necesario entender el problema analizado y las variables que intervienen en los modelos y balances necesarios para el flujo de gas. Una buena base de supuestos permite analizar mejor los resultados.

Los datos que se debe establecer para la construcción de un modelo son:

- Diámetro
- Longitud
- Espesor
- Elevación
- Ubicación de las estaciones
- Rugosidad

Además, se debe considerar lo siguiente:

- Ecuación para el cálculo de las pérdidas por fricción
- Ecuación de Estado
- Temperatura de gas de entrada
- Temperatura del medio ambiente (suelo)
- Cálculo de la viscosidad
- Coeficiente de transferencia de calor con el suelo

Para el modelamiento del escenario a analizar usamos el software **PipelineStudio**, en el cual se puede simular diversos escenarios para sistemas de transporte de gas o de

líquidos. Este Software incorpora avanzadas técnicas de solución numérica, modelamiento detallado de los equipos y un entorno de configuración gráfica.

Es usado para diseño de tuberías, análisis hidráulico, desarrollo de planes de operación y análisis de escenarios alternativos. Durante la fase de diseño de un gasoducto ayuda a determinar el máximo rendimiento, el tamaño óptimo de la tubería, requerimientos de compresores, y la ubicación de equipos para cualquier configuración.

Para las pérdidas por fricción, este software puede usar las siguientes ecuaciones:

- AGA
Colebrook-White
- Weymouth
- Panhandle A
- Panhandle B

Para la ecuación de estado, este software puede usar los siguientes modelos:

- BWRS
- Peng-Robinson
- SAREM

Con este Software se puede realizar simulaciones en estado estacionario y estado transitorio, pero para este caso de estudio solo se utilizarán simulaciones en estado estacionario.

Para efectos del presente informe, en el Software PipelineStudio utilizaremos la ecuación de AGA para el cálculo de las pérdidas por fricción y el modelo de Peng-Robinson para la ecuación de estado; estas ecuaciones son descritas y explicadas en el capítulo 3, donde además se presenta un ejemplo aplicativo para la ecuación de AGA.

Ecuación de AGA (usada por PipelineStudio):

$$Q = 38.774 \frac{T_s}{P_s} \left[\frac{P_1^2 - P_2^2 - E}{Z_{avg} \cdot T_{avg} \cdot G \cdot L} \right]^{0.5} \cdot \sqrt{\frac{1}{f_f}} \cdot D^{2.5}$$

$$\sqrt{\frac{1}{f_f}} = 4 \log \frac{3.7 D}{\epsilon}$$

Dónde:

- Q: Caudal (SCFD)
- L: Longitud del ducto (millas)
- D: Diámetro interno del ducto (pulg)
- Z_{avg}: Factor de compresibilidad promedio
- T_{avg}: Temperatura promedio del tramo (°R)
- T_s: Temperatura Base (520 °R)
- P_s: Presión base (14.7 psia)
- P₁: Presión de entrada (psia)
- P₂: Presión de salida (psia)
- E: Factor de eficiencia
- G: Densidad relativa al aire
- f_f: Factor de fricción de la superficie interna del ducto
- ε: Rugosidad de superficie del ducto

Ecuación de Peng-Robinson (usada por PipelineStudio):

$$P = \frac{RT}{V_m - b} - \frac{a \alpha}{V_m^2 + 2bV_m - b^2}$$

Dónde:

- P: Presión (psia)
- T: Temperatura (°R)
- R: Constante universal (10.73 psia.ft³/lb-mol.°R)
- V_m: Volumen molar (ft³/lb-mol)
- a,b,α: Coeficientes que dependen de P_c, T_c y ω.
- P_c: Presión crítica
- T_c: Temperatura crítica
- ω : Factor acéntrico del gas

Para asegurar la confiabilidad en el uso de este Software se sintoniza el modelo de acuerdo al comportamiento del sistema real. Para esto se toma como base varios escenarios reales y se comparan con los resultados de las simulaciones de estos escenarios en el modelo, se debe ajustar algunos factores en el modelo hasta asemejar los resultados a la realidad, por ejemplo la rugosidad de la tubería y el coeficiente de transferencia de calor con el suelo.

Considerando las características del gasoducto planteado como escenario y sus condiciones de operación (descritos en el Capítulo 2), se realiza la simulación hidráulica correspondiente en estado estacionario.

Por fines didácticos, se muestran a continuación nuevamente las tablas de características y condiciones del gasoducto:

Tabla 4.3. Características físicas del gasoducto planteado como escenario

Longitud	100 km
Diámetro	18"
Espesor de tubería	0.375"

Tabla 4.4. Condiciones de borde del gasoducto planteado como escenario

Capacidad máxima	200 MMSCFD
Presión máxima de inyección	75.5 bar
Presión mínima de entrega	50.0 bar
MAPO	75.5 bar
Velocidad Máxima del Gas	15 m/s

El resto de parámetros con los que se construyó este modelo son los mismos que tiene el modelo del Sistema de TgP (características del fluido, rugosidad de la tubería, coeficiente de transferencia de calor con el suelo).

En las siguientes figuras se muestra el modelo del escenario simulado y su respectivo resultado del perfil de presión/velocidad a lo largo del ducto.



Figura 4.8. Sistema de transporte planteado, análisis hidráulico con PipelineStudio

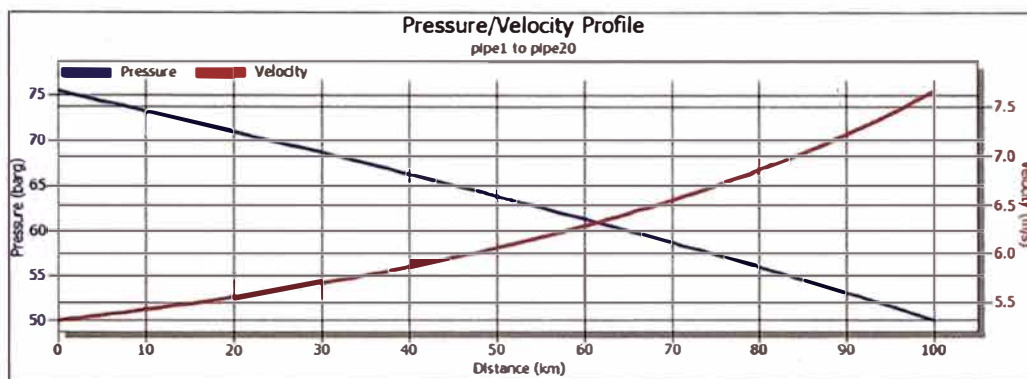


Figura 4.9. Sistema de transporte planteado, perfil presión/velocidad con PipelineStudio

De la figura anterior, se observa que la caída de presión a lo largo del ducto causa que la velocidad del gas transportado aumente, esto se debe a que un determinado volumen de ducto contiene mayor cantidad de gas al estar a mayor presión; por esto, para un mismo consumo (200 MMSCFD) a lo largo de todo el sistema, el mismo volumen de ducto tendrá que viajar más rápido en los puntos de menor presión, ya que tendría menor cantidad de gas.

La ubicación exacta de la Planta Compresora o del Loop a analizar, se establecerán como resultado de la validación de los análisis hidráulicos del gasoducto. Definida la ubicación, se deben tomar consideraciones para su construcción como:

Vías de acceso

- Condiciones del terreno
- Condiciones climatológicas
- Condiciones de seguridad
- Proximidad a zonas habitadas
- Cuidado del medio ambiente
- Zonas arqueológicas
- Facilidad en Sistemas de Comunicaciones

Estas consideraciones se mencionan también en el capítulo 3.

4.3 ANÁLISIS TÉCNICO DE ALTERNATIVAS

4.3.1 Análisis hidráulico para instalación de Planta Compresora

A partir del escenario de gasoducto original, mencionado en el punto anterior, se varía la ubicación de una planta compresora cada 10 kilómetros, se analiza hidráulicamente y se obtienen los siguientes datos:

- Máximo flujo a transportar
- Potencia requerida
- Presión de succión de planta
- Presión de descarga de planta

Se considera además que la presión de succión de la planta no sea menor a la mínima, tal que la velocidad del gas no supere los 15 m/s, por condición de diseño y operación del gasoducto.

En la siguiente figura se muestra un ejemplo de estos análisis hidráulicos, en este caso se ubica la planta compresora en el km 10 y como resultado se tiene que ahora el flujo máximo a transportar es 210.6 MMSCFD para las condiciones de inyección y entrega definidos anteriormente.

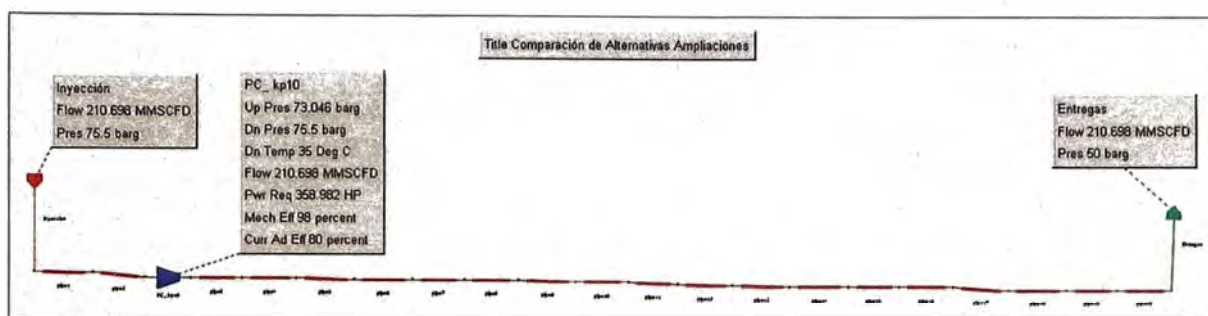


Figura 4.10. Resultados luego de simular sistema con Planta Compresora en Km 10

De la misma manera se realizaron los análisis hidráulicos para las otras ubicaciones de la planta, la tabla siguiente muestra los datos obtenidos luego de las simulaciones.

Tabla 4.5. Datos obtenidos luego de los análisis hidráulicos del Sistema con Planta Compresora cada 10 kilómetros

Ubicación (Km)	Flujo máximo (MMSCFD)	Potencia requerida (HP)	P.succión (bar)	P.descarga (bar)
10	210.7	359	73.0	75.5
20	223.3	886	69.9	75.5
30	238.4	1716	65.7	75.5
40	257.3	3163	59.6	75.5
50	281.5	6173	50.0	75.5
60	291.2	9415	40.0	72.5
70	277.3	8758	37.0	66.3
80	263.9	7759	35.0	60.5
90	249.0	5953	35.0	55.0

De estos datos se pueden obtener resultados como:

- Capacidad incrementada
- Potencia requerida por unidad de capacidad incrementada
- Relación de compresión de la planta

Tabla 4.6. Resultados a partir de datos obtenidos de los análisis hidráulicos del Sistema con Planta Compresora

Ubicación (Km)	Capacidad incrementada (MMSCFD)	Potencia requerida (HP)	Potencia requerida / capacidad incrementada (HP / MMSCFD)	Relación de compresión (bar)
10	10.7	359	34	1.03
20	23.3	886	38	1.08
30	38.4	1716	45	1.15
40	57.3	3163	55	1.27
50	81.5	6173	76	1.51
60	91.2	9415	103	1.81
70	77.3	8758	113	1.79
80	63.9	7759	121	1.73
90	49.0	5953	121	1.57

Los resultados de la tabla anterior se grafican en las figuras 4.11, 4.12 y 4.13.

