

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS

FACULTAD DE INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA PETROLERA



PROYECTO DE GRADO

**“OPTIMIZACIÓN Y ADECUACIÓN DEL GASODUCTO
YACUIBA – RÍO GRANDE (GASYRG) PARA GARANTIZAR
EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL AL MERCADO
INTERNO Y EXTERNO”**

POSTULANTE: JEANETTE FARFÁN RAMOS

TUTOR: MSC. ING. REYNALDO MARÍN

LA PAZ, 2022



**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.

DEDICATORIA

A mis padres Jorge y Blanca, por las enseñanzas que me dan cada día y el ejemplo de perseverancia y esfuerzo que representan, a mi hermano Marco Antonio, que me dio todas las energías en la elaboración de este proyecto, son un pilar fundamental en mi vida, los quiero con todo mi corazón.

Este proyecto es mi granito de arena, que deseo sea de mucho aporte.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, doy gracias a Dios por darme fuerzas cuando me sentía agotada y sabiduría cuando estaba confundida, en la realización de este proyecto.

Agradezco a mis padres y a mi hermano, por su apoyo incondicional, en esta etapa de mi vida.

Doy gracias a los docentes de la carrera de Ingeniería Petrolera de la Universidad Mayor de San Andrés, por todos los conocimientos impartidos en cada materia que curse a lo largo de mi carrera universitaria, gracias a mi tutor el Ing. Reynaldo Marín por todos los consejos y recomendaciones y a mis revisores Ing. Mauricio Álvarez, Ing. Pamela Chambi e Ing. Jorge Martínez por las revisiones realizadas.

Agradezco con todo cariño, al personal de la Dirección de Transporte por Ductos (DTD) de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) por toda la colaboración y el apoyo brindado, Ing. Lucy Ayllón, Ing. Gricelda Marca, Ing. Henry Hurtado, Ing. Edson Mamani, Ing. Iván Huayhua, por el respaldo, Ing. Jaime Osorio, Ing. Franco Castañares, Ing. Jorge Martínez, Ing. Julio Serrano, Gabriela Luna, y en especial al Ing. Vladimir Jaldín, que fue mi asesor en este proyecto, muchas gracias por todo.

También quiero dar gracias a mis tíos: Cidar Mansilla, José Rengel, Gonzalo España, Consuelo Farfán y demás familia que fueron de gran ayuda cuando más los necesitaba.

Finalmente, agradecer a mis amigos de la universidad por todas las experiencias compartidas y aquellos que siempre están a mi lado (Marcelo, Daniela, Gerson, Nicole, Abel, Johanna, Iván, Carla y David) por el impulso y ánimos que me dieron para continuar día a día.

Todo lo puedo en Cristo que me fortalece.

FILIPENSES 4:13

RESUMEN EJECUTIVO

El sistema de gasoductos tendido en Bolivia abarca aproximadamente 7 mil kilómetros del territorio nacional, siendo importante que cada ducto se encuentre en condiciones para que pueda cumplir con los volúmenes asignados bajo contrato, cumpliéndose con la demanda del mercado interno y del mercado exportación.

Es importante señalar que los años de vida operativa juegan un papel muy importante en la integridad de los ductos, tal es el caso, del Gasoducto Santa Cruz – Yacuiba (GSCY), el cual, con 50 años de operación, presentó anomalías en las gestiones 2015 y 2016, resultado de una inspección instrumentada, programándose reparaciones en las gestiones siguientes. Posteriormente, durante la gestión 2018 se presentó un nuevo evento debido a la presencia de colonias de fisuras en la superficie externa del gasoducto, tomando YPFB Transporte las medidas correspondientes, tal como reducir temporalmente la presión de operación, entre otras.

De esta manera en el presente proyecto se propone al Gasoducto Yacuiba – Río Grande (GASYRG), construido paralelamente al GSCY, con 21 años de vida operativa, operado por YPFB Transierra, como una alternativa para abarcar los volúmenes del GSCY ante un posible peligro operativo.

Ante este panorama se ve necesaria la adecuación del GASYRG, mediante el movimiento de un compresor de la Estación de Compresión de Villamontes (ECV) a la Estación de Compresión Parapetí (ECP), reduciendo con esta adecuación capacidad ociosa en el sur e incrementando capacidad en el norte, a fin de atender los volúmenes del GSCY y cualquier posible aumento de demanda en el lado norte.

Actualmente, el GASYRG tiene una capacidad contratada de 20,5 MMmcd, y cuenta con una capacidad máxima de 26 MMmcd, con la propuesta presentada en el presente proyecto, se alcanzaría una capacidad máxima de 28,5 MMmcd; considerando que los volúmenes se le incrementen al GASYRG poco a poco, tomando como un valor inicial 2 MMmcd, los ingresos serían de 7.120.355 \$, la inversión a realizar para la adecuación sería igual a 4.472.839 \$, con un VAN de 8.750.564,84 \$ y un TIR del 70% para un periodo de 3 años, sin la necesidad de realizar mayores inversiones a futuro.

ÍNDICE DE CONTENIDO

CAPÍTULO I – PERFIL DEL PROYECTO	1
1.1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.2. ANTECEDENTES	2
1.2.1. GASODUCTO SANTA CRUZ – YACUIBA (GSCY).....	2
1.2.2. GASODUCTO YACUIBA – RÍO GRANDE (GASYRG).....	6
1.2.3. VOLÚMENES TRANSPORTADOS POR EL GSCY Y EL GASYRG Y PUNTOS DE RECEPCIÓN Y ENTREGA.....	9
1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	14
1.3.1. IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA.....	14
1.3.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	14
1.4. OBJETIVOS	14
1.4.1. OBJETIVO GENERAL.....	14
1.4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	14
1.5. JUSTIFICACIÓN	15
1.5.1. JUSTIFICACIÓN TÉCNICA.....	15
1.5.2. JUSTIFICACIÓN ECONÓMICA	19
1.5.3. JUSTIFICACIÓN SOCIAL	21
1.6. ALCANCE	21
1.6.1. ALCANCE GEOGRÁFICO	21
1.6.2. ALCANCE TEMPORAL.....	22
CAPÍTULO II – TRANSPORTE DE GAS NATURAL MEDIANTE GASODUCTOS .	23
2.1. EL GAS NATURAL.....	23
2.2. CONTRATOS DE COMPRA VENTA DE GAS NATURAL EN BOLIVIA	23
2.2.1. CONTRATO DE COMPRA VENTA DE GAS NATURAL AL BRASIL	23
2.2.2. CONTRATOS DE COMPRA VENTA DE GAS NATURAL A LA ARGENTINA	25
2.3. TRANSPORTE DEL GAS NATURAL	26
2.4. PROPIEDADES DEL GAS NATURAL.....	27
2.4.1. COMPOSICIÓN DEL GAS NATURAL A SER TRANSPORTADO.....	27

2.4.2.	PESO MOLECULAR, GRAVEDAD ESPECÍFICA Y DENSIDAD DEL GAS	27
2.4.3.	PRESIÓN PROMEDIO	28
2.4.4.	TEMPERATURA PROMEDIO	29
2.4.5.	FACTOR DE COMPRESIBILIDAD	29
2.5.	PARÁMETROS A EMPLEAR EN LA SIMULACIÓN HIDRÁULICA	30
2.5.1.	ECUACIÓN DE FLUJO	30
2.5.2.	NÚMERO DE REYNOLDS	31
2.5.3.	FACTOR DE TRANSMISIÓN	31
2.5.4.	FACTOR DE FRICCIÓN	32
2.6.	ESTACIONES DE COMPRESIÓN	34
2.7.	UBICACIÓN DE LAS ESTACIONES DE COMPRESIÓN	35
2.8.	EQUILIBRIO HIDRÁULICO	36
	CAPÍTULO III – SISTEMA DE COMPRESIÓN	38
3.1.	PROCESOS DE COMPRESIÓN DEL GAS	38
3.1.1.	COMPRESIÓN ISOTÉRMICA	38
3.1.2.	COMPRESIÓN ADIABÁTICA (ISENTRÓPICA)	39
3.1.3.	COMPRESIÓN POLITRÓPICA	40
3.2.	TEMPERATURA DE DESCARGA DE GAS COMPRIMIDO	41
3.3.	POTENCIA REQUERIDA	41
3.4.	COMPRESORES EN SERIE Y PARALELO	44
3.5.	TIPOS DE COMPRESORES: CENTRÍFUGOS Y DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO	47
3.6.	CURVAS DE RENDIMIENTO DEL COMPRESOR	48
3.7.	PÉRDIDAS en TUBERÍAS DE LA ESTACIÓN COMPRESORA	50
3.8.	ESQUEMA DE LA ESTACIÓN DEL COMPRESOR	51
	CAPÍTULO IV – APLICACIÓN PRÁCTICA	52
4.1.	PLANTEAMIENTO DE LA APLICACIÓN PRÁCTICA	52
4.1.1.	SIMULADOR HYSYS	52
4.1.2.	SIMULADOR PIPEPHASE	53

4.2. CAPACIDAD Y CARACTERÍSTICAS DEL GASODUCTO YACUIBA – RÍO GRANDE (GASYRG).....	54
4.2.1. CARACTERÍSTICAS DEL SUELO.....	54
4.3. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS COMPRESORES.....	54
4.3.1. ESTACIÓN DE COMPRESIÓN VILLAMONTES.....	55
4.3.2. ESTACIÓN DE COMPRESIÓN PARAPETÍ.....	55
4.4. PRINCIPALES CONTRATOS DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL YPFB TRANSIERRA.....	55
4.5. CONFIGURACIÓN Y PARÁMETROS DE OPERACIÓN ACTUALES DE LAS ESTACIONES DE COMPRESIÓN.....	55
4.6. CÁLCULO DE PARÁMETROS DE OPERACIÓN A LA CAPACIDAD PROPUESTA.....	58
4.6.1. TRAMO ESTACIÓN DE MEDICIÓN YACUIBA - ESTACIÓN DE COMPRESIÓN VILLAMONTES (ECV).....	59
4.6.2. TRAMO ESTACIÓN DE COMPRESIÓN VILLAMONTES (ECV) - ESTACIÓN DE COMPRESIÓN PARAPETÍ (ECP).....	61
4.6.3. TRAMO ESTACIÓN DE COMPRESIÓN PARAPETÍ (ECP) - ESTACIÓN DE MEDICIÓN RÍO GRANDE.....	64
4.7. SIMULACIÓN HIDRÁULICA DE LA ADECUACIÓN PROPUESTA EMPLEANDO EL SIMULADOR HYSYS.....	65
4.8. SIMULACIÓN HIDRÁULICA DE LA ADECUACIÓN PROPUESTA EMPLEANDO EL SIMULADOR PIPEPHASE.....	79
4.9. RESULTADOS DE LOS PARÁMETROS DE OPERACIÓN A LA ADECUACIÓN PROPUESTA.....	91
CAPÍTULO V – ANÁLISIS ECONÓMICO.....	93
5.1. COSTOS DE INVERSIÓN DEL PROYECTO.....	93
5.2. COSTOS DE OPERACIÓN DEL PROYECTO.....	95
5.3. ANÁLISIS DE INGRESOS DEL PROYECTO POR VOLÚMENES A SER TRANSPORTADOS POR EL GASYRG.....	96
5.3.1. VOLÚMENES TRANSPORTADOS AL GIJA.....	96
5.3.2. VOLÚMENES TRANSPORTADOS A RÍO GRANDE.....	97

5.4.	INGRESOS POR VOLUMEN INCREMENTAL	99
5.5.	FLUJO DE FONDOS	100
5.6.	INDICADORES FINANCIEROS DEL PROYECTO	101
5.6.1.	VALOR ACTUAL NETO (VAN).....	102
5.6.2.	TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).....	102
	CAPÍTULO VI – CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	104
6.1.	CONCLUSIONES	104
6.2.	RECOMENDACIONES.....	105
	BIBLIOGRAFÍA	106
	ANEXOS	108

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Especificaciones Técnicas Gasoducto Santa Cruz – Yacuiba (GSCY).....	2
Tabla 1.2. Especificaciones Técnicas Gasoducto Yacuiba – Río Grande (GASYRG)	6
Tabla 1.3. Capacidad de las Estaciones de Compresión Villamontes y Parapetí actuales	11
Tabla 1.4. Capacidad proyectada para las Estaciones de compresión de Villamontes y Parapetí con la implementación del proyecto	11
Tabla 1.5. Puntos de Recepción GSCY	11
Tabla 1.6. Puntos de Entrega GSCY	12
Tabla 1.7. Puntos de Recepción GASYRG	13
Tabla 1.8. Puntos de Entrega GASYRG.....	13
Tabla 1.9. Puntos de Recepción y Entrega totales en el GSCY y el GASYRG.....	13
Tabla 1.10. Proyección de la producción de los campos que alimentan al GASYRG en el lado Sur.....	16
Tabla 1.11. Proyección de los volúmenes a ser transportados por el GSCY	16
Tabla 1.12. Proyección de la producción de los campos que alimentan al GASYRG en el lado Norte.....	16
Tabla 1.13. Volúmenes a ser transportados al Norte del GASYRG.....	17
Tabla 1.14. Costos de Inversión por Gestión (GSCY)	19
Tabla 1.15. Trabajos capitalizados en tareas de mantenimiento de ductos (GSCY)	20
Tabla 1.16. Gastos de Operación por Gestión (GSCY)	20
Tabla 1.17. Gastos de Inversión por Gestión (GASYRG).....	20
Tabla 1.18. Gastos operativos por Gestión (GASYRG).....	21
Tabla 2.1. Contrato de Gas Natural (Bolivia – Brasil)	25
Tabla 2.2. Composición Físico – Química del Gas Natural a ser transportado.....	27
Tabla 2.3. Peso molecular, gravedad específica y densidad del gas a ser transportado	28
Tabla 2.4. Regímenes de flujo	31
Tabla 2.5. Rugosidad interna de la tubería.....	33
Tabla 4.1. Parámetros de operación de las estaciones de compresión en el GASYRG a la capacidad contratada de 20,5 MMmcd.....	56

Tabla 4.2. Parámetros de operación estación de medición Río Grande	56
Tabla 4.3. Tramo Estación de Medición Yacuiba - Estación de Compresión Villamontes (ECV)	60
Tabla 4.4A. Interconexión GASYRG - GIJA	61
Tabla 4.4B. Datos informativos GIJA	62
Tabla 4.5. Interconexión Lateral Incahuasi	62
Tabla 4.6. Tramo Estación de Compresión Villamontes (ECV) - Estación de Compresión Parapetí (ECP).....	64
Tabla 4.7. Tramo Estación de Compresión Parapetí (ECP) - Estación de Medición Río Grande.....	65
Tabla 4.8. Cromatografía Estación de Compresión Villamontes.....	66
Tabla 4.9. Puntos de Referencia.....	67
Tabla 4.10. Simulación por tramos GASYRG.....	68
Tabla 4.11. Cromatografía Estación de compresión Parapetí	72
Tabla 4.12. Elevaciones y longitudes de las secciones de tubería	82
Tabla 4.13. Resultados parámetros de operación a la adecuación propuesta.....	91
Tabla 4.14. Parámetros caudal y potencia de las estaciones de compresión en el GASYRG a la capacidad propuesta	92
Tabla 5.1. Características básicas de la unidad de compresión	93
Tabla 5.2. Inversión del proyecto	94
Tabla 5.3. Costo estimado Equipos y Materiales.....	94
Tabla 5.4. Costo estimado Construcción/Servicios	95
Tabla 5.5. Tarifas aprobadas YPFB Transierra	100
Tabla 5.6. Ingresos por volumen incremental.....	100
Tabla 5.7. Flujo de fondos antes de impuestos	101
Tabla 5.8. Flujo neto de fondos.....	101

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Estaciones de compresión Gasoducto Santa Cruz – Yacuiba (GSCY o YABOG).....	4
Figura 1.2. Características y Altimetría del Ducto.....	8
Figura 1.3. Uso de la capacidad del GSCY – Sur.....	9
Figura 1.4. Uso de la capacidad del GSCY – Norte	9
Figura 1.5. Uso de la capacidad del GASYRG – Sur.....	10
Figura 1.6. Uso de la capacidad del GASYRG – Norte	10
Figura 1.7. Diagrama de los gasoductos GSCY y GASYRG	18
Figura 1.8. Ubicación del Gasoducto Yacuiba – Río Grande (GASYRG)	22
Figura 2.1 Estación de Compresión Parapetí	34
Figura 2.2. Tubería de gas con dos estaciones de compresión.....	36
Figura 3.1. Compresión Isotérmica	38
Figura 3.2. Compresión Adiabática	40
Figura 3.3. Compresores en serie	45
Figura 3.4. Compresores en paralelo	46
Figura 3.5. Curva de rendimiento típica de un compresor centrífugo.	49
Figura 3.6. Tubería de succión y descarga de la estación de compresores.	50
Figura 3.7. Esquema de la estación de compresores.....	51
Figura 4.1. Simulación GASYRG a la capacidad contratada actual.....	57
Figura 4.2A. Parámetros de entrada	66
Figura 4.2B. Cromatografía de entrada	67
Figura 4.3. Simulación primer tramo Yacuiba – Villamontes.....	68
Figura 4.4. Datos introducidos segmento de tubería CGP-100 (Yacuiba – Villamontes)	69
Figura 4.5. Simulación compresores ECV.....	70
Figura 4.6. Simulación Estación de compresión Villamontes (ECV).....	71
Figura 4.7. Datos de entrada en la corriente ICH - GSCY	72
Figura 4.8. Cromatografía en la corriente ICH - GSCY.....	72
Figura 4.9. Simulación segundo tramo Villamontes - Parapetí	73
Figura 4.10. Simulación compresores ECP	74

Figura 4.11. Simulación unidad de compresión movida de la ECV a la ECP	75
Figura 4.12. Simulación Estación de compresión Parapetí (ECP)	76
Figura 4.13. Simulación tercer tramo Parapetí – Río Grande	77
Figura 4.14. Simulación GASYRG adecuación propuesta – HYSYS	78
Figura 4.15. Entorno de entrada	79
Figura 4.16. Datos de la corriente de entrada - YACUIBA.....	80
Figura 4.17. Datos de la corriente GIJA	80
Figura 4.18. Datos de la corriente interconexión ICH - GSCY	81
Figura 4.19. Datos de la corriente de llegada RÍO GRANDE.....	81
Figura 4.20. Tramo YACUIBA – ECV.....	82
Figura 4.21A. Tramo ECV – ECP	83
Figura 4.21B. Tramo ECV – ECP	83
Figura 4.22A. Tramo ECP – RÍO GRANDE.....	84
Figura 4.22B. Tramo ECP – RÍO GRANDE.....	84
Figura 4.23. Tramo Interconexión GIJA.....	85
Figura 4.24. Tramo Interconexión lateral INCAHUASI.....	85
Figura 4.25. Datos requeridos tuberías	86
Figura 4.26. Datos requeridos válvulas	86
Figura 4.27. Simulación Estación de compresión Villamontes – ECV	87
Figura 4.28. Simulación Estación de compresión Parapetí - ECP	87
Figura 4.29. Simulación adecuación propuesta – PIPEPHASE.....	88
Figura 4.30. Presión de succión ECV – PIPEPHASE.....	89
Figura 4.31. Presión de succión ECP - PIPEPHASE.....	90
Figura 4.32. Perfil GASYRG.....	90
Figura 5.1. Prospectiva producción y mercados del gas	96
Figura 5.2. Volúmenes transportados actualmente al lado Sur por el GASYRG	97
Figura 5.3. Volúmenes transportados al lado Norte (Río Grande) – GASYRG.....	98
Figura 5.4. Volúmenes transportados por el GASYRG y el GSCY	99

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO A – PERFIL TOPOGRÁFICO GASYRG	108
ANEXO B – DIAGRAMA GASODUCTO SANTA CRUZ YACUIBA (GASYRG)	109
ANEXO C – UBICACIÓN DE LAS ESTACIONES DE MEDICIÓN Y COMPRESIÓN	110
ANEXO D – CURVA DE RENDIMIENTO DE LOS COMPRESORES DE LA ECV Y LA ECP	113
ANEXO E – INSPECCIÓN TÉCNICA AL GASODUCTO YACUIBA RÍO GRANDE (GASYRG)	114

SIMBOLOGÍA

c/u	Cada uno
HP	Caballos de fuerza (potencia)
Km	Kilómetro
Kp	Progresiva donde se encuentra ubicada la Estación de Compresión
MM	Millones (10 ⁶)
MPC	Millar de pies cúbicos (1.000 PC)
MW	Megavatio
N°	Número
PCD	Pie cúbico por día
Plg	Pulgada
PSI	Libras por pulgada por cuadrada (lbf/in ²)
Psia	Presión absoluta
Psig	Presión manométrica
PVC	Policloruro de vinilo
SCFD	Pies cúbicos estándar por día
TC	Turbocompresor

ACRÓNIMOS

AGA	American Gas Association
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
API	American Petroleum Institute
ASME	Sociedad de Ingenieros Mecánicos
CDBA	Cantidad diaria base anual
CDC	Contrato de Compra
CNGA	Asociación de Gas natural de California
ECP	Estación de compresión Parapetí
ECV	Estación de compresión Villamontes
ENARSA	Energía Argentina SA
GASYRG	Gasoducto Yacuiba – Río Grande

GIJA	Gasoducto Integración Juan Azurduy
GSA	Gas Supply Agreement
GSCY	Gasoducto Santa Cruz – Yacuiba
GTB	Gasoducto Trans Boliviano
IEASA	Integración Energética Argentina S.A.
ISO	International Organization for Standardization
MAOP	Máxima Presión de Operación Admisible
MFL	Fuga de flujo magnético
MOP	Máxima Presión de Operación
RTHD	Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos
SCC	Stress Corrosion Cracking
TCF	Trillones de pies cúbicos
TCGS	Términos y Condiciones Generales de Servicio
YPFB	Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

EQUIVALENCIAS UTILIZADAS

1,000 BTU = 1 MPC

1 MC = 35,314 PC

CAPÍTULO I – PERFIL DEL PROYECTO

1.1. INTRODUCCIÓN

En Bolivia la industria petrolera juega un papel muy importante; esta se divide en tres grandes sectores Upstream, que abarca todo el proceso desde la identificación, descubrimiento y evaluación geológica hasta la etapa de producción, Midstream, que incluye el transporte y almacenamiento y finalmente el Downstream, que involucra la refinación, industrialización y posterior comercialización y distribución de productos derivados del petróleo crudo y gas natural.

De todas las actividades mencionadas pertenecientes a cada sector, el transporte de hidrocarburos constituye una fase necesaria e imprescindible en la industria, la cual busca de manera continua mejoras en capacidad, seguridad, eficacia y rentabilidad con el fin de disminuir los costos, debido a que representa una importante proporción en el precio final.

En Bolivia el sistema de transporte de gas natural se extiende sobre dos tercios del país abarcando 7 de los 9 departamentos y data aproximadamente desde el año 1960, cuando comenzaron poco a poco a construirse los distintos gasoductos de acuerdo a las necesidades y requerimientos, teniendo la visión de que en un futuro se cuente con un sistema de ductos que pueda llegar a todos los departamentos de nuestro país con el propósito de abastecer la demanda del mercado interno y los contratos de exportación con nuestros países vecinos. (YPFB Transporte, 2021)

A través de los años de operación, los gasoductos sufren deterioro, tal es el caso del Gasoducto Santa Cruz – Yacuiba (GSCY), que debido a su antigüedad el gasto en mantenimientos y reparaciones son inevitables, así también el hecho de que por paros operativos no se pueda cumplir con los volúmenes establecidos en los mercados que abarca este ducto, presentada esta problemática en el presente proyecto se propone la adecuación del Gasoducto Yacuiba – Río Grande (GASYRG), paralelo al GSCY y aproximadamente del doble de capacidad, con el objetivo de cumplir con los mercados interno y exportación, reduciendo a la vez costos en reparaciones y mantenimientos que se realizan en el GSCY.

Hoy en día el GASYRG, operado por YPFB Transierra, presenta capacidad ociosa en el Sur, llegando a tener algunos de los equipos, como ser los compresores de la Estación de Compresión de Villamontes (ECV), una operatividad nula; ante esta situación que atraviesa el GASYRG, en últimos años YPFB Transporte se vio en la necesidad de transferirle los volúmenes asignados al GSCY a causa de que este se encontraba en reparaciones, por lo tanto, realizar una adecuación al GASYRG disminuyendo la capacidad en el lado Sur y ampliándola en el Norte, se presenta como una alternativa ante próximos eventos, debido a que este sería el mercado con mayor demanda.

1.2. ANTECEDENTES

1.2.1. GASODUCTO SANTA CRUZ – YACUIBA (GSCY)

El gasoducto Santa Cruz – Yacuiba (GSCY) entró en operación en 1972, la tubería fue fabricada por las empresas Hoesch, Mannesmann, Siat, Nippon Kokan, Sumitomo Metal Industries y Nippon Steel Corp., fue construido con tubería de acero grado API 5LX-52, según especificaciones API vigentes en ese año, con un diámetro de 24 pulgadas y espesores de pared de 0,344 y 0,375 pulgadas, con soldadura de costura producida con doble arco sumergido, el exterior de la tubería fue recubierto en zanja con cinta laminada, sin curar de butilo y vinilo, que se protegió con un sistema de protección catódica (ANH, 2021c). A continuación, se muestran las especificaciones técnicas del gasoducto:

Tabla 1.1. Especificaciones Técnicas Gasoducto Santa Cruz – Yacuiba (GSCY)

TRAMOS DEL DUCTO	CAPACIDAD (MMPCD)	ESPESOR (plg)	LONGITUD POR TRAMO (Km)	PRESIÓN OPERATIVA (PSI)	UBICACIÓN TRAMO (Km)	
			24"		AÉREO	ENTERRADO
Colpa –Yacuiba			529,943		17,368	512,576
Colpa – Río Grande	245	0,334	88,344	841*	-	-
Río Grande – Saipurú	435	0,344	136,121	1073*	-	-
Saipurú – Caigua	822	0,344	205,034	1073*	-	-
Caigua – Yacuiba	385	0,344	100,444	841*	-	-

*Presión de operación afectada debido a trabajos de mantenimiento ejecutados en dicho gasoducto.

Fuente: (ANH, 2021)

Con una longitud de 529,94 km, cuenta con 3 estaciones de compresión, así como, ductos paralelos, derivadas y laterales los cuales hacen un total de 187,6 km de longitud.

El GSCY presenta distintas capacidades por tramo como se puede observar en la Tabla 1.1, los 4 tramos presentan las siguientes presiones operativas máximas de 1180 psi, 1180 psi, 1180 psi y 1000 psi respectivamente.

A continuación, se describen las condiciones de operación de las tres estaciones de compresión:

- ***ESTACIÓN DE COMPRESIÓN SAN SAIPURÚ***

Inicio de operación: 2001

Ubicación: Carretera Santa Cruz – Yacuiba

Nº de Unidades: 3; 1 de 4.700 HP de Potencia y 2 de 6.100 HP de Potencia c/u

Potencia instalada: 16.900 HP

Capacidad de entrega (MMPCD): 420; 1 de 240 y 2 de 260 c/u; 1 en stand by.

- ***ESTACIÓN DE COMPRESIÓN TAQUIPERENDA***

Inicio de Operación: 2002

Ubicación: Carretera Santa Cruz – Yacuiba

Nº de Unidades: 3 de 6.100 HP de Potencia c/u

Potencia instalada: 18.300 HP

Capacidad de entrega (MMPCD): 422; c/u de 240; 1 en stand by.

- ***ESTACIÓN DE COMPRESIÓN CAIGUA***

Inicio de Operación: 1980

Ubicación: Carretera Santa Cruz – Yacuiba

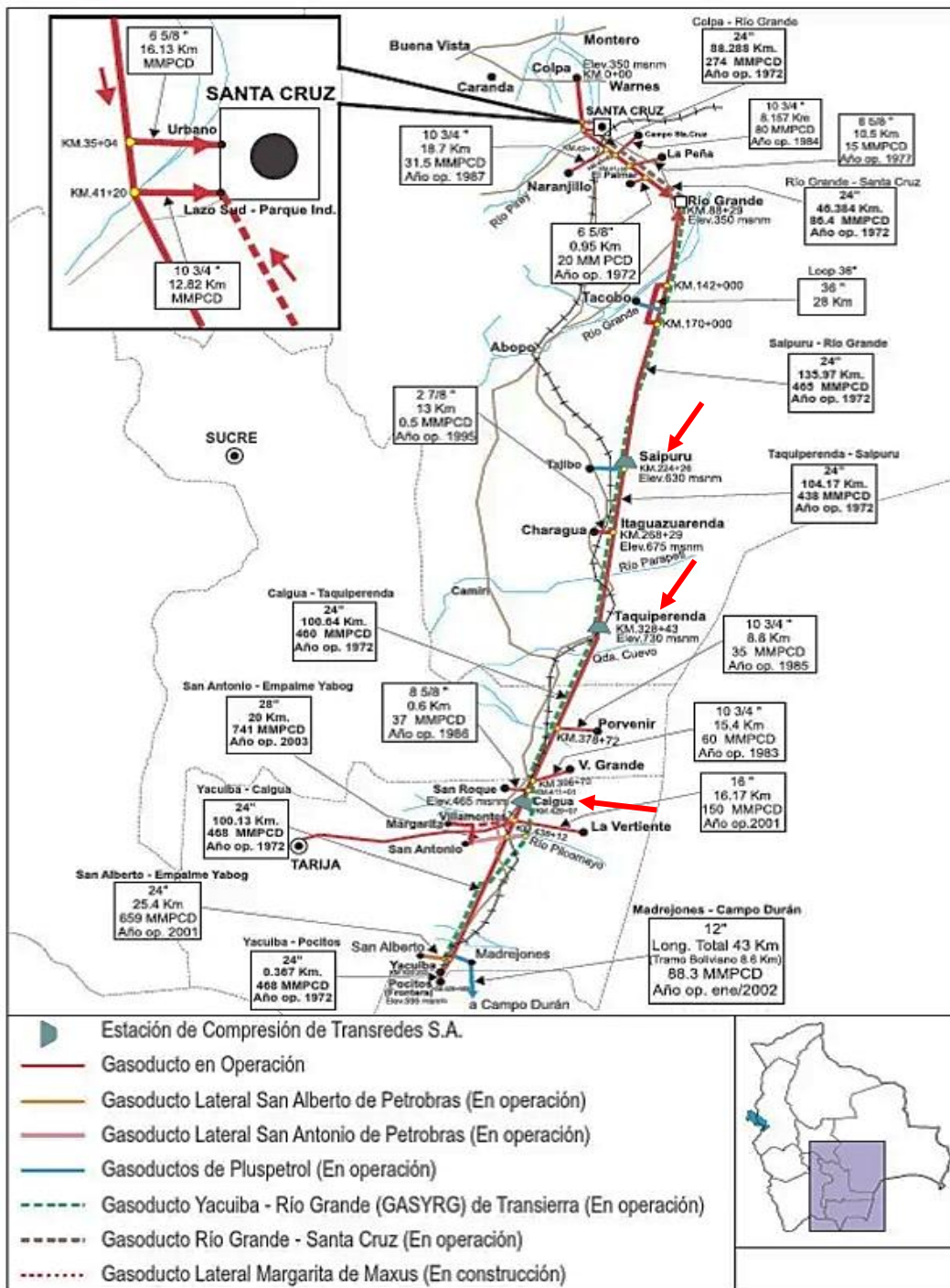
Nº de Unidades: 3; 2 de 4.700 HP de Potencia y 1 de 6.100 HP de Potencia

Potencia instalada: 15.500 HP

Capacidad de entrega (MMPCD): 420; 2 de 240 c/u y 1 de 330; 1 en stand by.

En la Figura 1.1., se puede observar la ubicación de las estaciones de compresión:

Figura 1.1. Estaciones de compresión Gasoducto Santa Cruz – Yacuiba (GSCY o YABOG)



Fuente: (Superintendencia de Hidrocarburos, 2002)

A través de los años se realizaron inspecciones instrumentadas en las gestiones 1998 (MFL) y 2015 – 2016 (MFL, TFL, GEO y Mapeo), las cuales mostraron una serie de anomalías, por lo que se programaron una serie de reparaciones a lo largo de las

siguientes gestiones hasta eliminar las anomalías, que se encontraban fuera de norma, posteriormente se complementaron con estudios de integridad bajo las técnicas de DCVG (Direct Current Voltaje Gradient) y CIS (Close Interval Survey), las cuales permitieron detectar otras anomalías en el revestimiento que fueron incorporadas en el plan de reparaciones denominado “Proyecto Integridad Gasoducto GSCY Fase I” que se llevó a cabo en las gestiones 2016 y 2017.

