

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRES

FACULTAD DE INGENIERIA

INGENIERIA PETROLERA



PROYECTO DE GRADO

ALTERNATIVAS DE DISEÑO E INGENIERIA CONCEPTUAL PARA EL
SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL INDUSTRIAL AL SECTOR
OCCIDENTAL DE BOLIVIA

POSTULANTE: Univ. Marco Antonio Mendoza Castillo

TUTOR : Ing. Msc. Mario Daza Blanco

LA PAZ – BOLIVIA

2019



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



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

LICENCIA DE USO

El usuario está autorizado a:

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

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

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

AGRADECIMIENTOS

A mis padres María Elena Castillo Arévalo y Carlos Mendoza Fernández, un profundo agradecimiento por haberme apoyado y guiado en todo el transcurso de mi formación personal y profesional, enseñándome a ser una persona de bien a través de sus consejos y ejemplos inculcados.

A mi hermano Marcelo y sobrina Andrea que me apoyaron en todo momento de mi vida, enseñándome a superar toda adversidad que se presentara.

A los Ingenieros: Marco Montesinos, Mario Daza, Marcelo Gaty, por compartir sus conocimientos y experiencias para mi formación académica y laboral.

A mis amigos Guillermo A., Jorge L., Saúl C., Sergio C., Orlando B., David G., con quienes compartí imborrables anécdotas en mi vida universitaria.

Finalmente agradezco a la Universidad Mayor de San Andrés – Facultad de Ingeniería – Carrera de Ingeniería Petrolera por haberme dado la oportunidad de formarme profesionalmente en sus aulas.

DEDICATORIA

*A Dios que me ha colmado de bendiciones y me ha dado la fuerza para alcanzar esta meta
A mis padres María Elena y Carlos, que con su amor e incansable esfuerzo me han conducido hasta aquí
A mis amigos, siempre amigos*

Marco Antonio

CONTENIDO

ÍNDICE DE FIGURAS	IX
ÍNDICE DE TABLAS.....	XI
ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS	XIV
RESUMEN EJECUTIVO	XVII
CAPITULO I.....	1
GENERALIDADES	1
1.1 INTRODUCCIÓN	1
1.2 ANTECEDENTES.....	2
1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	4
1.3.1 Identificación del problema.....	4
1.3.2 Formulación del problema.....	5
1.4 OBJETIVOS.....	5
1.4.1 Objetivo general	5
1.4.2 Objetivos específicos	5
1.5 JUSTIFICACIÓN.....	6
1.5.1 Justificación académica	6
1.5.2 Justificación económica	6
1.5.3 Justificación técnica	6
1.5.4 Justificación ambiental	7
1.6 ALCANCE	8
1.6.1 Alcance temático	8
1.6.2 Alcance geográfico.....	8
CARACTERÍSTICAS DEL GAS NATURAL Y SU DISTRIBUCIÓN	11
2.1 INTRODUCCION.....	11
2.1.1 Gas Natural.....	11
2.1.2 Uso del Gas Natural en la industria del cemento	12
2.2 CALIDAD DEL GAS NATURAL.....	12
2.2.1 Odorización.....	12
2.2.2 Características y selección del odorante.....	13

2.2.3	Calidad y composición	13
2.2.4	Parámetros de calidad del Gas Natural	13
2.2.5	Propiedades del Gas Natural	14
2.3	SUMINISTRO DE GAS NATURAL.....	16
2.3.1	Tecnologías de transporte de Gas Natural	16
2.3.2	Análisis comparativo GNC vs. GNL:	25
2.3.3	Referencias normativas	27
CAPÍTULO III		28
ESTUDIO DE LAS ALTERNATIVAS TECNOLOGICAS DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL		28
3.1	CARACTERÍSTICAS PARA EL DISEÑO DE UN GASODUCTO FÍSICO	28
3.1.1	Ecuación de flujo de gas en tuberías	28
3.1.2	Número de Reynolds y régimen de flujo de fase simple	32
3.1.3	Ecuación de Weymouth	33
3.1.4	Correcciones para gasoductos en terreno no uniforme	34
3.1.5	Presión y Temperatura promedio	35
3.1.6	Factor de compresibilidad	36
3.1.7	Eficiencia de la tubería.....	37
3.1.8	Velocidad del gas en la tubería.....	38
3.1.9	Velocidad de erosión.....	39
3.1.10	Flujo volumétrico de erosión	40
3.1.11	Sistema de transporte por ductos	41
3.1.12	Sistema de compresión.....	48
3.1.13	Sistema de Distribución por Redes.....	52
3.2	CARACTERÍSTICAS PARA EL DISEÑO DE UN SISTEMA DE GAS NATURAL LICUADO (GNL).....	53
3.2.1	Composición del Gas Natural Licuado (GNL)	53
3.2.2	Cadena de valor del GNL.....	54
3.3	CARACTERÍSTICAS PARA EL DISEÑO DE UN SISTEMA DE GAS NATURAL COMPRIMIDO (GNC)	56
3.3.1	Estaciones modulares de compresión:	57

3.3.2	Instalación modular de almacenamiento y transporte de gas natural .	58
3.3.3	Centro de Descompresión de GNC.....	59
3.4	RESUMEN COMPARATIVO	60
CAPÍTULO IV		61
INGENIERÍA DEL PROYECTO		61
4.1	DESARROLLO DEL PROYECTO	61
4.1.1	Determinación de la demanda.....	61
4.1.2	Ubicación de las fábricas de cemento	62
4.1.3	Ingreso a poblaciones y estrategia para una intervención sostenible	62
4.1.4	Evaluación de la demanda	63
4.1.5	Análisis de sustitución de combustibles convencionales.....	64
4.2	FUENTE DE ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL	84
4.2.1	Gasoducto al Altiplano (GAA).....	85
4.2.2	Planta Separadora de Líquidos Río Grande	86
4.3	ANALISIS DEMOGRÁFICO DE LAS REGIONES DE INTERÉS	87
4.3.1	Ubicación de las distintas localidades y proyección de la población.....	87
4.4	CALCULO DE LAS PROYECCIONES DE CONSUMO DE GAS NATURAL.....	90
4.4.1	Proyección de la demanda en el sector domestico	90
4.4.2	Proyección de la demanda en el sector comercial	91
4.4.3	Cálculo de la demanda en el sector automotor (GNV)	91
4.4.4	Cálculo de la demanda en el sector industrial.....	92
4.4.5	Demanda de Gas Natural por localidades y sectores	93
4.4.6	Consumo de gas natural sector industrial:	93
4.5	ESTUDIO DEL SUELO	96
4.5.1	Características del suelo perteneciente al Departamento de Oruro	96
4.5.2	Características del suelo perteneciente al Departamento de Potosí	97

4.6	TRANSPORTE DE GAS NATURAL A LAS FÁBRICAS DE CEMENTO POR MEDIO DE UN RAMAL DE GASODUCTO	98
4.6.1	Diseño de la línea de transporte de gas natural	98
4.6.2	Diseño del ramal de Gasoducto de Abastecimiento a las fábricas de cemento y localidades aledañas	99
4.7	TRANSPORTE DE GAS NATURAL A LAS FÁBRICAS DE CEMENTO MEDIANTE EL USO DE GAS NATURAL LICUADO (GNL).....	136
4.7.1	Análisis Técnico Gas Natural Licuado (GNL)	136
4.7.2	Licuefacción	138
4.7.3	Logística de transporte.....	143
4.7.4	Regasificación	155
4.8	TRANSPORTE DE GAS NATURAL A LAS FÁBRICAS DE CEMENTO MEDIANTE EL USO DE GAS NATURAL COMPRIMIDO (GNC)	158
4.8.1	Análisis Técnico Gas Natural Comprimido (GNC).....	158
4.8.2	Composición del Gas Natural:.....	160
4.8.3	Abastecimiento de Gas Natural.....	161
4.8.4	Estación cabecera.....	161
4.8.5	Principio de funcionamiento	164
4.8.6	Logística de transporte.....	174
4.9	FACTIBILIDADES TÉCNICAS DE IMPLEMENTACIÓN Y CONDICIONES AMBIENTALES	185
4.9.1	Factibilidad técnica del Gasoducto Físico	185
4.9.2	Factibilidad técnica del GNL.....	186
4.9.3	Factibilidad técnica del GNC	188
4.10	COMPARACIÓN ENTRE LAS DIVERSAS TECNOLOGÍAS DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL.....	189
4.11	IMPACTO AMBIENTAL.....	191
4.11.1	Etapas de construcción.....	192
4.11.2	Etapas de funcionamiento.....	193
4.12	SEGURIDAD INDUSTRIAL.....	194
4.12.1	Riesgos laborales.....	194

4.12.2	Guía sobre higiene y seguridad en el trabajo	195
4.12.3	Tasas de accidentes y letalidad	195
4.12.4	Seguimiento de la higiene y la seguridad en el trabajo	196
4.13	RESUMEN DE RESULTADOS	198
4.13.1	Sistema de Transporte por Ductos.....	198
4.13.2	Sistema de transporte para Gas Natural Licuado (GNL).....	199
4.13.3	Sistema de transporte para Gas Natural Comprimido (GNC).....	202
CAPITULO V.....		205
ESTUDIO ECONOMICO Y FINANCIERO DEL PROYECTO		205
1.5	COSTO DE INVERSIÓN INICIAL DE LAS DIFERENTES TECNOLOGÍAS DE TRANSPORTE.....	205
1.6	ANÁLISIS ECONÓMICO DEL TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR DUCTOS.....	205
1.7	ANÁLISIS FINANCIERO DEL TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR DUCTOS.....	207
1.8	ANÁLISIS ECONÓMICO DEL TRANSPORTE DE GAS NATURAL LICUADO (GNL).....	208
1.9	ANÁLISIS FINANCIERO DEL TRANSPORTE DE GAS NATURAL LICUADO (GNL).....	209
1.10	ANÁLISIS ECONÓMICO DEL TRANSPORTE DE GAS NATURAL COMPRIMIDO (GNC).....	211
1.11	ANÁLISIS FINANCIERO PARA EL DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL COMPRIMIDO (GNC).....	212
1.12	ANÁLISIS TÉCNICO COMPARATIVO ENTRE LAS APLICACIONES MÉTODO DE TRANSPORTE POR DUCTOS, DE GAS NATURAL LICUADO Y GAS NATURAL COMPRIMIDO	214
CAPÍTULO VI.....		217
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		217
6.1	CONSIDERACIONES INICIALES.....	217
6.2	CONCLUSIONES	217
6.3	RECOMENDACIONES.....	219

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	220
GLOSARIO TÉCNICO	224
ANEXOS	230

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Ubicación geográfica Planta de Cemento Mesa del Inca	9
Figura 1.2 Ubicación geográfica Planta de Cemento Quiburi	9
Figura 2.1 Volúmenes de Comercialización de Gas Natural 2018 (MPC)	19
Figura 2.2 Generación de Electricidad	19
Figura 3.1 Flujo de Gas en Tuberías	28
Figura 3.2 Representación de la Licuefacción del GNL	55
Figura 4.1 Volúmenes de Gas Natural Transportado Enero 2016 – Agosto 2017 (MMmc)	66
Figura 4.2 Consumo de Gas por Sectores Expresado en Millar de Pies Cúbicos	71
Figura 4.3 Precios del Gas Oil	72
Figura 4.4 Consumo Estimado de Gas Oil (Diesel) por Sectores	75
Figura 4.5 Balance de Oferta y Demanda de Fuel Oil (Gasolina) (B/d)	75
Figura 4.6 Volumen Total de Refinación Gasolina, Gestión 2017 por Refinería (MCD)	76
Figura 4.7 Volumen Total de Refinación Gasolina, Gestión 2012 por Refinería (MCD)	77
Figura 4.8 Tipo de Parque Automotor	78
Figura 4.9 Número de Vehículo por uso de Gasolina	79
Figura 4.10 Uso de gasolina y Diesel en Motorizados (Número de vehículos)	80
Figura 4.11 Comercialización de Gasolina Bbl/día (en porcentajes)	80
Figura 4.12 Capacidad de Generación Instalada en Bolivia	82
Figura 4.13 Volúmenes Comercializados de Gas Natural al Sector Industrial (MPC)	83
Figura 4.14 Ubicación del Tramo Parotani – Oruro Perteneciente al GAA	86
Figura 4.15 Ubicación de la Planta de Licuefacción	87
Figura 4.16 Tramo Estación de Compresión de Parotani - Ciudad de Oruro	99
Figura 4.17 Plano de Nivel del Recorrido del Ramal de Gasoducto	102
Figura 4.18 Trazado Dividido por Tramos	103
Figura 4.19 Comportamiento de la velocidad de transporte en los tramos 2 y 3	126

Figura 4.20	Comportamiento de la Velocidad de Transporte en el Tramo 1	127
Figura 4.21	Comportamiento de la velocidad de transporte tramo troncal	127
Figura 4.22	Comportamiento de la presión de transporte	134
Figura 4.23	Ubicación Estación de Compresión.....	135
Figura 4.24	Comparación de Transportes GNL – GLP – Gasoducto	137
Figura 4.25	Gasoducto Virtual GNL	140
Figura 4.26	Unidad de Licuefacción Criobox.....	140
Figura 4.27	Ubicación de la planta de licuefacción	141
Figura 4.28	Cisterna GNL.....	149
Figura 4.29	Sistema de cargado de GNL	150
Figura 4.30	Ubicación planta de regasificadora Mesa del Inca	157
Figura 4.31	Ubicación planta de regasificadora Quiburi.....	157
Figura 4.32	Comparación de transportes GNC – GNL – Gasoducto.....	160
Figura 4.33	Ubicación de la estación cabecera.....	162
Figura 4.34	Detalle de acceso a la estación cabecera	162
Figura 4.35	Compresor Microbox	165
Figura 4.36	Almacenamiento.....	166
Figura 4.37	Cilindro	168
Figura 4.38	Módulo MAT	171
Figura 4.39	Plataforma de almacenamiento y descarga	172
Figura 4.40	Detalle de Maquinas ST, Montadas Sobre el Tráiler del Camión	173
Figura 4.41	Plataformas de Descarga PA-D / PAD-GNC.....	181
Figura 4.42	Sistema SCADA	185

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1	Coordenadas Geográficas ECEBOL Mesa del Inca	9
Tabla 1.2	Coordenadas Geográficas ECEBOL Quiburi.....	10
Tabla 2.1	Gas Natural por Sector y Demandante.....	20
Tabla 2.2	Cuadro Comparativo GNC vs. GNL.....	25
Tabla 3.1	Regímenes de Flujo	33
Tabla 3.2	Factores de Eficiencia de Tuberías	38
Tabla 3.3	Clase de Localización - Factor de Diseño (F).....	43
Tabla 3.4	Selección de Factor de Junta Longitudinal, E.....	44
Tabla 3.5	Selección de Factor S	47
Tabla 4.1	Producción de Gas Natural (MMmcd)	65
Tabla 4.2	Comparación de Energéticos	66
Tabla 4.3	Precios Finales de Gas Natural por Sector y Empresa Demandante ...	68
Tabla 4.4	Aumento de Consumo de Gas Natural por Segmentos.....	84
Tabla 4.5	Ubicación Geográfica del Tramo Parotani – Oruro.....	85
Tabla 4.6	Ubicación Geográfica de la Planta de GNL	86
Tabla 4.7	Tasa Anual de Crecimiento de las Distintas Poblaciones con Corrección	88
Tabla 4.8	Proyección de la Población al 2028.....	90
Tabla 4.9	Consumo Promedio y Simultaneidad	91
Tabla 4.10	Consumo Promedio Sector Industrial	94
Tabla 4.11	Consumo doméstico, comercial, automotor e industrial de las distintas localidades en m ³ /h	95
Tabla 4.12	Resumen de los consumos totales por sector	96
Tabla 4.13	Textura del suelo del Departamento de Oruro.....	97
Tabla 4.14	Parámetros del Gas Natural	98
Tabla 4.15	Datos de Niveles del ramal y de la derivación del gasoducto.....	101
Tabla 4.16	Caída de Presión Óptima	104
Tabla 4.17	Cálculo de la Presión de Salida Necesario.....	105
Tabla 4.18	Cálculo de la presión requerida en el tramo intermedio – Tramo 2 ..	109

Tabla 4.19	Cálculo de la presión de salida interconexión gasoducto GAA – Tramo 3	112
Tabla 4.20	Resumen de diámetros calculados por tramo	115
Tabla 4.21	Cálculo de Espesor por Presión de Diseño	116
Tabla 4.22	Calculo de Espesor por Corrosión	118
Tabla 4.23	Cálculo del Espesor Mínimo Requerido	118
Tabla 4.24	Cálculo de las Velocidades de Transporte	122
Tabla 4.25	Cálculos para el compresor	124
Tabla 4.26	Valores de los Requerimientos para el Compresor	126
Tabla 4.27	Evaluación del Régimen de Flujo en el Ramal de Gasoducto	128
Tabla 4.28	Análisis de la Caída de Presión del Ramal de Gasoducto.....	132
Tabla 4.29	Ubicación Geográfica de la Estación de Compresión.....	135
Tabla 4.30	Ubicación Geográfica Planta Separadora de Líquidos	141
Tabla 4.31	Dimensionamiento de la Planta de Licuefacción	142
Tabla 4.32	Tramos de la Ruta Determinada para el Transporte de GNL	145
Tabla 4.33	Tiempos de Carga y Descarga de GNL.....	151
Tabla 4.34	Cronograma de Carga y Descarga de GNL hasta la Fábrica Ecebol - Mesa del Inca	151
Tabla 4.35	Cronograma de Carga y Descarga de GNL hasta la Fábrica Ecebol – Quiburi.....	152
Tabla 4.36	Cantidad de Tanques de Almacenamiento Necesarios.....	155
Tabla 4.37	Tramos de la Ruta Determinada para el Transporte de GNC.....	175
Tabla 4.38	Análisis Comparativo de las Diversas Tecnologías de Transporte de Gas Natural	189
Tabla 4.39	Principales riesgos en instalaciones y actividades	194
Tabla 4.40	Resultados del Sistema de Transporte por Ductos	198
Tabla 4.41	Resultados del Sistema de Transporte para GNL	200
Tabla 4.42	Resultados de los Tiempos de Viaje GNL	200
Tabla 4.43	Resultados del Sistema de Transporte por GNC.....	202
Tabla 4.44	Resultados de los Tiempos de Viaje GNC	203
Tabla 5.1:	Costo de Inversión del Transporte de Gas Natural por Ductos	205

Tabla 5.2: Flujo de Fuentes Transporte de Gas Natural por Ducto	207
Tabla 5.3: Resultados Flujo de Caja Transporte de Gas Natural por Ductos	207
Tabla 5.4: Resumen Costos Gas Natural Licuado (GNL).....	209
Tabla 5.5: Flujo de fuentes Gas Natural Licuado (GNL).....	210
Tabla 5.6: Resultados Flujo de Caja Transporte de Gas Natural Licuado (GNL).....	210
Tabla 5.7: Resumen costos Gas Natural Comprimido (GNC)	211
Tabla 5.8: Flujo de fuentes Gas Natural Comprimido (GNC)	212
Tabla 5.9: Resultados Flujo de Caja Transporte de Gas Natural Comprimido (GNC).....	213
Tabla 5.10 Cuadro Resumen para cada una de las Tecnologías de Transporte	216

ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS

°C	=	Grados centígrados
°F	=	Grados Fahrenheit
°R	=	Grados Rankin
ABC	=	Administradora Boliviana de Carreteras
°API	=	Grados API
ASME	=	American Society of Mechanical Engineers
ASTM	=	American Society for Testing and Materials
Bar	=	Bares
Bbl	=	Barril
BTU	=	British Thermal Unit (Unidad Térmica Británica)
BTU/PCS	=	Unidad Térmica Británica por pie cubico estándar
COMCIPO	=	Comité Cívico Potosinista
DN	=	Diámetro Nominal
DP	=	Design Pressure (Presión de Diseño)
ECEBOL	=	Empresa Pública Productiva Cementos de Bolivia
EDR	=	Estación Distrital de Regulación
EFM	=	Estación de Filtrado y Medición
FIDEM	=	Fortalecimiento de Instituciones Democráticas
ft	=	Pies
g	=	aceleración de la gravedad
GAA	=	Gasoducto al Altiplano
GTC	=	Gasoducto Taquiperenda – Cochabamba
GNC	=	Gas Natural Comprimido
GNL	=	Gas Natural Licuado
GNS	=	Gas Natural Seco
GNV	=	Gas Natural Vehicular
GRGD	=	Gerencia Redes de Gas y Ductos

IHP	=	Ideal Horse Power
INE	=	Instituto Nacional de Estadística
HP	=	Horse Power (Caballos de fuerza)
h	=	Horas
in	=	Inches (Pulgadas)
IBCG	=	Instituto Boliviano del Cemento y el Hormigón
km	=	Kilómetros
MMPCD	=	Millones de pies cúbicos por día
MMPCSD	=	Millones de pies cúbicos estándar por día
MMPCS	=	Millones de pies cúbicos estándar
MMBTU	=	Millones de Unidades Térmicas Británicas
MOP	=	Maximum Operational Pressure (Máxima Presión de Operación)
MPC	=	Miles de pies cúbicos
MJ/Kg	=	Mega Joules por kilogramo
m ²	=	Metros cuadrados
m ³	=	Metros cúbicos
m ³ /h	=	Metros cúbicos por hora
mi	=	Miles (Milla)
Ne	=	Número de Reynolds
NPS	=	Tamaño Nominal de Tubería
P	=	Potencia
Pcal	=	Poder calorífico
Pc	=	Presión crítica
Psia	=	Libras por pulgada cuadrada absoluta
Psig	=	Pounds per square inch gauge (Libras por pulgada cuadrada)
Q	=	Caudal
R	=	Constante de los gases ideales
SERGEOTECMIN	=	Servicio Nacional de Geología y Técnico de

		Minas
Tc	=	Temperatura critica
Ton	=	Toneladas
TIR	=	Tasa interés de retorno
U	=	Energía interna
U.I.P.	=	Unidad de Ingeniería y Proyectos
USAID	=	United States Agency international Development
v	=	Velocidad de fluido
V	=	Volumen de masa unitaria
w _s	=	Trabajo realizado por el fluido
VAN	=	Valor actual neto
Y.P.F.B.	=	Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

RESUMEN EJECUTIVO

Se ha realizado un estudio técnico comparativo de las alternativas para el transporte y suministro de gas natural a las fábricas de cemento pertenecientes a la Empresa Pública Productiva Cementos de Bolivia (ECEBOL) y localidades que no tienen acceso a las redes de gas por medio de un ducto o el sistema de gasoducto virtual para Gas Natural Comprimido (GNC) y Gas Natural Licuado (GNL).

Se ha elaborado el levantamiento, sistematización de información sobre aspectos geográficos de ubicación de las fábricas de cemento y los aspectos demográficos de las poblaciones a ser tomadas en cuenta, esto en base a su índice poblacional y localización estratégica respecto al recorrido del ramal del ducto, la trayectoria de los camiones de GNC y GNL, para el suministro de gas natural a futuro.

Se determinó el horizonte de consumo de gas natural para 10 años a ser consumido en los sectores doméstico, comercial, GNC e industrial de las poblaciones, además, de considerar el consumo diario de las fábricas de cemento. Con estos consumos se dimensionó el sistema de aprovisionamiento de gas natural por la tecnología de transporte por ducto y por el sistema de gasoductos virtuales GNL y GNC.

Para determinar la mejor alternativa de suministro de gas natural se recopiló toda la información referente a la metodología y los equipos requeridos para cada sistema realizando análisis técnicos y económicos de cada una de ellas. Dentro de los sistemas de gasoductos virtuales el GNC resultó más económico que el GNL, pero no apto para largas distancias y grandes volúmenes, lo cual demostró ser una limitante. Por otra parte, el ducto para transporte de gas resultó el más favorable de las alternativas, siendo en la mayoría de los parámetros técnicos y económicos analizados el más conveniente.

CAPITULO I

GENERALIDADES

1.1 INTRODUCCIÓN

La expansión del mercado del gas natural, en países como Bolivia, es afectada por la falta de la infraestructura para su transporte. La necesidad de incentivar el uso masificado de gas natural, fuera de los grandes centros de consumo, busca disponer al mercado un combustible limpio, eficiente, barato, abundante y que atiende a los parámetros de emisiones fijados por los órganos de medio ambiente, además de estimular el uso del gas natural como fuente de energía para uso industrial, doméstico y automotriz. El uso del gas natural tiene fuerte impacto sobre los costos industriales, logísticos y ambientales en el transcurso de la sustitución del diésel, gasolina y GLP produciendo menores niveles de emisiones.

Tecnologías de transporte, conocidas como gasoductos convencionales y gasoductos virtuales como el GNC (Gas Natural Comprimido) y GNL (Gas Natural Licuado) pueden llevar el gas natural a regiones periféricas aún sin la existencia de un gasoducto, estimulando y desarrollando nuevos mercados tanto para el suministro de gas natural a fábricas o distribución del mismo a ciudades pequeñas o medias.

El análisis técnico-económico de estos medios de transporte de gas natural es importante, no sólo como apoyo a la decisión sobre nuevas inversiones, también para basarse en la creación de las condiciones necesarias para la prospección de nuevos mercados, haciéndose elementos inductores de consumo, hasta que el mercado sea suficientemente maduro para ser atendido por un gasoducto. Posteriormente, el gasoducto virtual puede ser llevado para nuevas regiones, con aprovechamiento total de los equipamientos.

Los modos de transporte son analizados, para cada combinación binaria de volumen a ser transportada y distancia a ser recorrida, finalizando con el cálculo del costo de transporte del gas natural. Son llevadas en consideración las variables: consumo, distancias entre los locales de abastecimiento y entrega, tiempo de viaje, tipo de ruta, estructura de carreteras, atendiendo las normas de transporte, al medio ambiente y a la seguridad de las condiciones climáticas. Del punto de vista técnico, son considerados: tipo de cilindro, capacidad de almacenamiento y transporte, forma de compresión, tipo de licuefacción, forma de carga, descarga y abastecimiento.

1.2 ANTECEDENTES

El presente proyecto surge como una idea a petición del Gobierno Autónomo Departamental de Oruro, el Comité Cívico Potosinista (COMCIPO) y la Empresa Pública Productiva Cementos de Bolivia (ECEBOL), las cuales realizan una solicitud para alternativas de suministro de Gas Natural a dos fábricas de cemento ubicadas en Mesa Del Inca y Quiburi.

La Empresa Pública Productiva Cementos de Bolivia ECEBOL sugiere dos plantas, las cuales estarían ubicadas en los Departamentos de Oruro y Potosí, las cuales producirían un promedio mínimo de 700.000 toneladas de cemento al año. La producción de cemento estará orientada a los programas públicos y privados, pudiéndose destacar entre otros el Plan Nacional de Vivienda y el desarrollo de infraestructura caminera, educativa y de salud. Esta empresa generará alrededor de 450 empleos directos y 5.000 empleos indirectos.

ECEBOL es un proyecto a mediano plazo por su dimensión y características. Cuenta con una inversión de 250 millones de dólares para la construcción de dos plantas en las regiones de Potosí y Oruro.

La capacidad de producción estimada es de dos millones de toneladas de clinker

por año y un millón de toneladas de cemento que resultaran directamente del clinker que se produzca. El clinker es la piedra caliza sometida a un proceso de cocción en hornos específicos para este tratamiento. Una vez que se realiza esta tarea, se convierte en la principal materia prima para la producción de cemento.

Se levanta un estudio preliminar consistente en un relevamiento topográfico de áreas tentativas, la prospección de suelos para identificar los yacimientos de piedra caliza. Además de realizar un trabajo de identificación de mercado, la apertura de caminos, el suministro de energía eléctrica, gas y agua.

La Gobernación del Departamento de Potosí y el Proyecto denominado Fortalecimiento de Instituciones Democráticas (FIDEM) de la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID), llegaron a un acuerdo en 2008 para desarrollar el Estudio de Factibilidad para el Suministro de Gas Natural a la Localidad de Uyuni con una proyección hasta el año 2028 ya que según su estudio la localidad de Uyuni por año solo consume 0.7 MMPCSD.

El estudio mencionado realiza el análisis de factibilidad para suministrar gas natural a la localidad de Uyuni, con el fin de coadyuvar al mejoramiento de la infraestructura turística de la zona, promover el desarrollo económico de pequeños pueblos de esa área rural y coadyuvar al mejoramiento de la calidad de vida de ese sector de la ciudadanía.

Si bien el anterior estudio no contempla las fábricas de cemento, es un referente a fin de obtener la mayor información posible para el abastecimiento de gas natural a las fábricas de cemento. Al presente la empresa estatal petrolera YPFB realiza suministro de gas natural a la población de Uyuni la cual al presente esta haciendo uso y consumo de dicho energético.

Los términos de referencia para dicho estudio contemplan el análisis de factibilidad de un gasoducto virtual para el transporte de GNC a la localidad de Uyuni. Teniendo

como fuente de aprovisionamiento el gasoducto Sucre - Potosí. Si bien se tomó como referencia los estudios previamente mencionados como alternativa para el suministro energético a ambas Fábricas de Cemento, este es una de las posibilidades con las que cuenta el Comité Cívico Potosinista (COMCIPO), ya que para ellos es una necesidad contar con un estudio de suministro para dicha industria.

1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.3.1 Identificación del problema

La necesidad de suministrar gas natural a industrias y localidades que se encuentran alejados de las principales ciudades de consumo masivo, deben integrarse como una variable, eso es nuevo y las diferentes tecnologías de transporte están dándose a mostrar con buenos resultados en localidades con estas problemáticas ya mencionadas

Hacer un gasoducto es una inversión muy cara en muchos casos debido a aspectos técnicos y de logística, ahora se está viendo que con el gasoducto virtual GNL y GNC se puede llegar a más rincones del país, tenemos un potencial que se ha visto que existen en diferentes partes de la economía del país que está empezando a crecer y el crecimiento implica mayor uso de energía.

Las plantas ECEBOL y localidades aledañas se encuentran en los departamentos de Oruro y Potosí donde los pobladores aun llevan una vida precaria debido a la falta de una fuente de energía, lo cual genera una demanda de los habitantes e industrias con gran potencial, por esta situación que se vive es necesario implementar un sistema de distribución de gas natural adecuado.

Para nuestro estudio serán evaluadas formas de transporte terrestre de gas natural, que básicamente definirán las condiciones mínimas y necesarias para el suministro

de gas natural a las plantas ECEBOL y localidades aledañas.

1.3.2 Formulación del problema

El problema que se formula es la falta de suministro de gas natural al sector industrial y el desabastecimiento de GLP en las localidades que están alejadas de las ciudades capitales, además que los medios de transporte de llegada a dichas localidades se han convertido en un problema para los departamentos de Oruro y Potosí.

Considerando los antecedentes previamente descritos, en este trabajo se evaluará y dará respuesta a la siguiente interrogante:

¿Cuál tecnología de transporte es el más adecuado para el suministro de gas natural industrial al sector occidental de Bolivia?

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo general

Realizar un estudio de evaluación técnico y elección de alternativa tecnológica para suministro de gas natural.

1.4.2 Objetivos específicos

Para lograr el objetivo general se han identificado los siguientes objetivos específicos:

- Realizar el análisis comparativo de un gasoducto convencional frente al gasoducto virtual.
- Sistematizar información demográfica de las localidades cercanas al área de interés.

- Elaborar el horizonte del caudal de demanda del gas natural para su transporte mediante las distintas tecnologías.
- Realizar el diseño de ingeniería básica para el transporte de gas natural.
- Realizar el diseño de la logística de transporte para el gas natural de los sistemas de transportes alternativos.
- Evaluar la viabilidad técnica del proyecto

1.5 JUSTIFICACIÓN

1.5.1 Justificación académica

- Creación del mercado de gas en lugares sin infraestructura y/o distribución.
- Permitir suministrar gas natural a las industrias y poblaciones con y sin la construcción de gasoductos.

1.5.2 Justificación económica

- Anticipación de los ingresos con la venta del gas natural. Consolidando el consumo y preparando la región para el futuro recibimiento del gasoducto convencional, después de comprobada su viabilidad si fuese el caso.
- Anticipación del retorno de la inversión en la infraestructura.
- Reducción del riesgo del mercado en la expansión del transporte y/o distribución. La expansión es proporcional al crecimiento del mercado.
- El equipamiento del gasoducto virtual GNC y GNL pueden ser reutilizados en otras regiones.

1.5.3 Justificación técnica

La viabilidad de la distribución del gas natural ya sea por el gasoducto convencional o gasoducto virtual GNC y GNL, considera que para la finalidad

del proyecto en base a la mejor opción de tecnología de transporte es necesario implementar:

1. Para el gasoducto el mejor trazo y ruta que pueda minimizar los altos impactos de construcción y operación para el suministro de gas natural .
2. Para el GNL una Planta de Licuefacción que garantice los volúmenes requeridos con el fin de cumplir con la producción de cemento y consumo doméstico, comercial y vehicular de las localidades.

Una logística de transporte para el GNL que pueda cumplir con los requerimientos mínimos y por último una planta regasificadora ya que debe suministrar volúmenes grandes de gas natural de manera continua.

3. En el caso del GNC se requiere una estación de compresión de gas natural que comprima los volúmenes del energético requerido para el abastecimiento de gas natural a las industrias y localidades que forman parte del proyecto.

Un sistema logístico de transporte de GNC, por lo que se debe asegurar que se cumplan con las exigencias mínimas de transporte para llegar a las estaciones de descompresión que suministrarán para las industrias volúmenes altos y para las localidades volúmenes bajos, pero que de cualquier manera ambas requieren una estrategia de suministro ininterrumpido de gas natural

1.5.4 Justificación ambiental

La no construcción de gasoductos reduce el uso de materiales, desarrollo de obras civiles, apertura de vías y compensaciones por la construcción.

En el caso del GNC y GNL tienen una notoria reducción de la emisión de ruidos, gases tóxicos, de efecto invernadero, y material particulado, y mejoraría, de esa forma, la condición de vida de la población.

1.6 ALCANCE

1.6.1 Alcance temático

El presente proyecto será desarrollado de acuerdo al alcance de las áreas de investigación sobre el gasoducto convencional y los gasoductos virtuales GNC y GNL.

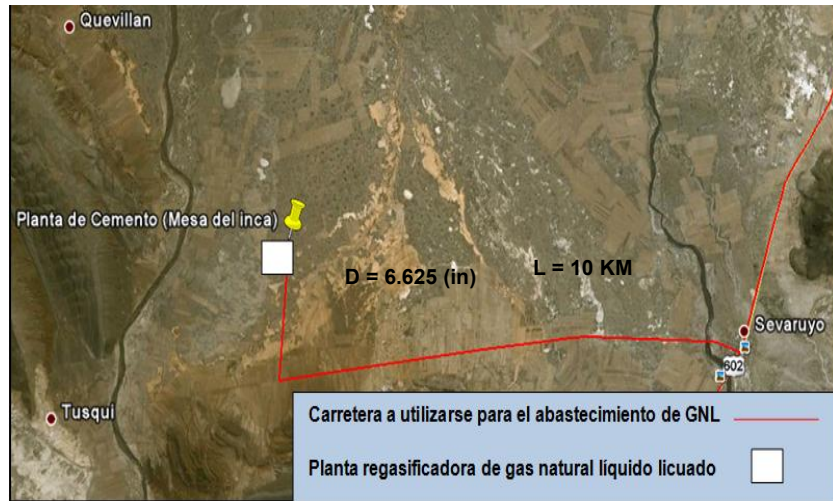
Todo estará enmarcado en el sector o área de transporte y almacenaje de hidrocarburos que forma parte del perfil profesional del Ingeniero en petróleo, gas y procesos.

1.6.2 Alcance geográfico

Las ubicaciones de las Plantas de Cemento fueron determinadas por un tema de logística, se identificaron lugares de fácil acceso para los servicios básicos a fin de poder reducir los costos de producción, pero, sobre todo, considerando que ambas fábricas de Cemento deben instalarse cerca de los yacimientos de acuerdo a la decisión tomada por la empresa.

Es por esta razón que las localidades de Mesa del Inca Figura 1.1, provincia Ladislao Cabrera del departamento de Oruro y Quiburi Figura 1.2, provincia Quijarro del departamento de Potosí, fueron identificadas como los lugares donde se realizará la construcción de dos plantas de cemento.

Figura 1.1 Ubicación geográfica Planta de Cemento Mesa del Inca



Fuente: Adaptado de Google Earth

Tabla 1.1 *Coordenadas Geográficas ECEBOL Mesa del Inca*

Coordenadas Geográficas	
19°20'59,89"S	66°57'53,35"O

Fuente: Google Earth

Figura 1.2 Ubicación geográfica Planta de Cemento Quiburi



Fuente: Adaptado de Google Earth

Tabla 1.2 Coordenadas Geográficas ECEBOL Quiburi

Coordenadas Geográficas	
19°59'41,34"S	66°54'40,87"O

Fuente: Google Earth



CAPÍTULO II

CARACTERÍSTICAS DEL GAS NATURAL Y SU DISTRIBUCIÓN

2.1 INTRODUCCION

Encontrar yacimientos de gas natural, extraerlo, tratarlo, transportarlo y distribuirlo hasta los centros de consumo, es un proceso muy complejo. Exige un largo tiempo de investigación, diseño, preparación y avanzados recursos tecnológicos para garantizar su utilización segura.

El gas natural (GN) se ha convertido en los últimos 10 años como el insumo energético del futuro, es versátil pues puede utilizarse en diversos ámbitos en la industria. Sin duda es considerada la tecnología más eficiente de los hidrocarburos.

La utilización del gas natural como combustible para fines domésticos o industriales es menos costosa (una quinta parte) que la energía eléctrica.

2.1.1 Gas Natural

El Gas Natural es una mezcla de hidrocarburos livianos y otros componentes en estado gaseoso, que se obtiene de yacimientos naturales subterráneos. Forma gaseosa del petróleo que consiste predominantemente por mezclas de hidrocarburos gaseosos. El componente más común es el Metano¹

El principal componente es el metano (CH₄) en un porcentaje del orden del 92,2100 % molar. El porcentaje restante está constituido por etano, propano, butano y otros hidrocarburos más pesados tales como pentanos, hexanos y heptanos. Se denomina con el término "Natural" porque en su constitución química no interviene ningún proceso; es limpio, sin color y sin olor.

¹ GPSA Engineering Data Book, pág. 26, 11th edition, Oklahoma, EE.UU., 2000

2.1.2 Uso del Gas Natural en la industria del cemento

El Gas Natural ofrece grandes ventajas en procesos industriales donde se requiere de ambientes limpios, procesos controlados, combustibles de alta confiabilidad y eficiencia de acuerdo a normas medio ambientales vigentes. Los hornos de las cementeras que utilizan gas natural son más eficientes y tienen mayor vida útil; no requieren de mantenimiento continuo y los gases de combustión no contaminan el ambiente como los demás combustibles. Por otro lado, el uso en los hornos de fusión para la producción de cal, permite obtener un producto de mejor calidad, que presenta una mejor reacción y una baja proporción de azufre.

2.2 CALIDAD DEL GAS NATURAL

La cantidad de energía producida por la combustión de un volumen de gas natural se mide en Unidades Térmicas Británicas (Btu). Una Btu representa la cantidad de energía que se requiere para elevar a un grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua a condiciones atmosféricas normales. Un pie cúbico de gas natural despiden en promedio 1.000 Btu, aunque el intervalo de valores se sitúa entre 500 y 1.500 Btu.

2.2.1 Odorización

El gas natural es inodoro e incoloro, de acuerdo al Decreto Supremo N° 28291, de 11 de agosto de 2005, en su Capítulo 5, Sección II, Artículo 27 establece que el gas debe ser odorizado con el fin de detectar rápidamente cualquier fuga, cuando la concentración del mismo alcance 1/5 del límite mínimo de explosividad, lo que significa una concentración de gas en aire de 1 %, el gas debe ser clara y rápidamente perceptible por una persona.

Los mercaptanos, una clase de compuestos órgano sulfurados, son los mejores químicos usados en la odorización del gas natural.

2.2.2 Características y selección del odorante

Las concentraciones en que el odorante es utilizado debe cumplir con las siguientes características:

- El olor será desagradable pero no demasiado para el sentido del olfato humano. Será el mismo en diferentes disoluciones de gas natural con aire.
- No debe ser de carácter nocivo para las personas.
- Sus productos de combustión no deben ser tóxicos cuando son aspirados, ni corrosivos o dañinos para aquellos materiales con los que estén en contacto.
- El odorante será volátil y suficientemente estable tanto en fase gaseosa como durante el almacenamiento.

El odorante no debe ser soluble en agua en una cantidad mayor que 2,5 partes por 100 en peso.

2.2.3 Calidad y composición

La composición del gas natural varía según la zona geográfica, la formación o la reserva de la que es extraído. Los diferentes hidrocarburos que forman el gas natural pueden ser separados utilizando sus propiedades físicas respectivas (peso, temperatura de ebullición, presión de vaporización).

En función de su contenido en componentes pesados, el gas es considerado como rico (cinco o seis galones o más de hidrocarburos extraíbles por pie cúbico) o pobre (menos de un galón de hidrocarburo extraíble por pie cúbico)

2.2.4 Parámetros de calidad del Gas Natural

Se considerará que el Gas Natural en los sistemas de distribución cumple con las

especificaciones de calidad definidas, cuando no se registren desvíos respecto de los parámetros establecidos anteriormente, en los valores medidos o determinados.

A tal efecto, serán considerados los valores promedio diarios o periódicos de las determinaciones o mediciones realizadas, según corresponda.

Para el caso en que se requieran adoptar valores de las constantes físicas correspondientes a los componentes del Gas Natural, o tablas de contenido de vapor de agua en el Gas Natural, necesarios a los efectos del cálculo y que no estuviesen indicados en ninguna de las normas mencionadas, se utilizan los indicados en el GPSA¹.

2.2.5 Propiedades del Gas Natural

2.2.5.1 Densidad relativa

Es la relación del peso molecular del gas con respecto al peso molecular del aire; para el caso de los gases siempre se toma como referencia 28,96 que es el valor aproximado del aire. Si el peso molecular del gas tiene un valor aproximado de 18 la densidad relativa del gas será 0,622.

2.2.5.2 Viscosidad

Es el rozamiento interno entre las capas de fluido. A causa de la viscosidad, es necesario ejercer una fuerza para obligar a una capa de fluido a deslizar sobre otra. El valor de la viscosidad se obtiene en el laboratorio, en función de las diferentes condiciones de presión y temperatura.

¹ GPSA Engineering Data Book, pág. 26, 11th edición, Oklahoma, EE.UU., 2000

2.2.5.3 Peso molecular

El peso molecular se determina del producto del número de moles del componente de la mezcla por el porcentaje en volumen de los elementos de la mezcla.

2.2.5.4 Gravedad específica

La gravedad específica del gas, algunas veces llamado gravedad, es una medida de como el gas pesado es comparado con el aire a una temperatura particular. Esto podría también ser llamado densidad relativa, expresado como la razón de la densidad del gas respecto de la densidad del aire, esta es una cantidad adimensional.

2.2.5.5 Poder Calorífico

El poder calorífico del gas es número BTU producidos por la combustión a presión constante de 1 p³ de gas medido a 60 °F de 30 pulgadas de hg; con aire a la misma presión y temperatura del gas, cuando los productos de la combustión se enfrían hasta la temperatura inicial del gas y aire, cuando el agua formada por la combustión se condensa al estado líquido.

2.2.5.6 Temperatura de Ignición

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

2.2.5.7 Límite de inflamabilidad

Las mezclas gaseosas son inflamables en el aire, solamente entre los dos límites

extremos. El límite inferior representa el mínimo porcentaje de gas combustible y el límite superior representa el máximo porcentaje de gas combustible en una mezcla de aire que puede ser inflamada y puede continuar quemándose. Todas las mezclas dentro del rango de estos dos límites son inflamables.

2.3 SUMINISTRO DE GAS NATURAL

Para abastecer el mercado interno estos sistemas están a cargo de la empresa YPFB Transporte, lo cual era antes Transredes.

El sistema de provisión de Gas Natural es realizado por una compleja red de gasoductos cuya cobertura no alcanza a la totalidad del país, con un enorme déficit cuantitativo en infraestructura (Véase ANEXO II).

2.3.1 Tecnologías de transporte de Gas Natural

Es el conjunto de actividades para el traslado eficiente, efectivo y entrega de gas natural desde un punto de producción a un punto de distribución para lo cual se requiere el uso de gasoductos, plantas de compresión si el hidrocarburo es transportado en estado gaseoso o facilidades de licuefacción para su desplazamiento vía terrestre o marítima si se transporta en estado líquido. A continuación, se muestran los sistemas de transporte más importantes de este hidrocarburo:

- **Sistema de Transporte por ductos:** si bien el sistema actual de ductos a nivel nacional no cubre en su totalidad el territorio los mismos fueron construidos a fin de abarcar las necesidades energéticas del eje central que representa el mayor consumo a nivel nacional. La empresa distribuidora (YPFB) recibe el gas natural en el punto de entrega que es aguas debajo de la puerta de la ciudad (City Gate) a la presión de entrega. Para el presente proyecto el sistema de gasoductos que presenta mayor interés es el Gasoducto al Altiplano (GAA), que la parte del tramo de este estudio se extiende desde la localidad de Parotani hasta la ciudad de Oruro

donde atraviesa dicha ciudad para luego dirigirse al norte hasta llegar al departamento de La Paz. Su recorrido es limitado y no abarca a localidades que se encuentran hacia el sur de la ciudad, si bien el (GAA) es de gran importancia para el occidente del país este solo suministra gas a ciudades capitales, por lo que es un punto importante para dar inicio al análisis de localidades que cuentan y contarán a futuro con grandes industrias que serán parte de este proyecto.

El valor de los bienes que servirá de base para el cálculo de las tarifas, denominado “base tarifaria”, se define como el valor del Activo fijo neto de las inversiones realizadas por la Empresa Distribuidora y el capital de trabajo. Se determina el activo fijo neto como el valor del activo fijo bruto menos la depreciación acumulada.

Los bienes costeados por terceros y entregados a la empresa distribuidora a título gratuito, no integran la base tarifaria. Las inversiones que comprenderán la base tarifaria, deberán ser útiles, utilizables y al mismo tiempo estar destinadas al ejercicio eficiente de la Distribución de gas natural por redes. El volumen de entrega es fijado a precio de m³.

- **Distribución por redes:** Es la actividad de suministro de gas natural en calidad de servicio público a los usuarios del área geográfica de distribución, así como la construcción de redes, administración y operación del servicio bajo los términos indicados en la Ley de Hidrocarburos, la cual también indica que es la empresa estatal YPFB es la encargada de entregar el gas directamente a los usuarios, domésticos, comerciales, industriales y GNV, solo en el departamento de Tarija la empresa EMTAGAS es la única encargada de entregar el gas a todos los usuarios de dicho departamento.

La clasificación de usuarios es realizada por la empresa distribuidora en función del uso de gas natural y sus tarifas aseguran el costo más bajo dentro del territorio nacional, contemplan estratificación por segmentos de consumo en las diferentes categorías de usuarios, sin que ello signifique una reducción en la calidad del servicio, de esto se puede deducir que el sector industrial es quien tiene un mayor consumo el cual conlleva a tener tarifas un poco más altas a diferencia de los otros usuarios.

El sistema de redes, básicamente está compuesta de dos tipos de red: red primaria que usa tubería de acero y trabaja a una presión de 20 bar, red secundaria que usa tubería de polietileno y trabaja a una presión de 4 bar.

- **Distribución del total del sistema en Bolivia:** si hablamos de la distribución total del sistema forzosamente incluye puntos como: la venta y contratación del servicio de distribución que está a cargo de la empresa distribuidora, la compra del gas a terceros o intermediarios, interconexión al gasoducto principal a través de un ramal propio por medio de un hot tap, comprar el gas directamente de boca de pozo.

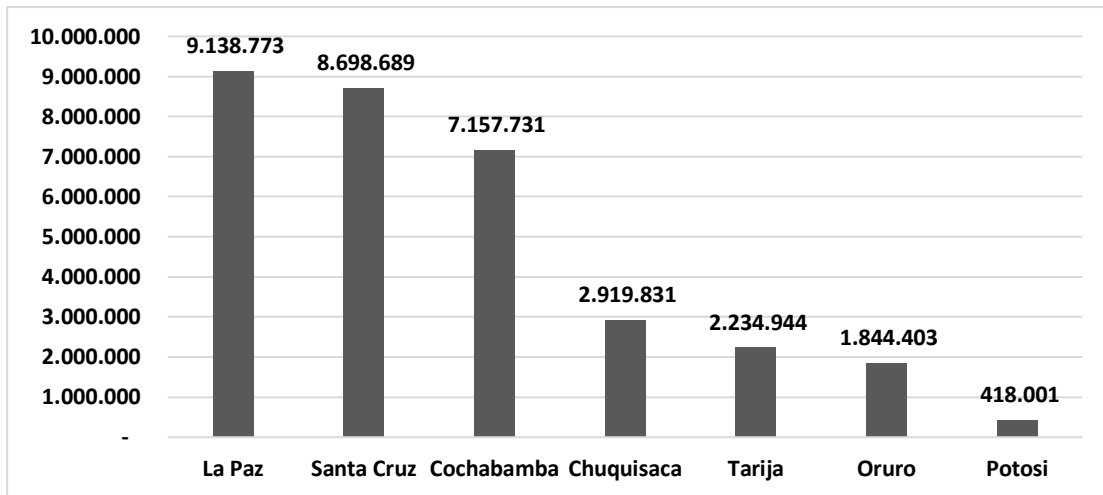
En todos los casos que se mencionaron anteriormente el gas es vendido y distribuido directamente por la empresa (YPFB), es la única encargada de la venta y distribución del gas natural ya que todas las empresas y consumidores en general compran o mejor dicho pagan por este suministro. Excepto en el departamento de Tarija donde EMTAGAS cumple la función como empresa intermediaria de distribución de gas domiciliario, la cual se ajusta a los precios que rigen a nivel nacional.

En el caso del volumen entregado del gas en la distribución total del sistema para centrales e industrias, este se incrementa en volumen entregado, porque muchas centrales e industrias captan el gas directo de la red primaria.

De todos modos, y en forma similar a lo que ocurre con cualquier otro insumo o materia prima, la situación normal para una industria es que, ante una repentina suba de precio, se perjudique si está comprando o se beneficie si ya cuenta con contratos de suministro a un precio pactado.

La Figura 2.1 nos muestra la cantidad de gas natural que es suministrada en cada uno de los departamentos con mayor consumo, de los cuales se observa que La Paz y Santa Cruz son los mayores demandantes de dicho recurso.

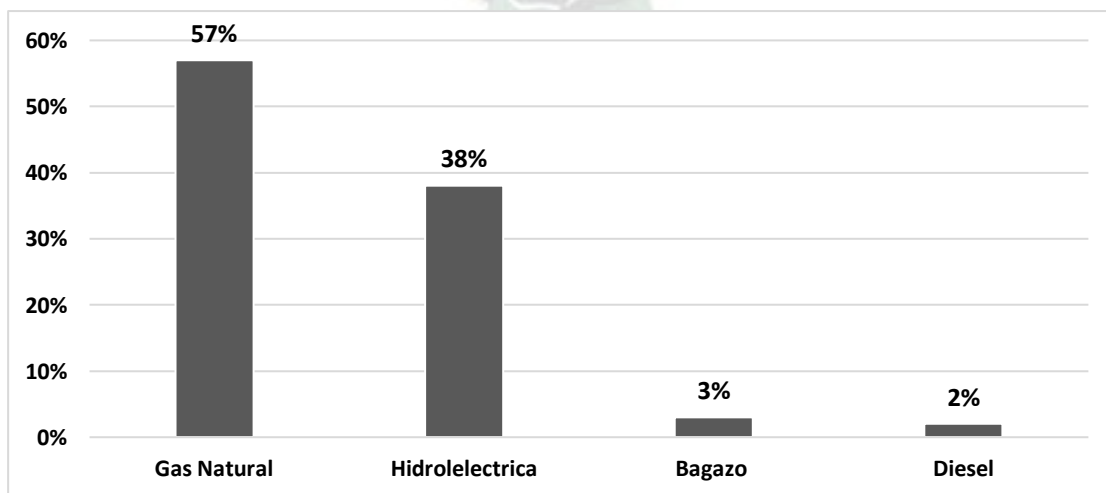
Figura 2.1 Volúmenes de Comercialización de Gas Natural 2018 (MPC)



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), Memoria Anual 2018

En la Figura 2.2, se puede observar que en generación de electricidad el recurso natural más usado es el gas natural, lo cual significa que en nuestro país hay un elevado consumo para la generación de electricidad siendo esto un problema en cuanto a volúmenes de reserva que van disminuyendo y que un alto porcentaje va destinado a este recurso.

Figura 2.2 Generación de Electricidad



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos, Memoria Anual 2018

En la Tabla 2.1 se puede observar los distintos sectores a los cuales se suministra el gas natural para su comercialización ya sea para uso propio o para su distribución a la cual está destinada bajo sus reglamentos y normas las cuales están reguladas por YPFB.