Cabe mencionar que el rango aceptable de la Relación de Compresión para los equipos Turbocompresores está entre 1.3 a 1.8 aprox. Si se requiere mayor relación de compresión se podría instalar un sistema de compresión por etapas, con los equipos Turbocompresores en serie.

En la figura 4.11, se observa que la máxima capacidad incrementada se logra ubicando la Planta Compresora en el Km 60, y que a partir de ese punto resulta ineficiente ubicarla más lejos del punto de inyección.

En la figura 4.12 se observa que es también en esta ubicación donde se requiere de mayor potencia.

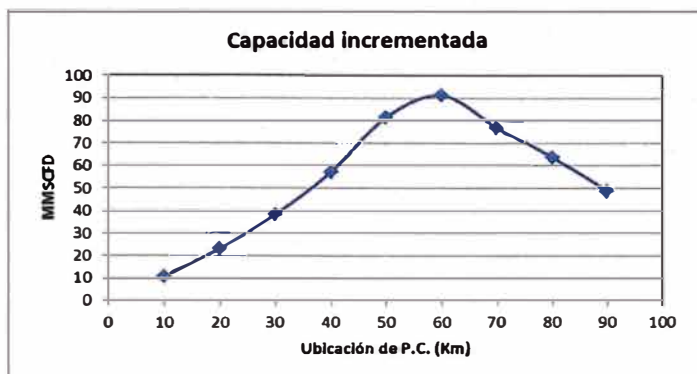


Figura 4.11. Curva de Capacidad incrementada vs Ubicación de la planta

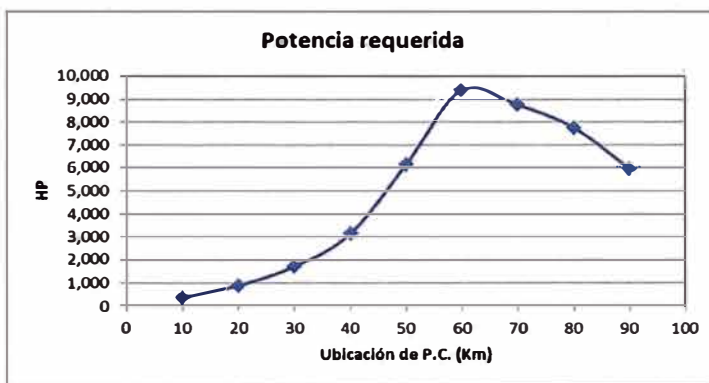


Figura 4.12. Curva de Potencia requerida vs Ubicación de la planta

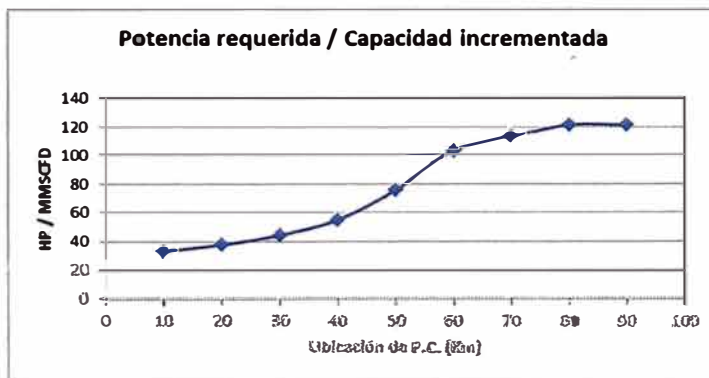


Figura 4.13. Curva de la relación entre Potencia requerida y Capacidad incrementada

De la figura 4.13, observamos que mientras más nos alejamos del punto de inyección se requiere de mayor potencia por cada unidad de capacidad incrementada.

A continuación se explica el porqué del poco incremento de capacidad con la Planta Compresora ubicada en el km 60, en relación con el incremento de la Planta Compresora ubicada en el km 50, esto se puede ver en la figura 4.11.

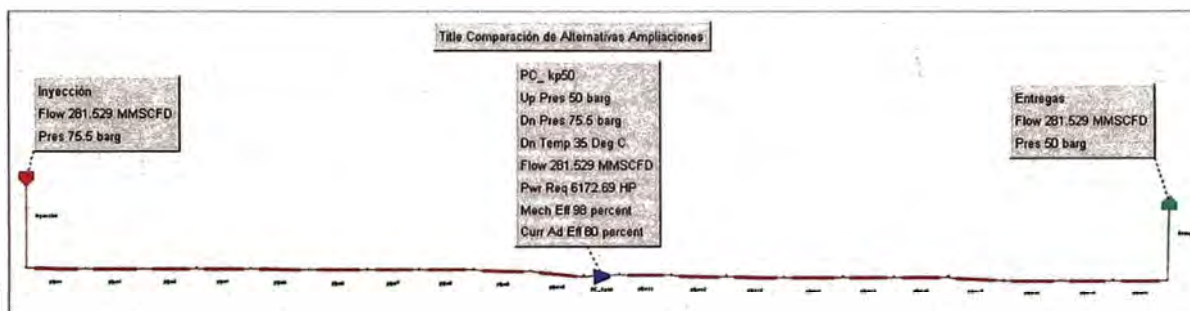


Figura 4.14. Resultado luego de simular sistema con planta compresora en km 50

Para el análisis de este escenario (km 60) se limitó la presión mínima de succión de la planta compresora a 40 bar con la intención de que la velocidad alcanzada en la succión de la planta no supere los 15 m/s. En la figura 4.16 se observa que la velocidad alcanzada es aproximadamente 14 m/s.

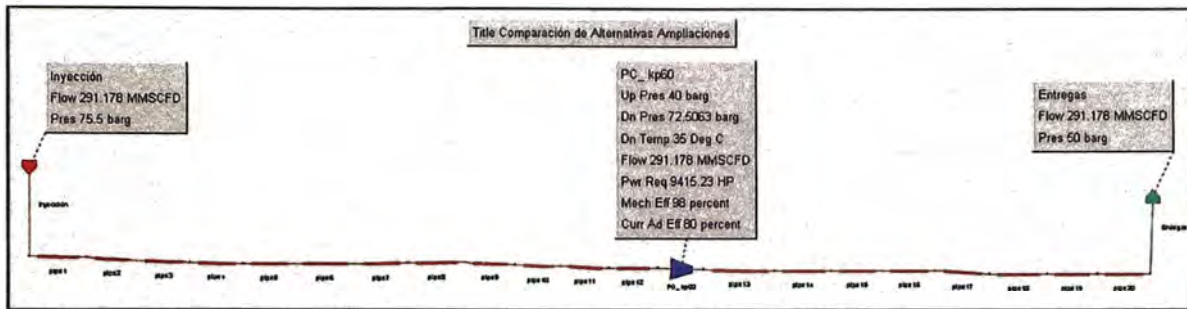


Figura 4.15. Resultado luego de simular sistema con planta compresora en km 60, limitando la presión mínima de succión a 40 bar

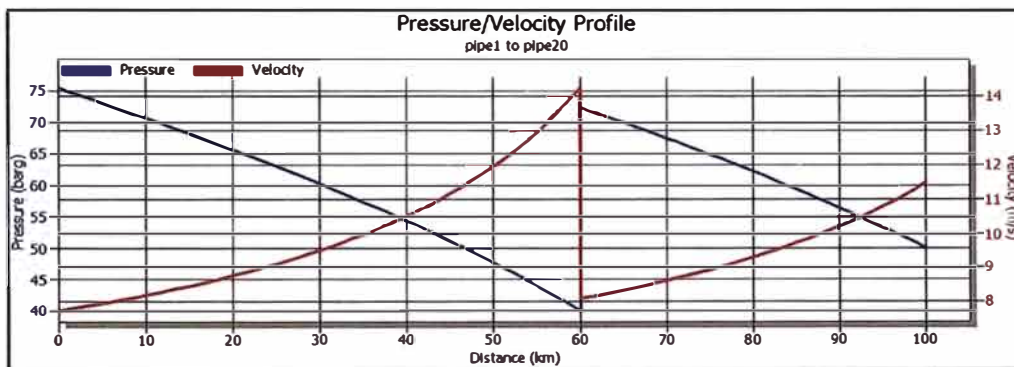


Figura 4.16. Perfil presión/velocidad para Planta Compresora en el kilómetro 60, limitando la presión mínima de succión a 40 bar

Al haber realizado el análisis hidráulico del mismo escenario, pero sin limitar la mínima presión de succión en la planta compresora, se obtuvo un flujo máximo de 314.4 MMSCFD, este resultado se observa en la siguiente figura. En la figura 4.18, se observa que la velocidad alcanzada en la succión de la planta es de 20 m/s, superando la condición de velocidad máxima de fluido de 15 m/s.