El 18 de octubre de 2018 se presenta un evento debido al fenómeno Stress Corrosion Cracking (SCC) debido a la presencia de colonias de fisuras en la superficie externa del gasoducto, se inician trabajos de revestimiento e inspección externa a través del “Proyecto de Integridad Gasoducto GSCY Fase II”.

En la gestión 2019, se realizó un nuevo estudio, en el cual se detectaron nuevos puntos de reparación, adicionando la necesidad de invertir en una tercera fase del Proyecto de Integridad para las gestiones 2021 y 2022 con el objetivo de garantizar de esta manera la continuidad operativa del ducto (ANH, 2021c).

A lo largo de su vida operativa el GSCY presenta el siguiente historial referente a sucesos de magnitud:

- En fecha 04 de mayo del 2015 se presenta una rotura en el kp 3+500 tramo Colpa – Río Grande con un MOP de 1000 psi, siendo este el primer antecedente para que YPFB Transporte S.A. realice una investigación y posterior evaluación para minimizar la posibilidad de que el incidente no ocurra nuevamente de acuerdo con la norma ASME B31.8.
- En fecha 18 de octubre del 2018, ocurre un segundo suceso en el gasoducto GSCY en el sector de Pelicano kp 415+723,5 tramo Taquiperenda – Caigua con una presión en el punto de 1135 psi.
- En fecha 11 de marzo del 2019, ocurre un tercer suceso en el gasoducto GSCY en el sector de Huacareta kp 460+700 tramo Caigua – Campo Grande con una presión en el punto de 790 psi. Suceso de fuga en una fisura.
- Posteriormente, producto de estos sucesos, en fecha 22 de abril del 2019, luego de evaluaciones y recomendaciones técnicas por parte de la ANH, las

nuevas condiciones temporales de operación para el GSCY que responde a aspectos de seguridad e integridad son las siguientes:

- Tramo Caigua – Campo Grande: MOP = 800 psi.
 - Tramo Caigua – Río Grande: MOP = 900 psi.
 - Tramo Colpa – Río Grande: MOP = 800 psi.
- En fecha 06 de septiembre de 2019 ocurre un cuarto suceso en el gasoducto GSCY kp 000+031, Sector Colpa fisura por Stress Corrosion Cracking (SCC). (ANH, 2021)

En este sentido, debido a la magnitud de los sucesos ocurridos en el gasoducto GSCY y considerando su situación actual, es necesario contar con alternativas que permitan cumplir con los requerimientos de abastecimiento tanto para el mercado interno como para el mercado de exportación, siendo una de estas alternativas la adecuación del Gasoducto Yacuiba – Río Grande (GASYRG).

1.2.2. GASODUCTO YACUIBA – RÍO GRANDE (GASYRG)

El gasoducto Yacuiba – Río Grande entro en operación el año 2001, construido con material API 5L X-70, tiene un diámetro de 32” y una presión máxima de operación de 1440 psig; cuenta con revestimiento interno pintura epóxica y revestimiento externo de polietileno extruido tricapa (ANH, 2019). Las especificaciones técnicas del gasoducto se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 1.2. Especificaciones Técnicas Gasoducto Yacuiba – Río Grande (GASYRG)

CAPACIDAD (MMPCD)	Espesor (Pulgadas)	Longitud por Diámetro (Km)	Presión Máxima Operativa (PSI)	Ubicación Tramo (Km)
		32”		Enterrado
918,18	0,500 0,562 0,688	432	1440	432,000

Fuente: (ANH, 2021b)

La extensión del GASYRG comienza en Yacuiba y termina en Río Grande, cuenta con 2 estaciones de compresión, en Villamontes y Parapetí; 3 estaciones de medición fiscal, en Yacuiba, Villamontes y Río Grande; y 2 estaciones de medición operativa, en Buena Vista y Huoche (YPFB Transierra, 2016).

- *ESTACIÓN DE COMPRESIÓN VILLA MONTES (ECV)*
N° de Turbocompresores: 5 (Marca Solar, Modelo Taurus – 70)
Modo de operación: 4 en operación permanente + 1 en reserva
Potencia instalada: 51.550 HP ISO
Capacidad nominal: 34 MMmcd/ 8,5 MMmcd c/u
- *ESTACIÓN DE COMPRESIÓN DE PARAPETÍ (ECP)*
N° de Turbocompresores: 3 (Marca Solar, Modelo Taurus – 70)
Modo de operación: 2 en operación permanente + 1 en reserva
Potencia instalada: 30.000 HP ISO
Capacidad nominal: 20 MMmcd/10 MMmcd c/u

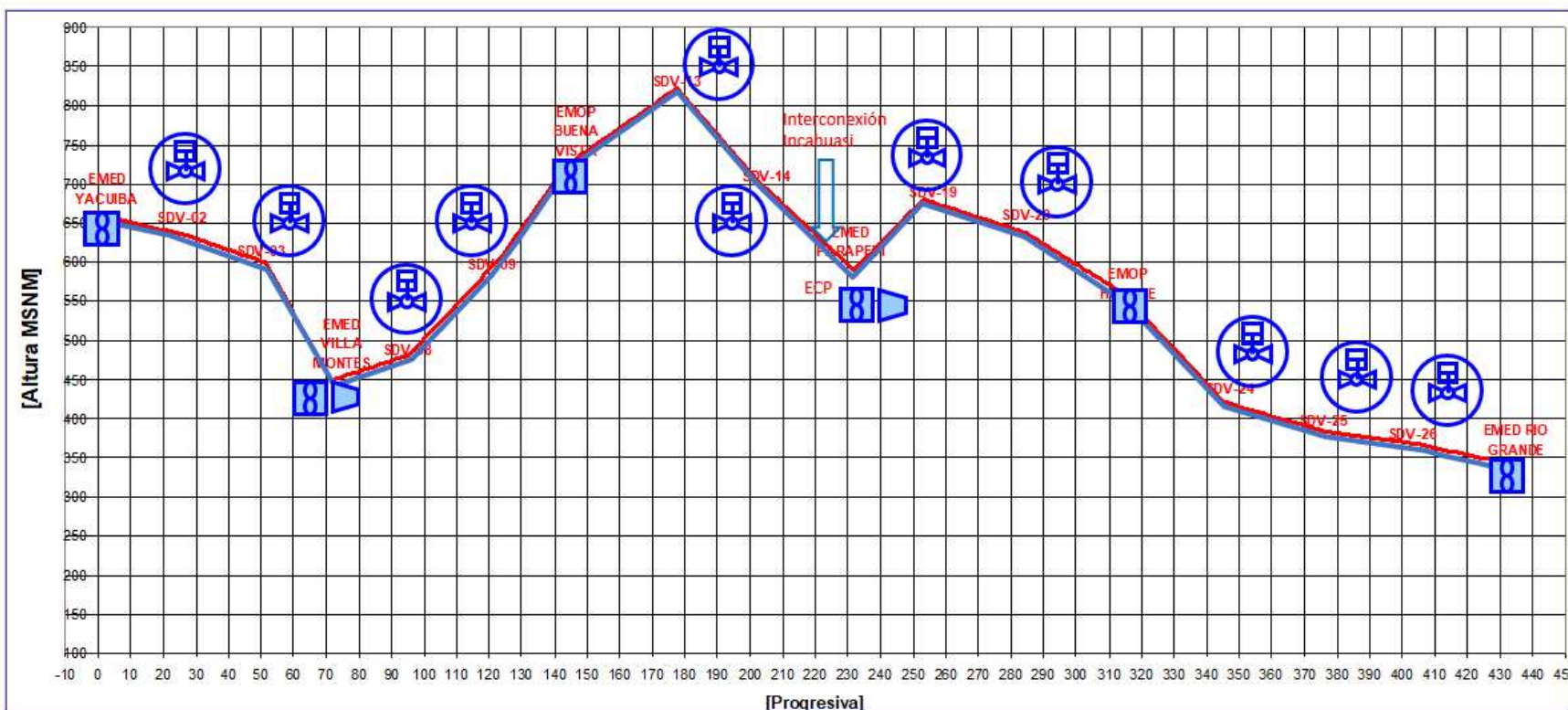
A través de los años desde la construcción del gasoducto solo se reportaron anomalías referidas a la soldadura del ducto las cuales no fueron de consideración, a la fecha este no presenta historial de sucesos de consideración (ANH, 2019).

La implementación de este presente proyecto tiene los siguientes propósitos:

- Reducir costos en mantenimientos realizados al GSCY por la antigüedad que este presenta, los cuales resultan elevados en comparación a invertir en una adecuación al GASYRG.
- Poder contar a futuro con la capacidad suficiente de transporte para satisfacer la demanda del mercado interno y exportación.

En la Figura 1.2., se puede observar el perfil del GASYRG y como se encuentran distribuidas a lo largo del ducto las estaciones de compresión, estaciones de medición y válvulas de seguridad:

Figura 1.2. Características y Altimetría del Ducto



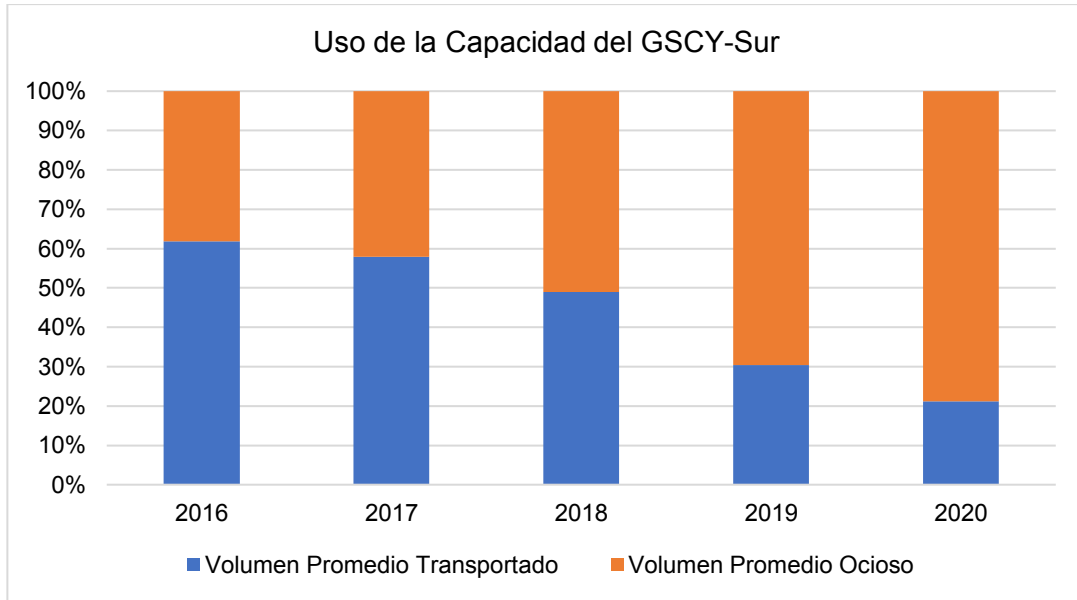
- Longitud Total: 432 Km.
- Capacidad de Transporte: 26 MM³/día
- Estaciones de Compresión: 2 (ECV y ECP)
- Estaciones: 3 Estaciones de Medición Fiscal
2 estaciones de Medición Operativa
- Puntos de Recepción: GASAL – EMED Yacuiba
GASAN – Villa Montes
Interconexión Incahuasi
- Puntos de entrega: EMED Río Grande
- Trampas de Lanzamiento y Recepción: 10
- Válvulas de Seguridad de línea (SDV): 11 32"
- Interconexiones: 2 (GIJA e Incahuasi)
- Válvulas de Seguridad de Estaciones (SDV): 14 24"
- Tubería API 5L – X70 (e= 0.5", 0.562", 0.688")
- Revestimiento Externo Tricapa (Polietileno Extruido) e Interno (Resina Epóxica)
- MAOP 1450 PSIG

Fuente: (ANH, 2019)

1.2.3. VOLÚMENES TRANSPORTADOS POR EL GSCY Y EL GASRYG Y PUNTOS DE RECEPCIÓN Y ENTREGA

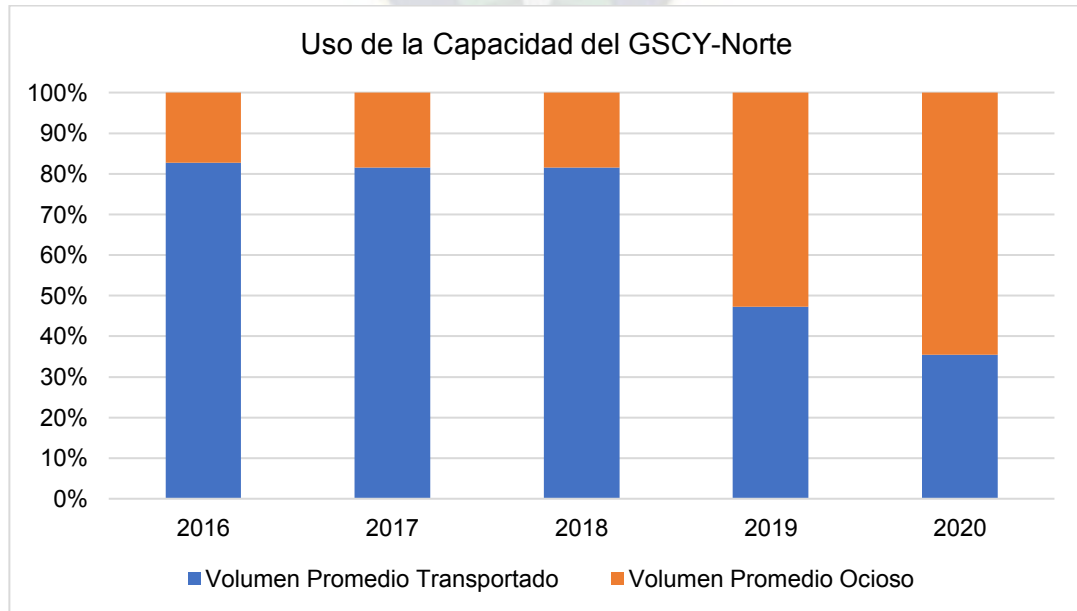
De acuerdo a los volúmenes transportados por el GSCY y por el GASRYG al Sur y al Norte, se tienen los siguientes gráficos:

Figura 1.3. Uso de la capacidad del GSCY – Sur



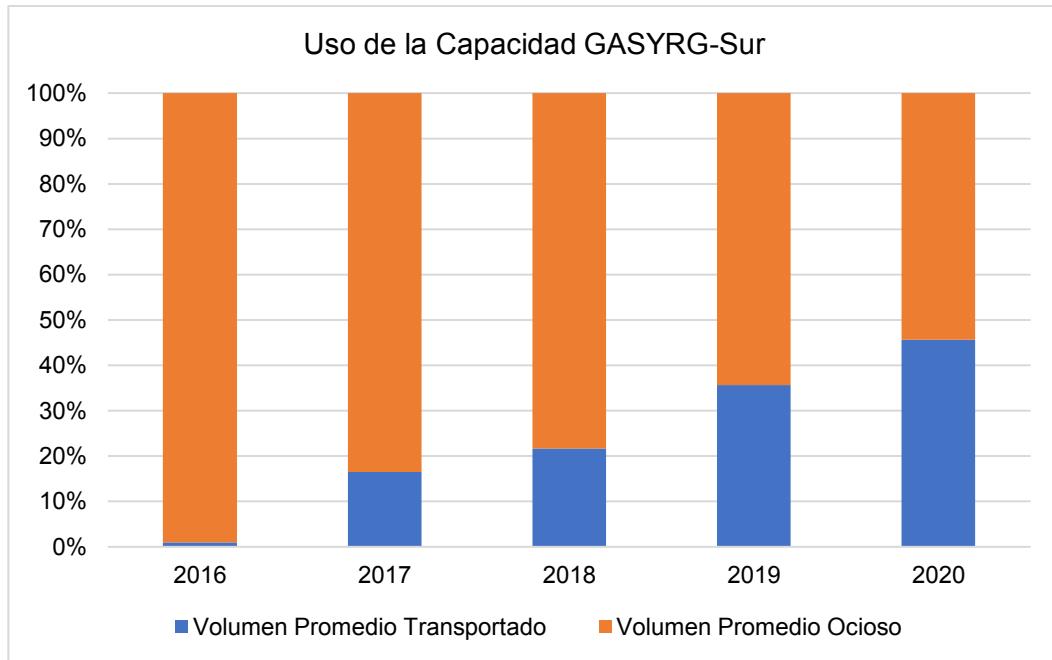
Fuente: (ANH, 2021e)

Figura 1.4. Uso de la capacidad del GSCY – Norte



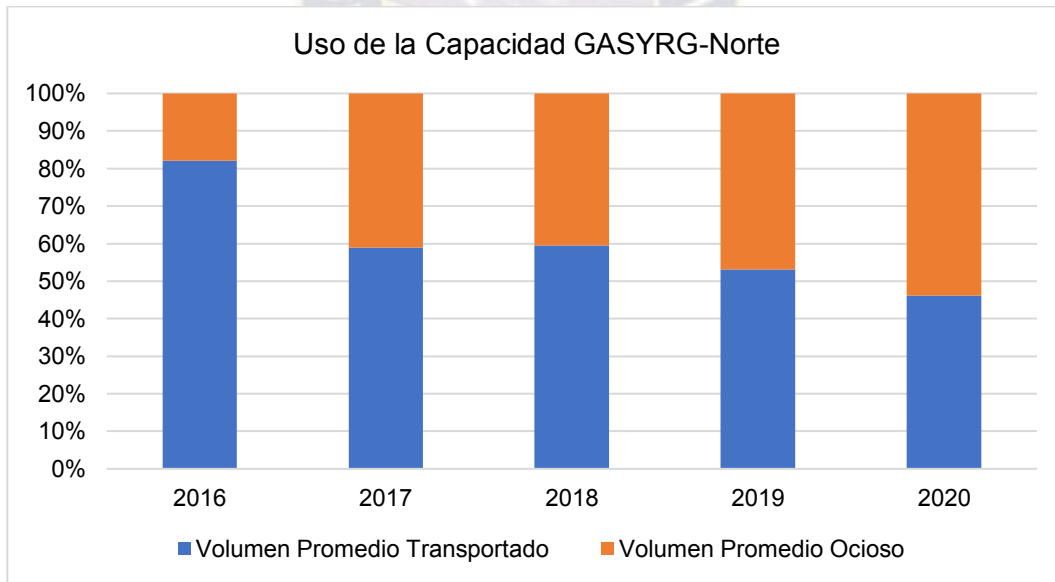
Fuente: (ANH, 2021e)

Figura 1.5. Uso de la capacidad del GASYRG – Sur



Fuente: (ANH, 2021e)

Figura 1.6. Uso de la capacidad del GASYRG – Norte



Fuente: (ANH, 2021e)

Como se puede apreciar en los gráficos, el GASYRG cuenta con la capacidad de entrega suficiente para cubrir los volúmenes de exportación al lado sur (Argentina), así mismo en la Figura 1.5 se puede observar como el promedio de volumen transportado aumento en el GASYRG debido a los eventos suscitados en el GSCY. En lo que respecta al lado norte (Brasil), si bien el comportamiento de los últimos años indica

que el GASYRG podría entregar los volúmenes de gas natural comprometidos, esto se mejoraría con una ampliación de capacidad en el caso de que los volúmenes transportados por el GSCY tengan que ser enviados por el GASYRG, debido a que existiría el hecho de incrementar en un futuro los volúmenes de exportación al Brasil haciendo necesaria una ampliación en el ducto, lo cual será justificado.

A continuación, se puede ver en la siguiente tabla la capacidad nominal actual con la que cuentan las estaciones de compresión:

Tabla 1.3. Capacidad de las Estaciones de Compresión Villamontes y Parapetí actuales

Capacidad MMmcd	
ECV	ECP
34	20

Fuente: (ANH, 2021)

Con el movimiento de un compresor de la Estación de Villamontes a la Estación de Parapetí se tendría las siguientes capacidades:

Tabla 1.4. Capacidad proyectada para las Estaciones de compresión de Villamontes y Parapetí con la implementación del proyecto

Capacidad MMmcd	
ECV	ECP
25,5	28,5

Fuente: Elaboración propia

Considerando solo los mercados de exportación, con el movimiento de la unidad de compresión, no sería necesario realizar mayores inversiones a futuro, así mismo el GASYRG, contaría con la capacidad de realizar entregas tanto a la Planta de Compresión Río Grande (Brasil), como en el kp 0 del GIJA (Argentina).

El GASYRG no cuenta con varios puntos de recepción y entrega a lo largo del ducto, pero si presenta interconexiones con los mercados más demandados

Tabla 1.5. Puntos de Recepción GSCY

N° POI	NOMBRE DEL POI
101023	DE: Tacobo - Yabog
101022	DE: Tajibo
106128	DE: Porvenir
106129	DE: Vuelta grande - Planta
107132	DE: San Roque

N° POI	NOMBRE DEL POI
107139	DE: Vertiente
107007	DE: San Antonio
107171	DE: San Alberto
107072	DE: Margarita
107006	DE: Itaú
107030	DE: Caigua
	De: Gasoducto GAA
	De: PLS Río Grande
107080	DE: EMED-YCB (GASYRG)

Fuente: YPFB Transporte, 2018

Tabla 1.6. Puntos de Entrega GSCY

N° POI	NOMBRE DEL POI
201029	A: Exportación RGD Flex Sur
	A: By - Pass Flexibilización
201090	A: PSL Río Grande
	A: Planta de Proceso Río Grande
901157	A: Gasoducto Itaguazurenda - Charagua
201044	A: Refinería Parapetí
901127	A: Gasoducto Taquiperenda - Cochabamba [GTC]
206025	A: City Gate Macharetí
201082	A: City Gate Boyuibe
201080	A: City Gate Tiguipa - EMTAGAS
206029	A: Vuelta Grande
206030	A: Gas Retenido Vuelta Grande
207005	A: City Gate Caigua - EMTAGAS
907143	A: Gasoducto Villamontes - Tarija [GVT]
207070	A: PIL Gran Chaco - EMTAGAS
207075	A: City Gate El Trillo - Villamontes - EMTAGAS
207138	A: SETAR - Villamontes
207140	A: City Gate Villamontes - EMTAGAS
207010	A: Estación de Servicio Palos Blancos - Villamontes
207142	A: EMTAGAS - Embotelladora Chaqueña - Villamontes
207141	A: YPFB Logística - Villamontes
207020	A: EMTAGAS - Fabrica de Aceite Itika
207028	A: Estación de Servicio CAIGUAMI
207035	A: ENDE ANDINA S.A.M. - Gran Chaco

N° POI	NOMBRE DEL POI
207040	A: PSL CV
207144	A: SETAR -Yacuiba
207145	A: City Gate Yacuiba - EMTAGAS
207168	A: EMTAGAS - Cerámica Paola
207030	A: Yacuiba - GIJA
207050	A: City Gate Campo Grande - EMTAGAS
207147	A: Yacuiba - Export
601125	A: Estación Compresión - Saipurú
601012	A: Estación Compresión - Taquiperenda
607134	A: Estación Compresión - Caigua
607149	A: Estación Bombeo - Yacuiba
601131	A: Estación Bombeo - Tiguiipa
607070	A: Estación Compresión - Campo Grande

Fuente: (YPFB Transporte, 2018)

Tabla 1.7. Puntos de Recepción GASYRG

N° POI	NOMBRE DEL POI
PR01	Yacuiba
PR02	Villamontes
PR03	Incahuasi
PR04	PSLRG

Fuente: (YPFB Transporte, 2018)

Tabla 1.8. Puntos de Entrega GASYRG

N° POI	NOMBRE DEL POI	DETALLE
PE01	JV Río Grande	GAS ENTREGADO POR LA ESTACIÓN "RÍO GRANDE"
PE02	Absorción Río Grande	
PE03	PSLRG	
PE04	Entrega GIJA	-

Fuente: (YPFB Transporte, 2018)

Tabla 1.9. Puntos de Recepción y Entrega totales en el GSCY y el GASYRG

Ducto	Recepción	Entrega
GSCY	12	35
GASYRG	4	4

Fuente: (YPFB Transporte, 2018)

1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.3.1. IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

El Gasoducto Santa Cruz Yacuiba (GSCY), comenzó sus operaciones el año 1972, con 50 años de operación, en las últimas gestiones presentó anomalías que dañaban la integridad del ducto llegándose a dar una reducción temporal de la presión de operación, solicitando YPFB Transporte a YPFB Transierra transportar por el GASYRG los volúmenes asignados restantes que no pudieron cumplirse.

En este sentido, surge como una alternativa el Gasoducto Yacuiba – Río Grande (GASYRG) el cual podría cumplir con los volúmenes transportados por el GSCY, si previamente se adecúa el GASYRG, moviendo una unidad de compresión de la ECV a la ECP, mediante esta adecuación se reduciría la capacidad ociosa que el GASYRG presenta en el sur y se incrementaría la capacidad en el lado norte siendo este el mercado con mayor demanda.

1.3.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

Por los años de operación que presenta el GSCY y viéndose como una alternativa el GASYRG, se ve necesaria una adecuación, optimizando su capacidad de manera que este cumpla con la demanda de gas natural tanto en el mercado interno, como externo desde Yacuiba – Tarija hasta Río Grande – Santa Cruz.

1.4. OBJETIVOS

1.4.1. OBJETIVO GENERAL

Proponer una adecuación para el Gasoducto Yacuiba – Río Grande (GASYRG) optimizando su capacidad, mediante un análisis técnico y económico, que garantice de esta manera el transporte de gas natural al mercado interno y exportación.

1.4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Plantear una adecuación para el GASYRG, que permita reducir la capacidad ociosa que existe actualmente en el gasoducto y evite la operatividad nula en los compresores que conforman la Estación de compresión de Villamontes (ECV).

- Obtener mediante un cálculo hidráulico las presiones de succión y de descarga para los compresores a la adecuación propuesta.
- Simular la configuración propuesta para el GASYRG, empleando los programas HYSYS y PIPEPHASE.
- Analizar los volúmenes que podría llegar a transportar el GASYRG con la aplicación del proyecto.
- Determinar si el proyecto es factible mediante un análisis económico empleando indicadores financieros.

1.5. JUSTIFICACIÓN

1.5.1. JUSTIFICACIÓN TÉCNICA

Ante la situación que atraviesa el Gasoducto Santa Cruz - Yacuiba (GSCY), se visualiza al Gasoducto Yacuiba – Río Grande (GASYRG) como una alternativa para poder transportar a través de este los volúmenes no transportados por el GSCY ante un peligro operativo.

El GASYRG construido paralelamente al GSCY, no presenta sucesos de magnitud a la fecha, por lo que se propone adecuarlo, ampliando su capacidad de transporte en el lado norte, con el movimiento de un compresor de la Estación de compresión de Villamontes (ECV) a la Estación de compresión de Parapetí (ECP), teniendo como ventaja que en Parapetí se cuenta con la infraestructura necesaria para la instalación de una unidad de compresión.

La capacidad a la que se desea llegar mediante la adecuación del GASYRG tanto al norte, como al sur será justificada mediante las proyecciones de la producción de los campos que alimentan el GASYRG y los volúmenes que no llegarían a ser transportados por el GSCY.

Tabla 1.10. Proyección de la producción de los campos que alimentan al GASYRG en el lado Sur

CAMPO	PROYECCIÓN VOLÚMENES (MMmcd)			
	2021	2022	2023	2024
San Alberto	2,09	1,97	1,68	1,45
Itaú	0,32	0,30	0,24	0,20
San Antonio	9,34	8,44	6,99	5,79
Margarita	15,23	14,35	14,09	13,18
TOTAL	26,98	25,06	23,01	20,61

Fuente: (YPFB Transporte, 2021)

Como se puede observar en la Tabla 1.10 los volúmenes de alimentación al GASYRG rondan los 25,5 MMmcd, que es la capacidad con la que contaría la ECV, con el movimiento de uno de los compresores.

Para el lado norte, los volúmenes que alimentarán la ECP, será la alimentación en el lado Sur, menos el volumen máximo (14 MMmcd) demandado por el mercado argentino, más los volúmenes que transportaría el GSCY al norte.

Es importante tomar en cuenta que el gasoducto GSCY al igual que el GASYRG es bidireccional, esto quiere decir que el aporte de los campos al norte del GSCY podrían ser alimentados al GASYRG por la interconexión GSCY-ICH.

Tabla 1.11. Proyección de los volúmenes a ser transportados por el GSCY

ENTREGAS	PROYECCIÓN VOLÚMENES MMmcd			
	2021	2022	2023	2024
Entrega GIJA SUR	8,50	8,50	8,50	8,50
Entrega RG NORTE	10,93	10,93	10,93	10,93

Fuente: (YPFB Transporte, 2021)

Tabla 1.12. Proyección de la producción de los campos que alimentan al GASYRG en el lado Norte

CAMPO	PROYECCIÓN VOLÚMENES (MMMCD)			
	2021	2022	2023	2024
Incahuasi	9,35	9,17	7,72	7,62
Aquio	1,53	1,16	0,98	0,90
TOTAL	10,89	10,33	8,70	8,52

Fuente: (YPFB Transporte, 2021)

Teniendo el total de los volúmenes que aportarían los campos Incahuasi y Aquio al lado norte del GASYRG, los volúmenes a ser transportados por la ECP serían los siguientes:

Tabla 1.13. Volúmenes a ser transportados al Norte del GASYRG

	PROYECCIÓN VOLÚMENES (MMMCD)			
	2021	2022	2023	2024
Restante lado SUR	12,98	11,06	9,01	6,61
NORTE - GSCY	10,93	10,93	10,93	10,93
Total (ICH - AQUIO)	10,89	10,33	8,70	8,52
TOTAL	34,80	32,32	28,64	26,06

Fuente: (YPFB Transporte, 2021)

Como se puede observar en la Tabla 1.13 el total de los volúmenes a ser transportados en las gestiones 2023 y 2024, al norte del GASYRG, estarían en el margen de los 28,5 MMmcd, capacidad a la que llegaría la ECP con la implementación del compresor.

El GASYRG con 21 años de operación, a comparación del GSCY no requeriría mayores inversiones a futuro si de ampliaciones de capacidad o reparaciones se tratará.