Tabla 2.1 Gas Natural por Sector y Demandante

SECTOR	EMPRESA DEMANDANTE
ELECTRICO	EMPRESA ELECTRICA GUARACAHI S.A.
	EMPRESA ELECTRICA VALLE HERMOSO S.A.
	COMPañIA BOLIVIANA DE ENERGIA ELECTRICA S.A.
	COMPañIA ELECTRICA BULO BULO S.A.
	ENDE ANDINA S.A.M.
	CRE
	SETAR TARIJA
	SETAR VILLAMONTES
	SETAR YACUIBA
	COOPERATIVA MONTEAGUDO COOPERATIVA MUYUPAMPA SETAR CRE - "PTO. SUREZ"
RESIDENCIAL, COMERCIAL, INDUSTRIAL Y TRANSPORTE VEHICULAR (REDES DE GAS NATURAL)	YPFB REDES DE GAS COCHABAMBA
	YPFB REDES DE GAS SANTA CRUZ
	YPFB REDES DE GAS CHUQUISACA
	YPFB REDES DE GAS LA PAZ

		YPFB REDES DE GAS ORURO
		YPFB REDES DE GAS POTOSI
		EMPRESA TARIJEÑA DEL GAS S.A.M.
		EMPRESA TARIJEÑA DEL GAS S.A.M. - CARAPARI
		YACIMIENTOS PETROLIFEROS FISCALES OLIVIANOS
CONSUMIDORES DIRECTOS Y OTROS	USO COMBUSTIBLE PARA REFINACIÓN (R.A. SSDH N° 0452/2008)	REFINERIA ORO NEGRO S.A. REFINERIA SANTA CRUZ S.R.L. REFINERIA PARAPETI S.R.L. YPFB REFINACIÓN S.A.
	INDUSTRIA MINERA - CALERA (R.A. SSDH N° 0452/2008)	COMPAÑÍA MINERA PAITITI S.A. EMPRESA MINERA Y CALERA SAYARI S.A.
	INDUSTRIA ALIMENTICIA 8R.A. SSDH N° 0605/2008)	GRAVETAL BOLIVIA S.A. EMPRESA COMASA LAGUNA VOLCAN S.R.L.
	USO COMBUSTIBLE PARA TRANSPORTE (R.A. SSDH N° 0605/2008)	PLANTA DE COMPRESIÓN RIO GRANDE YPFB LOGISTICA YPFB TRANSPORTE
	GNV (D.S. N° 29510)	CAIGUAMI
	GAS Y ELECTRICIDAD	GAS Y ELECTRICIDAD S.A. PLANTA DE SEPARACION DE LIQUIDOS RIO GRANDE
	PLANTA SEPARADORA DE LÍQUIDOS (R.A. ANH 351/2013)	

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos, Memoria Anual 2016

- **Abastecimiento de gas natural sin acceso a red:** las poblaciones que no tienen acceso al gasoducto o la red de distribución son abastecidas por servicios a

cargo de sub distribuidoras y lo reciben a través de las distribuidoras o transportistas. Estas pueden entregar GLP, a través de garrafas por camiones equipados especialmente para soportar el peso del gas licuado, aquellas áreas geográficas que no se encuentran cercanas a gasoductos para su conexión y posterior uso o consumo se han visto limitadas en cuanto el uso de gas, uno de las principales desventajas del GLP es que transporta pequeños volúmenes de gas licuado de petróleo sin tomar en cuenta el reabastecimiento que puede tomar un largo tiempo. En cuanto al transporte de GNL se ha identificado en los últimos años a 27 poblaciones en Bolivia que cumplen con los requisitos para su suministro de GNL ya que con el debido estudio de logística para este energético se puede transportar un mayor volumen de gas natural licuado que luego de ser regasificado puede ser suministrado a las diferentes poblaciones que requieran dicho servicio para su uso.

Las aplicaciones que tiene la actividad de la empresa actualmente en Bolivia en gasoductos virtuales con GNL se resumen en el abastecimiento para:

- Redes independientes de distribución de Gas Natural
- Consumos industriales de baja escala
- Comercios y Alojamientos
- Estaciones remotas de GNL

En la actualidad no existe un transporte terrestre del GNC (gas natural comprimido) en Bolivia ya que este permite trasladar menor cantidad de gas natural comprimido por unidad de transporte y sería más costoso para el consumo elevado.

Las condiciones de seguridad y disposiciones legales locales hacen que todavía no se haya desarrollado un sistema de transporte en el país. Por lo tanto, la alternativa de GNC por camión no está disponible aún.

El GLP no entraría en el análisis exhaustivo de los gasoductos virtuales de este

estudio porque no se utiliza para grandes consumos industriales y de generación eléctrica estándar, y tampoco compite con el uso del Gas Natural (GNL o GNC en este caso) porque está destinado a bajos consumos. El principal destino es el gas de garrafa residencial (precio subsidiado). Además, el GLP por su composición y procesamiento es más caro que el gas natural en todas sus formas (Gasoducto, GNC o GNL) e incluso más caro que el fuel oil. El gas oil es más caro que el GLP sin embargo sigue siendo más conveniente en la combustión industrial por la facilidad de transporte, uso y almacenamiento.

- **Sistema para determinar el trazo y ruta para implementar un Gasoducto:** la vida de la gente moderna está basada en el ambiente; en el cual la energía juega un papel predominante. Es así que los ductos afectan la vida diaria en la mayoría de las partes del mundo; en Bolivia el gas se ha convertido en uno de los principales participantes en lo que a suministro de energía se refiere, siendo de esta forma los gasoductos, los principales medios por los cuales es transportado. Para cumplir la demanda de gas para la generación de energía, procesos de recuperación y otros usos, las tuberías son utilizadas para transportar el suministro desde su fuente. Estas tuberías son mayormente enterradas. Éstas llevan grandes volúmenes de gas natural en corrientes continuas. Los procedimientos de construcción para la mayoría de los sistemas de gasoducto pueden ser adaptados para considerar las condiciones específicas del ambiente y para causar el mínimo impacto hacia el ambiente. Muchos factores deben ser considerados en la ingeniería y diseño de tuberías de larga distancia, incluyendo la naturaleza y el volumen del fluido a ser transportado, la longitud del ducto, los tipos de terreno atravesado y las limitaciones ambientales. Para obtener óptimos resultados para un sistema de suministro por gasoducto, estudios de ingeniería y economía son necesarios para decidir el diámetro de la tubería, material, los requerimientos de la energía de compresión y la ubicación de la ruta del gasoducto. Es así que los principales factores que influyen sobre el diseño de la tubería son:

- ✓ Propiedades del fluido
- ✓ Condiciones de diseño

- ✓ Oferta y demanda de las localidades
 - ✓ Normatividad y aspectos legales de la zona
 - ✓ Ruta, topografía y acceso
 - ✓ Impacto ambiental
 - ✓ Economía
 - ✓ Material
 - ✓ Construcción
 - ✓ Operación
 - ✓ Protección
 - ✓ Integridad del gasoducto a largo plazo
-
- **Sistema de Gas Natural Comprimido (GNC):** el cual tiene por objetivo al igual que el anterior dotar de gas natural donde no es posible la construcción de un sistema de ductos, iniciando el proceso desde una estación madre llamada Estación de Compresión para luego transportar el gas natural comprimido en camiones con containers o módulos MAT, para finalmente tener como destino una estación hija llamada Estación de Descompresión. El GNC es también gas natural con la diferencia de que, en lugar de cambiar su estado de gaseoso a líquido, se conserva como gas en tanques metálicos a una presión de alrededor 200 bar.
 - **Sistema de Gas Natural Licuado (GNL):** un sistema nuevo de distribución de gas aplicado en nuestro país que inicia su operación en la Planta de Licuefacción que está dentro de la Planta Separadora de Líquidos Río Grande para luego transportar el energético en camiones con cisternas donde almacenan el gas natural el cual se halla en estado líquido, donde ha disminuido su temperatura (por ende, al mantenerse su presión igual a la atmosférica, su volumen es casi 600 veces inferior), para finalmente llegar hasta una estación satelital llamada Planta de Regasificación y luego inyectarlo a la red de distribución domiciliaria o industrial, lo que permitirá abastecer a los habitantes de localidades alejadas a gasoductos convencionales. Actualmente se benefician con este sistema 27 poblaciones en el territorio de Bolivia

2.3.2 Análisis comparativo GNC vs. GNL:

De acuerdo a la Tabla 2.2, se puede concluir que ambos sistemas son considerados como medios de suministro alternativos para sectores o localidades alejadas de un medio donde se prescinde de un gasoducto, también cabe notar que cada uno presenta un volumen distinto de transporte de gas natural donde el GNL aplica para grandes volúmenes y largas distancias, mientras que le GNC es más conveniente para lugares no tan alejados y que requieran un suministro no muy elevado de gas natural, basándose en estos aspectos la mejor elección deberá considerar estos criterios a la hora de escoger el mejor medio de transporte.

Tabla 2.2 Cuadro Comparativo GNC vs. GNL

Descripción	Gas Natural Comprimido (GNC)	Gas Natural Licuado (GNL)
Distancia de transporte	Distancias no muy lejanas.	Apto para distancias lejanas
Pérdidas durante el transporte	Debido al incremento de la temperatura podrían liberarse las válvulas de alivio para mínimos volúmenes de GN.	Debido al constante movimiento, incremento de temperatura y prolongado tiempo de viaje se presentan pérdidas por el efecto Boil Off (vaporación) del GNL.
Necesidades en cuanto al estado de las vías de transporte	Es posible el transporte en caminos de tierra y ripiados en buen estado.	Preferentemente carreteras asfaltadas o pavimentadas.

Peso transportado	Casi 45 TM	No más de 40 TM
Volumen transportado	Entre 5.000 y 10.000 m ³	Hasta los 28.000 m ³
Mercado desarrollado	Aplicable aun con baja demanda de gas natural	Es necesario contar con altas demandas de gas natural
Tipo de usuarios	Aplicable aun con baja demanda de gas natural	De preferencia necesita contar con altas demandas de gas natural
Tipos de usuarios	Cantidad pequeña de usuarios	Cantidad grande de usuarios
Instalaciones necesarias	Estación de compresión y descompresión	Planta de licuefacción y planta de regasificación
Montos de inversión	Bajos montos de inversión	Elevados montos de inversión
Tiempo de ejecución e implementación	Relativamente corto tiempo, mínimo 6 meses	Aproximadamente 20 meses

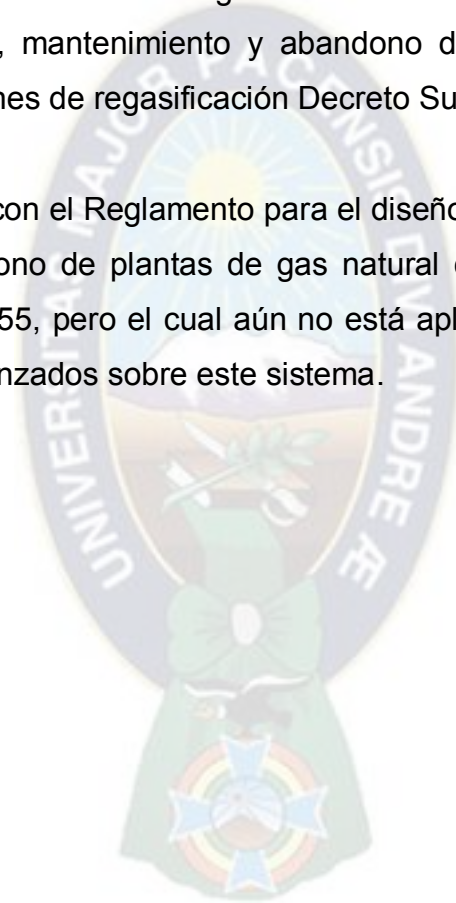
Fuente: Univ. Marco Mendoza Castillo - Fac. de Ing., Ingeniería Petrolera, UMSA - 2017.

2.3.3 Referencias normativas

Las normativas referenciales son las internacionalmente usadas para el suministro de gas natural en diferentes países del mundo, las cuales obedecen a ciertas normas de calidad y estándares de carácter seguro² para el uso de ductos.

En el caso del GNL se cuenta con el Reglamento Técnico aprobado para el diseño, construcción, operación, mantenimiento y abandono de plantas de gas natural licuado – GNL y estaciones de regasificación Decreto Supremo N° 2159.

Para el GNC se cuenta con el Reglamento para el diseño, construcción, operación, mantenimiento y abandono de plantas de gas natural comprimido aprobado por Decreto Supremo N° 2255, pero el cual aún no está aplicado debido a que no se cuenta con estudios avanzados sobre este sistema.



² ASME B31.8 Sistemas de Tubería para Transporte y Distribución de Gas, pág. 10, edición 1999, año 2009

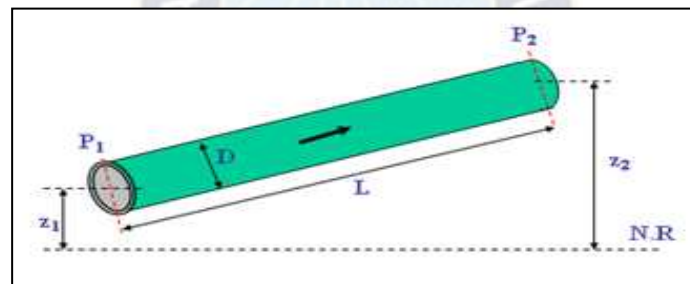
CAPÍTULO III
ESTUDIO DE LAS ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS DE SUMINISTRO DE
GAS NATURAL

3.1 CARACTERÍSTICAS PARA EL DISEÑO DE UN GASODUCTO FÍSICO

3.1.1 Ecuación de flujo de gas en tuberías

Las ecuaciones de flujo de fluidos se derivan de un balance de energía básico. Para un sistema en estado estacionario Figura 3.1, el balance se expresa de la siguiente manera:

Figura 3.1 Flujo de Gas en Tuberías



Fuente: Gonzales, Transporte y Almacenamiento de Hidrocarburos, 2009

En otros términos, se muestra la Ecuación 3.1:

$$dU + \frac{dv^2}{2 \cdot g_c} + \frac{g}{g_c} \cdot dz + d(PV) + dQ - dw_s = 0 \quad (\text{Ec. 3.1})$$

Dónde:

U = Energía interna, ft-lbf/lbm

v = Velocidad del fluido, ft/s

z = Elevación sobre un plano determinado, ft

P = Presión, lbf/ft²

V = Volumen de una masa unitaria de fluido, ft^3/lbm

Q = Calor añadido al fluido, $\text{ft-lbf}/\text{lbm}$

w_s = Trabajo realizado por el fluido en los alrededores, $\text{ft-lbf}/\text{lbm}$

g = Aceleración de la gravedad, ft/s^2

g_c = Factor de conversión que relaciona masa y peso ($9,8 \frac{\text{Kg}\cdot\text{m}}{\text{N}\cdot\text{s}^2}$ en SI)

Esta relación se convierte en un balance de energía mecánica mediante el uso de la relación termodinámica para la entalpía (h) mostrada en la Ecuación 3.2:

$$dU + d(PV) = dh = T \cdot ds + V \cdot dP \quad (\text{Ec. 3.2})$$

Dónde:

h = Entalpía del fluido, $\text{ft-lbf}/\text{lbm}$

T = Temperatura, $^\circ\text{R}$

s = Entropía del fluido, $\text{ft-lbf}/\text{lbm}$

Por lo tanto, se tiene la Ecuación 3.3:

$$T \cdot ds + V \cdot dP + \frac{dv^2}{2 \cdot g_c} + \frac{g}{g_c} \cdot dz + dQ - dw_s = 0 \quad (\text{Ec. 3.3})$$

Para un proceso ideal, $ds = -dQ/T$. Pero, como no existen procesos ideales (o reversibles), $ds \geq -dQ/T$. Ahora, para transformar esta desigualdad en igualdad se añade un factor adicional y se tiene: $Tds \geq -dQ + dl_w$, dl_w representa la pérdida de trabajo debido a irreversibilidades como la fricción. Sustituyendo esta última relación en el balance de energía se tiene la Ecuación 3.4:

$$V \cdot dP + \frac{dv^2}{2 \cdot g_c} + \frac{g}{g_c} \cdot dz + dl_w - dw_s = 0 \quad (\text{Ec. 3.4})$$

Asumiendo que no existe trabajo (w_s) realizado por el fluido y multiplicando la Ecuación 3.4 por la densidad del fluido se obtiene la Ecuación 3.5:

$$dP + \left(\frac{\rho \cdot dv^2}{2g_c} \right) + \left(\frac{g}{g_c} \right) \cdot \rho \cdot dz + \rho \cdot dl_w = 0 \quad (\text{Ec. 3.5})$$

Por otra parte, con respecto a la pérdida de trabajo debido a la fricción (dl_w), se introduce la descripción de este término con la ayuda de la ecuación de Fanning mostrada en la Ecuación 3.6:

$$\Delta P_f = \frac{2 \cdot f' \cdot L \cdot \rho \cdot v^2}{g_c \cdot d} \quad (\text{Ec. 3.6})$$

El factor de Fanning (f') (Factor de fricción de Fanning) se define como la relación entre la tensión en la interfase líquido-sólido de un sistema y la energía cinética del fluido por unidad de volumen. El factor de fricción más comúnmente utilizado es el de Moody (también llamado Blasius o Darcy-Weisbach) y es igual a cuatro veces el factor de fricción de Fanning ($f_{\text{Moody}} = 4 \cdot f_{\text{Fanning}}$). En términos del factor de fricción de Moody (f), la ecuación de Fanning se expresa en la Ecuación 3.7:

$$\Delta P_f = \frac{f \cdot L \cdot \rho \cdot v^2}{2 \cdot g_c \cdot d} \quad (\text{Ec. 3.7})$$

En el Anexo III se muestran las diferentes fórmulas para evaluar el factor de fricción:

Se continúa desarrollando la ecuación de balance de energía. Asumiendo un flujo horizontal, estacionario, adiabático e isotérmico con cambios de velocidad insignificantes, la Ecuación 3.7 se convierte en la Ecuación 3.8:

$$dP + \rho \cdot dl_w = 0 \quad (\text{Ec. 3.8})$$

Las pérdidas por fricción para una longitud dL de tubería se expresan mediante la Ecuación (3.9):

$$\rho \cdot dl_w = \frac{f \cdot \rho \cdot v^2}{2 \cdot g_c \cdot d} dL \quad (\text{Ec. 3.9})$$

Sustituyendo la Ecuación (3.9) en la Ecuación (3.8) se obtiene la Ecuación (3.10):

$$dP + \frac{f \cdot \rho \cdot v^2}{2 \cdot g_c \cdot d} dL = 0 \quad (\text{Ec. 3.10})$$

Sustituyendo la densidad: $\rho = P \cdot M / (Z \cdot R \cdot T)$ y la velocidad del gas:

$v = q_{sc} \cdot \left(\frac{z \cdot T \cdot P_{sc}}{P \cdot T_{sc}} \right) \cdot \left(\frac{4}{\pi \cdot d^2} \right)$ en la Ecuación 3.10, integrando (dP) de P_i a P_f en un tramo de $L_1 = 0$ a $L_2 = L$ y operando valores se obtiene la Ecuación 3.11:

$$q_{sc} = 5,6353821 \left(\frac{T_{sc}}{P_{sc}} \right) \left[\frac{(P_i^2 - P_f^2) \cdot d^5}{Y_g \cdot Z_{avg} \cdot T_{avg} \cdot f \cdot L} \right]^{0.5} \quad (\text{Ec. 3.11})$$

q_{sc} = Caudal de flujo medido a condiciones estándar, Mscfd

P_{sc} = Presión a condición estándar, psi

T_{sc} = Temperatura a condición estándar, °R(460+ °F)

P_i = Presión aguas arriba, psi

P_f = Presión aguas abajo, psi

d = Diámetro de la tubería, in

γ_g = Gravedad específica del gas (base, aire=1), adimensional

T_{avg} = Temperatura promedio a la cual fluye el gas, °R (460+°F)

Z_{avg} = Factor de compresibilidad evaluado a T y P promedio, adimensional

f = Factor de fricción de Moody, adimensional

L = Longitud del segmento de tubería, in

3.1.2 Número de Reynolds y régimen de flujo de fase simple

3.1.2.1 Número de Reynolds

El número de Reynolds es un término adimensional usado para caracterizar el tipo de flujo en una tubería, como ser laminar, turbulento o crítico.

Para aplicaciones prácticas en el flujo de gas natural, se considera la aproximación para evaluar el número de Reynolds con la Ecuación 3.12:

$$N_{Re} = \frac{20 \cdot q_{sc} \cdot \gamma_g}{\mu \cdot d} \quad (\text{Ec. 3.12})$$

Donde:

q_{sc} = Flujo, medido a condiciones estándar (P=14,7 psia, T=520 °R), Mscfd

γ_g = Gravedad específica del gas (base, aire=1), adimensional

μ = Viscosidad del fluido, cp

d = Diámetro, in

3.1.2.2 Régimen de flujo de fase simple

Se puede clasificar el régimen de flujo según el número de Reynolds mostrado en la Tabla 3.1:

Tabla 3.1 Regímenes de Flujo

Tipo de flujo	Número de Reynolds N_{Re}
Laminar o viscoso	$N_{Re} < 2.000$
Critico	$2.000 < N_{Re} < 3.000$
Transición o intermedio	$3.000 < N_{Re} < 4.000$
Turbulento	$N_{Re} > 4.000$

Fuente: Kumar, Gas production Engineering - Pipeline Design & Construction, 1960

3.1.3 Ecuación de Weymouth

La Ecuación 3.13 de Weymouth se utiliza para alta presión, altos caudales de flujo, y para los sistemas de recolección de gas de gran diámetro (confiable para tuberías menores a doce pulgadas de diámetro).

$$q_{sc} = 31,5027 \left(\frac{T_{sc}}{P_{sc}} \right) \left[\frac{(P_i^2 - P_f^2) \cdot d^{16/3}}{\gamma_g \cdot T_{avg} \cdot Z_{avg} \cdot L} \right]^{0.5} \quad (\text{Ec. 3.13})$$

Donde:

q_{sc} = Caudal de flujo medido a condiciones estándar, Mscfd

P_{sc} = Presión a condición estándar, psi

T_{sc} = Temperatura a condición estándar, °R(460+ °F)

P_i = Presión aguas arriba, psi

P_f = Presión aguas abajo, psi

d = Diámetro de la tubería, in

γ_g = Gravedad específica del gas (base, aire=1), adimensional

T_{avg} = Temperatura promedio a la cual fluye el gas, °R (460+°F)

Z_{avg} = Factor de compresibilidad evaluado a T y P promedio, adimensional

f = Factor de fricción de Moody, adimensional

L = Longitud del segmento de tubería, ft

3.1.4 Correcciones para gasoductos en terreno no uniforme

3.1.4.1 Corrección estática

Para el diseño de un gasoducto en terreno no uniforme se considera una corrección debido a los cambios de altura que presenta el terreno montañoso. Si P_i es la presión inicial y P_f es la presión final, entonces la corrección se muestra en las Ecuaciones 3.14 y 3.15:

$$P_f' = e^{\frac{s}{2}} \cdot P_f \quad (\text{Ec. 3.14})$$

$$s = (0,0375 \cdot \gamma_g \cdot \Delta z) / (Z_{avg} \cdot T_{avg}) \quad (\text{Ec. 3.15})$$

Donde:

P_f' = Presión de salida corregida, psia

P_f = Presión de salida sin corregir, psia

γ_g = Gravedad específica del gas (base, aire=1), adimensional

Z_{avg} = Factor de compresibilidad evaluado a T y P promedio, adimensional

T_{avg} = Temperatura promedio a la cual fluye el gas, °R (460+°F)

3.1.4.2 Corrección de flujo

Una corrección más real es la que considera la condición de flujo de la corriente, donde se incorpora el factor L_e en la Ecuación 3.16

$$q_{sc} = 31,5027 \left(\frac{T_{sc}}{P_{sc}} \right) \left[\frac{(P_i^2 - e^s \cdot P_f^2) \cdot d^{16/3}}{\gamma_g \cdot T_{avg} \cdot Z_{avg} \cdot L_e} \right]^{0.5} \quad (\text{Ec. 3.16})$$

Donde L_e se expresa de la siguiente manera en la Ecuación 3.17:

$$L_e = \frac{L \cdot (e^s - 1)}{s} \quad (\text{Ec. 3.17})$$

3.1.5 Presión y Temperatura promedio

3.1.5.1 Presión promedio

Para el cálculo del factor de compresibilidad Z , se debe asumir una presión promedio

representativa del tramo en evaluación. La Ecuación 3.18 expresa el valor promedio más confiable entre la presión inicial y la presión final.

$$P_{avg} = \frac{2}{3} \left(\frac{P_i^3 - P_f^3}{P_i^2 - P_f^2} \right) \quad (\text{Ec. 3.18})$$

Donde:

P_{avg} = Presión promedio

P_i = Presión inicial

P_f = Presión final

3.1.5.2 Temperatura promedio

Las ecuaciones de flujo isotérmico por lo que la temperatura debería ser constante e independiente de la longitud del ducto. En el caso del factor de compresibilidad también se debe asumir una temperatura promedio para su cálculo. Las Ecuaciones 3.19 y 3.20 son las más comunes para el cálculo de la temperatura promedio.

$$T_{avg} = \frac{T_1 + T_2}{2} \quad (\text{Ec. 3.19})$$

$$T_{avg} = \frac{T_1 - T_2}{\ln\left(\frac{T_1}{T_2}\right)} \quad (\text{Ec. 3.20})$$

Donde:

T_{avg} = Temperatura promedio

T_1 = Temperatura inicial

T_2 = Temperatura final

3.1.6 Factor de compresibilidad

El factor de compresibilidad guarda relación con la presión y temperatura a la cual se encuentra el gas, a su vez, tiene un gran impacto en el caudal de flujo, esta relación muestra que mientras más ligero es el gas natural (mayor porcentaje de metano) y menor gravedad específica se exhibe un mayor caudal de flujo.

El factor de compresibilidad puede ser calculado a través de la presión Pseudoreducida Ecuación 3.21 y temperatura pseudoreducida Ecuación 3.22:

$$P_{\text{pseudoreducida}} = \frac{P_{\text{promedio}}}{P_{\text{pseudocritica}}} \quad (\text{Ec. 3.21})$$

Donde:

$$P_{\text{pseudocritica}} = 756,8 - 131 \cdot \gamma_g - 3,6 \cdot \gamma_g^2$$

$$T_{\text{pseudoreducida}} = \frac{T_{\text{promedio}}}{T_{\text{pseudocritica}}} \quad (\text{Ec. 3.22})$$

Donde:

$$T_{\text{pseudocritica}} = 169,2 - 349,5 \cdot \gamma_g - 74 \cdot \gamma_g^2$$

A partir de estos valores se puede determinar el valor del factor de compresibilidad mediante la gráfica de Standing-Katz basado en el uso de un gráfico (véase ANEXO V) que ha sido construido para mezclas binarias e hidrocarburos saturados de vapor. Este método es usado generalmente para mezclas de gas natural dulce que contiene varios componentes de hidrocarburos.

Cuando la mezcla de gas natural contiene cantidades apreciables de hidrocarburos tales como nitrógeno, sulfuro de hidrógeno y dióxido de carbono, las correcciones deben ser aplicadas para aquellos componentes.

3.1.7 Eficiencia de la tubería

En general, las ecuaciones de flujo en tuberías asumen condiciones de eficiencia igual al 100%. En la práctica, puede existir condensado en la tubería, aun si el flujo de gas es de una sola fase. En algunos casos pueden existir sólidos acumulados en la tubería después de muchos años.

Para considerar la reducción de la capacidad de la tubería debido a la presencia de estos elementos, se utiliza un factor de eficiencia (E). Este factor afecta directamente al caudal de flujo calculado según la ecuación utilizada. Casi nunca se da el caso de existencia de un factor de eficiencia igual a 1. Una tubería con un factor de eficiencia por encima de 0.9 se considera limpia. La Tabla 3.2 muestra algunos factores de eficiencia según *Ikkoku*:

Tabla 3.2 Factores de Eficiencia de Tuberías

Tipo de gas transportado	Contenido de líquido [gal/MMscf]	E_f [Fracción]
Gas seco	0,1	0,92
Gas y condensado	800	0,60

Fuente: Kumar, Gas production Engineering - Pipeline Design & Construction, 1960

3.1.8 Velocidad del gas en la tubería

Para poder realizar el cálculo de la velocidad del gas en mi/h mediante el uso del caudal de gas en MMscfd, puede utilizarse la Ecuación 3.23:

$$u_e = 40,909 \frac{Q_b \cdot Z \cdot T}{P \cdot d^2} \quad (\text{Ec. 3.23})$$

Donde:

u_e = Velocidad del gas en el segmento de tubería, mi/h

q_{sc} = Caudal de flujo, medido a condiciones estándar, MMscfd

P = Presión en el segmento de tubería psia

d = Diámetro de la tubería, in

T = Temperatura a la cual fluye el gas, °R (460+°F)

Z = Factor de compresibilidad, adimensional

3.1.9 Velocidad de erosión

Según *Beggs* (1984), cuando un fluido pasa a través de un ducto con gran velocidad, provoca vibración y erosión en el ducto. Si la velocidad del gas supera la velocidad de erosión, se incrementa la tasa de erosión de la tubería y eventualmente se reduce la vida útil de la tubería. Es por eso que, es importante controlar la velocidad de flujo en los gasoductos para prevenir que alcance esa velocidad.

La velocidad de erosión para un fluido compresible se expresa en la Ecuación 3.24:

$$u_e = \frac{C}{\rho^{0,5}} \quad (\text{Ec. 3.24})$$

Donde:

u_e = Velocidad de erosión, ft/s

ρ = Densidad del gas, lb_m/ft³

C = Constante entre 75 < C < 100

Nota: Para gasoducto , el valor recomendado es de C=100

Para la densidad del gas, utilizamos la Ecuación (3.25):

$$\rho = \frac{P \cdot M}{R \cdot T \cdot Z} \quad (\text{Ec. 3.25})$$

Donde:

ρ = Densidad del gas, lb_m/ft³

P = Presión del gas, psia

M = Peso molecular del gas, lb_m/lbmol

R = Constante universal de los gases (10,73164 (psia-ft³)/(lbmol·°R)

T = Temperatura del gas, °R

Z = Factor de compresibilidad del gas

3.1.10 Flujo volumétrico de erosión

Sustituyendo la Ecuación 3.24 en la Ecuación 3.23 y un valor de $C = 100$ y $M = 28,97 \cdot \gamma_g$ obtenemos la Ecuación 3.26:

$$u_e = \frac{100 \cdot (Z \cdot R \cdot T)^{0,5}}{(28,97 \cdot P \cdot \gamma_g)^{0,5}} \quad (\text{Ec. 3.26})$$

El flujo volumétrico a condiciones estándar es capaz de corroer la tubería, se puede obtener con la Ecuación 3.27:

$$(q_e)_{sc} = u_e \cdot \left(\frac{P \cdot T_{sc}}{Z \cdot T \cdot P_{sc}} \right) \cdot \left(\frac{\pi \cdot d^2}{4} \right) \quad (\text{Ec. 3.27})$$

Operando, obtenemos la Ecuación 3.28:

$$(q_e)_{sc} = \left(\frac{100 \cdot (P \cdot R)^{0,5}}{(28,97 \cdot \gamma_g \cdot Z \cdot T)^{0,5}} \right) \cdot \left(\frac{T_{sc}}{P_{sc}} \right) \cdot \left(\frac{\pi \cdot d^2}{4} \right) \quad (\text{Ec. 3.28})$$

Sustituyendo $P_{sc}=14,73$ psia, $T_{sc}=520^\circ\text{R}$, convirtiendo el diámetro a pulgadas y el flujo a Mscfd tenemos la Ecuación 3.29:

$$(q_e)_{sc} = 1012,435 \cdot d^2 \left(\frac{P}{\gamma_g \cdot Z \cdot T} \right)^{0,5} \quad (\text{Ec. 3.29})$$

Donde:

$(q_e)_{sc}$ = Tasa de flujo de erosión, Mscfd

d = Diámetro de la tubería, in

P = Presión de flujo, psia

γ_g = Gravedad específica del gas

Z = Factor de compresibilidad del gas

T = Temperatura a la cual fluye el gas, °R

3.1.11 Sistema de transporte por ductos

Éste consiste en una red compleja de tuberías, donde se realizan continuas mejoras en materia de capacidad, seguridad, eficacia y rentabilidad a fin de disminuir los costos de transporte. Existen dos sistemas de transporte por ductos:

- Sistema de transporte
- Sistema de distribución

3.1.11.1 Sistema de transporte

El sistema clásico de transporte de gas entre dos puntos determinados es por medio de ductos. Cuando el transporte se realiza a grandes distancias esta tubería recibe el nombre de gasoducto o red de transporte. La construcción de los gasoductos precisa de una tecnología especializada para obtener los resultados deseados.

3.1.11.2 Sistema de distribución

- Sistema de distribución de baja presión - es un sistema de tuberías para distribución de gas, en el cual la presión del gas en las líneas principales y las de servicio, es substancialmente la misma que la de entrega en los implementos del cliente. En estos sistemas, no se necesita un regulador en cada línea de servicio individual.

- Sistema de Distribución de alta presión - es un sistema de tuberías de distribución de gas que opera a una presión mayor a la presión de servicio estándar la cual está entre los 500 mbar hasta los 7 bar que se entrega al cliente y que por norma opera en los 4 bar. En tales sistemas, se requiere un regulador de servicio para cada línea de servicio para controlar la presión entregada al cliente.
- Línea principal de gas o línea principal de distribución - es un segmento del gasoducto en un sistema de tuberías de distribución, instalado para llevar el gas a las líneas de servicio individual o a otras líneas principales.
- Línea de servicio de gas - es la tubería instalada entre una línea principal u otra fuente de provisión o abastecimiento de gas y un sistema de medición.

3.1.11.3 Elementos del sistema de transporte por ductos

Podemos también definir un gasoducto como “todas las partes de las instalaciones físicas a través de las cuales se mueve el gas en su transporte, incluyendo tuberías válvulas, accesorios, bridas (incluyendo el empernado y las empaquetaduras), reguladores, recipiente a presión, amortiguadores de pulsación, válvulas de desfogue, y otros accesorios instalados en la tubería, unidades de compresión, estaciones de medición, estaciones de regulación, y conjuntos fabricados.”²

3.1.11.4 Aspectos de diseño

La norma boliviana para el diseño, construcción, operación y abandono de ductos, apoyada en el capítulo IV de la norma *ASME B31.8*, establece las bases para el diseño, instalación y prueba de gasoductos.

² ASME B31.8 Sistemas de Tubería para Transporte y Distribución de Gas, pág. 9, edición 1999, año 2009

3.1.11.5 Presiones del sistema

- a) **Máxima Presión de Operación:** Máxima presión esperada en el sistema durante un ciclo de operación normal. Según Y.P.F.B. Transportes S.A., en gasoductos de Bolivia esta es igual a 1440 psi.
- b) **Máxima presión de operación admisible:** Máxima presión interna a la cual puede ser operado el sistema.
- c) **Presión de diseño:** Generalmente la presión de diseño (DP) es igual a la Máxima Presión de Operación (MOP) se la determina mediante los procedimientos aplicables a los materiales y las localizaciones determinadas.

3.1.11.6 Clase de localización para diseño y construcción

Para ello, la norma ASME B31.8 indica que se divide el gasoducto en secciones de 1 milla (1609,34 m) de largo por $\frac{1}{4}$ de milla (402,34 m) alrededor del gasoducto, quedando este en el centro. Se establece el número de viviendas contempladas dentro de esta área (1 mi x $\frac{1}{4}$ mi) y se procede a seleccionar la localización según los datos mostrados en la Tabla 3.3. En la selección del tipo de localización se debe considerar el crecimiento demográfico a futuro que pueda tener la zona en la cual se está evaluando el factor de diseño. Según sea la clase, se tiene un factor "F" que interviene en la determinación del espesor.

Tabla 3.3 Clase de Localización - Factor de Diseño (F)

Clase de localización	Factor de diseño, F	Número de viviendas	Observaciones
Localización 1 Div. 1	0,80	Nro. Viv. < 10	Desiertos, montañas, campos con población esparcida.

Localización 1 Div. 2	0,72	Nro. Viv. < 10	De la misma manera que el anterior, con la adición que se debe aprobar la tubería.
Localización 2	0,60	10 < Nro. Viv. < 46	Suburbios, pueblos, zonas industriales
Localización 3	0,50	Nro. Viv. > 46	Áreas industriales, shopping, residenciales
Localización 4	0,40	Multifamiliar	Edificios multi-plantas (cuatro o más pisos), tráfico denso, servicios enterrados.

Fuente: ASME Sección VIII, División 1, Rules of Construction of Pressure Vessels, 2000

De acuerdo a la norma ASME B 31.8, cuando se está clasificando localidades para determinar el factor de diseño para la construcción de gasoductos y las pruebas que debieran de prescribirse (prueba hidráulica, etc.), se deberá dar consideración a la posibilidad de futuros desarrollos del área.

3.1.11.6.1 Factores de junta y temperatura

Para la selección del factor E se debe tener los datos del número de especificación y la clase de tubería, los cuales pueden ser obtenidos de la Tabla 3.4:

Tabla 3.4 Selección de Factor de Junta Longitudinal, E

Especificación	Clase de tubo	Factor de junta longitudinal, E
	Sin costura	1,00

ASTM A 53	Soldado por resistencia eléctrica	1,00
	Soldado a tope en horno	0,60
ASTM A 106	Sin costura	1,00
	Sin costura	1,00
ASTM A 333	Soldado eléctricamente	1,00
ASTM A 381	Soldado por doble arco sumergido	1,00
ASTM A 671	Soldado por fusión eléctrica	1,00
ASTM A 672	Soldado por fusión eléctrica	1,00
ASTM A 691	Soldado por fusión eléctrica	1,00
	Sin costura	1,00
	Soldado por resistencia eléctrica	1,00
API 5L	Soldado por destello eléctrico	1,00
	Soldado a tope en horno	0,60
OTROS	Tubería mayor de 101 mm.	0,80
	Tubo de 101 mm. O menor	0,60

Fuente: ASME Sección VIII, División 1, Rules of Construction of Pressure Vessels, 2000

En el caso del factor de temperatura T, se considera la temperatura de transporte del gas, la cual es consistentemente la misma que la temperatura ambiental del lugar en el que va a estar construido el gasoducto.

3.1.11.6.2 Espesor por Presión de Diseño (PD)

Para determinar el espesor nominal de las paredes de la tubería, la norma ASME B31.8 indica utilizar la siguiente ecuación 3.30:

$$P = \frac{2 \cdot S \cdot t}{D} \cdot F \cdot E \cdot T \quad (\text{Ec.3.30})$$

Donde:

D = Diámetro nominal exterior, in

E = Factor de junta longitudinal

F = Factor de diseño

P = Presión de diseño, psia

S = Tensión de fluencia mínima especificada, psi

T = Factor de temperatura

t = Espesor nominal de la pared, in

Para obtener el espesor de la tubería, generalmente se utiliza una presión de diseño (DP) que es igual a la Máxima Presión de Operación (MOP) y que no exceda el 60% de la presión de la prueba de molino en tuberías de soldado a tope en horno y 85% en las demás tuberías. El valor (S) se lo obtiene de las especificaciones de la tubería que se vaya a utilizar. En la Tabla 3.5 se muestra algunos valores de (S) según la tubería.

Tabla 3.5 Selección de Factor S

Grado	Resistencia mínima a la tensión S [psi]
A25	25.000
A	30.000
B	35.000
X-42	42.000
X-46	46.000
X-52	52.000
X-56	56.000
X-60	60.000
X-65	65.000
X-70	70.000
X-80	80.000

Fuente: ASME Sección VIII, División 1, Rules of Construction of Pressure Vessels, 2000

3.1.11.6.3 Espesor por corrosión

El cálculo del espesor por corrosión se obtiene de datos estadísticos, que indican el espesor que se pierde por acción del flujo o de algún tipo de corrosión en la tubería durante un año. De acuerdo a la Norma Mexicana de Diseño, este valor oscila entre los 0,159 mm/año.³

³ Construcción, Operación y Mantenimiento de Ductos de Transporte de Hidrocarburos, pág. 42 Edición 2009, México 2009

3.1.11.6.4 Espesor mínimo requerido

El espesor mínimo requerido (t_m) es la sumatoria del espesor calculado por presión de diseño (t_p) más el espesor calculado por corrosión (t_c), Esto es mostrado en la Ecuación 3.31:

$$t_m = t_p + t_c \quad (\text{Ec. 3.31})$$

3.1.12 Sistema de compresión

Los compresores se emplean para aumentar la presión de una gran variedad de gases y vapores para un gran número de aplicaciones.

3.1.12.1 Compresores centrífugos

Los compresores de desplazamiento positivo (centrífugos) o de flujo intermitente, atrapan una determinada cantidad de gas en un volumen cerrado. De esta manera, reduciendo el volumen, se incrementa la presión del gas atrapado para ser descargado. Las condiciones que es preciso tomar en cuenta son:

- La presión barométrica más baja
- La presión de admisión más baja
- La temperatura máxima de admisión
- La razón más alta de calores específicos
- La menor densidad relativa
- El volumen máximo de admisión
- La presión máxima de descarga

3.1.12.2 Ubicación de la estación de compresión

Se debe ajustar la ubicación a la cual se establecerán los compresores, para ello se debe establecer a que presión de succión y que presión de descarga el compresor trabaje para el transporte de gas a lo largo del ducto. El valor depende de la “relación de compresión” deseado.

3.1.12.3 Compresores en paralelo

Los compresores son instalados en paralelo de manera que grandes volúmenes puedan ser proveídos por múltiples compresores, cada uno produciendo la misma relación de compresión, de esta forma se asegura que al tener un valor menor de la relación de compresión, no se tengan altas temperaturas de descarga, por lo tanto no se necesita enfriar el gas.

3.1.12.4 Relación de compresión

La relación de compresión es un parámetro o rango en el cual se relaciona la presión de descarga y la presión de succión, siendo ambas expresadas en unidades absolutas, esto se muestra en la Ecuación 3.32:

$$\text{relación de compresión} = \frac{P_d}{P_s} \quad (\text{Ec. 3.32})$$

Donde:

P_d = Presión de descarga, psia

P_s = Presión de succión, psia

Una relación de compresión aceptable para compresores centrífugos es de aproximadamente 1.5. Un mayor número requiere más potencia del compresor, mientras que una relación de compresión más bajo significa menos potencia requerida. En las tuberías de gas, es conveniente mantener la presión promedio de la tubería lo más alto posible para reducir el poder de compresión.

3.1.12.5 Compresión adiabática

La compresión adiabática es un proceso que se caracteriza por la inexistencia de la transferencia de calor entre el gas y el entorno que lo rodea. Los términos adiabática e isentrópica se utilizan como sinónimos, aunque isentrópico significa "entropía constante." Un proceso adiabático sin fricción se conoce como isentrópico.

3.1.12.5.1 Exponente adiabático

Si se conoce el peso molecular del gas natural a ser comprimido, el exponente k puede ser determinado con la gráfica (véase ANEXO IV)

3.1.12.5.2 Temperatura de descarga

Si las variaciones de presión y temperatura no son significantes ($Z_1 \cong Z_2$). La temperatura de descarga puede ser calculada a partir de la Ecuación 3.33:

$$\frac{T_2}{T_1} = \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{k-1}{k}} \quad (\text{Ec. 3.33})$$

3.1.12.5.3 Potencia ideal del compresor

A partir de la ecuación de trabajo adiabático, se puede modificar empíricamente esta para considerar el efecto de la compresibilidad del gas natural en la admisión y descarga mediante la Ecuación 3.34.

$$\text{IHP} = 3,0303 \left\{ \frac{P_{sc} \cdot Q_{sc} \cdot (Z_a + Z_d) \cdot T_a}{2 \cdot Z_a \cdot T_{sc}} \cdot \left(\frac{k}{k-1} \right) \left[\left(\frac{P_d}{P_a} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right] \right\} \quad (\text{Ec. 3.34})$$

Donde:

IHP = Potencia ideal de compresión, hp

P_{sc} = Presión a condiciones estándar, psia

T_{sc} = Temperatura a condiciones estándar, °R

Q_{sc} = Caudal volumétrico en condiciones estándar, MMscfd

Z_a = Factor de compresibilidad en la admisión

Z_d = Factor de compresibilidad en la descarga

P_a = Presión de admisión, psia

P_d = Presión de descarga, psia

T_a = Temperatura de admisión, °R

k = Coeficiente isoentrópico

3.1.12.5.4 Potencia necesaria en el eje (Brake Horse Power – BHP)

El BHP requerido generalmente es mayor a la potencia ideal IHP. La energía perdida es representada por dos tipos de eficiencia: la eficiencia de compresión, η_c , y la eficiencia mecánica, η_m . Estas eficiencias se definen de la siguiente forma en la Ecuación 3.35:

$$\text{BHP} = \frac{\text{IHP}}{\eta_c \eta_m} \quad (\text{Ec. 3.35})$$

En los compresores modernos,

- Los valores de η_c oscilan entre 83% y 93%
- Los valores de η_m entre 88% y 95%

De la misma forma, se realiza una corrección por altura, para ello, se estima el 10% de la BHP por cada 1000 m.s.n.m.

3.1.13 Sistema de Distribución por Redes

La empresa YPFB es la encargada del suministro y transporte de gas natural por redes que abarca una serie de gasoductos (véase ANEXO 1). Los equipos para esta distribución son el City Gate, que es la unidad de regulación de presión que suministrará de gas natural a todos los sectores de consumo de gas natural en cada una de las localidades y estará dimensionada en función al caudal pico de estas.

Dado que estas localidades se encuentran en el trayecto del gasoducto a construir serán alimentadas por un solo City Gate, ya que no conviene económicamente instalar uno para cada localidad.

3.1.13.1 Dimensionamiento de la unidad de Regulación de Presión

Estas unidades regularán la presión para todos los sectores de consumo con excepción de las estaciones de servicio y las industrias, dado que estas se conectarán directamente a la red de acero primaria. Por lo tanto, los caudales de trabajo de las EDR's para Challapata y Poopó será de 1500 m³/h para Machacamarca, Pazña y Santiago de Huari será de 500 m³/h, mientras que para el resto será de 300 m³/h

3.1.13.2 Determinación de la ruta

Para la determinación de la trayectoria o ruta del gasoducto se toma en cuenta el área geográfica disponible en su mas sencillo trayecto tratando de evitar quebradas, acumulaciones de agua, bosques entre las principales áreas sensibles, también se debe tomar en cuenta la ruta de camino disponible y la cantidad de localidades a beneficiarse siendo esto el punto mas importante ya que uno de los fines es trazar el gasoducto lo más próximo a estas áreas de interés.

3.1.13.3 Dimensionamiento del diámetro de la red de acero

El dimensionamiento de la red primaria puede ser calculado empleando varias ecuaciones dentro de las cuales la mas favorable es la ecuación de Weymouth, la cual en función a los valores obtenidos nos proporciona un diámetro óptimo para el transporte de gas natural.

3.2 CARACTERÍSTICAS PARA EL DISEÑO DE UN SISTEMA DE GAS NATURAL LICUADO (GNL)

El gas natural licuado (GNL) es gas natural que ha sido enfriado hasta el punto que se condensa a líquido, lo cual ocurre a una temperatura de aproximadamente -161°C y a presión atmosférica. Este proceso, denominado “licuefacción”, permite reducir su volumen en aproximadamente 600 veces, facilitando su almacenaje en grandes cantidades y volviéndolo más económico para su transporte en barcos o cisternas.

3.2.1 Composición del Gas Natural Licuado (GNL)

- Es un líquido criogénico: Como el proceso de licuefacción consiste en el enfriamiento del gas purificado mediante el uso de refrigerantes, el GNL es

un líquido criogénico. El término “criogénico” significa baja temperatura, generalmente por debajo de -73°C .

- El GNL es un líquido puro, con una densidad de alrededor del 45% de la densidad del agua.
- Los contaminantes que se encuentran presentes se extraen para evitar que se congelen y dañen el equipo cuando el gas es enfriado a la temperatura del GNL y para cumplir con las especificaciones técnicas del gasoducto en el punto de entrega. Como resultado, el GNL está compuesto en su mayoría de metano.

3.2.2 Cadena de valor del GNL

Para disponer de GNL, las distintas compañías deben invertir en un número de diferentes operaciones o procesos que están relacionadas entre sí y dependen unas de las otras. Las etapas más importantes de la cadena de valor del GNL, excluyendo la producción del gas, son las siguientes:

3.2.2.1 Licuefacción

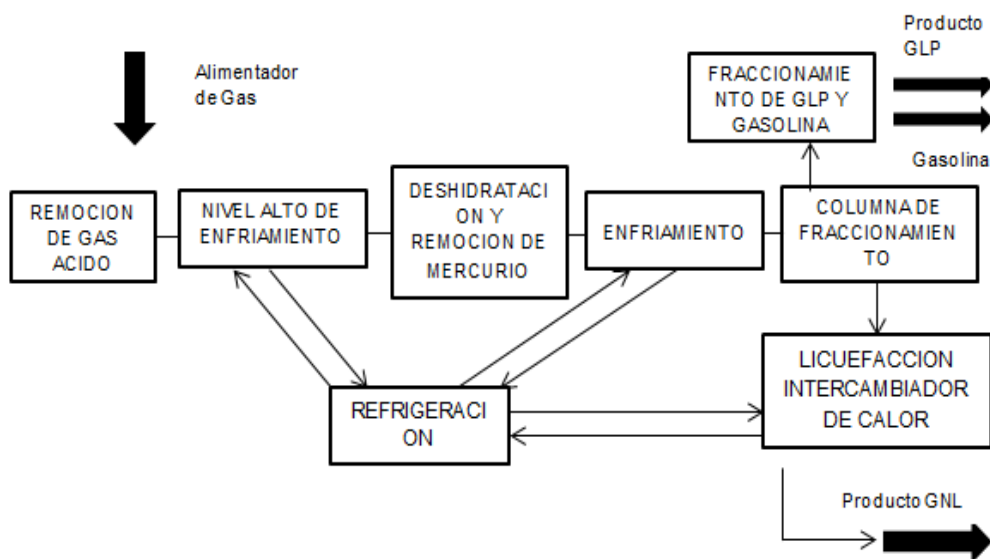
Es el proceso destinado a licuar el gas natural, y se realiza en módulos de procesamiento llamados trenes. Los procesos involucrados son los siguientes:

- Deshidratación: puede ser mediante enfriamiento directo, absorción de agua en glicoles o adsorción de agua por sólidos. Gas Natural Licuado – Tecnología y Mercado
- Tratamiento: el proceso de tratamiento es usado para la remoción de gases ácidos, CO_2 , H_2S y otros componentes de azufre.
- Recuperación de azufre Los procesos hasta aquí mencionados tienen como objetivo eliminar los componentes no deseados y aquellos susceptibles de congelarse.

- Circuito de refrigeración: se elimina el calor sensible y latente del gas natural, de forma que se transforma de estado gaseoso a alta presión a estado líquido a presión atmosférica. Después de licuar el gas natural, éste es subenfriado antes de ser almacenado.
- Almacenamiento del gas natural licuado: los depósitos de GNL poseen tanque interior metálico y tanque exterior de hormigón pretensado entre los cuales existe un material aislante a fin de minimizar la entrada de calor desde el ambiente.

La Figura 3.2 muestra un esquema de todo el proceso de los diferentes procesos por el cual pasa el gas:

Figura 3.2 Representación de la Licuefacción del GNL



Fuente: Marco Mendoza Castillo - Fac. de Ing., Ingeniería Petrolera, UMSA - 2017.

3.2.2.2 Transporte y distribución

Se hace a través de buques llamados metaneros. La mayoría de las capacidades de estos barcos varían entre 19 mil y 145 mil m³ y su calado máximo es de 12 metros. Una vez regasificado, la distribución del gas natural se realiza a través de

la red de gasoductos. No obstante, también puede ser distribuido utilizando camiones cisternas especiales.

3.2.2.3 Regasificación

Consiste en llevar el gas natural nuevamente a su estado gaseoso, devolviéndole el calor removido en el proceso de licuefacción. Esto se realiza en vaporizadores que utilizan agua como fluido intercambiador y se alimentan de GNL a través de tuberías provenientes de los grandes tanques donde es almacenado.

3.2.2.4 Factores críticos para la instalación de una terminal de regasificación

- Localización y dimensionado de las terminales de GNL: Se deben considerar localizaciones con suelo firme, espacio y agua relativamente cálida, en caso que se la vaya a utilizar para la revalorización. Las plantas receptoras se diseñan para la demanda futura más que para la actual. Entre la decisión de construir un tanque y su puesta en marcha pueden pasar más de 3 años (siendo uno de los parámetros de mayor plazo).
- Descarga y almacenamiento de GNL: Los brazos de descarga se dimensionan para descargar un barco en 12 horas.