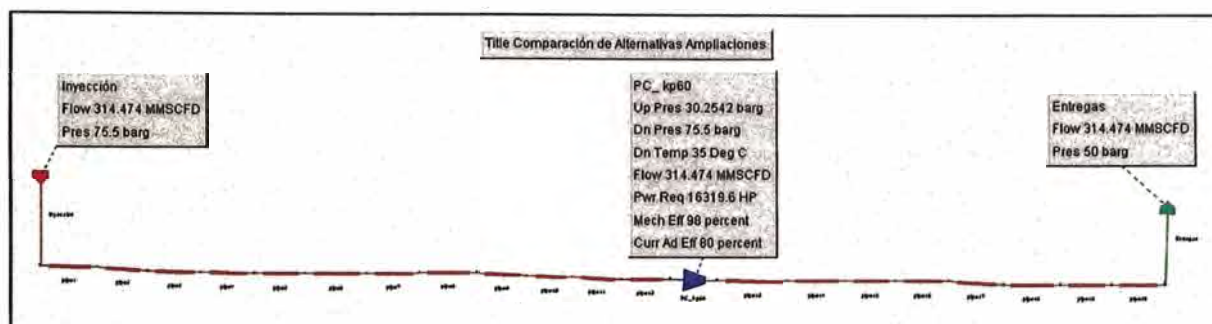


Figura 4.17. Resultado luego de simular sistema con planta compresora en km 60, sin limitar la presión mínima de succión

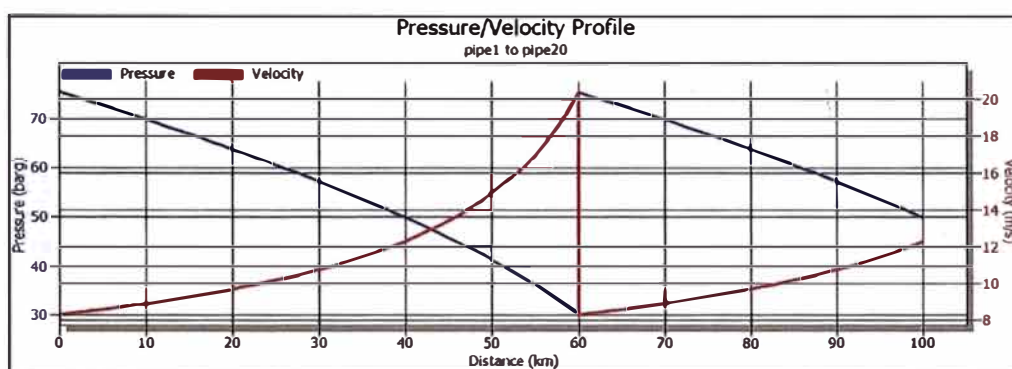


Figura 4.18. Perfil presión/velocidad para Planta Compresora en el kilómetro 60, sin limitar la presión mínima de succión

Entonces para los escenarios de Plantas Compresoras ubicadas a partir del km 60 la limitante de flujo máximo sería la velocidad máxima de transporte (15 m/s). Por esta razón el incremento de capacidad para estos escenarios resulta muy poco eficiente.

Se escogerá la mejor opción para la instalación de la Planta Compresora luego del análisis de costos, en el punto 4.4.1.

4.3.2 Análisis hidráulico para instalación de Loop

Para la evaluación de este caso, cada escenario corresponde a la instalación de un ducto en paralelo a partir de cada 10 kilómetros hasta el punto de entrega, se analiza hidráulicamente y se adquiere el dato de máximo flujo a transportar por cada caso.

Esta evaluación se realiza con 2 diámetros de Loop diferentes, el primero de 18" y el segundo de 24". Cabe recordar que el ducto original es de 18" de diámetro y 100 km de longitud.

En las figuras 4.19 y 4.20 se muestran dos ejemplos de estos análisis hidráulicos, el primer caso cuenta con la instalación de un Loop de 18" de diámetro y 50 km de longitud, obteniendo un flujo máximo de 251.8 MMSCFD; y en el segundo caso se cuenta con la instalación de un Loop de 24" de diámetro y 40 km de longitud, obteniendo ahora un flujo máximo de 248.7 MMSCFD.

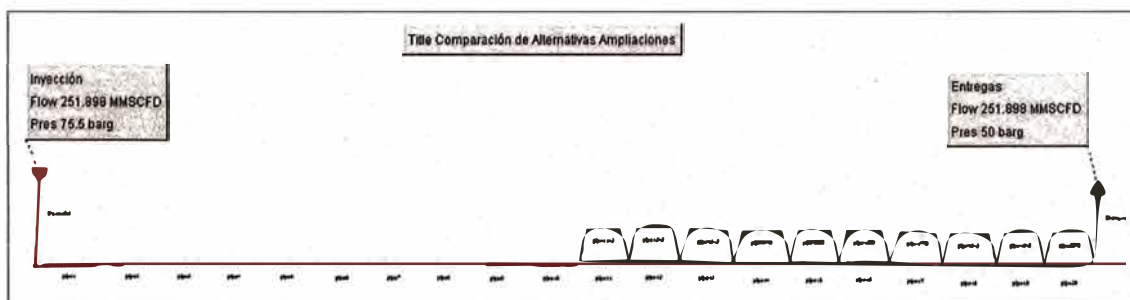


Figura 4.19. Resultados luego de simular sistema con Loop de 18" y 50 km

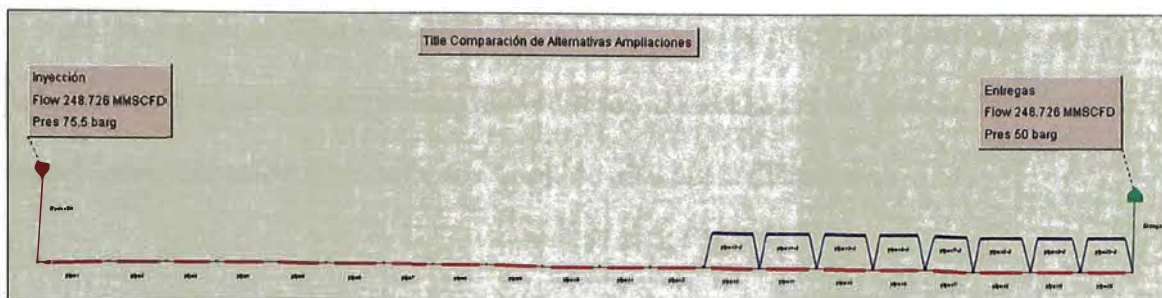


Figura 4.20. Resultados luego de simular sistema con Loop de 24" y 40 km

De la misma manera se realizan los análisis hidráulicos para los otros casos con las longitudes y diámetros mencionados, en la siguiente tabla se muestran los datos obtenidos luego de todas estas simulaciones.

Tabla 4.7. Datos obtenidos luego de los análisis hidráulicos del Sistema con Loop de 18" y 24" cada 10 kilómetros

Longitud (km)	Loop 18"	Loop 24"
	Capacidad (MMSCFD)	Capacidad (MMSCFD)
10	208	209
20	217	220
30	227	233
40	238	249
50	252	268
60	268	292
70	289	326
80	315	373
90	350	452
100	400	621

En la siguiente figura se grafican las capacidades máximas para cada opción de Loop, se observa que a mayor longitud de Loop instalado mayor se hace la diferencia de capacidades incrementadas entre los Loop de diferentes diámetros.

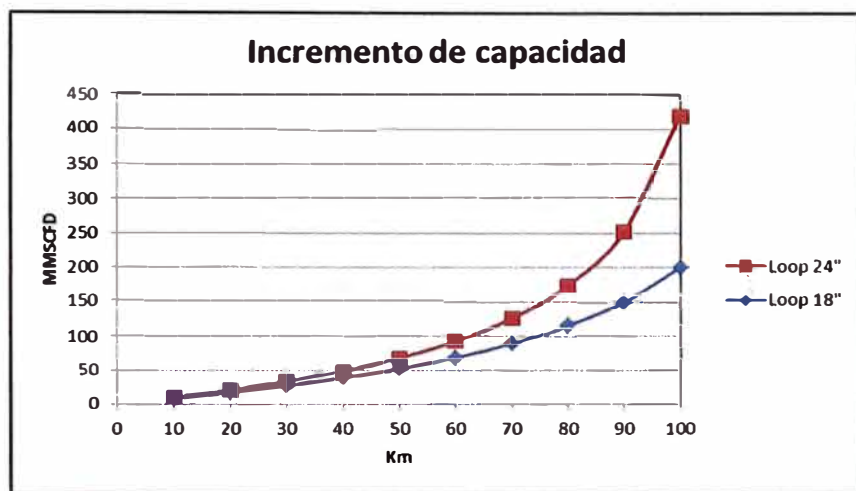


Figura 4.21. Capacidad incrementada vs Longitud, para Loops de 24" y 18"

Entonces, para longitudes cortas de Loop resulta poco eficiente considerar el mayor diámetro, ya que no se logra gran incremento de capacidad.

Con el fin de comparar los resultados de las evaluaciones de Loop y planta compresora, se realiza un análisis de Loop para una capacidad incrementada de 81.5 MMSCFD, siendo esta la misma capacidad incrementada en el caso de instalarse una Planta Compresora en el kilómetro 50 del sistema (Alternativa 1).

Interpolando en la gráfica de incremento de capacidad, se deduce que para conseguir este incremento de capacidad (81.5 MMSCFD) se necesita cualquiera de las siguientes opciones:

- Loop de 18" y 66.5 km
- Loop de 24" y 55.5 km

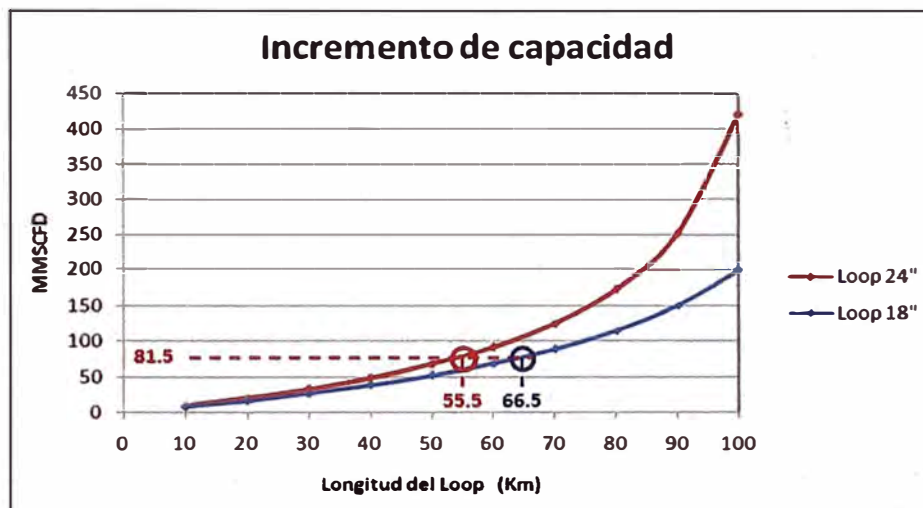


Figura 4.22. Longitudes de Loop de 18" y 24" para incrementar 81.5 MMSCFD

Para la evaluación técnica consideramos que las 2 opciones son factibles, ya que su construcción implica un mismo incremento de capacidad.

Para un análisis técnico real se deberá considerar la dificultad de construir 11 kilómetros más que la otra opción, esto depende de factores como la complejidad geológica de la zona de la traza, la relación social con las comunidades de esa zona, la

complejidad en la logística y algunos otros factores que se puedan presentar, los cuales a efectos del presente informe no se tomarán en cuenta.

Se escogerá la mejor opción para la instalación de Loop luego del análisis de costos, en el punto 4.4.2.

4.4 ANÁLISIS ECONÓMICO DE ALTERNATIVAS

4.4.1 Análisis de costos para Planta Compresora

4.4.1.1 Costos de instalación

La potencia requerida por cada escenario se refleja en los costos de instalación, ya que se estima un costo de 2,700 US\$ por cada HP instalado para una Planta Compresora. Este costo es estimado tomando como referencia el valor comercial promedio en el mercado, detallado en el capítulo 3.