A continuación, se puede ver el diagrama de los gasoductos GSCY y GASYRG y la ubicación de los campos que alimentan los ductos:

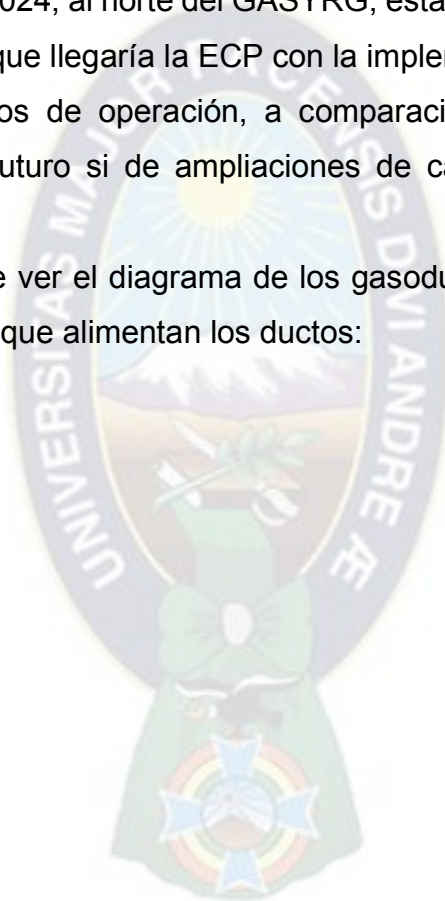
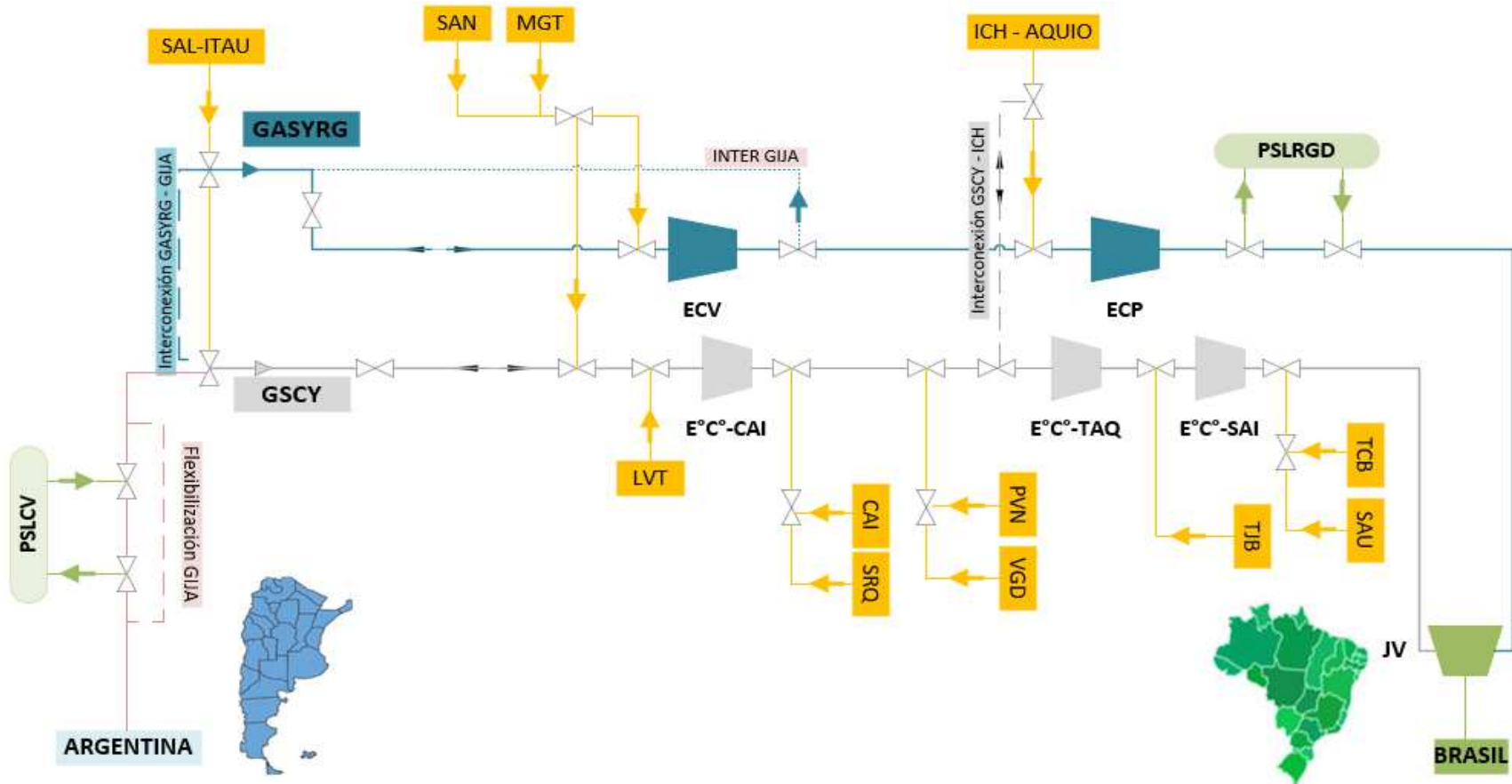


Figura 1.7. Diagrama de los gasoductos GSCY y GASYRG



ABREVIATURAS DE LOS CAMPOS			
SAL-ITAU: San Alberto	ICH-AQUIO: Incahuasi-Aquio	SRQ: San Roque	TJB: Tajibo
SAN: San Antonio	LVT: La vertiente	PVN: Porvenir	TCB: Tacobo
MGT: Margarita – Huacaya	CAI: Caigua	VGD: Vuelta Grande	SAU: Ustarez
ABREVIATURAS PLANTAS DE PROCESO			
PSLCV: Planta Separadora de Líquidos Carlos Villegas		PSLRG: Planta Separadora de Líquidos Gran Chaco	

Fuente: (ANH, 2021e)

1.5.2. JUSTIFICACIÓN ECONÓMICA

El estado de un ducto es importante para que este pueda cumplir con los volúmenes asignados, el desgaste de este después de años de operación significa costos de inversión en reparaciones, tareas de mantenimiento y gastos de operación.

Considerar el Gasoducto Yacuiba – Río Grande (GASYRG) como una alternativa que pueda cumplir con los volúmenes que transporta el Gasoducto Santa Cruz – Yacuiba (GSCY), significa reducir gastos ante las opciones de quizá llegar a construir otros ductos por la ruta del GSCY o continuar con reparaciones que llegaran a durar poco tiempo debido al tiempo de vida operativa que este presenta.

En las siguientes tablas se puede observar las inversiones realizadas en el GSCY y en el GASYRG las cuales muestran un incremento considerable en los costos de mantenimiento del GSCY.

- Gasoducto Santa Santa Cruz – Yacuiba (GSCY)

Tabla 1.14. Costos de Inversión por Gestión (GSCY)

OBJETO	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOTAL
GASODUCTO GSCY (\$)	1.335.593,97	2.064.327,12	1.813.494,57	1.811.138,12	3.697.245,60	8.827.269,90	19.426.175,17	38.975.244,43
FLEXIBILIZACIÓN RG Y GIJA (\$)	0,00	1.156.248,25	1.934.327,03	615.650,52	350.322,97	0,00	0,00	4.056.548,77
ESTACIÓN SAIPURÚ (\$)	4.555.955,66	1.131.358,39	2.419.387,25	972.843,47	1.514,91	0,00	0,00	9.081.059,68
ESTACIÓN CAIGUA (\$)	4.737.419,49	1.643.069,85	2.572.817,35	1.582.397,10	99.649,68	0,00	0,00	10.635.353,47
ESTACIÓN TAQUIPERENDA (\$)	4.379.233,81	1.042.084,05	1.440.625,57	4.534.831,04	682.006,72	452.402,02	393.129,23	12.924.312,44
CAPEX TOTAL (2013-2019) (\$)	15.008.202,93	7.037.087,66	10.180.651,77	9.516.860,25	4.830.739,88	9.279.671,92	19.819.304,40	75.672.518,79

Fuente: (ANH, 2019)

Tabla 1.15. Trabajos capitalizados en tareas de mantenimiento de ductos (GSCY)

OBJETO	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOTAL
TRABAJOS DE MANTENIMIENTO CAPITALIZADOS (\$)	836.336,15	1.387.983,95	2.016.905,62	1.837.704,27	1.115.671,20	286.613,87	DESCONOCIDO	7.481.215,04

Fuente: (ANH, 2019)

Tabla 1.16. Gastos de Operación por Gestión (GSCY)

OBJETO	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOTAL
GASODUCTO GSCY (\$)	1.945.384,45	2.559.888,00	2.140.418,17	2.242.954,48	2.619.638,44	DESCONOCIDO	DESCONOCIDO	11.508.283,54
ESTACIÓN SAIPURÚ (\$)	1.333.744,10	1.390.966,88	1.426.499,06	1.340.029,42	1.194.701,36	DESCONOCIDO	DESCONOCIDO	6.685.940,82
ESTACIÓN CAIGUA (\$)	1.388.295,97	1.334.455,75	1.448.903,25	1.497.645,57	1.612.277,24	DESCONOCIDO	DESCONOCIDO	7.281.577,78
ESTACIÓN TAQUIPERENDA (\$)	1.184.493,77	1.419.773,36	1.175.089,36	1.321.255,77	1.711.317,34	DESCONOCIDO	DESCONOCIDO	6.811.929,60
ESTACIÓN DE COMPRESIÓN RÍO GRANDE (\$)	200.350,33	202.112,79	190.611,32	135.418,72	173.078,91	DESCONOCIDO	DESCONOCIDO	901.572,07
TERMINAL YACUIBA (\$)	240.031,05	256.351,70	244.411,25	186.101,96	143.340,25	DESCONOCIDO	DESCONOCIDO	1.070.236,21
RAMAL CARANDA – COLPA (\$)	92.141,39	115.759,96	199.786,94	69.859,15	82.014,91	DESCONOCIDO	DESCONOCIDO	559.562,35
RAMAL COLPA – MINEROS (\$)	147.187,45	129.787,56	257.324,19	209.544,69	126.938,23	DESCONOCIDO	DESCONOCIDO	870.782,12
OPEX TOTAL(\$)	6.531.628,51	7.409.096,00	7.083.043,54	7.002.809,76	7.663.306,68	DESCONOCIDO	DESCONOCIDO	35.689.884,49

Fuente: (ANH, 2019)

→ Gasoducto Yacuiba - Río Grande (GASYRG)

Tabla 1.17. Gastos de Inversión por Gestión (GASYRG)

OBJETO	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOTAL
COSTOS DE INVERSIÓN (\$)	7.778.123	7.792.459	8.242.229	8.408.422	31.314.603	45.284.595	19.665.815	8.875.004	7.584.652	130.241.250

*En los años 2016 al 2017 se realizaba el proyecto “Construcción de la Estación Parapet” es por ello que los costos de operación son elevados a comparación de los años anteriores

Fuente: (ANH, 2019)

Tabla 1.18. Gastos operativos por Gestión (GASYRG)

OBJETO	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOTAL
GASTOS OPERATIVOS (\$)	2.019.423	3.268.205	3.378.846	1.143.656	6.939.605	6.822.679	6.004.896	5.152.357	4.081.462	32.806.233

Fuente: (ANH, 2019)

GSCY: De acuerdo a estudios de integridad realizados en este ducto, dieron como resultado defectos a reparar, en los cuales se han invertido aproximadamente \$us 27 MM. Adicionalmente para las gestiones 2021 y 2022 se necesitaría invertir aproximadamente 18 MM \$us en trabajos de reparación del ducto. (ANH, 2021e)

GASYRG: Los estudios de integridad realizados solo reportaron 7 anomalías relevantes de soldadura, que no requieren de una gran inversión para su reparación. (ANH, 2021e)

El movimiento de una unidad de compresión de la Estación de compresión Villamontes a la Estación de Compresión Parapetí aproximadamente llegaría a una inversión de 4 a 5 MM \$us, lo cual se calculará y analizará mediante un análisis económico.

1.5.3. JUSTIFICACIÓN SOCIAL

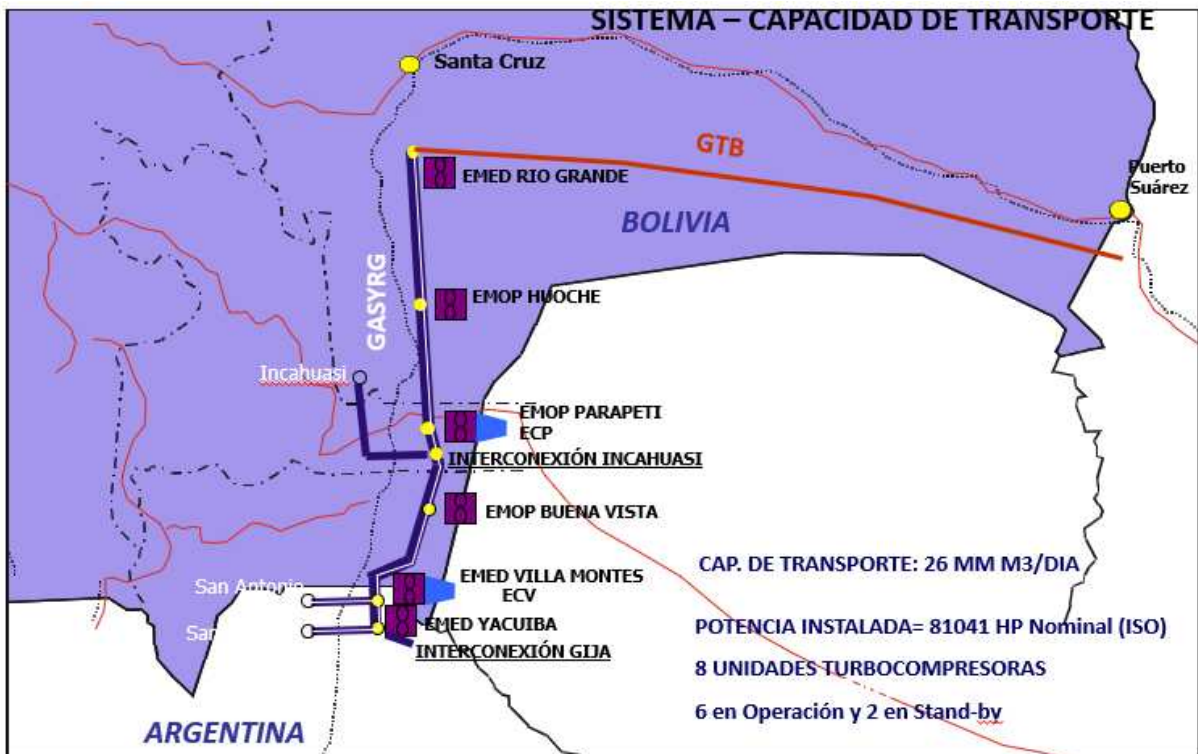
El impacto social es el de evitar fatalidades ante sucesos ocurridos en los últimos años en el GSCY, abastecer tanto el mercado interno como el externo sin interrupciones cumpliendo con los volúmenes programados, así como con los TCGS (Términos y Condiciones Generales de Servicio) y el RTHD (Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos).

1.6. ALCANCE

1.6.1. ALCANCE GEOGRÁFICO

El proyecto tendrá su aplicación en el Gasoducto Yacuiba – Río Grande (GASYRG), el cual transporta gas natural recibéndolo inicialmente en el tramo entre las ciudades de Yacuiba y Villamontes, en el departamento de Tarija y llevándolo al Sur en Río Grande, departamento de Santa Cruz, al Gasoducto Bolivia – Brasil (GTB).

Figura 1.8. Ubicación del Gasoducto Yacuiba – Río Grande (GASYRG)



Fuente: (ANH, 2019)

1.6.2. ALCANCE TEMPORAL

El presente proyecto tiene la finalidad de evitar interrupciones en el transporte de volúmenes de gas al mercado externo e interno, evitando tiempos de interrupción en mantenimientos.

El tiempo de elaboración del presente proyecto es de seis meses.

CAPÍTULO II – TRANSPORTE DE GAS NATURAL MEDIANTE GASODUCTOS

2.1. EL GAS NATURAL

El gas natural, fuente de energía fósil, es una mezcla de hidrocarburos, formada principalmente por metano, también suele contener una proporción variable de nitrógeno, etano, CO₂, H₂O, butano, propano, mercaptanos y trazas de hidrocarburos más pesados. Se localiza en la naturaleza como gas natural asociado, cuando está acompañado de petróleo o condensado, y como gas natural no asociado cuando no está acompañado de petróleo y constituye la tercera fuente de energía, después del petróleo y el carbón.

En la actualidad existen alrededor de 95 países productores de gas natural que utilizan este insumo para su desarrollo industrial logrando una mayor competitividad debido a las ventajas que el gas natural ofrece.

El gas natural es la fuente de energía más ventajosa debido a que además de ser un combustible limpio y de bajo costo, compite con todas las otras fuentes de energía, se adapta a las necesidades modernas y representa en la actualidad el 22,8% de la energía que se consume en el mundo. (Catorce6, n.d.)

En América del Sur, Bolivia es un gran productor de gas natural y su economía está basada en este recurso natural, tanto así que prácticamente uno de cada tres dólares que ingresan al país por exportación de bienes se debe a la venta de gas natural siendo el producto más exportado con un 32%.

Parte importante del comercio del país es abastecer de gas natural a los países vecinos teniendo como principal comprador a Brasil y en segundo lugar Argentina, siendo el principal medio de transporte el sistema de gasoductos.

2.2. CONTRATOS DE COMPRA VENTA DE GAS NATURAL EN BOLIVIA

Actualmente en Bolivia se tiene dos contratos de compra venta de Gas Natural, en este entendido, en los siguientes puntos se presenta los antecedentes y estado actual de dichos contratos:

2.2.1. CONTRATO DE COMPRA VENTA DE GAS NATURAL AL BRASIL

- 24 de mayo de 1974: “Acuerdo de Cooperación y Complementación Industrial entre la República de Bolivia y la República Federativa de Brasil”.

- 2 de agosto de 1982: Reunión Presidencial para avance en proyecto de compra y venta de Gas Natural.
- 2 de agosto de 1988: Reunión Presidencial; suscripción Notas Reversales con compromiso de compra y venta de gas natural 3 MMmcd, productos derivados del Gas Natural, y energía eléctrica (500 MW).
- 29 de noviembre de 1991: Carta de Intenciones entre YPFB y PETROBRAS para venta de 8 a 16 MMmcd de Gas Natural.
- 25 de marzo de 1992: YPFB y PETROBRAS - decisión de construir el gasoducto por la ruta fronteriza Puerto Suárez- Corumbá.
- 17 de agosto de 1992:
 - ✓ “Contrato preliminar para la suscripción de un contrato de compra-venta de Gas Natural”.
 - ✓ Acuerdo de Alcance Parcial de Promoción del Comercio entre la República de Bolivia y la República Federativa del Brasil”.
 - ✓ “Acuerdo Marco” define las condiciones de exportación-importación de Gas Natural; exenciones de gravámenes a la importación y de impuestos a la exportación.
- 17 de febrero de 1993: En Cochabamba se da la suscripción del “Contrato de compra - venta de Gas Natural YPFB - PETROBRAS” y “Notas Revérsales sobre compra-venta de gas natural”.
- 5 de agosto de 1996: “Acuerdo entre los Gobiernos de la República de Bolivia y la República Federativa del Brasil para la exención de impuestos relativos a la implementación del proyecto del gasoducto Bolivia - Brasil”.
- 16 de agosto de 1996:
 - ✓ “Contrato de compra - venta de gas natural que amplía el contrato suscrito en 1993”.
 - ✓ “Contrato de pago anticipado de las tarifas de transporte por Petrobras, para financiar el gasoducto en el tramo boliviano”.
- 9 de febrero de 1999: Inauguración del gasoducto Bolivia-Brasil en el tramo Río Grande (Santa Cruz, Bolivia) GTB - Campiñas (San Pablo, Brasil) TBG. Inicio de Exportaciones.
- 06 de marzo de 2020: Se suscribe contrato de venta de gas por cuatro años más entre Bolivia – Brasil. (Monrroy, 2021)

El Contrato GSA tiene varias modificaciones las cuales se realizaron a través de 9 adendas:

- ✓ Adenda 1 de diciembre 1998; establecimiento año 1 - 1999 (21 años).
- ✓ Adenda 2 marzo 2000, (ampliación volúmenes a 30,08 MMmcd).
- ✓ Adenda 3 febrero 2001 (aspectos de facturación).
- ✓ Adenda 4 diciembre 2009 (Licuables).

- ✓ Adenda 5 septiembre 2011 (Punto de Entrega San Matías).
- ✓ Adenda 6 agosto 2014 (controversias, medición, cálculo de precios, combustible y otros).
- ✓ Adenda 7 diciembre 2016 (ampliación Punto de Entrega San Matías hasta 2019).
- ✓ Adenda 8 marzo 2020 (establece una nominación contractual de un volumen mínimo de 14 MMmcd y un máximo de 20 MMmcd). (Monrroy, 2021)

Situación contractual actual:

Tabla 2.1. Contrato de Gas Natural (Bolivia – Brasil)

CONTRATO	FECHA DE SUSCRIPCIÓN	VIGENCIA
Contrato de Compra Venta de Gas Natural YPFB-PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. (PETROBRAS)	16-08-1996	21 AÑOS (31-12-2019) Volumen Contractual: 14 MMmcd mínimo y 20 MMmcd máximo.

Fuente: (La Razón, 2021)

Contratos Interrumpibles:

- ✓ AMBAR: 2,24 MMmcd
- ✓ MTGAS: 0,35 MMmcd (YPFB, n.d.-c)

2.2.2. CONTRATOS DE COMPRA VENTA DE GAS NATURAL A LA ARGENTINA

- Contrato original fue suscrito 23 de julio de 1968 entre YPFB/BOLIVIAN GULF OIL y GAS DEL ESTADO; estableció un volumen de 4 MMmcd los primeros 7 años incrementándose a 4,5 MMmcd a partir del octavo año hasta el año veinte.
- El contrato tenía la desventaja, que fue corregida por YPFB posteriormente, de establecer un precio fijo de 0,225 \$us por mil pies cúbicos (0,2153 \$us/MMBTU) durante los 20 años de contrato.
- Luego de la nacionalización de la Bolivian Gulf Oil, al año siguiente se suscribió un Contrato ampliatorio mediante el cual todas las deudas, obligaciones y derechos pasaban a YPFB.
- La fecha oficial de inicio de la exportación fue el 1° de mayo de 1972.
- El 26 de noviembre de 1976 se suscribió el Segundo Contrato de Compra-Venta, mediante el cual se incrementó el volumen 2 MMmcd por un plazo de 10 años.
- A partir de 1980 se efectiviza el cumplimiento del Segundo Contrato, pero solo con 1 MMmcd inicialmente.

- El 1° de mayo de 1992 terminaron los dos contratos de Compra – Venta y el 20 de mayo se suscribió el nuevo contrato con una vigencia de 20 meses y un precio de 1.00 \$us/MMMTU
- En 1994 se suscribió un nuevo contrato de Compra – Venta con una vigencia de 3 años con un Take or Pay de 92,5% y precios definidos.
- El 10 de marzo de 1997 se suscribió una cláusula adicional N°1 al Contrato de 1994, lo que permitió prorrogar el contrato hasta el 1° de abril de 1999.
- El 30 de noviembre de 1998 se suscribió la cláusula adicional N°2 al Contrato de 1994 con una vigencia hasta el 31 de agosto de 1999. (YPFB, 1999)

YPFB – IEASA (ex ENARSA)

- 21 de abril de 2004: “Convenio Temporario de Venta de Gas Natural entre la República de Bolivia y la República de Argentina”.
- 19 de octubre de 2006: Contrato de Compra y Venta de Gas Natural entre YPFB y ENARSA para el envío de 7,7 MMmcd hasta 27,7 MMmcd (el año 2010) desde Bolivia a la República Argentina.

El Contrato con IEASA tiene 4 adendas:

- ✓ Primera Adenda 26 de marzo de 2010, modifica los volúmenes de Gas Natural a ser suministrados por YPFB y recibidos por ENARSA (ahora IEASA).
- ✓ Segunda Adenda 18 de julio de 2014, se modifica subcláusulas relativas a los componentes del Precio del Gas Natural, por haber sido discontinuada la publicación del precio de uno de los productos que integraban la fórmula para el cálculo del precio del Gas Natural.
- ✓ Tercera Adenda 26 de enero de 2015 (ampliación de garantía).
- ✓ Cuarta Adenda 14 de febrero de 2019, incorpora al contrato un régimen temporal de entregas y recepción de gas natural y se reemplaza la denominación de ENARSA por IEASA.
- ✓ Quinta adenda 31 de diciembre de 2020, las partes acuerdan incluir en el contrato un régimen temporal de entregas y recepciones de Gas Natural, la Cantidad Diaria Base Anual (CDBA) será igual a 9 MMmcd.
- ✓ Actualmente se tiene un contrato con Argentina con un volumen mínimo de 8 MMmcd y un máximo de 14 MMmcd.(YPFB, n.d.-b)

2.3. TRANSPORTE DEL GAS NATURAL

El sistema clásico de transporte de gas entre dos puntos determinados y la forma más económica, es el gasoducto (tuberías de acero con carbono, de elevada elasticidad). La capacidad de transporte de los gasoductos depende de la diferencia de presión

entre sus extremos y de su diámetro (a medida que éste aumenta, también lo hace la capacidad de transporte).

Un gasoducto es una conducción de tuberías empleado para transportar gases combustibles, a alta presión y a gran escala. En la mayoría de los casos se suelen construir enterrados en zanjas, sin embargo, también se pueden construir en superficie teniendo en cuenta el tipo de terreno que se tiene.

La forma de hacer circular el gas a través de los gasoductos no es otra que incrementar la presión del gas en determinados puntos, lo cual se realiza mediante las estaciones de compresión, asegurando la correcta circulación de los caudales de gas, compensando las pérdidas de presión que se producen en el transporte. El control del flujo de gas se realiza desde instalaciones donde se reciben las medidas de presiones, temperaturas, caudales y poderes caloríficos (centros de control).

Las infraestructuras existentes en el sistema gasista para el transporte de gas natural están comprendidas por: gasoductos, estaciones de compresión, estaciones de regulación y medida, centros de control, etc.

En el siguiente proyecto se tomará como principal interés del sistema de gasoductos, las estaciones de compresión.

2.4. PROPIEDADES DEL GAS NATURAL

En este punto se adjuntarán los datos de las propiedades del gas natural transportado por el GASYRG.

2.4.1. COMPOSICIÓN DEL GAS NATURAL A SER TRANSPORTADO

Tabla 2.2. Composición Físico – Química del Gas Natural a ser transportado

N ₂	CO ₂	C1	C2	C3	iC4	nC4	iC5	nC5	C6	C7	C8	C9
0,5706	1,6006	88,0884	6,2801	2,2341	0,3629	0,5024	0,1554	0,1034	0,0649	0,0265	0,0099	0,0008

Fuente: (YPFB Transierra, 2014)

2.4.2. PESO MOLECULAR, GRAVEDAD ESPECÍFICA Y DENSIDAD DEL GAS

Peso molecular aparente de la mezcla de gas (PMa):

$$PMa = \sum Y_i * PM_i \quad (2.1.)$$

Donde:

Y_i = fracción molar del componente i de gas

PM_i = peso molecular del componente i de gas

Para mezclas de gas la gravedad especifica (GE) está dada por:

$$GE = \frac{PM}{28,96} \quad (2.2.)$$

Donde:

PM = Peso molecular del gas

La densidad del gas está dada por:

$$\rho = \frac{m_g}{V_g} = \frac{P * M_g}{Z * R * T} \quad (2.3.)$$

Donde:

m_g = masa del gas, lb

V_g = volumen del gas, ft^3

P = presión absoluta, psia

M_g = peso molecular del gas

Z = factor de compresibilidad, adimensional

R = constante de gas, (10,7315 ft^3psi/R lb-mol)

T = temperatura absoluta, R

Tabla 2.3. Peso molecular, gravedad especifica y densidad del gas a ser transportado

PM gas	GE	ρ (lb/ft ³)
18,571	0,6412	3,5747

Fuente: (YPFB Transierra, 2014)

2.4.3. PRESIÓN PROMEDIO

La presión promedio del ducto esta dado por la siguiente ecuación:

$$P_m = \frac{2}{3} \left[P_1 + P_2 - \frac{P_1 * P_2}{P_1 + P_2} \right] \quad (2.4.)$$

$$P_m = \frac{2}{3} \left[\frac{P_1^3 - P_2^3}{P_1^2 - P_2^2} \right] \geq 100 \text{ Psig} \quad (2.5.)$$

donde:

P_m = presión promedio, psig

P_1 = presión de succión, psig

P_2 = presión de descarga, psig

P_1 y P_2 se pueden dar en dos puntos a lo largo de la tubería.

2.4.4. TEMPERATURA PROMEDIO

Esta dada por la siguiente ecuación:

$$T_f = \frac{T_1 + T_2}{2} \quad (2.6.)$$

donde:

T_f = temperatura promedio de flujo de gas, R (460 + °F)

T_1 = temperatura de succión, R

T_2 = temperatura de descarga, R

T_1 y T_2 se pueden dar en dos puntos a lo largo de la tubería.

2.4.5. FACTOR DE COMPRESIBILIDAD

Para determinar el factor de compresibilidad existen varias correlaciones como ser: Standing Katz, Peng Robinson, etc. En este caso se empleará el Método de la Asociación de Gas Natural de California (CNGA) con la cual se puede calcular rápidamente el factor de compresibilidad cuando se conocen la gravedad, la temperatura y la presión del gas.

$$Z = \frac{1}{\left[1 + \left(\frac{3444400 * P_m * 10^{1,785*GE}}{T_f^{3,825}} \right) \right]} \quad (2.7.)$$

donde:

P_m = presión promedio, psig

T_f = temperatura promedio de flujo de gas, R (460 + ° F)

Está fórmula es válida cuando la presión de gas promedio, P_m , es superior a 100 psig.

Para presiones inferiores a 100 psig, Z es aproximadamente igual a 1,00.

En un gasoducto, la presión varía a lo largo de la tubería. El factor de compresibilidad Z también varía y, por lo tanto, debe calcularse para una presión promedio en cualquier lugar de la tubería. Si dos puntos a lo largo de la tubería están a presiones P_1 y P_2 , se podría usar una presión promedio aproximada de $\frac{P_1+P_2}{2}$.

2.5. PARÁMETROS A EMPLEAR EN LA SIMULACIÓN HIDRÁULICA

2.5.1. ECUACIÓN DE FLUJO

$$Q = 38,77F \left(\frac{T_b}{P_b} \right) \left(\frac{P_1^2 - P_2^2}{GT_f LZ} \right)^{0,5} D^{2,5} \quad (2.8.)$$

donde:

Q = caudal de gas, medido en condiciones estándar, ft³ / día (SCFD)

P_b = presión base, psia

T_b = temperatura base, R (460 + ° F)

P_1 = presión aguas arriba, psia

P_2 = presión aguas abajo, psia

G = gravedad del gas (aire = 1,00)

T_f = temperatura promedio de flujo de gas, R (460 + ° F)

L = longitud del segmento de tubería, millas

Z = factor de compresibilidad del gas a la temperatura de flujo, adimensional

D = diámetro interior de la tubería, plg

Cuando se incluye la diferencia de elevación entre los extremos de un segmento de tubería, la ecuación de flujo general se modifica de la siguiente manera:

$$Q = 38,77F \left(\frac{T_b}{P_b} \right) \left(\frac{P_1^2 - e^s P_2^2}{GT_f L_e Z} \right)^{0,5} D^{2,5} \quad (2.9.)$$

donde:

$$L_e = \frac{L(e^s - 1)}{s} \quad (2.10.)$$

La longitud equivalente, L_e , y los términos e^s tienen en cuenta la diferencia de elevación entre los extremos aguas arriba y aguas abajo del segmento de tubería. El parámetro s depende de la gravedad del gas, el factor de compresibilidad del gas, la temperatura de flujo y la diferencia de elevación, se calcula de la siguiente manera:

$$s = 0.0375G \left(\frac{H_2 - H_1}{T_f Z} \right) \quad (2.11.)$$

donde:

s = parámetro de ajuste de elevación, adimensional

H_1 = elevación aguas arriba, pies

H_2 = elevación aguas abajo, pies

2.5.2. NÚMERO DE REYNOLDS

El número de Reynolds se utiliza para caracterizar el tipo de flujo en una tubería y así también para calcular el factor de fricción en el flujo de la tubería. El número de Reynolds es una función del caudal de gas, el diámetro interior de la tubería, la densidad y viscosidad del gas y se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$Re = 0,0004778 \left(\frac{P_b}{T_b} \right) \left(\frac{GQ}{\mu D} \right) \quad (2.12.)$$

donde:

P_b = presión base, psia

T_b = temperatura base, R (460 + ° F)

G = gravedad específica del gas (aire = 1.0)

Q = caudal de gas, ft³ estándar / día (SCFD)

D = diámetro interior de la tubería, plg

μ = viscosidad del gas, lb / ft-s

Tabla 2.4. Regimenes de flujo

Laminar	$Re \leq 2000$
Crítico	$2000 < Re < 4000$
Turbulento	$Re > 4000$

Fuente: (Menon, 2005)

2.5.3. FACTOR DE TRANSMISIÓN

El factor de transmisión F , se considera opuesto al factor de fricción f . Mientras que el factor de fricción indica lo difícil que es mover una cierta cantidad de gas a través de una tubería, el factor de transmisión es una medida directa de cuánto gas se puede transportar a través de la tubería. A medida que aumenta el factor de fricción, el factor de transmisión y el caudal de gas disminuyen. Por el contrario, cuanto mayor sea el factor de transmisión, menor será el factor de fricción y mayor será el caudal.

El factor de transmisión F está relacionado con el factor de fricción f de la siguiente manera:

$$F = \frac{2}{\sqrt{f}} \quad (2.13.)$$

Por lo tanto

$$f = \frac{4}{F^2} \quad (2.14.)$$

donde:

f = factor de fricción

F = factor de transmisión

2.5.4. FACTOR DE FRICCIÓN

El factor de fricción de Darcy está representado por la letra f y es adimensional. Para el flujo laminar, el factor de fricción es inversamente proporcional al número de Reynolds y este dado por la siguiente ecuación:

$$f = \frac{64}{Re} \quad (2.15.)$$

Para flujo turbulento, el factor de fricción es una función del número de Reynolds, el diámetro interior de la tubería y la rugosidad interna de la tubería. Muchas relaciones empíricas para calcular f han sido propuestas por investigadores. Las correlaciones más populares incluyen las ecuaciones de Colebrook-White y AGA.