3.3 CARACTERÍSTICAS PARA EL DISEÑO DE UN SISTEMA DE GAS NATURAL COMPRIMIDO (GNC)

Combinando las últimas tecnologías en compresión y descompresión de gas natural, muchas empresas han desarrollado un sistema modular de compresión, transporte y descompresión de GNC, para abastecer de Gas Natural por carretera a pueblos, grupos de pueblos, industrias o estaciones remotas de GNC, donde la distancia, el volumen y estacionalidad de la demanda, no justifican económicamente la inversión en un Gasoducto.

El sistema de transporte por GNC fundamenta su tecnología en conceptos de diseño totalmente modulares que permiten la construcción de instalaciones de abastecimiento de Gas Natural por carretera en forma rápida, sencilla y económica, totalmente escalable en función del crecimiento de la demanda.

La versatilidad del sistema está apoyada en 3 etapas:

- Estaciones modulares de compresión
- Instalación modular de almacenamiento y transporte de gas natural
- Centro de descompresión de GNC

3.3.1 Estaciones modulares de compresión:

La estación de compresión cuenta con compresor conectado a un gasoducto, en una estación de GNC existente, llenará los módulos de almacenamiento. Esta operación, puede ser realizada, en cualquier estación de carga de GNC convencional, con disponibilidad de capacidad de compresión de gas natural, simplemente agregando a la estación, plataformas de carga de containers o módulos.

Llegado el camión con containers o módulos vacíos, provenientes de los centros de descompresión, se descargan sobre las plataformas de carga ubicadas en la estación cabecera y se conectan a la línea de suministro por medio de una válvula de acople rápido. El llenado se produce en forma automática, hasta la presión de salida del sistema (200 Bar a 250 Bar), llegando a reducir el volumen del gas en relación de 1/240 aproximadamente. El compresor debe encontrarse conectado al ducto de alta presión para poder comprimir el Gas Natural con la menor energía posible.

La estación de compresión cuenta con los equipos necesarios para realizar el proceso de compresión y almacenamiento a una presión máxima de trabajo de 25

MPa (250 bar), para su posterior transporte y comercialización de GNC. Incluye los módulos contenedores o de almacenamiento de GNC.

3.3.2 Instalación modular de almacenamiento y transporte de gas natural

Es una instalación para cargar módulos contenedores de GNC con espacios exclusivos para la operación de carga de estos módulos. Tiene dimensiones adecuadas que cumplan con el radio de giro mínimo para el desplazamiento de los vehículos transportadores de GNC. Están ubicados en forma aledaña e independiente de las instalaciones vecinas por medio de un muro de separación y protección, con una altura mínima de tres (03) metros.

Sus actividades las desarrollará en forma independiente del establecimiento que le suministra el gas y contará con su propio registro de Hidrocarburos. Podrá tener accesos independientes o compartir los accesos del establecimiento para el ingreso y salida de los vehículos con los módulos contenedores.

Dentro de las instalaciones modulares se almacena, recibe y despacha los módulos contenedores, el cual tiene una estructura hexagonal que contiene 39 tanques de Gas Natural de alta presión.

Cada módulo, tiene una capacidad de hasta 1500 metros cúbicos. Es el componente principal del sistema modular de transporte, donde se transporta y almacena el gas natural comprimido para ser usado en los distintos puntos de consumo.

Contiene las siguientes partes:

- Cilindros: donde se almacena el gas comprimido.
- Bastidor: donde se agrupan los cilindros para formar una sola pieza.
- Tubería de interconexión.

Los tanques dentro del módulo se encuentran interconectados con el objetivo de ser llenados por una misma conexión exterior, que se acopla a la plataforma donde descansan estos módulos al momento del llenado

3.3.3 Centro de Descompresión de GNC

Es un conjunto de instalaciones de recepción y descompresión de GNC para el suministro de gas en baja presión a las instalaciones fijas de consumidores directos o usuarios de GNC. Sus instalaciones comprenden: un patio de recepción y almacenamiento en donde se estacionan los módulos contenedores de GNC, poste de descarga, equipo de descompresión y calentadores. Con espacios exclusivos para la operación de descarga de estos módulos.

Normalmente estará ubicada en el interior del predio del usuario o consumidor directo. El acceso de ingreso y salida de los vehículos con los módulos contenedores de GNC lo definirá el usuario o consumidor directo. La maniobra de relevo del módulo contenedor se realiza al interior del predio. No se debe utilizar para esta maniobra la vía pública.

Sus actividades operativas estarán directamente ligadas a las instalaciones fijas de consumidores directos o usuarios de GNC. Contará con su propio registro de Hidrocarburos. Para la operación de descarga de GNC a las instalaciones fijas de consumidores directos o usuarios de GNC, se tendrá uno o más postes de descarga con sus respectivas mangueras de alta presión. Cada poste contará con una parada de emergencia, detector de gas y una válvula automática, tuberías de acero con especificación SCH 160, uno o más equipos de descompresión y calentadores de agua. Desde la salida de la unidad de descompresión, se alimenta en baja presión a las instalaciones internas o puntos de consumo. La entrada y salida de la unidad de descompresión cuentan con una válvula automática. Las válvulas automáticas de cierre rápido y de control remoto, se podrán operar desde cualquier parada de emergencia.

El consumidor directo de GNC no está autorizado a comercializar GNC.

3.4 Resumen comparativo

Como se observa a lo largo del desarrollo de este capítulo, se puede destacar que todas las tecnologías de transporte tienen sus propias características las cuales como el GNL y GNC son innovadoras para nuestro medio dentro del sistema de logística y suministro, ahora por lo que se ha visto y desarrollado las tres formas de transporte mencionadas serán aplicadas en este proyecto para hacer una comparación y determinar cuál es la más eficiente dentro de los resultados técnicos y prácticos para nuestro suministro de gas natural.

Se puede mencionar que en nuestro país ya se cuenta con normativas para el uso de estos medios de transporte, no es necesario recalcar que el transporte por ductos ya es un conocido y eficaz medio de transporte para los combustibles, siendo el más seguro y eficiente hasta la fecha, en el caso del transporte de GNL es una tecnología nueva en nuestro país que ya cuenta con un reglamento normativo aplicado y que hasta la fecha es un medio de transporte nuevo, moderno y por lo que se ha visto, eficiente ya que al presente 27 poblaciones intermedias están siendo abastecidas por medio de esta tecnología. En el caso del transporte de GNC cuenta con un reglamento pero que aún no ha sido considerado para el suministro de gas natural ya que es una tecnología relativamente desconocida y que por lo que se sabe puede abastecer a poblaciones no muy lejanas lo cual implica un mayor costo si este sería un destino aprobado, también otra de sus limitantes como se puede apreciar en la tabla anterior es que para el aumento de su capacidad de carga se requiere de más compresores y descompresores sin contar los módulos que es otra cuestionante por su limitado volumen de transporte.

CAPÍTULO IV

INGENIERÍA DEL PROYECTO

4.1 Desarrollo del Proyecto

El proyecto desarrollado tiene como objeto el de poder seleccionar el mejor sistema de transporte que se encuentran involucrados dentro de la implementación de las tecnologías de transporte como el GNL y el GNC para suministro de gas natural, sin embargo, para poder contar con un análisis comparativo, también se desarrollara los distintos cálculos que abarca la cuantificación del sistema de transporte de gas natural por medio de un gasoducto físico.

4.1.1 Determinación de la demanda

Las industrias y localidades que forman parte del proyecto fueron determinadas de acuerdo a los siguientes puntos a considerarse:

- Distancia a un gasoducto existente y en funcionamiento
- Número de usuarios

El primer punto fue determinado haciendo una medición aproximada al gasoducto más próximo a las localidades, dado que para estos lugares la distancia es demasiado grande, se proyecta la construcción de un nuevo ducto que empalme con el principal por medio de un hot tap, el cual suministrara el gas natural tanto a las localidades e industrias.

El segundo punto es determinado mediante proyecciones basadas en tasas de crecimiento proporcionadas por el Instituto Nacional de Estadística (INE) de Bolivia, en los siguientes puntos se realizarán un mejor análisis y desglose de este ya que en algunas localidades la población es casi mínima o están en constante traslado entre las demás localidades.

4.1.2 Ubicación de las fábricas de cemento

Las localidades de Quiburi, Provincia Quijarro del departamento de Potosí, y Mesa del Inca, Provincia Ladislao Cabrera del departamento de Oruro, fueron identificadas como los lugares donde la Empresa ECEBOL propone construir las dos plantas de cemento de acuerdo al estudio y análisis que se hace en el presente proyecto.

A partir de la ubicación de las dos fábricas de cemento se realiza un análisis de la fuente de abastecimiento para el suministro de gas natural a estas industrias que están algo alejadas del gasoducto en funcionamiento.

4.1.3 Ingreso a poblaciones y estrategia para una intervención sostenible

Para los cálculos se realizará el diagnóstico general tomando como base de información datos del Instituto Nacional de Estadística (INE), dichos datos nos permiten clasificar poblaciones en función al filtrado de diferentes variables, llegando a determinar el ingreso a las áreas rurales y la estrategia de intervención sostenible, estableciendo para ello cuatro parámetros:

- Primer parámetro: se eliminan poblaciones que ya cuentan con el servicio de gas natural y sectores demasiado alejados o aislados. Se preseleccionan poblaciones con un número mayor a 100 viviendas.
- Segundo parámetro: Se realiza la selección de poblaciones con un número de viviendas entre 100 a 2000.
- Tercer parámetro: Se filtran viviendas con muy bajos niveles de servicios básicos o casi nulos.
- Cuarto parámetro: se evalúa la capacidad de acceso a la vivienda planteando una condición favorable de que el 95% de las poblaciones querrán el servicio, esto a condición de que no todas las familias tienen su residencia permanente en la población, por lo que, si bien la instalación interna tiene un

carácter gratuito, el consumo mínimo tiene una tarifa de 8 bs/mes a lo que algunas familias no querrán o no tendrán posibilidad de pagar ese monto sin hacer uso del beneficio.

4.1.4 Evaluación de la demanda

Definir la demanda que se quiere lograr a partir de establecer el cómo poder ingresar y llegar no es tan sencillo, para ello se debe establecer objetivos del análisis de la demanda, el cual es el cambio de la matriz energética, esperando tener una incidencia superior al 50% como proyecto hacia la población y del 100% en las fábricas de cemento. De este modo para incidir en el nivel de consumo a alcanzarse por la población, es importante realizar la planificación para el ingreso de nuevos usuarios al servicio de gas natural, misma que a la vez debe satisfacer el retorno de inversiones en un tiempo considerable y de esa forma, en base a la equidad, lograr un impacto creíble más aun en la población que las fábricas.

Para determinar las prioridades de ingreso a las poblaciones se emplean los siguientes criterios:

- Prioridad uno: poblaciones cercanas al gasoducto o carretera, partiendo del criterio primero lo más accesible y sencillo.
- Prioridad dos: poblaciones con importante cantidad de viviendas y habitantes que sean de fácil acceso partiendo de las que cuenten con un mayor territorio, partiendo del criterio de que, si se puede llegar a una gran población, también debería poder llegarse a la que se encuentra más próxima a esta.
- Prioridad tres: poblaciones con mayor cantidad de servicios básicos, partiendo del criterio de posponer el ingreso por un siguiente mayor resultado.
- Prioridad cuatro: donde la capacidad técnica de acceso así lo permite, partiendo del criterio de cubrir hasta donde se pueda.

Sin embargo, se entiende que, en aquellas poblaciones más pequeñas, es muy complicado encontrar viviendas que cuenten con todos los requisitos técnicos, dado que muchas de estas no cuentan con un ambiente independiente de cocina o tampoco cumplen con el volumen mínimo de 8 m³ requerido. Por lo que se espera que las normativas puedan flexibilizarse en cuanto a estas limitaciones y carencias para masificar el número de instalaciones internas en estas poblaciones. De este análisis más adelante se mostrará las poblaciones que fueron tomadas en cuenta para el presente proyecto.

También se debe tomar muy en cuenta que las fábricas ECEBOL son el principal objetivo de suministro de gas natural, las cuales en realidad son un elemento de gran consideración para la elaboración de este proyecto, sin dejar de lado otras industrias de menor envergadura como en la localidad de Poopó, se encuentran empresas como Emelka, industria que se dedica a la fabricación e instalación de plantas purificadoras de agua y equipos de carbonatación para gaseosas. También se encuentra el Cafetal Génesis. En la localidad de Challapata se encuentra la tercera planta de Lacteosbol, puesta recientemente en funcionamiento, la cual es una industria que trabaja dentro del rubro alimenticio de la leche. También se toma en consideración la industria Cervecera Huari que se encuentra en localidad de Huari.

4.1.5 Análisis de sustitución de combustibles convencionales

4.1.5.1 Estudio de mercado de los combustibles

4.1.5.1.1 Mercado de Gas Natural

La masificación del uso del gas natural tendrá un importante impacto social y económico. El gas natural es más barato que la energía a la cual sustituye el GLP, carbón y energía eléctrica que es el caso de uso domiciliario en las ciudades y en

algunos segmentos que hacen uso del mismo en poblaciones intermedias, lo cual significaría un beneficio directo para cualquier población atendida.

Tabla 4.1 Producción de Gas Natural (MMmcd)

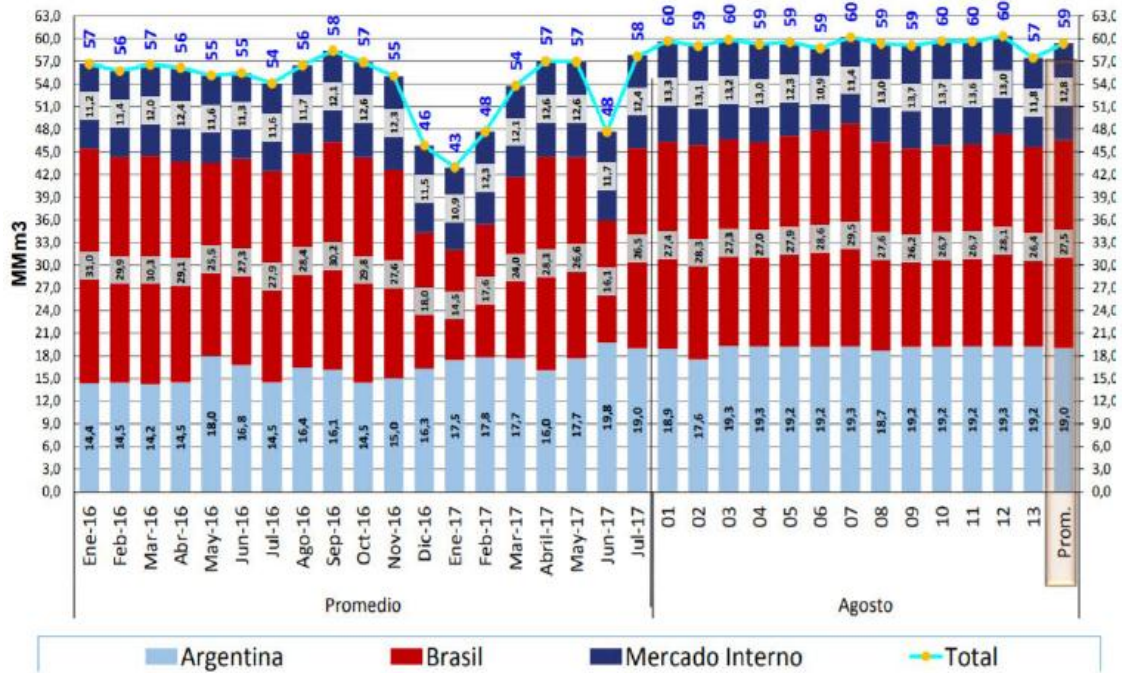
Año	Sábalo	San Alberto	Margarita/Huacaya	Incahuasi	Resto	Total
2007	12,30	11,20	1,80	-	14,00	39,30
2008	12,70	11,00	1,60	-	14,00	39,30
2009	12,70	8,10	1,50	-	12,00	34,30
2010	13,60	10,30	2,10	-	14,00	40,00
2011	13,90	10,90	2,60	-	16,00	43,40
2012	15,80	10,50	6,50	-	17,00	49,80
2013	18,40	10,90	10,30	-	17,00	56,60
2014	18,20	9,10	15,00	-	17,00	59,30
2015	18,50	8,00	17,00	-	17,00	60,50
2016	16,10	6,00	16,90	4,70	15,00	58,70
2017	13,90	4,70	16,50	6,80	14,00	55,90
2018	12,40	3,90	17,10	7,30	12,40	53,10

Fuente: Secretaria de Energías, Minas e Hidrocarburos, informe anual 2016

La Tabla 4.1 muestra que desde el año 2010 hasta el 2015 hay un aumento en la producción de gas natural de los distintos campos lo cual se debió en gran parte por la buena situación en los mercados externos más concretamente con el precio del petróleo, luego se produce una caída en la producción a partir del 2016 debido a dos factores primordiales que fueron la caída del precio del petróleo y la baja de reservas en los campos como San Alberto lo cual afecta de gran manera a la producción, lo cual permitió hacer un nuevo balance en cuanto el precio de venta de gas al sector industrial el cual se incrementó, pero esta medida no fue aplicada al sector domiciliario, comercial o GNV debido a las políticas de subvención por parte del gobierno a los sectores considerados más sensibles.

En la Figura 4.1 se muestra como la mayor cantidad de volumen transportado es hacia el país de Brasil, ya que un porcentaje mayor de la venta de gas natural son adquiridos por Argentina y Brasil por su alto consumo.

Figura 4.1 Volúmenes de Gas Natural Transportado Enero 2016 – Agosto 2017 (MMmc)



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos, Memoria Anual 2017

Tabla 4.2 Comparación de Energéticos

Característica	Gas natural	GLP	Electricidad
Suministro continuo	Si	No	Si
Potencia disponible	Ilimitada	Limitada	Limitada a la potencia contratada

Uso simultaneo	Todos los aparatos de gas disponibles	Limitada a capacidad de garrafa	Limitada a la potencia contratada
Se paga	Luego del consumo	Antes del consumo	Luego del consumo
Control de consumo	Si, por contador	No	Si, por contador
Costo	Depende del consumo realizado	2.12 veces más caro	7.69 veces más caro
Pendiente repartidor	No	Si	No
Almacenaje	No	Si	No
Impacto ambiental	Bajo	Bajo	Alto

Fuente: YPFB, Memoria anual 2017

La Tabla 4.2 nos muestra como el gas natural es el energético de mayor confiabilidad y beneficio para la el consumo en todos los sectores, también hay que tomar en cuenta que si bien el GLP tiene un precio al consumidor de 22.50 bs. por garrafa, en las regiones que se encuentran alejadas este precio tiende a duplicarse debido a la escases y larga distancia de recorrido.

Ahora bien, sabiendo que una garrafa con GLP equivale energéticamente a 0,441 MPCs de gas natural, el cual tiene un precio de 8 bs. Podemos ver que aun consumiendo dos garrafas al mes esto representa 50 bs y con gas natural solo llegaría a pagar 16 bs. por el consumo de 0,882 MPCs de gas natural teniendo un ahorro significativo de 34 bs. Al mes. Tomando en cuenta lo anterior también cabe recalcar la eliminación de importación de GLP ya que ahora pasamos a ser de un país importador de dicho hidrocarburo a un país exportador del mismo quitando así esa subvención a este energético.

También se tiene otras fuentes de energía como la leña, que es muy usada en varias poblaciones del país debido a su fácil acceso, ahora realizando un análisis en cuanto a la sustitución del consumo de leña por gas natural, se logró evidenciar que anualmente, el total de viviendas que serían beneficiadas llegarían a consumir aproximadamente hasta 500.000 kg de leña cada año lo que equivale a 305.555 bs de gasto en compra de leña.

Tabla 4.3 Precios Finales de Gas Natural por Sector y Empresa Demandante

SECTOR	EMPRESA DEMANDANTE	Precio \$us/Mpie ³	
ELECTRICO	EMPRESA ELECTRICA GUARACAHÍ S.A.	1.30	
	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - SIN (R.A. SSDH Nº 0440/2008)	EMPRESA ELECTRICA VALLE HERMOSO S.A.	1.30
		COMPAÑIA BOLIVIANA DE ENERGÍA ELECTRICA S.A.	1.30
		COMPAÑIA ELECTRICA BULO BULO S.A.	1.30
		ENDE ANDINA S.A.M.	1.30
		CRE	11.10
	SISTEMAS AISLADOS (R.A. ANH Nº 381/2013)	SETAR TARIJA	10.50
		SETAR VILLAMONTES	10.50
		SETAR YACUIBA	10.50
		COOPERATIVA MONTEAGUDO	11.00

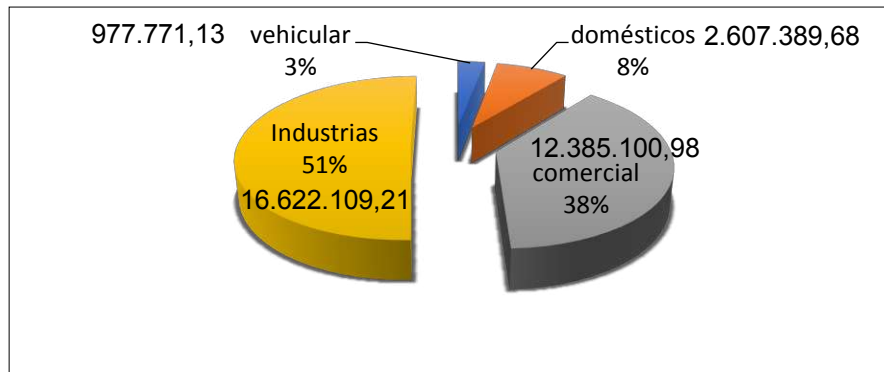
	COOPERATIVA MUJUPAMPA	11.00	
	SETAR	11.00	
	CRE - "PTO. SUREZ"	15.48	
	YPFB REDES DE GAS COCHABAMBA	9.80	
	YPFB REDES DE GAS SANTA CRUZ	9.80	
	YPFB REDES DE GAS CHUQUISACA	9.80	
	YPFB REDES DE GAS LA PAZ	9.80	
RESIDENCIAL, COMERCIAL, INDUSTRIAL Y TRANSPORTE VEHICULAR (REDES DE GAS NATURAL)	YPFB REDES DE GAS ORURO	9.80	
	YPFB REDES DE GAS POTOSI	9.80	
	EMPRESA TARIJEÑA DEL GAS S.A.M.	9.80	
	EMPRESA TARIJEÑA DEL GAS S.A.M. - CARAPARI	5.70	
	YACIMIENTOS PETROLIFEROS FISCALES BOLIVIANOS	9.80	
	REFINERIA ORO NEGRO S.A.	9.00	
CONSUMIDORES DIRECTOS Y OTROS	USO COMBUSTIBLE PARA REFINACIÓN (R.A. SSDH Nº 0452/2008)	REFINERIA SANTA CRUZ S.R.L.	9.00
		REFINERIA PARAPETI S.R.L.	9.00
		YPFB REFINACIÓN S.A.	9.00
		COMPAÑÍA MINERA PAITITI S.A.	

INDUSTRIA MINERA - CALERA (R.A. SSDH N° 0452/2008)	EMPRESA MINERA Y CALERA SAYARI S.A.	12.90
	GRAVETAL BOLIVIA S.A.	
INDUSTRIA ALIMENTICIA 8R.A. SSDH N° 0605/2008)	EMPRESA COMASA	12.90
	LAGUNA VOLCAN S.R.L	17.00
USO COMBUSTIBLE PARA TRANSPORTE (R.A. SSDH N° 0605/2008)	PLANTA DE COMPRESIÓN RIO GRANDE	100.10
	YPFB LOGISTICA	100.10
	YPFB TRANSPORTE	100.10
GNV (D.S. N° 29510	CAIGUAMI	15.00
GAS Y ELECTRICIDAD	GAS Y ELECTRICIDAD S.A.	17.00
PLANTA SEPARADORA DE LÍQUIDOS (R.A. ANH 351/2013)	PLANTA DE SEPARACION DE LIQUIDOS RIO GRANDE	29.00

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos, Memoria Anual 2016

Para todos los demandantes de gas natural como se muestra en la Tabla 4.3 el ente regulador (YPFB) es la entidad encargada de calcular, aprobar y publicar las tarifas de distribución de gas natural por redes, las tarifas son determinadas en base a principios tarifarios como asegurar el costo más bajo a los usuarios, contemplan la estratificación por segmentos de consumo en las diferentes categorías de usuarios sin que se afecte la calidad del mismo

Figura 4.2 Consumo de Gas por Sectores Expresado en Millar de Pies Cúbicos



Fuente: Univ. Marco Mendoza Castillo – Fac. de Ing. Ingeniería Petrolera, UMSA - 2018

En la Figura 4.2 se puede observar que el sector de la Industria es quien hace el mayor consumo de gas natural en nuestro país quedando en ultimo lugar el sector del transporte ya que en este aspecto aun no se ha desarrollado una concientización adecuada en el cambio de matriz energética porque principalmente se consume mas la gasolina y el diésel en este sector aunque las políticas de cambio poco a poco van avanzando en este aspecto, el sector domestico y comercial son áreas a los que mayor beneficio de consumo ha traído este cambio y va en aumento el cambio del GLP a gas natural ya que ese porcentaje va en aumento cada año.

El consumo interno de gas en Bolivia se incrementará de 14,97 a 18,25 millones de metros cúbicos por día hasta el 2019.

El mercado de exportación de Bolivia crecerá de 50,88 MMm³/día a 52,30 MMm³/día, que sumado a los 18,25 MMm³/día del consumo interno suponen una producción diaria de 70,4 MMm³/día para cumplir con todos los compromisos

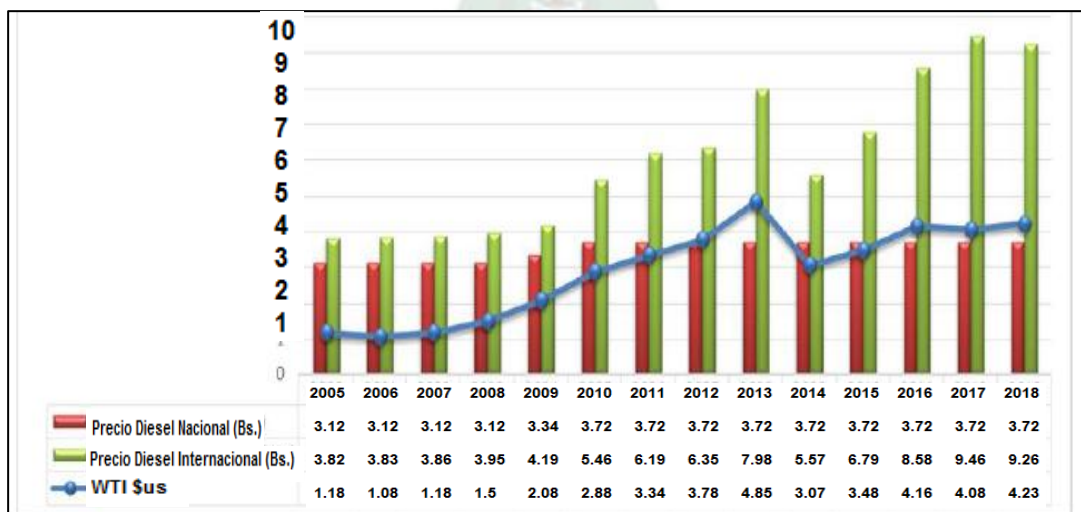
4.1.5.1.2 Mercado del Gas Oil (Diesel)

Su denominación que significa “aceite de gas” proviene de la aplicación que de él se hizo en un principio para producir el antiguo gas del alumbrado.

Mezcla de hidrocarburos líquidos que hierven en el intervalo de temperaturas comprendido entre 220 y 350 °C. En su mayor parte el gas-oil o gasóleo o Gas Oil se obtiene por la destilación a presión atmosférica del petróleo bruto (Gas-Oil atmosférico), pero también puede contener productos derivados de la destilación al vacío del residuo atmosférico (Gas-Oil vacuum) y los que proceden del craqueo de fracciones más pesadas (Gas-Oil de craqueo). El principal uso del Gas Oil o Diésel es como combustible para motores a Diésel; por consiguiente, constituye el combustible clásico de camiones, autobuses, locomotoras ferroviarias, máquinas industriales, etc.

Otro empleo importante es el que se refiere a combustible para calefacciones domésticas, especialmente en los grandes centros urbanos, en los que ha reemplazado o está substituyendo al tradicional fuel, con notable reducción de la contaminación atmosférica. En efecto, el bajo contenido de azufre (inferior al 1 %) y una regulación de la combustión mucho más fácil, permiten mantener dentro de niveles aceptables las emisiones contaminantes. Las características más importantes del combustible son el número de etano y el índice de Diésel, que expresan la facilidad de inflamación del Gas-Oil y el punto de enturbiamiento (punto de niebla) y de fluidez, que determinan los límites entre los que puede emplearse el producto a bajas temperaturas.

Figura 4.3 Precios del Gas Oil



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), Memoria Anual 2017

En la Figura 4.3, se realizó un análisis de la evolución tanto en el precio internacional del petróleo como del precio del Gas Oil en el mercado interno y el precio del Gas Oil importado, el año 2009 el precio internacional sube de manera drástica, es por esto que el gobierno empieza a subvencionar el precio del Diésel en el mercado interno, para que el incremento en el mercado internacional no afecte al precio interno del Gas Oil, se recuerda que desde el año 1997 hasta el 2004 los precios en el mercado interno fueron fijados en base al precio internacional.

A manera de concluir con el análisis de esta variable fundamental para la sostenibilidad de la subvención, se destaca que al ser el precio internacional una variable no controlable y muy volátil, el gobierno boliviano adopta una política de subvención que opera a través del IEHD (Impuesto Especial a los Hidrocarburos y Derivados) para evitar el alza interna de los precios.

Luego de observar que el primer determinante para incrementar el monto de la subvención a los hidrocarburos es el precio internacional del petróleo, se tiene a continuación el constante agotamiento de pozos petroleros y por ende la disminución de la producción de Gas Oil, que incrementa la necesidad de importar este derivado.

En Bolivia existen actualmente 3 refinerías en funcionamiento, de las cuales 2 pertenecen a YPFB REFINACIÓN subsidiaria de YPFB CORPORACIÓN (Guillermo Elder Bell y Gualberto Villarroel) y solo una es privada (Oro Negro).

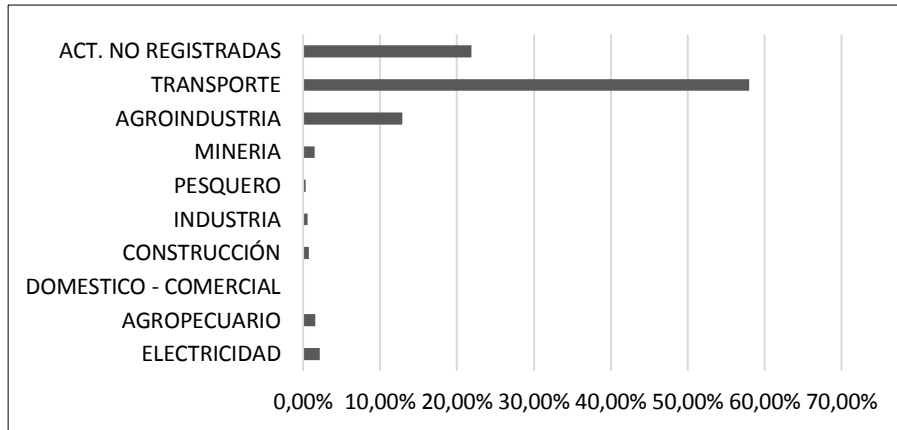
En el pasado solían ser 5 refinerías privadas (Oro Negro, Parapetí, Reficruz, Santa Cruz Y Carlos Montenegro) que producían Gas Oil (Diésel), Carlos Montenegro del 2000 al 2003, Parapetí desde finales del 2006 a finales del 2010, Santa Cruz 2001 a febrero de 2009 y finalmente Oro Negro de 2002 hasta la fecha. Si bien las refinerías actualmente activas recientemente aumentaron su producción, las mismas están lejos de cubrir los requerimientos de Gas Oil (Diesel) del mercado interno. En general en Bolivia del total refinado se obtiene un 29,6 % de Gas Oil.

Para el año 2000 la producción de petróleo fue de 2.8 MMBbl., con una tasa de crecimiento promedio anual del 5%, siendo su producción el año 2013 un récord de 5.1 MMBbl. (o el equivalente en litros de 825.4 millones); esta cifra equivale a un crecimiento del 13%. en comparación al año 2012 y un 48,66% obtenido de Gas Oil (Diésel) del total demandado, lo que significa que se importa el restante 51,44%.

La refinería Gualberto Villarroel de Cochabamba fue desde siempre la que más Diésel produjo a nivel nacional, debido a que tiene una mayor capacidad de procesamiento (capacidad actual de procesamiento 28.000 BPD), alcanzando el 2013 un monto de un poco más de 2 y medio millones de barriles de Diésel.

En la Figura 4.4 se observa que tres son los sectores de mayor consumo de Gas Oil (Diesel) en Bolivia. En promedio, el sector transporte carretero con un 58% del total consumido encabeza la lista, seguido del sector agroindustrial que demanda cerca del 13%, finalmente el sector eléctrico que es el tercer consumidor con un 2,23%; el agropecuario es otro cuarto sector de importancia en el consumo de Gas Oil (Diésel), el consumo de este combustible representa el 1,58%; el sector de la construcción cuyo consumo ha crecido en forma significativa al incorporarse maquinaria pesada con motores a Diésel en gran parte de las empresas constructoras representa un 0,71%, otro sector es la industria junto a transporte ferroviario, fluvial y lacustre cada uno que participa con menos del 1%. También se tiene al sector de la minería, que se constituye en otro sector importante cuyo consumo en promedio representa un 1,51% del total, también se tiene a otros sectores que consumen Gas Oil (Diésel), aunque en proporciones relativamente pequeñas (consumo doméstico - comercial), el consumo de estos sectores es de 0,1%. Existe también un porcentaje bastante relevante de 21,93% que corresponde a actividades no registradas.

Figura 4.4 Consumo Estimado de Gas Oil (Diesel) por Sectores

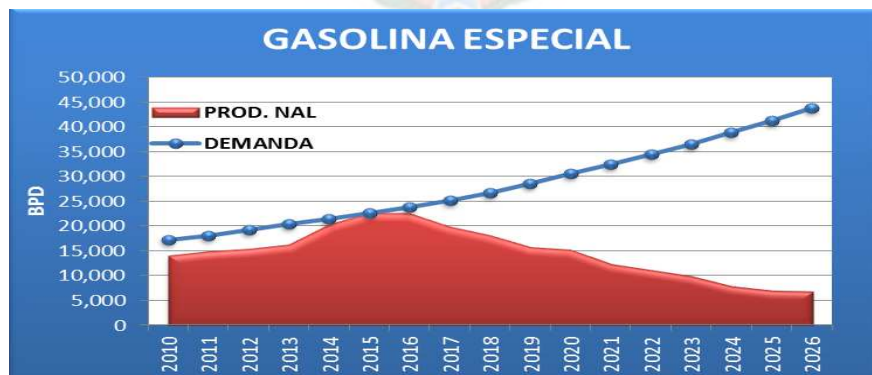


Fuente: Instituto Nacional de Estadística (INE), 2018

4.1.5.1.3 Mercado del Fuel Oil (Gasolina)

En las áreas urbanas el Fuel Oil (gasolina) es el combustible mayormente utilizado, este combustible está influenciado por el crecimiento del parque automotor, como principal variable del crecimiento de la demanda interna, tanto de los vehículos de tamaño grande, mediano y pequeños, incluidos las motos, motonetas, cuadratracs, etc. Actualmente YPFB importa gas oil (diésel) y el fuel oil (gasolina) de la empresa Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima (PDVSA) que ingresa desde diferentes puntos como Arica, el puerto de Ilo y las localidades bolivianas de Puerto Suarez y Yacuiba.

Figura 4.5 Balance de Oferta y Demanda de Fuel Oil (Gasolina) (B/d)



Fuente: Balance de oferta y demanda, Plan estratégico corporativo 2015 - 2018 YPFB

La Figura 4.5 muestra que respecto al comportamiento del mercado de Fuel Oil (Gasolina), podemos identificar que las gestiones 2014 y 2015 existe una leve diferencia entre la oferta nacional y la demanda. Sin embargo, entre los periodos 2010 al 2014, existe gran déficit es decir la producción no cubre la demanda de combustible

Por otra parte, desde la gestión 2016 para adelante también sufre de incrementos altamente significativos respecto a la diferencia entre la oferta nacional y la demanda. La demanda de gasolina tiene una pendiente creciente, en cambio la producción de gasolina desde la gestión 2015 tiene una pendiente negativa.

Es así que, se establece una brecha inmensa en el balance de oferta y demanda de Gas Oil (Diesel) y Fuel Oil (Gasolina). Ambos combustibles son utilizados en diversas actividades económicas, en actividades de construcción, agroindustria, tecnología, transporte, hidrocarburos, minería, etc.

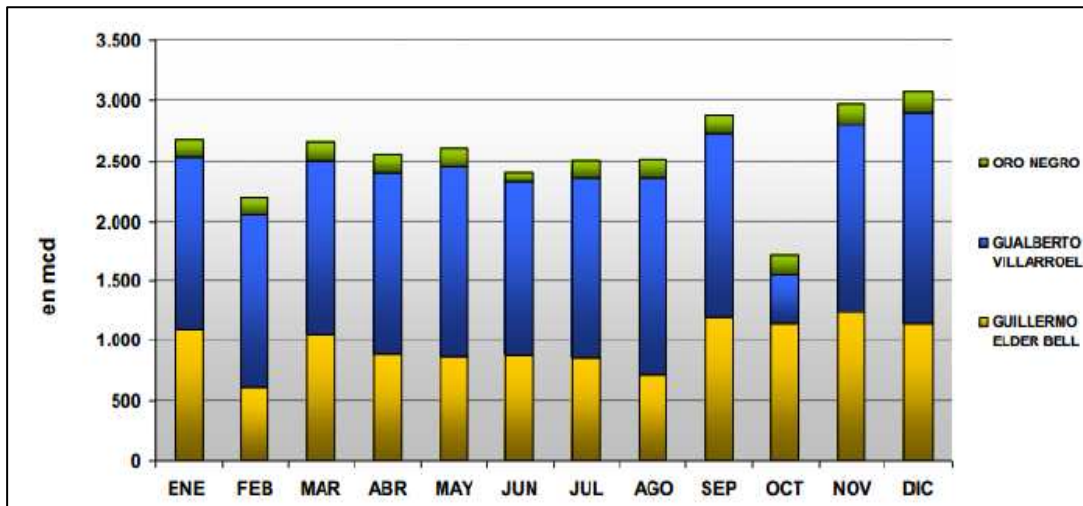
Figura 4.6 Volumen Total de Refinación Gasolina, Gestión 2017 por Refinería (MCD)

Gestión 2017														
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Promedio	%
Gualberto Villarroel	1,447	1,437	1,45	1,52	1,59	1,461	1,503	1,65	1,528	413	1,561	1,756	1,442	56%
Guillermo Elder Bell	1,087	614	1,056	883	863	873	855	706	1,192	1,15	1,243	1,141	971	38%
Oro Negro	139	155	150	152	153	69	147	166	163	167	170	171	150	6%
Total Producido	2,673	2,206	2,655	2,55	2,6	2,403	2,505	2,521	2,882	1,73	2,974	3,068	2,564	100%

Fuente:, Ministerio de Hidrocarburos, Anuario Estadístico Gestión 2017

Como se observa en la Figura 4.6 y 4.7 , las refinerías de mayor capacidad de producción son las Guillermo Elder Bel y de Gualberto Villarroel, la participación de la refinería Oro Negro es marginal.

Figura 4.7 Volumen Total de Refinación Gasolina, Gestión 2012 por Refinería (MCD))



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos Anuario Estadístico Gestión 2012,

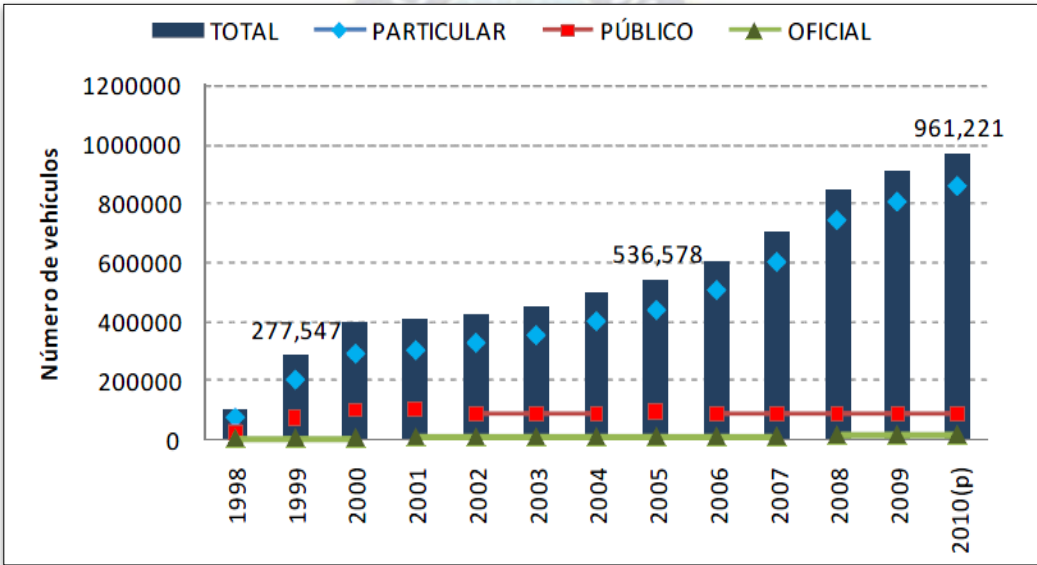
Respecto al incremento de capacidad de carga de las refinerías e incremento en el procesamiento de los productos refinados, se tuvo efectos negativos, toda vez que no se generó inversiones que puedan facilitar la producción de los mismos.

El Fuel Oil (Gasolina) la usamos principalmente como combustible para motores de encendido de chispa (motos, automóviles) pero también existen usos, casi todos domésticos, por ejemplo, lámparas, limpieza con solventes y otras aplicaciones. El uso de Fuel Oil (gasolina) llega a ser excesivo, por lo tanto, hay mayor contaminación.

La gasolina automotriz, es un combustible de mayor demanda del parque automotor, por ser un combustible derivado del petróleo no tan pesado, es factible la producción de este combustible en Bolivia. Sin embargo, la tendencia a la baja de la producción de petróleo, tiene como efecto una producción de gasolina con decrementos recurrentes.

La producción de Fuel Oil (gasolina) la gestión 2014 y 2015, guarda un punto de equilibrio con la demanda del mismo producto. Sin embargo, para posteriores años este equilibrio, de quiebra y nos tornamos en un déficit de entre la producción y la demanda, esto se da desde la gestión 2016 en adelante. Al igual que el diésel, este problema puede ser resuelto efecto de nuevos descubrimientos de reservas de petróleo, mismo que traerá incrementos de producción de Fuel Oil (gasolina). Sin embargo, mientras esto no se dé, la brecha se irá ampliando día a día.

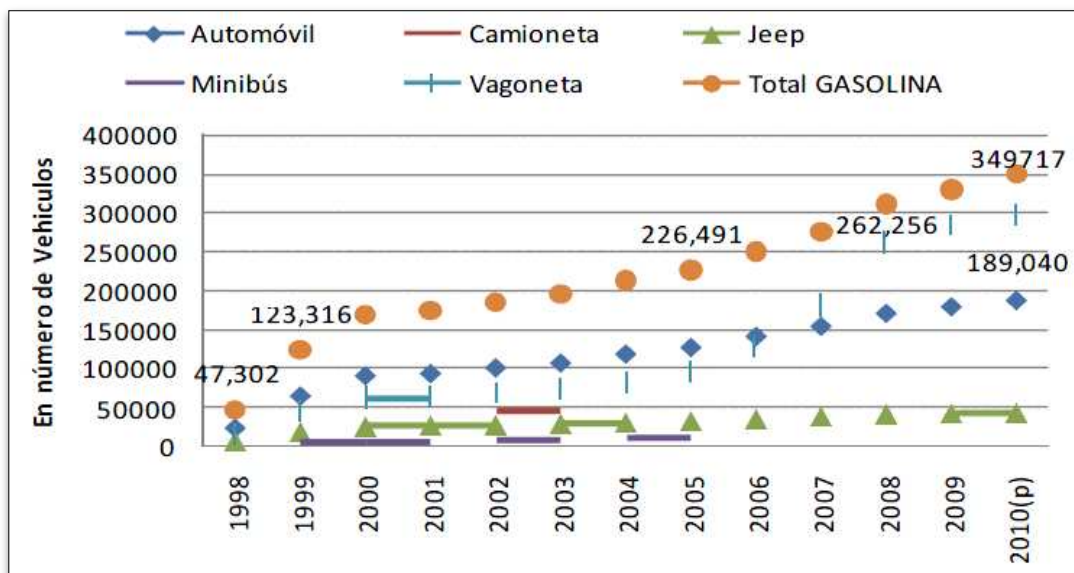
Figura 4.8 Tipo de Parque Automotor



Fuente: Registro único para la administración tributaria Municipal, Instituto Nacional de Estadística INE, Bolivia

Se estableció que con un notable número de vehículos es el sector privado como se muestra en la Figura 4.8, es así, que se analiza y verifica las razones del uso de Fuel Oil (gasolina) a continuación en la Figura 4.9 desde 1998-2009 aumento el número de 47302 a 311946 los mismos son identificados como: vagonetas, automóviles, camionetas, Jeep y minibuses, para el 2010 alcanzó a nivel nacional alcanzó 349717 número de vehículos y el total del sector asciende 860375 según número de vehículo.

Figura 4.9 Número de Vehículo por uso de Gasolina

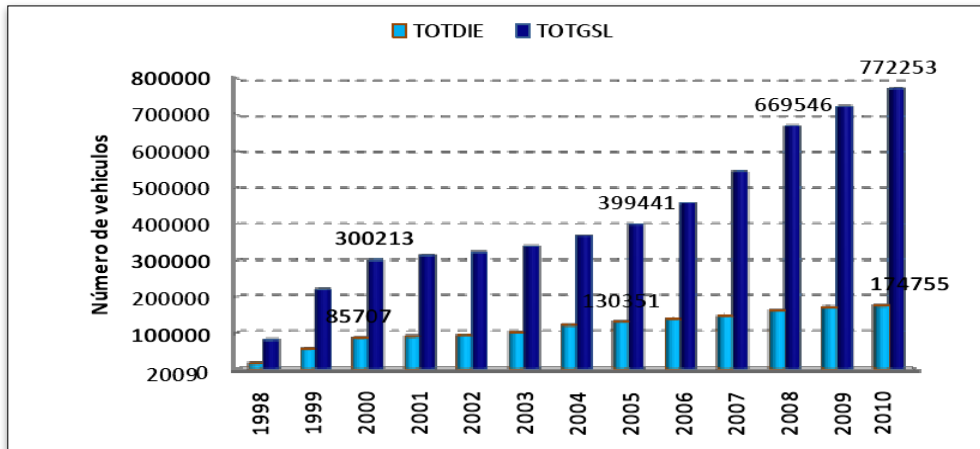


Fuente: Registro único para la administración tributaria Municipal, Instituto Nacional de Estadística INE, Bolivia

El total del número de vehículos que utilizan y consumen en mayor proporción combustibles es el sector particular debido a la variedad de motorizados que representa, observando la Figura 4.10 la demanda de gasolina y diésel el sector público tiene la característica de menor uso de combustibles, es así, desde la aplicación del Régimen de precios a los productos de petróleo tienen un remarcado consumo del liviano energético en el año 1998-2005 aumentó de 80139 a 399441 en número de vehículos que demandan el energético anualmente es 16.36%.

En el año 2008-2010 se incrementó en más del doble de 669546 a 772253 número de vehículos que solicitan a escala, ver Figura 4.10, el consumo de Gas Oil (Diesel) es menor debido que este combustible es para uso de los transportes pesados lo que evidencia la forma de utilización de los motorizados es a convulsión y no explosión, es decir, menor desgaste del combustible en este mismo periodo el consumo fue de 161335 a 174755 en número de vehículos que demandan este energético pesado anual desde el período 1998-2010 es 14.35%.

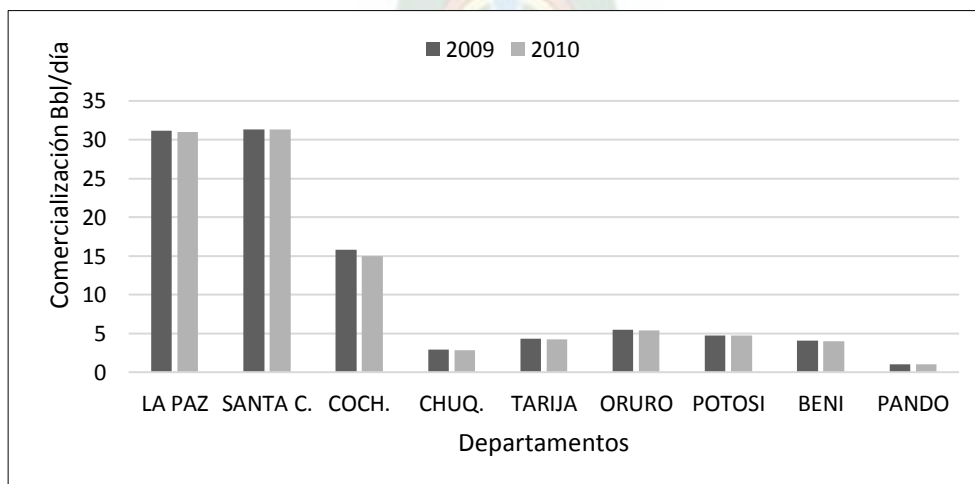
Figura 4.10 Uso de gasolina y Diesel en Motorizados (Número de vehículos)



Fuente: Registro único para la administración tributaria Municipal, Instituto Nacional de Estadística INE, Bolivia

En la Figura 4.10 se puede observar como la gasolina especial en el año 2010 se comercializo en promedio de 17.380 Bbl/día de este combustible y en la Figura 4.11 se puede observar que el mayor consumo se registró en los departamentos de Santa Cruz 31.32% y La Paz 30.35% y Cochabamba a 15.80% representando el consumo total. Estos volúmenes de comercialización superaron en 11% a los de la anterior gestión 2009 verificando la Figura 4.10. Donde la característica de los motorizados que utilizan gasolina por lo general es más ligera en sus piezas móviles que el Diesel.

Figura 4.11 Comercialización de Gasolina Bbl/día (en porcentajes)



Fuente: Boletín a diciembre - 2010 Yacimientos Petrolíferos Fiscales

4.1.5.2 Consumo en centrales térmicas

La principal fuente de energía en Bolivia para la generación de electricidad es termoeléctricas, hidroeléctricas y después vienen las renovables.

El año 2009, el consumo de gas natural destinado para la generación de energía eléctrica en Bolivia tenía un promedio de 3,21 (MMmcd), mientras que en 2017 el consumo aumentó a 5,59 MMmcd, lo que representa un incremento del 74 por ciento.

Esta situación convierte a las termoeléctricas en el principal consumidor de gas dentro del mercado interno. Se considera que este alto consumo se debe a que la generación de energía a través de hidroeléctricas y energías renovables todavía no tienen un importante impacto en la matriz energética nacional.

Según datos del Ministerio de Hidrocarburos, procesados por el Consejo de Departamentos Productores de Hidrocarburos de Bolivia (Codephi), el consumo de gas natural para la generación de energía eléctrica registra un incremento consecutivo que se acentúa a partir de la gestión 2014, cuando alcanzó los 4,78 MMm3d; en 2015 a 4,79 MMm3d en 2016 a 5,16 MMm3d, y en 2017, a 5,59 MMm3d.

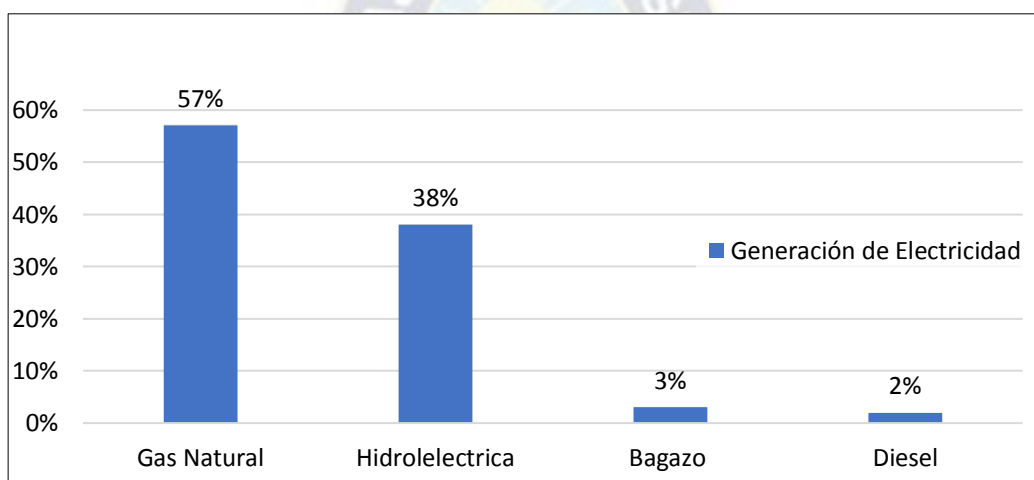
Actualmente el país cuenta con una mayor demanda de gas para la generación de energía eléctrica porque los proyectos de energías renovables, que, si bien han reducido sus costos en los últimos años, todavía no tienen un impacto significativo en la composición de la matriz energética.