Entonces la curva de costo de instalación (figura 4.23) es proporcional a la curva de potencia requerida (figura 4.12). Por lo tanto las curvas de potencia resultan muy útiles para la evaluación de costos del proyecto.

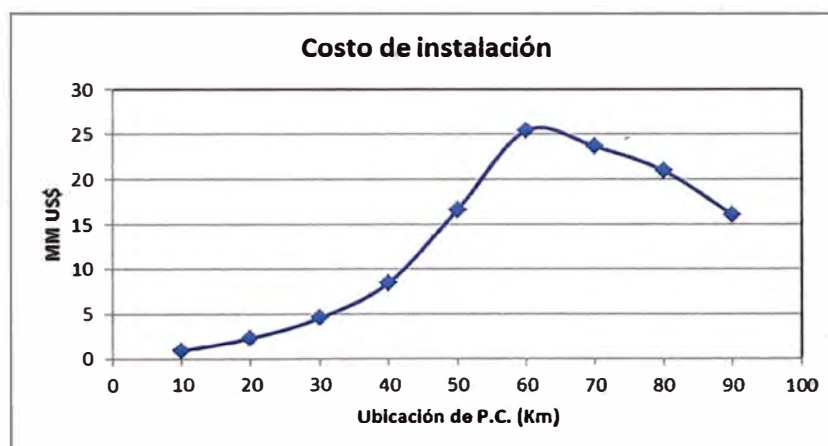


Figura 4.23. Curva de costo de instalación para cada ubicación de la Planta Compresora

Entonces se puede tabular los costos de instalación para cada caso. En la siguiente tabla, además de la capacidad incrementada y el costo de instalación, se muestra también:

- La diferencia de capacidades incrementadas entre una ubicación y la anterior a esta.
- La diferencia de costos.

Tabla 4.8. Capacidad incrementada y costo de instalación estimado para cada caso de Planta Compresora

Ubicación (Km)	Capacidad incrementada (MMSCFD)	Costo de instalación (MMUS\$)	Diferencia de capacidad incrementada (10 km) (MMSCFD)	Diferencia de costo de instalación (10 km) (MMUS\$)
10	10.7	1.0		
20	23.3	2.4	12.6	1.4
30	38.4	4.6	15.2	2.2
40	57.3	8.5	18.8	3.9
50	81.5	16.7	24.3	8.1
60	91.2	25.4	9.7	8.8
70	77.3	23.6	-13.9	-1.8
80	63.9	20.9		
90	49.0	16.1		

En la tabla anterior, se observa que ubicando la planta en el km 50 se logra un incremento de capacidad de 81.5 MMSCFD con un costo de 16.7 MMUS\$, mientras que ubicando la planta en el km 60 se logra un incremento de 91.2 MMSCFD con un costo de instalación de 25.4 MMUS\$, es decir, un costo mayor de 8.8 MMUS\$ para ampliar una diferencia de solo 9.7 MMSCFD.

En conclusión, considerando los incrementos de capacidad en cada caso, construir la planta en el km 60 resultaría muy costoso y poco eficiente en comparación a una planta instalada en el km 50; esto se puede observar mejor en la siguiente figura, donde se muestra en un solo gráfico la capacidad incrementada y el costo de instalación para cada escenario.

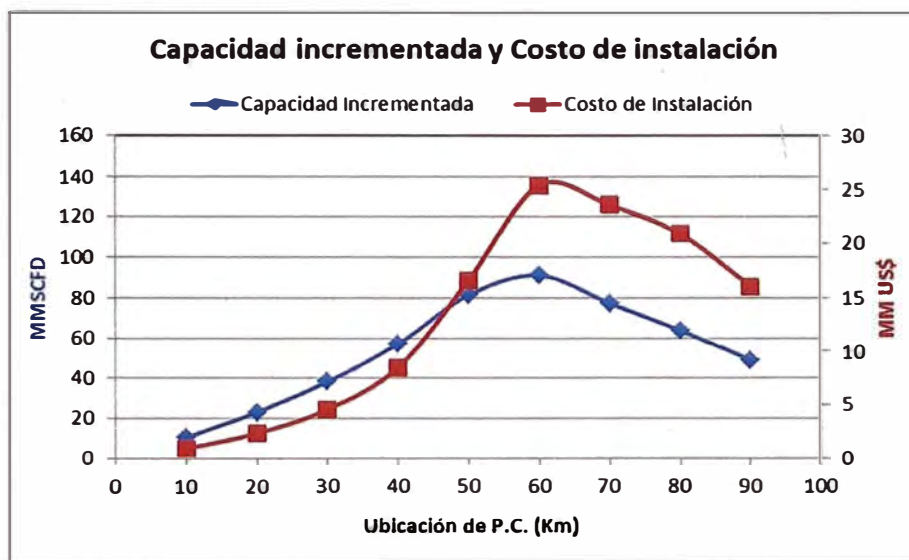


Figura 4.24. Curva de Capacidad incrementada y Costo de instalación, Planta Compresora

Por lo tanto, técnica y económicamente, queda definido que la mejor opción para la ubicación de la planta compresora en este sistema es en el kilómetro 50, ésta sería la alternativa 1 para incrementar 81.5 MMSCFD a la capacidad original.

4.4.1.2 Costos de operación y mantenimiento

Los costos de Operación y Mantenimiento para una Planta Compresora incluyen principalmente:

- Costo de mantenimiento de equipos rotantes
- Costo de mantenimiento de equipos estáticos
- Costos de combustible
- Costos de energía eléctrica
- Salario de Personal Operativo
- Impuestos
- Seguros

Los costos de operación y mantenimiento se estiman en 750 US\$ al año por cada HP para una Planta Compresora. Estos costos son estimados tomando como referencia el valor comercial promedio en el mercado, detallado en el capítulo 3.

Por esto, para la alternativa 1 (Planta Compresora en el Km 50) resulta 4.6 MMUS\$ anuales en costos de operación y mantenimiento.

A continuación se presenta el resumen técnico económico de la **Alternativa 1**.

Tabla 4.9. ALTERNATIVA 1: Planta Compresora ubicada en el Km 50

Alternativa	Escenario	Características de instalación	Capacidad máxima	Costo de Instalación	Costo de Op y Mant
1	Planta Compresora	En el Km 50, 6173 HP	281.5 MMSCFD	16.7 MMUS\$	4.6 MMUS\$/año

4.4.2 Análisis de costos para Loop

4.4.2.1 Costos de instalación

Del análisis técnico, se dedujo que para conseguir un incremento de 81.5 MMSCFD se necesita cualquiera de las siguientes opciones:

- Loop de 18" y 66.5 km
- Loop de 24" y 55.5 km

Se estima un costo promedio de 60 US\$ por cada pulgada de diámetro y por cada metro de longitud de ducto instalado. Tomado como referencia del valor comercial promedio en el mercado, detallado en el capítulo 3.

Entonces, para el primer Loop (18" y 66.5 km) resulta un costo de instalación de 71.8 MMUS\$, y para el segundo Loop (24" y 55.5 km) un costo de instalación de 79.9 MMUS\$.

Tabla 4.10. Opciones de Loop 18" y 24" para incrementar 81.5 MMSCFD

	Longitud	Costo de instalación
Loop 24"	55.5 Km	79.9 MMUS\$
Loop 18"	66.5 Km	71.8 MMUS\$

Económicamente, conviene optar por el Loop de 18" y 66.5 km, ya que es la opción que presenta menor costo de instalación.

Cabe mencionar que si se quisiera aprovechar los 66.5 Km de instalación con un Loop de 24" en vez de 18", se tendría un incremento de 114 MMSCFD pero un costo total de 95.7 MMUS\$. Esto se puede apreciar en la siguiente figura.

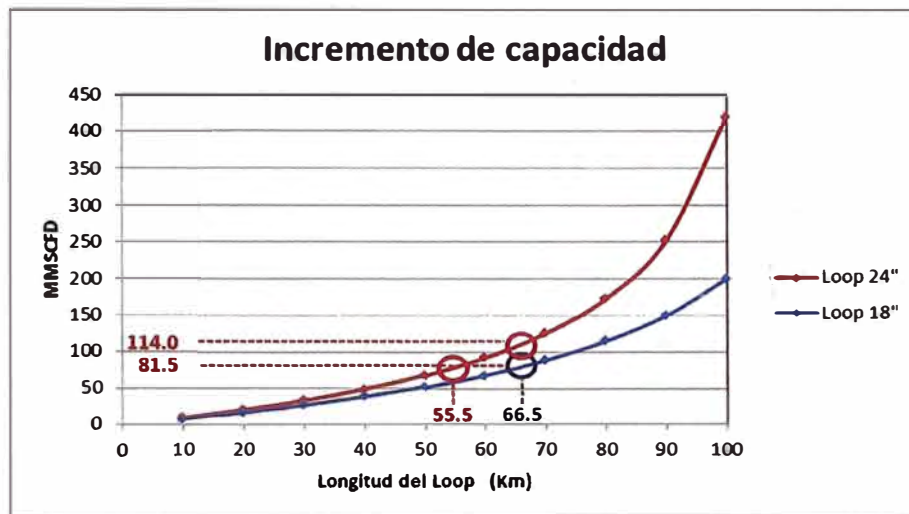


Figura 4.25. Opción de Loop de 24" y 66.5 Km incrementaría 114.0 MMSCFD

Esta sería otra alternativa para evaluar, pero a efectos de poder comparar Loop y Planta Compresora se evaluaron las opciones de Loop que incrementen 81.5 MMSCFD.

Por lo tanto, económicamente queda definida la alternativa de Loop de 18" y 66.5 km, esta sería la alternativa 2 para incrementar 81.5 MMSCFD a la capacidad original.

4.4.2.2 Costos de operación y mantenimiento

Los costos de Operación y Mantenimiento para un Loop incluyen principalmente:

- Costos de mantenimiento del derecho de vía y/o geotecnia
- Costo de mantenimiento de equipos estáticos (Trampas, Válvulas)
- Pasaje de herramientas de limpieza e inspección interna del ducto (PIG)
- Control de corrosión externa del ducto
- Recorrido e inspección del Derecho de Vía
- Impuestos
- Seguros

Los costos de operación y mantenimiento se estiman en 5,000 US\$ al año por cada kilómetro para un ducto. Estos costos son estimados tomando como referencia el valor comercial promedio en el mercado, detallado en el capítulo 3.

Por esto, para la alternativa 2 (Loop de 18" y 66.5 Kilómetros) resulta un estimado de 0.33 MMUS\$ anuales en costos de operación y mantenimiento.

A continuación se presenta el resumen técnico económico de la **Alternativa 2**.