2.5.4.1. ECUACIÓN DE COLEBROOK-WHITE

La ecuación de Colebrook-White se utiliza para calcular el factor de fricción en gasoductos en flujo turbulento.

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log_{10} \left(\frac{e}{3,7D} + \frac{2,51}{Re\sqrt{f}} \right) \text{ para } Re > 4000 \quad (2.16.)$$

donde:

f = factor de fricción, adimensional

e = rugosidad absoluta de la tubería, plg.

D = diámetro interior de la tubería, plg.

Re = número de flujo de Reynolds, adimensional

Para el factor de transmisión tenemos:

$$F = -4\log_{10} \left(\frac{e}{3,7D} + \frac{1,255F}{Re} \right) \quad (2.17.)$$

Dado que Re y F son adimensionales, siempre que se utilicen unidades consistentes tanto para e como para D , la ecuación del factor de transmisión es la misma independientemente de las unidades empleadas.

A continuación, se presenta en la siguiente tabla los valores de e según el material de la tubería:

Tabla 2.5. Rugosidad interna de la tubería

Material de la tubería	Rugosidad plg	Rugosidad mm
Acero remachado	0,0354 a 0,354	0,9 a 9,0
Acero comercial / acero soldado	0,0018	0,045
Hierro fundido	0,0102	0,26
Acero galvanizado	0,0059	0,15
Hierro fundido asfaltado	0,0047	0,12
Hierro forjado	0,0018	0,045
PVC, tubo estirado, vidrio	0,000059	0,0015
Hormigón	0,0118 a 0,118	0,3 a 3,0

Fuente: (Menon, 2005)

2.5.4.2. ECUACIÓN DE COLEBROOK-WHITE MODIFICADA

La versión modificada de la ecuación de Colebrook-White para flujo turbulento da como resultado un factor de fricción más alto y un valor más pequeño de factor de transmisión, es la siguiente:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2\log_{10} \left(\frac{e}{3,7D} + \frac{2,825}{Re\sqrt{f}} \right) \quad (2.18.)$$

Reescribiendo la Ecuación 2.17. en términos del factor de transmisión, se obtiene la siguiente versión:

$$F = -4\log_{10} \left(\frac{e}{3,7D} + \frac{1,4125F}{Re} \right) \quad (2.19.)$$

2.5.4.3. ECUACIÓN DE AMERICAN GAS ASSOCIATION (AGA)

Para la zona completamente turbulenta, AGA recomienda usar la siguiente fórmula para F , basada en la rugosidad relativa e/D e independiente del número de Reynolds:

$$F = 4 \log_{10} \left(\frac{3,7D}{e} \right) \quad (2.20.)$$

2.6. ESTACIONES DE COMPRESIÓN

La demanda de gas natural continúa incrementándose al ser una gran alternativa energética que ofrece un menor costo y es amigable con el medio ambiente, frente a otros combustibles fósiles. (Tectuus, n.d.)

Para permitir el transporte del gas natural se lo inyecta en el sistema de ductos a alta presión para asegurar que logre su recorrido, sin embargo, a medida que la distancia aumenta desde el punto de recepción hasta el de entrega, la pérdida de presión en la tubería se hace progresiva siendo necesaria la instalación de una estación de compresión, en la cual se incrementa la presión del gas natural para mantenerla en el nivel necesario para su transporte continuo, debiendo mantenerse una supervisión constante y un control con sistemas automáticos para regular la presión en el gasoducto, debido a que no se puede garantizar el suministro de gas si la estación de compresión falla. Por lo que es vital instalarlas en puntos estratégicos del ducto, los cuales son establecidos mediante cálculos y simulaciones hidráulicas.

Es importante que una estación de compresión cuente con un compresor de respaldo (en standby) de manera preventiva ante cualquier fallo.

En la Figura 2.1 se puede observar la Estación de compresión Parapetí perteneciente al Gasoducto Yacuiba – Río Grande (GASYRG).

Figura 2.1 Estación de Compresión Parapetí



Fuente: (YPFB Transierra, 2017)

2.7. UBICACIÓN DE LAS ESTACIONES DE COMPRESIÓN

Las estaciones de compresión se instalan en los gasoductos para proporcionar la presión necesaria a fin de transportar el gas de un lugar a otro. Debido a las limitaciones de las presiones de las tuberías, es posible que se necesiten varias estaciones de compresión para transportar un volumen determinado a través de una tubería de larga distancia. Las ubicaciones y presiones a las que operan estas estaciones de compresores están determinadas por las presiones de tubería permitidas, la energía disponible y los factores ambientales y geotécnicos.

Considerando un gasoducto diseñado para transportar un caudal "Q" de gas natural desde "A" hasta una planta en "B", a "x" distancia, primero se requerirá calcular la presión requerida en "A" para asegurar el suministro de gas en "B". Esta presión calculada en "A" puede ser mayor o menor que las presiones máximas permitidas en la tubería (MAOP). Si la presión calculada en "A" es inferior a la MAOP está claro que no hay violación de presiones, por lo tanto, una sola estación de compresión en "A" sería suficiente para entregar gas a "B" a la presión de entrega requerida. Si la longitud de la tubería fuera "2x", los cálculos mostrarían que para entregar la misma cantidad de gas a "B" a la misma presión terminal, la presión requerida en "A" tendría que ser mayor a la MAOP, por lo que se necesitaría más de una estación de compresión.

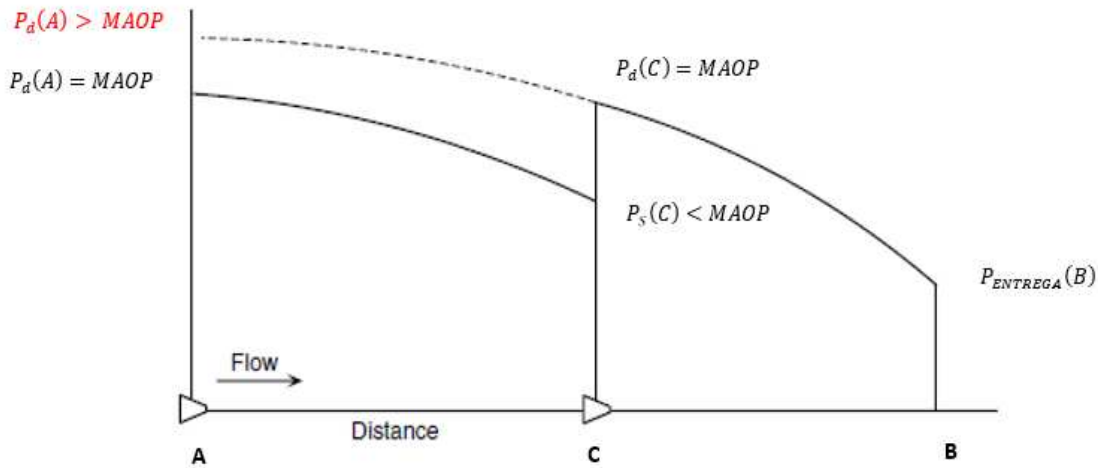
Asumiendo que se necesitará una estación de compresión intermedia además de la de "A", ¿dónde se ubicaría esta estación de compresión? Una ubicación lógica sería el punto medio entre A y B.

Para simplificar, suponiendo que el perfil de elevación de la tubería es plano y, por lo tanto, se pueden ignorar las diferencias de elevación. Una vez seleccionada la ubicación de la estación de bombeo intermedia en el punto medio, "C", como se muestra en la Figura 2.2, se procede a determinar las presiones en las estaciones compresoras.

Dado que la MAOP está limitada, suponiendo que el compresor en "A" descarga a esta presión. Debido a la fricción, la presión del gas cae a medida que viaja a través de la tubería de "A" a "C", como se ve en la Figura 2.2. Suponiendo que la presión del gas alcanza una presión inferior a la MAOP (presión de succión para el punto C) en "C" y este eleva la presión al valor de la MAOP (presión de descarga para el punto C). El

gas continúa moviéndose de “C” a “B”, a medida que el gas llega a “C”, la presión puede ser o no igual a la presión deseada. Por lo que es posible que deba ajustarse la presión en la descarga de la estación de compresión de “C” o es posible que deba ajustarse su ubicación a lo largo de la tubería. Seleccionar la presión de succión para la estación de compresión en “C” depende de la "relación de compresión" deseada la cual se define como:

Figura 2.2. Tubería de gas con dos estaciones de compresión



Fuente: (Menon, 2005)

La relación entre la presión de descarga del compresor y su presión de succión, ambas presiones expresadas en unidades absolutas.

$$\text{Relación de compresión } r = \frac{P_d}{P_s} \quad (2.21.)$$

Una relación de compresión aceptable para compresores centrífugos es de aproximadamente 1,5. Un número mayor requiere más potencia del compresor, mientras que una relación de compresión menor significa menos potencia requerida. En los gasoductos, es deseable mantener la presión media del gasoducto lo más alta posible para reducir la potencia de compresión. Es necesario mencionar que existe una compensación entre el número de estaciones de compresión, la presión de succión y la potencia de compresión requerida. (Menon, 2005)

2.8. EQUILIBRIO HIDRÁULICO

Recordando la definición de relación de compresión se puede afirmar que cada estación de compresión opera a las mismas presiones de succión y descarga. Si no

hay inyecciones intermedias o entregas a lo largo de la tubería, se requiere que cada estación comprima la misma cantidad de gas. Por lo tanto, si las presiones y los caudales son los mismos, cada estación de compresión requerirá la misma cantidad de caballos de fuerza, esto se conoce como equilibrio hidráulico. En una tubería larga con múltiples estaciones, en la que cada estación agrega la misma cantidad de energía al gas, decimos que se trata de una tubería equilibrada hidráulicamente.

Una de las ventajas de una tubería equilibrada hidráulicamente es que todos los equipos de compresión pueden ser idénticos, lo que reducirá el inventario de repuestos y minimizará el mantenimiento. Es más fácil y económico mantener cinco estaciones de compresión idénticas de 5000 HP cada una, que mantener dos de 6000 HP y tres de 5000 HP compresores. Además, para bombear el mismo volumen a través de una tubería, las estaciones de compresión equilibradas hidráulicamente requerirán menos caballos de fuerza total. (Menon, 2005)



CAPÍTULO III – SISTEMA DE COMPRESIÓN

3.1. PROCESOS DE COMPRESIÓN DEL GAS

3.1.1. COMPRESIÓN ISOTÉRMICA

El proceso de compresión isotérmica es aquel en el que la presión y el volumen del gas comprimidos varían de manera que la temperatura se mantenga constante, requiere la menor cantidad de trabajo en comparación con otras formas de compresión.

Este proceso es de interés teórico debido a que mantener la temperatura constante en un compresor de gas es prácticamente imposible.

La figura 3.1. muestra el diagrama de volumen de presión para compresión isotérmica. El punto 1 representa las condiciones de presión de entrada (P_1), volumen (V_1) y a temperatura (T_1). El punto 2 representa las condiciones finales comprimidas de presión (P_2), volumen (V_2) y a temperatura (T_1).

La relación entre presión, P , y volumen, V , en un proceso isotérmico es como sigue:

$$PV = C \quad (3.1.)$$

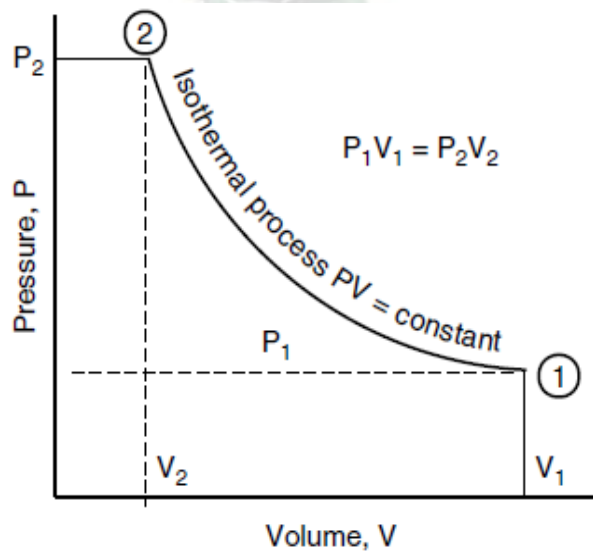
donde:

C es una constante

Por tanto, podemos afirmar que

$$P_1V_1 = P_2V_2 \quad (3.2.)$$

Figura 3.1. Compresión Isotérmica



Fuente: (Menon, 2005)

Considerando 1 libra de gas natural comprimido isotérmicamente, se calcula el trabajo realizado como sigue:

$$W_i = \frac{53,28}{G} T_1 \text{Log}_e \left(\frac{P_2}{P_1} \right) \quad (3.3.)$$

Donde:

W_i = trabajo isotérmico realizado, ft-lb / lb de gas

G = gravedad gas, adimensional

T_1 = temperatura de succión de gas, R

P_1 = presión de succión de gas, psia

P_2 = presión de descarga de gas, psia

$\left(\frac{P_2}{P_1} \right)$ también se llama relación de compresión.

3.1.2. COMPRESIÓN ADIABÁTICA (ISENTRÓPICA)

El proceso de compresión adiabática se caracteriza por una transferencia de calor nula entre el gas y el entorno. Los términos adiabático e isentrópico se utilizan como sinónimos, aunque isentrópico realmente significa "entropía constante". Un proceso adiabático que tampoco tiene fricción se denomina isentrópico. En un proceso de compresión adiabática, la relación entre presión y volumen es la siguiente:

$$PV^\gamma = C \quad (3.4.)$$

donde:

γ = relación de calores específicos de gas, $\frac{C_p}{C_v}$, también se conoce como exponente adiabático o isentrópico del gas, su valor varía de 1,2 a 1,4.

C_p = calores específicos de gas a presión constante

C_v = calores específicos de gas a volumen constante

C = una constante, diferente de la compresión isotérmica en la Ecuación 3.1.

Por lo tanto, podemos afirmar que

$$P_1 V_1^\gamma = P_2 V_2^\gamma \quad (3.5.)$$

La Figura 3.2. muestra una compresión adiabática similar al diagrama P-V para compresión isotérmica.

Considerando 1 libra de gas natural comprimido adiabáticamente, el trabajo realizado se calcula de la siguiente manera:

$$w_a = \frac{53,28}{G} T_1 \left(\frac{\gamma}{\gamma - 1} \right) \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1 \right] \quad (3.6.)$$

donde:

w_a = trabajo adiabático realizado, ft-lb / lb de gas

G = gravedad del gas, adimensional

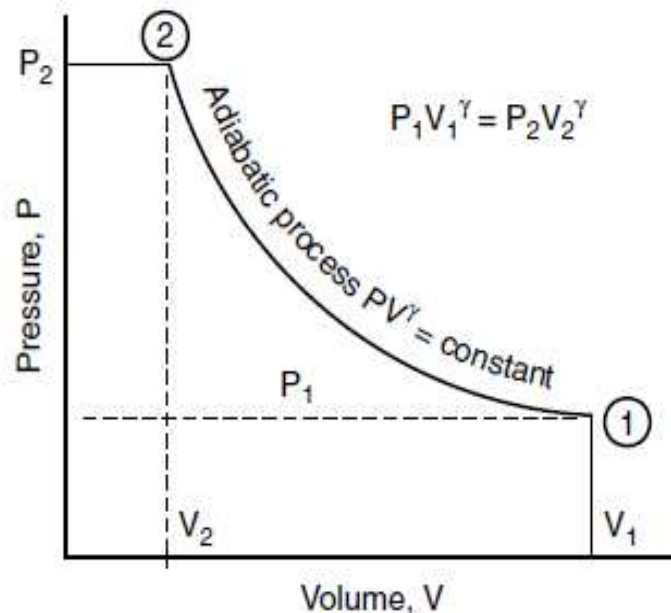
T_1 = temperatura de aspiración del gas, R

γ = relación de calores específicos de gas, adimensional

P_1 = presión de succión de gas, psia

P_2 = presión de descarga de gas, psia

Figura 3.2. Compresión Adiabática



Fuente: (Menon, 2005)

3.1.3. COMPRESIÓN POLITRÓPICA

La compresión politrópica es similar a la compresión adiabática, pero no hay ningún requisito de transferencia de calor cero como en la compresión adiabática. En un proceso politrópico, la relación entre presión y volumen es la siguiente:

$$PV^n = C \quad (3.7.)$$

Donde:

n = exponente politrópico

C = una constante, diferente de la de compresión isotérmica o adiabática

Por tanto, podemos afirmar que

$$P_1 V_1^n = P_2 V_2^n \quad (3.8.)$$

Dado que la compresión politrópica es similar a la compresión adiabática, podemos calcular fácilmente el trabajo realizado en la compresión politrópica sustituyendo n por γ en la Ecuación 3.6.

3.2. TEMPERATURA DE DESCARGA DE GAS COMPRIMIDO

En la compresión adiabática o politrópica de gas natural, podemos determinar la temperatura final del gas conociendo la temperatura inicial y las presiones inicial y final.

Usando la Ecuación 3.4. para la compresión adiabática y la ley de los gases perfectos, eliminando el volumen, V , se tiene lo siguiente:

$$\left(\frac{T_2}{T_1}\right) = \left(\frac{Z_1}{Z_2}\right) \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} \quad (3.9.)$$

donde:

T_1 = temperatura de succión del gas, R

T_2 = temperatura de descarga del gas, R

Z_1 = factor de compresibilidad del gas en succión, adimensional

Z_2 = factor de compresibilidad del gas en la descarga, adimensional

Para la compresión politrópica, la temperatura de descarga se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$\left(\frac{T_2}{T_1}\right) = \left(\frac{Z_1}{Z_2}\right) \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{n-1}{n}} \quad (3.10.)$$

donde todos los símbolos son como se definieron anteriormente.

3.3. POTENCIA REQUERIDA

La cantidad de energía aportada al gas por los compresores depende de la presión del gas y del caudal. Los caballos de fuerza (HP), que representan la energía por unidad de tiempo, también dependen de la presión del gas y el caudal. A medida que aumenta el caudal, la presión también aumenta y, por lo tanto, también aumentará la potencia necesaria. Dado que la energía se define como el trabajo realizado por una fuerza, podemos indicar la potencia requerida en términos del caudal de gas y la presión de descarga de la estación compresora.

Suponiendo que el caudal de gas es Q , medido en ft^3 estándar por día (SCFD) y que las presiones de succión y descarga de la estación compresora son P_s y P_d , respectivamente.

La estación de compresión agrega la presión diferencial de $(P_d - P_s)$ psia, al gas que fluye, por lo tanto, la velocidad a la que se suministra energía al gas es $(P_d - P_s) \times Q \times Const1$, donde $Const1$ es una constante que depende de las unidades empleadas.

Este es un enfoque muy simplista, debido a que las propiedades del gas varían con la temperatura y la presión, además, se debe tener en cuenta el factor de compresibilidad y el tipo de compresión del gas (adiabática o politrópica).

La altura desarrollada por el compresor se define como la cantidad de energía suministrada al gas por unidad de masa de gas. Por lo tanto, al multiplicar el caudal másico de gas por la cabeza del compresor, podemos calcular la energía total suministrada al gas. Dividiendo esto por la eficiencia del compresor, obtendremos los caballos de fuerza necesarios para comprimir el gas. La ecuación para caballos de fuerza se puede expresar de la siguiente manera:

$$HP = \frac{M \times \Delta H}{\eta} \quad (3.11.)$$

dónde

HP = potencia del compresor

M = caudal másico de gas, lb / min

ΔH = cabezal del compresor, ft-lb / lb

η = eficiencia del compresor, valor decimal

Otra fórmula más utilizada para la potencia del compresor que tiene en cuenta la compresibilidad del gas es la siguiente:

$$HP = 0,0857 \left(\frac{\gamma - 1}{\gamma} \right) Q T_1 \left(\frac{Z_1 + Z_2}{2} \right) \left(\frac{1}{\eta_a} \right) \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1 \right] \quad (3.12.)$$

donde:

HP = potencia del compresor

γ = relación de calores específicos de gas, adimensional

Q = caudal de gas, MMSCFD

T_1 = temperatura de succión del gas, R

P_1 = presión de succión de gas, psia

P_2 = presión de descarga de gas, psia

Z_1 = compresibilidad del gas en condiciones de succión, adimensional

Z_2 = compresibilidad del gas en condiciones de descarga, adimensional

η_a = eficiencia adiabática (isentrópica) del compresor, valor decimal

La eficiencia adiabática η_a generalmente varía de 0,75 a 0,85. Al considerar una eficiencia mecánica η_m del controlador del compresor, podemos calcular la potencia de frenado (BHP) requerida para hacer funcionar el compresor de la siguiente manera:

$$BHP = \frac{HP}{\eta_m} \quad (3.13.)$$

donde HP es la potencia calculada a partir de las ecuaciones anteriores, teniendo en cuenta la eficiencia adiabática η_a del compresor. La eficiencia mecánica η_m del compresor puede oscilar entre 0,95 y 0,98. La eficiencia global, η_o , se define como el producto de la eficiencia adiabática, η_a , y la eficiencia mecánica, η_m :

$$\eta_o = \eta_a \times \eta_m \quad (3.14.)$$

De la Ecuación 3.4. de compresión adiabática, eliminando el volumen V, la temperatura de descarga del gas se relaciona con la temperatura de succión y la relación de compresión mediante la siguiente ecuación:

$$\left(\frac{T_2}{T_1}\right) = \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} \quad (3.15.)$$

La eficiencia adiabática, η_a , también se puede definir como la relación entre el aumento de temperatura adiabático y el aumento de temperatura real. Por tanto, si la temperatura del gas debido a la compresión aumenta de T_1 a T_2 , el aumento de temperatura real será $(T_2 - T_1)$.

El aumento teórico de la temperatura adiabática se obtiene de la relación presión-temperatura adiabática de la siguiente manera, considerando los factores de compresibilidad del gas similares a la Ecuación 3.9.:

$$\left(\frac{T_2}{T_1}\right) = \left(\frac{Z_1}{Z_2}\right) \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} \quad (3.16.)$$

O

$$T_2 = T_1 \left(\frac{Z_1}{Z_2} \right) \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} \quad (3.17.)$$

Por lo tanto, el aumento teórico de la temperatura adiabática es

$$T_1 \left(\frac{Z_1}{Z_2} \right) \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - T_1$$

Por tanto, la eficiencia adiabática es

$$\eta_a = \frac{T_1 \left(\frac{Z_1}{Z_2} \right) \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - T_1}{T_2 - T_1} \quad (3.18.)$$

donde T_2 es la temperatura de descarga real del gas.

Simplificando, obtenemos

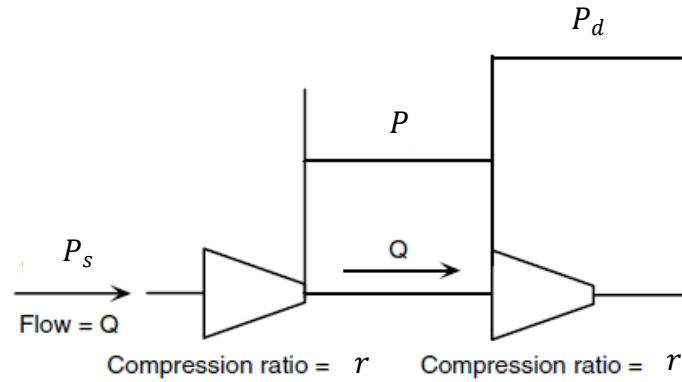
$$\eta_a = \left(\frac{T_1}{T_2 - T_1} \right) \left[\left(\frac{Z_1}{Z_2} \right) \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1 \right] \quad (3.19.)$$

3.4. COMPRESORES EN SERIE Y PARALELO

Cuando los compresores operan en serie, cada unidad comprime la misma cantidad de gas, pero a diferentes relaciones de compresión, de modo que el aumento de presión general del gas se logra en etapas, como se muestra en la Figura 3.3 puede verse que el primer compresor comprime gas desde una presión de succión P_s a P psia con una relación de compresión r . El segundo compresor toma el mismo volumen y lo comprime de P a una presión de descarga $P_d = P * r$. Por tanto, la relación de compresión global de los dos compresores idénticos en serie es $\frac{P_d}{P_s} = r_t$. De esta manera se habría logrado el aumento de presión en dos etapas. Al final de cada ciclo de compresión, la temperatura del gas se eleva a algún valor calculado de acuerdo con la Ecuación 3.15, por lo tanto, con múltiples etapas de compresión, a menos que el gas se enfríe entre etapas, la temperatura final del gas puede ser demasiado alta, lo cual no es deseable, ya que la capacidad de rendimiento de una tubería de gas disminuye con la temperatura del flujo del gas. Por lo tanto, con compresores en serie, el gas se enfría a la temperatura de succión original entre cada etapa de compresión,

de modo que la temperatura al final de todos los compresores en serie no sea excesivamente alta.

Figura 3.3. Compresores en serie



Fuente: (Menon, 2005)

Relación de compresión general = r_t

En general, si se instalan n compresores en serie para lograr la relación de compresión requerida r , podemos afirmar que cada compresor funcionará a una relación de compresión de:

$$r = (r_t)^{\frac{1}{n}} \quad (3.20.)$$

donde:

r = relación de compresión, adimensional

r_t = relación de compresión global, adimensional

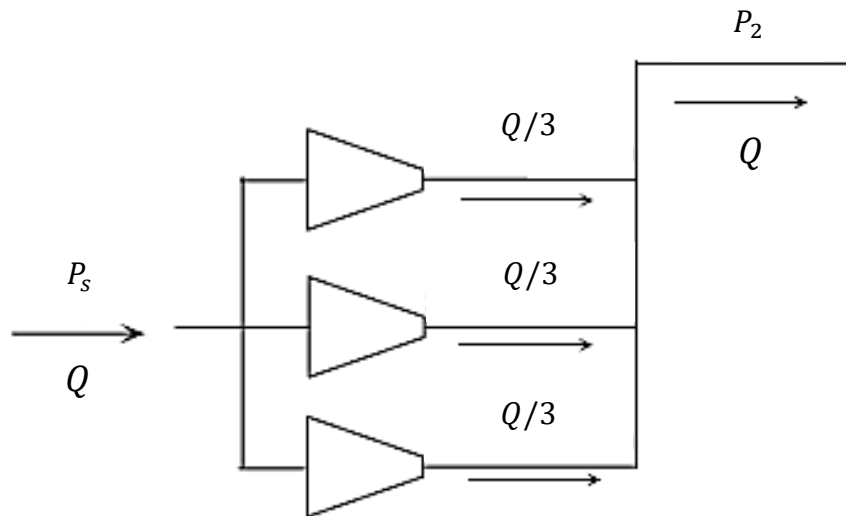
n = número de compresores en serie

Se ha descubierto que, al proporcionar la relación de compresión global mediante compresores idénticos en serie, se minimizan los requisitos de potencia.

Los compresores se instalan en paralelo para que los grandes volúmenes necesarios puedan ser proporcionados por varios compresores, cada uno de los cuales produce la misma relación de compresión. Se pueden usar tres compresores idénticos con una relación de compresión r para proporcionar un flujo de gas Q desde una presión de succión P_s . En este ejemplo, cada compresor comprimirá $Q/3$ de P_s a una presión de descarga de $P_2 = P_s \times r$.

A continuación, en la Figura 3.4 se puede observar un arreglo de compresores en paralelo:

Figura 3.4. Compresores en paralelo



Fuente: (Menon, 2005)

Relación de compresión = r

A diferencia de los compresores en serie, la temperatura de descarga del gas que sale de un arreglo paralelo de compresores no será alta, ya que el gas no sufre múltiples relaciones de compresión. La temperatura del gas en el lado de descarga de cada compresor paralelo será la misma que la de un solo compresor con la misma relación de compresión. Por lo tanto, tres compresores en paralelo, cada uno comprimiendo el mismo volumen de gas a una relación de compresión r , es importante mencionar que cuanto mayor sea la relación de compresión, mayor será la temperatura de descarga del gas, de acuerdo con la Ecuación 3.15.

Dado que la capacidad de rendimiento de un gasoducto disminuye con la temperatura del gas, al tener una temperatura de descarga alta se debe encontrar una manera de reducirla, proporcionando refrigeración en la descarga del compresor.

Es preferible que los compresores centrífugos utilizados en aplicaciones de gasoductos tengan una relación de compresión de 1,5 a 2,0; Puede haber casos en los que se requieran relaciones de compresión más altas debido a presiones de recepción de gas más bajas y presiones de descarga de tubería más altas para permitir que un volumen determinado de gas sea transportado a través de una tubería.

Los compresores alternativos están diseñados para proporcionar relaciones de compresión más altas, sin embargo, los fabricantes limitan las relaciones de

compresión máximas a un rango de 4 a 6. Esto se debe a las elevadas fuerzas que se ejercen sobre los componentes del compresor, lo que genera costosos requisitos de material y complicadas necesidades de seguridad.

3.5. TIPOS DE COMPRESORES: CENTRÍFUGOS Y DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO

Los compresores utilizados en los sistemas de transporte de gas natural son del tipo de desplazamiento positivo (PD) o del tipo centrífugo (CF).

Los compresores de desplazamiento positivo generan la presión requerida atrapando un cierto volumen de gas dentro del compresor, aumentando la presión y reduciendo el volumen. Luego, el gas a alta presión se libera a través de la válvula de descarga hacia la tubería. Los compresores alternativos operados por pistón entran dentro de la categoría de compresores de desplazamiento positivo. Estos compresores tienen un volumen fijo y son capaces de producir relaciones de compresión elevadas.

Los compresores centrífugos, por otro lado, desarrollan la presión requerida por la fuerza centrífuga debido a la rotación de la rueda del compresor que traduce la energía cinética en energía de presión del gas. Los compresores centrífugos se utilizan con mayor frecuencia en los sistemas de transmisión de gas debido a su flexibilidad. Los compresores centrífugos tienen un menor costo de instalación y menores gastos de mantenimiento. Pueden manejar volúmenes más grandes dentro de un área pequeña en comparación con los compresores de desplazamiento positivo. También operan a altas velocidades y son de construcción equilibrada. Sin embargo, los compresores centrífugos tienen menos eficiencia que los compresores de desplazamiento positivo. Los compresores de desplazamiento positivo tienen flexibilidad en el rango de presión, tienen una mayor eficiencia y pueden entregar gas comprimido en un amplio rango de presiones. Tampoco son muy sensibles a la composición del gas. Los compresores de desplazamiento positivo tienen rangos de presión de hasta 30.000 psi y varían desde muy bajos HP hasta más de 20.000 HP por unidad. Los compresores de desplazamiento positivo pueden ser de una sola etapa o de varias etapas, dependiendo de la relación de compresión requerida. La relación de compresión por etapa para los compresores de desplazamiento positivo está limitada a 4,0 debido a

que relaciones más altas provocan presiones de descarga más altas, lo que afecta la vida útil de la válvula de los compresores de desplazamiento positivo.

Los intercambiadores de calor se utilizan entre las etapas de compresión para que el gas calentado comprimido se enfríe a la temperatura de succión original antes de ser comprimido en la siguiente etapa. La potencia requerida en un compresor de desplazamiento positivo generalmente se estima a partir de las tablas proporcionadas por el fabricante del compresor.

La siguiente ecuación se puede utilizar para compresores grandes de baja velocidad con relaciones de compresión superiores a 2,5 y para un peso específico del gas de 0,65.

$$BHP = 22rNQF \quad (3.21.)$$

dónde

BHP = potencia del freno

r = relación de compresión por etapa

N = número de etapas

Q = caudal de gas, MMSCFD a temperatura de succión y 14,4 psia

F = factor que depende del número de etapas de compresión

= 1,0 para compresión de una etapa

= 1,08 para compresión de dos etapas

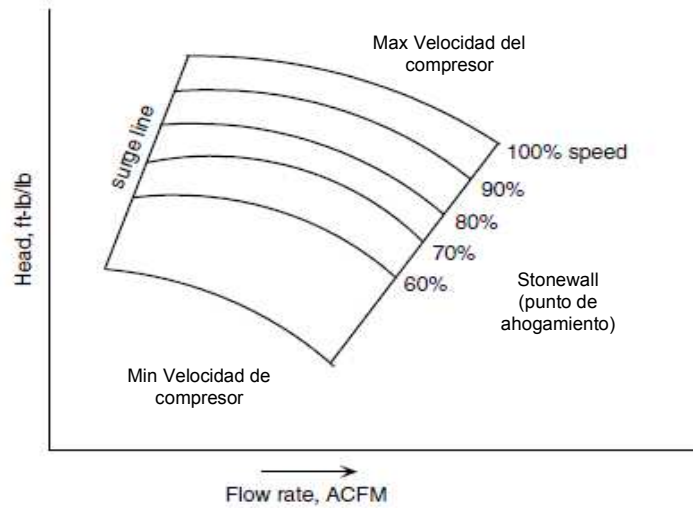
= 1,10 para compresión de tres etapas

En la ecuación 3.21., la constante 22 se cambia a 20 cuando la gravedad del gas está entre 0,8 y 1,0. Además, para relaciones de compresión entre 1,5 y 2,0, la constante 22 se reemplaza con un número entre 16 y 18.