En 2016, el entonces ministro de Hidrocarburos y Energía, Luis Alberto Sánchez, informó que la generación de energía eléctrica a partir del gas representa el 75 por ciento y que el objetivo hacia 2025 es que ese porcentaje sea reemplazado por las energías renovables.

Actualmente, la demanda interna de energía es de 1.472 megavatios, mientras que la producción alcanza a 2.100 megavatios, es decir, existe un excedente de más de 600 megavatios de energía, según datos del Ministerio de Energía.

La matriz de electricidad de Bolivia al 2010 presentó una capacidad instalada de 1,271.18 MW de los cuales el 57% está representado por turbinas de gas y el 38% por hidroelectricidad, según se puede apreciar en la Figura 4.12. Como puede verse el gas natural es todavía vital para la generación de electricidad

Figura 4.12 Capacidad de Generación Instalada en Bolivia



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos, Memoria Anual 2018

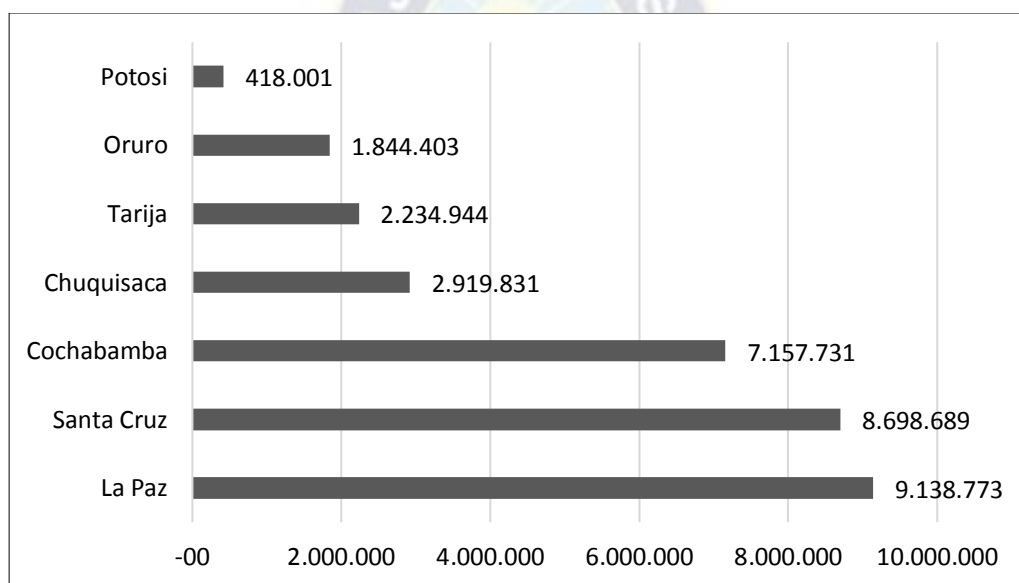
4.1.5.3 Consumo en industrias

El sector industrial es otro de los segmentos con mayor consumo de energía total. Su participación en el año 2018 fue de aproximadamente del 22%, superando a los restantes segmentos excepto dentro de los cuales se destacan el consumo del sector de transporte con un 26%, el sector residencial con un 21% y el sector agropecuario con un 6%. Como se verá en los párrafos siguientes, en la actualidad el sector industrial consume principalmente energía en forma de gas natural y electricidad mientras que los sectores como el transporte y el agro consumen principalmente combustibles líquidos.

La industria a nivel nacional consume aproximadamente 2.300 MMpc

El hecho de que el sector industrial sea el sector con el consumo más intensivo de energía y a su vez el sector con la mayor contribución al PIB total del país, siendo esta del 16,5% en el año 2007, hace que dicho sector requiera un esfuerzo especial en lo que al suministro energético se refiere. No se puede permitir que el crecimiento de este sector tan importante se vea restringido por la creciente falta de combustibles.

Figura 4.13 Volúmenes Comercializados de Gas Natural al Sector Industrial (MPC)



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), Memoria Anual 2018

Los volúmenes de Gas Natural Comercializados muestran en la Figura 4.13 un gran consumo en el eje central, conformado por los departamentos de La Paz, seguido de Santa Cruz y Cochabamba por encima de los 7 millones de MPC; Los departamentos de menor consumo son Chuquisaca, Tarija, Oruro y Potosí.

Las Tarifas o precios para el gas natural del sector industrial estuvieron fijos por casi 15 años y ahora se dictaminado una subida no gradual como se muestra en la Tabla 4.4, lo cual influye de manera significativa a las grandes industrias. El hecho de que

el sector industrial sea el de consumo más intensivo de energía y a su vez con la mayor contribución al PIB, hace que dicho sector requiera un esfuerzo especial en lo que al suministro energético se refiere.

Tabla 4.4 *Aumento de Consumo de Gas Natural por Segmentos*

Categoría	Consumo	La tarifa	% de incremento
Segmento A	Están 220 empresas que tienen un consumo de hasta 20,000 MPC/mes	Su precio máximo \$us 1,86 MPC	Aumento máximo de 9%
Segmento B	Son 831 empresas que tienen un consumo mayor entre 10,000 y 20,000 MPC/mes	El precio será de \$us 2,10 MPC	Aumento máximo de 23%
Segmento C	son 32 empresas las que tienen un consumo superior entre 10,000 y 30,000 MPC/mes	Tendrá un precio de \$us 2,38 MPC	Aumento máximo de 40%
Segmento D	Son 9 empresas que tienen un consumo mayor a 30,000 MPC/mes	Tendrán un precio de \$us 2,51 MPC, antes de la resolución era 1,70 MPC	Incremento máximo de 48%

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos, Memoria Anual 2018

4.2 FUENTE DE ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL

Debido a que se necesita de un caudal de flujo elevado para el suministro de Gas Natural continuo a las dos fábricas de Cemento, con la posibilidad de un suministro a futuro a las localidades aledañas a las mismas, se determina como fuente de abastecimiento:

- Gasoducto al Altiplano (GAA)
- Planta Separadora de Líquidos Rio Grande

Los criterios analizados son: ubicación del gasoducto respecto a las fábricas de cemento, caudal de flujo y presión de operación, la planta separadora de líquidos Río Grande que es la única que está en funcionamiento con suministro continuo a otras localidades en el presente. De forma que estas nos permitan la mejor fuente de abastecimiento de Gas Natural.

4.2.1 Gasoducto al Altiplano (GAA)

De acuerdo a información proporcionada por el ex presidente de YPFB Corporación Lic. Carlos Villegas al periódico La Razón en fecha 10 de julio de 2013, declara que con la conclusión de la tercera fase que contempla la construcción de un loop de 36 km. y 12 plg. de diámetro entre Parotani y Pongo, y otro loop de 15 km. y 10 plg. de diámetro entre Sica Sica y Senkata se duplica la capacidad de transporte a La Paz, El Alto y Oruro lo que permite incrementar la capacidad de transporte a los mercados de Oruro, El Alto y La Paz de 33.5 MMpcd a 68.5 MMpcd. Actualmente la demanda del mercado occidental se atiende con gas natural que recibe el Gasoducto al Altiplano (GAA) en Río Grande. (véase ANEXO III).

La ubicación geográfica del tramo Parotani – Oruro será la que alimente con gas natural a l proyecto de suministro a continuación se muestra la ubicación en la Tabla 4.5 y Figura 4.14.

Tabla 4.5 *Ubicación Geográfica del Tramo Parotani – Oruro*

Coordenadas Geográficas		
Parotani	17°33'41,13"S	66°20'54,89"O
Oruro	17°55'19,75"S	67°06'27,55"O

Fuente: Google Earth

Figura 4.14 Ubicación del Tramo Parotani – Oruro Pertenciente al GAA



Fuente: Adaptado de Google Earth

4.2.2 Planta Separadora de Líquidos Río Grande

La Planta de Separación de Líquidos Río Grande está ubicada próxima a la Planta de Absorción de YPFB Andina, la que se encuentra a 55 Km. de la ciudad de Santa Cruz y es abastecida con gas natural desde el gasoducto de YPFB Transierra (GSYRG), las coordenadas geográficas de la Tabla 4.6 y la Figura 4.15 nos muestran con mayor precisión su ubicación.

Tabla 4.6 Ubicación Geográfica de la Planta de GNL

Coordenadas Geográficas
18°11'29.04"S 62°54'29.90"O

Fuente: Google Earth

Figura 4.15 Ubicación de la Planta de Licuefacción



Fuente: Adaptado de Google Earth

4.3 ANALISIS DEMOGRÁFICO DE LAS REGIONES DE INTERÉS

Dentro del trabajo se encuentra el suministro de gas natural al sector doméstico, comercial, industrial y GNV en las diversas regiones de nuestro país, es con este fin, que se realizó la ubicación de las distintas localidades que se encuentran cercanas al camino principal, desde la interconexión al GAA hasta la fábrica de cemento en Potosí, el cual es tomada en consideración, como la ruta a ser utilizada para el diseño del ducto.

4.3.1 Ubicación de las distintas localidades y proyección de la población

Iniciando del tramo Parotani – Oruro, perteneciente al Gasoducto al Altiplano, se realiza un recorrido del camino, pasando por la fábrica de cemento localizada cerca de la localidad de Sevaruyo en la Provincia Eduardo Avaroa del Departamento de Oruro, hasta la fábrica de cemento localizada cerca de la localidad de Machacoyo Provincia Quijarro del Departamento de Potosí.

El camino recorrido desde Oruro hasta la fábrica en Potosí atraviesa por numerosas localidades de ambos departamentos y se puede determinar que la tasa anual de crecimiento en algunas localidades es negativa, lo cual se debe a la migración a otras ciudades de Bolivia o a otros países, esto puede ser a causa de la falta de condiciones adecuadas y básicas de habitabilidad; otro factor para la migración, es la falta de fuentes de trabajo. Para el cálculo de la proyección de población donde aquellas localidades que tienen una tasa de crecimiento anual negativa, se procede al uso de la tasa anual de crecimiento de la sección, esto se muestra a continuación en la Tabla 4.7.

Tabla 4.7 *Tasa Anual de Crecimiento de las Distintas Poblaciones con Corrección*

Localidad	Provincia	Tasa anual de crecimiento	Tamaño promedio del hogar particular
Machacamarca	Pantaleón Dalence	2,99	3,58
Poopó	Poopó	0,5	2,94
Pazña	Poopó	2,99	3,18
Challapata	Challapata	1,67	3,57
Santiago de Huari	Sebastián Pagador	3,04	3,50
Sevaruyo	Eduardo Avaroa	4,68	3,07
Rio Mulato	Antonio Quijarro	0,01	3,57
Machacoyo	Antonio Quijarro	0,01	3,57

Fuente: Informe de censo, población y vivienda, INE, 2012

Proyectando estos datos para un horizonte de 10 años, a partir del 2018 y tomando como base la fuente de datos del INE censo 2012, se estima el número de habitantes de la localidad en el área urbana y el número de hogares (usuarios) aproximadas para el año 2028, en la Tabla 4.8 se muestra las proyecciones previamente mencionados para cada localidad:

Machacamarca:

Tamaño medio del hogar = 2,586

Tasa anual de crecimiento intercensal = 2,99

Número de habitantes para el año 2027 = 3862 habitantes

Número de habitantes:

$$\frac{\text{población año anterior} \cdot \text{tasa anual de crecimiento intercensal}}{100 + \text{población año anterior}}$$

$$\text{Número de habitantes para el año 2028} = \frac{3862 \cdot 2,99}{100 + 3862} = 3977 \text{ habitantes}$$

Número de hogares:

$$\frac{\text{población actual}}{\text{tamaño medio del hogar}}$$

$$\text{Número de hogares para el año 2028} = \frac{3977}{2,586}$$

$$\text{Hogares(N)} = 1538 \text{ hogares}$$

Se realiza el mismo procedimiento para el resto de las poblaciones.

Tabla 4.8 *Proyección de la Población al 2028*

Localidad	Provincia	Habitantes	Hogares (N)
Machacamarca	Pantaleón Dalence	3977	1538
Poopó	Poopó	5311	2197
Pazña	Poopó	2250	1352
Challapata	Challapata	10700	4266
Santiago de Huari	Sebastián Pagador	5459	1784
Sevaruyo	Eduardo Avaroa	2.306	1241
Rio Mulato	Antonio Quijarro	450	409
Machacoyo	Antonio Quijarro	74	17

Fuente: Informe de censo, población y vivienda, INE, 2012

4.4 CALCULO DE LAS PROYECCIONES DE CONSUMO DE GAS NATURAL

Para determinar la demanda de las distintas poblaciones a continuación se analiza el consumo en los sectores doméstico, comercial, industrial y GNV para las poblaciones que pasan por la trayectoria del trazado.

4.4.1 Proyección de la demanda en el sector domestico

Según los datos obtenidos, la cocina de cuatro hornillas y horno (artefacto domiciliario de consumo de gas natural) posee un consumo nominal de 0,88 m³/h y una simultaneidad de 0,14; el calefón posee un consumo nominal de 1,25 m³/h y una simultaneidad de 0,29. Con estas consideraciones mencionadas se ha determinado la demanda máxima de consumo, que obedece a la siguiente relación:

$$Q = \left[(P * C * S)_{cocina} + (P * C * S)_{calefon} \right] * N \quad (\text{Ec. 4.1})$$

Donde:

Q = Caudal demandado en (m³/h)

P = Porcentaje de hogares con aparato.

C = Consumo promedio de una cocina y calefón en (m³/h)

S = Simultaneidad.

N = Número de abonados

En la Tabla 4.9 se muestra las constantes de consumo promedio, simultaneidad para la cocina y el agua caliente:

Tabla 4.9 *Consumo Promedio y Simultaneidad*

Usuarios	Porcentaje	Consumo [m³/h]	Simultaneidad
Cocina	1	0.88	0.14
Agua caliente	0.3	1.25	0.29

Fuente: INFOCAL, Técnico de Proyectos II, 2010

4.4.2 Proyección de la demanda en el sector comercial

El sector comercial se limita a las siguientes actividades: Industrialización de productos de la región, Hospedaje y Centros de salud (de pequeña capacidad). Para el cálculo del caudal comercial se considera que el crecimiento del caudal consumido por el sector comercial, es proporcional al consumo del sector doméstico según la (GRGD), motivo por el cual se considera que el caudal de consumo comercial es hasta un 5% del caudal doméstico, este porcentaje es bajo debido a las pequeñas localidades a las cuales se proyecta el suministro de gas natural.

4.4.3 Cálculo de la demanda en el sector automotor (GNV)

Se considera para la instalación de 1 estación de GNV, una capacidad de 300 m³/h, esto de acuerdo al consumo en sector automotor según los proyectos de la Unidad

de Ingeniería y Proyectos de la (GRGD), por lo tanto, se determina la implementación a futuro de estaciones de Gas Natural Vehicular para aquellas poblaciones cercanas a la carretera principal y de acuerdo al número de habitantes en cada población.

4.4.4 Cálculo de la demanda en el sector industrial

La empresa ECEBOL plantea la construcción de dos plantas ubicadas en los Departamentos de Potosí y Oruro, las cuales producirán un promedio de 700.000 toneladas de cemento al año. Para la producción de cemento se requiere un caudal de gas de 7.1 MMPCD (millones de pies cúbicos día) por cada fábrica, haciendo un total de 14.2 MMPCD solo para uso exclusivo de las fábricas de cemento.

El consumo en la fabricación de Clinker está constituido por varios términos entálpicos: entalpía de calentamiento del crudo, entalpía de vaporización del agua, entalpía de descarbonatación y entalpía de fusión. La energía que se requiere para fabricar un kg de Clinker es de 4,31MJ. La entalpía de calentamiento está compuesta de tres términos. El calor sensible es de 2,05MJ/kg, lo cual supone el 47,5% del consumo total.

Por otro lado, la deshidratación (fundamentalmente de la arcilla) necesita 0,17 MJ/kg, lo que corresponde tan sólo al 4% del consumo global. La descarbonatación del crudo absorbe 1,99 MJ/kg, es decir, el 46% del consumo global. Para la eliminación del dióxido de carbono de la caliza, se realiza un proceso altamente endotérmico. Finalmente, se necesitan 0,10MJ/kg para fundir una fracción del crudo, en el cual se consume el 2,5% del consumo global.

$$Q = \frac{P}{P_c} \quad (\text{Ec. 4.2})$$

Q = Caudal (m³/h)

P = Potencia de los aparatos (kw)

Pc = Poder calorífico (kw * h / m³)

4.4.5 Demanda de Gas Natural por localidades y sectores

Debido a que existe la posibilidad de abastecer en un futuro a las diversas localidades, se establece un cálculo para los diversos sectores que serán aquellos que consuman el gas natural, tomando en cuenta que el grueso del consumo será por las fábricas de cemento. En la Tabla 4.11 se detalla el caudal demandado de gas natural proyectado para cada localidad tanto en los sectores doméstico, comercial, vehicular e industrial:

Reemplazando datos de las Tablas 4.9 y 4.10 en la ecuación 4.1 tenemos como ejemplo:

- **Machacamarca:**

Consumo de gas natural sector domiciliario:

$$Q = [(1 \cdot 0,88 \cdot 0,14) + (0,3 \cdot 1,25 \cdot 0,29)] \cdot 1538$$

$$Q = 346,30 \text{ m}^3/\text{h}$$

Consumo de gas natural sector comercial:

Se considera que el caudal de consumo comercial es hasta un 5% del caudal domiciliario:

$$Q = 346,30 \cdot 0,05$$

$$Q = 17,31 \text{ m}^3/\text{h}$$

4.4.6 Consumo de gas natural sector industrial:

De acuerdo a datos proporcionados por la Unidad de Ingeniería y Proyectos (UIP) de la Gerencia de Redes de Gas y Ductos mostradas en la Tabla 4.10 el promedio

máximo de consumo para industrias pequeñas es de 50 a 100 m³/h y el consumo de industrias medianas a grandes es del doble 100 a 200 m³/h tomando en cuenta eso, las empresas como Emelka y el Cafetal son consideradas pequeñas por su movimiento económico y local, mientras que las empresas como Lacteosbol y Huari son consideradas grandes debido a su movimiento de productos que es de carácter nacional por lo que demandan un consumo mayor. Basado esto en otras empresas de la misma dimensión que ya cuentan con suministro de gas natural para su funcionamiento.

Tabla 4.10 Consumo Promedio Sector Industrial

Industria	Consumo (m ³ /h)
Ladrilleras	150 m ³ /h
Estación de servicio particular	1200 m ³ /h
Estación de servicio población	300 m ³ /h
Fábrica de Refrescos	50 – 100 m ³ /h
Fábrica de Cerveza	100 – 200 m ³ /h

Fuente: Unidad de Ingeniería y Proyecto (UIP) GRGD - YPFB

Calculo para Emelka y Cafetal utilizando la ecuación 4.2:

$$Q = \frac{P}{P_{cal}} = \frac{1221 \cancel{\text{kw}}}{12.21 \frac{\cancel{\text{kw}} \cdot \text{h}}{\text{m}^3}} = 100 \text{ m}^3/\text{h}$$

Cálculo para Lacteosbol y Cervecería Huari utilizando la ecuación 4.2:

$$Q = \frac{P}{P_{cal}} = \frac{2442 \cancel{\text{kw}}}{12.21 \frac{\cancel{\text{kw}} \cdot \text{h}}{\text{m}^3}} = 200 \text{ m}^3/\text{h}$$

Tabla 4.11 Consumo doméstico, comercial, automotor e industrial de las distintas localidades en m3/h

Localidad	Consumo sector domiciliario	Consumo sector comercial	Consumo sector industrial	Consumo gas natural vehicular (GNV's)
Machacamarca	346,30	17,31	---	----
Poopó	506,95	25,35	200	300
Pazña	304,48	15,22	----	----
Challapata	973,21	48,66	200	300
Santiago de Huari	401,54	20,08	200	
Sevaruyo	274,89	13,74	----	----
Fábrica de cemento ECEBOL	----	----	8.377	----
Rio Mulato	94,86	4,74	----	----
Machacoyo	3,95	0,20	----	----
Fábrica de cemento ECEBOL	----	----	8.377	----
Consumo	2.906,14	145,3	17.354	600
TOTAL		21.007,44		

Fuente: Univ. Marco Mendoza Castillo - Fac. de Ing., Ingeniería Petrolera, UMSA - 2017

NOTA: El consumo en la población en Machacoyo es muy bajo, se lo toma en consideración en el análisis debido a que esta localidad se encuentra cerca de donde se construirá la fábrica de cemento.

Transformando de (m³/h) a (MMPCD) los volúmenes de los distintos sectores tenemos la Tabla 4.12 que muestra los resultados obtenidos:

Tabla 4.12 *Resumen de los consumos totales por sector*

Sector	Consumo [MMPCD]
Domiciliario	2,464
Comercial	0,124
GNV	0,509
Industrial	14,710
TOTAL	17,807

Fuente: Univ. Marco Mendoza Castillo - Fac. de Ing., Ingeniería Petrolera, UMSA – 2017

El consumo demandado de gas natural total de todos los sectores da como resultado un total de 17,807 [MMPCSD].

4.5 ESTUDIO DEL SUELO

El estudio preliminar del suelo se realiza mediante la revisión de mapas y el recorrido físico para identificar los diferentes tipos de terreno, la ubicación de los cursos de agua, ríos, arroyos, y carreteras de acceso, a tomar en consideración durante la etapa de diseño para las distintas alternativas de suministro de Gas Natural, de manera que se consideren los requerimientos ambientales y de acceso durante la selección de las localizaciones para las instalaciones de los equipos.

4.5.1 Características del suelo perteneciente al Departamento de Oruro

La textura del suelo del Departamento de Oruro, de acuerdo a un diagnóstico realizado en la Tabla 4.13, muestra el siguiente tipo de textura según la localidad:

Tabla 4.13 *Textura del suelo del Departamento de Oruro*

Provincia	Tipo textural
P. Dalence	Franco arcilloso, limoso, moderadamente profundo
Saucari	Franco arenoso, arcilloso, limoso
Atahuallpa	Poco profundo en pendientes
Carangas	Profundos en pies de montes, poco profundo en la llanura, con campos de arena. Franco a franco arcilloso
Sajama	Arenisca y margas, carcabas muy profundas

Fuente: Antonio Tejerina, Diagnóstico Agroindustrial Rural del departamento de Oruro, 2000

En cuanto a la salinidad, el suelo cuenta con una cantidad considerable de sales, si bien no se cuenta con un valor exacto del pH del suelo, esto implica un alto riesgo a la corrosión de los equipos y en el caso del sistema de transporte por ductos, de la tubería a ser enterrada.

4.5.2 Características del suelo perteneciente al Departamento de Potosí

Según análisis de suelos (fertilidad y mineralógicos) realizados por el Programa Cooperativo de Desarrollo Agroindustrial Rural del departamento de Oruro – Bolivia, las muestras extractadas de la zona determinaron que los suelos son de tipo arenoso (90,64% de arena, 4.16% de arcilla y 5.02% de limo), superficiales con un bajo contenido de materia orgánica la cual fluctúa de 0.5 a 1.32%. Se detectó la presencia de Nitrógeno sólo en un 0.025%, el Fósforo en 11.5 ppm y Potasio 431.5 ppm. El pH del suelo es de 7.50 (ligeramente alcalino).

El análisis de suelos presenta suelos de textura liviana (franco arenoso), una estructura no estable y la permeabilidad es rápida; lo que implica un riesgo alto a la erosión. La densidad aparente es de 1.65 gr/cm³, el contenido de materia orgánica muy bajo, presentando también un pH de 6.6 calificado como un suelo neutro.

4.6 TRANSPORTE DE GAS NATURAL A LAS FÁBRICAS DE CEMENTO POR MEDIO DE UN RAMAL DE GASODUCTO

Para el suministro de gas natural a las fábricas de cemento, se ve contemplado el diseño del transporte por ducto, debido a la gran longitud del tramo y la alta presión de llegada a las fábricas, la mejor opción es por medio de tubería de alta presión (Gasoducto), el cual, en conjunto con el estudio de GNC y GNL, brindará información comparativa para determinar la manera más eficiente y económica de suministro a las fábricas de cemento.

4.6.1 Diseño de la línea de transporte de gas natural

4.6.1.1 Propiedades del Fluido a transportar

El Gas Natural disponible para ser transportado a las fábricas de cemento, parte de la interconexión del tramo Parotani – Oruro perteneciente al Gasoducto al Altiplano, sus parámetros son mostrados en la Tabla 4.14:

Tabla 4.14 *Parámetros del Gas Natural*

Especificaciones	Método	Unidad	Resultado
Gravedad específica	UOP 114 – 59		0.605
Poder calorífico superior	ASTM D 3588	BTU/PCS	1.033
Poder calorífico inferior	ASTM D 3588	BTU/PCS	932

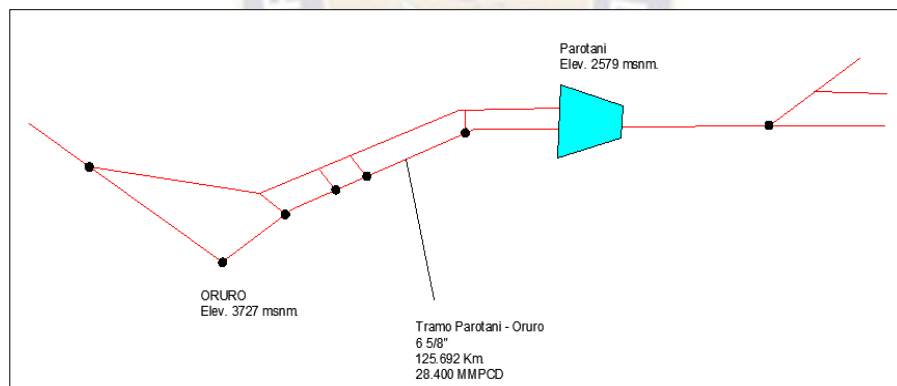
Fuente: Gerencia Redes de Gas y Ductos YPF, Informe anual 2015

4.6.1.2 Capacidad de Transporte y Localización

La capacidad calculada para el abastecimiento de gas natural a las fábricas de cemento y a las localidades cercanas es de 17,807 [MMscfd], la cual cubre la demanda de los sectores domiciliario, comercial y vehicular. Asumiendo que la eficiencia de la tubería que transporta gas seco es de 92%.

El abastecimiento de gas natural a las fábricas de cemento y a las localidades aledañas se realizará a partir del tramo Parotani – Oruro, perteneciente al Gasoducto al Altiplano. El tramo Parotani – Oruro, inicia desde la estación de compresión Parotani, ubicada a 125 km. de la ciudad de Oruro y termina en el cruce que se realiza a la ciudad de Oruro. Para su mejor ubicación se muestra la Figura 4.16:

Figura 4.16 Tramo Estación de Compresión de Parotani - Ciudad de Oruro



Fuente: Hidrocarburos Bolivia - <http://www.hidrocarburosbolivia.com/>, 2016

4.6.2 Diseño del ramal de Gasoducto de Abastecimiento a las fábricas de cemento y localidades aledañas

4.6.2.1 Diseño del recorrido del ramal de Gasoducto

El ramal de gasoducto parte de un hot tap a ser realizado a 1,5 km de la ciudad de

Oruro con destino a las fábricas de cemento. La vista en planta del tramo que cubre el diseño del ramal de gasoducto corresponde a un trazado realizado a partir del GOOGLE EARTH (véase ANEXO II) en la cual se define el tipo de localización que se debe utilizar para el diseño del ramal de gasoducto según la norma ASME B31.8.

A partir del trazado realizado desde la interconexión hasta la fábrica de cemento localizada en el Departamento de Potosí se determinó una longitud total de 267,15 Km., con un ramal de 10 Km. para el suministro de gas natural a la fábrica de cemento localizada en el Departamento de Oruro.

4.6.2.2 Diseño del Plano de Nivel del ramal de Gasoducto

Con el propósito de describir el comportamiento en estado estable del gasoducto y determinar la ruta del ducto se realizó un estudio del terreno mediante mapas satelitales por medio del Google Earth, los cuales contienen curvas de nivel con sus respectivas alturas o elevaciones y las diversas estructuras de esa zona. Con toda esta información obtenida se realiza el trazado de la ruta del ducto y el plano de nivel donde se toma en cuenta lo siguiente:

- El ducto parte de un hot tap a ser realizado a 1,5 km. de la ciudad de Oruro, este punto se encuentra a 3716 m.s.n.m., atraviesa la carretera Oruro – Cochabamba hasta conectarse con la carretera Oruro – Potosí, posteriormente se recorre 180 Km. aproximadamente, hasta bifurcarse en la localidad de Sevaruyo donde se encontraría cercana una de las fábricas de cemento de ECEBOL.
- El ramal de gasoducto sigue su curso atravesando el Departamento de Potosí hasta llegar a la fábrica de ECEBOL que se encontraría ubicada cerca al yacimiento de Quiburi. La Tabla 4.15 muestra los datos de todo el recorrido de todo el ramal de gasoducto y la Figura 4.17., muestra el plano de nivel del recorrido del ramal de gasoducto.

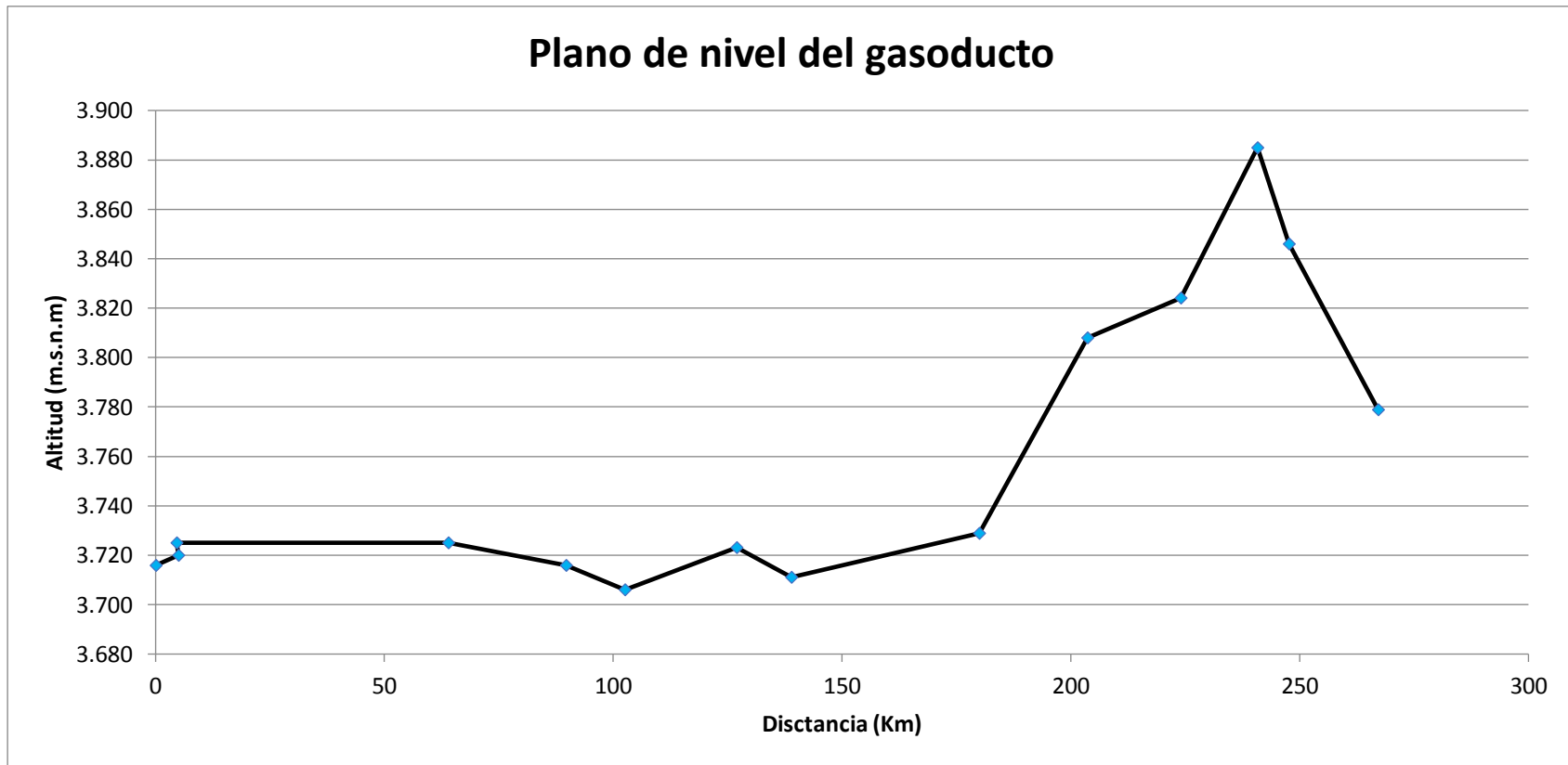
Tabla 4.15 Datos de Niveles del ramal y de la derivación del gasoducto

Referencia	Distancias [Km]	Altitud [m.s.n.m.]	Progresivas del ramal de Gasoducto [km + m]
Interconexión GAA	0	3.716	0 + 0,00
Oruro	5	3.720	5 + 0,00
Machacamarca	35,6	3.725	40 + 600
Poopó	23,4	3.725	64 + 0,00
Pazña	25,7	3.716	89 + 700
Huancané	12,9	3.706	102 + 600
Challapata	24,4	3.723	127 + 0,00
Huari	12	3.711	139 + 0,00
Sevaruyo	41	3.724	180 + 0,00
Coroma	23,6	3.808	203 + 600
Rio Mulato	20,4	3.824	224 + 0,00
Huacoma	16,8	3.885	240 + 800
Desvío Quehua	6,85	3.846	247 + 650
Machacoyo - Planta	19,5	3.779	267 + 150
Diferencia de Altitud Δz_{TOTAL}			+ 63
Longitud ramal de Gasoducto [Km]			267, 15

Referencia	Distancias [Km]	Altitud [m.s.n.m.]
Sevaruyo – Fábrica de cemento	10	3.730
Diferencia de Altitud Δz_{TOTAL}		+ 6
Longitud derivación del ramal de Gasoducto		10 [Km]

Fuente: Adaptado de Google Earth – Administradora Boliviana de Carreteras, ABC

Figura 4.17 Plano de Nivel del Recorrido del Ramal de Gasoducto



Fuente: Univ. Marco Mendoza Castillo - Fac. de Ing., Ingeniería Petrolera, UMSA - 2017

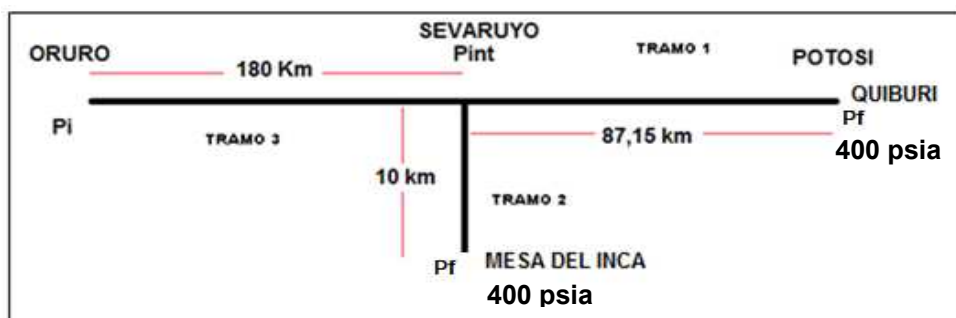
La Tabla 4.15 y la Figura 4.17 nos permitirán realizar la proyección del gasoducto respecto de las variaciones de nivel del terreno a lo largo de su ruta. El diseño ha sido efectuado sobre el uso de las fotografías e imágenes satélites proporcionadas por el Google Earth respecto a la diferencia de altitudes. La información de las altitudes dentro de la trayectoria de ducto lo cual adicionalmente a lo mencionado en un principio nos ayudará a determinar el cálculo del diámetro necesario para la construcción de dicho gasoducto.

4.6.2.3 Determinación del Diámetro óptimo

Para hallar el diámetro que se ajusta al requerimiento del flujo y a la presión de llegada a las fábricas de cemento, utilizamos la ecuación de Weymouth con correcciones de tipo estática y de flujo.

Debido a que la longitud entre la interconexión y las fábricas de cemento es muy larga, además de que se cuenta con una derivación cerca a la mitad del trazado total para el suministro a la fábrica ubicada en el Departamento de Oruro, se ve conveniente realizar el cálculo por tramos. Según información brindada por YPFB GRGD, la presión mínima de llegada a las fabricas es de 400 psia, por lo tanto se ve conveniente realizar el cálculo de la presión de salida necesaria desde la interconexión al gasoducto, de acuerdo a un diámetro determinado, para obtener la presión mínima de llegada. La Figura 4.18 presenta un diagrama el cual muestra los tramos a ser calculados:

Figura 4.18 Trazado Dividido por Tramos



Fuente: Univ. Marco Mendoza Castillo - Fac. de Ing., Ingeniería Petrolera, UMSA - 2017

Según Mohitpour (1995), basándose en estudios realizados por el Departamento de Diseño de Sistemas de tuberías de la compañía TransCanada Pipelines, propone que la caída de presión óptima para propósitos de diseño que debe tener un gasoducto este entre 3,5 psi/milla (2,2 psi/km) y 5,8 psi/milla (3,6 psi/km). Este rango asume que una caída de presión mayor a 3,6 psi/km representa mayores costos de compresión y operación, por otra parte, una caída de presión menor a 2,2 psi/km demuestra sobre dimensionamiento de la línea. Asumiendo una caída de presión de rango intermedio recomendado obtenemos el valor de 4,65 psi/milla (2,9 psi/km). A continuación, se muestra el cálculo realizado para la longitud de 267,15 km:

Longitud ramal del gasoducto: 267.15 km

Caída de presión óptima: 2.9 psi/km

$$\begin{aligned} \text{Caída de presión óptima para el diseño} &= 2,9 \frac{\text{psi}}{\text{km}} \cdot 267.15 \text{ km} \\ &= 774,74 \text{ psi} \end{aligned}$$

Para el ramal de 10 km del ducto se realiza el mismo cálculo, la Tabla 4.16 muestra los resultados obtenidos:

Tabla 4.16 *Caída de Presión Óptima*

Caída de presión óptima promedio $\Delta P_{Promedio}$		Longitud del ramal de Gasoducto		Caída de presión adoptada para el diseño ΔP_{RG}
[psi/milla]	[psi/km]	[milla]	[km]	[psi 267,15 km]
4,657	2,900	166,035	267,150	774,735
[psi/milla]	[psi/km]	[milla]	[km]	[psi*10 km]
4,657	2,900	6,213	10,000	29,000

Fuente: E. Shashi Menom, Gas Pipe Line Hydraulics, 2005

Mediante el uso de esta caída de presión podemos determinar un factor de compresibilidad, muy aproximado al real, el cual será utilizado para el cálculo de la presión de salida necesario en la interconexión.

TRAMO 1

Para el primer tramo, perteneciente al diseño desde la fábrica localizada cerca al yacimiento de Quiburi hasta la derivación hacia la fábrica de cemento ubicada cerca de Mesa del Inca, la Tabla 4.17 muestra los valores de las variables:

Tabla 4.17 *Cálculo de la Presión de Salida Necesario*

VALORES DE VARIABLES			
Variable	Magnitud	Unidad	Observaciones
q_{sc}	7187,87	MPCSD	Flujo de diseño proyectado a 10 años
T_{sc}	520	°R	Temperatura a condiciones estándar
P_{sc}	14,73	psia	Presión a condiciones estándar
d	-	in	Diámetro a ser determinado de acuerdo al requerimiento de flujo y presión de llegada a las fabricas
P_f	400	psia	Presión de llegada o promedio de acuerdo al requerimiento de las fábricas de cemento
γ_g	0,605	-	Gravedad especifica del gas a ser transportado
Z_{avg}	0,8658	-	Factor de compresibilidad promedio del gas. Calculado a P_{avg} y T_{avg}
T_{avg}	527,67	°R	Temperatura promedio entre la interconexión al GAA y la fábrica de cemento ubicada en Quiburi

L	285.925,20	ft	Longitud del ramal de acuerdo a la Figura 4.18
Δz	206,69	ft	Diferencia de altitud entre el punto de recepción y el punto de entrega de acuerdo a la Tabla 4.15

Fuente: E. Shashi Menom, Gas Pipe Line Hydraulics, 2005

- Primeramente, calculamos la presión pseudocrítica y presión pseudoreducida, luego calculamos la temperatura pseudocrítica y la temperatura pseudoreducida, una vez calculados estos valores nos ayudaran a encontrar la “ Z_{avg} ” para reemplazarlo en los distintos tramos:
- Para datos de la Tabla 4.17

Paso 1: Calcular la presión pseudocrítica:

$$P_{\text{pseudocrítica}} = 756,8 - 131 \cdot \gamma_g - 3,6 \cdot \gamma_g^2$$

$$P_{\text{pseudocrítica}} = 756,8 - 131 \cdot (0,605) - 3,6 \cdot (0,605)^2$$

$$P_{\text{pseudocrítica}} = 676,227$$

Paso 2: Calcular la presión pseudoreducida:

$$P_{\text{pseudoreducida}} = \frac{P_{\text{promedio}}}{P_{\text{pseudocrítica}}}$$

$$P_{\text{pseudoreducida}} = \frac{400}{676,227}$$

$$P_{\text{pseudoreducida}} = 0,592$$

Paso 3: Calcular la temperatura pseudocrítica:

$$T_{\text{pseudocrítica}} = 169,2 - 349,5 \cdot \gamma_g - 74 \cdot \gamma_g^2$$

$$T_{\text{pseudocritica}} = 169,2 - 349,5 \cdot (0,605) - 74 \cdot (0,605)^2$$

$$T_{\text{pseudocritica}} = 353,562$$

Paso 4: Calcular la temperatura pseudoreducida:

$$T_{\text{pseudoreducida}} = \frac{T_{\text{promedio}}}{T_{\text{pseudocritica}}}$$

$$T_{\text{pseudoreducida}} = \frac{527,67}{353,562}$$

$$T_{\text{pseudoreducida}} = 1,492$$

Paso 5: De la gráfica de Standing-Katz (véase Anexo V), hallamos el factor de compresibilidad “Z”:

$$Z = 0,86$$

Paso 6: Calcular la corrección estática:

$$s = (0,0375 \cdot \gamma_g \cdot \Delta z) / (Z_{\text{avg}} \cdot T_{\text{avg}})$$

$$s = (0,0375 \cdot 0,605 \cdot 206,69) / (0,86 \cdot 527,67)$$

$$s = 0,010333$$

Paso 7: Calcular la longitud equivalente:

$$L_e = \frac{L \cdot (e^s - 1)}{s}$$

$$L_e = \frac{285925,20 \cdot (2,718^{0,010333} - 1)}{0,010333}$$

$$L_e = 287377,6$$

Paso 8: Asumimos un diámetro de 8,625 para hallar la P_i :

$$P_i = \left\{ \frac{\left[\frac{q_{sc}}{31,5027} \cdot \left(\frac{P_{sc}}{T_{sc}} \right) \right]^2 \cdot (\gamma_g \cdot T_{avg} \cdot Z_{avg} \cdot L_e)}{d^{16/3}} + e^s \cdot P_f^2 \right\}^{1/2}$$

$$P_i = \left\{ \frac{\left[\frac{7187,87}{31,5027} \cdot \left(\frac{14,73}{520} \right) \right]^2 \cdot (0,605 \cdot 527,67 \cdot 0,86 \cdot 287377,6)}{8,625^{16/3}} + 2,718^{0,010333} \cdot 400^2 \right\}^{1/2}$$

$$P_i = 442,22 \text{ psia}$$

Presión calculada de acuerdo a un diámetro de 8,625 (in), que cumple con los requerimientos de caudal de flujo transportado y presión de llegada a las fábricas.

- Segundo cálculo para un diámetro asumido de 6,625:

Paso 8: Asumimos un diámetro de 6,625 para hallar la P_i :

$$P_i = \left\{ \frac{\left[\frac{q_{sc}}{31,5027} \cdot \left(\frac{P_{sc}}{T_{sc}} \right) \right]^2 \cdot (\gamma_g \cdot T_{avg} \cdot Z_{avg} \cdot L_e)}{d^{16/3}} + e^s \cdot P_f^2 \right\}^{1/2}$$

$$P_i = \left\{ \frac{\left[\frac{7187,87}{31,5027} \cdot \left(\frac{14,73}{520} \right) \right]^2 \cdot (0,605 \cdot 527,67 \cdot 0,86 \cdot 287377,6)}{6,625^{16/3}} + 2,718^{0,010333} \cdot 400^2 \right\}^{1/2}$$

$$P_i = 547,81 \text{ psia}$$

Presión calculada de acuerdo a un diámetro de 6,625 (in), que cumple con los requerimientos de caudal de flujo transportado y presión de llegada a las fábricas.

- Tercer cálculo para un diámetro asumido de 4,5:

Paso 8: Asumimos un diámetro de 4,5 para hallar la P_i :

$$P_i = \left\{ \frac{\left[\frac{q_{sc}}{31,5027} \cdot \left(\frac{P_{sc}}{T_{sc}} \right) \right]^2 \cdot (\gamma_g \cdot T_{avg} \cdot Z_{avg} \cdot L_e)}{d^{16/3}} + e^s \cdot P_f^2 \right\}^{1/2}$$

$$P_i = \left\{ \frac{\left[\frac{7187,87}{31,5027} \cdot \left(\frac{14,73}{520} \right) \right]^2 \cdot (0,605 \cdot 527,67 \cdot 0,86 \cdot 287377,6)}{4,5^{16/3}} + 2,718^{0,010333} \cdot 400^2 \right\}^{1/2}$$

$$P_i = 1.118,41 \text{ psia}$$

Presión calculada de acuerdo a un diámetro de 4,5 (in), que cumple con los requerimientos de caudal de flujo transportado y presión de llegada a las fábricas. La presión requerida en el tramo intermedio con tubería de 4 (in) es demasiado alta, mientras que las presiones obtenidas mediante los diámetros de 6 y 8 son aceptables.

TRAMO 2

En base a las presiones previamente calculadas se realiza el cálculo de la presión intermedia requerida para obtener una presión de llegada de 400 psia en el tramo de derivación a la fábrica de Oruro. Los valores de las variables se muestran a continuación en la Tabla 4.18:

Tabla 4.18 *Cálculo de la presión requerida en el tramo intermedio – Tramo 2*

VALORES DE VARIABLES			
Variable	Magnitud	Unidad	Observaciones
q_{sc}	10619,13	MPCSD	Flujo de diseño proyectado a 10 años
T_{sc}	520	°R	Temperatura a condiciones estándar

P_{sc}	14,73	psia	Presión a condiciones estándar
d	-	in	Diámetro a ser determinado de acuerdo al requerimiento de flujo y presión de llegada a las fábricas
P_f	400	psia	Presión de llegada de acuerdo al requerimiento de las fábricas de cemento
γ_g	0,605	-	Gravedad específica del gas a ser transportado
Z_{avg}	0,8658	-	Factor de compresibilidad promedio del gas. Calculado a P_{avg} y T_{avg}
T_{avg}	527,67	°R	Temperatura promedio entre la interconexión al GAA y la fábrica de cemento ubicada en Quiburi
L	32.808,40	ft	Longitud del ramal de acuerdo a la Figura 4.18
Δz	19,68	ft	Diferencia de altitud entre el punto de recepción y el punto de entrega de acuerdo a la Tabla 4.15

Fuente: E. Shashi Menom, Gas Pipe Line Hydraulics, 2005

- Para datos de la Tabla 4.18

Paso 6: Calcular la corrección estática:

$$s = (0,0375 \cdot \gamma_g \cdot \Delta z) / (Z_{avg} \cdot T_{avg})$$

$$s = (0,0375 \cdot 0,605 \cdot 19,68) / (0,86 \cdot 527,67)$$

$$s = 0,000984$$

Paso 7: Calcular la longitud equivalente:

$$L_e = \frac{L \cdot (e^s - 1)}{s}$$

$$L_e = \frac{32808,4 \cdot (2,718^{0,000984} - 1)}{0,000984}$$

$$L_e = 32821,14$$

Paso 8: Asumimos un diámetro de 8,625 para hallar la P_i :

$$P_i = \left\{ \frac{\left[\frac{q_{sc}}{31,5027} \cdot \left(\frac{P_{sc}}{T_{sc}} \right) \right]^2 \cdot (\gamma_g \cdot T_{avg} \cdot Z_{avg} \cdot L_e)}{d^{16/3}} + e^s \cdot P_f^2 \right\}^{1/2}$$

$$P_i = \left\{ \frac{\left[\frac{10619,13}{31,5027} \cdot \left(\frac{14,73}{520} \right) \right]^2 \cdot (0,605 \cdot 527,67 \cdot 0,86 \cdot 32821,14)}{8,625^{16/3}} + 2,718^{0,000984} \cdot 400^2 \right\}^{1/2}$$

$$P_i = 410,61 \text{ psia}$$

- Segundo cálculo para un diámetro asumido de 6,625:

Paso 8: Asumimos un diámetro de 6,625 para hallar la P_i :

$$P_i = \left\{ \frac{\left[\frac{q_{sc}}{31,5027} \cdot \left(\frac{P_{sc}}{T_{sc}} \right) \right]^2 \cdot (\gamma_g \cdot T_{avg} \cdot Z_{avg} \cdot L_e)}{d^{16/3}} + e^s \cdot P_f^2 \right\}^{1/2}$$

$$P_i = \left\{ \frac{\left[\frac{10619,13}{31,5027} \cdot \left(\frac{14,73}{520} \right) \right]^2 \cdot (0,605 \cdot 527,67 \cdot 0,86 \cdot 32821,03)}{6,625^{16/3}} + 2,718^{0,000984} \cdot 400^2 \right\}^{1/2}$$

$$P_i = 441,19 \text{ psia}$$

La presión requerida en el tramo intermedio para la derivación, con tuberías de 6,625 (in) y 8,625 (in) son aceptables.

TRAMO 3

En base a los cálculos realizados en el tramo 1, se realiza el cálculo de la presión de salida desde la interconexión al gasoducto, de manera que se cumpla con la presión de llegada a las fábricas. Los valores de las variables se muestran en la Tabla 4.19:

Tabla 4.19 *Cálculo de la presión de salida interconexión gasoducto GAA – Tramo*

3

VALORES DE VARIABLES			
Variable	Magnitud	Unidad	Observaciones
q_{sc}	17807	MPCSD	Flujo de diseño proyectado a 10 años
T_{sc}	520	°R	Temperatura a condiciones estándar
P_{sc}	14,73	psia	Presión a condiciones estándar
d	-	in	Diámetro a ser determinado de acuerdo al requerimiento de flujo y presión de llegada a las fábricas
P_{int2}	547,81	psia	Presión intermedia necesaria para cubrir el requerimiento de las fábricas de cemento con tubería de diámetro de 6,625 in
P_{int3}	442,22	psia	Presión intermedia necesaria para cubrir el requerimiento de las fábricas de cemento con tubería de diámetro de 8,625 in
γ_g	0,605	-	Gravedad específica del gas a ser transportado
Z_{avg}	0,86	-	Factor de compresibilidad promedio del gas. Calculado a P_{avg} y T_{avg}

T_{avg}	527,67	°R	Temperatura promedio entre la interconexión al GAA y la fábrica de cemento ubicada en Quiburi
L	590.551,18	ft	Longitud del ramal de acuerdo a la Figura 4.18
Δz	206,69	ft	Diferencia de altitud entre el punto de recepción y el punto de entrega de acuerdo a la Tabla 4.15

Fuente: E. Shashi Menom, Gas Pipe Line Hydraulics, 2005

- Para datos de la Tabla 4.19

Paso 6: Calcular la corrección estática:

$$s = (0,0375 \cdot \gamma_g \cdot \Delta z) / (Z_{avg} \cdot T_{avg})$$

$$s = (0,0375 \cdot 0,605 \cdot 206,69) / (0,86 \cdot 527,67)$$

$$s = 0,010333$$

Paso 7: Calcular la longitud equivalente:

$$L_e = \frac{L \cdot (e^s - 1)}{s}$$

$$L_e = \frac{590.551,18 \cdot (2.718^{0,010333} - 1)}{0,010333}$$

$$L_e = 593551,1$$

- Calculamos P_i con un diámetro de 8,625 y $P_f = 442,22$ psia:

Paso 8: Asumimos un diámetro de 8,625 para hallar la P_i :

$$P_i = \left\{ \frac{\left[\frac{q_{sc}}{31,5027} \cdot \left(\frac{P_{sc}}{T_{sc}} \right) \right]^2 \cdot (\gamma_g \cdot T_{avg} \cdot Z_{avg} \cdot L_e)}{d^{16/3}} + e^s \cdot P_f^2 \right\}^{1/2}$$

$$P_i = \left\{ \frac{\left[\frac{17807}{31,5027} \cdot \left(\frac{14,73}{520} \right) \right]^2 \cdot (0,605 \cdot 527,67 \cdot 0,86 \cdot 593551,1)}{8,625^{16/3}} + 2,718^{0,010333} \cdot 442,22^2 \right\}^{1/2}$$

$$P_i = 792,36 \text{ psia}$$

Presión calculada de acuerdo a un diámetro de 8 (in), que cumple con los requerimientos de caudal de flujo transportado y presión de llegada a las fábricas.