Tabla 4.11. ALTERNATIVA 2: Loop de 18" y 66.5 Km

Alternativa	Escenario	Características de instalación	Capacidad máxima	Costo de Instalación	Costo de Op y Mant
2	Loop	18", 66.5 Km	281.5 MMSCFD	71.8 MMUS\$	0.33 MMUS\$/año

4.5 COMPARACIÓN DE ALTERNATIVAS DE AMPLIACIÓN

Si comparamos los resultados de los análisis realizados para la Planta Compresora y el Loop para el mismo incremento de capacidad, notamos que hay una gran diferencia entre los costos de instalación entre ambas alternativas. Se tiene que la inversión de la Planta Compresora es de 16.7 MMUS\$, mientras que la del Loop es de 71.8 MMUS\$.

Cabe recordar lo siguiente: Los costos de instalación de una planta compresora dependen principalmente de la potencia requerida de la planta, y los costos de instalación del Loop depende de la longitud a instalar y del diámetro de la tubería.

Tabla 4.12. ALTERNATIVAS 1 y 2

Alternativa	Escenario	Características de instalación	Capacidad máxima	Costo de Instalación	Costo de Op y Mant
-	Diseño Original	18", 100 Km	200.0 MMSCFD	-	-
1	Planta Compresora	En el Km 50, 6173 HP	281.5 MMSCFD	16.7 MMUS\$	4.6 MMUS\$/año
2	Loop	18", 66.5 Km	281.5 MMSCFD	71.8 MMUS\$	0.33 MMUS\$/año

Además, se observa que los costos de operación y mantenimiento de la planta compresora son mucho mayores que los costos de operación y mantenimiento del Loop. Para la Planta Compresora es de 4.6 MMUS\$ anuales mientras que para el Loop es de 0.33 MMUS\$ anuales.



Figura 4.26. Costo acumulado de Alternativas

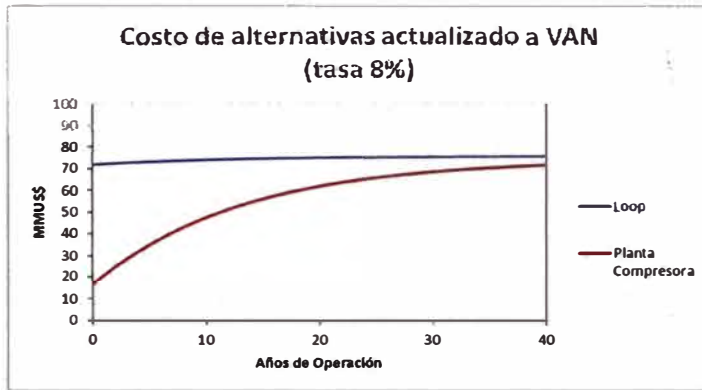


Figura 4.27. Costos actualizados a VAN con tasa 8%

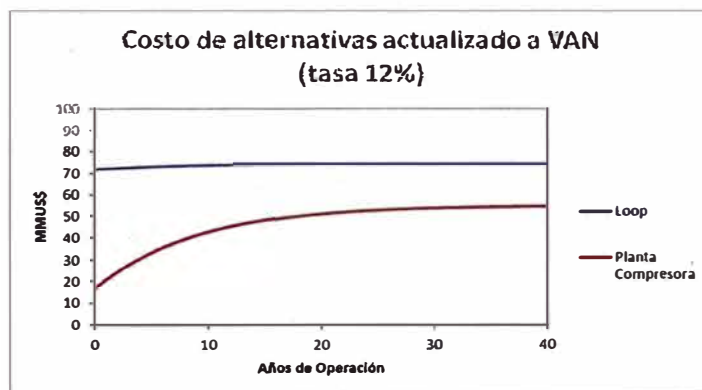


Figura 4.28. Costos actualizados a VAN con tasa 12%

Con el fin de comparar económicamente ambas alternativas, se actualiza los costos a su Valor Actual Neto. Esto se grafica en las figuras anteriores, se puede notar que los costos actualizados al VAN dan siempre como resultado un costo mucho más elevado para el caso de Loop.

Cabe mencionar que la tasa referencial para este tipo de proyectos es aprox 10%, y se graficó con tasas de 8% y 12% para apreciar la variación con respecto a la tasa.

Tal como se menciona en el punto 4.1.3, generalmente realizar un proyecto de construcción de Loop siempre resulta más caro, y su instalación depende de varios factores como:

- La no factibilidad técnica de la instalación de una Planta Compresora
- Mejorar la confiabilidad del sistema energético del País
- Una estrategia con futuras ampliaciones (Plantas compresoras y Loops)

A efectos de comparar las alternativas estudiadas en el presente informe, será elegida la que técnicamente y económicamente resulte más conveniente, según lo estudiado en este capítulo.

De la **evaluación técnica**, resulta que es factible construir cualquiera de estas alternativas, incrementando el mismo valor de capacidad.

De la **evaluación económica**, resulta que la Instalación y Operación de la Planta Compresora es mucho menos costosa que la Instalación y Operación del Loop.

Por lo tanto, la alternativa elegida es la Alternativa 1, Planta Compresora ubicada en el Km 50.

CAPÍTULO 5 DESCRIPCIÓN DE LA ALTERNATIVA ELEGIDA

Luego del análisis técnico y económico de ambas alternativas, se eligió la alternativa 1, la cual consiste en la instalación de una Planta Compresora ubicada en el kilómetro 50 de la red, esta Planta Compresora requiere de 6173 HP como potencia requerida.

Con esta instalación se estaría incrementando la capacidad de transporte del diseño original desde 200 MMSCFD hasta 281.5 MMSCFD.

Básicamente su diseño debe incluir dos unidades turbocompresoras con sus filtros separadores, colectores de succión y descarga, aeroenfriadores e instalaciones de servicios (sistema de gas de arranque y combustible, sistema de aire comprimido, sistema de gas de potencia, sistema de generación eléctrica, sistemas de drenaje, por ultimo las instalaciones y sistemas para una operación totalmente telecomandada).

A continuación se describirá las bases de diseño que debe cumplir esta Planta Compresora.

5.1 CODIGOS Y NORMAS DE APLICACIÓN

Se deben usar los siguientes códigos o normas dependiendo del tema:

TEMA	CÓDIGO O NORMA
Cerramiento de Paneles	NEMA ICS 6
Equipos Eléctricos	NFPA 70
Diseño de Válvulas de Control	ISA S75.01 ANSI B16.34
Diseño Placa Orificio Diseño Medidores Ultrasónicos Diseño de Medidores Turbina	AGA Report 3 AGA Report 8 AGA Report 9 AGA Report 7
Cálculos de medición de Caudal	AGA Report 3, 5, 7, 8, 9, 10 API – MPMS Chapter 21
P&IDs	ISA S5.1
Hoja de datos de Automatización	ISA S20
Instalación de Instrumentos	API RP 550
Diseño ESD	U.S. Department of Transportation - Pipeline Safety Standard, Title 49, art 192.
Gas Combustible de Instrumentos	ANSI B31.3
Sistema de Gas	U.S. Department of transportation - Pipeline Safety standard, Title 49, Part 192. API 6D - Pipeline Valves. End Closures. Connectors and Swivels. ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section VIII.
Sistema de Servicios	ANSI B31.1 & ANSI B31.8 ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section VIII.
Sistema de agua y drenajes cloacales	UPC: Uniform Plumbing Code – International Conference of Building Officials
Instalación Eléctrica General	NFPA 70 - National Fire Protection Association (National Electrical Code) American Petroleum Institute (API) - Recommended Practice #500 and 540

TEMA	CÓDIGO O NORMA
Equipos Eléctricos y de Automatización	Underwriters Laboratories (UL) - Factory Mutual (FM) National Electrical Manufacturers Association (NEMA): NEMA/ANSI MG 1 - Motors & Generators NEMA ICS 1 - Gral. Stds. for Industrial Control and Systems. NEMA ICS 2 - Industrial Control Devices NEMA ICS 3 - Industrial Systems NEMA VE 1 - Metallic Cable Tray Systems NEMA PB 1 - Panelboards NEMA ST 20 - Dry-type transformers for General Applications NEMA 250 Enclosure for electrical equipment (1000 V maximum) UL 1561 Standard for dry type general purpose and power transformer IEEE C57 Standard Test code for Dry – type Distribution and Transformer
Clasificación de áreas	API Rep 500C
Diseño Eléctrico	Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE) ANSI/IEEE Std. 141 - Electric Power Distribution for Indust. Plants ANSI/IEEE Std. 142 - Grounding of Indust. and Comm. Power Systems ANSI/IEEE Std. 446 - Emergency and Standby Power ANSI/IEEE Std. 80 – Safety in AC Substation Grounding IEC62305-1-2-3-4, Protection against lightning IEC61643-1 Low-Voltage surge protective devices NFPA 780: Standard for the Installation of Lightning Protection Systems CNE: Código Nacional de Electricidad del Perú
Diseño Civil& Estructuras	RNC Reglamento Nacional de Construcciones del Perú – Cámara Peruana de la Construcción UBC Uniform Building Code ASTM ACI: American Concrete Institute ACI 318 Building Code Requirements for Reinforced Concrete. AISC: American Institute for Steel Construction ASTM: American Society of Testing and Materials AWS: American Welding Society

TEMA	CÓDIGO O NORMA
Equipos Mecánicos	<p>API 613- Special Purpose Gear Unit API 614- Lubrication, Shaft Sealing & Control Oil System API-616 - Combustion Gas Turbine. API-617 - Centrifugal compressor. API-661- Air-Cooled Heat Exchanges for General Refinery Services. API-670 - Vibration, Axial Position and bearing temperature monitoring System. API-671 - Special purpose coupling for Refinery Services. AGMA - American Gear Manufacturers Association ASME Code Section VIII Div. 1 (pressure vessels). ASME Code Section IX (welding qualifications). ANSI - American National Standards Institute. AWS - American Welding Society. ASTM - American Standard for Testing and Materials NEMA - National Electrical Manufacturer's Association. NEC - National Electrical Code. NFPA – National Fire Protection Association. DECRETO SUPREMO N° 274-2001-PCM – Reglamento de Estándares Nacionales de Calidad Ambiental del Aire (Perú) DECRETO SUPREMO N° 085-2003-PCM - Reglamento de Estándares Nacionales de Calidad Ambiental para Ruido (Perú) DECRETO SUPREMO N° 015-2006-EM – Reglamento para la Protección Ambiental para las actividades de Hidrocarburos (Perú) SCHEDULE #27 de Compromisos asumidos por TGP con el BID. DECRETO SUPREMO N° 046-93 Reglamento del medio ambiente para las actividades de Hidrocarburos. DECRETO SUPREMO N° 09-95 EM Decreto supremo que modifica el Reglamento del medio ambiente para las actividades de Hidrocarburos.</p>
Tuberías	<p>ASME B31.3 For Compression Station Facilities ASME B31.8: Gas Transmission and Distribution Piping Systems API 5L: Line Pipe D.S. 041-99-EM Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por ductos.</p>

5.2 CONDICIONES DE OPERACIÓN

Previamente a la instalación de esta Planta Compresora, el caudal máximo que puede circular por el gasoducto es de 200 MMSCFD. Por lo tanto, a fin de satisfacer un incremento en la demanda para los próximos años será necesario realizar una expansión de la capacidad de transporte del gasoducto.