3.6. CURVAS DE RENDIMIENTO DEL COMPRESOR

La curva de rendimiento de un compresor centrífugo que se puede accionar a diferentes velocidades generalmente muestra un gráfico de la tasa de flujo de entrada en pies cúbicos reales por minuto (ACFM) contra la altura o la presión generada en varios porcentajes de la velocidad de diseño. La Figura 3.5. muestra una curva de rendimiento o un mapa de rendimiento típico de un compresor centrífugo.

Figura 3.5. Curva de rendimiento típica de un compresor centrífugo.



Fuente: (Menon, 2005)

La curva límite en el lado izquierdo se conoce como línea de sobretensión, y la curva correspondiente en el lado derecho se conoce como límite del muro de piedra.

Generalmente, el rendimiento de un compresor centrífugo sigue las "leyes de afinidad". De acuerdo con las leyes de afinidad, a medida que se cambia la velocidad de rotación del compresor centrífugo, el flujo de entrada y la altura varían según la velocidad y el cuadrado de la velocidad, respectivamente, como se indica en las siguientes ecuaciones.

Para el cambio de velocidad del compresor,

$$\frac{Q_2}{Q_1} = \frac{N_2}{N_1} \quad (3.22.)$$

$$\frac{H_2}{H_1} = \left(\frac{N_2}{N_1}\right)^2 \quad (3.23.)$$

dónde

Q_1, Q_2 = caudales inicial y final

H_1, H_2 = cabezas iniciales y finales

N_1, N_2 = velocidades del compresor inicial y final

Además, los caballos de fuerza para la compresión varían a medida que el cubo de la velocidad cambia de la siguiente manera:

$$\frac{HP_2}{HP_1} = \left(\frac{N_2}{N_1}\right)^3 \quad (3.24.)$$

A continuación, se ilustra un problema de ejemplo del uso de las leyes de afinidad para predecir el rendimiento de un compresor centrífugo.

3.7. PÉRDIDAS EN TUBERÍAS DE LA ESTACIÓN COMPRESORA

A medida que el gas ingresa al lado de succión del compresor, fluye a través de un complejo sistema de tuberías dentro de la estación del compresor. De manera similar, el gas comprimido que sale del compresor atraviesa el sistema de tubería de descarga de la estación del compresor que consta de válvulas y accesorios antes de ingresar a la tubería principal en su camino hacia la siguiente estación de compresor o terminal de entrega. Esto se ilustra en la Figura 3.6., se puede ver que en el límite A de la estación del compresor en el lado de succión, la presión del gas es P_1 . Esta presión cae a un valor P_s en la succión del compresor, a medida que el gas fluye a través de la tubería de succión de A a B. Esta tubería de succión, que consta de válvulas, accesorios, filtros y medidores, provoca una caída de presión de ΔP_s . Por lo tanto, la presión de succión real en el compresor es

$$P_s = P_1 - \Delta P_s \quad (3.25.)$$

donde

P_s = presión de succión del compresor, psia

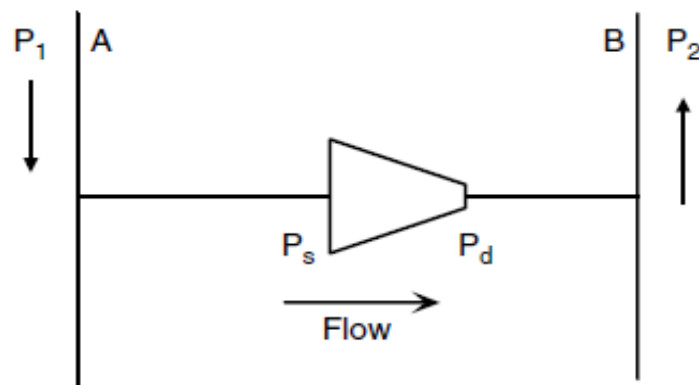
P_1 = presión de succión de la estación del compresor, psia

ΔP_s = pérdida de presión en la tubería de succión de la estación del compresor, psi

En el compresor, la presión del gas se eleva de P_s a P_d a través de una relación de compresión r de la siguiente manera:

$$r = P_d/P_s$$

Figura 3.6. Tubería de succión y descarga de la estación de compresores.



Fuente: (Menon, 2005)

donde:

P_d = presión de descarga del compresor, psia

El gas comprimido luego fluye a través de la tubería de descarga de la estación y pierde presión hasta que llega a la válvula de descarga de la estación en el límite D de la estación del compresor. Si la presión de descarga de la estación es P_2 , podemos escribir

$$P_2 = P_d - \Delta P_d \quad (3.26.)$$

donde:

P_2 = presión de descarga de la estación del compresor, psia

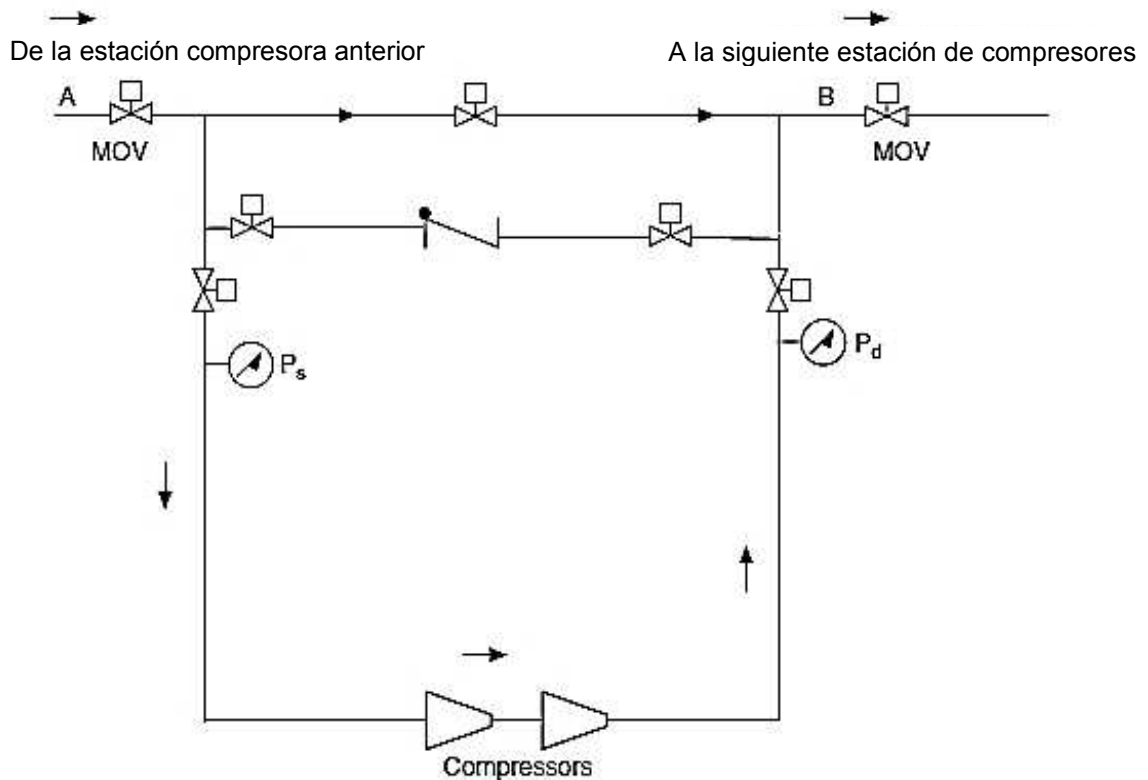
ΔP_d = pérdida de presión en la tubería de descarga de la estación del compresor, psi

Generalmente, los valores de ΔP_s y ΔP_d varían de 5 a 15 psi.

3.8. ESQUEMA DE LA ESTACIÓN DEL COMPRESOR

En la Figura 3.7 se muestra un esquema típico de una estación de compresión que muestra la disposición de las válvulas, las tuberías y el compresor en sí.

Figura 3.7. Esquema de la estación de compresores.



Fuente: (Menon, 2005)

CAPÍTULO IV – APLICACIÓN PRÁCTICA

4.1. PLANTEAMIENTO DE LA APLICACIÓN PRÁCTICA

Actualmente el Gasoducto Yacuiba – Río Grande cuenta con una capacidad máxima de 25,5 MMmcd, gracias a la segunda estación de compresión ubicada en Parapetí la cual cuenta con dos compresores en operación y uno en stand by, cada uno con una capacidad igual a 10 MMmcd.

En el presente capítulo, primeramente se calcularán las presiones de succión y de descarga, dependiendo el tramo a analizar, empleando la ecuación de flujo que mejor se adapte a las características del gasoducto y el caudal de gas a transportar, con estos datos calculados se procederá a la simulación hidráulica, es importante mencionar que los cálculos manuales de la presión de succión pueden variar con los de la simulación en HYSYS, así como en PIPEPHASE, debido a que estos softwares emplean distintas correlaciones para calcular las caídas de presión, los resultados podrían tener una variación de ± 100 psi, lo cual se analizará posteriormente.

Se empleará el Simulador HYSYS y PIPEPHASE para las corridas hidráulicas, debido a que estos se adecuan a las características del proyecto.

4.1.1. SIMULADOR HYSYS

Aspen HYSYS es un software que se utiliza para la simulación de procesos químicos, tanto en estado estacionario como transitorio y pertenece a la familia Aspen Tech. Provee soluciones para el diseño y la optimización de procesos industriales. Su facilidad para trabajar con operaciones unitarias y la amplia gama de equipos y de compuestos lo hacen muy útil al momento de simular un proceso con alta fiabilidad.

HYSYS tiene aplicaciones en la industria del petróleo, del gas, en circuitos de vapor industrial, entre otros. Además, es una notable herramienta para la enseñanza de la mecánica de fluidos y la termodinámica.

Es un simulador muy versátil y tiene la finalidad de determinar diversos parámetros de presión, de temperatura, de composición de flujo de las diversas corrientes y por otra parte determina también los principales parámetros y especificaciones de los equipos a utilizar en el trabajo que se vaya a simular. (Universidad de Santiago Chile, n.d.)

4.1.2. SIMULADOR PIPEPHASE

Pipephase es un software de simulación desarrollado por la compañía “Simulation Sciences” (SimSci), orientado mayoritariamente al flujo multifásico en estado estacionario, siendo una herramienta muy importante en la industria petrolera, ya que permite simular pozos, tuberías y redes de transporte de fluido, que pueden ser de cualquier tipo de hidrocarburo, vapor o agua. Además, permite realizar el diseño de todo tipo de instalaciones que tengan que ver con el manejo de fluido multifásico en tuberías, así como, evaluar instalaciones en uso utilizando condiciones diferentes a las del diseño, o a las que presenta la instalación actualmente.

Llegando a una definición más compacta: Pipephase es un programa de simulación comercial para computadoras que utiliza modelos de estado estacionario para fluidos multifásicos para evaluar, simular y estimar redes de petróleo y gas, así como también, sistemas de tuberías y aunque, principalmente, se encuentra orientado a trabajar con fluidos multifásicos, es complemente capaz de trabajar con propiedades de fluidos monofásicos, petróleo crudo y mezclas compositivas. Adicionalmente, además de hidrocarburos, también puede emular redes de inyección de vapor de agua y CO₂.

Además de facilitar el trabajo de estimación y diseño, Pipephase ofrece una serie de beneficios, entre los que podemos destacar los siguientes:

1. Aumenta la producción general de todo el activo.
2. Ayuda a mejorar el rendimiento de la línea de flujo.
3. Facilita el diseño e instalación de tuberías.
4. Mejora el desarrollo y la planificación de campos integrados.
5. Permite estimar una reducción de los costos operativos y de capital.
6. Ayuda a incrementar la productividad de la ingeniería involucrada en el proceso a simular.

El programa de simulación maneja los siguientes conceptos:

- a) **Caracterización de la tubería (LINK):** Un link está formado por uno o más equipos, tales como equipos de flujo o tuberías, o equipos de proceso (bombas, separadores, compresores, válvulas, entre otros).
- b) **Nodo (JUNCTION):** es la conexión entre los equipos que conforman un sistema de tuberías.

- c) **Fuente (SOURCE):** es un extremo libre de la red o link, de donde parte el fluido (fuente), también es considerado como un nodo.
- d) **Destino (SINK):** es un extremo libre de la red o link, a donde llega el fluido (destino), también se considera nodo. (IQR Ingeniería Química, n.d.)

4.2. CAPACIDAD Y CARACTERÍSTICAS DEL GASODUCTO YACUIBA – RÍO GRANDE (GASYRG)

El GASYRG de 432 km de longitud presenta las siguientes características:

- Capacidad máxima: 34 MMmcd
- Rugosidad: 0,00045 plg
- Diámetro externo: 32 plg
- Espesor: 0,5 plg
- Diámetro interno: 31 plg
- MOP: 1440 psig = 1454,7 psia
- Temperatura de la corriente de entrada promedio: 80 °F (YPFB Transierra, 2011)

4.2.1. CARACTERÍSTICAS DEL SUELO

El suelo por donde se encuentra enterrado el GASYRG es de origen aluvional arcillo arenoso, presenta las siguientes propiedades:

- Conductividad térmica $K = 1,39 \text{ kcal}/(\text{m}\cdot\text{Hr}\cdot^{\circ}\text{C}) = 0,934 \text{ BTU}/(\text{ft}\cdot\text{Hr}\cdot^{\circ}\text{F})$
- Calor específico $C_p = 0,35 \text{ kcal}/(\text{kg} \cdot ^{\circ}\text{C}) = 0,35 \text{ BTU}/(\text{lb} \cdot ^{\circ}\text{F})$
- Densidad media = $1,5 \text{ ton}/\text{m}^3 = 93618 \text{ lb}/\text{ft}^3$

La temperatura media del suelo a la profundidad del caño en zanja es:

- En verano $30^{\circ}\text{C} = 86^{\circ}\text{F}$
- En invierno $11^{\circ}\text{C} = 51,8^{\circ}\text{F}$
- Media anual $20^{\circ}\text{C} = 68^{\circ}\text{F}$ (YPFB Transierra, 2011)

Para la simulación en el software HYSYS y PIPEPHASE, se utilizará el dato de la temperatura media anual para los tramos de tubería.

4.3. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS COMPRESORES

Los compresores de las estaciones de compresión marca Solar Taurus – 70, presentan las siguientes características técnicas:

4.3.1. ESTACIÓN DE COMPRESIÓN VILLAMONTES

La estación de compresión de Villamontes cuenta con cinco compresores (4 en operación + 1 stand by), las características técnicas de los compresores son las siguientes:

- Capacidad por compresor: 8,5 MMmcd
- HP ISO por compresor: 10.310
- Eficiencia Isentrópica: 86,5 % (ANH, 2021a)

4.3.2. ESTACIÓN DE COMPRESIÓN PARAPETÍ

La estación de compresión Parapetí cuenta con tres compresores (2 en operación + 1 stand by), las características técnicas de los compresores son las siguientes:

- Capacidad por compresor: 10 MMmcd
- HP ISO por compresor: 10.000
- Eficiencia Isentrópica: 86 % (ANH, 2021a)

4.4. PRINCIPALES CONTRATOS DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL YPFB TRANSIERRA

YPFB Transierra actualmente transporta gas natural destinado de la siguiente manera:

- Contrato de Servicio en Firme, con una capacidad contratada de 17,1 MMmcd hasta el 31 de diciembre del 2022.
- Adenda al contrato de Servicio en Firme, con una capacidad adicional de 3,4 MMmcd, haciendo un total de 20,5 MMmcd hasta el 31 de diciembre de 2022. (YPFB Transierra, 2019)

4.5. CONFIGURACIÓN Y PARÁMETROS DE OPERACIÓN ACTUALES DE LAS ESTACIONES DE COMPRESIÓN

Actualmente el GASYRG presenta una capacidad contratada de 20,5 MMmcd, para la cual las estaciones de compresión presentan los siguientes parámetros de operación como se pueden observar en la Figura 4.1, para que de esta manera se pueda llegar al punto de entrega cumpliendo los requerimientos en la estación de medición Río Grande:

Tabla 4.1. Parámetros de operación de las estaciones de compresión en el GASYRG a la capacidad contratada de 20,5 MMmcd

Estaciones de Compresión	Kp (km)	Potencia Instalada (HP)	Presión de Succión (psia)	Presión de Descarga (psia)	Elevación (msnm)
Estación de Compresión Villamontes	71+193	51.550	864,7	1364,7	450
Estación de Compresión Parapetí	230+783	30.000	1014,7	1414,7	599

Fuente: (ANH, 2021a)

La presión del gas de entrega en la estación de control y medición Yacuiba es de 1080 psig, la cual no varía en función del volumen entregado por los campos. (ANH, 2021a) A continuación, se puede observar en la siguiente tabla los parámetros de operación requeridos en el punto de entrega:

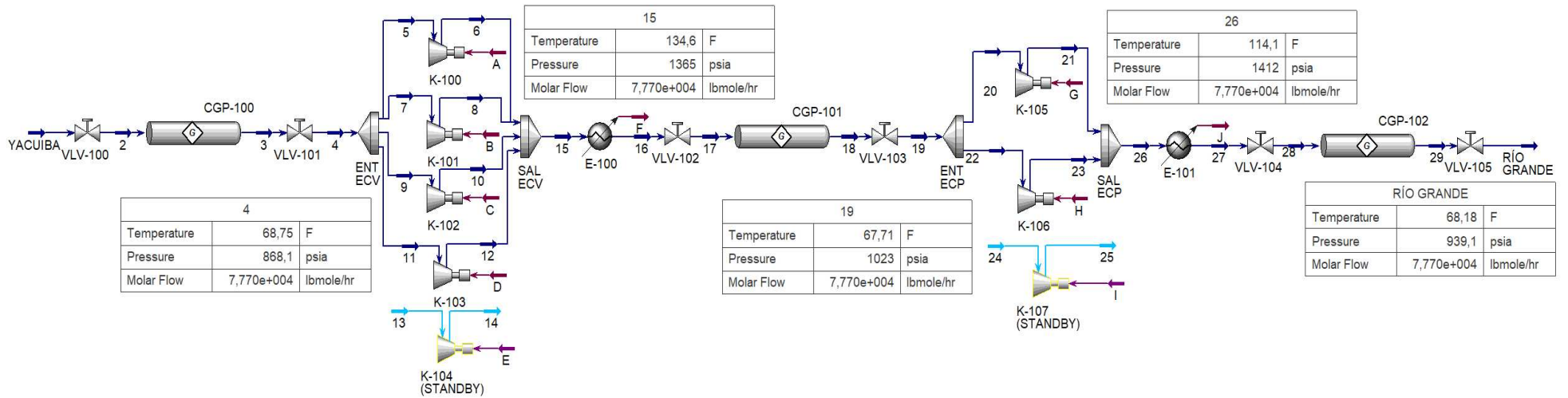
Tabla 4.2. Parámetros de operación estación de medición Río Grande

Presión Mínima (psig)	820
Presión Máxima (psig)	950
Temperatura Máxima (°F)	85

Fuente: (YPFB, n.d.-a)

Para comprobar la veracidad del simulador HYSYS se introdujeron los parámetros de operación recopilados a la capacidad contratada actual transportado por el gasoducto y ver si este software presenta los mismos parámetros proporcionados.

Figura 4.1. Simulación GASYRG a la capacidad contratada actual



Fuente: Aspen HYSYS V8.8 – aspenONE

Como se puede observar en la Figura 4.1 los parámetros de presión, temperatura y caudal no varían considerablemente, a los presentados en la Tabla 4.1.

De esta manera se empleará el simulador HYSYS, para simular la adecuación propuesta en el presente proyecto, moviendo un compresor de la estación de compresión de Villamontes a la Estación de Compresión Parapetí y ver si es posible llegar a una capacidad máxima de 28,5 MMmcd en el lado norte, sin sobrepasar la presión máxima de operación del Gasoducto y cumpliendo con los requerimientos en el punto de entrega.

Así también, se empleará el simulador PIPEPHASE, dado que es un software utilizado de manera constante en el área de transporte de hidrocarburos, de esta manera con la ayuda de ambos simuladores viendo primero si es posible el transporte del caudal propuesto, se obtendrá el rango de las presiones de succión que deberían tener las dos estaciones de compresión y ver si se cumple con los parámetros de entrega en Río Grande.

Es importante mencionar que en la Figura 4.1. no se simuló la Interconexión con el GIJA después de la ECV y la Interconexión con el campo Incahuasi antes de la ECP debido a que el volumen transportado a través del ducto es de 20,5 MMmcd.

4.6. CÁLCULO DE PARÁMETROS DE OPERACIÓN A LA CAPACIDAD PROPUESTA

Para el cálculo de los parámetros de operación al caudal propuesto de 28,5 MMmcd en el lado norte del ducto, se aplicará el método AGA, para el cálculo del factor de fricción, que está en función de la rugosidad, y la ecuación de flujo, para calcular los valores de presión.

Para el cálculo de las presiones de succión o entrada en las estaciones de compresión se empleará la ecuación 2.9. en función de P_2 :

$$P_2 = \sqrt{P_1^2 - \left(\frac{QP_b(GT_f LZ)^{0,5}}{38,77 \times FT_b D^{2,5}} \right)^2 \left(\frac{1}{e^s} \right)^{0,5}}$$

En el caso de calcular presiones de descarga, se empleará de igual manera la ecuación 2.9. pero en función de P_1 :

$$P_1 = \sqrt{e^s P_2^2 + \left(\frac{QP_b(GT_f LZ)^{0,5}}{38,77 \times FT_b D^{2,5}} \right)^2}$$

Primeramente, se calculará el número de Reynolds y el factor de transmisión, debido a que el diámetro y la rugosidad no cambian en el trayecto del gasoducto.

Cálculo del número de Reynolds, empleando la ecuación 2.12.:

- Caudal, $Q = 28,5 \text{ MMmcd} = 1006468002 \text{ pcd}$
- Presión base, $P_b = 14,7 \text{ psia}$
- Temperatura base, $T_b = 60 \text{ }^\circ\text{F} = 520 \text{ }^\circ\text{R}$
- Gravedad específica del gas, $G = 0,64$
- Viscosidad del gas, $\mu = 8 \times 10^{-6} \text{ lb/ft} - \text{s}$
- Diámetro interno, $D = 31 \text{ plg}$

$$Re = 0,0004778 \left(\frac{14,7}{520} \right) \left(\frac{0,64 * 1006468002}{8 \times 10^{-6} * 31} \right)$$

$$Re = 35082327,776 \text{ Flujo Turbulento}$$

Cálculo del factor de transmisión empleando la ecuación 2.20.:

$$F = 4 \log_{10} \left(\frac{3,7 \times 31}{0,00045} \right)$$

$$F = 21,625 \text{ (adimensional)}$$

A continuación, para calcular las presiones de succión o de descarga en las estaciones de compresión, se dividirá el ducto por tramos.

4.6.1. TRAMO ESTACIÓN DE MEDICIÓN YACUIBA - ESTACIÓN DE COMPRESIÓN VILLAMONTES (ECV)

Los datos técnicos para este primer tramo son:

- Distancia entre ambos puntos: $71 \text{ km} = 44,117 \text{ millas}$
- Elevación Estación de Medición Yacuiba $H_1: 668 \text{ m} = 2191,601 \text{ ft}$
- Elevación Estación de Compresión Villamontes $H_2: 450 \text{ m} = 1476,378 \text{ ft}$

Teniendo en cuenta la diferencia de elevación, se calcula el parámetro s empleando la ecuación 2.11.:

$$s = 0,0375 \times 0,64 \times \left(\frac{1476,378 - 2191,601}{546 \times 0,87} \right)$$

$$s = -0,036$$

Entonces:

$$e^s = e^{-0,036} = 0,965$$

Posteriormente se calcula la longitud equivalente L_e empleando la ecuación 2.10.:

$$L_e = \frac{44,117 \times (0,965 - 1)}{-0,036}$$

$$L_e = 42,892 \text{ ft}$$

La Estación de compresión Villamontes actualmente cuenta con una capacidad de 34 MMmcd los cuales no están siendo empleados en su totalidad, por lo que en el presente proyecto se propone mover un compresor de la ECV a la ECP, dejando la capacidad de la ECV en 25,5 MMmcd y de esta manera incrementar la capacidad de la ECP a 28,5 MMmcd, esto con el objetivo de proponer el GASYRG como el ducto que puede abarcar a estas capacidades con normalidad la demanda del mercado externo (contratos actuales con Brasil y Argentina) y el mercado interno (Río Grande). Para este primer tramo teniendo como dato que la presión de entrega de gas por parte de los campos en la estación de control y medición de Yacuiba es de 1080 psig, la presión de entrada en el ducto para un volumen de 25,5 MMmcd en unidades absolutas será igual a:

$$P_{\text{entrada}} = 1080 + 14,7$$

$$P_{\text{entrada}} = 1094,7 \text{ psia}$$

A continuación, se calcula la presión de succión en la Estación de Compresión Villamontes (ECV):

- Presión de entrada al Gasoducto, $P_1 = 1094,7$ psia
- Caudal de entrada a la ECV: $Q = 25,5$ MMmcd = 900524001,4 pcd
- Presión de succión de la ECV, P_2

$$P_2 = \sqrt{1094,7^2 - \left(\frac{900524001,4 \times 14,7 \times (0,64 \times 528 \times 42,892 \times 0,87)^{0,5}}{38,77 \times 21,625 \times 520 \times 31^{2,5}} \right)^2} \left(\frac{1}{0,965} \right)^{0,5}$$

$$P_2 = 906,1 \text{ psia}$$

Tabla 4.3. Tramo Estación de Medición Yacuiba - Estación de Compresión Villamontes (ECV)

Presión de entrada al GASYRG	1094,7 psia
Presión de succión ECV	906,1 psia

Fuente: Elaboración propia

4.6.2. TRAMO ESTACIÓN DE COMPRESIÓN VILLAMONTES (ECV) - ESTACIÓN DE COMPRESIÓN PARAPETÍ (ECP)

Los datos técnicos para este segundo tramo son:

- Distancia entre ambos puntos: 159 km = 98,798 millas
- Elevación Estación de Compresión Villamontes H₁: 450 m = 1476,378 ft
- Elevación Estación de Medición Parapetí H₂: 599 m = 1965,223 ft

Cálculo del parámetro s :

$$s = 0,0375 \times 0,64 \times \left(\frac{1965,223 - 1476,378}{546 \times 0,87} \right)$$

$$s = 0,025$$

Entonces:

$$e^s = e^{0,025} = 1,025$$

Cálculo de la longitud equivalente L_e :

$$L_e = \frac{98,798 \times (1,025 - 1)}{0,025}$$

$$L_e = 98,798 \text{ ft}$$

Para este segundo tramo se considerará que la presión de descarga de la ECV alcanzará el MOP del GASYRG.

Es importante mencionar que no se calculará la presión en el punto de entrega al GIJA debido a que al finalizar el tramo Interconexión GASYRG – GIJA, se encuentra la Estación reguladora de presión Campo Grande la cual se encarga de que la presión de entrega al GIJA cumpla con los parámetros de operación requeridos por este ducto. A continuación, se puede observar en la Tabla 4.4A y 4.4B los parámetros de operación requeridos en el ducto Interconexión – GIJA y la presión de operación de las estaciones que conectan al GIJA como dato informativo.

Tabla 4.4A. Interconexión GASYRG - GIJA

MOP	1440 psig = 1454,7 psia
Presión mínima de operación	880 psig = 894,7 psia
Longitud	1,8 km
Ubicación	Municipio Yacuiba Provincia Gran Chaco Departamento de Tarija - Bolivia
Capacidad de Transporte	22 MMmcd
Presión mínima punto de entrega al GIJA	967,2 psig = 981,9

Fuente: (ANH, 2015a)

Tabla 4.4B. Datos informativos GIJA

	Diámetro	MOP
Estación reguladora de presión Campo Grande	24 plg	1440 psig
Estación de medición y control GIJA	30 plg	1440 psig

Fuente: (ANH, 2015a)

Según la última adenda del contrato IEASA se debe entregar a la Argentina un volumen máximo de 14 MMmcd en la época de invierno y un mínimo de 10 MMmcd en verano, restando el volumen máximo de 14 MMmcd de la alimentación que es de 25,5 MMmcd, quedaría un restante de 11,5 MMmcd destinado al norte, capacidad que sería transportada en este segundo tramo.

- Presión de descarga en la ECV, $P_1 = 1454,7$ psia
- $Q = 11,5$ MMmcd = 406118667,3 pcd
- Presión de descarga de la ECV para 11,5 MMmcd, P_2

$$P_2 = \sqrt{1454,7^2 - \left(\frac{406118667,3 \times 14,7 \times (0,64 \times 528 \times 98,798 \times 0,87)^{0,5}}{38,77 \times 21,625 \times 520 \times 31^{2,5}} \right)^2} \left(\frac{1}{1,025} \right)^{0,5}$$

$$P_2 = 1370,7 \text{ psia}$$

Al parecer esta sería la presión de succión en la ECP, dado que por este tramo circulará un caudal de 11,5 MMmcd hasta llegar a la Interconexión Incahuasi donde se tendrá una alimentación de 17 MMmcd, pero es necesario analizar previamente los parámetros de operación de la lateral Incahuasi, que se pueden observar en la Tabla 4.5:

Tabla 4.5. Interconexión Lateral Incahuasi

Longitud de la línea lateral	101,7 km
Presión normal de operación	1170 psig = 1184,7 psia
Coordenada Inicial del Ducto en UTM:	N: 7807272,417 / E: 430758,882
Coordenada Final del Ducto en UTM:	N: 7751758,269 / E: 484708,763
Diámetro nominal	30 plg
Espesor de tubería	0,5"
Espesor de Tubería	API 5L X70 – PSL2
Capacidad de transporte	20,5 MMmcd
MAOP	1450 psig
Ubicación	Entre las válvulas SDV-13 y SDV-14 del Gasoducto Yacuiba Río GRANDE

Fuente: (ANH, 2015b)

Con los parámetros presentados en la Tabla 4.5 se procederá a calcular la presión de descarga que existirá a través de la lateral.

Primeramente, se calculará el número de Reynolds y el factor de transmisión, debido a que el diámetro y la rugosidad no cambian en el trayecto del ducto.

Cálculo del número de Reynolds, empleando la ecuación 2.12.:

- Caudal, $Q = 17 \text{ MMmcd} = 600349334,3 \text{ pcd}$
- Presión base, $P_b = 14,7 \text{ psia}$
- Temperatura base, $T_b = 60 \text{ }^\circ\text{F} = 520 \text{ }^\circ\text{R}$
- Gravedad específica del gas, $G = 0,64$
- Viscosidad del gas, $\mu = 8 \times 10^{-6} \text{ lb/ft} - \text{s}$
- Diámetro interno, $D = 29 \text{ plg}$

$$Re = 0,0004778 \left(\frac{14,7}{520} \right) \left(\frac{0,64 * 600349334,3}{8 \times 10^{-6} * 29} \right)$$

$$Re = 22369493,930 \text{ Flujo Turbulento}$$

Cálculo del factor de transmisión empleando la ecuación 2.20.:

$$F = 4 \log_{10} \left(\frac{3,7 \times 29}{0,00045} \right)$$

$$F = 21,509 \text{ (adimensional)}$$

Calculado el factor de transmisión se tienen los siguientes datos:

- Longitud del ducto: $101,7 \text{ km} = 63,193 \text{ millas}$
- Elevación punto inicial del ducto $H_1: 1105 \text{ m} = 3625,328 \text{ ft}$
- Elevación punto final del ducto $H_2: 746 \text{ m} = 2447,506 \text{ ft}$

La elevación inicial y final del ducto, fueron halladas con las coordenadas UTM de estos puntos.