- Segundo cálculo para un diámetro asumido de 6,625 y $P_f = 547,81$ psia:

Paso 8: Asumimos un diámetro de 6,625 para hallar la P_i :

$$P_i = \left\{ \frac{\left[\frac{q_{sc}}{31,5027} \cdot \left(\frac{P_{sc}}{T_{sc}} \right) \right]^2 \cdot (\gamma_g \cdot T_{avg} \cdot Z_{avg} \cdot L_e)}{d^{16/3}} + e^s \cdot P_f^2 \right\}^{1/2}$$

$$P_i = \left\{ \frac{\left[\frac{17807}{31,5027} \cdot \left(\frac{14,73}{520} \right) \right]^2 \cdot (0,605 \cdot 527,67 \cdot 0,86 \cdot 593551,1)}{6,625^{16/3}} + 2,718^{0,010333} \cdot 547,81^2 \right\}^{1/2}$$

$$P_i = 1435,34 \text{ psia}$$

Presión calculada de acuerdo a un diámetro de 6,625 (in), que cumple con los requerimientos de caudal de flujo transportado y presión de llegada a las fábricas. Debido a que la presión de salida con diámetro de 6,625 (in) es muy alta y

transportar con ducto de 8,625 (in) implica elevados montos de inversión, se ve la necesidad de implementar el uso de estaciones de compresión utilizando tubería de 6,625 (in).

A continuación, se muestra la Tabla 4.20 resumen de los diámetros a ser usados para el proyecto:

Tabla 4.20 *Resumen de diámetros calculados por tramo*

Tramo	Variable	Magnitud	Unidad	Ecuación utilizada para el cálculo
1	d	6,625	in	Weymouth
2	d	6,625	in	Weymouth
3	d	6,625	in	Weymouth

Fuente: Univ. Marco Mendoza Castillo - Fac. de Ing., Ingeniería Petrolera, UMSA - 2017

Para ello se parte de la hipótesis de una presión inicial en la interconexión con el GAA de 1000 psia.

4.6.2.4 Clase de localización, Factores de diseño y espesor de pared de tubería

Se pueden identificar catorce (14) secciones, según la norma ASME B31.8. muestra las secciones, la clase de localización elegida para cada sección, los factores de diseño, temperatura y junta, la presión de diseño, el diámetro de la tubería y el espesor de pared de la cañería seleccionada. La presión de diseño P considerada para el cálculo del espesor de pared corresponde a la MOP utilizada por la empresa YPFB Transportes S.A. la cual es de MOP=1.440 psia.

Calculamos el espesor por presión de diseño con la ecuación 3.30 de la cual despejamos "t":

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

Para hallar “t” reemplazamos los valores de la Tabla 3.5 que es la resistencia mínima “S” para una tubería de Grado “B” y de la Tabla 3.4 utilizamos el factor de junta longitudinal “E” que para este caso es para la especificación API 5L, el factor de temperatura para este caso tenemos que para T <= 250°F es igual a 1, una vez aclarado estos datos reemplazamos en la ecuación 3.30 y tenemos:

- Para el primer punto de referencia que es Oruro calculamos el espesor por presión de diseño:

$$t = \frac{1.440 \cdot 6,625}{2 \cdot 35000 \cdot 0.40 \cdot 1 \cdot 1}$$

$$t = 0,341 \text{ plg}$$

$$t = 8,654 \text{ mm}$$

Para las siguientes poblaciones se realiza el mismo cálculo solo cambiando el factor de diseño para todos los puntos de referencia restantes, en la Tabla 4.21 se muestra los resultados obtenidos:

Tabla 4.21 *Cálculo de Espesor por Presión de Diseño*

Punto de Referencia	Sección	Clase de Loc.	D	SMYS API 5L Grado B [psi]	F	E	T	Presión de diseño [psia]	OD [in]	t [in]	T [mm]
Oruro	1	4	-	35.000	0,40	1	1	1.440	6,625	0,341	8.654

Machacamarca	2	3	-	35.000	0,50	1	1	1.440	6,625	0,272	6,923
Poopó	3	3	-	35.000	0,50	1	1	1.440	6,625	0,272	6,923
Pazña	4	3	-	35.000	0,50	1	1	1.440	6,625	0,272	6,923
Huancané	5	3	-	35.000	0,50	1	1	1.440	6,625	0,272	6,923
Challapata	6	3	-	35.000	0,50	1	1	1.440	6,625	0,272	6,923
Huari	7	3	-	35.000	0,50	1	1	1.440	6,625	0,272	6,923
Sevaruyo	8	3	-	35.000	0,50	1	1	1.440	6,625	0,272	6,923
Planta Mesa del Inca	9	3	-	35.000	0,50	1	1	1.440	6,625	0,272	6,923
Coroma	10	3	-	35.000	0,50	1	1	1.440	6,625	0,272	6,923
Rio Mulato	11	3	-	35.000	0,50	1	1	1.440	6,625	0,272	6,923
Huacoma	12	3	-	35.000	0,50	1	1	1.440	6,625	0,272	6,923
Desvío											
Quehua	13	3	-	35.000	0,50	1	1	1.440	6,625	0,272	6,923
Machacoyo											
– Planta Quiburi	14	3	-	35.000	0,50	1	1	1.440	6,625	0,272	6,923

Fuente: E. Shashi Menom, Gas Pipe Line Hydraulics, 2005

Para la selección de las secciones se tomaron en cuenta el paso del ducto por las distintas localidades tanto del Departamento de Oruro como del Departamento de Potosí, tomando en consideración la seguridad de las personas.

Para poder elegir el tipo de tubería correcto, se debe añadir el espesor calculado por corrosión⁵. Este es obtenido de datos estadísticos que indica el espesor que se pierde por acción del flujo o de algún tipo de corrosión en la tubería ya sea por el

⁵ Norma Mexicana de Diseño, Construcción, Operación y Mantenimiento de Ductos de Transporte de Hidrocarburos, pág. 23, Edición 2009, México, 2009.

ambiente o sector circundante, que de acuerdo a la norma mexicana de diseño este valor oscila entre los 0,159 mm/año y tomando en cuenta que son dos factores de diseño distinto se muestra en la Tabla 4.22.

Tabla 4.22 *Cálculo de Espesor por Corrosión*

Perdida de espesor por año	Años de proyección	Espesor por corrosión proyectado
0,159 mm/año	10 años	3,18 mm

Fuente: GPSA, Gas Processors Suppliers Association “Engineering Data Book”, 2000

Sumando el espesor calculado por presión de diseño con el espesor por corrosión se toma como ejemplo Oruro y usando las Tablas 4.21 y 4.22:

$$t_p + t_c = t_m$$

$$8,654 + 3,18 = 11,83 \text{ mm}$$

los resultados son mostrados en la Tabla 4.23:

Tabla 4.23 *Cálculo del Espesor Mínimo Requerido*

Punto de Referencia	Sec - ción	Clase de Loc.	OD [in]	Espesor por presión de diseño “t_p” [mm]	Espesor por corrosión “t_c” [mm]	Espesor mínimo requerido t_m = t_p + t_c [mm]	Espesor normalizado API 5L Grado B [mm]
Oruro	1	4	6,625	8,654	3,18	11,83	13,43
Machacamarca	2	3	6,625	6,923	3,18	10,10	10,97

Poopó	3	3	6,625	6,923	3,18	10,10	10,97
Pazña	4	3	6,625	6,923	3,18	10,10	10,97
Huancané	5	3	6,625	6,923	3,18	10,10	10,97
Challapata	6	3	6,625	6,923	3,18	10,10	10,97
Huari	7	3	6,625	6,923	3,18	10,10	10,97
Sevaruyo	8	3	6,625	6,923	3,18	10,10	10,97
Planta Mesa del Inca	9	3	6,625	6,923	3,18	10,10	10,97
Coroma	10	3	6,625	6,923	3,18	10,10	10,97
Rio Mulato	11	3	6,625	6,923	3,18	10,10	10,97
Huacoma	12	3	6,625	6,923	3,18	10,10	10,97
Desvío Quehua	13	3	6,625	6,923	3,18	10,10	10,97
Machacoyo – Planta Quiburi	14	3	6,625	6,923	3,18	10,10	10,97

Fuente: E. Shashi Menom, Gas Pipe Line Hydraulics, 2005

4.6.2.5 Criterio de la velocidad de erosión

Según Mohitpour⁶, para propósitos de diseño se puede considerar una velocidad entre 15 y 17 m/s si el gasoducto no es principal o si es una ramificación. Por otra parte, la velocidad recomendada para gasoductos de transporte es de 40% y 50% de la velocidad de erosión.

⁶ Pipeline Design & Construction, American Society of Mechanical Engineers, pág.15, 2da. Edición, New York, USA, 2003.

A lo largo del ramal de gasoducto, las velocidades más elevadas se encuentran en los tramos finales, en este caso, los tramos de llegada a las fábricas de cemento, debido a que la presión del flujo disminuye al igual que la densidad y por lo tanto la velocidad aumenta. De esta manera consideramos estas velocidades para compararlas con la velocidad de erosión del gasoducto. Se utiliza la ecuación 3.25 de Beggs (1984) y la ecuación 3.24 para hallar el valor de u_e , debido a que la presión de llegada a las dos fábricas es la misma, se realizara un solo cálculo para ambas. Como ya se calculó el factor de compresibilidad “z” en el anterior punto podemos obtener la densidad del gas con la ecuación 3.25, reemplazando el valor hallado tenemos:

$$\rho = \frac{P \cdot M}{R \cdot T \cdot Z} = \frac{400 \cdot 18,37}{10,73164 \cdot 527,67 \cdot 0,86}$$

$$\rho = 1,4987 \frac{\text{lb}_{\text{mol}}}{\text{ft}^3}$$

Con los resultados hallados podemos ahora obtener la velocidad de erosión reemplazando en la ecuación 3.24

$$u_e = \frac{C}{\rho^{0.5}}$$

$$u_e = \frac{100}{1,4987^{0.5}}$$

$$u_e = 81,68 \frac{\text{ft}}{\text{s}} = 24,90 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

Velocidad recomendada (40%) u_e :

$$u_{\text{recomendada}} = 24,70 \frac{\text{ft}}{\text{s}}$$

$$u_{\text{recomendada}} = 7,53 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

Se muestra los cálculos de la velocidad de erosión tomando en cuenta una presión de llegada de 400 psia, como bien se explicó anteriormente, la erosión ocasiona desgaste en la tubería, reduciendo su tiempo de vida. El considerar una presión superior a los 400 psia conlleva velocidades de erosión menores a 17 m/s. Si bien con 400 psia se excede de igual manera el límite, pero este no afectaría de manera significativa al ducto, debido a que el caudal de demanda que abastecerá a la fábrica de Potosí es reducido, ya que una parte del caudal total se deriva a la fábrica ubicada en Oruro, por lo tanto, el ducto diseñado para este tramo es el adecuado para las exigencias de transporte.

Si bien por propósitos de diseño se calculó un aumento a la presión de llegada para el cálculo y análisis de la velocidad de erosión. Es importante tomar medidas preventivas para la protección y posterior control de los tramos finales del ramal de gasoducto, para ello se deben realizar inspecciones periódicas (se propone de forma anual) que se controle cuanto ha ido disminuyendo el espesor de la tubería a través de todo el año.

4.6.2.6 Determinación de compresores a utilizar

Se decide realizar la implementación de una estación de compresión a lo largo del ramal de gasoducto con el fin de poder diseñar el mismo con un diámetro más pequeño, evitando caídas de presión altas y poder tener cierta dependencia en cuanto a la presión de suministro y no depender de la presión inicial en la interconexión.

Calculamos la velocidad del gas para el primer punto de referencia utilizando la Ecuación 3.23 y el factor de compresibilidad calculado anteriormente:

- Oruro:

$$u_e = 40,909 \cdot \frac{Q_b \cdot Z \cdot T}{P \cdot d^2}$$

$$u_e = 40,909 \cdot \frac{17.807 \cdot 0,86 \cdot 527,67}{975,44 \cdot 6^2} = \boxed{9,41 \frac{\text{mi}}{\text{h}} = 13,80 \frac{\text{ft}}{\text{s}}}$$

- Machacamarca:

$$u_e = 40,909 \cdot \frac{17.807 \cdot 0,86 \cdot 527,67}{779,43 \cdot 6^2} = \boxed{11,78 \frac{\text{mi}}{\text{h}} = 17,27 \frac{\text{ft}}{\text{s}}}$$

- Poopó:

$$u_e = 40,909 \cdot \frac{17.807 \cdot 0,86 \cdot 527,67}{617,59 \cdot 6^2} = \boxed{14,86 \frac{\text{mi}}{\text{h}} = 21,79 \frac{\text{ft}}{\text{s}}}$$

- Pazña:

$$u_e = 40,909 \cdot \frac{17.807 \cdot 0,86 \cdot 527,67}{971,25 \cdot 6^2} = \boxed{7,65 \frac{\text{mi}}{\text{h}} = 11,21 \frac{\text{ft}}{\text{s}}}$$

- Huancané:

$$u_e = 40,909 \cdot \frac{17.807 \cdot 0,86 \cdot 527,67}{904,78 \cdot 6^2} = \boxed{9,45 \frac{\text{mi}}{\text{h}} = 13,86 \frac{\text{ft}}{\text{s}}}$$

Realizamos el mismo procedimiento para los datos de las Tablas 4.17, 4.18, 4.19, los resultados se muestran en la Tabla 4.24:

Tabla 4.24 Cálculo de las Velocidades de Transporte

Punto de referencia	Secc.	V _g	
		[ft/s]	[m/s]
Oruro	1	13,80	4,21
Machacamarca	2	17,27	5,26
Poopó	3	21,79	6,64

Est. Comp.	-	-	-
Pazña	4	11,21	3,42
Huancané	5	13,86	4,22
Challapata	6	14,87	4,53
Huari	7	17,63	5,37
Sevaruyo	8	19,70	6,00
Planta Mesa del Inca	9	22,13	6,74
Coroma	10	13,71	4,18
Rio Mulato	11	10,09	3,08
Huacoma	12	10,71	3,26
Desvío Quehua	13	11,30	3,44
Planta Quiburi	14	11,58	3,53

Fuente: Univ. Marco Mendoza Castillo - Fac. de Ing., Ingeniería Petrolera, UMSA - 2017

Como se puede observar las velocidades calculadas en cada sección del ramal de gasoducto están por debajo de la velocidad de erosión que es 17 [m/s]. El tipo de compresor a utilizar se determinó de los siguientes cálculos realizados:

Relación de compresibilidad:

$$R_c = \frac{P_d}{P_s}$$

$$R_c = \frac{1200}{617,59}$$

$$R_c = 1,94$$

Exponente Adiabático:

peso molecular aparente del gas natural es 19,24

transformando la temperatura de °R a °F tenemos:

$$^{\circ}\text{F} = 527.67 - 492 + 32$$

$$^{\circ}\text{F} = 67.67$$

con el peso molecular y la temperatura del gas encontramos el exponente adiabático (véase ANEXO IV)

$$k = \text{De acuerdo a la gráfica} - \text{iteración} = 1,27$$

Tabla 4.25 Cálculos para el compresor

Temperatura de Descarga:	$T_2 = T_1 \cdot \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{k-1}{k}} = 527.67 \cdot \left(\frac{1200}{617,59}\right)^{\frac{1,27-1}{1,27}}$
Temperatura de Descarga:	$T_2 = ^{\circ}\text{R} = 606,65$
Temperatura de Descarga:	$T_2 = ^{\circ}\text{F} = 147$

Fuente: Univ. Marco Mendoza Castillo - Fac. de Ing., Ingeniería Petrolera, UMSA – 2017

De acuerdo a datos obtenidos de la Tabla 4.25 se asegura que los compresores permitirán cierta independencia a la hora de suministrar el gas natural, sin necesidad de depender totalmente del valor de la presión inicial (1000 psia) debido a que, por la temperatura del entorno durante el día, la presión en la interconexión varía.

La temperatura de descarga se encuentra dentro de los parámetros de diseño, no excediendo los 150°F. Mediante este parámetro aseguramos que no será necesario la implementación de enfriadores una vez realizado la compresión del gas, asegurando también la vida útil de la tubería. La potencia ideal se calculó a partir de la siguiente ecuación:

$$IHP = 3,0303 \left\{ \frac{P_{sc} \cdot Q_{sc} \cdot (Z_a + Z_d) \cdot T_a}{2 \cdot Z_a \cdot T_{sc}} \cdot \left(\frac{k}{k-1} \right) \left[\left(\frac{P_d}{P_a} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right] \right\}$$

$$IHP = 3,0303 \left\{ \frac{14,73 \cdot 17.802 \cdot (0.861 + 0.854) \cdot 527.67}{2 \cdot 0.861 \cdot 520} \cdot \left(\frac{1,27}{1,27-1} \right) \left[\left(\frac{1200}{617,59} \right)^{\frac{1,27-1}{1,27}} - 1 \right] \right\}$$

Siendo la potencia ideal igual a:

$$IHP = 573,09 \text{ hp}$$

De acuerdo a la ecuación 3.35 tenemos que la potencia real es igual a:

$$BHP = \frac{IHP}{\eta_c \cdot \eta_m}$$

Siendo: $\eta_c = 0,85$; $\eta_m = 0,90$:

$$BHP = \frac{573,09}{0,85 \cdot 0,90}$$

$$BHP = 749,15 \text{ hp}$$

De la misma forma, se realiza una corrección por altura, para ello, se estima el 10% de la BHP por cada 1000 m.s.n.m.

$$BHP = 749,15 \cdot 0,35$$

$$BHP = 262,20 \text{ hp}$$

Siendo utilizado el 35% por encontrarse la estación de compresión a 3700 m.s.n.m.

$$BHP = 524,40 \text{ hp}$$

Por lo tanto, se requiere de una estación de compresión con un total de 3 compresores 500 hp, con una capacidad de compresión de 10 MMPCD, 2 funcionarán a la mitad de potencia y el restante se encontrará en stand by, esto para

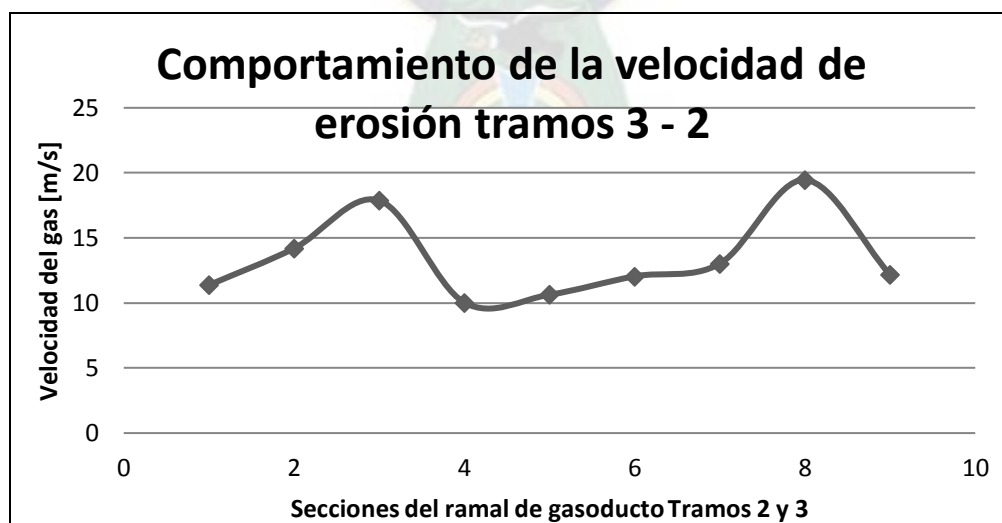
suplantar por efectos de mantenimiento a alguno de los compresores que se pueda encontrar en funcionamiento. Ambos compresores se instalarán en paralelo de manera que se asegura la misma relación de compresión entre ambos y un valor mucho menor del mismo para evitar temperaturas altas de descarga y la instalación de enfriadores. El resumen de resultados es mostrado en la Tabla 4.26:

Tabla 4.26 Valores de los Requerimientos para el Compresor

Variable	Magnitud	Unidad
Relación de compresibilidad	1,94	-----
Exponente adiabático	1,27	-----
Gravedad Especifica del gas	0,605	-----
Temperatura de descarga del compresor	147	°F
Potencia ideal (IHP)	573	hp
Potencia real (BHP)	500	hp

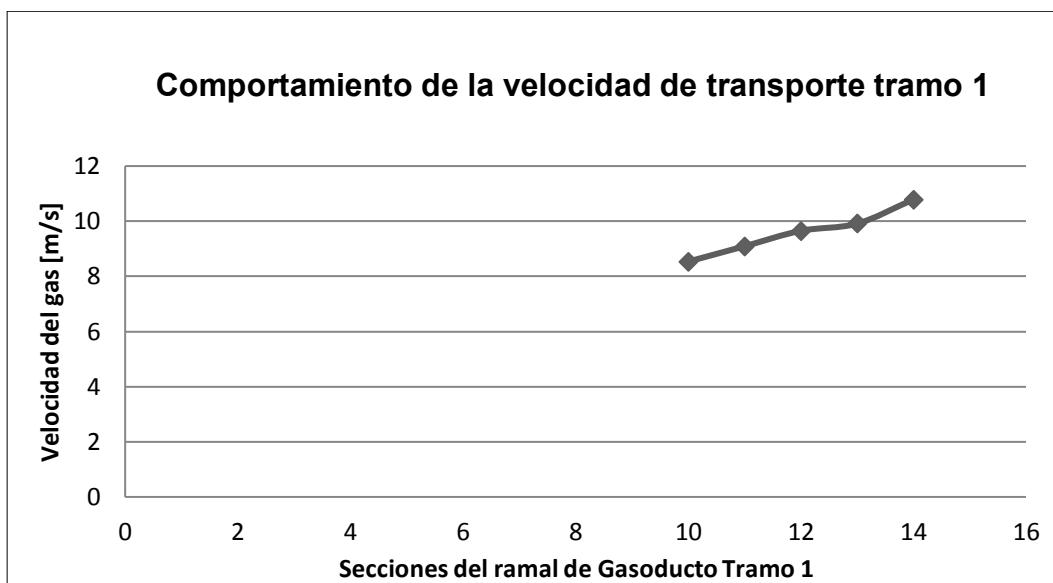
Fuente: Univ. Marco Mendoza Castillo - Fac. de Ing., Ingeniería Petrolera, UMSA – 2017

Figura 4.19 Comportamiento de la velocidad de transporte en los tramos 2 y 3



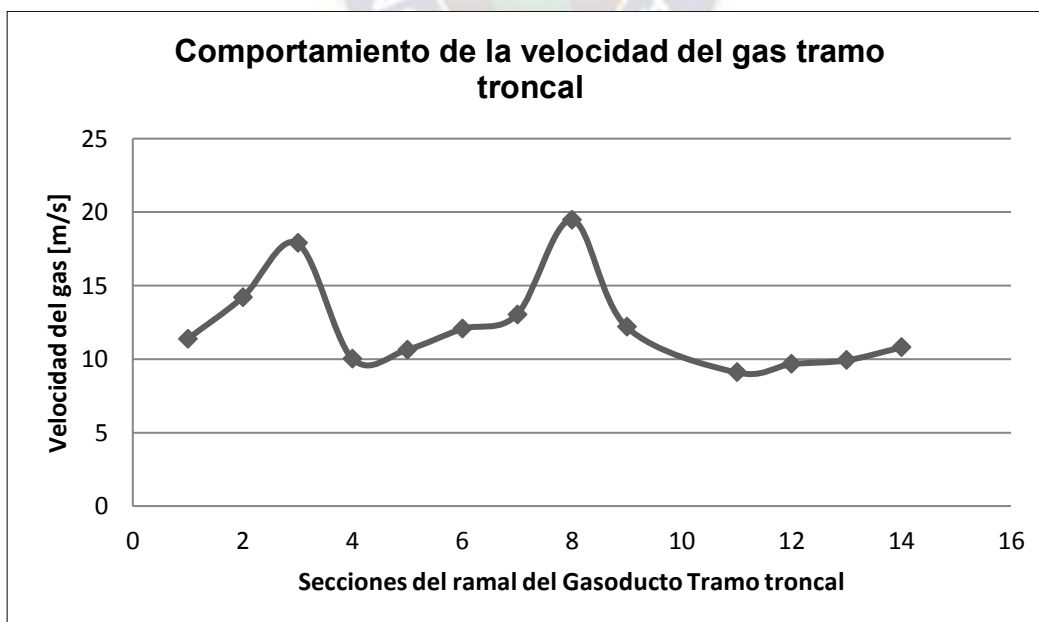
Fuente: Univ. Marco Mendoza Castillo - Fac. de Ing., Ingeniería Petrolera, UMSA - 2017

Figura 4.20 Comportamiento de la Velocidad de Transporte en el Tramo 1



Fuente: Univ. Marco Mendoza Castillo - Fac. de Ing., Ingeniería Petrolera, UMSA – 2017

Figura 4.21 Comportamiento de la velocidad de transporte tramo troncal



Fuente: Univ. Marco Mendoza Castillo - Fac. de Ing., Ingeniería Petrolera, UMSA - 2017

En la Figura 4.21 se puede observar que existen dos picos, uno se debe al aumento de velocidad en el tramo de 23,4 Km. correspondiente a Poopó, en el cual la presión empieza a bajar hasta llegar a la estación de compresión, donde se eleva la presión hasta 1200 psia, es por eso que existe un cambio brusco en la velocidad.

El otro pico se debe a la caída de presión en el tramo de 41 Km. correspondiente a Sevaruyo antes de derivar parte del caudal a la fábrica de cemento correspondiente al Departamento de Oruro.

4.6.2.7 Análisis de caída de presión del ramal de Gasoducto

Para justificar el uso de la ecuación de Weymouth, se verifica el régimen de flujo (ya sea laminar, turbulento, etc.), a lo largo de las secciones del ramal de gasoducto. Se muestra los valores de las variables utilizadas para el cálculo del número de Reynolds en cada sección en la Tabla 4.27. Por ejemplo:

Nitrógeno:

Peso Molecular = 28,0134

$$M^{0,5} = 28,0134^{0,5} = 5,2928$$

$$y \cdot M^{0,5} = 0,006 * 5,2928 = 0,031756612$$

$$\mu \cdot y \cdot M^{0,5} = 0,0173 * 0,031756612 = 0,000549389$$

Tabla 4.27 Evaluación del Régimen de Flujo en el Ramal de Gasoducto

COMPONENTE	FRACCIÓN MOLAR "y"	PESO MOLECULAR "M"	M ^{0,5}	y·M ^{0,5}	μ	μ·y·M ^{0,5}
Nitrógeno	0,006	28,0134	5,2928	0,031756612	0,0173	0,000549389

Dióxido de carbono	0,0126	44,0100	6,6340	0,083588442	0,0147	0,00122875
Metano	0,9221	16,0430	4,0054	3,693352962	0,0107	0,039518877
Etano	0,0473	30,0700	5,4836	0,259374845	0,0089	0,002308436
Propano	0,0081	44,0970	6,6406	0,053788513	0,0075	0,000403414
Iso-butano	0,0008	58,1230	7,6238	0,006099075	0,0071	4,33034E-05
N-butano	0,0018	58,1230	7,6238	0,01372292	0,0073	0,000100177
Iso-pentano	0,0005	72,1500	8,4941	0,004247058	0,0066	2,80306E-05
N-pentano	0,0005	72,1500	8,4941	0,004247058	0,0066	2,80306E-05
Hexano	0,0003	86,1770	9,2832	0,002784947	0,0063	1,75452E-05
Total	1,000			4,152962432		0,044225953

Fuente: Univ. Marco Mendoza Castillo - Fac. de Ing., Ingeniería Petrolera, UMSA – 2017

- Calculamos la viscosidad del gas:

$$\mu = \frac{\mu \cdot y \cdot M^{0.5}}{y \cdot M^{0.5}} = \frac{0.044225953}{4.152962432}$$

$$\mu = 0,010649254 \text{ cp}$$

- Con el valor hallado anteriormente calculamos el número de Reynolds con la ecuación 3.12:

Tramo Oruro – Sevaruyo:

$$N_{Re} = \frac{20 \cdot 17807 \cdot 0.605}{0.010649254 \cdot 6}$$

$$N_{Re} = 3372140,75 \text{ Flujo Turbulento}$$

Tramo Sevaruyo - Planta Mesa del Inca:

$$N_{Re} = \frac{20 \cdot 7344,57 \cdot 0.605}{0.010649254 \cdot 6}$$

$$N_{Re} = 1390853,247 \text{ Flujo Turbulento}$$

Tramo Coroma – Planta Quiburi:

$$N_{Re} = \frac{20 \cdot 7187,87 \cdot 0.605}{0.010649254 \cdot 6}$$

$$N_{Re} = 1361178,711 \text{ Flujo Turbulento}$$

Para el análisis de la caída de presión del ramal de gasoducto, se utiliza la ecuación de Weymouth, realizando el cálculo por secciones:

$$q_{sc} = 31,5027 \left(\frac{T_{sc}}{P_{sc}} \right) \left[\frac{(P_i^2 - P_f^2) \cdot d^{16/3}}{\gamma_g \cdot T_{avg} \cdot Z_{avg} \cdot L} \right]^{0.5}$$

$$P_f = P_i^2 - \left[\left(\frac{Q_{sc} \cdot P_{sc}}{0.4338 \cdot T_{sc} \cdot d^3} \right)^2 \cdot (\gamma_g \cdot T_{avg} \cdot Z_{avg} \cdot L) \right]^{1/2}$$

Datos generales:

Q = De las tablas 4.17, 4.18, 4.19

P_{sc} = 14,73

Y_g = 0,605

T_{avg} = 527,67

Z_{avg} = 0,86

L = De tabla 4.16

$$T_{sc} = 520$$
$$D = 6,625$$

a) $P_i = 1000$ psia

- Para datos de las tablas 4.16, 4.19

Sección 1:

$$P_f = 1000^2 - \left[\left(\frac{17807 \cdot 14.73}{0.4338 \cdot 520 \cdot 6,625^{\frac{8}{3}}} \right)^2 \cdot (0,605 \cdot 527,67 \cdot 0,86 \cdot 16404,19) \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$P_f = 975,44 \text{ psia}$$

b) $P_i = 1200$ psia

- Para datos de las Tablas 4.16, 4.19

Sección 4:

$$P_f = 1200^2 - \left[\left(\frac{17807 \cdot 14.73}{0.4338 \cdot 520 \cdot 6,625^{\frac{8}{3}}} \right)^2 \cdot (0,605 \cdot 527,67 \cdot 0,86 \cdot 116797,9) \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$P_f = 1091,63 \text{ psia}$$

Hasta la sección 8 se realiza el mismo cálculo donde solo se cambia la longitud y la presión final e inicial tomando en cuenta que la presión final hallada en una sección anterior se convierte en la presión inicial de la siguiente sección.

c) $P_i = 607,66$ psia

- Para datos de las tablas 4.16, 4.18

Sección 9:

$$P_f = 607,66^2 - \left[\left(\frac{10619,02 \cdot 14,73}{0,4338 \cdot 520 \cdot 6,625^{\frac{8}{3}}} \right)^2 \cdot (0,605 \cdot 527,67 \cdot 0,86 \cdot 32808,39) \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$P_f = 578,65 \text{ psia}$$

d) Pi =578,65 psia

- Para datos de las tablas 4.16, 4.17

Sección 10:

$$P_f = 578,65^2 - \left[\left(\frac{7187,87 \cdot 14,73}{0,4338 \cdot 520 \cdot 6,625^{\frac{8}{3}}} \right)^2 \cdot (0,605 \cdot 527,67 \cdot 0,86 \cdot 32808,39) \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$P_f = 545,60 \text{ psia}$$

Desde la sección 10 hasta la sección 14 se realizan los mismos cálculos donde solo se cambia la longitud, las presiones iniciales y finales tomando en cuenta que la presión final hallada en la anterior sección se convierte en la presión inicial de la siguiente sección. Los resultados se muestran en la Tabla 4.28:

Tabla 4.28 *Análisis de la Caída de Presión del Ramal de Gasoducto*

Sección	Longitud [ft]	q_{sc} [Mscfd]	Presión inicial [psi]	Presión final [psi]
1	16.404,19		1000	975,43
2	116.797,9	17807	975,43	779,29
3	76.771,65		779,29	617,31

ESTACIÓN DE COMPRESIÓN		1200	
4	84.317,58	1091,57	971,11
5	42.322,83	971,11	904,58
6	80.052,49	904,58	763,15
7	39.370,07	763,15	682,89
8	134.514,43	682,89	607,66
9	32.808,39	10619,13	607,66
10	77.427,82	578,65	545,60
11	66.929,13	545,60	515,30
12	55.118,11	515,30	488,94
13	22.473,75	7187,87	488,94
14	63.976,37	477,77	444,46

ANALISIS

Caída total de presión (ΔP)	$\Delta P = 1000 - 441,55$ $\Delta P = 558,45$ [psi]
ΔP por longitud Tramo 1 (Coroma – Fabrica Potosí)	1,54 [psi/km]
ΔP por longitud Tramo 2 (Derivación - Fabrica Oruro)	10,42 [psi/km]
ΔP por longitud Tramo 3 (Oruro – Sevaruyo)	1,76 [psi/km]

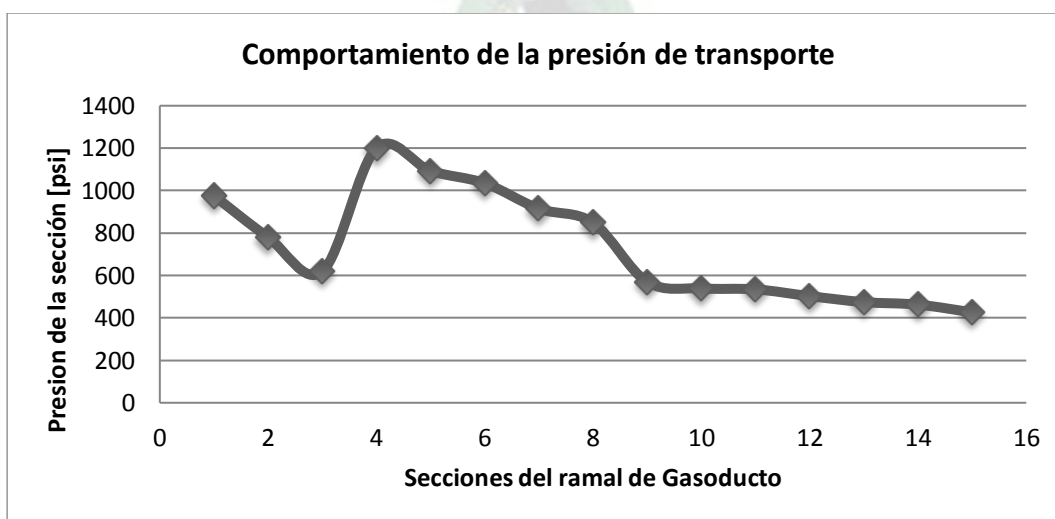
Fuente: Univ. Marco Mendoza Castillo – Fac. de Ing., Ingeniería Petrolera, UMSA – 2017

Se puede observar que el tramo 1 correspondiente desde la derivación a la fábrica de Oruro hasta la fábrica ubicada en Potosí, se tiene una caída de presión baja debido a que un porcentaje elevado del caudal fue derivado previamente hacia la otra fábrica, por lo cual el caudal de flujo es bajo. Si bien no existe una pérdida de presión sustancial, es importante aclarar que se mantiene con el diámetro del ducto por temas de ampliación del consumo en un futuro

En el caso del tramo 2, perteneciente a la derivación del ramal de Gasoducto a la fábrica de cemento, se tiene un ΔP elevado debido a que se transporta el 50% - 60% del caudal total demandado por un ducto de 6 in.

En el tramo 3, se tiene un ΔP sustancial debido a que este tramo corresponde al transporte del caudal total demandado por un diámetro relativamente pequeño, por lo tanto, fue diseñado de forma que se optimice el diámetro de ducto, en el caso de la estación de compresión esta permite tener cierta independencia a la presión de salida desde el GAA, de manera que se asegure que la presión de llegada a ambas fábricas sea mayor a los 400 psi. La Figura 4.22, muestra el comportamiento de la presión a lo largo de las distintas secciones definidas previamente.

Figura 4.22 Comportamiento de la presión de transporte



Fuente: Univ. Marco Mendoza Castillo – Fac. de Ing., Ingeniería Petrolera, UMSA – 2017

4.6.2.8 Ubicación propuesta para la instalación del compresor

Se propone la siguiente ubicación para la estación de compresión mostrada en la Tabla 4.29, en base a los requerimientos de aumento en la presión de transporte para asegurar el suministro a las fábricas de cemento y su ubicación satelital se puede observar en la Figura 4.23.

Tabla 4.29 *Ubicación Geográfica de la Estación de Compresión*

Coordenadas Geográficas	
18°22'50,50"S	66°58'45,13"O

Fuente: Google Earth

Figura 4.23 *Ubicación Estación de Compresión*



Fuente: Adaptado de Google Earth

4.6.2.9 Ubicación de las válvulas de seguridad

De acuerdo a la norma ASME B31.8, en el caso de gasoductos y ramales de

gasoducto se deben implementar válvulas de cierre automático cada 5 Km., esto con el fin de poder aislar algún tramo del mismo por temas de corrosión, fugas, mantenimiento o diferenciales de presión en la línea. Es por ello, que se estima la cantidad de válvulas a instalar a lo largo de todo el trayecto con el fin de proteger a las diversa las lo localidades. Por lo tanto, se requieren de 55 válvulas de cierre automático a lo largo de todo el trayecto.

4.7 TRANSPORTE DE GAS NATURAL A LAS FÁBRICAS DE CEMENTO MEDIANTE EL USO DE GAS NATURAL LICUADO (GNL)

Para efectos de comparación, se realizará la selección de la tecnología del transporte por “Gas Natural Licuado” (GNL), que se basa en otro tipo de infraestructura, construcción y principalmente de suministro, dicha tecnología se basa en el enfriamiento de gas natural hasta el punto que se condensa a líquido, lo cual ocurre a una temperatura de aproximadamente -161°C a presión atmosférica. Este proceso, se lo realiza en plantas de licuefacción, el cual permite reducir su volumen en aproximadamente 600 veces, facilitando su almacenaje en cisternas con contenedores especiales para su transporte. El GNL es transportado mediante las cisternas hasta la planta de regasificación, la cual se encuentra cerca al foco de consumo, esta planta se encarga de cambiar el estado del gas natural, de líquido a gaseoso, para lo cual aumenta su volumen 600 veces mediante el aumento de calor. Además, se le da al gas la presión con la que ingresará a la red de transporte por tubería hasta las fábricas.

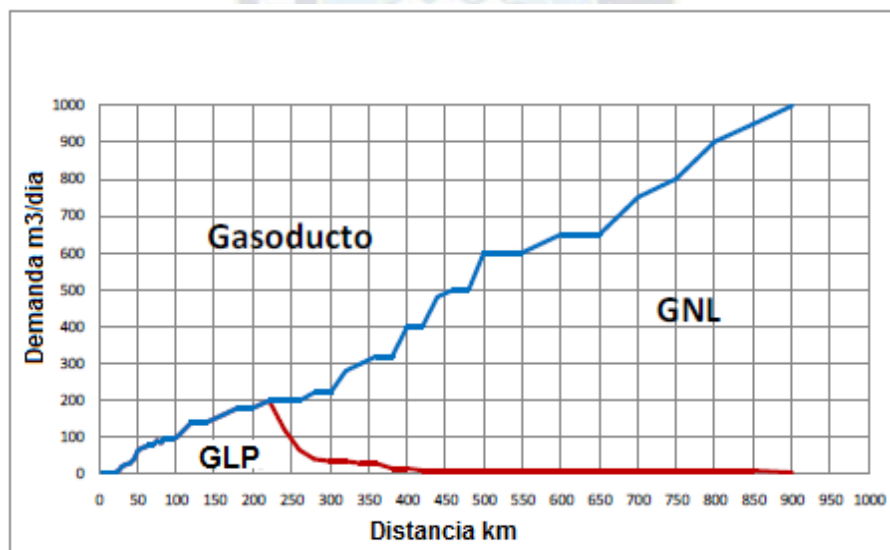
4.7.1 Análisis Técnico Gas Natural Licuado (GNL)

Se han realizado estudios en varios países de Latinoamérica donde se analiza la alternativa de gasoducto versus un gasoducto virtual por GNL, o la entrega de garrafas GLP. Se ha observado, a medida que aumenta el volumen de demanda crece la conveniencia de un gasoducto y por el otro lado a medida que aumenta la distancia aumenta la conveniencia de un gasoducto virtual.

Para el caso del GLP, este es solo conveniente para volúmenes pequeños de consumo. La manipulación y venta de garrafas está centrada y subsidiada por el gobierno para el uso domiciliario. En el consumo industrial de pequeña escala se utilizan los cilindros de GLP para talleres, actividad en planta o tareas de campo donde a veces es necesario transportar el combustible para su uso. Las características de almacenamiento en combinación con el precio no lo hacen conveniente al GLP para el uso a gran escala.

Al compararlo contra la inversión de un gasoducto se hace más rentable el sistema cuando aumenta la distancia y no así el volumen de gas por día. El siguiente gráfico de la Figura 4.24 muestra esta relación:

Figura 4.24 Comparación de Transportes GNL – GLP – Gasoducto



Fuente: Antonio López Bendezú, Alternativas Tecnológicas de Transporte de Gas Natural, 2011

A partir de acá es donde aparecen otras alternativas como el GNL, el gas oil (diésel) y el fuel oil (gasolina) que ocupan menos espacio de almacenamiento y transporte.

El GNL siempre ha tenido su propósito para largas distancias y consumos a gran escala, es más barato que el fuel oil y el gas oil, y se desempeña de forma eficiente

a través de buques metaneros que mediante un proceso de regasificación inyectan el gas directo en el gasoducto. Las condiciones de transporte en tierra no son tan favorables para el GNL por el tamaño que ocupa y las condiciones de seguridad que exige si se lo compara con el fuel oil y el gas oil. Estos últimos provienen de refinerías o centros de distribución y almacenamiento estratégicamente ubicados para balancear oferta y demanda. Los costos de transporte también son más económicos porque la distribución está organizada para varios segmentos y varios clientes. El problema de estos combustibles radica en su precio asociado al costo de refinación y del petróleo.

El GNL se presenta entonces como una alternativa al transporte de gas natural por cañerías de alta presión o gasoductos. A medida que aumenta la distancia a la cual el gas debe ser transportado, disminuyen las ventajas económicas del gasoducto frente al GNL. Si bien ambos constituyen infraestructuras de transporte relativamente fijas, los costos de capital y operativos del gasoducto crecen altamente con su longitud, mientras que un sistema de GNL tiene una sola componente variable con la distancia tradicionalmente mucho más económico por m³ transportado.

Por dicha razón se admite hoy que para distancias superiores a los 4.000 Km (cruce de las líneas) el transporte de GNL es más económico que el transporte por gasoducto. Si bien esta afirmación general no tiene en cuenta particularidades como: obstáculos tales como cruces de ríos, montañas, selvas, etc. en el caso de gasoductos, ni la necesidad de construir costosas instalaciones en el caso de las terminales de GNL.

4.7.2 Licuefacción

El gas que alimenta a la Planta de Licuefacción, proviene principalmente de la corriente de salida de gas de la Planta de Separación de Líquidos Río Grande. Los

contaminantes que se encuentran en el gas natural se extraen para evitar que se congelen y dañen el equipo cuando el gas es enfriado a la temperatura del GNL (-161°C) y para cumplir con las especificaciones técnicas del gasoducto en el punto de entrega. El proceso de licuación puede ser diseñado para purificar el GNL a casi 100% metano.

El proceso de licuefacción consiste en el enfriamiento del gas purificado mediante el uso de refrigerantes. La planta de licuefacción puede consistir en varias unidades paralelas, llamadas “trenes”. El gas natural es licuado a una temperatura aproximada de -160°C. Al licuarse el gas, su volumen se reduce por un factor de 600, lo que quiere decir que el GNL utiliza 1/600 del espacio requerido por una cantidad comparable de gas a temperatura ambiente y presión atmosférica.

El GNL se almacena en tanques de paredes dobles a presión atmosférica. El tanque de almacenaje es en realidad un tanque dentro de otro tanque. El espacio anular entre las dos paredes del tanque está cubierto con un aislante. El tanque interno en contacto con el GNL, está hecho de materiales especializados para el servicio criogénico y la carga estructural creada por el GNL. Estos materiales incluyen acero al 9% níquel, aluminio y concreto pretensado. El tanque exterior está hecho generalmente de acero al carbono y concreto pretensado.

El proceso de licuefacción en una planta puede resumirse de la siguiente manera:

- *Deshidratación*: puede ser mediante enfriamiento directo, absorción de agua en glicoles o adsorción de agua por sólidos. (Objetivo: evitar congelamiento)
- *Tratamiento*: el proceso de tratamiento es usado para la remoción de gases ácidos, CO₂, H₂S y otros componentes de azufre. (Objetivo: remover componentes no deseados)
- *Recuperación de azufre*
- *Circuito de refrigeración*: se elimina el calor sensible y latente del gas natural, de forma que se transforma de estado gaseoso a alta presión, al estado

líquido a presión atmosférica. Después de licuar el gas natural, este es subenfriado antes de ser almacenado. (Temperatura: -162 o C, reducción de 600 veces en volumen)

- *Almacenamiento del gas natural licuado*: los depósitos de GNL poseen tanque interior metálico y tanque exterior de hormigón pretensado entre los cuales existe un material aislante a fin de minimizar la entrada de calor desde el ambiente.

El proceso de licuefacción tiene un rendimiento del 90 % en el gas empleado, el 10 % restante se utiliza como combustible para la planta.

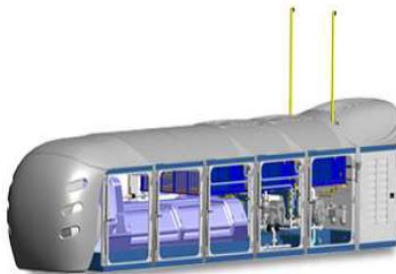
LA Figura 4.25 muestra un esquema del funcionamiento de transporte de GNL.

Figura 4.25 Gasoducto Virtual GNL



Fuente: SENER Group

Figura 4.26 Unidad de Licuefacción Criobox



Fuente: SENER Group

4.7.2.1 Planta Separadora de Líquidos

Está ubicada próxima a la Planta de Absorción de YPFB Andina, que se encuentra a 55 Km. de la ciudad de Santa Cruz y es abastecida con gas natural desde el gasoducto de Transierra. Su ubicación es mostrada en la Tabla 4.30 y Figura 4.27

Tabla 4.30 *Ubicación Geográfica Planta Separadora de Líquidos*

Coordenadas Geográficas	
18°11'32,07"S	62°54'29,51"O

Fuente: Google Earth

Figura 4.27 Ubicación de la planta de licuefacción



Fuente: Adaptado de Google Earth - 2018

4.7.2.2 Dimensionamiento de la planta de licuefacción

La Planta procesará 15,8 millones de pies cúbicos día (MMpcd) de gas natural con una capacidad de producción de 310 toneladas métricas día (TMD) de GNL.

La demanda de las dos fábricas de cemento hace un total de 14,2 MMPCSD (millones de pies cúbicos estándar día). De acuerdo a la información provista por YPFB, las cisternas que transportan el GNL tienen una capacidad de 25 toneladas

de transporte, lo cual equivale aproximadamente a 1 MMPCS (millón de pies cúbicos estándar).

Fabrica Ecebol – Mesa del Inca

$$\text{Consumo} = 7,1 \text{ MMpcsd} \cdot 21 \frac{\text{Ton}}{\text{MMpcsd}}$$

$$\text{Consumo} = 149,1 \text{ Ton}$$

Tabla 4.31 Dimensionamiento de la Planta de Licuefacción

Punto de Referencia	Consumo [MMpcsd]	Densidad GNL [ton/MMpcsdGNL]	Consumo [Ton]
Fábrica ECEBOL - Mesa del Inca	7,1	21	149,1
Fábrica ECEBOL - Quiburi	7,1	21	149,1
TOTAL	14,2	42	298,2

Fuente: Univ. Marco Mendoza Castillo - Fac. de Ing., Ingeniería Petrolera, UMSA - 2017

De acuerdo a la Tabla 4.31, se requiere de una planta de licuefacción que procese aproximadamente 300 toneladas de gas natural licuado al día, lo cual haría que la Planta de Río Grande cumpla con los requisitos necesarios para el suministro.

4.7.2.3 Características de las instalaciones

- *Plataforma de carguío:* Cuenta con instalación de una plataforma de carguío para el traslado del gas natural licuado de la planta a las cisternas.
- *Alimentación:* el gas proviene principalmente de la corriente de salida de gas de la Planta de Separación de Líquidos Río Grande
- *Cisternas:* Se cuentan con camiones cisternas que transporten 25 toneladas cada uno, lo cual es equivalente a 1 MMPCS de gas natural

aproximadamente. La capacidad de las cisternas es seleccionada de acuerdo a la normativa carretera (Ley de Carga, D°S° N° 25629,).

- *Otros*: base de hormigón armado de 18 cm. de espesor y superficie de 750 m² para el estacionamiento de las cisternas durante el proceso de carga y descarga; caminos de acceso y cerco perimetral.

4.7.2.4 Requerimiento de servicios

- *Agua*: Pese a que la zona en la cual se encuentra la Planta cuenta con servicios de agua, la planta cuenta con un tanque de almacenamiento para el uso en las instalaciones.
- *Electricidad*: Cuenta con electricidad para iluminación de la planta y el funcionamiento de los equipos necesarios en el proceso de licuefacción. Hay energía eléctrica en la zona, además de conectar la Planta al servicio público, la planta tiene un generador de emergencia accionado a gas natural.

4.7.3 Logística de transporte

El sistema logístico de transporte, básicamente se constituye en el medio de articulación e integración de Distribución de GNL y como en ninguno de los casos de distribución ya sea de GLP u otro combustible, su importancia es esencial para cubrir los requerimientos en el tiempo que corresponda y asimismo evitar pérdidas innecesarias u otros problemas inherentes al vínculo “planta de licuefacción - estaciones satélites”.

En este caso además de una logística se debe establecer una estrategia continua y muy bien planificada con capacidad de poder corregir fallas en cuellos de botella de la logística o evitar que se generen puntos críticos que luego determinen problemas que se podían haber prevenido si no se llegase a la improvisación.

En el caso del sistema logístico de transporte inicialmente se deben tomar las siguientes consideraciones:

- a. Se debe determinar una logística de transporte eficiente para cada fábrica, de manera que estas nunca se queden sin suministro de gas natural, ya que esto implicaría una pérdida monetaria millonaria.
- b. Si bien ambas fábricas de cemento demandan la misma cantidad de gas natural, la planta ubicada cerca al yacimiento de Quiburi es la más lejana respecto a la planta de licuefacción, por lo tanto, se elaborarán logísticas de transporte distintas para el suministro de gas a cada fábrica.
- c. Un tercer problema que se puede generar y escapa al control de la logística es la posible generación de fugas o pérdidas, que podrían generar desabastecimientos no estimados.

4.7.3.1 Camiones cisterna

Las cisternas para el transporte de GNL son cisternas aisladas térmicamente para poder contener el líquido en su interior (160 °C) el tiempo suficiente para poder realizar las operaciones de suministro. Estas cisternas no están refrigeradas. Se debe contemplar que las mismas cumplan con la norma carretera (Ley de Carga, D°S° N° 25629,). Todos los materiales en contacto con el líquido criogénico deberán ser materiales de alta resiliencia, es decir materiales que no fragilizan por baja temperatura (acero inoxidable, bronce, aluminio, etc.). La capacidad con la cual cuentan las cisternas para el transporte de GNL, es equivalente 1 MMPCS de gas natural aproximadamente.