Por esto se prevé construir una Planta Compresora ubicada en el kilómetro 50 de la red, para incrementar la capacidad de transporte de 200 a 281.5 MMSCFD con la instalación de 2 (dos) turbocompresores. Fue adoptada una presión mínima de succión de 40 barg para el diseño de la Planta Compresora.

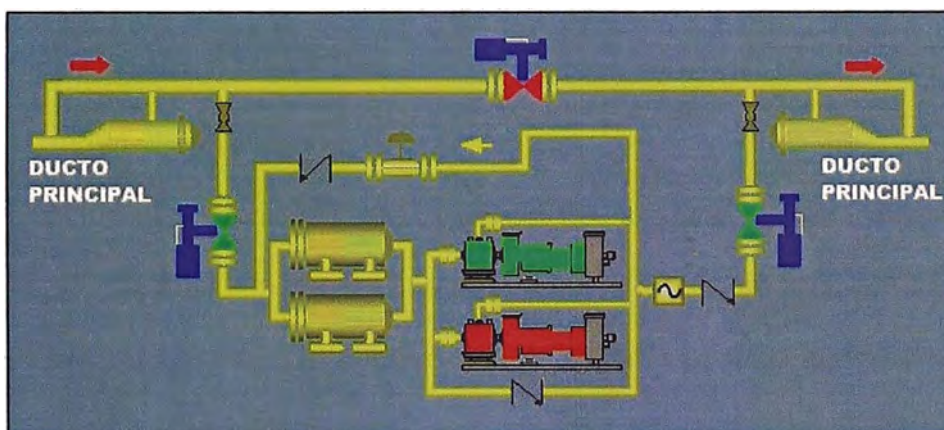


Figura 5.1. Esquema de Planta Compresora ubicada en Km 50, 281.5 MMSCFD de capacidad

La estación Compresora será operada en MODO REMOTO, desde el Principal Centros de Control del gasoducto, o en MODO LOCAL desde la Sala de Control Local de la Planta.

5.3 EQUIPOS

5.3.1 Válvulas de entrada y salida

Debe instalarse válvulas de bloqueo en la entrada y en la descarga de la Estación. Serán equipadas y accionadas por actuadores, operados con gas natural, y contarán con su correspondiente by-pass para presurización. Estas válvulas deben ser de 18”.

5.3.2 Filtros separadores

Se instalarán dos filtros separadores de partículas líquidas y sólidas, uno en operación y el otro en stand-by. Puede ser de tipo horizontal, con elementos filtrantes coalescedores y colectores de condensado. Las condiciones de diseño para los Filtros separadores serán: presión 80 barg, temperatura 70°C, caudal max 290 MMSCFD.

5.3.3 Unidades compresoras

Las unidades compresoras pueden ser del tipo modular y serán independientes. Los compresores pueden ser provistos con un cerramiento acústico equipado con un sistema de ventilación removible. Los compresores deben ser capaces de operar a la intemperie. La separación y alineación entre compresores será tal que facilite el mantenimiento de los equipos.

Los compresores trabajarán en configuración 1+1 (1 en operación y 1 en Stand-By). Cada compresor debe entregar por lo menos 6,500 HP de potencia en el sitio de

instalación. Trabajarán a Presión de succión de 40 Bar y una Presión de descarga máxima de 80 Bar.

5.3.4 Aeroenfriadores

Cada unidad compresora tendrá un aeroenfriador para enfriar el gas de salida. Los ventiladores serán accionados por motores eléctricos.

La temperatura de diseño adoptada para el aire será 25°C. La máxima temperatura de diseño para la salida del gas será de 40°C. El Caudal de diseño será 290 MMSCFD, la presión de diseño será 80 Bar y la temperatura de diseño será 70°C.

5.3.5 Medidor de caudal

El gas, después de ser comprimido y enfriado debe ser medido por medio de un Medidor Ultrasónico. Se deberá equipar al Medidor Ultrasónico con un by-pass para permitir el desmantelamiento sin interrumpir la operación.

5.3.6 Sistema de gas combustible

Se instalará un SKID donde se filtrará y regulará el gas combustible para los turbocompresores y los generadores eléctricos.

CONCLUSIONES

1. Se realizó el análisis técnico y económico para la ampliación de un sistema de transporte por ductos de gas natural, tomando como escenario un sistema de transporte de 200 MMSCFD de capacidad y 100 Km de longitud.
2. Las alternativas consideradas para la ampliación son: Instalación de una Planta Compresora o la instalación de un ducto paralelo (Loop).
3. Los resultados del análisis técnico y económico de cada alternativa se muestran en el siguiente cuadro:

Alternativa	Escenario	Características de instalación	Capacidad máxima	Costo de Instalación	Costo de Op y Mant
-	Diseño Original	18", 100 Km	200.0 MMSCFD	-	-
1	Planta Compresora	En el Km 50, 6173 HP	281.5 MMSCFD	16.7 MMUS\$	4.6 MMUS\$/año
2	Loop	18", 66.5 Km	281.5 MMSCFD	71.8 MMUS\$	0.33 MMUS\$/año

4. Con la planta compresora se incrementa la capacidad utilizando plenamente la máxima presión de operación en el sistema de transporte. Por otro lado, mediante la instalación de un Loop se incrementa la capacidad aumentando el diámetro efectivo de la tubería, resultando así menor la caída de presión.
5. Las dos alternativas cumplen los requerimientos técnicos, es decir, técnicamente los dos son factibles; la decisión de la implementación de uno de estos proyectos se debe al factor económico.
6. Para los mismos valores de incremento de capacidad de transporte, la instalación de una Planta Compresora implica menores costos de inversión que un Loop, pero los costos de operación y mantenimiento de la planta compresora son mucho mayores que los costos de operación y mantenimiento del Loop.
7. El Valor Actual Neto de los costos de la alternativa de Loop es mayor que el de la Planta Compresora.
8. Realizar el proyecto de construcción de Loop siempre resulta más caro, y su instalación depende de varios factores como la no factibilidad técnica de la instalación de una Planta Compresora, mejorar la confiabilidad del sistema energético del País o una estrategia con futuras ampliaciones (Plantas compresoras y Loops)

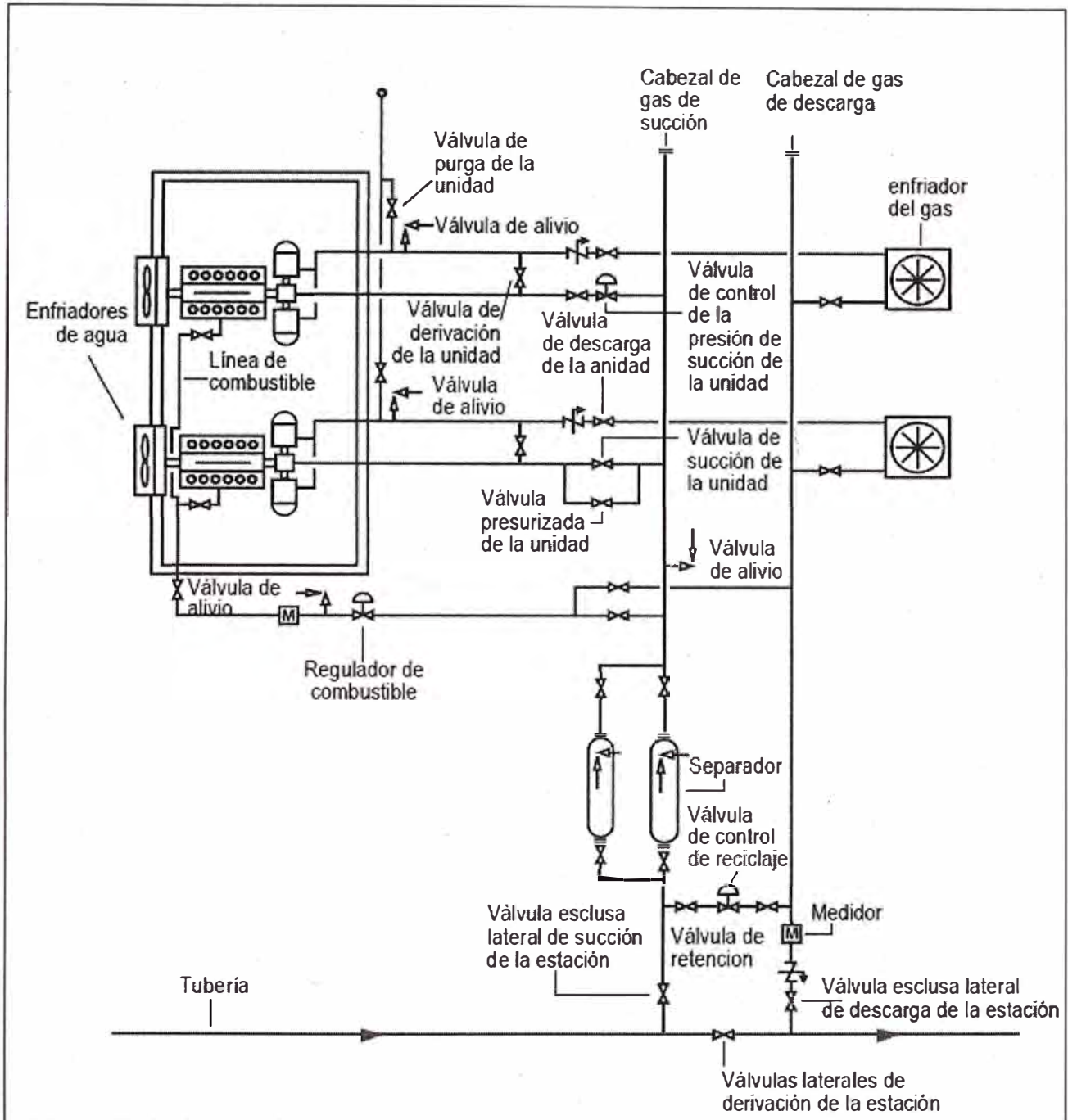
BIBLIOGRAFÍA

1. Pipeline Planning and Construcción Field Manual.
E. Shashi Menon.
2011.
2. Gas Pipeline Hydraulics.
E. Shashi Menon.
2005.
3. Pipeline Design & Construction.
M. Mohitpour.
2003.
4. Pipeline Rules of Thumb Handbook.
E.W. McAllister.
2002.
5. Boletín informativo de Gas Natural 2013-II.
OSINERGMIN.
2014.
6. La revista del Gas Natural.
OSINERGMIN.
2009.
7. Regulación del Gas Natural en el Perú: Estado del arte al 2008.
OSINERGMIN.
2008.
8. Memoria Anual 2012.
Pluspetrol Camisea S.A.
2013
9. Clasificación: Primer Programa de Bonos Corporativos TGP. Cuarta y Sexta Emisión.