Teniendo en cuenta la diferencia de elevación, se calcula el parámetro s empleando la ecuación 2.11.:

$$s = 0,0375 \times 0,64 \times \left(\frac{2447,506 - 3625,328}{546 \times 0,87} \right)$$

$$s = -0,059$$

Entonces:

$$e^s = e^{-0,059} = 0,943$$

Posteriormente se calcula la longitud equivalente L_e empleando la ecuación 2.10.:

$$L_e = \frac{63,193 \times (0,943 - 1)}{-0,059}$$

$$L_e = 61,051 \text{ ft}$$

Calculados estos datos, se procede a calcular la presión de descarga del ducto:

- Presión normal de operación, $P_1 = 1184,7$ psia
- $Q = 17$ MMmcd = 600349334,3 pcd
- Presión de descarga de la lateral Incahuasi, P_2

$$P_2 = \sqrt{1484,7^2 - \left(\frac{600349334,3 \times 14,7 \times (0,64 \times 528 \times 61,051 \times 0,87)^{0,5}}{38,77 \times 21,509 \times 520 \times 29^{2,5}} \right)^2} \left(\frac{1}{0,943} \right)^{0,5}$$

$$P_2 = 1050,7 \text{ psia}$$

Calculada una presión de descarga de la Lateral Incahuasi igual a 1050,7 psia para un caudal de 17 MMmcd y habiéndose calculado anteriormente una presión de 1370,7, antes de la lateral, para un caudal de 11,5 MMmcd, la presión de succión de la ECP, será la menor de estas dos presiones, en este caso 1050,7 psia, este criterio es tomado debido a que al mezclarse ambas corrientes llegaría a existir un equilibrio de presión, pero no se daría el caso de que la corriente 17 MMmcd llegue a subir a una presión de 1370,7 psia.

Tabla 4.6. Tramo Estación de Compresión Villamontes (ECV) - Estación de Compresión Parapetí (ECP)

Presión de descarga ECV	1454,7 psia
Presión de succión ECP (11,5 MMmcd)	1370,7 psia
Presión de succión ECP	1050,7 psia

Fuente: Elaboración propia

4.6.3. TRAMO ESTACIÓN DE COMPRESIÓN PARAPETÍ (ECP) - ESTACIÓN DE MEDICIÓN RÍO GRANDE

Los datos técnicos para este tercer tramo son:

- Distancia entre ambos puntos: 201 km = 124,896 millas
- Elevación Estación de Compresión Parapetí H_1 : 599 m = 1965,223 ft
- Elevación Estación de Medición Río Grande H_2 : 347 m = 1138,451 ft

Cálculo del parámetro s :

$$s = 0,0375 \times 0,64 \times \left(\frac{1138,451 - 1965,223}{546 \times 0,87} \right)$$

$$s = -0,042$$

Entonces:

$$e^s = e^{-0.042} = 0,959$$

Cálculo de la longitud equivalente L_e :

$$L_e = \frac{124,896 \times (0,959 - 1)}{-0.042}$$

$$L_e = 121,922 \text{ ft}$$

Para este último tramo se calculará la presión de descarga de la Estación de compresión Parapetí, considerando que se debe cumplir con una presión mínima de entrega en la estación de medición Río Grande de 834,7 psia.

- Presión de entrega en la Estación de Medición Río Grande, $P_2 = 834,7$ psia
- $Q = 28,5$ MMmcd = 1006468002 pcd

$$P_1 = \sqrt{0,959 \times 834,7^2 + \left(\frac{1006468002 \times 14,7 \times (0,64 \times 528 \times 121,922 \times 0,87)^{0,5}}{38,77 \times 21,625 \times 520 \times 31^{2,5}} \right)^2}$$

$$P_1 = 1452,6 \text{ psia}$$

Tabla 4.7. Tramo Estación de Compresión Parapetí (ECP) - Estación de Medición Río Grande

Presión de descarga ECP	1452,6 psia
Presión de entrega Río Grande	834,7 psia

Fuente: Elaboración propia

4.7. SIMULACIÓN HIDRÁULICA DE LA ADECUACIÓN PROPUESTA EMPLEANDO EL SIMULADOR HYSYS

Se empleará el simulador HYSYS, para hacer una comparación con los resultados calculados manualmente. Este simulador, emplea el paquete de fluidos Peng – Robinson, el más recomendado de los paquetes de propiedades y adecuado para calcular caídas de presión.

Para poder realizar la simulación realizamos los siguientes pasos:

- ✓ En la sección **Properties** en la pestaña **Component Lists**, introducimos los componentes del gas natural a ser transportado.

- ✓ En la pestaña **Fluid Packages**, seleccionamos el paquete de fluidos **Peng Robinson** debido a que esta ecuación de estado se aplica a cálculos de las propiedades termodinámicas de fluidos en procesamiento de gas natural.
- ✓ De igual manera como se realizó en los cálculos manuales se dividirá el ducto por tramos para su simulación.
- ✓ Primeramente, se introducirá la corriente **Material Stream** de la **Paleta de Objetos**; que representará la corriente de entrada al ducto los parámetros introducidos serán los siguientes:
 - Presión de entrada al ducto = 1094,7 psia
 - Temperatura de entrada = 80 °F
 - Q = 25,5 MMmcd

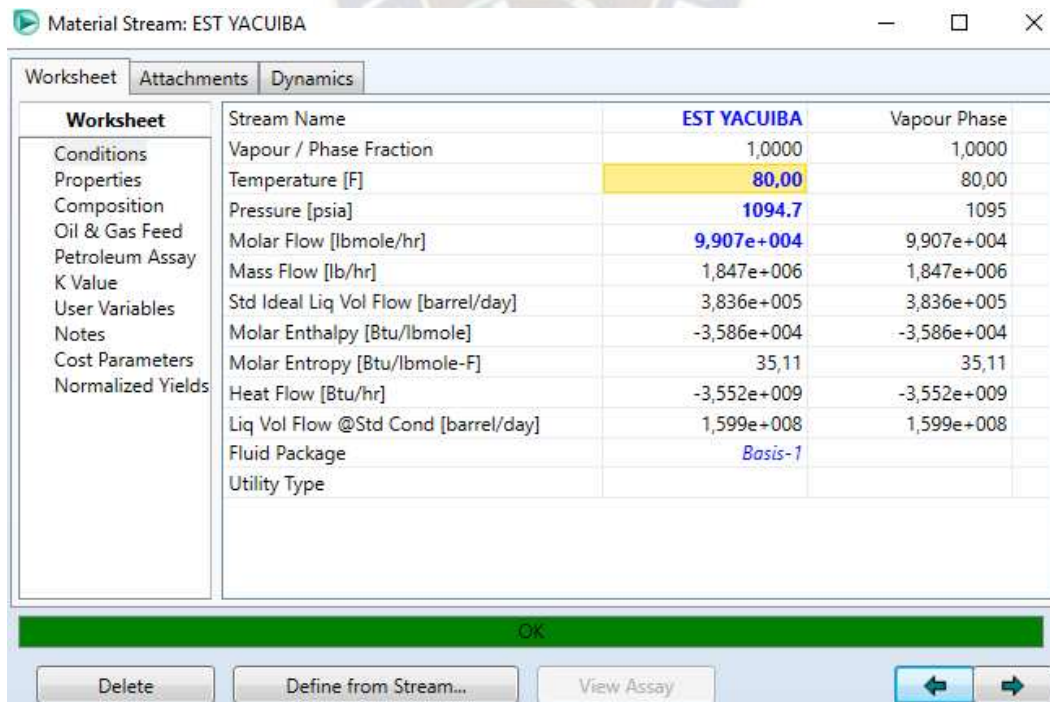
La cromatografía del gas de alimentación es la siguiente:

Tabla 4.8. Cromatografía Estación de Compresión Villamontes

N ₂	CO ₂	C1	C2	C3	iC4	nC4	iC5	nC5	C6	C7	C8	C9
0,5443	1,5702	89,3596	4,2723	2,4699	0,9289	0,5149	0,1516	0,1043	0,0544	0,0187	0,0071	0,0020

Fuente: (ANH, 2012)

Figura 4.2A. Parámetros de entrada



Fuente: Aspen HYSYS V8.8 – aspenONE

Figura 4.2B. Cromatografía de entrada

	Mole Fractions	Vapour Phase
Nitrogen	0,0054	0,0054
CO2	0,0157	0,0157
Methane	0,8938	0,8938
Ethane	0,0427	0,0427
Propane	0,0247	0,0247
i-Butane	0,0093	0,0093
n-Butane	0,0051	0,0051
i-Pentane	0,0015	0,0015
n-Pentane	0,0010	0,0010
n-Hexane	0,0005	0,0005
n-Heptane	0,0002	0,0002
n-Octane	0,0001	0,0001
n-Nonane	0,0000	0,0000

Total: 1,00000

Fuente: Aspen HYSYS V8.8 - aspenONE

- ✓ Insertados los datos de entrada, se introducirá por tramos los equipos principales que conforman las instalaciones del gasoducto, como ser válvulas, tuberías y compresores, seleccionados de la **Paleta de Objetos**.

Los puntos de referencia que conformarán los tramos en los que se dividirá el ducto son los siguientes:

Tabla 4.9. Puntos de Referencia

PUNTO DE REFERENCIA	Kp (km)	ELEVACIÓN (msnm)
Estación de medición Yacuiba	0+000	668
Estación de compresión Villamontes (ECV)	71+193	450
Estación de compresión Parapetí (ECP)	230+783	599
Estación de medición Río Grande	431+891	347

Fuente: Elaboración propia

Los datos ingresados en los segmentos de tubería serán los siguientes:

Tabla 4.10. Simulación por tramos GASYRG

TRAMO	LONGITUD (km)	ELEVACIÓN (m)
Estación de Medición Yacuiba - Estación de Compresión Villamontes (ECV)	71	-218
Estación de Compresión Villamontes (ECV) - Estación de Compresión Parapetí (ECP)	159	149
Estación de Compresión Parapetí (ECP) - Estación de Medición Río Grande	201	-252
Interconexión GASYRG - GIJA	1,7	218
Interconexión Lateral Incahuasi (ICH - GSCY)	101,7	359

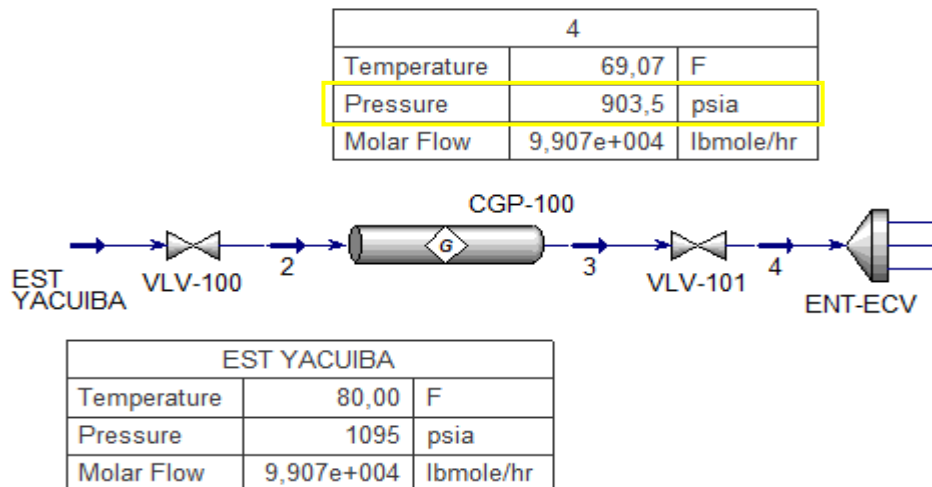
Fuente: Elaboración propia

Las elevaciones presentan signo negativo debido a que se tomo como nivel de referencia la elevación de la estación Yacuiba.

- Rugosidad: 0,00045
- Diámetro interno: 31 plg
- Diámetro externo: 32 plg
- Temperatura ambiente: 68 °F
- Transferencia de calor: 0,934 BTU/(ft-Hr-°F)

- ✓ Para la simulación del primer tramo, una vez introducidos los datos de entrada el simulador calcula un valor para la presión de succión de la ECV de 903,5 psia como se puede observar en la Figura 4.3.

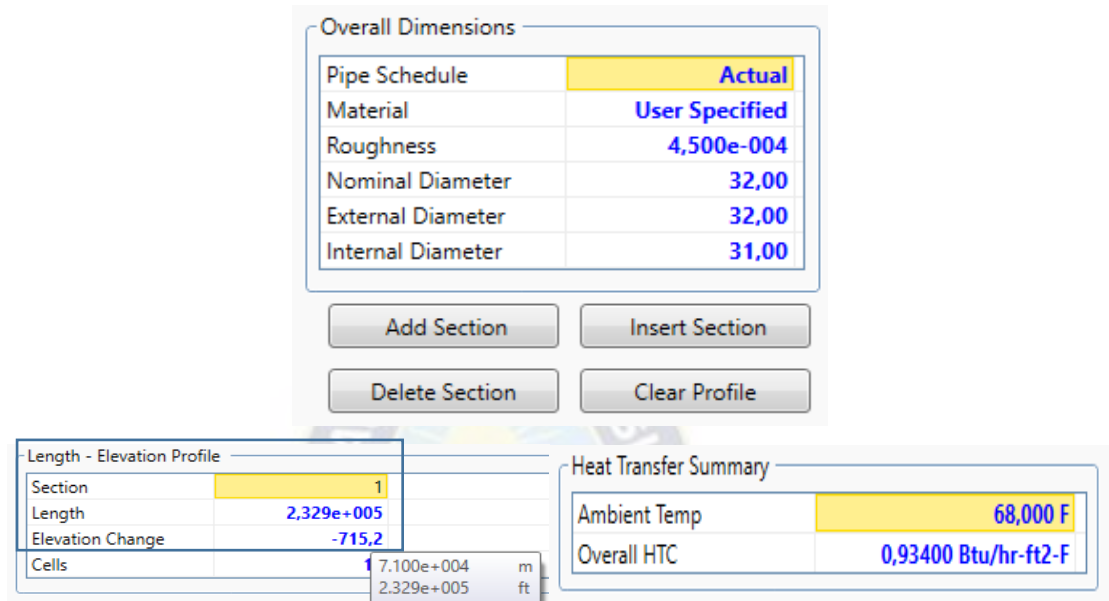
Figura 4.3. Simulación primer tramo Yacuiba – Villamontes



Fuente: Aspen HYSYS V8.8 – aspenONE

Para el segmento de tubería CGP-100 que representa el primer tramo Yacuiba - Villamontes, los datos ingresados fueron:

Figura 4.4. Datos introducidos segmento de tubería CGP-100 (Yacuiba – Villamontes)



Fuente: Aspen HYSYS V8.8 – aspenONE

Los mismos datos serán introducidos para los otros segmentos de tubería que, solo variará la longitud y la elevación, valores mostrados en las Tablas 4.9 y 4.10.

- ✓ Para el segundo tramo, debido a que las estaciones de compresión presentan una configuración en paralelo, para obtener la presión de descarga de la ECV con el simulador, primeramente, se debe calcular la relación de compresión entre la presión de succión obtenida por el simulador y la de descarga calculada manualmente, empleando la ecuación 2.21 se tiene:

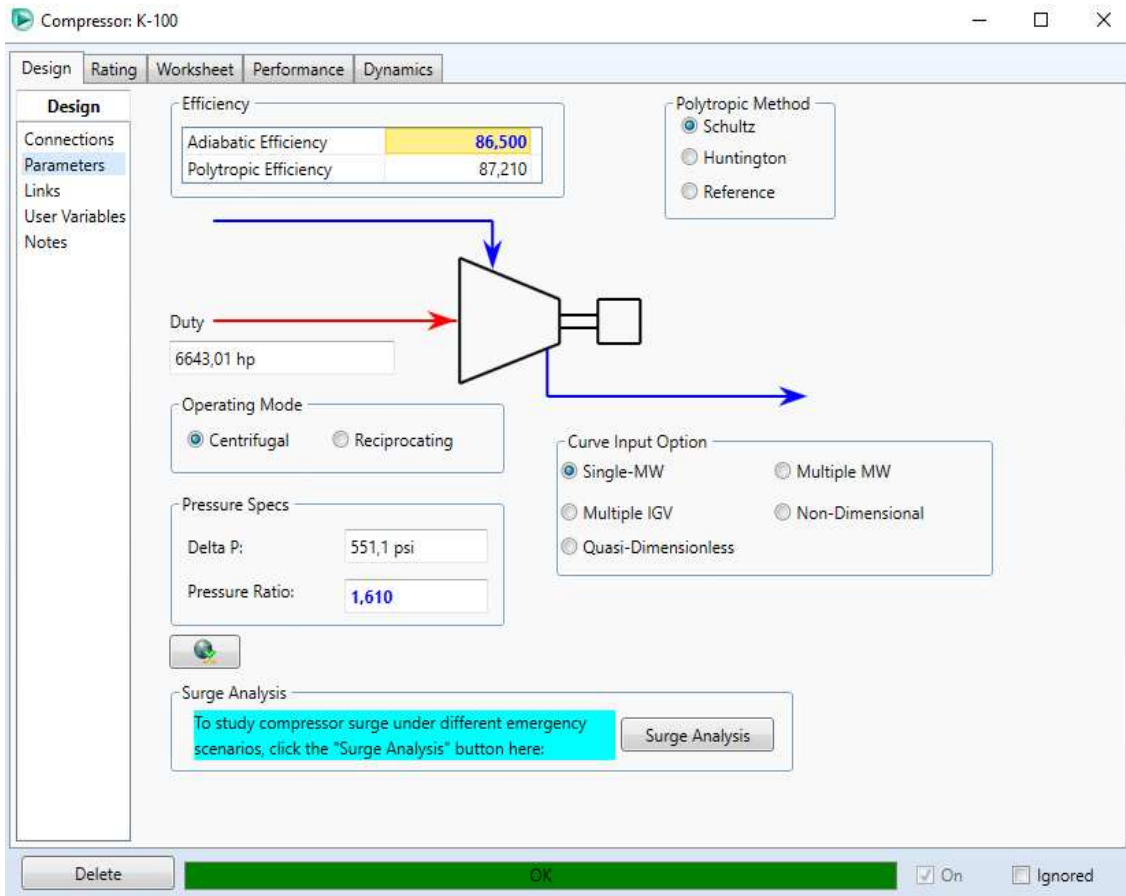
$$r = \frac{1454,7 \text{ psia}}{903,5 \text{ psia}}$$

$$r = 1,610$$

Los datos requeridos por el simulador para los compresores pertenecientes a la ECV, son los siguientes:

- Eficiencia adiabática: 86,5 %
- Relación de compresión: $r = 1,610$
- Flujo molar: 8,5 MMmcd

Figura 4.5. Simulación compresores ECV

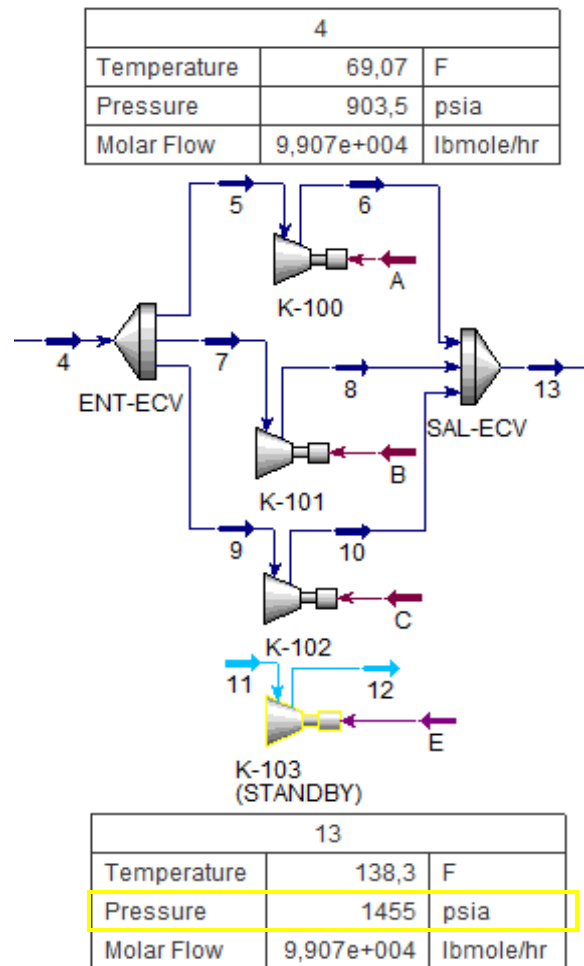


Fuente: Aspen HYSYS V8.8 – aspenONE

Al introducir la relación de compresión calculada, el simulador nos calcula una potencia de 6643,01 HP, la cual es inferior a la potencia máxima por compresor igual a 10310 HP.

Introducidos los datos requeridos por el simulador, la presión de descarga para la ECV obtenida por el programa fue de 1455 psia, como se puede observar en la Figura 4.6:

Figura 4.6. Simulación Estación de compresión Villamontes (ECV)



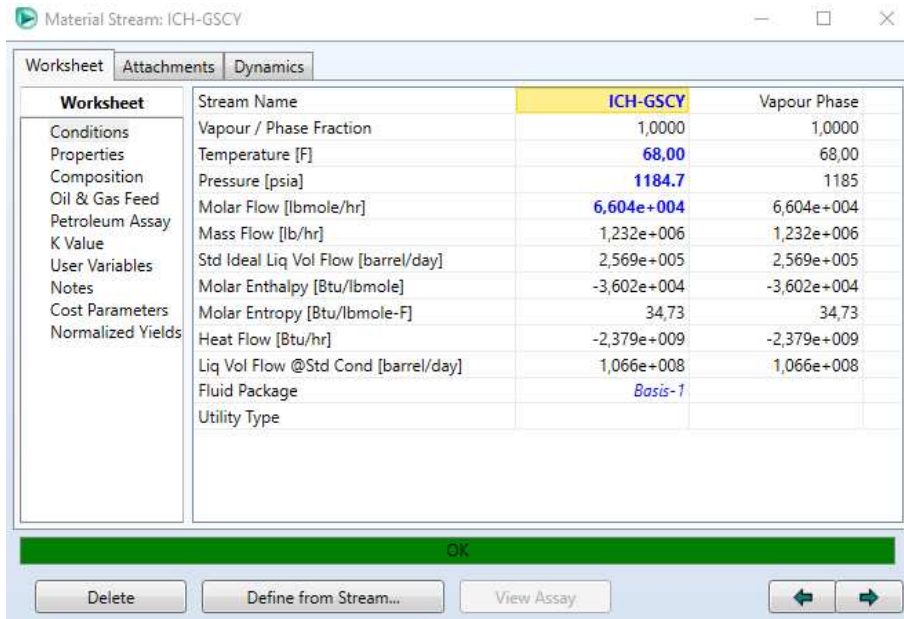
Fuente: Aspen HYSYS V8.8 – aspenONE

De los 25,5 MMmcd comprimidos por la ECV, 14 MMmcd se irán a la Interconexión GASYRG – GIJA y 11,5 MMmcd serán transportados hasta unirse con la producción del campo Incahuasi y volúmenes que no pudieran ser transportados por el GSCY, haciendo un total de 28,5 MMmcd los cuales ingresarán a la ECP.

Los parámetros introducidos en la corriente ICH - GSCY, serán los mencionados en la Tabla 4.5:

- Presión mínima de entrega: 1184,7 psia
- Temperatura ambiente: 68 °F

Figura 4.7. Datos de entrada en la corriente ICH - GSCY



Fuente: Aspen HYSYS V8.8 – aspenONE

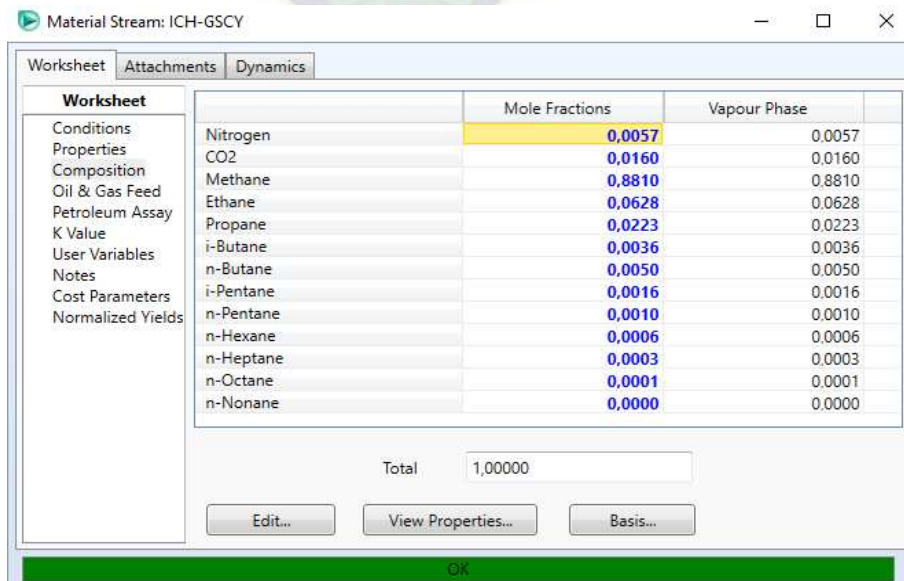
Para la corriente de alimentación ICH – GSCY, se introducirá la siguiente cromatografía:

Tabla 4.11. Cromatografía Estación de compresión Parapetí

N ₂	CO ₂	C1	C2	C3	iC4	nC4	iC5	nC5	C6	C7	C8	C9
0,5706	1,6006	88,0884	6,2801	2,2341	0,3629	0,5024	0,1554	0,1034	0,0649	0,0265	0,0099	0,0008

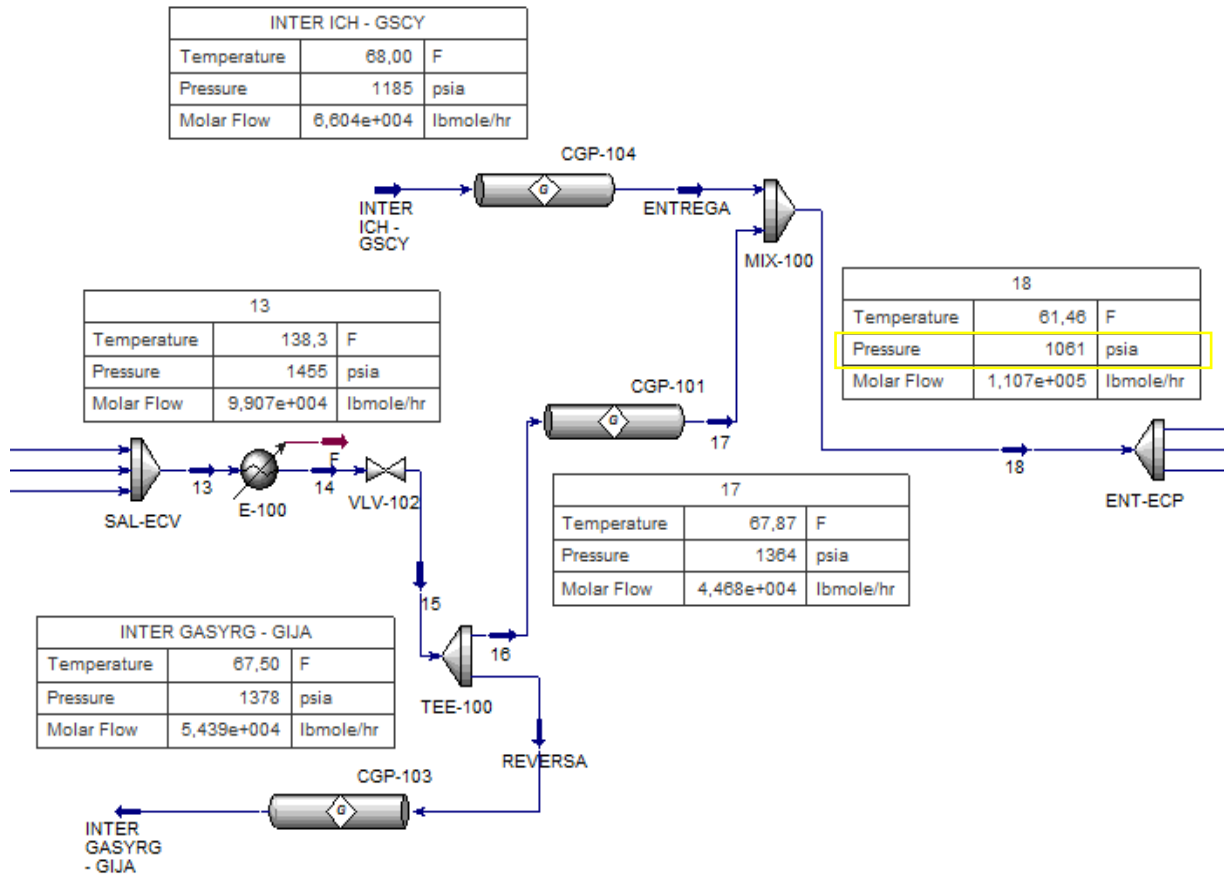
Fuente: (YFPB Transierra, 2014)

Figura 4.8. Cromatografía en la corriente ICH - GSCY



Fuente: Aspen HYSYS V8.8 – aspenONE

Figura 4.9. Simulación segundo tramo Villamontes - Parapetí



Fuente: Aspen HYSYS V8.8 – aspenONE

Como se puede observar en la Figura 4.9, la presión calculada por el simulador para un caudal transportado de 11,5 MMmcd antes de la interconexión ICH – GSCY es de 1364 psia.

La presión calculada al final de la Interconexión GASYRG - GIJA es de 1378 psia, menor a la MOP de este ducto.

La tubería CGP-103 representa el regreso de los 14 MMmcd por el primer tramo YAC-ECV, más la longitud de la Interconexión GASYRG - GIJA, este trayecto se puede ver representado en la Figura 1.7, la tubería CGP-104 representa la lateral Incahuasi

Para la simulación de la ECP, la presión de succión será la presión de descarga de la Lateral Incahuasi (ICH-GSCY), la cual se puede ver en la corriente 18 el valor calculado por el programa fue de 1061 psia, por esta corriente circulan los 28,5 MMmcd.