4.7.3.2 Operación y mantenimiento

Es conveniente la contratación de dos conductores por cisterna, tomando en consideración el tiempo de viaje y el recorrido a realizarse de forma diaria, de la misma forma, es necesario realizar una inspección y mantenimiento periódico a las cisternas cada 85.000 km.

4.7.3.3 Estudio de vías de acceso

La ruta que se debe seguir para llegar a las fábricas de cemento citadas en el proyecto está conformada por tramos asfaltados y tramos ripiados. Al analizar la ruta podemos determinar un tiempo estimado de viaje por parte de las cisternas, de esta manera se realizará una la logística de transporte.

Tabla 4.32 *Tramos de la Ruta Determinada para el Transporte de GNL*

Punto de referencia	Sec ción	Observacio nes	Asfalto [km]	Ripiado [km]	Total [km]	Tiempo de viaje [h]
Río Grande	-	Punto de partido desde la planta de licuefacción	-	-	-	-
Carretera Nuevo Palmar	-	Ruta de salida.	0	2	2	0,04
San cruz de la Sierra	-	-	35	0	35,06	0,7
Warnes	-	-	40,8	0	40,8	0,82
Montero	-	-	35	0	35	0,7
Cochabamba	-	-	412	0	412	8,24
Ciudad de Oruro	1	-	214,2	0	214,2	4,28
Avenida Circunvalación	2	-	4,42	0	4,42	0,088
Machacamarca	3	-	29,88	0	29,88	0,6

Poopó	4	-	24	0	24	0,48
Pazña	5	-	24,8	0	24,8	0,5
Huancané	6	-	13,4	0	13,4	0,27
Challapata	7	-	23,5	0	23,5	0,47
Huari	8	-	9,5	3,5	13	0,26
Sevaruyo	9	Punto de desviación hacia la 1 ^{ra} fabrica	41	0	41	0,82
Planta Mesa del Inca	10	Primer punto de abastecimiento.	0	11	11	0,22
Coroma	11	-	0	23,6	23,6	0,47
Rio Mulato	12	-	0	20,4	20,4	0,41
Planta Quiburi	13	Segundo punto de abastecimiento.	-	39,7	39,7	0,79
TOTAL			907,5	100,2	1007,76	20,16
Total viaje hasta fábrica MESA DEL INCA					924,06	18,49
Total viaje hasta fábrica QUIBURI					1007,76	20,16

Fuente: <http://www.abc.gob.bo>, Administradora Boliviana de Carreteras "ABC"

Como se puede observar en la Tabla 4.32, se requieren aproximadamente 19 horas de viaje para llegar a la fábrica cercana a la población de Sevaruyo (Mesa del Inca), y 21 horas de viaje para recorrer 1007.76 km. hasta la fábrica localizada en el

Yacimiento de Quiburi, tomando en cuenta 30 min aproximadamente de descanso para el chofer.

Este tiempo fue calculado tomando en cuenta una velocidad promedio de viaje de 50 km/h.

4.7.3.4 Descripción de la ruta

- Planta de Licuefacción – Santa Cruz de la Sierra. 35.6 km el tramo inicial que comprende desde la salida de la planta hasta la ciudad de Santa Cruz de la Sierra es asfaltado excepto de 2 km que no es significativo dentro del total del recorrido.
- Santa Cruz de la Sierra – Ciudad de Cochabamba. 487.8 km de carretera asfaltada la cual no presenta mayores problemas para la circulación del transporte de los camiones.
- Ciudad de Cochabamba – Ciudad de Oruro. 214.2 km. de carretera asfaltada la cual no presenta mayores problemas para la circulación del transporte de los camiones.
- Ciudad de Oruro – Santiago de Huari. 133 Km. Carretera asfaltada hasta Santiago de Huari, es una vía apta para camiones de alto tonelaje.
- Santiago de Huari – *Sevaruyo*. 41 Km. Carretera asfaltada. El segundo tramo, que comprende la población de Santiago de Huari hasta la población de Sevaruyo, esta asfaltada hasta los 5 km. restantes para llegar a la localidad de Sevaruyo, ese resto se encuentra ripiado, pero es una vía apta para camiones de alto tonelaje.
- Sevaruyo – Fábrica de cemento ECEBOL (Oruro). 11 Km. Carretera de Tierra. El tercer tramo, que comprende la población de Sevaruyo hasta la llegada a la Fábrica de ECEBOL, perteneciente al Departamento de Oruro, esta ripiado hasta los 5,8 Km. restantes, este trayecto deberá ser arreglado y adecuado para el recorrido de camiones de alto tonelaje.

- Sevaruyo – *Fábrica de cemento ECEBOL (Potosí)*. 89,3 Km. Carretera de Tierra. El cuarto tramo, que comprende la población de Sevaruyo hasta la llegada a la fábrica de ECEBOL, perteneciente al Departamento de Potosí, esta ripiado, el único inconveniente son los 5,8 Km. correspondientes a la desviación del camino principal para acortar el camino hacia la fábrica, se deberá realizar los trabajos correspondientes para poder permitir el cruce de camiones de alto tonelaje.

Es importante detallar que se necesitaran dos cuadrillas de cisternas para realizar el abastecimiento a las dos fábricas, la primera cuadrilla abastecerá a la fábrica de cemento ubicada en Oruro, recorriendo 924.06 Km., diarios tanto de ida como de vuelta. Mientras que la segunda cuadrilla realizara el viaje hasta la fábrica de cemento ubicada en Potosí, recorriendo 1007.76 km. diarios, tanto de ida como de vuelta. Esto demuestra la importancia de contar con 2 conductores capacitados por cisterna, de manera que se puedan realizar viajes organizados por turnos.

4.7.3.5 Estudio de equipamiento de transporte

El equipamiento del sistema de transporte incluye dos posibles medios de contenedores de GNL: Cisternas o Isocontenedores. Al momento de realizar una comparación entre los contenedores que se puede adquirir, se debe tomar en cuenta que cualquiera que se elija debe llevar el mismo volumen de GNL. Factores que pueden influenciar en la decisión son: el precio, la carga que pueden llevar (de acuerdo a norma carretera), la existencia de normativa – los isocontenedores no tienen norma en Bolivia-, y la disponibilidad de los tráileres que puedan llevar este tipo de cargamento, los cuales deben ser tráileres con condiciones ISO.

- En el caso de cisternas, estos son construidos de tal forma que los tráileres que los sostienen están también anexados a las cisternas, lo que facilitaría el transporte de estos por cualquier tracto camión que cumpla con las características necesarias para trasladar tal peso.

Para el transporte de GNL se utilizarán cisternas con una capacidad de almacenaje de 21 toneladas de Gas Natural Licuado. La chapa de la cisterna tiene un peso de 21 toneladas, haciendo un total de 42 toneladas por cisterna. De acuerdo a la Ley de Cargas, D°S° N° 25629, el peso bruto total por vehículo de carga es de 45 toneladas. Si bien existe un permiso especial para las cisternas con un transporte de tonelaje mayor a 45 toneladas, se requieren un estudio más riguroso, de manera que las rutas, puentes y obras de caminos no se sometan a estados tensionales que sometan su estabilidad. En la Figura 4.28 se muestra una cisterna de almacenamiento de transporte de GNL y un isocontenedor (véase ANEXO VI), se muestra el diseño de las cisternas utilizadas para el transporte de GNL.

Figura 4.28 Cisterna GNL



Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, YPFB

4.7.3.6 Estudio de las condiciones de servicio de transporte

Es necesario realizar un análisis más profundo del combustible que se vaya a necesitar para llevar GNL y regasificarlo como se muestra en la Figura 4.29 para luego transportarlo por tuberías hasta las fábricas. Además de considerar los gastos en peajes, sueldos y mantenimientos de la planta de licuefacción, cisternas y regasificadores de gas natural.

Por lo tanto, se estimará los costos para implementar esta tecnología para el suministro de gas natural sin tomar en cuenta peajes, sueldos y combustible para el transporte.

Figura 4.29 Sistema de cargado de GNL



Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, YPFB

4.7.3.7 Estudio de los tiempos de viaje y numero de cisternas a utilizar

a. Numero de cisternas a utilizar

Como se mencionó anteriormente, el caudal demandado por fábrica es de 7,1 MMPCSD, dando como resultado un total de 14,2 MMPCSD. Cada cisterna tiene una capacidad de almacenaje equivalente a un millón de pies cúbicos de gas natural (1 MMPC) aproximado, esto se debe a que las mismas se llenan hasta el 85% de la capacidad total, ya que, al presentarse cambios de temperatura y largos tiempos de almacenaje, una pequeña cantidad del mismo se evapora, ocasionando el efecto *boil off*. Para que no existan fugas de GNL y gas evaporado, se deja un porcentaje de almacenamiento para el mismo.

$$\text{número de cisternas} = \frac{\text{vol. requerido por fábrica (pcs)}}{\text{vol. transportado cada tráileres (pcs)}} \cdot \quad (\text{Ec. 4.3})$$

Reemplazando valores en la ecuación 4.3 tenemos:

$$\text{número de cisternas} = \frac{7.1 \text{ MMpcs}}{1 \text{ MMpcs}}$$

$$\text{número de cisternas} = 7.1 \text{ cisternas} \cong 8 \text{ cisternas}$$

Por lo tanto, se requerirán de 8 cisternas para cada fábrica de cemento, haciendo un total de 16 cisternas para las dos fábricas.

b. Estudio del tiempo de viaje

Se tendrán dos cuadrillas de cisternas, cada una se encargará de abastecer a una fábrica distinta, para ello, es necesario determinar los tiempos de carga, viaje y descarga para cada caso, a continuación, se presenta la Tabla 4.33, la cual muestra los tiempos de carga y descarga por cisterna en cada una de las plantas.

Tabla 4.33 *Tiempos de Carga y Descarga de GNL*

Operación	Tiempos [h]
Carga de GNL a las cisternas	2
Descarga de GNL de las cisternas	2

Fuente: Univ. Marco Mendoza Castillo - Fac. de Ing., Ingeniería Petrolera, UMSA - 2017

Tabla 4.34 *Cronograma de Carga y Descarga de GNL hasta la Fábrica Ecebol - Mesa del Inca*

Operación	Tiempo de Operación [h]	Hora inicial	Hora final
Preparación y revisión de camiones cisternas previa carga de GNL	0,5	4:30 AM	5:00 AM
Carga de GNL (planta de licuefacción)	2	5:00 AM	7:00 AM
Salida planta de licuefacción	0,04	7:00 AM	7:03 AM
Ciudad de Cochabamba (descanso)	10,46	7.03 AM	18:50 PM

Viaje hasta la fábrica de cemento ECEBOL Mesa del Inca	8,00	7:00 AM	15:00 PM
Descarga de GNL (Planta regasificadora - descanso)	2,00	15:00 PM	17:00 PM
Regreso a la Ciudad de Cochabamba (descanso)	8,00	7:00 AM	15:00 PM
Llegada a la planta de licuefacción Guardado de las cisternas en los predios de la planta	11,5	7:00 AM	18:30 PM

Fuente: Univ. Marco Mendoza Castillo - Fac. de Ing., Ingeniería Petrolera, UMSA – 2017

Tabla 4.35 *Cronograma de Carga y Descarga de GNL hasta la Fábrica Ecebol – Quiburi*

Operación	Tiempo de Operación [h]	Hora inicial	Hora final
Preparación y revisión de camiones cisternas previa carga de GNL	0,5	4:30 AM	5:00 AM
Carga de GNL (planta de licuefacción)	2	5:00 AM	7:00 AM
Salida planta de licuefacción	0,04	7:00 AM	7:03 AM
Ciudad de Cochabamba (descanso)	10.46	7.03 AM	18:50 PM
Viaje hasta la fábrica de cemento ECEBOL Quiburi (descanso)	11,40	7:00 AM	17:40 PM
Descarga de GNL (Planta regasificadora – descanso)	2	17:40 PM	19:40 PM
Regreso a la Ciudad de Cochabamba (descanso)	9.66	7:00 AM	17:40 PM

Llegada a la planta de licuefacción – Guardado de las cisternas en los predios de la planta	10.5	7:00 AM	18:30 PM
---	------	---------	----------

Fuente: Univ. Marco Mendoza Castillo - Fac. de Ing., Ingeniería Petrolera, UMSA - 2017

Como se puede observar en las anteriores Tablas 4.34 y 4.35, el trabajo que implica el abastecimiento de gas natural a las fábricas de cemento por medio de GNL es arduo y requiere de una buena organización ya que no puede existir retrasos en los horarios, por lo tanto se requiere personal calificado, en el caso del manejo de las cisternas, se requiere de dos conductores por cisterna, debido al tiempo de viaje y a la ruta que se debe recorrer de manera diaria.

Por lo tanto, se requieren de 18.5 horas para llegar a la fábrica de cemento localizada en Oruro por viaje y 21.9 horas para llegar a la fábrica de cemento localizada en el departamento de Potosí por viaje y para determinar la distancia a recorrer tomaremos una velocidad promedio de 50 km/h, con este dato y el tiempo calculamos dicha variable:

Mesa del Inca:

$$\text{Distancia recorrida} = \frac{50 \text{ km}}{\text{h}} \cdot 18.5 \text{ h}$$

$$= 925 \text{ km}$$

Quiburi:

$$\text{Distancia recorrida} = 50 \frac{\text{km}}{\text{h}} \cdot 21.9 \text{ h}$$

$$= 1095 \text{ km}$$

Estos cálculos del tiempo y distancia de recorrido son similares a tiempos de viaje realizados para el transporte pesado y a cierta velocidad adquirida para el viaje y traslado de una carga de sumo cuidado.

c. Abastecimiento y autonomía de las fábricas de cemento

Como se pudo observar, se tiene organizado un cronograma diario con los horarios a ser respetados para el abastecimiento de gas natural a las fábricas de cemento.

Tomando en cuenta algún tipo de percance que puede existir, ya sea por el camino, las cisternas o algún bloqueo de caminos como situaciones sociales previas que se vivieron dentro el país. Se toma en consideración un almacenaje “extra”, que permita una autonomía en el funcionamiento de las fábricas sin importar que no se les suministre gas natural en el día.

Para ello, se realiza el abastecimiento de gas natural previo el funcionamiento de las fábricas, de manera que estas puedan funcionar con el volumen almacenado en caso de existir algún inconveniente. Es por estas razones, que se estima el abastecimiento equivalente a treinta días.

Este volumen será almacenado en tanques especiales, para ello se requerirá, un tanque que pueda almacenar 10.000 m³ de GNL para cada fábrica, esto se determina de acuerdo a la densidad del GNL (0,45 ton/m³ de GNL).

$$\text{Almacenamiento} = V_{\text{tanque}} \cdot \rho_{\text{GNL}} \quad (\text{Ec. 4.4})$$

Donde:

V_{tanque} = volumen del tanque (m³)

ρ_{GNL} = Densidad del GNL $\left(\frac{\text{ton}}{\text{m}^3}\right)$

Reemplazando en la ecuación 4.4 tenemos:

$$\text{Almacenamiento} = 10.000 \text{ m}^3 \cdot 0.45 \frac{\text{ton}}{\text{m}^3}$$

$$= 4.500 \text{ ton}$$

Por lo tanto, se contará con un almacenaje de 4.500 toneladas de GNL por fábrica, lo cual preverá cualquier tipo de percance.

La Tabla 4.36 muestra la cantidad de tanques de almacenamiento necesarios para la autonomía de funcionamiento de las fábricas:

Tabla 4.6 Cantidad de Tanques de Almacenamiento Necesarios

Fábrica de cemento	Tanque de 10.000 [m3]
Mesa del Inca	1
Quiburi	1
TOTAL	2

Fuente: Univ. Marco Mendoza Castillo - Fac. de Ing., Ingeniería Petrolera, UMSA – 2017

4.7.4 Regasificación

Regasificación es una de las fases de la llamada Cadena del Gas, es decir, las etapas que recorre el gas natural desde su extracción en el yacimiento hasta que llega a los consumidores finales.

Este proceso consiste en devolver el gas natural licuado (líquido) a su estado natural (gaseoso). El gas natural licuado (GNL) se encuentra a una temperatura entre -166°C y -157°C bajo cero y tiene un volumen 600 veces menor que el gas natural, lo que facilita su transporte desde donde se encuentran los yacimientos hasta los mercados de consumo.

El proceso de regasificación se lleva a cabo en las plantas regasificadoras. Una planta regasificadora es una instalación intermedia entre la generación y transporte de gas natural licuado y la red de distribución de gas natural. Permite recibir, almacenar y, más tarde, regasificar el GNL en gas natural.

Los equipos que integren la planta satélite de regasificación que estén en contacto directo con el GNL que sale del tanque deben estar diseñados y fabricados de forma tal que soporten las temperaturas más bajas que llegue a alcanzarse en cada una de las secciones de la planta.

- **Planta Regasificadora forzado**

Para el abastecimiento de gas natural a las fábricas se decide implementar plantas regasificadoras por medio forzado, debido a que es un proceso eficiente, puede funcionar de manera continua por más tiempo sin presentar riesgos y presenta un proceso más sencillo en cuanto al tratamiento de gas natural. Se requerirán dos plantas regasificadoras con una capacidad mínima de 4500 m³/h.

En el proceso de regasificación, el gas natural licuado es transportado hacia los sistemas de regasificación de GNL. Este proceso se realiza en los regasificadores forzados en base a fluidos calientes, por ejemplo, agua que son intercambiadores de calor, verticales u horizontales, donde el gas circula en un sentido y el fluido caliente circula en sentido contrario donde no existe contacto entre ambos fluidos. Antes de su emisión a la red el gas natural se contabiliza en la unidad de medida y, para facilitar su detección en caso de fuga, se le añaden una pequeña cantidad de odorizante. Este producto es el que dota al gas natural de su olor característico, que corresponde a la medida de seguridad que permita detectarlo en caso de fuga.

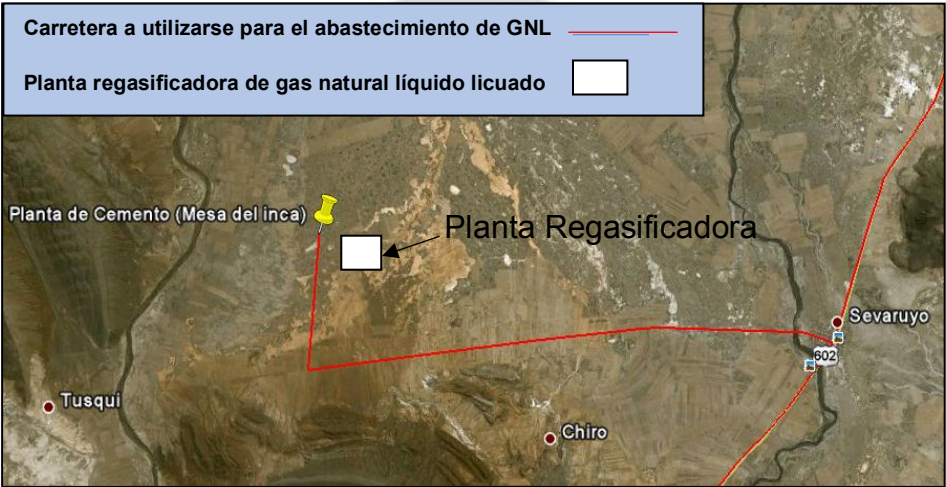
4.7.4.1 Ubicación de las plantas regasificadoras

Las plantas regasificadoras se implementarán cerca de las fábricas de cemento

debido a la importancia que tienen estas de abastecerse de gas natural de manera continua, la falta de abastecimiento provocaría un paro en la fábrica, lo cual ocasiona una pérdida de millones de dólares.

Las Figuras 4.30 y 4.31 muestran el terreno a ser utilizado para la implementación de las plantas regasificadoras:

Figura 4.30 Ubicación planta de regasificadora Mesa del Inca



Fuente: Adaptado de Google Earth

Figura 4.31 Ubicación planta de regasificadora Quiburi



Fuente: Adaptado de Google Earth

4.8 TRANSPORTE DE GAS NATURAL A LAS FÁBRICAS DE CEMENTO MEDIANTE EL USO DE GAS NATURAL COMPRIMIDO (GNC)

Siguiendo con el objetivo de comparación de tecnologías de suministro de gas natural, se realizará la selección de otra tecnología de la cadena de Gasoducto Virtual (GNC) que es muy simple. Se basa en la compresión de gas dentro de un conjunto de recipientes modulares de alta presión que conforman los contenedores, el transporte de estos puede realizarse por camión o ferrocarril, para ello, se adosa al chasis o al carro plano un sistema de fijación y de carga/descarga. Los contenedores son transportados hasta estaciones intermedias o terminales ubicadas en los centros de consumo. De las estaciones intermedias se distribuye los contenedores a terminales satelitales.

Las estaciones terminales disponen de surtidores para el expendio de gas a vehículos que usan este combustible, también pueden tener un puente de medición y regulación de presión y conexiones de gas domiciliario y comercial para abastecer a consumidores locales. Todas las instalaciones de la cadena deben realizarse de acuerdo a normas establecidas por ley. Las autorizaciones para la construcción y funcionamiento de las instalaciones deben ser dadas por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ente regulador del sector.

4.8.1 Análisis Técnico Gas Natural Comprimido (GNC)

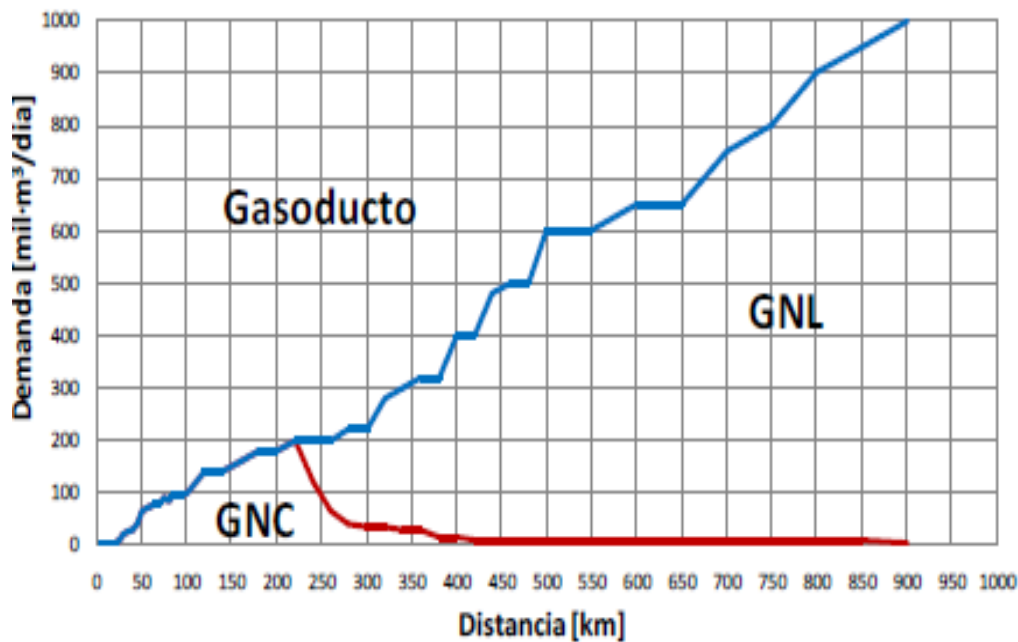
Bolivia al igual que el resto de los países que integran la región latinoamericana es un país en vías de desarrollo con dos tercios de la población debajo de la línea de pobreza. El programa de GNC en vehículos se erige bajo estas condiciones en una oportunidad para mejorar la calidad de vida de sus habitantes sobre la base de las reservas de gas encontradas y la limitada capacidad de producción de combustibles líquidos.

Según los últimos estudios, el gas Natural debe ser una opción obligatoria para Bolivia, por los beneficios microeconómicos en ganancias de divisas a partir de la monetización de las reservas de gas bolivianas y las consecuentes mejoras en el ingreso y las condiciones de vida de los habitantes. El desarrollo del mercado GNC comienza a inicios de la década del noventa y ha ido creciendo lentamente alcanzando los 4000 vehículos en 1998. Actualmente, ha ido creciendo ininterrumpidamente hasta alcanzar los 15000 vehículos a gas y 37 estaciones de carga. Con un parque automotor de aproximadamente 500.000 vehículos, los automotores propulsados a gas representan el 3% del total. En el ámbito regional estos valores representan el 1% de los vehículos y el 2% de las estaciones de carga. A pesar de los incentivos existentes para incrementar el uso del gas natural vehicular, el crecimiento ha sido lento debido a una combinación de factores. Asimismo, existen “inhibidores de demanda” asociados a otras dificultades que se presentan.

El GNC se ha desarrollado como la alternativa más económica de gasoducto virtual para distancias cortas en tierra, el sistema permite adecuar un sistema flexible y eficiente. Se podría decir que es del mismo tipo de funcionamiento que el GLP ya que al igual que este transporte también es apto para distancias cortas, la diferencia más importante podría radicar en que el GNC tiene un volumen mayor de transporte. Los módulos de carga, los sistemas de compresión y descompresión, el gerenciamiento del proceso y la experiencia en la Argentina con este tipo de combustible como es el GNC son las razones principales del reciente crecimiento y desarrollo del sistema. La Argentina fue uno de los primeros países en adoptar el GNC como combustible de venta al público para transporte y actividad industrial. El know-how en la manipulación y uso del combustible sumado a normas eficientes y desarrolladas posibilitan que hoy muchos países demanden equipos, tecnología e infraestructura para gasoductos virtuales por GNC.

La comparación entre los modales de transporte en cuanto a su disponibilidad de transporte de gas es mostrada en la Figura 4.32

Figura 4.32 Comparación de transportes GNC – GNL – Gasoducto



Fuente: Antonio López Bendezú, Alternativas Tecnológicas de Transporte de Gas Natural, 2011

Cabe mencionar que el GNC al ser un medio de transporte con menos volumen de carga necesita casi el doble de camiones con módulos para un abastecimiento normal a una industria, no tanto, así como el GNL.

4.8.2 Composición del Gas Natural:

El gas natural es un hidrocarburo formado principalmente por metano, aunque también suele contener una proporción variable de nitrógeno, etano, CO₂, H₂O, butano, propano, mercaptanos y trazas de hidrocarburos más pesados.

Se muestra las siguientes características con los valores medios:

- Componente principal (~90 %): CH₄
- Temperatura de ebullición a 1 atm: -160 °C
- Peso específico: 0,808 kg/m³
- Densidad en fase líquida (en el punto de ebullición): 0,423
- Poder calorífico: 11 990 kcal/kg

- Índice octano: 125
- Densidad relativa al aire: 0,625

4.8.3 Abastecimiento de Gas Natural

En base a lo expresado en el punto 4.2, se determina que la fuente de abastecimiento para el suministro de gas natural a las fábricas de cemento es el Gasoducto al Altiplano (GAA).

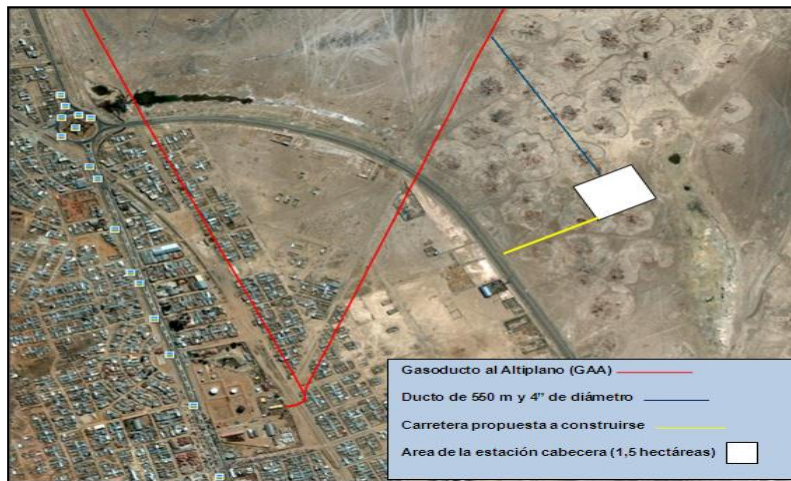
4.8.4 Estación cabecera

Al aumentar la presión del gas natural, manteniéndolo aún como gas, también se aumenta su densidad energética y, por tanto, se disminuyen los costos unitarios de transporte.

La presión de entrada al sistema de transporte de GNC depende de las características técnicas del punto de abastecimiento. El sistema es más eficiente en la medida en que se pueda tomar una mayor presión, dado que el consumo de energía en la estación compresora, además de depender del volumen a comprimir, es proporcional al diferencial de presión entre la entrada y la salida del compresor. Aun cuando la presión de entrada puede ser cualquiera, ya existe una estandarización en equipos que facilitan la especificación y compras de los mismos. Las presiones de entrada más usadas están en rangos cercanos a 60 psig (redes secundarias de distribución), 250 psig (redes principales de distribución) y 600 psig (gasoductos de 1.200 psig).

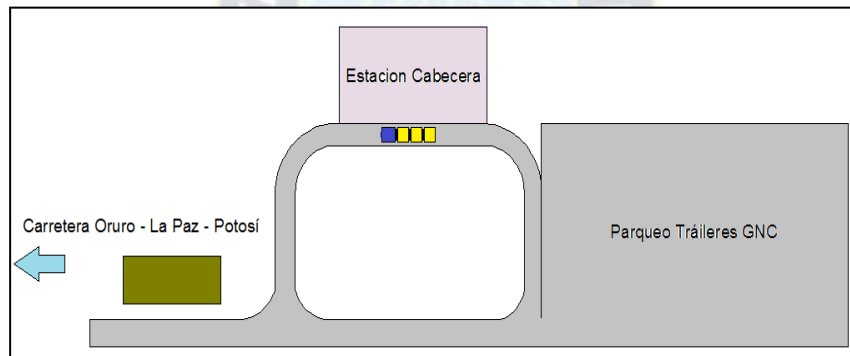
La Figura 4.33 muestra la ubicación de la estación cabecera de compresión y la Figura 4.34 muestra el detalle de acceso a la estación.

Figura 4.33 Ubicación de la estación cabecera



Fuente: Adaptado de Google Earth

Figura 4.34 Detalle de acceso a la estación cabecera



Fuente: <http://www.galileoar.com>, 2015

La estación estará compuesta por una oficina a la entrada de la planta, camino de acceso para camiones con acople, conexión al gasoducto, compresores, plataforma y contenedores.

Los compresores tendrán una potencia de 500 HP y capacidad para comprimir de 400 - 4000 m³/min de gas cada uno. Elevarán la presión del gas recibido del gasoducto hasta 7500 libras por pulgada cuadrada (psig), siendo necesario solo hasta 3.625 libras psig, presión máxima de carga de los contenedores.

4.8.4.1 Características de las instalaciones

- *Sistema de compresión:* Se contará con cuatro compresores (uno en stand by), desde el inicio para asegurar la continuidad del servicio. Los compresores serán modulares, por lo tanto, tendrán incorporados todos los sistemas de seguridad contra explosiones, paradas de emergencia y otros, incluidos: depósito pulmón de almacenamiento a 3.626 psig; puente de medición de gas de entrada, tablero de control electrónico y computarizado.
- *Plataformas de carguío:* Se prevé la instalación de ocho plataformas de carguío para el soporte de cuatro contenedores, cuatro vacíos para el intercambio de los módulos con los tráileres. Las plataformas incluyen tuberías y mangueras de alta presión, además de válvulas y manómetros para el control de la operación.
- *Conexión a gasoducto:* Se realizará la conexión mediante una línea de 550 metros de longitud y cuatro pulgadas de diámetro, tendrá una capacidad de recepción de gas de catorce millones de pies cúbicos por día (14,2 millones de pies cúbicos por día exactamente).
- *Módulos contenedores:* Se planea adquirir 4 módulos de almacenamiento por tráiler.
- *Oficina:* de 50 m², de dos ambientes, una pieza para el sereno y un baño.
- *Otros:* base de hormigón armado de 18 cm. de espesor y superficie de 1.500 m² para el estacionamiento de los camiones durante el proceso de carga y descarga de los contenedores; caminos de acceso y cerco perimetral.

4.8.4.2 Requerimiento de servicios

- *Agua:* Pese a que la zona en la cual se encuentra la Planta cuenta con servicios de agua, la planta contara con un tanque de almacenamiento para el uso en las instalaciones.

- *Electricidad:* Hay energía eléctrica en la zona, además de conectar la Planta al servicio público, la planta tendría un generador de emergencia accionado a gas natural.

4.8.5 Principio de funcionamiento

4.8.5.1 Estación de compresión

El compresor es considerado la parte más importante en la distribución del GNC, ya que es la pieza principal, de mayor costo y el que puede ocasionar grandes problemas de funcionamiento por un mal diseño y operación. La instalación, mantenimiento y operación de los compresores y demás equipos deben cumplir con la normatividad vigente.

Para aumentar la presión desde 250 psig hasta 3600 psig se requiere de una unidad compresora que tiene el conjunto motor-compresor, un tanque compensador de presión, filtro de entrada, sistema de enfriamiento, sistema recolector de condensados, tablero eléctrico, sistema de seguridad de gases y alarmas, y almacenamiento completo.

Para la implementación y estudio del GNC se toma la opción de captar el gas por medio de gasoducto, se tiene el equipo de compresión Microbox de la empresa Galileo en la Figura 4.35 con las siguientes características: El diseño compacto, su transportabilidad y su simple conexión, facilitan su eventual expansión, recolección y financiación del equipo. Cuenta con motor eléctrico o a gas, cerramiento a prueba de explosión, puente de medición, blow-down de succión, panel de control con pantalla táctil y transmisión de datos vía modem, almacenamiento propio, secuencia de prioridad de llenado, detección y corte de gas, y detección y extinción de incendios.

Figura 4.35 Compresor Microbox



Fuente: <http://www.galileoar.com>, 2015

La unidad de compresión se compone de los siguientes elementos:

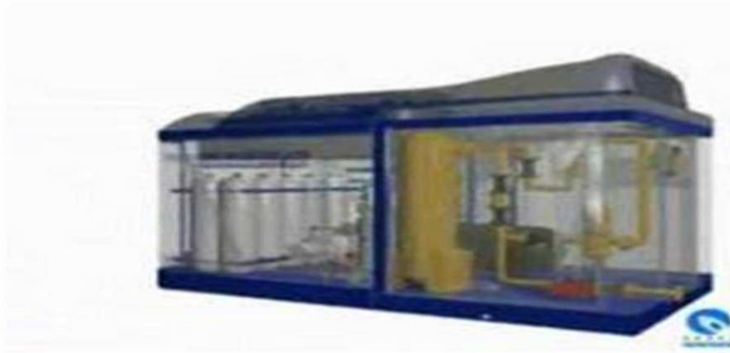
- **El conjunto motor-compresor** aumenta en tres etapas la presión del gas de 200 psi aproximadamente en la línea de distribución, hasta los 3600 psi (250 bar) requeridos para su almacenamiento. Aun cuando el motor puede ser de gas o eléctrico, por facilidades de manejo y por precio se toma el motor eléctrico. El compresor es del tipo recíprocante separable y de accionamiento directo. Existen diferentes capacidades y configuraciones que pueden alcanzar los 3000 m³/hora de gas comprimido según la cantidad de compresores por unidad y la presión de succión, pero en el siguiente caso se tomara el compresor mas utilizado hasta el momento dentro de la línea de gasoductos virtuales, que opera alrededor de los 1800 m³/hora, para simplificar el análisis.
- **El tanque compensador** sirve para suministrar en forma estable el gas que va a ser comprimido y lograr una operación continua.
- **El filtro de entrada** sirve para eliminar solidos e impurezas que traiga el gas. El buen funcionamiento de este depende del comportamiento apropiado del elemento de regulación y de los demás elementos del proceso. Generalmente son del tipo de malla con algodón prensado.
- **Sistema de enfriamiento:** durante el proceso de compresión se genera calor que es necesario eliminar mediante el sistema de enfriamiento que opera sobre las diferentes etapas del gas que se está comprimiendo.

- **Tanque de Recuperación:** los condensados que se producen se van recogiendo y se almacenan en este tanque.
- **El tablero eléctrico** tiene el sistema de arranque para el motor y las protecciones y controles de la parte eléctrica.
- **El sistema de seguridad de gas y alarmas** tiene todos los instrumentos, válvulas e indicadores que permiten una operación segura y facilitan la operación de la unidad.

4.8.5.2 Almacenamiento

Está compuesto por varios cilindros conectados entre sí, con sus válvulas de seguridad e instrumentos de medición. Los cilindros pueden estar en posición vertical u horizontal según el modelo. El sistema está incorporado dentro de la cabina del compresor Microbox Figura 4.36.

Figura 4.36 Almacenamiento



Fuente: <http://www.galileoar.com>, 2015

A la salida del módulo de compresión la tubería y las torres de llenado permiten conectar el o los módulos de almacenamiento que serán transportados a las estaciones de descompresión. Las torres de llenado son estructuras metálicas que tienen válvulas de cierre y mangueras para dos alimentadores de módulos de almacenamiento. La capacidad es de 1800 m³/h y el consumo del compresor se establece según una potencia del motor eléctrico de 220 kW y una presión de succión promedio de 17 bar. Se adoptó este modelo ya que es la alternativa estándar más utilizada que permite balancear mejor la demanda en función de los

costos. Esto es útil para establecer un análisis de sensibilidad aproximado de los costos del sistema de gasoductos virtuales.

También se supone que cerca de la conexión a gasoducto existe una conexión eléctrica para una potencia de 220 kW.

Incluye:

- ✓ Cabina blindada antiexplosiva.
- ✓ Tanque blow-down de aspiración a 250 bar.
- ✓ Puente de medición incorporado.
- ✓ Batería de almacenamiento de 1.000 Lt. Incorporado.
- ✓ Tablero de potencia y control incorporado.
- ✓ Compresor reciprocante.
- ✓ Motor eléctrico (220 kw) con acople directo, no utiliza fajas ni poleas.
- ✓ Tanque de almacenaje.
- ✓ Inter y post enfriadores, refrigerados por aire.
- ✓ Tablero de fuerza y control PLC.
- ✓ Arrancador tipo Soft Starter.
- ✓ Sistema de seguridad activa.
- ✓ Panel prioritario de carga.
- ✓ Sensores de detención de gases (de atmosfera explosiva) dentro de las cabinas.
- ✓ Sistema de extinción de incendios de accionamiento automático.
- ✓ Iluminación y cableado antiexplosivo.

4.8.5.2.1 Sistema de Almacenamiento e Intercambio

Para transportar y almacenar el gas natural comprimido se utilizan cilindros o tanques de acero, conectados entre si, los cuales se llenan en la estación compresora a 250 bar (3675 psi.)

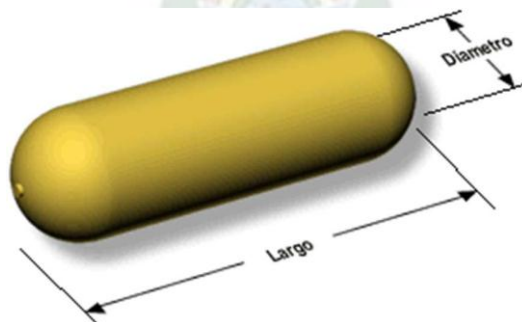
Las baterías de almacenamiento están compuestas por cilindros de acero, montados sobre un bastidor de acero o una cubierta modular, con sus válvulas individuales, válvula esférica manual de bloqueo general de salida, válvulas de exceso de flujo, válvula de seguridad por sobre presión y tuberías de interconexión en acero inoxidable.

Los cilindros pueden ubicarse en posición vertical u horizontal. En ambos casos la totalidad de las válvulas y accesorios de maniobras posibilitaran su operación desde el perímetro de la batería.

El almacenamiento y transporte de los módulos MAT son analizados a continuación:

- **Cilindros:** Los cilindros de GNC Figura 4.37 son de acero sin costura para el almacenamiento de gas natural a unas presiones de 3000 psig (200 bar) a 3600 psig (250 bar), fuertemente resistentes con un espesor de pared entre 7 y 9 mm y probadas a 4500 psig con una presión de rotura de 6700 psig. Sus longitudes y diámetros están en 1,5 m y 360 mm respectivamente, y eso representa un volumen de 150 litros hidráulico y de 38, 5 m³ de gas natural comprimido. El peso esta alrededor de los 110 kg. El material en que son construidos es acero 34 CrMo y son fabricados mediante tratamiento térmico (Templado y Revenido).

Figura 4.37 Cilindro



Fuente: <http://www.galileoar.com>, 2015

- **Tubería de alta presión:** Comunica los cilindros de almacenamiento entre sí. Las tuberías de alta presión están diseñadas para conducir GNC y

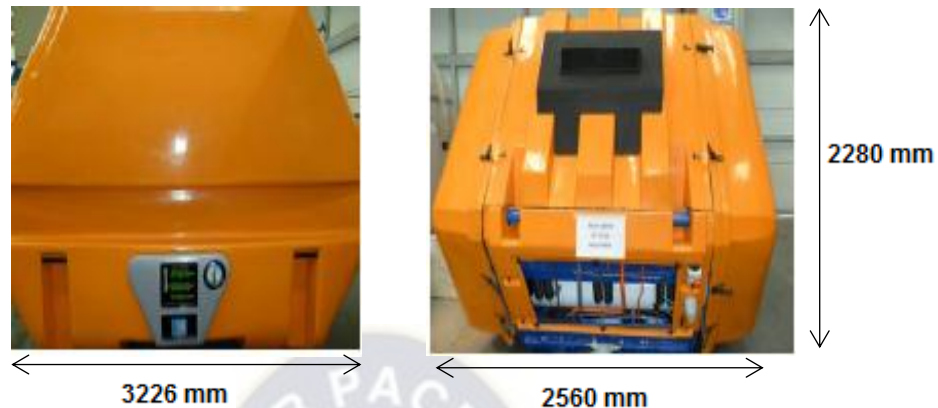
soportar presiones hasta de 900 bar (14000 psi) sin sufrir fallas en su estructura; fabricada en acero inoxidable o acero al carbono con baño galvanizado, de una pieza y sin costuras normalmente tienen un espesor de pared entre 1 y 1,5 mm y un diámetro exterior de 6 mm. Las tuberías dañadas no se deben reparar, sino cambiar por tuberías nuevas.

- **Manómetro indicador de carga:** El manómetro sensor mide la presión del interior del cilindro, conocido como manómetro de resorte o manómetro de Burdons, con una tolerancia de más o menos 5 bar. Graduado en dos escalas con una escala máxima de carga de 400 bar debe ser capaz de soportar el estallido del mismo y contener en su interior todas aquellas piezas móviles que pudieran causar algún daño al usuario con una presión de estallido de 500 bar. Debe ser colocado en un lugar visible en el momento de carga y al resguardo del impacto con uno u otro objeto. Este puede venir provisto con sensores los cuales transmitan en forma de señal eléctrica la cantidad de carga restante en el cilindro, estos sistemas pueden ser del tipo óptico o inductivo. En caso de ser del tipo neumático no sería colocado en el manómetro sino en la línea de alta presión.
- **Parámetros para la revisión periódica de los cilindros:** La inspección es realizada al 100% de los cilindros de GNC solamente por personal técnico calificado y entrenado, perteneciente a los centros de revisión de cilindros habilitados y que posean como mínimo el equipamiento indicado.
El proceso y control de calidad de los Centros de Revisión de Cilindros son supervisados por entes de Certificación que satisfagan los lineamientos de las normas. Se debe realizar una revisión periódica obligatoria programada, cualquiera que sea el estado o haya sido el uso del cilindro, que consistirá:

- ✓ Desvalvulado e inertización.
- ✓ Limpieza exterior.
- ✓ Inspección visual externa.
- ✓ Control de roscas
- ✓ Control de los accesorios fijos y desmontables.

- ✓ Control del funcionamiento de la válvula.
- ✓ Inspección de la válvula.
- ✓ Control de los defectos en el cuello del cilindro.
- ✓ Limpieza interior.
- ✓ Inspección visual interna.
- ✓ Control de la masa o tara.
- ✓ Medición de espesores de la pared del cilindro por ultrasonido.
- ✓ Ensayo hidráulico de expansión volumétrica del cilindro.
- ✓ Secado del cilindro.
- ✓ Remarcado del cilindro (en la ojiva, fecha de revisión).
- ✓ Pintura del cilindro.
- ✓ Documentación del cilindro aprobado, su verificación.
- ✓ Destrucción del cilindro condenado.
- **Módulos MAT:** Contenedores que están diseñados para consumos bajos o moderados. Su capacidad permite almacenar 1500 Nm³ (420 GGE) de GNC a una presión de 250 bar (3625 psi) a temperatura ambiente de 15 °C en los cilindros. El peso de cada módulo lleno puede alcanzar las 9,4 toneladas y sin gas esta entre 6 y 8 toneladas según modelo, su diseño está destinado a resistir todo tipo de impactos. Es el componente principal del sistema modular de transporte, donde se transporta y almacenan los cilindros interconectados que contienen el gas natural comprimido para ser usado en los distintos puntos de consumo. Un Microbox conectado a un gasoducto llenara los módulos de almacenamiento. El procedimiento de carga de un módulo MAT, solo toma algunos minutos y puede ser realizado por el conductor del camión. Llegado el camión con módulos MAT vacíos, provenientes de los centros de consumo, se descargan sobre las plataformas de carga PAC ubicadas en la estación cabecera y se conectan a la línea de suministro por medio de una válvula de acople rápido. El llenado se produce en forma automática, hasta la presión de seteo del sistema (200 bar a 250 bar).

Figura 4.38 Módulo MAT



Fuente: <http://www.galileoar.com>, 2015

Una vez completada la carga, los módulos MAT son nuevamente cargados sobre el tráiler del camión, para luego ser transportados hacia los centros de descarga. Los módulos utilizan un sistema de cascada rotante para su mejor aprovechamiento, reduciendo las pérdidas y manteniendo la presión de trabajo.

El sistema de control electrónico permite automatizar la operación de compresión y descarga con medición de alta precisión y registros de memoria. Incluye sistema de enfriamiento y sistema automático de seguridad.

Los tanques dentro del módulo se encuentran interconectados con el objetivo de ser llenados por una misma conexión exterior, que se acopla a la plataforma donde descansan estos módulos al momento del llenado. Todo de acuerdo a un esquema de la estación de GNC (véase ANEXO VIII).

- **Plataformas:** La estructura de las plataformas de carga es auto portante, diseñada y construida totalmente en acero comercial, resistente a la acción atmosférica mediante el tratamiento anticorrosivo que posee. Tiene una

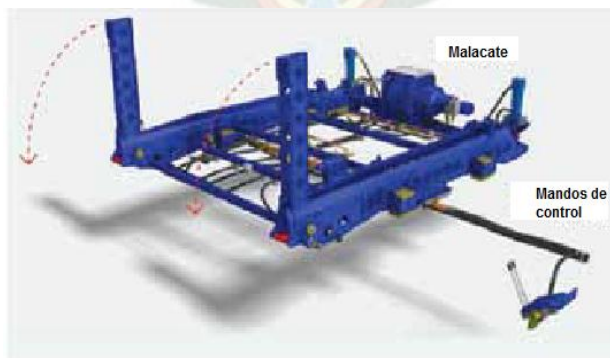
tubería específicamente dimensionada para la capacidad de consumo y cuenta con válvulas, sensores y accesorio de operación y control. En la estación de carga y descarga se colocarán tantas plataformas como módulos MAT haya, más una plataforma libre como mínimo. Sus dimensiones son de 1,76 m – 1,38 m – 1,5 m de ancho, altura y largo respectivamente.

Se instalarán de dicha forma para poder cargar los módulos MAT en forma conjunta, dejando una plataforma PAC libre para poder realizar el intercambio con los MAT vacíos que posee el tráiler.

La plataforma que quedara libre no es siempre la misma, sino que esta se ira rotando, evitando así el desgaste en exceso de una plataforma en especial. De ser necesaria la instalación de dos o más líneas de plataformas de carga, las plataformas PAC incorporan tubería de interconexión y una válvula actuada que será comandada desde la estación compresora mediante una central computada.

Estas plataformas Figura 4.39, son aquellas que se encuentran en la estación compresora para alimentar, soportar e intercambiar los módulos de almacenamiento.

Figura 4.39 Plataforma de almacenamiento y descarga



Fuente: <http://www.galileoar.com>

4.8.5.3 Sistema de Transporte

El camión es el verdadero sistema de enlace entre los puntos de consumo y las estaciones cabeceras. Cada posición de carga, queda conformado por dos máquinas ST, montadas sobre el tráiler, las cuales actúan como guías de soporte de los dos esquíes / patines base de cada módulo MAT. Esta característica, permite la posibilidad de modificar la capacidad instalada de transporte de cada tráiler, en función de la demanda de Módulos de los centros de consumo.

La capacidad máxima de transporte de un Tráiler, es de 4 posiciones o módulos por viaje, lo que implica un volumen máximo desplazado de aproximadamente 6000 m³ de Gas Natural, como se muestra en la Figura 4.40:

Figura 4.40 Detalle de Maquinas ST, Montadas Sobre el Tráiler del Camión



Fuente: <http://www.galileoar.com>, 2015

Los camiones funcionan a Gasolina, pero es probable que en el futuro se puedan adaptar para consumir GNC si las distancias no son muy grandes.

El transporte ofrece:

- Seguridad y confiabilidad en el transporte módulos MAT, por sistema de enclavamiento.
- Facilidad y rapidez de Carga / descarga de módulos a plataformas fijas en tierra.

- Flexibilidad en cuanto a la capacidad máxima de módulos a ser transportados.
- Posibilidad de ser utilizado en todo tipo de carreteras

4.8.6 Logística de transporte

La logística del transporte se basa en establecer una estrategia continua y muy bien planificada con capacidad de poder corregir fallas en cuellos de botella de la logística o evitar que se generen puntos críticos que luego determinen problemas que se podían haber prevenido si no se llegase a la improvisación.

Dentro de esta unidad se consideran dos opciones:

- El camión con su grúa para alzar, manejar y bajar los módulos de almacenamiento.
- El tráiler con grúa y el cabezote para remolcarlo.

La operación de esta unidad comprende la recogida de los módulos de almacenamiento llenos en la estación compresora, el transporte hasta las fábricas donde se encuentran las estaciones de descompresión y la descarga hasta el sitio de conexión, así como el recojo de los módulos vacíos y el regreso hasta la estación compresora para el llenado e iniciar nuevamente el ciclo del transporte. Dependiendo de la cantidad de módulos de almacenamiento que se lleven a una sola estación de descompresión, se determinara si en un viaje se puede atender a las estaciones descompresoras.

4.8.6.1 Estudio de vías de acceso.

A partir de la determinación de las vías de acceso y una estimación del tiempo de viaje como se muestra en la Tabla 4.37, se puede establecer una logística de

transporte, que permita el abastecimiento, seguro y puntual a las fábricas de cemento.

Tabla 4.37 *Tramos de la Ruta Determinada para el Transporte de GNC*

Punto de referencia	Sección	Observaciones	Asfalto [km]	Ripiado [km]	Total [km]	Tiempo de viaje [h]
Ciudad de Oruro	1	Punto de partida desde la Estación de compresión.	-	-	-	-
Avenida Circunvalación	2	Ruta de salida.	4,42	-	4,42	0,088
Machacamarca	3		29,88	-	29,88	0,60
Poopó	4		24	-	24	0,48
Pazña	5		24,8	-	24,8	0,50
Huancané	6		13,4	-	13,4	0,27
Challapata	7		23,5	-	23,5	0,47
Huari	8		9,5	3,5	13	0,26
Sevaruyo	9	Punto de desviación hacia la 1 ^{ra} fabrica	41	-	41	0,82
Planta Mesa del Inca	10	Primer punto de abastecimiento.	-	11	11	0,22
Coroma	11		-	23,6	23,6	0,47
Rio Mulato	12		-	20,4	20,4	0,41
Planta Quiburi	13	Segundo punto de abastecimiento.	-	39,7	39,7	0,79
TOTAL			170,5	98,2	268,7	5,37

Total, viaje hasta fabrica MESA DEL INCA	185	3,7
Total, viaje hasta fábrica QUIBURI	268,7	5,37

Fuente: <http://www.abc.gob.bo>, Administradora Boliviana de Carreteras "ABC"

$$\text{Distancia recorrida} = \frac{50 \text{ km}}{\text{h}} \cdot 3.7 \text{ h}$$

$$= 185 \text{ km}$$

$$\text{Distancia recorrida} = 50 \frac{\text{km}}{\text{h}} \cdot 5.37 \text{ h}$$

$$= 269 \text{ km}$$

Se requieren 3.7 horas de viaje para llegar a la fábrica cercana a la población de Sevaruyo (Mesa del Inca) a una distancia de 185 KM, pero se da un descanso de 18 minutos para completar 4 horas de viaje, y 5.37 horas de viaje para recorrer 269 km. hasta la fábrica localizada en el Yacimiento de Quiburi, tomando en cuenta 37 min aproximadamente de descanso para el chofer para hacer un total de 6 horas en todo el tramo. Estas distancias fueron calculadas tomando en cuenta una velocidad promedio de 50 km/h.