- Equilibrium Clasificadora de Riesgo S.A.
2013.
10. Clasificación: Primer Programa de Bonos Corporativos PERU LNG S.R.L. Segunda, tercera y cuarta emisión.
Equilibrium Clasificadora de Riesgo S.A.
2013.
 11. Decreto Supremo N°081, Reglamento de transporte de hidrocarburos por ductos.
Ministerio de Energía y Minas, Perú.
2007.
 12. Decreto Supremo N°018, Normas del servicio del transporte de gas natural por ductos.
Ministerio de Energía y Minas, Perú.
2004.
 13. ASME B31.8-2012. Gas Transmission and Distribution Piping System.
The American Society of Mechanical Engineers.
2013.
 14. <http://www.energy-solutions.com/products/pipelinestudio/>

ANEXOS

- Anexo 1.** Esquema de instalación de equipos para la Planta Compresora ubicada en el kilómetro 50.



Anexo 2. Pipeline Studio Gas Network Simulator

Energy Solutions International

Hastings House, Falcon Court
Preston Farm Business Park
Stockton-on-Tees
TS18 3TS, UK

Tel: +44 (1642) 677755
Fax: +44 (1642) 606604

13831 Northwest Freeway,
Suite 235
Houston,
Texas 77040, USA

Tel: +1 (713) 782-7500
Fax: +1 (713) 895-8383

No.2 Guanghua Road
Room 1606, Building B
Sunshine 100
CBD Chaoyang District
Beijing 100026, CHINA

Tel: +86 10 5100 0382
Fax: +86 10 5100 0385

Sapthagiri Towers
#408, 4th Floor
1-1-75/1/1 to 6 Begumpet Road
Hyderabad 500016, INDIA

Tel: +91 402 776 1202
Fax: +91 402 776 1288

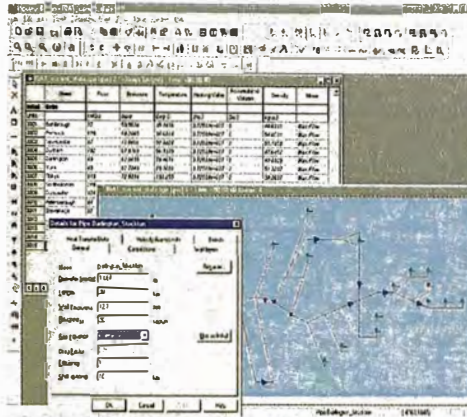
E-mail:
sales@energy-solutions.com

Internet:
www.energy-solutions.com

As the world standard for gas transmission system simulations, Pipeline Studio™ Gas provides design and operations analysis for single, multiple and complex pipeline networks.

Pipeline Studio™ is an off-line steady-state and transient pipeline network simulator, featuring a graphical configurator, intuitive windows concepts (including spread sheet interfaces, copy and paste, drag and drop, format painting) and OLE functionality. With the powerful TGNET engine, standard Windows techniques can now be used to more easily and effectively produce, maintain and run simulations for any pipeline system.

Pipeline Studio™ (gas) models pipelines ranging from single delivery transmission lines to complex looped network systems containing multiple intakes, delivery points, compressors, and other equipment that affect pipeline operations and throughput. The simulator incorporates advanced numerical solution techniques, detailed equipment modelling, and a graphical configuration environment.



Applications

Pipeline Studio™ (gas) is the preferred choice by engineers for pipeline design, hydraulic analysis, development of operation plans, and analysis of alternative scenarios. During the design phase of a pipeline project, **Pipeline Studio™ (gas)** helps determine maximum throughput, optimal pipe sizing, compressor requirements, and equipment location for any given configuration.

For existing pipelines, **Pipeline Studio™ (gas)** can be used for computing system survival time, minimising fuel consumption, meeting pressure requirements for contracted deliveries, tracking composition of gases, identifying and removing throughput bottlenecks, and operator training.

Additionally, **Pipeline Studio™ (gas)** is used for forecasting, analysis of "what if" scenarios such as those involving gas acquisition and loss of equipment, and determining the feasibility of new contract requirements.

These capabilities make **Pipeline Studio™ (gas)** the leading simulation tool for gas pipeline networks worldwide.

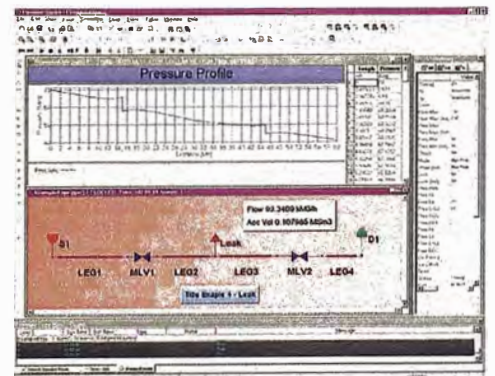
GUI Features

Pipeline Studio™ (gas) uses an advanced MS Windows look and feel GUI to rapidly configure pipeline models, which leads to increased productivity, enhanced confidence and better presentation of data.

Pipeline Studio™ (gas) contains many important features that minimise the time needed to generate pipeline configurations as well as facilitate analysis of simulated results. To simplify the data input process configuration data can be entered using the graphical configurator, spreadsheets or dialog boxes. Simulation results can be displayed through configurable tables, graphs, or reports. To enhance data analysis, output results from different simulation case studies may be displayed together on the same graph.

Advanced GUI Features include:

- Graphical Configurator Featuring Drag and Drop Configuration Development, Pan and Zoom, Tabbed Dialog Boxes, Wizards, Multiple Document Interfaces, etc.
- Display Network Views, Spreadsheets, Tables and Charts Concurrently
- Configurable Spreadsheets for Data Entry and viewing Simulation Results
- Automatic Data Checking Enabling Rapid Error Resolution
- Configurable Trend and Profile Charts
- Choice of Engineering Units
- On-line Context Sensitive Help
- Default Values for Simplified Input
- Configurable Spreadsheets
- Simultaneous Configurations
- Exchange Data with Spreadsheets, Word Processing, or Presentation Programs
- Interactive Transient Simulation



Simulation Capabilities

Pipeline Studio™ (gas)'s highly stable, industry proven, hydraulic simulation model (TGNET) incorporates detailed equipment and thermal modelling as well as BTU/quality tracking allowing engineers to quickly and accurately simulate large and complex gas networks.

Pipeline Studio™ (gas)'s transient analysis capability enables Planners and Operators to analyse potential gas acquisitions. By defining the dynamic throughput capacity and demand, the user is able to make decisions on product purchases. This enables system planning and forecasting, both of which have a direct impact on contracted deliveries. Changing system demand facilitates the scheduling of compressor operations and also assists in the development of a better operating strategy for significant fuel savings and overall cost reductions.

Pipeline Studio™ (gas) can be used at each stage of the planning cycle to explore alternatives and make economic comparisons.

Pipeline Studio™ (gas) allows you to interact with your simulation. During A transient simulation you can change set-points and constraints and see the immediate effect on hydraulic profiles. This functionality provides unique insight into often complex pipeline dynamics.

With both steady-state and transient analysis capability, **Pipeline Studio™** combines a design, engineering and planning tool into one package.

- The **Pipeline Studio™** simulation engine includes many features such as:
- Steady-State and Transient Hydraulic Analysis
 - Stable Numerical Solution Technique
 - Idealised Equipment Controls/Constraints
 - Simple or Complex Networks
 - Choice of Equation of State
 - BWRS
 - Peng-Robinson
 - SAREM.
 - Choice of Friction Factor Correlations
 - Colebrook-White
 - AGA
 - Weymouth
 - Panhandle A
 - Panhandle B
 - Temperature Tracking
 - Wall Temperature Tracking
 - Simple or Complex Wall Layers
 - Gas Composition Tracking
 - Gas Quality Tracking
 - Base Qualities
 - User Defined Qualities
 - Choice of Compressor Types
 - Generic Compressors
 - Centrifugal Compressors
 - Reciprocating Compressors
 - Compressor Stations
 - Choice of Compressor Drivers
 - Generic Drivers
 - Turbine Drivers
 - Various Equipment Elements:
 - Block Valves, Check Valves, Regulators
 - Energy Deliveries, Fuel Deliveries, Leak Deliveries
 - Heaters, Coolers, Resistance Elements (Miscellaneous Flow Dependent Pressure Drops)
 - Volumetric or Mass Flow Rates
 - Varied Elevation Profiles
 - Fixed or Automatic Time Step Selections
 - Interactive Simulation

pipelinestudio
POWERED BY ENERGY SOLUTIONS

Energy Solutions International

Hastings House, Falcon Court
Preston Farm Business Park
Stockton-on-Tees
TS18 3TS, UK

Tel: +44 (1642) 677755
Fax: +44 (1642) 606604

13831 Northwest Freeway,
Suite 235
Houston,
Texas 77040, USA

Tel: +1 (713) 782-7500
Fax: +1 (713) 895-8383

No.2 Guanghua Road
Room 1606, Building B
Sunshine 100
CBD Chaoyang District
Beijing 100026, CHINA

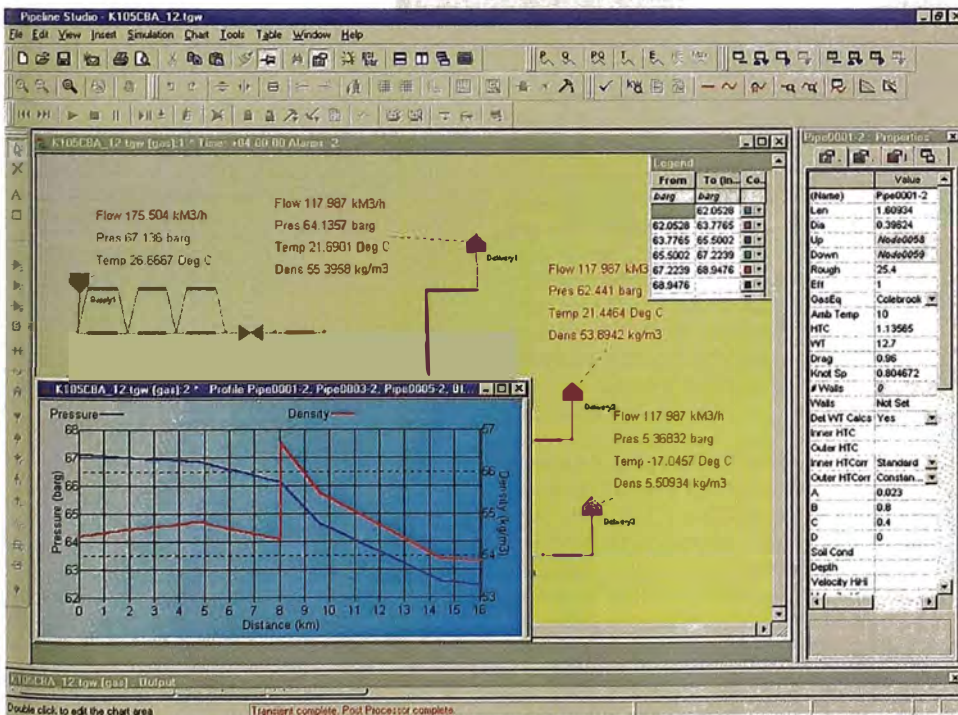
Tel: +86 10 5100 0382
Fax: +86 10 5100 0385

Sapthagiri Towers
#408, 4th Floor
1-1-75/1/1 to 6 Begumpet Road
Hyderabad 500016, INDIA

Tel: +91 402 776 1202
Fax: +91 402 776 1288

E-mail:
sales@energy-solutions.com

Internet:
www.energy-solutions.com



Applications Overview

Pipeline Studio™ (gas) has proven itself to be an extremely valuable addition to the analysis capabilities of Energy Solution's portfolio of off-line pipeline simulation products.