- ✓ Para la simulación del tercer tramo, de igual manera la estación de compresión presenta una configuración en paralelo, para obtener la presión de descarga de la ECP con el simulador, primeramente, se debe calcular la relación de compresión entre la presión de succión obtenida por el simulador y la de descarga calculada manualmente, empleando la ecuación 2.21 se tiene:

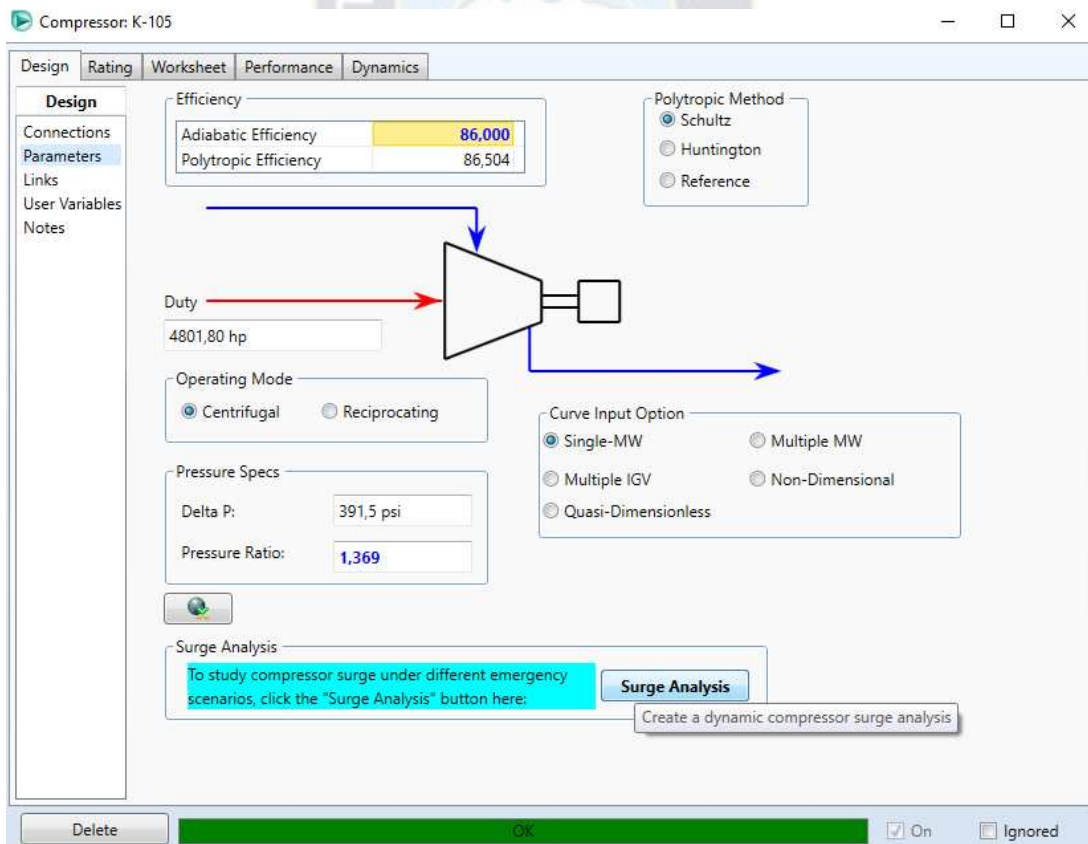
$$r = \frac{1452,6 \text{ psia}}{1061 \text{ psia}}$$

$$r = 1,369$$

Los datos requeridos para la simulación de los compresores pertenecientes a la ECP son los siguientes:

- Eficiencia adiabática: 86 %
- Relación de compresión: $r = 1,369$
- Flujo molar: 10 MMmcd

Figura 4.10. Simulación compresores ECP



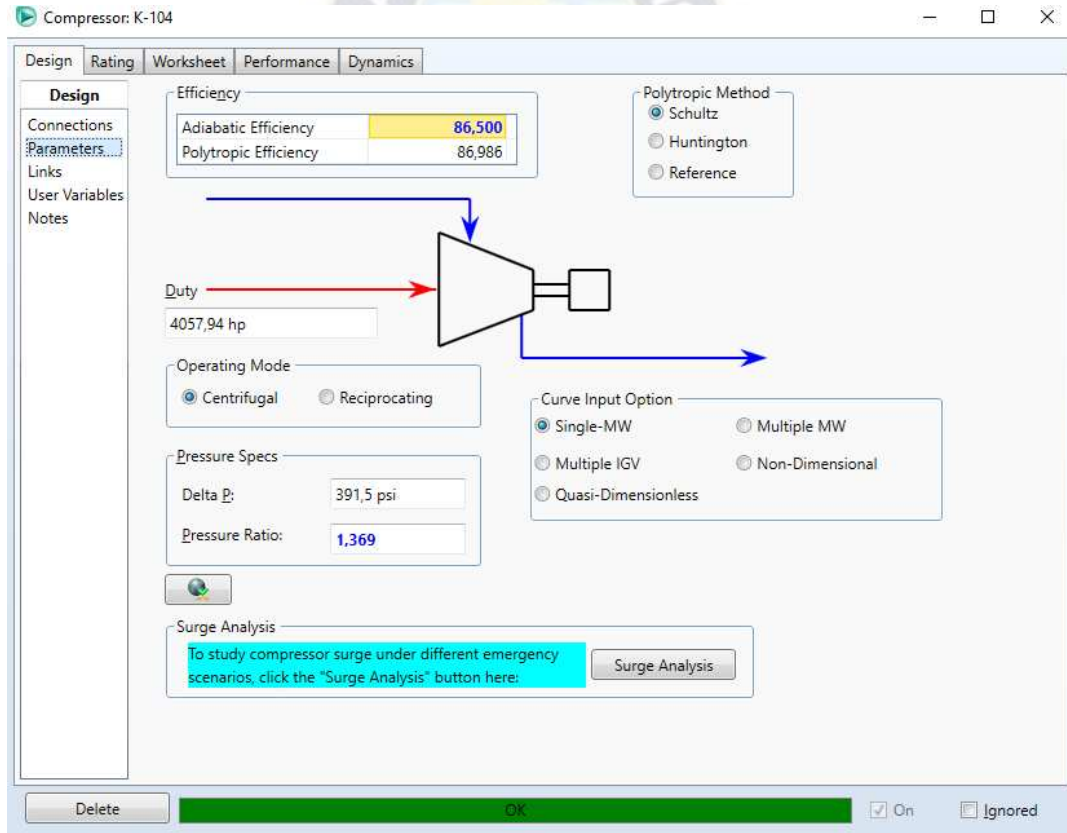
Fuente: Aspen HYSYS V8.8 – aspenONE

Al insertar el dato de la relación de compresión, el programa calcula una potencia de 4801,80 HP, inferior a la potencia máxima de operación de los compresores igual a 10000 HP.

Los datos introducidos para el tercer compresor que conformará la ECP, serán los mismos que los de la ECV, dado que es de las mismas características, excepto por la relación de compresión la cual variara en función a las presiones de succión y de descarga.

- Eficiencia adiabática: 86,5 %
- Relación de compresión: $r = 1,369$
- Flujo molar: 8,5 MMmcd

Figura 4.11. Simulación unidad de compresión movida de la ECV a la ECP

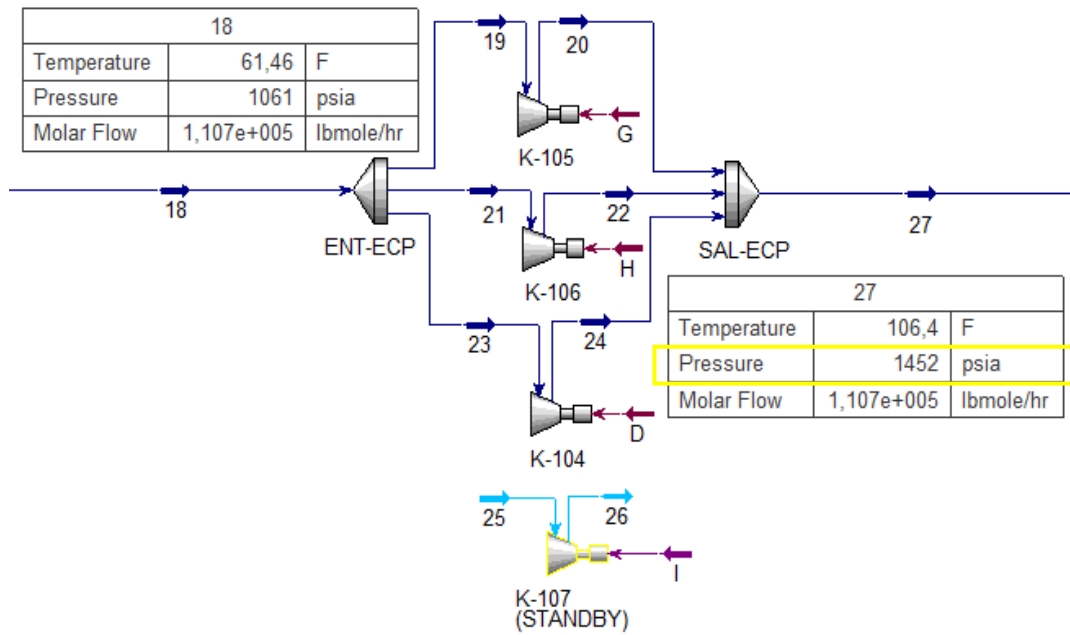


Fuente: Aspen HYSYS V8.8 – aspenONE

Como se puede observar al introducir la relación de compresión calculada, el programa calcula una potencia de 4057,94 HP, la cual es inferior a la potencia máxima de operación del compresor igual a 10310 HP.

Introducidos los datos requeridos por el programa la presión de descarga para la ECP obtenida por el programa fue de 1452 psia, como se puede observar en la Figura 4.12:

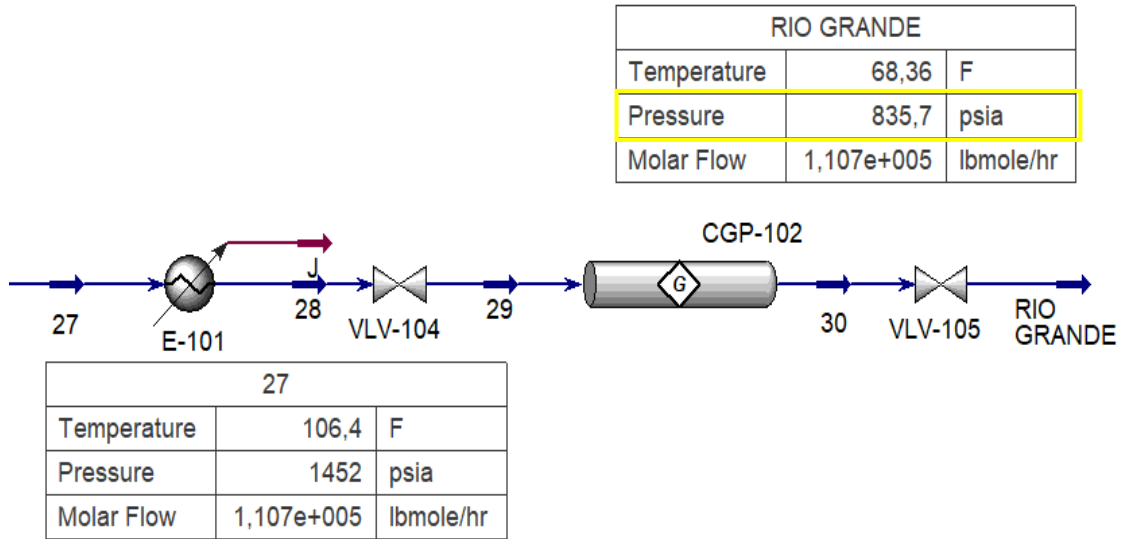
Figura 4.12. Simulación Estación de compresión Parapetí (ECP)



Fuente: Aspen HYSYS V8.8 – aspenONE

- ✓ Para la simulación del tercer tramo, con una presión de descarga de la ECP igual a 1452 psia y un caudal de 28,5 MMmcd, en la Figura 4.13 se puede observar que por este tramo sería transportado con normalidad el caudal propuesto, cumpliendo los parámetros de entrega solicitados en la estación de medición Río Grande, mostrados en la Tabla 4.2.

Figura 4.13. Simulación tercer tramo Parapetí – Río Grande

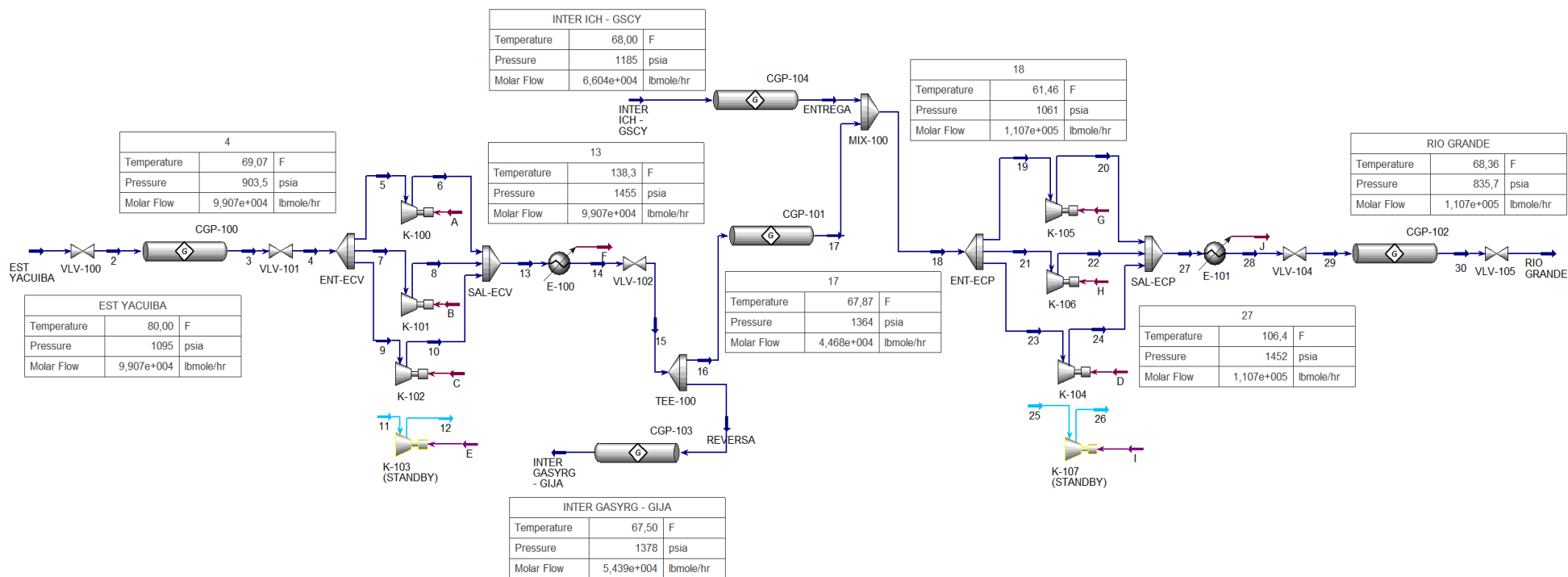


Fuente: Aspen HYSYS V8.8 – aspenONE

Como se puede observar la presión de entrega obtenida por el programa en la Estación de Río Grande es de 835,7 psia, la cual se encuentra por encima de la mínima permitida.

- ✓ Finalmente, en la Figura 4.14 se puede observar la configuración del GASYRG que para una capacidad máxima de 28,5 MMmcd al norte quedaría de la siguiente manera:

Figura 4.14. Simulación GASYRG adecuación propuesta – HYSYS



Fuente: Aspen HYSYS V8.8 – aspenONE

El Gasoducto cuenta a lo largo de su trayecto con 26 válvulas de las cuales en la simulación se encuentran las más representativas.

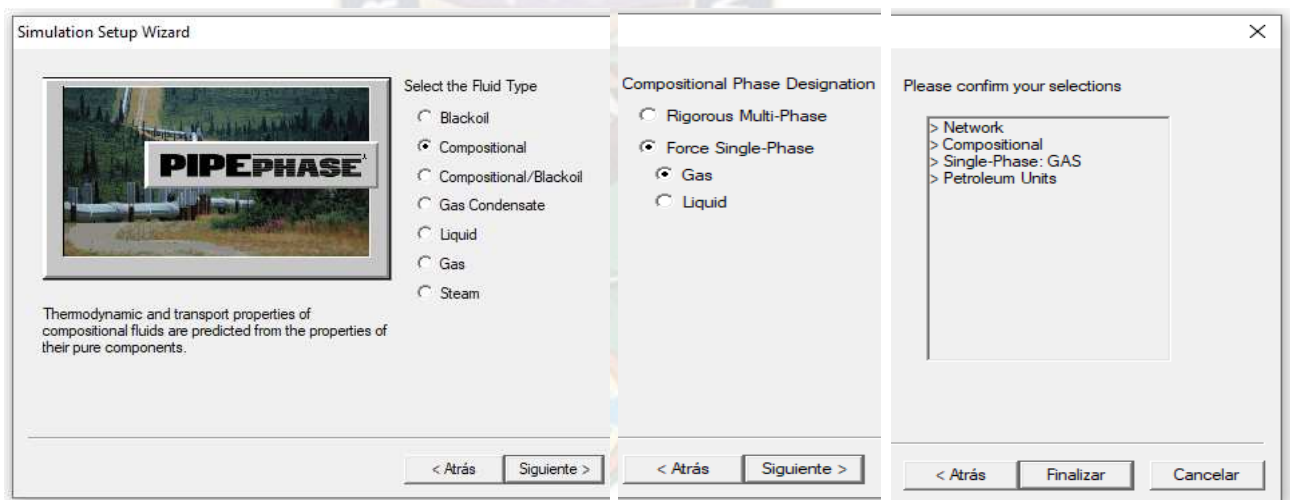
Así también, es importante mencionar que los Coolers después de cada estación de compresión representan el sistema de enfriamiento que debe instalarse, debido a que en el proceso de compresión la elevación de temperatura forma parte del proceso, la cual debe disminuirse por medio de este sistema.

4.8. SIMULACIÓN HIDRÁULICA DE LA ADECUACIÓN PROPUESTA EMPLEANDO EL SIMULADOR PIPEPHASE

Se empleará el simulador Pipephase para una simulación más detallada de lo que es la trayectoria del ducto, el programa empleará la correlación Beggs and Brill – Moody puesto que se trabajará con una tubería horizontal y un fluido monofásico.

- ✓ Al ingresar en el programa, primeramente, se escogerá el tipo de fluido y las unidades con las que se trabajará la corrida hidráulica, como se muestra a continuación:

Figura 4.15. Entorno de entrada



Fuente: Pipephase V9.1

- ✓ Escogido el tipo de fluido, se introducirá dos Source (YACUIBA) e (ICH-GSCY), y dos Sink (GIJA) y (RÍO GRANDE), los cuales serán unidos por Links donde se introducirán los parámetros requeridos para tuberías, compresores y válvulas.

- ✓ Como se puede observar en la Figura 4.16, al primer Source se lo denominará YACUIBA, en este se introducirán los datos de entrada al ducto, presión, temperatura y caudal mencionados anteriormente.

Figura 4.16. Datos de la corriente de entrada - YACUIBA

Compositional Source

Source Name: YACUIBA Short Name: YACU PVT Property Set: Default

Mandatory Data

Pressure

Fixed 1094.7 psia Estimated psia

Temperature: 80 F

Quality: %

Flow Basis: Gas Volume

Standard Flowrate

Fixed 25.5 MM m3/day Estimated 27 MM m3/day

Source Priority: 0

Composition

Define Composition... Distillation Data... Use Composition From...

Composition Basis: Molar Percent

Disable Source OK Cancel Help

Fuente: Pipephase V9.1

En la Figura 4.17 se puede observar, los datos introducidos en el primer Sink denominado GIJA, como presión estimada de llegada a diferencia de HYSYS se introducirá la presión mínima de entrega al GIJA para obtener un valor más preciso, mencionada en la Tabla 4.4A y un caudal estimado de 14 MMmcd.

Figura 4.17. Datos de la corriente GIJA

Sink

Sink Name: GIJA Short Name: GIJA

Injection Well

Mandatory Data

Pressure

Fixed 1455 psia Estimated 981.9 psia

Standard Flowrate

Fixed 1.318e+00 lb/hr Estimated 1.318e+00 lb/hr

PVT Property Set: Default

Disable Sink

OK Cancel Help

Fuente: Pipephase V9.1

Posteriormente como se puede observar en la Figura 4.18, se introducirá el segundo Sink denominado ICH-GSCY por el cual ingresará al GASYRG un volumen de 17 MMmcd a una presión de 1184,7 psia.

Figura 4.18. Datos de la corriente interconexión ICH - GSCY

Fuente: Pipephase V9.1

Finalmente, se introducirá el segundo Sink denominado RÍO GRANDE, en el cual se colocará una presión igual a 834,7 psia como valor estimado debido a que es la presión mínima de entrega a RÍO GRANDE, así también se colocará un caudal estimado de entrega de 28,5 MMmcd, como se puede observar en la Figura 4.19.

Figura 4.19. Datos de la corriente de llegada RÍO GRANDE

Fuente: Pipephase V9.1

- ✓ A diferencia de HYSYS, se introducirá en el simulador todas las secciones de tubería separadas por 26 válvulas. Se ingresará en los Links, nombrados por tramos, las secciones de tubería, válvulas y compresores que conforman el gasoducto.

Tabla 4.12. Elevaciones y longitudes de las secciones de tubería

	PUNTO	ELEVACIÓN (msnm)	DIFERENCIA (msnm)	LONGITUD (km)
1	ESTACIÓN YACUIBA	668	0	0
2	VÁLVULA SDV-02	638	-30	26
3	VÁLVULA SDV-03	583	-55	50
4	ESTACIÓN VILLAMONTES	450	-133	71
5	VÁLVULA SDV-08	480	30	95
6	VÁLVULA SDV-09	612	132	122
7	ESTACIÓN BUENA VISTA	708	96	143
8	VÁLVULA SDV-013	784	76	176
9	VÁLVULA SDV-014	740	-44	201
10	ESTACIÓN PARAPETÍ	599	-141	230
11	VÁLVULA SDV-019	687	88	251
12	VÁLVULA SDV-020	653	-34	283
13	ESTACIÓN HUOCHE	563	-90	313
14	VÁLVULA SDV-024	406	-157	344
15	VÁLVULA SDV-025	388	-18	375
16	VÁLVULA SDV-026	380	-8	401
17	ESTACIÓN RÍO GRANDE	347	-33	431

Fuente: (ANH, 2021a)

Figura 4.20. Tramo YACUIBA – ECV

Device Name	Data Entry Window	On?	Length (m)	Elevation Change (m)	MWD (m)	Depth (m)
YACU	Source					
P000	Pipe	✓	26000,00	-30,00		
V002	Valve	✓				
P001	Pipe	✓	24000,00	-55,00		
V003	Valve	✓				
P002	Pipe	✓	21000,00	-133,00		
ECV	Compr	✓				
J000	Junction					

Fuente: Pipephase V9.1

Figura 4.21A. Tramo ECV – ECP

Link <ECV-ECP> Device Data

	Device Name	Data Entry Window	On?	Length (m)	Elevation Change (m)	MWD (m)	Depth (m)
0	J000	Junction					
1	P004	Pipe	<input checked="" type="checkbox"/>	24000,00	30,00		
2	V008	Valve	<input checked="" type="checkbox"/>				
3	P005	Pipe	<input checked="" type="checkbox"/>	27000,00	132,00		
4	V009	Valve	<input checked="" type="checkbox"/>				
5	P006	Pipe	<input checked="" type="checkbox"/>	21000,00	96,00		
6	P007	Pipe	<input checked="" type="checkbox"/>	33000,00	76,00		
7	V013	Valve	<input checked="" type="checkbox"/>				
8	P008	Pipe	<input checked="" type="checkbox"/>	25000,00	-44,00		
9	V014	Valve	<input checked="" type="checkbox"/>				

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

Fuente: Pipephase V9.1

Figura 4.21B. Tramo ECV – ECP

Link <ECV-ECP> Device Data

	Device Name	Data Entry Window	On?	Length (m)	Elevation Change (m)	MWD (m)	Depth (m)
2	V008	Valve	<input checked="" type="checkbox"/>				
3	P005	Pipe	<input checked="" type="checkbox"/>	27000,00	132,00		
4	V009	Valve	<input checked="" type="checkbox"/>				
5	P006	Pipe	<input checked="" type="checkbox"/>	21000,00	96,00		
6	P007	Pipe	<input checked="" type="checkbox"/>	33000,00	76,00		
7	V013	Valve	<input checked="" type="checkbox"/>				
8	P008	Pipe	<input checked="" type="checkbox"/>	25000,00	-44,00		
9	V014	Valve	<input checked="" type="checkbox"/>				
10	P009	Pipe	<input checked="" type="checkbox"/>	29000,00	-141,00		
11	J001	Junction					

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

Fuente: Pipephase V9.1

Figura 4.22A. Tramo ECP – RÍO GRANDE

Link <ECP-RGD> Device Data

	Device Name	Data Entry Window	On?	Length (m)	Elevation Change (m)	MWD (m)	Depth (m)		Inserts After
0	J001	Junction							
1	ECP	Compr	<input checked="" type="checkbox"/>						
2	P010	Pipe	<input checked="" type="checkbox"/>	21000,00	88,00				
3	V019	Valve	<input checked="" type="checkbox"/>						
4	P011	Pipe	<input checked="" type="checkbox"/>	32000,00	-34,00				
5	V020	Valve	<input checked="" type="checkbox"/>						
6	P012	Pipe	<input checked="" type="checkbox"/>	30000,00	-90,00				
7	P013	Pipe	<input checked="" type="checkbox"/>	31000,00	-157,00				
8	V024	Valve	<input checked="" type="checkbox"/>						
9	P014	Pipe	<input checked="" type="checkbox"/>	31000,00	-18,00				

Fuente: Pipephase V9.1

Figura 4.22B. Tramo ECP – RÍO GRANDE

Link <ECP-RGD> Device Data

	Device Name	Data Entry Window	On?	Length (m)	Elevation Change (m)	MWD (m)	Depth (m)		Inserts After
5	V020	Valve	<input checked="" type="checkbox"/>						
6	P012	Pipe	<input checked="" type="checkbox"/>	30000,00	-90,00				
7	P013	Pipe	<input checked="" type="checkbox"/>	31000,00	-157,00				
8	V024	Valve	<input checked="" type="checkbox"/>						
9	P014	Pipe	<input checked="" type="checkbox"/>	31000,00	-18,00				
10	V025	Valve	<input checked="" type="checkbox"/>						
11	P015	Pipe	<input checked="" type="checkbox"/>	26000,00	-8,00				
12	V026	Valve	<input checked="" type="checkbox"/>						
13	P016	Pipe	<input checked="" type="checkbox"/>	30000,00	-33,00				
14	RIOG	Sink							

Fuente: Pipephase V9.1

Al igual que en HYSYS se introducirán los segmentos de tubería correspondientes a las interconexiones como se puede observar en la Tabla 4.4 y 4.5, con sus respectivas longitudes y elevaciones mostradas en la Tabla 4.9.

Respecto a la interconexión GIJA la longitud introducida para este segmento de tubería será de 72800 m, dado que el volumen destinado a la Argentina igual a 14 MMmcd una vez comprimido en la ECV, retornará por el primer tramo YAC - ECV y pasará por la Interconexión GIJA para ser entregado finalmente.

El dato de elevación aproximado para esta tubería, será la diferencia entre la elevación de la ECV y la Estación Yacuiba debido a que no se cuenta con la elevación de la Estación Campo Grande, se considerará esto dado que este tramo de tubería es de 1,8 km, longitud que no influiría en consideración a la caída de presión que podría existir, para HYSYS se consideró el mismo criterio.

Figura 4.23. Tramo Interconexión GIJA

Link <INTERGIJA> Device Data

	Device Name	Data Entry Window	On?	Length (m)	Elevation Change (m)	MWD (m)	Depth (m)	Inserts After
0	J000	Junction						
1	P003	Pipe	<input checked="" type="checkbox"/>	72800,00	218,00			Pipe
2	GIJA	Sink						Pipeline Riser

Fuente: Pipephase V9.1

Figura 4.24. Tramo Interconexión lateral INCAHUASI

Link <INTERICH> Device Data

	Device Name	Data Entry Window	On?	Length (m)	Elevation Change (m)	MWD (m)	Depth (m)	Inserts After
0	ICH-	Source						
1	P017	Pipe	<input checked="" type="checkbox"/>	101700,00	-359,00			Pipe
2	J001	Junction						Pipeline Riser

Fuente: Pipephase V9.1

- ✓ Para las válvulas, segmentos de tubería y compresores, en las Figuras 4.25, 4.26 y 4.27 se puede observar los parámetros requeridos para la simulación de estos:

Figura 4.25. Datos requeridos tuberías

Fuente: Pipephase V9.1

En la Figura 4.26 se puede observar los parámetros requeridos por el simulador para las válvulas de seguridad:

Figura 4.26. Datos requeridos válvulas

Fuente: Pipephase V9.1

Como se puede observar en la Figura 4.27 y 4.28, para cada estación de compresión se introducirá el dato de la presión de descarga justificada en los cálculos manuales y la eficiencia adiabática.

Figura 4.27. Simulación Estación de compresión Villamontes – ECV

Compressor

Compressor Name

Mandatory Data

Power hp

Outlet Pressure psia

Compressor Curve

Operating Conditions

Power hp

Outlet Pressure psia

Speed rpm

Number of Stages

Number of Curves

Adiabatic Efficiency %

Fuente: Pipephase V9.1

Figura 4.28. Simulación Estación de compresión Parapeti - ECP

Compressor

Compressor Name

Mandatory Data

Power hp

Outlet Pressure psia

Compressor Curve

Operating Conditions

Power hp

Outlet Pressure psia

Speed rpm

Number of Stages

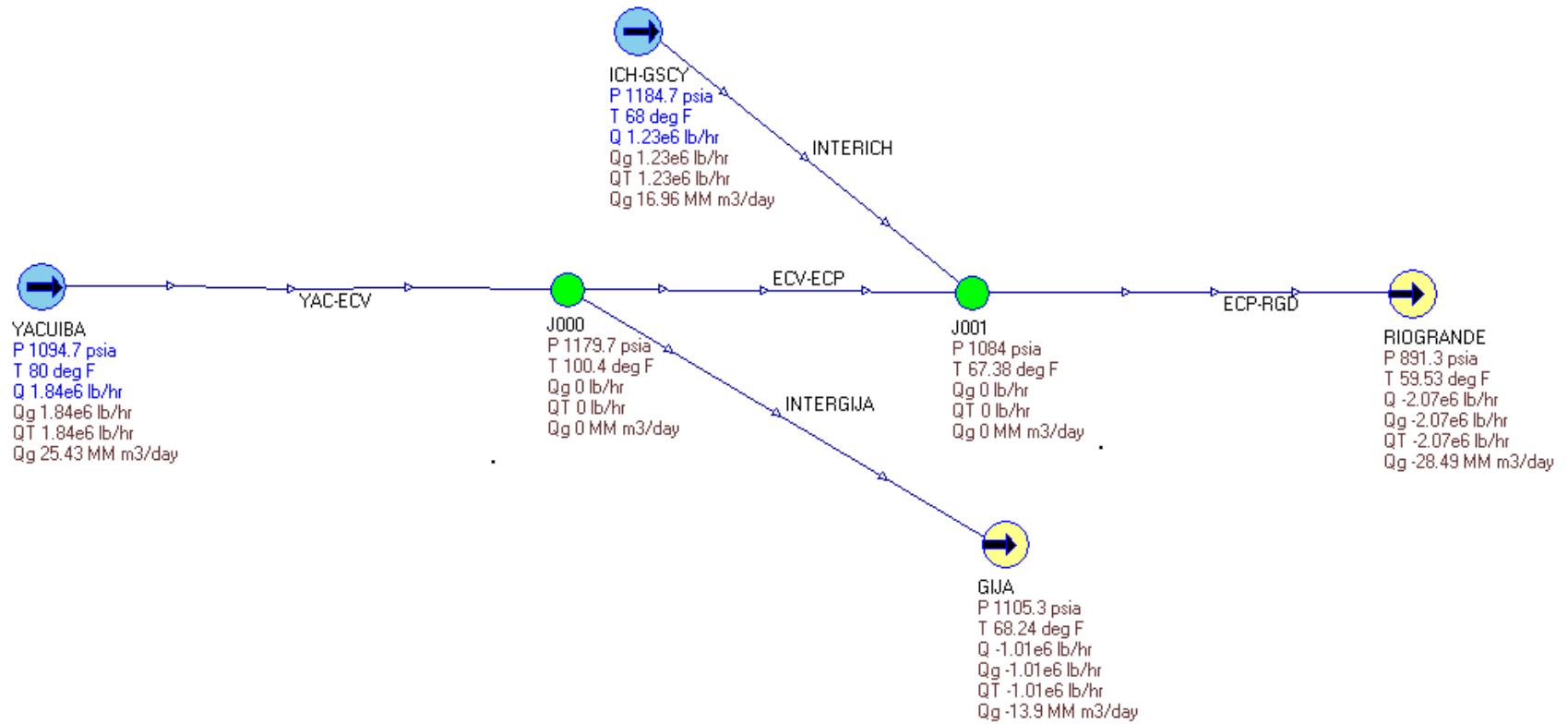
Number of Curves

Adiabatic Efficiency %

Fuente: Pipephase V9.1

- ✓ Introducidos los datos en las corrientes, tramos y parámetros de operación de los equipos que conforman el gasoducto, se procede a la corrida hidráulica:

Figura 4.29. Simulación adecuación propuesta – PIPEPHASE



Fuente: Pipephase V9.1

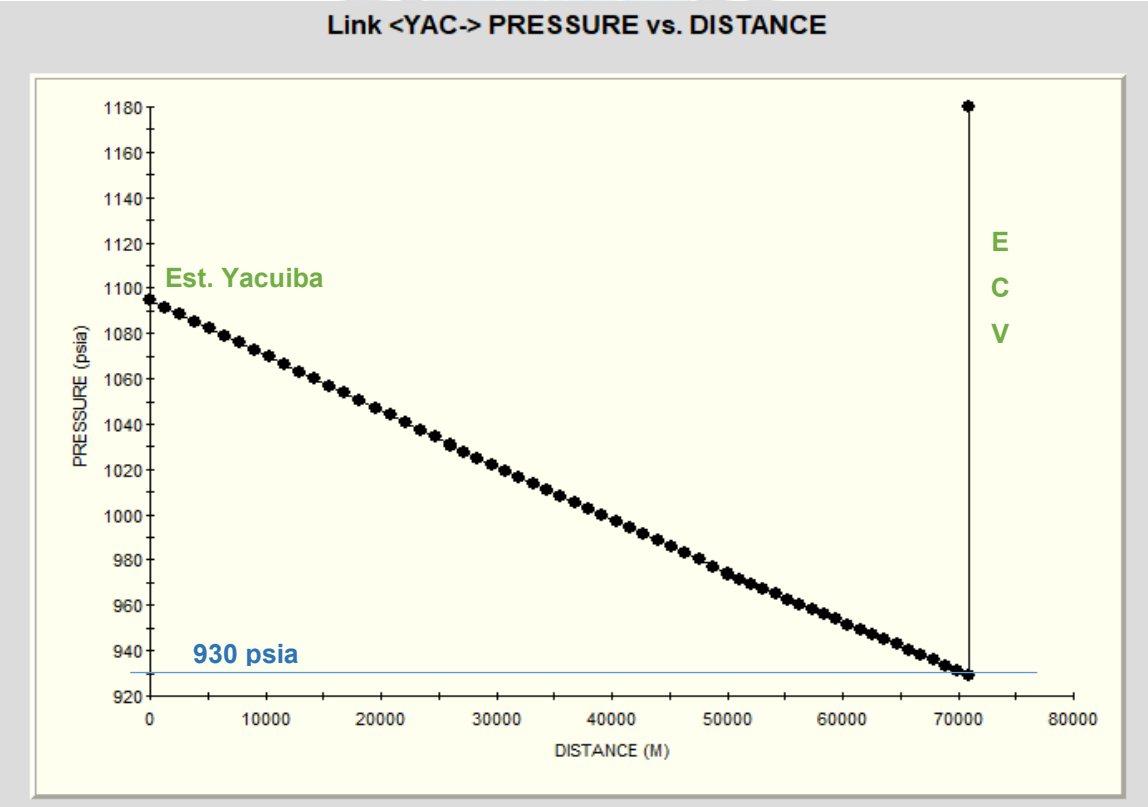
Como se puede observar en la Figura 4.29, realizada la corrida hidráulica, en las corrientes de salida se muestran los resultados obtenidos por el simulador.