4.8.6.2 Descripción de la ruta

- *Ciudad de Oruro – Santiago de Huari.* 133 Km. Carretera asfaltada. El primer tramo, que comprende la salida de la planta hasta la población de Santiago de Huari, este asfaltado a excepción de 3,5 km. (la cual no es más del 3% del recorrido de esta ruta), es una vía apta para camiones de alto tonelaje.
- *Santiago de Huari – Sevaruyo.* 41 Km. Carretera asfaltada. El segundo tramo, que comprende la población de Santiago de Huari hasta la población

de Sevaruyo, esta asfaltada hasta los 5 km. restantes para llegar a la localidad de Sevaruyo, ese resto se encuentra ripiado, pero es una vía apta para camiones de alto tonelaje.

- *Sevaruyo – Fábrica de cemento ECEBOL (Oruro)*. 11 Km. Carretera de Tierra. El tercer tramo, que comprende la población de Sevaruyo hasta la llegada a la Fábrica de ECEBOL, perteneciente al Departamento de Oruro, esta ripiado hasta los 5,8 Km. restantes, este trayecto deberá ser arreglado y adecuado para el recorrido de camiones de alto tonelaje.
- *Sevaruyo – Fábrica de cemento ECEBOL (Potosí)*. 89,3 Km. Carretera de Tierra. El cuarto tramo, que comprende la población de Sevaruyo hasta la llegada a la fábrica de ECEBOL en Quiburi, perteneciente al Departamento de Potosí, esta ripiado, el único inconveniente son los 5,8 Km. correspondientes a la desviación del camino principal para acortar el camino hacia la fábrica, se deberá realizar los trabajos correspondientes para poder permitir el cruce de camiones de alto tonelaje.

Es importante detallar que se necesitaran dos cuadrillas de cisternas para realizar el abastecimiento a las dos fábricas, la primera cuadrilla abastecerá a la fábrica de cemento ubicada en Oruro, recorriendo 185 Km. diarios tanto de ida como de vuelta. Mientras que la segunda cuadrilla realizara el viaje hasta la fábrica de cemento ubicada en Potosí, recorriendo 268,7 Km. diarios, tanto de ida como de vuelta. Esto demuestra la importancia de contar con dos conductores capacitados por cisterna, de manera que se puedan realizar viajes organizados por turnos.

4.8.6.3 Estudio de numero de tráilers y compresores a utilizar

a. Numero de módulos y tráileres

El caudal demandado por fábrica es de 7,1 MMPCSD, dando como resultado un total de 14,2 MMPCSD para ambas fábricas.

$$\text{número de módulos por tráiler} = \frac{\text{Cap}_{\text{tráiler}}}{\text{Cap}_{\text{módulo}}} \quad (\text{Ec. 4.5})$$

Donde:

$\text{Cap}_{\text{tráiler}}$ = capacidad de un tráiler (m^3)

$\text{Cap}_{\text{módulo}}$ = capacidad de un módulo ($\frac{\text{m}^3}{\text{mod}}$)

Reemplazando valores en la ecuación 4.5 tenemos:

$$\text{número de módulos por tráiler} = \frac{6000 \cancel{\text{m}^3}}{1500 \frac{\cancel{\text{m}^3}}{\text{mod}}}$$

número de módulos por tráiler = 4 módulos

Para el número de trailers:

$$\text{número de trailers} = \frac{V_{\text{req}}}{V_{\text{transp}}} \quad (\text{Ec. 4.6})$$

Donde:

V_{req} = vol. requerido por fábrica (m^3)

V_{transp} = vol. transportado por cada tráileres ($\frac{\text{m}^3}{\text{tráiler}}$)

Reemplazando en la ecuación 4.6 tenemos:

$$\text{número de trailers} = \frac{204,000 \cancel{\text{m}^3}}{6,000 \frac{\cancel{\text{m}^3}}{\text{tráiler}}}$$

número de trailers = 34 trailers

Por lo tanto, se requerirían de 34 tráileres para la fábrica de cemento ubicada en Quiburi y 34 tráileres para la fábrica de cemento ubicada en Mesa del Inca cumpliendo de esta manera con el caudal demandado, haciendo un total de 68 tráileres.

Más allá de implicar una inversión elevada en el transporte de GNC, mediante el uso de un solo compresor no se podría abastecer la demanda diaria de cada una de las fábricas de cemento, lo cual implica mayores costos en el proceso de compresión del gas natural, esto mismo se presenta en la estación de descompresión de ambas fábricas.

Por otro lado, contar con tal cantidad de tráileres para realizar el abastecimiento de gas a las fábricas requiere de una inversión sustancial, además dañarían las carreteras debido al alto uso de las mismas. Para poder determinar la cantidad de módulos, compresores y descompresores a utilizar por planta se debe realizar un suministro continuo, en el cual el transporte mediante módulos se realice las veces necesarias, para ello se suministra GNC a cada fábrica de manera continua e ininterrumpida, a partir de este sistema de suministro,

b. Número de compresores

$$\text{Compresores} = \frac{Cons_{req}}{Cap_{transp} * 24 \left(\frac{h}{día}\right)} \quad (\text{Ec. 4.7})$$

Donde:

$$Cons_{req} = \text{Consumo requerido} \quad \left(\frac{m^3}{día}\right)$$

$$Cap_{transp} = \text{Capacidad transportada} \quad \left(\frac{m^3}{h}\right)$$

Reemplazando en la ecuación 4.7 tenemos:

$$\text{compresores} = \frac{204.000 \left(\frac{m^3}{día}\right)}{6.000 \left(\frac{m^3}{h}\right) * 24 \left(\frac{h}{día}\right)}$$

Cantidad de compresores=1.4 \cong 2

Por fines técnicos y de logística esta cifra es redondeada a su inmediato superior ya que no podemos disponer de medio compresor con lo cual tendremos 2 compresores para cada fábrica.

Los módulos requeridos reales son el doble debido a que los módulos que son llevados a la estación de descompresión pueden ser dejados en los tráileres de descarga, de manera que en el siguiente viaje que las cisternas realicen, se puedan recoger estos para ser cargados nuevamente en la estación de compresión.

Los compresores y descompresores a ser requeridos cuentan con una capacidad de 400 - 4000 m³/min de gas natural a procesar con una potencia de 500 HP.

4.8.6.4 Abastecimiento y autonomía de las fábricas de cemento

Como se explicó previamente, se debe tomar en consideración algún tipo de percance que puede existir, ya sea por el camino, las cisternas o algún fallo que pueda existir dentro y fuera de la cadena del suministro de gas natural. Por lo tanto, se toma en consideración un almacenaje “extra”, para ello, se realiza el abastecimiento de gas natural previo el funcionamiento de las fábricas, de manera que estas puedan funcionar con el volumen almacenado en caso de existir algún inconveniente. Es por estas razones, que se estima el abastecimiento equivalente a tres días, por lo tanto, se contara con 240 módulos de almacenamiento para cada planta.

De acuerdo a las diversas empresas operarias, se ve conveniente establecer la autonomía de tres días, debido a que mayores tiempos de autonomía, en el caso del GNC, implican mayores costos de inversión y una necesidad de lugares muy espaciosos para el almacenamiento de los contenedores.

4.8.6.5 Estación Reguladora

Al arribar centro de consumo remoto, los módulos de almacenamiento MAT son descargados sobre plataformas de descarga PAD Figura 4.41 y conectados a la línea de suministro de alimentación de consumos, sean estos, domiciliarios, industriales, de generación, estaciones vehiculares de GNC, o una combinación de ellos. En aquellos casos en que sea requerido un suministro de Gas Natural, a una presión inferior a 200 bar, es necesario la utilización estaciones reductoras de presión. Dentro de su línea de Planta Reductoras, la empresa Galileo ha desarrollado Plantas Modulares de Regulación de avanzada tecnología, especialmente pensadas para el Sistema de Gasoducto Virtual.

Los rangos de operación, especialmente en cuanto a presión de salida y caudal, son muy amplios, ajustándose perfectamente a lo requerido por cada aplicación. Para abastecer a un cliente que no esté interconectado a la red de gasoductos, se requieren unas instalaciones que tengan los siguientes equipos: unidad de almacenamiento, regulación, calentamiento, medición, filtración odorización, toma de muestras, telecomando y limpieza.

Figura 4.41 Plataformas de Descarga PA-D / PAD-GNC



Fuente: <http://www.galileoar.com>, 2015

Estas plantas Incluyen:

- Unidad Reductora de doble rama
- Cabina de Protección.
- Sistema de Calentamiento.
- Equipo de Medición
- Equipo de Filtración
- Odorización
- Sistema Scada

La unidad de almacenamiento corresponde a los módulos de almacenamiento que son cargados en la estación compresora y suministran gas a 3600 psi. El equipo de regulación reduce la presión del gas mediante válvulas para entregarlo a presión estable, en general por debajo de los 250 psi en primera etapa y en 60 psi en segunda etapa. El equipo de calentamiento sirve para compensar el enfriamiento que se presenta con la expansión del gas y su necesidad depende de la demanda y de la temperatura ambiente. El equipo de medición permite conocer la cantidad de gas entregada.

El equipo de filtración elimina humedad, sólidos e impurezas que puede contener el gas. La odorización permite darle un olor característico para reconocerlo cuando hay escapes de gas natural. Si la compresión se hace con gas odorizado no se requiere tener este equipo en la estación descompresora.

Los demás equipos (Sistema Scada) sirven para tomar muestras, controlar la estación, mostrar el control de alarmas y demás información para la correcta operación de la estación.

La cantidad de módulos de almacenamiento debe ser capaz de atender la demanda diaria del cliente y el vehículo transportador (o vehículos si la demanda diaria supera la capacidad de un trailer) debe abastecerla diariamente. En caso que el consumo diario de la población sea inferior a la capacidad de almacenamiento, este durara más de un día y por tanto el vehículo transportador no tiene que venir todos los días.

Para asegurar la continuidad en el abastecimiento de gas se requiere que siempre esté disponible un módulo de almacenamiento-descompresión de reserva, de tal forma que antes de terminarse el módulo principal, el suministro lo asuma el módulo de reserva. Esta reserva también depende de la distancia a la estación compresora, de tal forma que se garantice que la reserva puede abastecer mientras llegue el vehículo transportador.

Para los fines del estudio se considerarán 2 módulos MAT de reserva para cubrir eventuales faltantes por situaciones especiales de faltantes o problemas con la operación o el transporte.

La estación reguladora seleccionada que mejor se ajusta al análisis comparativo opera hasta 5000 m³/h, se recomienda esta elección para realizar el análisis de dimensionamiento y costo porque si se utiliza una de menor capacidad la variación de la demanda exige la instalación sucesiva de más unidades que conllevan mayores costos.

Además, si se agrega otra es recomendable en este caso de análisis comparativo (aumento cada 10.000 m³/día) usar otra de 5000 m³/h porque no es bueno dejar que las plantas operen al máximo de su capacidad.

Existen plantas que operan hasta 10.000 m³/h, pero en ese caso se tendría un costo muy alto por capacidad ociosa en escenarios de bajo consumo y teniendo en cuenta que el máximo probable de demanda en este análisis es de 160.000 m³/día.

4.8.6.6 Estaciones de descompresión

Para abastecer con gas natural a las fábricas, se requieren unas instalaciones que consten de almacenamiento, regulación, calentamiento, medición, filtración, odorización, toma de muestras, telecomando y limpieza.

El almacenamiento corresponde a los módulos de almacenamiento que son cargados en la estación compresora y suministran gas a 3600 psig. El equipo de regulación reduce la presión del gas mediante válvulas para entregarlo a presión estable a la red de distribución. La descompresión se hace por etapas, para el suministro de gas natural a las fábricas se requerirá la descompresión de 3600 psig a 700 psig.

El equipo de calentamiento sirve para compensar el enfriamiento que se presenta con la expansión del gas y su necesidad depende de la demanda y de la temperatura ambiente.

Para el presente proyecto se necesitarán de 4 descompresores de acuerdo a la demanda previamente establecida, siendo 2 descompresores destinados a cada fábrica de cemento. El motivo de la instalación de un descompresor más es por tema de seguridad y mantenimiento, por lo tanto, uno se encontrará en stand by cuando sea necesario el mantenimiento de uno de los descompresores, el otro entrara en funcionamiento a fin de mantener el suministro de gas natural de manera continua.

4.8.6.7 Sistema SCADA

El sistema SCADA Figura 4.42 se utiliza para monitorear y gestionar el desarrollo de los gasoductos virtuales. Desde una estación remota se pueden controlar compresores, módulos, reguladores y demás componentes. Hay un seguimiento constante del trayecto de los camiones que permite preparar la llegada a cada estación para minimizar los tiempos y optimizar el trabajo. Con un sistema de tele medición se pueden garantizar altas condiciones de seguridad y operar en forma flexible de acuerdo a la demanda. Solo se contabiliza inversión, dado que el costo de gestión está incluido en las demás etapas y el sistema de gasoducto virtual no puede prescindir de este sistema.

Figura 4.42 Sistema SCADA



Fuente: www.galileoar.com

4.9 FACTIBILIDADES TÉCNICAS DE IMPLEMENTACIÓN Y CONDICIONES AMBIENTALES

4.9.1 Factibilidad técnica del Gasoducto Físico

- Alto costo de construcción y diseños de factibilidad, la construcción e instalación de gasoductos pueden llevar años dependiendo del tamaño de la obra
- Caudal de flujo demandado transportado de manera continua, sin interrupciones de una manera segura, eficiente en comparación a otras tecnologías, además de contar con mercado seguro.
- Se deben cumplir todas las normas de seguridad en la instalación y el mantenimiento.

4.9.1.1 Condiciones ambientales

- En general la apertura de zanjas genera escombros y este el impacto sinérgico de polvo y erosión, que en la fase de ejecución puede ensuciar la tubería y sus accesorios reduciendo su tiempo de vida para lo cual debe ser protegido contra todos estos inconvenientes.
- El mantenimiento de un gasoducto demanda inversiones y evaluaciones periódicas.
- El transporte de gas natural por gasoducto incluye algún grado de riesgo para el público en caso de un accidente y el subsiguiente escape de gas el cual es bajo, pero algunas veces difícil de localizar. El riesgo más grave es el de un incendio o explosión después de una ruptura importante en el gasoducto.
- Los gasoductos largos pueden abrir las áreas naturales poco accesibles, como las tierras silvestres, para la actividad humana (agricultura, recreación, etc.), en pocas palabras afecta a la flora y la fauna. Dependiendo de la tolerancia de los recursos ecológicos de estas áreas y las características socioculturales de la población, estas actividades pueden tener un impacto adverso, para lo cual se requiere un permiso ambiental.

4.9.2 Factibilidad técnica del GNL

- Las normas para la instalación de plantas son más exigentes que en el caso del GNC y se requiere el control permanente de las unidades de licuefacción.
- El tiempo de instalación de un sistema de gasoductos virtuales por GNL depende de la complejidad del proceso de licuefacción, además de la capacidad del mismo que pueda tener para cubrir una demanda determinada.

- Las terminales de GNL han venido funcionando cerca de áreas edificadas durante más de cuarenta años sin siquiera un incidente serio de seguridad por lo que requiere mayor mantenimiento de las instalaciones.
- El transporte de GNL tiene un espacio importante para llevar energía a poblaciones que están aisladas de la red nacional de gasoductos y debe estar preparado para soportar la carga del gas licuado, además de contemplar todos los riesgos posibles de inflamabilidad.
- Cuando se almacena en tanques de almacenamiento, el GNL no puede explotar ni arder porque no hay oxígeno ya que debe cumplir con todas las normas internacionales de resistencia y sustentabilidad.
- El cliente afronta la inversión y los costos, pero en este caso el gas natural está subvencionado por el estado boliviano lo que implica que hay un mayor porcentaje asumido por el gobierno de turno y el retorno de inversión se verá en muchos años.

4.9.2.1 Condiciones ambientales

- El momento de realizar el transporte de GNL mediante cisternas estas corren el riesgo de sufrir choques con otros vehículos, infraestructuras u otros, lo que, en caso de que exista una fuga de GNL, ocurrirá la inmediata regasificación de un cuarto del líquido que es derramado, el restante se verterá sobre la superficie llegando a congelar la humedad existente en esta, provocando que la emisión y contaminación sea de magnitud si no es controlado.
- Debido a los cambios de temperatura que presenta nuestro país se utilizará todo el conocimiento sobre la tecnología criogénica probada en otros países que tengan estas mismas características ambientales de variación de temperatura.
- Las Plantas de GNL no generan cambio de clima en el área debido al uso de tecnología criogénica.

4.9.3 Factibilidad técnica del GNC

- La instalación de un sistema de gasoductos virtuales es rápida y flexible.
- El costo de inversión es muy alto, esto se debe a la implementación de tecnología avanzada.
- El cliente afronta la inversión y los costos, pero en este caso el gas natural está subvencionado por el estado boliviano lo que implica que hay un mayor porcentaje asumido por el gobierno de turno y el retorno de inversión se verá en muchos años.
- Existe regulación sobre el gas natural comprimido para vehículos, que en tal caso podría ser aplicada a las estaciones compresoras y a los cilindros.
- Es seguro, los cilindros de almacenamiento son robustos, un choque no los dañaría fácilmente.
- La tecnología debe ser comprobada y confiable como la de Argentina. La cual es un buen referente en el uso de este transporte.
- Las normas exigen que no se puede comprimir el gas a más de 250 bar, ya que de ahí en más aumenta su peligrosidad o riesgo de inflamabilidad.

4.9.3.1 Condiciones ambientales

- Menores emisiones atmosféricas
- El GNC es del tipo “sellado o sea que es hermético”, lo que elimina la posibilidad de derrames o pérdidas de evaporación. La alta temperatura de ignición y el rango limitado de inflamabilidad, dan por resultado que sea prácticamente imposible que pueda haber una ignición o combustión accidental.
- Los beneficios medioambientales son un valor muy importante. Es cada vez más importante poder demostrar a autoridades reguladoras que todas las medidas prácticas se adoptan para reducir al mínimo el impacto ambiental de cualquier actividad industrial sea la producción de petróleo o

eliminación de residuos. Es poco probable que para los futuros proyectos se concederá licencias o permisos a menos que las propuestas incluyen un aceptable método para tratar con un "subproducto" del metano.

- El Gas Natural es más liviano que el aire, y en el caso muy poco probable de una pérdida en la instalación, el gas rápidamente se elevaría y se disiparía eliminando todo riesgo evidentemente en un lugar no confinado.
- Baja capacidad de almacenaje para el transporte, el costo de inversión es alto cuando se cuentan con demandas altas y largas distancias de recorrido.

4.10 COMPARACIÓN ENTRE LAS DIVERSAS TECNOLOGÍAS DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

A continuación, se muestra la Tabla 4.38, la cual compara las diversas tecnologías de transporte de gas natural mediante criterios como ser la flexibilidad, disponibilidad en el mercado, conocimiento sobre la tecnología entre otros.

Tabla 4.38 *Análisis Comparativo de las Diversas Tecnologías de Transporte de Gas Natural*

CRITERIOS DE ANALISIS	GASODUCTO	GNL	GNC
Flexibilidad	El aumento en la capacidad de transporte depende del diámetro de ducto y la presión, puede ser ampliada mediante loops.	El aumento de capacidad está limitado por la planta de licuefacción y de regasificación, ya que ambas tienen una capacidad de gas natural a procesar por día	El aumento de capacidad está limitado por el número de compresores, descompresores, módulos y trenes de llenado y vaciado a utilizar.

		(medido en Tnm/día)	
Disponibilidad de los materiales de construcción en el mercado	Actualmente se cuenta con los materiales y el personal calificado para la construcción y operación de gasoductos en el país.	No se cuenta con conocimiento en el área en nuestro país para la construcción y operación de las plantas de licuefacción y regasificación.	No se cuenta con conocimiento en el área en nuestro país para la construcción y operación de las estaciones de compresión y descompresión al igual que para el manejo de los módulos
Tiempo de construcción	Para este proyecto el tiempo de ejecución de obra está ligado a un tiempo de 3 a 4 años	Ya se tiene la construcción e implementación de la planta de licuefacción y regasificación	El tiempo de implementación de las estaciones de compresión y descompresión es de 3 años aproximadamente.
Know how	Se tiene un gran conocimiento en el transporte de gas natural mediante ductos.	En la actualidad se tiene conocimiento de suministro y transporte de gas natural por medio de GNL	Si bien se cuentan con conocimientos mínimos, el servicio de GNC se realizaría a partir de los servicios de empresas especializadas, se cuentan con estudios básicos

Reglamentación – Normas aplicables	Ley de Hidrocarburos No. 3058 reglamento de Transporte por Ductos (Decreto Supremo No, 29018)	Reglamento técnico para plantas de gas natural licuado – GNL y estaciones de regasificación decreto supremo N° 2159	Decreto Supremo N° 2255
---	---	---	-------------------------

Fuente: Marco Mendoza Castillo - Fac. de Ing., Ingeniería Petrolera, UMSA - 2017

Se observa como el suministro de gas natural mediante un gasoducto presenta las mejores condiciones de trabajo en comparación con el suministro por medio de GNL y gasoducto virtual GNC, debido a que presenta mayores ventajas en cuanto a los criterios analizados.

4.11 IMPACTO AMBIENTAL

El perfil del Estudio de Impacto ambiental permite identificar y evaluar los impactos ambientales potenciales positivos y negativos que pueden ocurrir por la construcción del gasoducto, estaciones de regasificación y de descompresión, así mismo sobre esta base proponer medidas para prevenir, mitigar o corregir impactos negativos, así como para fortalecer los impactos positivos; logrando de esta manera que la construcción y funcionamiento de estas obras se realicen con la conservación del ambiente. Se presentará la descripción de los principales impactos ambientales potenciales del proyecto durante sus etapas de construcción y operación.

4.11.1 Etapa de construcción

a) Impactos positivos

- **Generación de empleo.**

Este impacto está referido a la generación de empleo que demandará la ejecución de las actividades de la construcción ya sea del gasoducto, estación de regasificación o Planta de GNC y estación de descompresión.

- **Dinamización de la economía local**

El suministro del gas natural incrementará el consumo de esta fuente de energía, asociado a las necesidades de abastecimiento durante el proceso constructivo.

b) Impactos Negativos.

- Alteración de la calidad del aire por emisión de partículas, gases y ruido.
- Riesgo de afectación de la calidad del agua y/o conflictos de uso.
- Riesgo de afectación de la calidad del suelo.
- Alteración de la calidad del paisaje local.
- Afectación de la flora.
- Perturbación de la fauna.
- Riesgo de accidentes y afecciones respiratorias en el personal de obra.
- Afectaciones a propiedades.
- Conflictos entre los actores.
- Impactos sobre los medios para la actividad productiva.
- Alteración del tránsito vial.
- Afectación de los intercambios económicos, políticos y sociales.
- Incremento de la movilidad poblacional.

4.11.2 Etapa de funcionamiento

a) Impactos Positivos

- Mejoramiento de la estructura energética de Bolivia.
- Generación de empleo.
- Incremento del valor de las propiedades.
- Afianzamiento de los intercambios económicos, políticos y sociales.
- Ahorro energético.

b) Impactos Negativos

- Restauración del suelo.
- Pérdida del suelo o erosión
- Revegetación del Terreno.
- Restauración de los cursos de agua afectados.

Finalmente se deberá establecer un programa de vigilancia ambiental para que se realicen las siguientes actividades:

- Supervisión del replanteo de la obra asegurándose que las medidas sobre el terreno no exceden las dispuestas en los Planos del Proyecto, especialmente en lo que se refiere al ancho de la pista de trabajo.
- Procurar evitar la tala innecesaria de especies arbóreas o arbustivas, facilitando, según su buen entendimiento, los criterios que procedan.
- Supervisión de los movimientos de tierra necesaria, facilitando criterios ambientales para la elección de préstamos y vertederos.
- Acreditación o garantía de la retirada de material de desecho y su vertido o almacenamiento en zonas controladas. Se prestará especial atención al vertido de aceites pesados procedentes de la maquinaria utilizada.

4.12 SEGURIDAD INDUSTRIAL

En el sector gasista, aunque los accidentes más graves se pueden generar por trabajos en presencia de atmósferas explosivas o en las tareas de especial peligrosidad en el acceso a espacios confinados, los de mayor frecuencia, según datos de empresas del sector, son los producidos por sobreesfuerzos, accidentes de tráfico, atropellos o golpes con vehículos y las caídas de personas al mismo y a distinto nivel. Sin embargo, y dada la gravedad de sus consecuencias, los riesgos propios de las tareas en la que estén implicados los gases combustibles son parte destacable.

4.12.1 Riesgos laborales

En la Tabla 4.39 se señalan los principales riesgos de accidente asociados a los peligros propios del sector, todo ello sin perjuicio de lo que, en cada situación, se derive de la preceptiva evaluación de riesgos para la seguridad y salud de los trabajadores derivados de la

Tabla 4.39 Principales riesgos en instalaciones y actividades

INSTALACIONES	CONSTRUCCIÓN:	REPARACIONES	PUESTA EN MARCHA	OPERACIÓN:	MANTENIMIENTO	INSPECCIÓN	Carga y descarga de cisternas
	Nuevas Instalaciones Ampliaciones Derivaciones						
Plantas de Regasificación	<ul style="list-style-type: none"> • Caída de altura • Asfixia • Incendio • Explosión • Contacto eléctrico • Quemadura por frío 						<ul style="list-style-type: none"> • Incendio • Explosión • Contacto eléctrico • Caída a distinto nivel • Quemadura a por frío
PRM transporte y estación de seccionamiento	<ul style="list-style-type: none"> • Incendio • Explosión 						

nto y corte (Transporte)		
Estación compresión de Transporte	<ul style="list-style-type: none"> • Incendio • Explosión • Caída de altura 	
Almacenamiento	<ul style="list-style-type: none"> • Asfixia • Incendio • Explosión • Caída de altura 	
Gasoducto (Transporte y distribución)	<ul style="list-style-type: none"> • Caída de altura • Incendio • Explosión • Contacto eléctrico • Asfixia 	
PRM distribución	<ul style="list-style-type: none"> • Incendio • Explosión • Asfixia 	
Plantas de GNL (Distribución)	<ul style="list-style-type: none"> • Incendio • Explosión • Contacto eléctrico • Quemadura por frío 	
Plantas de GNC (Distribución)	<ul style="list-style-type: none"> • Incendio • Explosión 	

Fuente: www.senergroup.com

4.12.2 Guía sobre higiene y seguridad en el trabajo

Para evaluar el desempeño en materia de higiene y seguridad en el trabajo deben utilizarse las guías sobre exposición que se publican en el ámbito nacional, entre ellas el manual de seguridad industrial de YPFB, los límites permisibles de exposición publicados por la Administración de Seguridad e Higiene en el Trabajo de los Estados Unidos (OSHA) 30.

4.12.3 Tasas de accidentes y letalidad

Deben adoptarse medidas para reducir a cero el número de accidentes entre los trabajadores del proyecto (ya sean empleados directos o personal subcontratado), especialmente los accidentes que pueden causar la pérdida de horas de trabajo,

diversos niveles de discapacidad e incluso la muerte. Como punto de referencia para evaluar las tasas del proyecto puede utilizarse el desempeño de instalaciones en este sector en países desarrollados, que se obtiene consultando las fuentes publicadas (por ejemplo, a través de la Oficina de Estadísticas Laborales de los Estados Unidos y el Comité Ejecutivo de Salud y Seguridad del Reino Unido).

4.12.4 Seguimiento de la higiene y la seguridad en el trabajo

Es preciso realizar un seguimiento de los riesgos que pueden correr los trabajadores en el entorno laboral del proyecto concreto. Las actividades de seguimiento deben ser diseñadas y realizadas por profesionales acreditados como parte de un programa de seguimiento de la higiene y la seguridad en el trabajo. En las instalaciones, además, debe llevarse un registro de los accidentes y enfermedades laborales, así como de los sucesos y accidentes peligrosos.

Las medidas de control y/o preventivas que se deben adoptar, aparecen reflejadas en la legislación aplicable. Toda la documentación sobre los riesgos y sus medidas preventivas a tomar, sobre formación y capacitación de los trabajadores, revisiones y utilización de maquinaria, entrega e información, etc., se regulará siguiendo los procedimientos establecidos. El personal que acceda a las instalaciones deberá estar autorizado por algún responsable de la instalación a la que se va a trabajar, sin esta autorización no se podrá realizar trabajo alguno.

Para las actividades o procesos peligrosos o con riesgos especiales, se deberá designar un recurso preventivo cuya presencia debe ser continuada en obra mientras persista la actividad que dio lugar a su designación, será responsabilidad de las empresas colaboradoras designar o asignar sus propios supervisores.

Cuando exista concurrencia en la zona de trabajo de varias personas se exigirá la coordinación necesaria entre las mismas con objeto de evitar interferencias en la seguridad de los trabajos respectivos.

Los trabajadores deben recibir información y formación suficiente en materia de Prevención de Riesgos Laborales, que incluya los riesgos a los que están expuestos y los medios de prevención necesarios para eliminarlos o minimizar dichos riesgos, prestando especial atención a las medidas a tomar cuando estén afectados por riesgos especiales.

Mantener un adecuado orden y limpieza en las zonas de paso y de trabajo. Es imprescindible dedicar un tiempo específico a la recogida y orden de materiales y equipos dispuestos en los trabajos.

Establecer un programa de mantenimiento y revisión periódica del entorno de trabajo que permita eliminar o reducir los riesgos identificados.

Todo trabajador deberá limitar su recorrido por la zona donde se realice su trabajo y a los viales que a tal efecto estén definidos.

En materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo, todo trabajador deberá conocer el significado de las señales, especialmente de los mensajes verbales y gestuales y los comportamientos generales o específicos que deben adoptarse en función de dichas señales.

Deberá existir señalización expresa de prohibición de acceso o delimitación de paso para las personas ajenas a los trabajos, así como señalización de peligro cuando estén presentes los riesgos reflejados.

Estará prohibido fumar en el interior de las obras y de los centros de trabajo, excepto en los lugares habilitados para ello.

Cuando el responsable así lo crea conveniente, podrá solicitar al ejecutante de los trabajos la presencia de equipos de extinción adicionales a los que pueden poseer

las instalaciones, y estos deberán ser adecuados y estar en buenas condiciones de uso.

En caso de que sea necesario iluminación adicional para la realización de los trabajos, esta deberá ser suministrada por el Contratista.

4.13 RESUMEN DE RESULTADOS

De acuerdo a los resultados obtenidos en el presente capítulo, es importante resaltar los siguientes resultados:

4.13.1 Sistema de Transporte por Ductos

Se logró determinar en el sistema de transporte por ductos que es necesario contar con 277.15 km de red primaria cuyo origen es desde el GAA que pasa por la ciudad de Oruro.

También, es necesario contar con EDR's de al menos seis de 500 m³/h, dos de 1000 m³/h y dos de 2000 m³/h. Un City Gate de capacidad de 45000 m³/h que cumplirá con el suministro necesario.

Tabla 4.40 Resultados del Sistema de Transporte por Ductos

Origen	Destino	Diámetro	Presión de entrada	Presión de llegada	Longitud red primaria	Caudal EDR	Caudal City Gate	Observaciones
Ciudad de Oruro	Machaca marca					500		
	Poopó					2000		Instalación de una GNV

Pazña	6,625	1435.34	400	277.15	500	45000	Instalación de una GNV
Challapata					2000		
Huari					500		
Sevaruyo					500		
Planta Mesa del Inca					1000		
Rio Mulato					500		
Machacoyo					500		
Planta Quiburi					1000		

Fuente: Univ. Marco Mendoza Castillo - Fac. de Ing., Ingeniería Petrolera, UMSA - 2017

La Tabla 4.40 de información mostrada es el resultado de la recopilación de la información desarrollada en el proyecto. Esta tabla resume todos los resultados de los cálculos técnicos del sistema de transporte por ductos de distribución de gas natural.

4.13.2 Sistema de transporte para Gas Natural Licuado (GNL)

Para el abastecimiento mediante la tecnología de transporte de Gas Natural Licuado, requiere, de acuerdo al caudal de demanda de las fábricas de cemento, de una planta de licuefacción de 300 Tnm/día para cargar las cisternas especiales de almacenaje y transporte de GNL.

De acuerdo al análisis de la ruta, la logística de transporte y el estudio de los tiempos de viaje, se estableció el número de cisternas y el cronograma de abastecimiento diario a realizarse que son mostrados en la Tabla 4.41.

Tabla 4.41 *Resultados del Sistema de Transporte para GNL*

Equipo	Cantidad	Capacidad
Planta de licuefacción	1	300 Tnm/día
Camiones cisternas	16	1 MMPC
Planta regasificadora	2	300 Tnm/día

Fuente: Univ. Marco Mendoza Castillo - Fac. de Ing., Ingeniería Petrolera, UMSA – 2017

En la Tabla 4.42 se muestra el tiempo de viaje desde la planta de licuefacción hasta la fábrica de cemento localizada en el yacimiento de Mesa del Inca es de 19 horas y de 21 horas hasta la fábrica localizada en el yacimiento de Quiburi, se requieren de 2 horas para la carga y descarga de GNL. Por lo tanto, se requieren de 21 y 23 horas respectivamente al día para el abastecimiento a las fábricas de cemento por viaje, lo cual hace un total de 8 viajes a cada fábrica.

Tabla 4.42 *Resultados de los Tiempos de Viaje GNL*

Punto de referencia	Asfalto [km]	Ripiado [km]	Total [km]	Tiempo de viaje [h]
Río Grande	-	-	-	-
Carretera Nuevo Palmar	0	2	2	0,04
San cruz de la Sierra	35	0	35,06	0,7
Warnes	40,8	0	40,8	0,82
Montero	35	0	35	0,7

Cochabamba	412	0	412	8,24
Ciudad de Oruro	214,2	0	214,2	4,28
Avenida Circunvalación	4,42	0	4,42	0,088
Machacamarca	29,88	0	29,88	0,6
Poopó	24	0	24	0,48
Pazña	24,8	0	24,8	0,5
Huancané	13,4	0	13,4	0,27
Challapata	23,5	0	23,5	0,47
Huari	9,5	3,5	13	0,26
Sevaruyo	41	0	41	0,82
Planta Mesa del Inca	0	11	11	0,22
Coroma	0	23,6	23,6	0,47
Rio Mulato	0	20,4	20,4	0,41
Planta Quiburi	-	39,7	39,7	0,79

Fuente: <http://www.abc.gob.bo>, Administradora Boliviana de Carreteras “ABC”

Se toma en consideración un almacenaje “extra”, que permita una autonomía en el funcionamiento de las fábricas sin que afecte su funcionamiento pese a que no se les suministre gas natural en el día. Para ello, se realiza el abastecimiento de gas natural previo el funcionamiento de las fábricas, de manera que estas puedan funcionar con el volumen almacenado en caso de existir algún inconveniente. Es por estas razones, que se estima el abastecimiento previo equivalente a treinta días, por lo tanto, se contará con un almacenaje de 4.500 toneladas de GNL por fábrica, lo cual preverá cualquier tipo de percance. Este volumen será almacenado en tanques especiales 10.000 m³ de GNL, una para cada fábrica.

Se requerirán dos plantas regasificadoras con una capacidad mínima de 4500 m³/h para el proceso de conversión de GNL a gas natural seco.

4.13.3 Sistema de transporte para Gas Natural Comprimido (GNC)

Para el abastecimiento mediante la tecnología de transporte de Gas Natural Comprimido, se requiere, de acuerdo al caudal de demanda de las fábricas de cemento, de una estación de compresión que constará de 3 compresores destinados a la compresión de gas natural y una que se encontrará en stand by, en caso del mantenimiento de uno de los compresores, etc. Lo cual hace un total de 4 compresores con una potencia de 500 HP y capacidad para comprimir de 400 - 4000 m³/min.

De acuerdo al análisis de la ruta, la logística de transporte y el estudio de los tiempos de viaje, la Tabla 4.43 muestra el número de cisternas, módulos de almacenamiento y el cronograma de abastecimiento diario a realizarse. Los contenedores elegidos están conformados por 30 tubos que dan una capacidad total de almacenaje del contenedor de 1.500 m³N. Cada camión transporta un máximo de 4 módulos, transportando hasta 6000 m³N de gas natural. Se requerirán 80 módulos de almacenamiento para el primer tramo y 112 módulos para el segundo tramo.

Tabla 4.43 Resultados del Sistema de Transporte por GNC

Equipo	Cantidad	Capacidad
Compresor	1	4000 m ³ /miin
Camiones	48	6000 m ³
Descompresores	4	4000 m ³ /min
Módulos	192	1500 m ³

Fuente: Univ. Marco Mendoza Castillo - Fac. de Ing., Ingeniería Petrolera, UMSA - 2017

La Tabla 4.44 muestra el tiempo de viaje desde la Estación de Compresión hasta la fábrica de cemento localizada en el yacimiento de Mesa del Inca es de 4 horas y de

6 horas hasta la fábrica localizada en el yacimiento de Quiburi, se requiere de 1 hora para la carga y 1 hora de descarga GNC. Por lo tanto, se requieren de 6 y 8 horas respectivamente al día para el abastecimiento a las fábricas de cemento por viaje, debido a que la capacidad de almacenaje es muy baja en comparación a otras tecnologías, se deben realizar viajes las 24 horas a fin de suministrar el volumen diario necesario por planta.

Tabla 4.44 *Resultados de los Tiempos de Viaje GNC*

Punto de referencia	Asfalto [km]	Ripiado [km]	Total [km]	Tiempo de viaje [h]
Ciudad de Oruro	-	-	-	-
Avenida Circunvalación	4,42	-	4,42	0,088
Machacamarca	29,88	-	29,88	1,00
Poopó	24	-	24	0,48
Pazña	24,8	-	24,8	0,50
Huancané	13,4	-	13,4	0,27
Challapata	23,5	-	23,5	0,47
Huari	9,5	3,5	13	0,26
Sevaruyo	41	-	41	0,82
Planta Mesa del Inca	-	11	11	0,22
Coroma	-	23,6	23,6	0,47
Rio Mulato	-	20,4	20,4	0,41
Planta Quiburi	-	39,7	39,7	0,79

Fuente: <http://www.abc.gob.bo>, Administradora Boliviana de Carreteras “ABC”

Se toma en consideración un almacenaje “extra”, que permita una autonomía en el funcionamiento de las fábricas sin que afecte su funcionamiento pese a que no se les suministre gas natural en el día. Es por estas razones, que se estima el abastecimiento previo equivalente a tres días. Este volumen será almacenado en

los módulos de almacenamiento, el cual es equivalente a 576 módulos, 240 módulos para la fábrica de Mesa del Inca y 336 módulos para la fábrica de Quiburi. La razón por la cual se utilizarán más módulos para la fábrica de Quiburi se debe a que debido a que se encuentra más lejos que la planta de Mesa del Inca, se debe cubrir el suministro continuo con una mayor cantidad de cisternas.

De la misma manera, cada estación de descompresión contara con 2 descompresores, uno se encontrará en stand by, en caso de mantenimiento del otro compresor o algún otro inconveniente que se presente, de forma que se asegura el funcionamiento sin interrupciones en el proceso de conversión de GNC a gas natural seco.



CAPITULO V

ESTUDIO ECONOMICO Y FINANCIERO DEL PROYECTO

1.5 COSTO DE INVERSIÓN INICIAL DE LAS DIFERENTES TECNOLOGÍAS DE TRANSPORTE

Es muy importante tener en cuenta el costo de inversión inicial con la que cuentan cada una de estas tecnologías, debido a que los puntos de suministro se encuentran a una distancia muy lejana de la fuente de abastecimiento, para ello se debe analizar los costos en base al beneficio que se puede obtener de ser viable alguna de las propuestas.

1.6 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR DUCTOS

La tecnología de transporte por medio de ductos al estar conformado por City Gate, EDR's y redes primarias de acero, es necesario cuantificar los montos de inversión para cada componente, así como también los distintos trabajos a realizarse para su funcionamiento (véase ANEXO VI).

El resumen de los costos de inversión del transporte de gas natural por ductos se puede observar en la Tabla 5.1:

Tabla 5.1: Costo de Inversión del Transporte de Gas Natural por Ductos

RESUMEN DE COSTOS RAMAL DE GASODUCTO	Bs.	\$us
Obras Civiles	78.170.530,00	11.231.397,99
Obras Mecánicas	75.921.128,88	10.908.208,17
Equipos City Gate, EDR's, Compresores	9.610.000,00	1.380.747,13

Imprevistos (15%)	17.130.091,70	4.145.929,77
TOTAL	180.831.750,58	27.666.283,06

Fuente: Univ. Marco Mendoza Castillo - Fac. de Ing., Ingeniería Petrolera, UMSA – 2017

De acuerdo al reglamento de diseño, construcción, operación de Redes de Gas Natural e instalaciones en su capítulo VII: Fondo Nacional del Gas Para YPFB-FONGAS YPFB y su artículo 70 (uso y destino de los recursos del FONGAS YPFB) menciona que estos recursos deben ser utilizados por YPFB para proyectos de expansión en sus Áreas Geográficas de Distribución que comprendan: el desarrollo y ampliación de Redes Primarias y Secundarias de distribución de gas natural, City Gates, EDR`s, acometidas y gabinetes, lo cual permitiría que el presente proyecto pueda ser ejecutado ya que la GRGD cuenta con un financiamiento adicional de 21.3 MM por año, tomando en cuenta que este monto debe ser programado en Plan Operativo Anual (POA), además de que YPFB proveería de todos los materiales como tubería, válvulas, etc. principalmente todo lo referido a las obras mecánicas, ahora como alternativa de trabajo y para aminorar los costos se podría realizar un trabajo conjunto de cooperación con las Gobernaciones de los departamentos de Oruro y Potosí para que puedan poner su contraparte de trabajo en las obras civiles ya que ellos cuentan con maquinarias, lo cual reduciría los costos del proyecto en un 35 %.

La inversión que se refleja en la Tabla 5.1, resulta ser de carácter económico muy elevado, debido a la longitud que tiene que ver con la red primaria, pero esto no necesariamente significa una pérdida ya que más adelante veremos que dicho proyecto es viable económicamente porque el grueso del volumen de gas natural va destinado al consumo de las fábricas de cemento las cuales al igual que otras en el país proporcionan un retorno económico satisfactorio.

1.7 ANÁLISIS FINANCIERO DEL TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR DUCTOS

Para la implementación del proyecto se asumen los gastos de ingresos y egresos de todo el proyecto, generado en función de un estudio de demanda en base a un escenario de ingresos (demanda por tarifa específica) logrando de esa manera un flujo de caja financiero que es mostrado en la Tabla 5.2:

Tabla 5.2: *Flujo de Fuentes Transporte de Gas Natural por Ducto*

AÑO	MPCD	MPC/AÑO	INGRESOS \$us.	COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIEN TO	FLUJO
2020	17.742,18	6.475.895,32	16.293.352,63	3.985.701,63	12.307.651,00
2021	17.752,35	6.479.607,60	16.302.692,72	3.985.701,63	12.316.991,09
2022	17.762,52	6.483.319,88	16.312.032,81	3.985.701,63	12.326.331,18
2023	17.772,69	6.487.032,16	16.321.372,90	3.985.701,63	12.335.671,27
2024	17.782,86	6.490.744,43	16.330.713,00	3.985.701,63	12.345.011,36
2025	17.793,03	6.494.456,71	16.340.053,09	3.985.701,63	12.354.351,45
2026	17.803,20	6.498.168,99	16.349.393,18	3.985.701,63	12.363.691,54
2027	17.813,37	6.501.881,27	16.358.733,27	3.985.701,63	12.373.031,64
2028	17.823,54	6.505.593,54	16.368.073,36	3.985.701,63	12.382.371,73
2029	17.833,71	6.509.305,82	16.377413,45	3.985.701,63	12.391.711,82

Fuente: Univ. Marco Mendoza Castillo - Fac. de Ing., Ingeniería Petrolera, UMSA - 2017

Tabla 5.3: *Resultados Flujo de Caja Transporte de Gas Natural por Ductos*

TIR	45,28 %
VAN	49.267.650,47
AÑOS DE RECUPERACION	3

COSTO	4,58
BENEFICIO	

Fuente: Univ. Marco Mendoza Castillo - Fac. de Ing., Ingeniería Petrolera, UMSA - 2017

La tasa interna de retorno también es conocida como la tasa de rentabilidad producto de la reinversión de los flujos netos de efectivo dentro de la operación propia del negocio y se expresa en porcentaje, también es conocida como Tasa crítica de rentabilidad cuando se compara con la tasa mínima de rendimiento requerida (tasa de descuento) para un proyecto de inversión específico.

Tomando en cuenta las cifras económicas de la Tabla 5.2, la implementación del suministro del gas natural mediante el sistema de transporte por ductos resulta ser viable económicamente ya que el TIR > 10 % nos indica que el proyecto es aceptado dado que da un retorno mayor al mercado, el VAN > 0 nos demuestra que la inversión produciría ganancias por encima de la rentabilidad exigida, además el periodo de recuperación está dentro de los márgenes admisibles como se observa, esto debido en gran medida al consumo de las fábricas.

1.8 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL TRANSPORTE DE GAS NATURAL LICUADO (GNL)

Considerando la implementación del presente proyecto que se ha generado en función del estudio de demanda un escenario de ingresos (demanda x tarifa) logrando de esta manera un flujo de caja. El flujo de caja con deuda, aliviana las inversiones de los primeros años, pero en el tiempo debe arrastrar esa deuda. Se ha condicionado un ingreso de fondos propios provenientes del fondo de redes FONGAS que la inversión en distribución asegura no endeudar al proyecto por un buen tiempo. En este caso solo serán susceptibles a deuda el sistema de transporte y las estaciones satelitales de regasificación, los equipos y montos de inversión son seleccionados de acuerdo a la necesidad para el proyecto (véase ANEXO VI). A

continuación, se muestra un resumen de los costos de inversión del transporte de gas natural por GNL en la Tabla 5.4:

Tabla 5.4: Resumen Costos Gas Natural Licuado (GNL)

RESUMEN DE COSTOS GNL	PRECIO [\$us]
Equipamiento y Construcción Planta de regasificación de GNL	143.833.206
Derechos de vías/patentes	9.000.000
TOTAL	152.833.206

Fuente: Univ. Marco Mendoza Castillo - Fac. de Ing., Ingeniería Petrolera, UMSA - 2017

Se puede concluir que el transporte es algo que genera mucho gasto ya sea que estos vehículos de transporte sean rentados o propios de YPFB. El sistema es conocido como de lleva y trae, que compete un proceso complicado ya sea por los controles de calidad, seguridad antes del primer trasvase de las cisternas, su llenado, pesado y certificación de peso para el envío por vía terrestre y la situación inversa para el trasvase final de destino. Se puede también observar la apertura de caminos para dicho transporte lo cual es un costo adicional ya que sin un buen camino esto podría retrasar el desplazamiento de estas unidades y debido a que mayor tiempo de permanencia del GNL en una cisterna, este empieza a determinar pérdidas, fundamentalmente a que el gas en estado líquido es perecedero. Las pérdidas pueden alcanzar hasta un 10 % por día lo que implicaría llevar mayor cantidad de gas. También habrá que notar el mantenimiento de dichas unidades por kilometraje de recorrido.

1.9 ANÁLISIS FINANCIERO DEL TRANSPORTE DE GAS NATURAL LICUADO (GNL)

Hasta este punto, se puede observar que la situación financiera del proyecto tiene un escenario aceptable, financiándose con presupuesto de YPFB ya que ha ayudado en gran medida el funcionamiento de la Planta separadora de líquidos

ubicada en Santa Cruz lo cual redujo bastante la inversión económicamente hablando como se muestra en la Tabla 5.5.

Tabla 5.5: *Flujo de fuentes Gas Natural Licuado (GNL)*

AÑO	MPCD	MPC/AÑO	INGRESOS \$us.	COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	FLUJO
2017	17.752,35	6.479.607,60	16.291.191,39	540.000,00	15.751.191,39
2018	17.762,52	6.483.319,88	16.300.546,33	540.000,00	15.760.546,33
2019	17.772,69	6.487.032,16	16.309.901,27	540.000,00	15.769.901,27
2020	17.782,86	6.490.744,43	16.319.256,21	540.000,00	15.779.256,21
2021	17.793,03	6.494.456,71	16.328.611,15	540.000,00	15.788.611,15
2022	17.803,20	6.498.168,99	16.337.966,09	540.000,00	15.797.966,09
2023	17.813,37	6.501.881,27	16347.321,03	540000,00	15.807.321,03
2024	17.823,54	6.505.593,54	16.356.675,97	540000,00	15.816.675,97
2025	17.833,71	6.509.305,82	16.366.030,91	540000,00	15.826.030,91
2026	17.843,89	6.513.018,10	16.375.385,85	540000,00	15.835.385,85

Fuente: Univ. Marco Mendoza Castillo - Fac. de Ing., Ingeniería Petrolera, UMSA – 2017

Tabla 5.6: *Resultados Flujo de Caja Transporte de Gas Natural Licuado (GNL)*

TIR	-0,17%
VAN	-62.401.600,36
AÑOS DE RECUPERACION	13

COSTO BENEFICIO	1,01
-----------------	------

Fuente: Univ. Marco Mendoza Castillo - Fac. de Ing., Ingeniería Petrolera, UMSA – 2017

La Tabla 5.6 muestra un TIR < 10 % que significa que el proyecto no es aceptado dado que da un retorno menor al mercado como es en este caso. El valor actual neto es muy importante para la valoración de inversiones en activos fijos, a pesar de sus limitaciones en considerar circunstancias imprevistas o excepcionales de mercado. El VAN < 0 nos indica que la inversión produciría ganancias por debajo de la rentabilidad exigida lo cual es un punto negativo para el proyecto considerándolo de alguna manera no viable.

1.10 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL TRANSPORTE DE GAS NATURAL COMPRIMIDO (GNC)

El transporte de gas natural por medio de GNC también conocido como sistema virtual o gasoducto virtual está compuesto por una estación de compresión, estaciones de descompresión y unidades de transporte de GNC, para lo cual es necesario hacer una cuantificación de montos de inversión de cada uno de estos componentes tanto en equipamiento como en construcción (véase ANEXO VI). De todas maneras, la Tabla 5.7 muestra el resumen de costos:

Tabla 5.7: *Resumen costos Gas Natural Comprimido (GNC)*

RESUMEN DE COSTOS GNC	PRECIO [\$us]
Equipamiento y Construcción Plantas GNC	33.538.000,00
Derechos de vías/patentes	9.000.000,00
Cambio de Módulos (inicial a 10 años)	23.040.000,00

Imprevistos (15%)	6.386.700,00
TOTAL	71.964.700,00

Fuente: Univ. Marco Mendoza Castillo - Fac. de Ing., Ingeniería Petrolera, UMSA - 2017

Se tomó en cuenta todos los componentes involucrados en las estaciones de compresión, así como en las estaciones de descompresión, camiones y módulos de almacenaje. Entre los aspectos más relevantes que conforman la inversión total de este sistema, se puede mencionar el compresor reciprocante de 2 etapas, la plataforma de carga, los módulos MAT y sus capacidades, las plataformas de descarga, los cilindros que son los pulmones de las estaciones de GNC, el sistema de regulación de presión para el suministro a las redes de gas natural, los surtidores y oficinas necesarias para la puesta en marcha del proyecto.

1.11 ANÁLISIS FINANCIERO PARA EL DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL COMPRIMIDO (GNC)

Tomando en cuenta que la implementación del proyecto es de carácter integral, El flujo de caja económico, permite establecer el Costo a Largo Plazo del gas natural en el Proyecto, ponderado para el volumen total comercializado. Esto se puede observar en la siguiente Tabla 5.8:

Tabla 5.8: Flujo de fuentes Gas Natural Comprimido (GNC)

AÑO	MPCD	MPC/AÑO	INGRESOS \$us.	COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	FLUJO
2020	17.742,18	6.475.895,32	8.418.663,92	2.304.000,00	6.114.663,92
2021	17.752,35	6.479.607,60	8.423.489,88	2.304.000,00	6.119.489,88
2022	17.762,52	6.483.319,88	8.428.315,84	2.304.000,00	6.124.315,84
2023	17.772,69	6.487.032,16	8.433.141,80	2.304.000,00	6.129.141,80
2024	17.782,86	6.490.744,43	8.437.967,76	2.304.000,00	6.133.967,76
2025	17.793,03	6.494.456,71	8.442.793,73	2.304.000,00	6.138.793,73

2026	17.803,20	6.498.168,99	8.447.619,69	2.304.000,00	6.143.619,69
2027	17.813,37	6.501.881,27	8.452.445,65	2.304.000,00	6.148.445,65
2028	17.823,54	6.505.593,54	8.457.271,61	2.304.000,00	6.153.271,61
2029	17.833,71	6.509.305,82	8.462.097,57	2.304.000,00	6.158.097,57

Fuente: Univ. Marco Mendoza Castillo - Fac. de Ing., Ingeniería Petrolera, UMSA – 2017

Es importante considerar que en cada uno de los viajes a ser realizados para transportar el GNC desde la estación de compresión hasta las estaciones de descompresión se tendrán contingencias técnicas de parte del tracto camiones, el estado del camino, las paradas realizadas y algún otro tipo de contingencia los costos de transporte no deberían variar, sino que se llegue a transportar los 4 módulos MAT de 1500 m³ de capacidad de almacenaje de GN cada uno.