Pipeline Studio™ (gas) is used in design applications for pipeline and equipment sizing, specifying equipment locations, deliverability analysis and in analysing start-ups and shut-downs. In operational applications **Pipeline Studio™** (gas) facilitates improvements in planning, fuel use, equipment scheduling, peak day analysis, leak evaluation, upset analysis and in Operator training.

Problem solving under **Pipeline Studio™** (gas) normally takes the form of Case Studies, where a User runs several simulations and compares the results. For example, the base case for an existing system would be a simulation under normal steady-state operating conditions together with a simulation of any normally occurring time-varying phenomena. By simulating changes in pipeline operation resulting from design modifications (or from dynamic conditions, depending on which is being analysed) and comparing the results to the base case, a User can determine the most effective design change or modification to operational procedures.

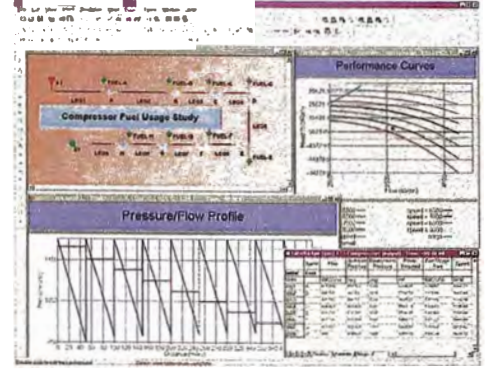
Typical **Pipeline Studio™** (gas) Applications include:

Determining Maximum Pipeline Throughput – **Pipeline Studio™** (gas) allows a user to evaluate the optimal conditions for product delivery, taking all pipeline constraints into account. The user compares and evaluates different operational scenarios in order to determine what increase in flow may be possible without violating the minimum contract pressure at specific points of delivery.

Economic Comparisons – By evaluating the cost-effectiveness of, for example, adding parallel loops or installing additional compressors, **Pipeline Studio™** (gas) can determine the cost impact of defined alternatives of flow, pressure and other variables along a pipeline system through a set of comparisons.

Computing System Survival Time – Survival Time is the interval between the time an upset condition first occurs and the time when some critical operating constraint has been violated. By tracking pressure and flow throughout a system, **Pipeline Studio™** (gas) identifies when and where constraints are being violated. Case Studies then determine which corrective actions will most effectively extend survival time.

Improving System-wide Fuel Economies – Shutting down compressors and shifting the load enables compressor horsepower to be optimised, thus conserving fuel. By simulating demand and supply factors, **Pipeline Studio™** (gas) determines economic compressor unit selections, and provides a detailed simulation of each compressor unit and its associated driver including the transient effects of withdrawing compressor fuel from the pipeline.



Improving Delivery – Simulating the manipulation of delivery set-points in the event of loss of supply to a network assists the User in maintaining critical pressures within a pipeline system.

Simulation of Pipeline Leaks and Studies of Transient Response – **Pipeline Studio™** (gas) leak simulation enables simulation of hypothetical leaks in order to determine the volume of gas lost between rupture and detection, the transient response to a corrective action and the total volume of gas lost during the event. A study will identify the feasibility of installing a leak detection system.

Predicting the Environmental Impact of Leaks – Total leak volume calculations by **Pipeline Studio™** (gas) as part of a study can be used in subsequent atmospheric dispersion calculations to determine ground level contamination.

Surge Simulation – Leaks, valve closures, compressor start-up and shutdown can all cause potentially damaging pressure surges in a pipeline. Simulating with **Pipeline Studio™** (gas) enables a User to determine whether pressure surges will exceed design criteria at any point in a network and evaluate methods of suppression.

Analysis of Start-up and Shutdown Procedures – Comparison of different start-up and shutdown procedures will help to determine those procedures that most effectively accomplish the objectives of the pipeline system. Compressors, regulators and other modelled equipment can be scheduled in any time-varying cycle so that the effects on the network can be studied.

Energy Solutions International

Hastings House, Falcon Court
Preston Farm Business Park
Stockton-on-Tees
TS18 3TS, UK

Tel: +44 (1642) 677755
Fax: +44 (1642) 606604

13831 Northwest Freeway,
Suite 235
Houston,
Texas 77040, USA

Tel: +1 (713) 782-7500
Fax: +1 (713) 895-8383

No.2 Guanghua Road
Room 1606, Building B
Sunshine 100
CBD Chaoyang District
Beijing 100026, CHINA

Tel: +86 10 5100 0382
Fax: +86 10 5100 0385

Sapthagiri Towers
#408, 4th Floor
1-1-75/1/1 to 6 Begumpet Road
Hyderabad 500016, INDIA

Tel: +91 402 776 1202
Fax: +91 402 776 1288

E-mail:
sales@energy-solutions.com

Internet:
www.energy-solutions.com

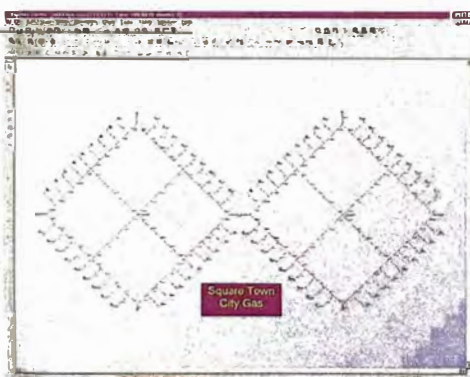
Heating Value Delivery – By tracking fluid composition or fluid qualities throughout the pipeline over time, a user can study how various fluid combinations will affect the heating value for each delivery point, and thus ensure that contract requirements are met.

Analysis of Pipeline Delivery Capabilities – This can include the determination of whether a pipeline will meet future demand with existing equipment levels, and also the investigation of product transfer strategies and compressor scheduling requirements.

Operator Training – Functioning as an off-line system simulator in tandem with a real-time pipeline system, **Pipeline Studio™ (gas)** enables new users to familiarise themselves with normal pipeline operation and to be trained in the management of transient operating problems without affecting real-time system performance.

Increased Profitability Through Reduced Costs –

- Optimisation of compressor schedules can minimise fuel costs.
- Fuel usage evaluations can enable optimisation of operational modes.
- Simulation of anticipated operating scenarios facilitates faster reaction times to system upset conditions, more accurate evaluation of gas acquisition and custody transfer opportunities.



The Future

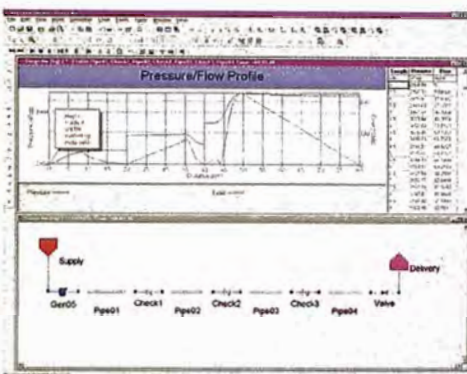
The **Pipeline Studio™** Development Team continues to implement creative enhancements to both Gas and Liquid modelling tools. This ongoing development work ensures that business solutions methodologies will continue to be made available to Energy Solutions' customers.

Customer Technical Support

Energy Solutions expert team of developers and support personnel continually work to maintain **Pipeline Studio™ (gas)**'s high level of product performance and customer satisfaction.

Through Energy Solutions maintenance programmes, clients receive the latest version of software, including release notes and on-line documentation, and technical support via email, telephone and fax. Additionally, regular training classes in the use of **Pipeline Studio™ (gas)**, and consulting services are available.

Energy Solutions holds regular User Group Meetings where the extensive **Pipeline Studio™** client base are encouraged to meet and share experiences with each other and provide feedback to the development group.



Recommended Hardware

Pipeline Studio™ (gas) is a true Windows based application that runs under Windows 95/98, Windows ME®, Windows NT®, Windows 2000® or Windows XP®.

Minimum hardware requirements are

- Pentium™ 300+ CPU
- 40 Mb of Program Storage
- 17" SVGA Monitor
- 100+ Mb of Simulation Output Data Storage
- 64+ Mb of RAM

Media available on CD-ROM or from the Internet

Pipeline Studio™ (gas) is one of the many Pipeline Management and Cost Saving tools available from Energy Solutions.

For more information on our Products and Consulting Services Come and talk to the Experts

Pentium is a registered trademarks of Intel Corporation. Windows 95, 98, NT, 2000, ME & XP and Microsoft Excel are registered trademarks of Microsoft Corporation.

pipelinestudio
POWERED BY ENERGY SOLUTIONS

Energy Solutions International

Hastings House, Falcon Court
Preston Farm Business Park
Stockton-on-Tees
TS18 3TS, UK

Tel: +44 (1642) 677755
Fax: +44 (1642) 606604

13831 Northwest Freeway,
Suite 235
Houston,
Texas 77040, USA

Tel: +1 (713) 782-7500
Fax: +1 (713) 895-8383

No.2 Guanghua Road
Room 1606, Building B
Sunshine 100
CBD Chaoyang District
Beijing 100026, CHINA

Tel: +86 10 5100 0382
Fax: +86 10 5100 0385

Sapthagiri Towers
#408, 4th Floor
1-1-75/1/1 to 6 Begumpet Road
Hyderabad 500016, INDIA

Tel: +91 402 776 1202
Fax: +91 402 776 1288

E-mail:
sales@energy-solutions.com

Internet:
www.energy-solutions.com