Tabla 5.9: Resultados Flujo de Caja Transporte de Gas Natural Comprimido (GNC)

TIR	14,46%
VAN	14.367.129,44
AÑOS DE RECUPERACION	5,20
COSTO BENEFICIO	1.95

Fuente: Univ. Marco Mendoza Castillo - Fac. de Ing., Ingeniería Petrolera, UMSA - 2017

De acuerdo a la Tabla 5.9 y realizando un análisis financiero del proyecto, se llega a determinar que se contará con un TIR > 10 %. el proyecto es aceptado dado que da un retorno mayor al mercado. El VAN > 0 nos indica que la inversión produciría ganancias por encima de la rentabilidad exigida. En comparación con el sistema convencional resulta ser menos conveniente, pero de cualquier forma es aceptable para el desarrollo del proyecto.

1.12 ANÁLISIS TÉCNICO COMPARATIVO ENTRE LAS APLICACIONES MÉTODO DE TRANSPORTE POR DUCTOS, DE GAS NATURAL LICUADO Y GAS NATURAL COMPRIMIDO

La determinación del costo de transporte de gas natural se basó en la estimativa de los costos de inversión y operación para diferentes combinaciones.

Se observa también que el costo de transporte es directamente proporcional a la distancia transportada.

Fueron analizados los efectos de la cantidad de gas natural, a ser transportada diariamente, el efecto de la distancia, las velocidades de los vehículos, así como la tasa de retorno de la inversión, comparándose los resultados para los diversos modales considerados. El proyecto realizado por medio de ducto es el más factible y económicamente hablando, dado que como resultado ofrece un retorno mayor al mercado, en comparación con el GNL se ahorra 125.166.922,94 \$us, de igual manera respecto al GNC tenemos un ahorro de 44.298.416,94 \$us.

Técnicamente hablando, los camiones de GNC no poseen la capacidad de transportar un gran volumen de gas natural, comparadas a las de GNL, estas son obligadas a hacer mayor número de viajes, para atender el mismo cliente, pero la distancia que recorren los camiones de GNC es menor en comparación a la de GNL lo cual aliviana de gran manera el costo total del proyecto de GNC. En distancias cortas, menores a 100 km y volúmenes bajos se encuentra al GNC más económico en promedio que el GNL, el cual puede adaptarse a grandes escalas de abastecimiento, pero depende de la instalación de plantas regasificadoras de gran escala, lo que implica una gran inversión técnica y económica.

Otras factibilidades técnicas como la cantidad de camiones, módulos de almacenamiento, unidades de compresión o licuefacción, las rutas disponibles, los

tiempos de trabajo y la eficiencia de los operarios, técnicos e ingenieros del sistema condiciona ampliamente el correcto funcionamiento del gasoducto virtual.

Una limitante de factibilidad técnica para los gasoductos virtuales para poder determinar su conveniencia, sería que el dimensionamiento del transporte no supere los 25 camiones, ya que en este contexto se tiene aproximadamente dos camiones llegando a cada estación por hora, considerar más cantidad de camiones puede no ser factible debido al tiempo de operación de los transportes y maquinarias que verían su tiempo de vida útil mermada por el constante trabajo al que son sometidos. En ese aspecto, el GNC termina no aplicando, ya que al transportar grandes volúmenes necesita imperiosamente gran cantidad de camiones sobrepasando los 25 recomendados para un buen funcionamiento y ese sería una gran limitante para el gasoducto virtual.

Por otro parte, un gasoducto físico es conveniente para altos volúmenes y para distancias que no superen los 2000 KM, ya que empieza a crecer ampliamente el nivel de inversión y complejidad de una obra. Asimismo, el gasto operativo del sistema de transporte por ductos es mucho menor que el gasto necesario en los sistemas de GNL y GNC, es realmente difícil no darse cuenta que la recuperación será más rápida que con los otros sistemas propuestos.

Este estudio permite orientar la decisión hacia aquellas soluciones que brinden mayor eficiencia y menores costos a largo plazo. Con todo esto descrito la mejor alternativa de inversión resulta ser el sistema de transporte por medio de ductos.

El resumen de los costos totales para cada una de las tecnologías de transporte se resume en la Tabla 5.10, donde el costo del transporte por medio de GNC es menor en comparación que la tecnología por medio de GNL, esto se debe a que la autonomía de almacenamiento del GNC es mucho menor que el del GNL, si por un momento omitiéramos este criterio, la inversión en la tecnología de transporte por medio de GNL reduciría drásticamente (alrededor de 40.000.000 \$us menos).

Tabla 5.10 Cuadro Resumen para cada una de las Tecnologías de Transporte

Modalidad de Transporte	Precio [\$us]	TIR (%)	VAN	Años de recuperación	Costo Beneficio
Transporte de gas natural por medio de ductos	27.666.283,06	45,28	49,267,650,47	3	4,66
Transporte de Gas Natural Licuado (GNL)	152.833.206,00	-0,17	-62,40160036	13	1,01
Transporte de Gas Natural Comprimido (GNC)	71.964.700,00	14,46	14,367,129,44	5,2	1,95

Fuente: Univ. Marco Mendoza Castillo - Fac. de Ing., Ingeniería Petrolera, UMSA - 2017



CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONSIDERACIONES INICIALES

En el presente capítulo, se concluyen aspectos relevantes obtenidos en las distintas fases del proyecto considerando el objetivo general y los objetivos específicos inicialmente propuestos.

Por otro lado, se incluyen recomendaciones para la mejora del presente proyecto.

6.2 CONCLUSIONES

De acuerdo a los parámetros y variables analizadas para la implementación del proyecto de suministro de gas se pueden concluir los siguientes aspectos:

- La implementación del sistema de transporte por gasoducto permite un suministro de gas natural continuo e independiente, permitiría la diversificación del abastecimiento a distintas poblaciones e industrias, lo cual brinda la oportunidad de aumentar la tendencia en el consumo de gas natural. En el caso de la implementación de la tecnología de Gas Natural Licuado y Gas Natural Comprimido, estos sistemas permitirían el acceso a mayores conocimientos y al manejo de una tecnología completamente nueva en nuestro país en el caso del GNC. Esto permitiría el suministro a mayores poblaciones del país y la posibilidad de mejorar las carreteras para el transporte eficiente y seguro de las cisternas y trailers con módulos MAT.
- De acuerdo a las ventajas y desventajas de cada uno de los sistemas de transporte, se determina que la construcción de un ramal de gasoducto es la alternativa más eficiente y económica para el suministro de gas natural a las fábricas.

- El horizonte del caudal de demanda de gas natural se realizó a partir del análisis de la demanda del sector doméstico, comercial, GNV e industrial. El caudal de demanda del sector doméstico se calculó a partir de la proyección del crecimiento poblacional de todas las localidades, el cual tiene un valor de 2.906,14 m³/h. Para el cálculo del caudal comercial se considera que el crecimiento del caudal consumido por el sector comercial, es proporcional al consumo del sector doméstico, motivo por el cual se considera que el caudal de consumo comercial es hasta un 5% del caudal doméstico, siendo este valor de 145,3 m³/h. En cuanto al consumo de las GNV, se considera para la instalación de 1 estación de GNV, una capacidad de 300 m³/h, esto de acuerdo al consumo en el sector automotor, por lo tanto, se determina la implementación a futuro de estaciones de Gas Natural Vehicular para aquellas poblaciones cercanas a la carretera principal y de acuerdo al número de habitantes en cada población.
- En cuanto al consumo del sector industrial, la Empresa Pública Nacional Estratégica Cementos de Bolivia ECEBOL constará de dos plantas ubicadas en los Departamentos de Potosí y Oruro, las cuales producirán un promedio de 700.000 toneladas de cemento al año. Para la producción de cemento se requerirá un caudal de gas de 8.377 m³/h por cada fábrica, haciendo un total de 17.356 m³/h solo para uso exclusivo de las fábricas de cemento. En la localidad de Poopó, se encontraron empresas como Emelka, industria que se dedica a la fabricación e instalación de plantas purificadoras de agua y equipos de carbonatación para gaseosas. También se encuentra el Cafetal Génesis, una organización privada, dentro del rubro alimenticio del café. En la localidad de Challapata se encuentra la tercera planta de Lacteosbol, la cual es una industria que trabaja dentro del rubro alimenticio de la leche. También se tomó en consideración la localidad de Huari ya que se encuentra la industria Cervecera Huari, para todas estas empresas se determinó un caudal de consumo de 600 m³/h, haciendo un total de 21.007,4 m³/h, el cual es equivalente a 17,807 MMPCSD (pág. 108).

- En el caso de la implementación de la tecnología de GNL permitiría el suministro a 27 poblaciones en una primera fase y 33 hasta una segunda fase, si tomamos en cuenta las localidades mencionadas en este proyecto que son 8 este número aumentaría hasta 41 beneficiadas, además la posibilidad de mejorar las carreteras para el transporte eficiente y seguro de las cisternas
- Se observó que la viabilidad de gasoductos se justifica en casos de altas demandas y distancias abajo de 500 km, para distancias por encima de este valor, el GNL se muestra altamente competitivo y el GNC es atractivo sólo para bajas demandas y pequeñas distancias.

6.3 RECOMENDACIONES

- Se recomienda la implementación de este estudio de alternativa tecnológica si es que en un futuro se considera la construcción de estas empresas de cemento en las ubicaciones geográficas descritas que se encuentran cercanas a yacimientos de Clinker o también se puede realizar un estudio similar considerando la realización de un estudio de viabilidad económica para proyectos de suministro de gas natural a poblaciones y empresas que no se encuentran cercanas a las fuentes de abastecimiento.
- Elaborar proyectos que impulsen nuevas tecnologías de abastecimiento y transporte de gas natural, en búsqueda de mejores condiciones de vida y condiciones económicas más favorables. Es importante destacar que actualmente en nuestro país se va ejecutando suministros de GNL, por lo que este proyecto puede servir para estudios posteriores para grandes industrias.
- Realizar una comparación con las otras fábricas de cemento, debido a que la ubicación de las mismas afecta directamente al precio del producto, lo cual ocasiona una debilidad frente a las otras que se encuentran mucho más cerca de las ciudades y focos de consumo elevados.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- 1. Air Products and Chemicals Inc.** Líder de mercado en las industrias globales de procesamiento químico y electrónico.
www.airproducts.com/. (Fecha de visita: 02/02/2016)
- 2. ASME B31.8** “*Gas Transmission and Distribution Piping System*”, Edición 1999, USA, 2000.
- 3. ASME Sección VIII, División 1**, “*Rules of Construction of Pressure Vessels*”, Edición 2000, USA. 2000.
- 4. E. Shashi Menom**, Gas Pipeline Hydraulics, New York, USA, 2005.
- 5. European gas pipeline incident data group (EGIG 1999)**, Sitio web que recolecta información sobre los incidentes en gasoductos, la cual es recolectada y sistematizada luego de ser recibida del sistema de control del gasoducto manejado por los operadores.
www.egig.nl/ (Fecha de visita: 15/03/2016)
- 6. Galileo** , Empresa de Equipos de Gas Natural – GNC, Argentina
<http://www.galileoar.com/> (Fecha de visita: 21/02/2016)
- 7. GPSA**, Gas Processors Suppliers Association “Engineering Data Book” 11th Edition (Electronic) Oklahoma, E.E.U.U., Capítulo 1 Información General, USA 2010
- 8. GPSA**, *Gas Processors Suppliers Association “Engineering Data Book”*, 11th Edition (Electronic) Oklahoma, E.E.U.U., Capítulo 23 Propiedades Físicas. USA 2000

9. Gaz de France, Grupo energético francés especializado en el transporte y distribución de gas natural.

www.gazdefrance.fr (Fecha de visita: 30/06/2016)

10. G.R.G.D. Gerencia de Redes de Gas y Ductos

www.ypfb.gob.bo/ (Fecha de visita: 15/10/2016)

11. GONZALES, W. (2008). “Diapositivas de la Materia: Transporte y Almacenamiento de Hidrocarburos I”, 2008, Universidad Privada Boliviana.

12. GOOGLE EARTH, Vistas en 3D y mapas de los Departamentos de Oruro y Potosí. 2011 Inav/Geosistemas SRL – 2016 Europa Technologies, US Department of State Geographer

13. Guillermo Torrez Orías (2008), Proyecto De Fortalecimiento a las Instituciones Democráticas - Estudio de Factibilidad Para El Suministro De Gas Natural a La Localidad de Uyuni, USAID – Bolivia, 2008

14. Hidrocarburos Bolivia, Documentos, datos, estadísticas y contenido referente al energético boliviano.

<http://www.hidrocarburosbolivia.com/>. (Fecha de visita: 09/05/2015)

15. INE , Instituto Nacional de Estadística

<http://www.ine.gob.bo/> (Fecha de visita: 25/07/2015)

16. Linde Engineering, Empresa líder en ingeniería y construcción de plantas en todo el mundo.

<http://www.linde-engineering.com> (Fecha de visita: 02/02/2016)

17. M. Mohitpour, H. Glosan, A. Murray (2003), Pipeline Design & Construction, 2da. Edición, American Society of Mechanical Engineers, New York, USA, 2003.

18. **NRF – 030 – PEMEX – 2009**, Norma Mexicana de Diseño, Construcción, Operación y Mantenimiento de Ductos de Transporte de Hidrocarburos, Edición 2009, México, 2009
19. **NRF – 030 – PEMEX – 2009**, *Norma Mexicana de Diseño, Construcción, Operación y Mantenimiento de Ductos de Transporte de Hidrocarburos*, Edición 2009, México, 2009.
20. **N.A.G. 126.**, *Seguridad en Plantas Compresoras de Gas Natural (GN)*. Edición 1998
21. **N.A.G. E402.**, *Especificación técnica de Vehículos de Transporte de Gas Natural*. Edición 1998
22. **N.A.G. 100.**, *Normas Argentinas Mínimas de Seguridad para el Transporte y Distribución de Gas Natural y Otros gases por Cañerías*. Edición 1998
23. **NACE RP 0169**, “*Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems*”, Houston, Texas, USA, 2002.
24. **Pita Guillermo Pita**, “*Introducción al GNL*”. 2006
25. **Producción de cemento (2000)**, Nagore Gilisagasti Pérez – Eli Elorza Uría
<http://www.sc.ehu.es/iawfemaf/archivos/materia/industrial/libro-7a.PDF>
(Fecha de visita: 01/06/2015)
26. **PRODAR (2000)**, Antonio Tejerina, Programa Cooperativo de Desarrollo Agroindustrial Rural, *Diagnostico agroindustrial rural del departamento de Oruro*, Lima, Perú, 2000, pág. 12.

27. Ros Roca Indox Cryo Energy S.L. (2011), Compañía de referencia en el sector de la logística en Gases Criogénicos, GLP, Eficiencia Energética y conversión de Motores.

<http://www.cryoenergy.net/>. (Fecha de visita: 11/05/2017)

28. Report No. CFI-1600, *Liquid Methane Fuel Characterization and Safety Assessment Report*, Cryogenic Fuels Inc, 1991.

29. Sanjay Kumar (1960), *Gas Production Engineering*, Contribution in Petroleum Geology & Engineering, v. 4. (40, 50).

30. Y.P.F.B., Corporación, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos www.ypfb.gob.bo/ (Fecha de visita: 16/10/2016)

31. Y.P.F.B. Transporte S.A., Empresa que opera una red de ductos de aproximadamente 6,000 kilómetros para el transporte de gas natural e hidrocarburos líquidos.

www.ypfbtransporte.com/ (Fecha de visita: 02/08/2015)

GLOSARIO TÉCNICO

Almacenamiento de GNC: Es el conjunto de recipientes que contienen GNC destinados para el abastecimiento.

Almacenamiento de GNL: Es el conjunto de recipientes que contienen GNL destinados para el abastecimiento.

Alta Presión: En las estaciones de servicio, después de la primera etapa de compresión o arriba de 2.06 MPa (21 kgf/cm²). En los vehículos, el gas natural comprimido que se encuentre desde el cilindro hasta la última etapa de regulación de presión inclusive.

Análisis Cromatográfico: Método para la determinación de la composición química del gas natural. Los componentes de una muestra representativa se separan físicamente por medio del método de Cromatografía de gas y se comparan con los de una mezcla de referencia de composición conocida. La composición del gas natural incluye metano, etano, propano, butanos, hidrocarburos más pesados, nitrógeno, bióxido de carbono y oxígeno. El análisis cromatográfico proporciona datos para el cálculo de las propiedades fisicoquímicas tales como el poder calorífico y la densidad relativa.

ASTM: American Society for Testing and Materials (Sociedad Americana de Pruebas y Materiales).

Baja presión: Es la presión de trabajo de los aparatos de consumo que operan a 1,765 kPa (18 grf/cm²), en gas natural.

Caída de presión: Pérdida de presión debido a la fricción u obstrucción al pasar el gas a través de tuberías, válvulas, accesorios, reguladores, medidores, distancia y altura de su recorrido.

Cilindro: Es un recipiente contenedor de gas instalado en un vehículo.

GNC: Gas natural comprimido.

GNL: Gas Natural Comprimido

BTU: (British Thermal Unit). Unidad Térmica Británica. La cantidad de calor que se requiere para incrementar en un grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua pura bajo condiciones normales de presión y temperatura.

Butanos: Hidrocarburos de la familia de los alcanos formados por cuatro átomos de carbono y diez de hidrógeno y que se producen principalmente en asociación con el proceso del gas natural y ciertas operaciones de refinería como la descomposición y la reformación catalítica. El término butano abarca dos isómeros estructurales, el N-butano y el isobutano. Mezclado con propano, da lugar al gas licuado del petróleo.

Calor específico: Cantidad de calor necesaria para elevar la temperatura de una unidad de masa de una sustancia en un grado. En el Sistema Internacional de unidades, el calor específico se expresa en julios por kilogramo y grados Kelvin; en ocasiones también se expresa en calorías por gramo y grado centígrado. El calor específico del agua es una caloría por gramo y grado centígrado, es decir, hay que suministrar una caloría a un gramo de agua para elevar su temperatura en un grado centígrado.

Capacidad instalada: La capacidad de producción especificada o planeada por el fabricante de una unidad de proceso o la máxima cantidad de un producto que puede elaborarse operando la planta a su máxima capacidad.

City Gate: Instalación destinada a la recepción, filtrado control de calidad del gas natural, regulación, medición, odorización y despacho del Gas Natural, a ser distribuido a través de los sistemas correspondientes.

Combustible: Se le denomina así a cualquier sustancia usada para producir energía calorífica a través de una reacción química o nuclear. La energía se produce por la conversión de la masa combustible a calor.

Combustión: Reacción química rápida entre sustancias combustibles y un comburente, generalmente oxígeno que usualmente es acompañada por calor y luz

en forma de flama. El proceso de combustión es comúnmente iniciado por factores como calor, luz o chispas, que permiten que los materiales combustibles alcancen la temperatura de ignición específica correspondiente.

Consumo energético: Consumo de producto tales como gasolinas, gas natural, diésel, gas licuado, electricidad, combustóleo, querosenos, etc. que tienen como fin generar calor o energía, para uso en transporte, industrial o doméstico.

Criogénico: Proceso de refrigeración, a que se somete el gas natural con el fin de recuperar los líquidos componentes más pesados que el metano; principalmente etano. En su operación se utilizan Turbo - Expansores que disminuye la temperatura del gas natural (de -100 a -145 o C) y separa mediante licuefacción los líquidos contenidos en él, bajo estas condiciones es posible separar 60-86% del etano y todo el propano y más pesados.

Densidad: Magnitud que representa a la masa de una substancia entre el volumen que esta ocupa. En el Sistema Internacional la unidad utilizada es el kg/l.

Distribución: Conjunto de actividades destinadas primordialmente al transporte de hidrocarburos y sus derivados, hacia distintos lugares, ya sea de proceso, almacenamiento o venta, a través de ductos, barcos, autotanques o carrotanques.

Ducto: Tuberías conectadas, generalmente enterradas o colocadas en el lecho marino, que se emplean para transportar petróleo crudo, gas natural, productos petrolíferos o petroquímicos utilizando como fuerza motriz elementos mecánicos, aire a presión, vacío o gravedad; exteriormente se protegen contra la corrosión con alquitrán de hulla, fibra de vidrio y felpa de asbesto, variando su espesor entre 2 y 48 pulgadas de diámetro según su uso y clase de terreno que atraviesen. Es el medio de transporte que ofrece máxima economía de operación y máxima vida útil, pero es también el que requiere el máximo de inversión y presenta el mínimo de flexibilidad.

Estación Distrital de Regulación (EDR): Instalaciones destinadas a la regulación de la presión y el caudal de Gas Natural proveniente de una red primaria para

suministro a una red secundaria comprendidas desde las brida de conexión a la Red Primaria hasta la brida de conexión a la red Secundaria, incluidas estas.

Estación de compresión: Estación localizada cada 60 km. u 80 km. a lo largo de un gasoducto y su operación consiste en recomprimir el gas para mantener su presión y flujos especificados.

Estación de Servicio: Lugar donde se venden combustibles automotrices, productos elaborados por la industria de la refinación. Estas pueden ser propiedad de Petróleos Mexicanos o bien franquiciadas. De acuerdo al conjunto de servicios que ofrezcan se clasifican de, dos estrellas y tres estrellas.

Fluido: Substancia que cede inmediatamente a cualquier fuerza tendiente a alterar su forma, con lo que se desplaza y se adapta a la forma del recipiente. Los fluidos pueden ser líquidos o gases.

Gas licuado del petróleo (GLP): Gas que resulta de la mezcla de propano y butano. Se obtiene durante el fraccionamiento de los líquidos del gas o durante el fraccionamiento de los líquidos de refinación. Fracción más ligera del petróleo crudo utilizado para uso doméstico y para carburación. En Pemex se produce en todas y cada una de las refinerías administradas por PR y en los centros procesadores de gas de Cactus, Nuevo Pemex, Morelos, Cangrejera, Poza Rica, Reynosa y Matapionche. En el proceso de refinación del crudo se obtiene el gas licuado de refinación: (Liquefied refinery gas, LRG) que está compuesto por butano y/o propano y puede diferir del gas LPG en que el propileno y el butileno pueden estar presentes.

Gas natural: Es una mezcla de hidrocarburos parafínicos ligeros, con el metano como su principal constituyente con pequeñas cantidades de etano y propano; con proporciones variables de gases no orgánicos, nitrógeno, dióxido de carbono y ácido sulfhídrico. El gas natural puede encontrarse asociado con el petróleo crudo o encontrarse independientemente en pozos de gas no asociado o gas seco. Para su utilización debe cubrir ciertas especificaciones de calidad como: contenido de licuables 0.1 l/m³ máximo; humedad máxima de 6.9 lb/MMpc; poder calorífico

mínimo de 1184 Btu/pc; azufre total 200 ppm máximo; contenido máximo de CO₂ + N₂ de 3% en volumen. Es utilizado para uso doméstico en industrias y generación de electricidad.

Gas seco: Gas natural libre de hidrocarburos condensables (básicamente metano).

Gasoducto: Ducto usado para el transporte de gas.

Gravedad específica: Es el cociente del peso de un volumen de material dado entre el peso del mismo volumen de agua medida a la misma temperatura, se denomina por $S_g T_m/T_a$.

Hidrocarburos: Grupo de compuestos orgánicos que contienen principalmente carbono e hidrógeno. Son los compuestos orgánicos más simples y pueden ser considerados como las sustancias principales de las que se derivan todos los demás compuestos orgánicos. Los hidrocarburos más simples son gaseosos a la temperatura ambiente, a medida que aumenta su peso molecular se vuelven líquidos y finalmente sólidos, sus tres estados físicos están representados por el gas natural, el petróleo crudo y el asfalto. Los hidrocarburos pueden ser de cadena abierta (alifáticos) y enlaces simples los cuales forman el grupo de los (alcanos y parafinas) como el propano, butano o el hexano. En caso de tener cadena abierta y enlaces dobles forman el grupo de los alquenos u olefinas como el etileno o el propileno. Los alquinos contienen enlaces triples y son muy reactivos, por ejemplo el acetileno. Tanto los alquenos como los alquinos, ambos compuestos insaturados, son producidos principalmente en las refinerías en especial en el proceso de desintegración (cracking). Los compuestos de cadena cerrada o cíclicos pueden ser tanto saturados (cicloalcanos) como el ciclohexano o insaturados. El grupo más importante de hidrocarburos cíclicos insaturados es el de los aromáticos, que tienen como base un anillo de 6 carbonos y tres enlaces dobles. Entre los compuestos aromáticos más representativos se encuentran el benceno, el tolueno, el antroceno y el naftaleno.

Licuefacción: Proceso en el que un gas se somete a temperaturas bajas y presiones altas produciendo con esto un líquido.

Metano (CH₄): Es un hidrocarburo parafínico gaseoso, inflamable. Es el principal constituyente del gas natural y es usado como combustible y materia prima para la producción de amoníaco y metanol.

Pérdidas: Son aquellas disminuciones de volumen que ocurren durante las actividades que se realizan desde que el producto es manufacturado hasta que llega al consumidor final. Entre otras cabe mencionar las pérdidas por almacenamiento, transporte y distribución.

Poder calorífico: Cantidad de calor producida por la combustión completa de una sustancia combustible. Esta puede ser medida seca o saturada con vapor de agua; “neta” o “bruta”. El término bruta significa que el vapor de agua producido durante la combustión ha sido condensado a líquido, liberando así su calor latente. Por otro lado, “neta” significa que el agua se mantiene como vapor. La convención utilizada es “seco” y “bruta”.

Viscosidad: Propiedad de un fluido que tiende a oponerse a su flujo cuando se le aplica una fuerza. La viscosidad en poises se define como la magnitud de la fuerza (medida en dinas por centímetro cuadrado de superficie) necesaria para mantener —en situación de equilibrio— una diferencia de velocidad de 1 cm por segundo entre capas separadas por 1 cm. La viscosidad del agua a temperatura ambiente (20 °C) es de 0,0100 poises; en el punto de ebullición (100 °C) disminuye hasta 0,0028 poises.

ANEXOS

ANEXO I

A1. EMPRESA PÚBLICA PRODUCTIVA CEMENTOS DE BOLIVIA ECEBOL

La Empresa Pública Productiva Cementos de Bolivia ECEBOL planea construir dos plantas ubicadas en los Departamentos de Potosí y Oruro tentativamente, las cuales producirían un promedio de 700.000 toneladas de cemento al año. La producción de cemento estará orientada a los programas públicos y privados, pudiéndose destacar entre otros el Plan Nacional de Vivienda y el desarrollo de infraestructura caminera, educativa y de salud. Esta empresa generará alrededor de 450 empleos directos y 5.000 empleos indirectos.

ECEBOL es un proyecto a corto y mediano plazo por su dimensión y características. Cuenta con una inversión de 250 millones de dólares para la instalación de sus dos plantas en las regiones de Potosí y Oruro.

La capacidad de producción estimada es de dos millones de toneladas de Clinker por año y un millón de toneladas de cemento que provendrán directamente del Clinker que se produzca.

El Clinker es la piedra caliza sometida a un proceso de cocción en hornos específicos para este tratamiento. Una vez que se realiza esta tarea, se convierte en la principal materia prima para la producción de cemento.

Las Gobernaciones de Oruro y Potosí, además de ECEBOL, realizan el estudio preliminar con dos millones de dólares de inversión. El trabajo consiste en un relevamiento topográfico de la región, la prospección de suelos para identificar los yacimientos de piedra caliza. Además se realiza el trabajo de identificación de mercado, la apertura de caminos, el suministro de energía eléctrica, gas y agua.

A3. RECORRIDO DEL RAMAL DE GASODUCTO



Fuente: Adaptado de Google Earth

A2. Gasoducto al Altiplano (GAA)

A2.1. Características de la línea

La ciudad de La Paz, Cochabamba y Oruro se abastecen de gas natural a través del Gasoducto al Altiplano (GAA), el cual tiene una longitud de 780.46 km. Este gasoducto tiene como origen la planta de Rio Grande en el departamento de Santa Cruz.

El diámetro de este gasoducto varía según los diversos tramos por los cuales este pasa, los datos se pueden resumir en la siguiente tabla:

Características del Gasoducto al Altiplano

TRAMO	Longitud (Km.)	Diámetro (in)
Rio Grande – Huayñacota	452.58	10 ³ / ₄
Huayñacota – Parotani	16.00	10 ³ / ₄
Parotani – Oruro	110.19	6 ⁵ / ₈
Oruro – Senkata	201.69	6 ⁵ / ₈

A2.2. Expansión de la capacidad

El proyecto de expansión del Gasoducto al Altiplano (GAA) Fase IIIC demandó una inversión de 62 millones de dólares. Incrementó la capacidad de transporte a 68.5 Millones de Pies Cúbicos Día (MMPCD), suministro que beneficiará principalmente a los mercados de Oruro, La Paz y El Alto.

La primera fase del proyecto, que concluyó en enero del 2010, consistió en la adecuación del Puente de Medición y Regulación de la Estación Senkata, la

construcción de una línea paralela de 10 pulgadas y 26 kilómetros entre Vila Vila y Sica Sica y otra de 10 pulgadas y 32 kilómetros entre El Tholar y Villa Remedios. Con la inauguración de la Fase III, un loop (lazo) de 36 km. y 12 plg. de diámetro entre Parotani y Pongo, y otro loop de 15 km. y 10 plg. de diámetro entre Sica sica y Senkata. Este gasoducto prácticamente permite duplicar la capacidad de transporte a La Paz, El Alto y Oruro.

ANEXO III

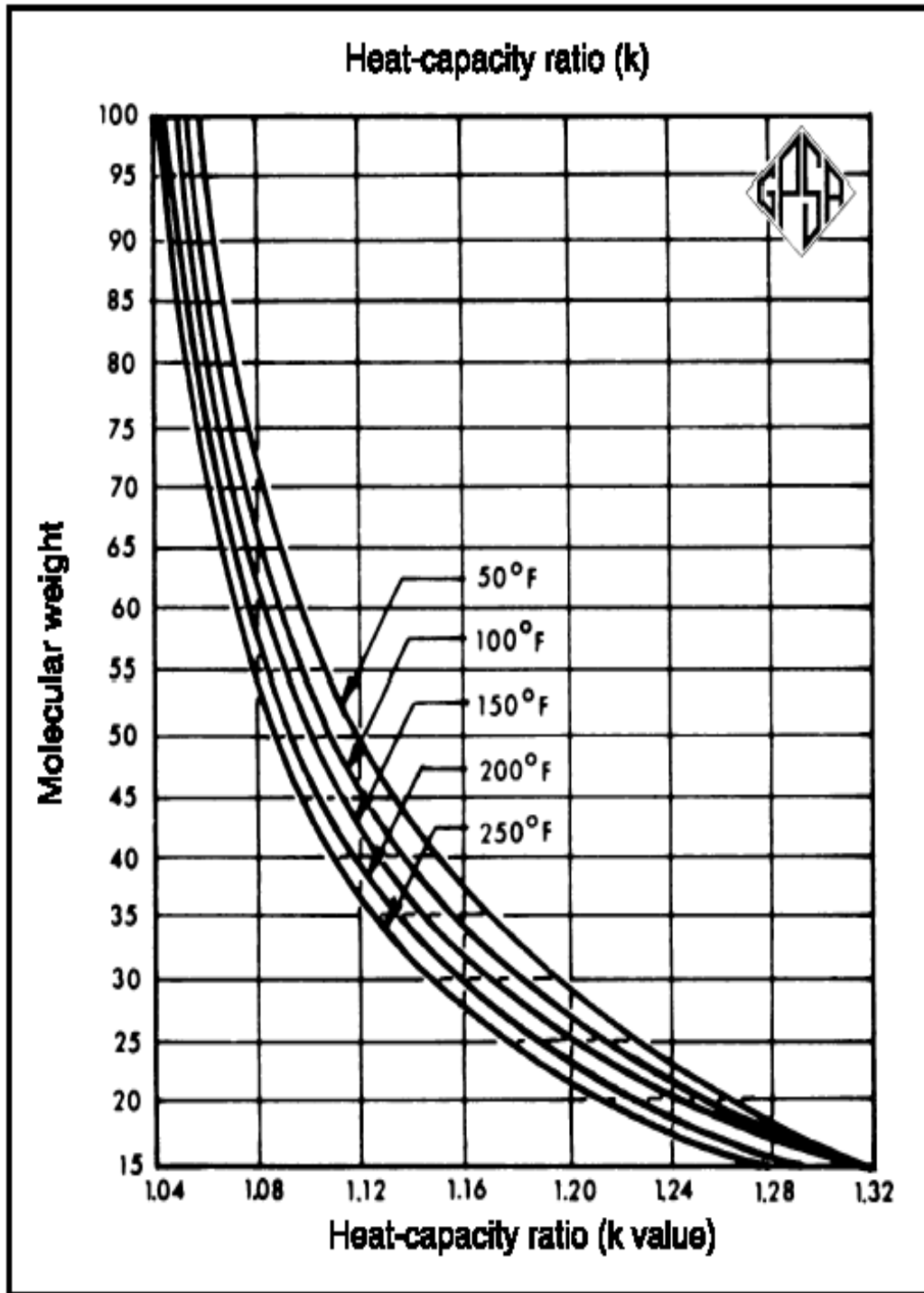
A3. ECUACIONES PARA EL FACTOR DE FRICCIÓN

Factor de fricción (f)	Autor	Observaciones
$f^{0,5} = 2 \cdot \log\left(\frac{N_{Re} \cdot f^{0,5}}{0,628}\right)$	Prandtl	Flujo turbulento
$f = 0,3164 \cdot N_{Re}^{-0,25}$	Blasius	$N_{Re} < 10^5$
$f^{0,5} = -2 \cdot \log\left[\left(\frac{\varepsilon}{3,7 \cdot d}\right) + \left(\frac{0,628}{N_{Re} \cdot f^{0,5}}\right)\right], d_{int} [in]$	Colebrook	Flujo turbulento, tubería rugosa
$f = \frac{0,032}{d^{1/3}}, d_{int} [in]$	Weymouth	Flujo turbulento
$f = \frac{4 \cdot \left(1 + \frac{3,6}{d} + 0,03 \cdot d\right)}{354}, d_{int} [in]$	Spitzglass	Flujo turbulento, diámetros pequeños

Fuente: Kumar, Gas production Engineering - Pipeline Design & Construction, 1960

ANEXO IV

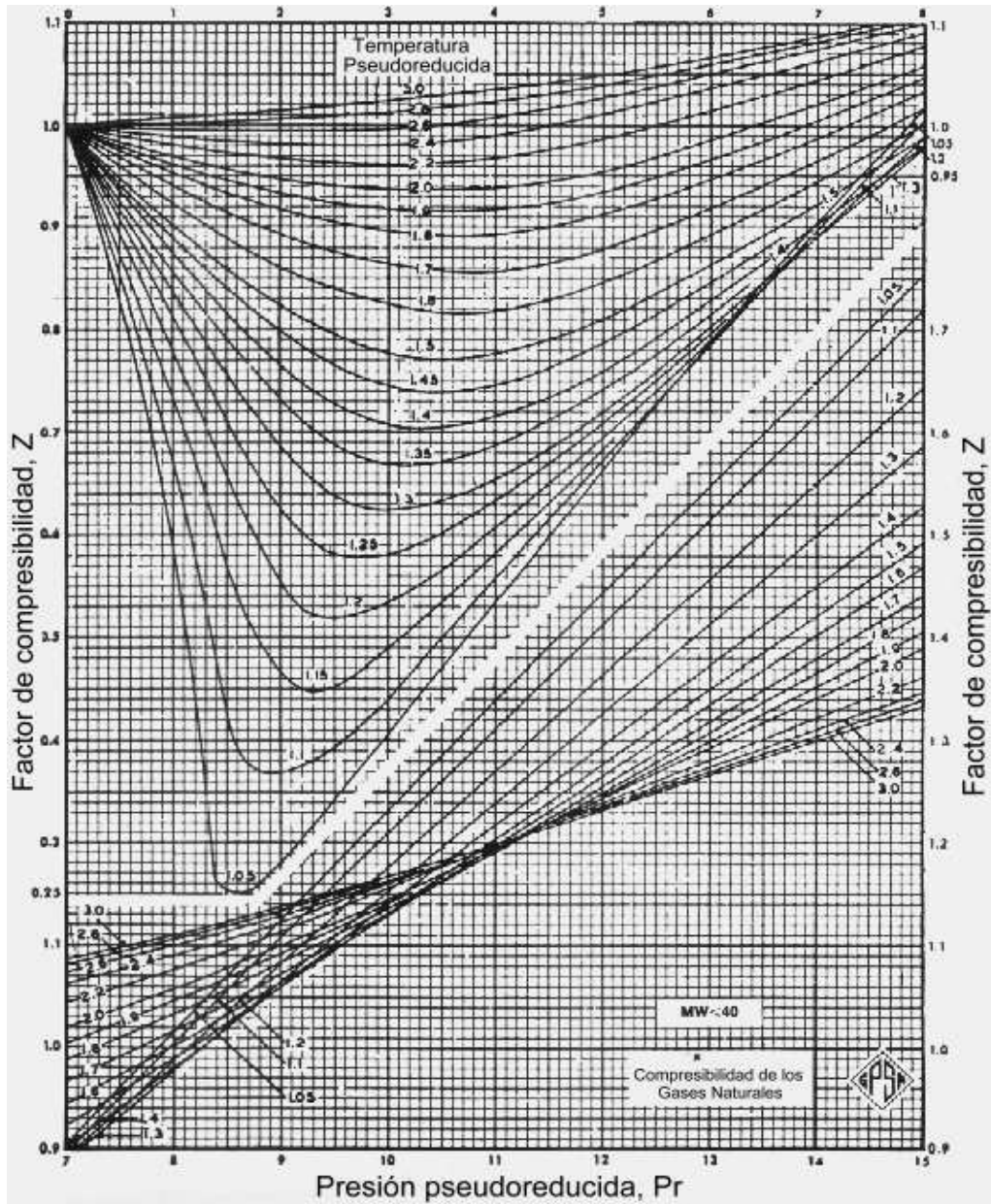
A4. COMPOSICIÓN TÍPICA DEL GAS NATURAL



Fuente: Gonzales, Transporte y Almacenamiento de Hidrocarburos,2009

ANEXO V

A5. GRAFICA DE STANDING PARA EL CÁLCULO DE "Z"



Fuente: GPSA, Gas Processors Suppliers Association "Engineering Data Book" 2000

ANEXO VI

A6. Materiales y costos del ducto o red primaria

OBRAS CIVILES					
N	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO Bs.	PRECIO TOTAL Bs.
1	Movilización de Equipo, Personal y Material	Global	1,00	1.398.960,00	1.398.960,00
2	Instalación de Faenas.	Global	277.150,00	3,13	867.479,50
3	Replanteo Topográfico	m	277.150,00	12,30	3.408.945,00
4	Excavación de Zanjas (0,5 m x 1,5 m x L), incluye 69's y tramos especiales	m3	332.580,00	151,00	50.219.580,00
5	Relleno y Compactado con Tierra Común	m3	55.430,00	72,77	4.033.641,10
6	Relleno y Compactado con Tierra Cernida	m3	110.860,00	79,89	8.856.605,40
7	Tendido c/provisión de Cinta de Señalización	Metros	277.150,00	4,52	1.252.718,00
8	Señalización Vertical	Piezas	278,00	1.200,00	333.600,00

9	Limpieza y Retiro de Escombros	m	277.150,00	28,14	7.799.001,00
TOTAL					78.170.530,00

OBRAS MECANICAS

ITEM	ACTIVIDAD	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO Bs	TOTAL Bs
1	Cañería de acero 6", API 5L Grado B	m	277,15	856,08	237.262,57
2	Transporte y Carguío de Tubería	TM	6.681,00	292,41	1.953.591,21
3	Distribución, doblado, bajado, tendido y alineado de tubería	m	277.15	85,00	23.557.750,00
4	Revestimiento de empalmes C/mantas termo contraíbles, las mantas serán provistas por el contratista	Junta	25.196,00	445,64	11.228.345,44
	Soldadura de tubería 6"DN y accesorios de Acero	Junta	25196,00	730,00	18.393.080,00
5	Inspección Radiográfica 6"DN al 100% accesorios	Junta	25196,00	338,46	8.527.838,16

6	Prueba hidráulica y secado de tubería Venteo.	m	277.15	23,61	6.543.511,50
7	Despresurización, Prueba de Rocío y Puesta en Marcha.	Global	1,00	40.000,00	40.000,00
8	Documentación final (Data Book y As Built)	Global	1,00	1385.750,0	1.385.750,00
9	Instalación de Válvulas y accesorios (incluye juntas dieléctricas y empaquetaduras).	Global	1,00	23.000,00	23.000,00
10	Instalación y prueba de dos puntos de test point (con dos bornes de prueba) con provisión cada 1000 mts.	Piezas	278,00	14.500,00	4.031.000,00
TOTAL					75.921.128,88

EQUIPOS	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (BS.)	PRECIO (BS.)	PRECIO (\$US)
Compresores	3	2.088.000,00	6.264.000,00	900.000,00
Terreno	3	232.000,00	696.000,00	100.000,00
City Gate	1	750.000,00	750.000,00	107.758,62
EDR	10	190.000,00	1.900.000,00	272.988,51
TOTAL		1.172.000,00	9.610.000,00	380.747,13

A6. Costo de inversión del transporte de gas natural por medio de GNL

EQUIPAMIENTO Y CONSTRUCCIÓN PLANTA DE REGASIFICACIÓN GNL				
CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCION	PRECIO UNITARIO [\$us]	PRECIO TOTAL [\$us]
16	Cisternas	Cisternas especiales para el transporte de GNL	270.721,00	4.331.536,00
2	Global	Planta de regasificación de gas natural	500.835,00	1.001.670,00
2	Global	Planta de regasificación (infraestructura terreno)	250.000,00	500.000,00
6	Tanques	Tanques de almacenamiento de GNL de 10.000 m ³ .	23.000.000,00	138.000.000,00
TOTAL				143.833.206,00

DERECHOS DE VÍA/PATENTES

DESCRIPCION	PRECIO TOTAL [\$us]
Compensaciones	2.000.000
Apertura de vías (zonas)	4.500.000

Medidas de mitigación y Control Ambiental	2.500.000
TOTAL	9.000.000

A6. Costo de inversión del transporte de gas natural por medio de GNC

EQUIPAMIENTO Y CONSTRUCCIÓN PLANTA DE GNC

CANTI DAD	UNIDAD	DESCRIPCION	PRECIO UNITARIO [\$us]	PRECIO TOTAL [\$us]
4	Compresores	Compresores de gas natural (Potencia 500 HP para 400 - 4000 m3/min de gas)	1.000.000,00	4.000.000,00
1	Global	Terreno Planta de compresión	2.000.000,00	2.000.000,00
1	Global	Equipamiento edificación y Carguío	5.000.000,00	5.000.000,00
1	Global	Edificación logística	100.000,00	100.000,00
1	Global	Sistema de seguridad industrial	750.000,00	750.000,00
48	Camiones	Camiones especiales para el transporte de GNC	116.000,00	5.568.000,00

768	Módulos	Módulos de almacenamiento 1500m3	15.000,00	11.520.000
2	Global	Planta de descompresión (infraestructura terrena)	100.000,00	200.000,00
4	Descompresores	Descompresores de gas natural	1.100.000,00	4.400.000,00
TOTAL				33.538.000,00

MANTENIMIENTO

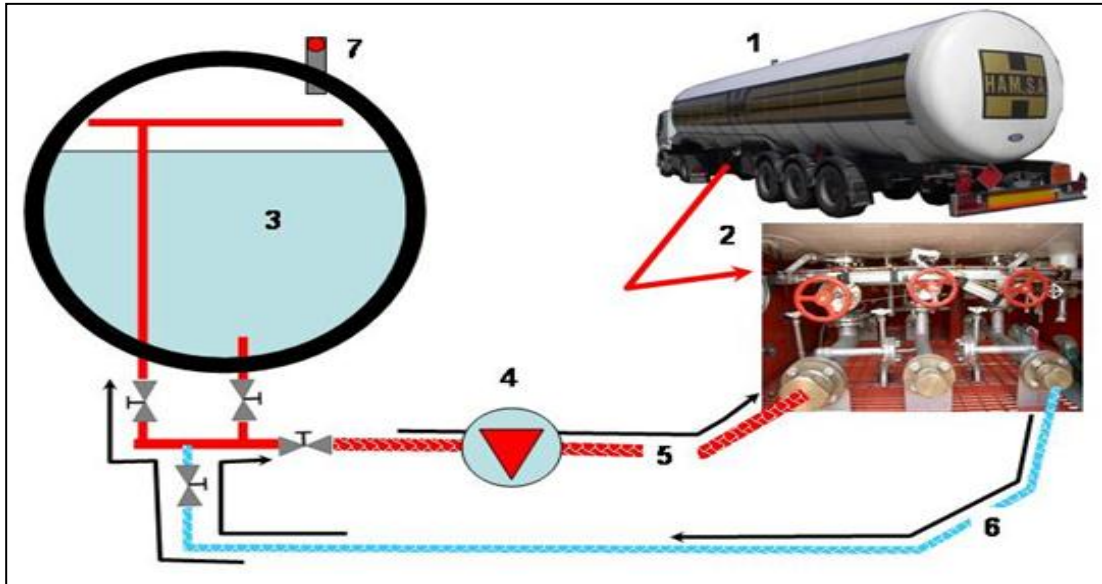
DESCRIPCION	PRECIO TOTAL [\$us]
Cambio de Módulos (Cada 5 años)	23.040.000,00
TOTAL	23.040.000,00

DERECHOS DE VÍA/PATENTES

DESCRIPCION	PRECIO TOTAL [\$us]
Compensaciones	2.000.000,00
Apertura de vías (zonas)	4.500.000,00
Medidas de mitigación y Control Ambiental	2.500.000,00
TOTAL	9.000.000,00

ANEXO VII

A7. ESQUEMA DE CARGA DE TANQUE FIJO A GNL



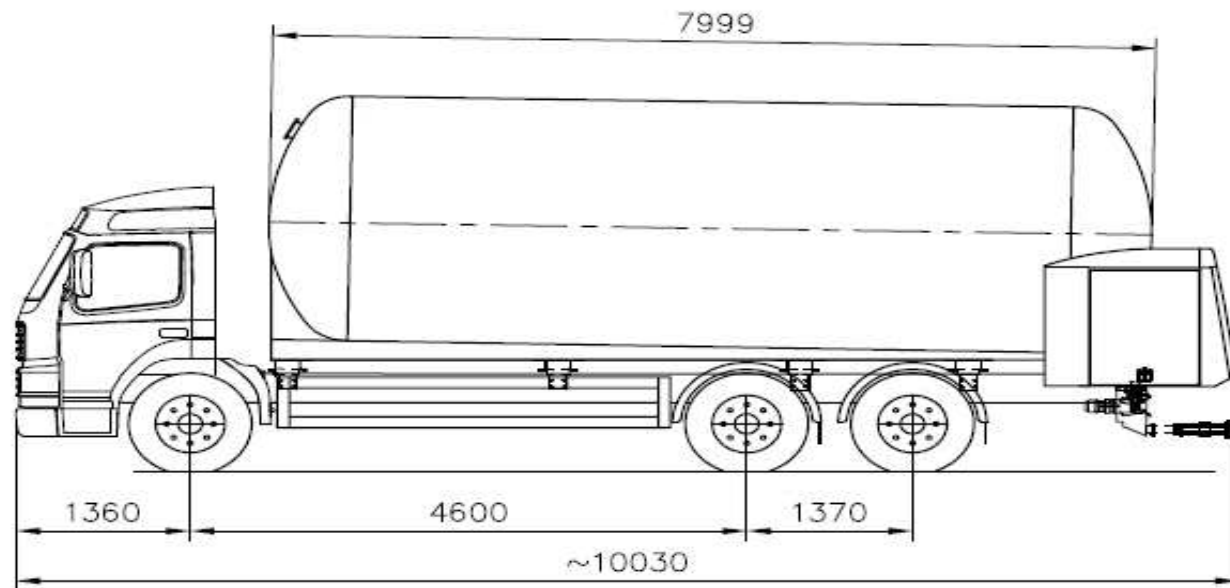
- 1) Camión cisterna
- 2) Armario válvulas carga/descarga
- 3) Depósito fijo
- 4) Bomba
- 5) Entrada GNL
- 6) Salida de fase gas a entrada bomba o tanque
- 7) válvula sobrepresión depósito

Capacidades de tanques de GNL

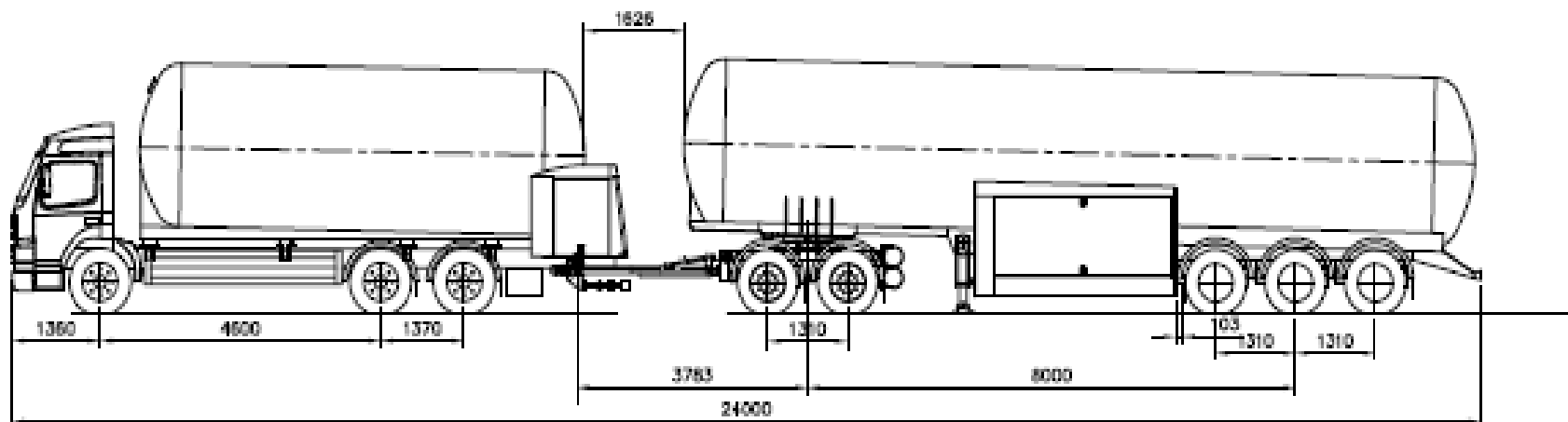
Volumen [m3]
+ de 140.000
120.000 - 140.000
- 100.000

60.000 - 80.000

- de 60.000



SEALO:																													
ARCHIVO ORIGINAL: 0826100004_PLANO_CISTERNA_GNL						TITULO:																							
						Plano Cisterna de GNL modificado para mayor capacidad																							
<table border="1"> <tr> <td>C</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>+</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>+</td> <td>Plano Cist. 2</td> <td>19/04/11</td> <td>C.S.R.</td> <td>W.G.M.</td> <td>W.G.M.</td> </tr> </table>						C						+						+	Plano Cist. 2	19/04/11	C.S.R.	W.G.M.	W.G.M.	UMSA Nº 1 - MMENDOZA		No. PLANO: UMSA - 1 - MMENDOZA - TTGNL		ESCALA: S/E	
C																													
+																													
+	Plano Cist. 2	19/04/11	C.S.R.	W.G.M.	W.G.M.																								
<table border="1"> <tr> <th>NIV.</th> <th>DESCRIPCION</th> <th>FECHA</th> <th>E.E.C.</th> <th>VENFEO</th> <th>APROBO</th> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> </table>						NIV.	DESCRIPCION	FECHA	E.E.C.	VENFEO	APROBO							UMSA Nº UMSA - TTGNL		UMSA - 1 - MMENDOZA - TTGNL		REVISION No.: C							
NIV.	DESCRIPCION	FECHA	E.E.C.	VENFEO	APROBO																								



SEALO:										
ANEXO DETAL 1: CÁLCULO DEL PLANO CISTERNA					TÍTULO: Plano Cisterna de GNL modificado para mayor capacidad					
					UMSA Nº 2 - MMENDOZA		Nº PLANO: UMSA - 2 - MMENDOZA - TTGNL		ESCALA: S/E	
					UMSA Nº UMSA - TTGNL				REVISION Nº: C	
REV.	DESCRIPCION	FECHA	EJEC.	VERIFIC.	APROB.					
*	Plano Det. 2	19/04/11	C.S.R.	W.G.M.	W.G.M.					