La presión de descarga para la ECV calculada por el simulador fue de 1179,7 psia, en la corriente de alimentación al GIJA, se puede observar que la presión de entrega al GIJA para un volumen de 14 MMmcd sería de 1105,3 psia, este valor tendría una aproximación más cercana a diferencia de HYSYS, gracias a que en PIPEPHASE se pueden introducir presiones estimadas en las corrientes de entrega.

La presión de entrega en la estación Río Grande calculada por el simulador es igual a 891,4 psia, mayor a la mínima permitida de 834,7 psia.

Para ver los resultados de la presión de la ECV obtenidos por el simulador, entramos al perfil de Presión vs. Distancia del tramo YAC-ECV, como se puede observar en la Figura 4.30:

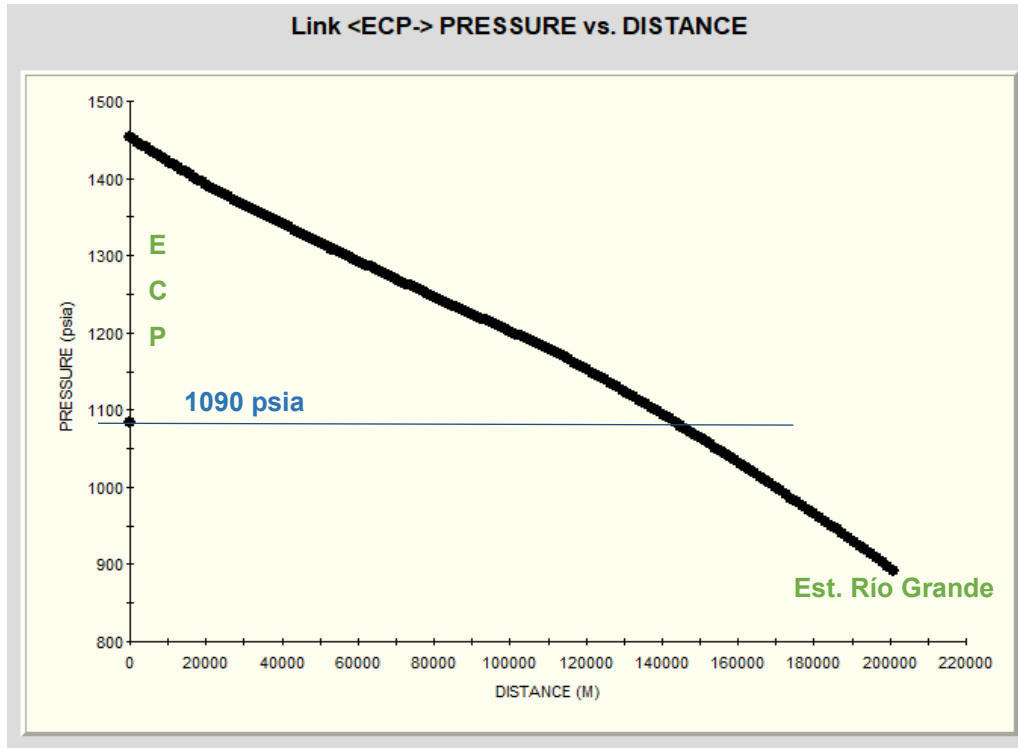
Figura 4.30. Presión de succión ECV – PIPEPHASE



Fuente: Pipephase V9.1

La presión de succión de la ECV, aproximadamente alcanzaría un valor de 930 psia. Para el valor de la presión de succión de la ECP, entramos al perfil de Presión vs. Distancia del tramo ECP-RGD como se puede observar en la Figura 4.31:

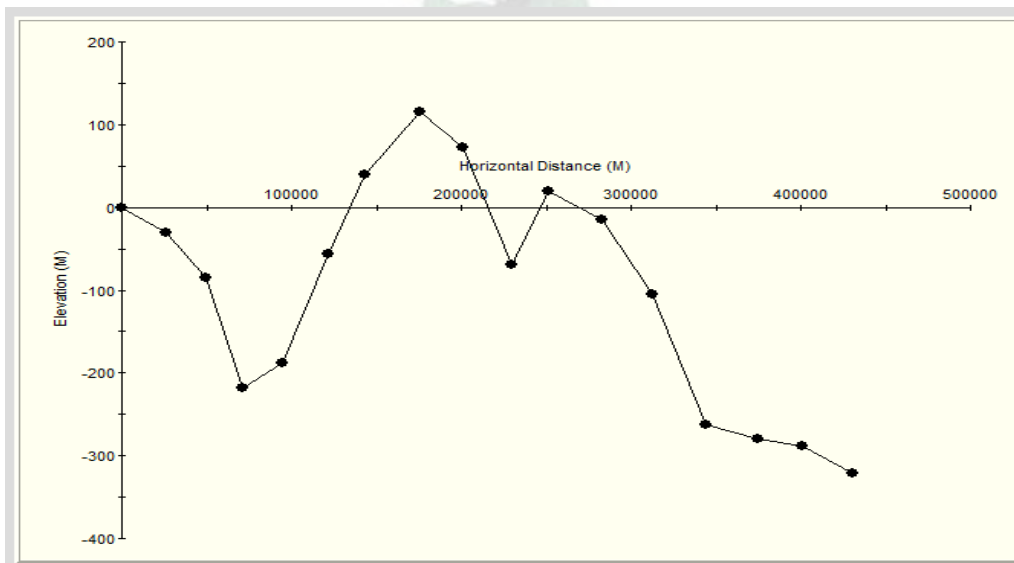
Figura 4.31. Presión de succión ECP - PIPEPHASE



Fuente: Pipephase V9.1

La presión de succión de la ECP, aproximadamente alcanzaría un valor de 1090 psia. Pipephase también nos da la opción de ver el perfil del gasoducto, como se puede observar en la siguiente figura:

Figura 4.32. Perfil GASYRG



Fuente: Pipephase V9.1

Se puede observar que la figura 4.32. no varía a la Figura 1.2 proporcionada por YPFB Transierra, lo que sería un indicativo de que los datos de altimetría estarían introducidos correctamente.

4.9. RESULTADOS DE LOS PARÁMETROS DE OPERACIÓN A LA ADECUACIÓN PROPUESTA

Realizado el cálculo manual y las simulaciones en HYSYS y Pipephase se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla 4.13. Resultados parámetros de operación a la adecuación propuesta

PARÁMETRO	CÁLCULO HIDRÁULICO	HYSYS	PIPEPHASE
Presión de Entrada	1094,7*	1094,7*	1094,7*
Presión de Succión ECV	906,1	903,5	930
Presión de Descarga ECV	1454,7*	1454,7*	1179,7
Presión INTER-GIJA	1454,7*	1378	1105,3
Presión de succión ECP (11,5 MMmcd)	1370,7	1364	-
Presión de Succión ECP	1050,7	1061	1090
Presión de Descarga ECP	1452,6	1452,6*	1452,6*
Presión de entrega Río Grande	834,7*	835,7	891,4

(*) Estos parámetros no fueron calculados / Las presiones están en unidades absolutas (psia)

Fuente: Elaboración propia

De la tabla 4.13 se tiene lo siguiente:

- La presión de entrada al ducto se tenía como dato, siendo necesaria para los cálculos manuales y simuladores.
- La presión de succión para la ECV fue calculada manualmente y por los simuladores.
- La presión de descarga de la ECV, se asumió que alcanzaría la MOP del GASYRG, en el cálculo hidráulico y en HYSYS, en este último para poder obtener la presión al final de la Interconexión GIJA, por otra parte, a pesar de haber introducido el valor de la MOP como presión de descarga de la ECV en PIPEPHASE, este simulador calculo un valor de 1179,7 psia.
- La presión al finalizar la Interconexión GASYRG - GIJA no fue calculada manualmente, el simulador HYSYS calculó una presión de 1378 psia y PIPEPHASE calculó una presión de 1105,3 psia ambas presiones se encuentran en los parámetros de operación de la Interconexión GIJA, es importante mencionar que a diferencia de HYSYS el simulador PIPEPHASE te

permite ingresar una presión de entrega en las corrientes de salida por lo que nos daría una presión más aproximada en estos puntos.

- La presión al finalizar el segundo tramo, por el que serían transportados 11,5 MMmcd antes de la interconexión ICH-GSCY, se calculó de manera manual y con el simulador HYSYS, este no pudo ser calculado por PIPEPHASE debido a que este simulador presenta más que todo resultados en las corrientes principales y no así en las intermedias.
- Para la presión de succión de la ECP el valor de 1050,7 psia fue justificado en el cálculo hidráulico, el simulador HYSYS calculo un valor de 1061 psia y en PIPEPHASE se obtuvo un valor de 1090 psia.
- La presión de descarga de la ECP, fue calculada manualmente teniendo como dato que la presión mínima requerida de entrega en la estación Río Grande debe ser igual a 834,7 psia, en el cálculo se obtuvo una presión de 1452,6 psia la cual fue introducida en los simuladores HYSYS y PIPEPHASE, debido a que era un dato requerido para calcular la presión de entrega a Río Grande.
- Finalmente, para la presión de entrega a la Estación Río Grande, en el cálculo manual esta presión se tenía como dato, para HYSYS y PIPEPHASE esta presión fue calculada por las correlaciones que estos emplean, ambos simuladores calcularon una presión de entrega mayor a la mínima permitida.

Como se puede observar los parámetros de operación obtenidos por HYSYS y PIPEPHASE, no varían en consideración y tampoco sobrepasan la máxima presión de operación del ducto en la descarga de las estaciones, lo cual demuestra que la adecuación propuesta sería una buena alternativa para el incremento de capacidad a 28,5 MMmcd, los parámetros de caudal y potencia en las estaciones, serían:

Tabla 4.14. Parámetros caudal y potencia de las estaciones de compresión en el GASYRG a la capacidad propuesta

Estaciones de Compresión	Caudal MMmcd	Potencia Instalada (HP)	Número de TC'S
ECV	25,5	41.240	3 en paralelo + 1 stand by
ECP	28,5	40.000	3 en paralelo + 1 stand by

Fuente: Elaboración propia

A continuación, en el siguiente capítulo se realizará un análisis económico, para ver si el proyecto es factible.

CAPÍTULO V – ANÁLISIS ECONÓMICO

La instalación de estaciones de compresión representa un evento puntual en las inversiones generales del proyecto, este costo incluye el costo del terreno, equipos, instalación, infraestructura, etc.

Sin embargo, se debe tomar en cuenta que los sistemas de compresión representan un alto costo de operación y mantenimiento, el mismo que estará en función al factor de uso, volumen comprimido, tipo de compresor, costo de combustible, etc.

Por otro lado, las estaciones de compresión, abarcan menores extensiones de terreno respecto de los loops, generando así menores costos en logística y menor impacto sobre el medio ambiente. (LATIN ENERGY, 2009)

En el presente capítulo se tiene el objetivo de realizar un análisis económico del proyecto, el cual solo será una estimación de la adecuación de la estación de compresión Parapetí, empleando los indicadores financieros que nos mostrarán si el proyecto es rentable.

5.1. COSTOS DE INVERSIÓN DEL PROYECTO

Las características básicas del compresor a instalar en la Estación de Compresión Parapetí son:

Tabla 5.1. Características básicas de la unidad de compresión

Unidad de Compresión	Compresor	Tipo	Suministro de energía	Potencia (HP)
C-201E	Solar Taurus 70	Compresor centrifugo	Gas Natural	10310

Fuente: (ANH, 2012)

Es importante mencionar que la Estación de Compresión Parapetí cuenta con las instalaciones para la implementación de una unidad de compresión, lo cual no será considerado como una inversión a realizar en el proyecto.

Para una estimación del monto a invertir se emplearán costos manejados por Transierra, para las estaciones de compresión, los cuales son:

Tabla 5.2. Inversión del proyecto

Detalle	Presupuesto estimado 1TC (US\$)
Licencia y permisos	5.000,00
Ingeniería	150.000,00
Gerencia del Personal de Administración y Servicios	50.000,00
Equipos y Materiales	1.552.241,00
Construcción / Servicios	2.088.598,00
Administración de proyecto	627.000,00
TOTAL	4.472.839,00

Fuente: (ANH, 2016)

Los costos de los equipos y Materiales, Construcción/Servicios se detallan de la siguiente manera:

Tabla 5.3. Costo estimado Equipos y Materiales

Equipos principales	
Aero enfriadores	750.000,00
Panel MCC	150.000,00
Cabezal Succión	150.000,00
Cabezal Descarga	150.000,00
Válvulas principales	
Válvulas (Seguridad, bola, check, etc.)	352.241,00
Total Equipos y Materiales	1.552.241,00

Fuente: (ANH, 2016)

El proyecto contemplará la adquisición de materiales mecánicos, eléctricos, de instrumentación, control y comunicaciones para la ejecución de obras; de forma enunciativa más no limitativa, los materiales por adquirir son:

- **Mecánicos:** Válvulas, bridas, codos, cañería, espárragos, juntas espiraladas, tee, ciegos, threadolet y otros menores. Los materiales mecánicos ANSI 600.
- **Eléctricos:** Cables, conduits, caja de paso, tableros, banco de baterías, transformador de potencia y otros menores.
- **Instrumentación, control y comunicaciones:** Transmisores de temperatura, transmisores de presión, sensores de fuego y gas, botonera de paro de emergencia, cables de instrumentación, 94onduit, sistema satelital, HMI y otros accesorios menores.

Tabla 5.4. Costo estimado Construcción/Servicios

Construcción	Costo \$US
Materiales Mecánicos	1.307.572,00
Instrumentos	659.514,00
Materiales eléctricos	121.512,00
Total Construcción/ Servicios	2.088.598,00

Fuente: (ANH, 2016)

La distribución de la inversión a realizar es un estimado, debido a que esto se analizará mediante un flujo de caja.

5.2. COSTOS DE OPERACIÓN DEL PROYECTO

Cada año YPFB Transierra elabora un Presupuesto programado de acuerdo a los ingresos que se tiene por los volúmenes contratados y los costos de operación, dado que el compresor a instalar en la ECP forma parte del sistema de compresión de la ECV, se dividirá los costos de operación de la siguiente manera con la respectiva justificación de porque no serán tomados en cuenta en el flujo de caja del proyecto.

Los gastos de operación se los pueden dividir en tres:

- a. Gastos de operación**
- b. Gastos de mantenimiento**
- c. Gastos de administración**

a. Gastos de operación

Se tiene planificado realizar una optimización operativa que permitirá contar con personal para la operación de la Estación de compresión Parapetí, considerando que dicho personal ya se encuentra contemplado en la base tarifaria se define que no sea considerado gastos operativos incrementales asociados al proyecto.

b. Gastos de Mantenimiento

Considerando que el equipo de compresión que se propone trasladar de la ECV a la ECP ya se encuentra dentro de la base tarifaria de YPFB Transierra, se define que no sean considerados gastos de mantenimiento incrementales asociados al Proyecto.

c. Gastos de administración

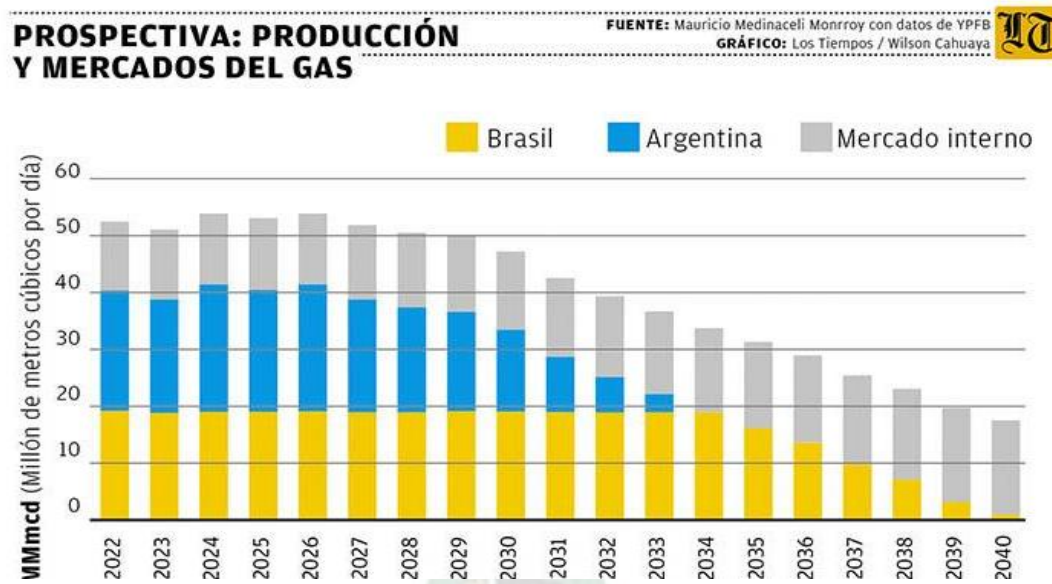
Considerando que el sistema operativo al que pertenecerá la Estación de compresión Parapetí cuenta con encargados de su respectiva administración, no se consideraría gastos administrativos incrementales asociados al proyecto.

5.3. ANÁLISIS DE INGRESOS DEL PROYECTO POR VOLÚMENES A SER TRANSPORTADOS POR EL GASYRG

En esta sección se realizará un análisis de los volúmenes actuales que se encuentra transportando el GASYRG y la capacidad que dispondría en el lado sur (GIJA) y al lado norte (RÍO GRANDE), con la aplicación del proyecto.

Se hará énfasis en los volúmenes transportados por el GSCY al norte, involucrando mercado interno y exportación, demostrando que con la capacidad que llegaría a contar el GASYRG al norte, estos volúmenes podrían ser transportados con normalidad.

Figura 5.1. Prospectiva producción y mercados del gas



Fuente: (Los Tiempos, n.d.)

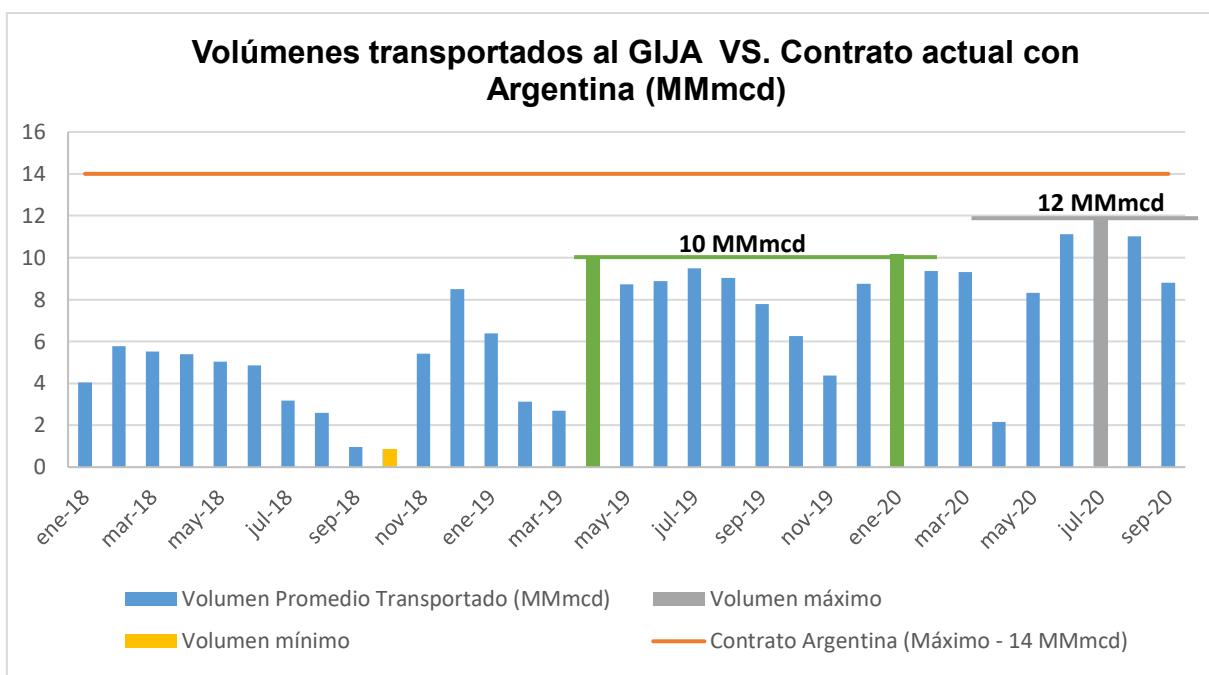
El país exporta diariamente 14 MMmcd de gas a Argentina y 20 MMmcd a Brasil, y el consumo interno llega a 14 MMmcd, haciendo un total de 48 MMmcd.

Para resaltar la aportación económica de la exportación de gas representa la mitad del crecimiento del PIB de Bolivia, de los últimos 15 años, se debe a la venta de gas a Brasil. (Medinaceli, 2021)

5.3.1. VOLÚMENES TRANSPORTADOS AL GIJA

Los volúmenes transportados al GIJA durante las gestiones 2018 – 2020, fueron los siguientes:

Figura 5.2. Volúmenes transportados actualmente al lado Sur por el GASYRG



Fuente: (ANH, 2021e)

Analizando la Figura 5.2. elaborada en base a datos proporcionados por la ANH, se tiene que durante las gestiones 2018 y 2019, el volumen máximo transportado fue de 10 MMmcd, sin embargo, para el año 2020 se tuvo un máximo de 12 MMmcd debido al peligro operativo en el que se encontraba el GSCY por lo que no podía cumplir con los volúmenes asignados bajo contrato.

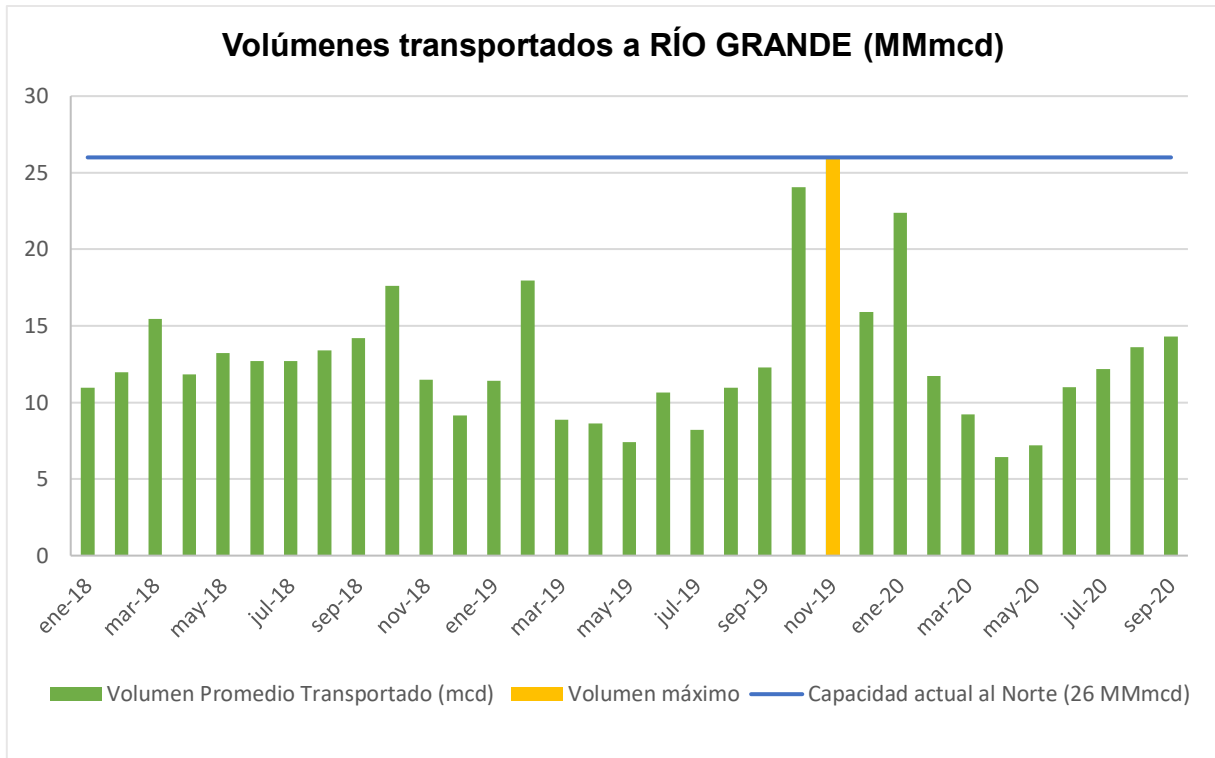
Al mover una unidad de compresión de la ECV a la ECP, no se reduciría capacidad más bien se contaría con la necesaria para llegar a transportar los 14 MMmcd que requiere como máximo el mercado argentino.

Después de analizar el incremento en los volúmenes que fueron transportados durante el año 2020, considerando que el GSCY ceda sus volúmenes asignados a futuro a los transportados por el GASYRG, este contaría con la capacidad suficiente para cumplir con estos.

5.3.2. VOLÚMENES TRANSPORTADOS A RÍO GRANDE

Los volúmenes transportados por el GASYRG al lado norte durante las gestiones 2018 – 2020, son los siguientes:

Figura 5.3. Volúmenes transportados al lado Norte (Río Grande) – GASYRG

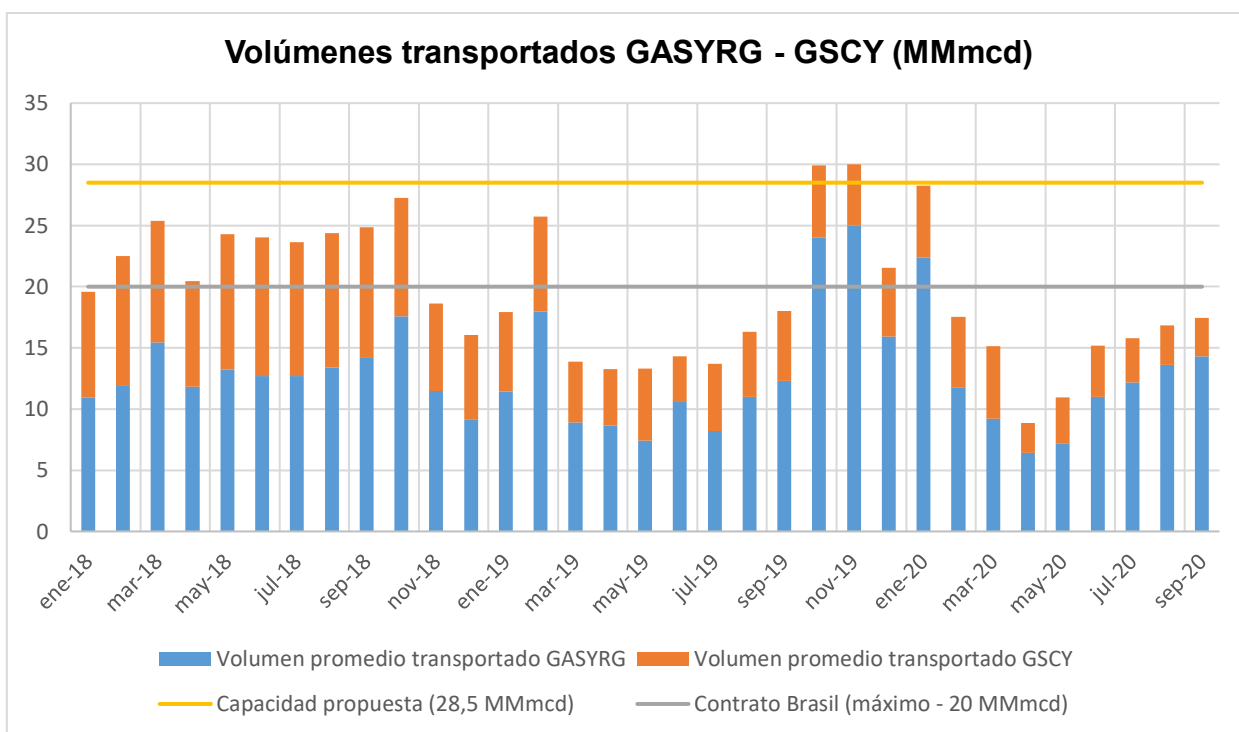


Fuente: (ANH, 2021e)

Como se puede observar en la Figura 5.4 desde octubre del 2019 a enero del 2020 los volúmenes transportados fueron mayores al promedio, llegando a tocar la capacidad máxima permitida en el lado norte del gasoducto, esto debido a los problemas operativos por los que pasa el GSCY, mostrando este panorama la necesidad de ampliar la capacidad en la Estación de compresión Parapetí.

Con la aplicación del proyecto se llegaría a una capacidad de 28,5 MMmcd en el lado norte y dado que el GSCY debido a los años de operación que presenta y los sucesos ocurridos, en el caso de que no pueda cumplir con la entrega de los volúmenes asignados tanto al mercado externo como el interno al norte, se tendría lo siguiente:

Figura 5.4. Volúmenes transportados por el GASYRG y el GSCY



Fuente: (ANH, 2021e)

Como se puede ver en la Figura 5.5 con la capacidad propuesta en el lado norte se llegaría a cubrir con tranquilidad los volúmenes asignados al GSCY, con el objetivo de cumplir la demanda tanto en el mercado interno como externo a futuro.

5.4. INGRESOS POR VOLUMEN INCREMENTAL

Realizado el análisis de volúmenes al Sur como al lado Norte, el volumen a incrementar a la capacidad del ducto sería de 2,5 MMmcd pero dado que este volumen no se mantendría fijo por los cambios de estación que se tienen y enfocándonos en los contratos de exportación se calcularán los ingresos para un volumen de 2 MMmcd, el cual se multiplicará por la tarifa actual publicada por YPF Transierra para obtener los ingresos de este proyecto, esto debido a que el GASYRG llegaría a sobrepasar su capacidad actual en el lado Norte en el caso de que el GSCY sufra cualquier problema operativo.

Tabla 5.5. Tarifas aprobadas YPFB Transierra



TARIFAS APROBADAS

Año	Cargo por Capacidad	Año	Cargo por Capacidad
2003	0.2082	2013	0.2416
2004	0.2113	2014	0.2452
2005	0.2145	2015	0.2489
2006	0.2177	2016	0.2526
2007	0.2209	2017	0.2564
2008	0.2242	2018	0.2632
2009	0.2276	2019	0.2641
2010	0.2310	2020	0.2681
2011	0.2345	2021	0.2721
2012	0.2380	2022	0.2762

* Tarifa en US\$/MPC incluye impuestos de ley.

* Tarifa aprobada SSDH No.0656/2001 del 14 de diciembre 2001.

Fuente: (YPFB Transierra, 2022)

Tabla 5.6. Ingresos por volumen incremental

INGRESOS PROYECTO	
Volumen Anual (MMmc)	730
Volumen Anual (MPC)	25.779.707
Tarifa \$us/MPC	0,2762
Ingresos \$us	7.120.355

Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar en la Tabla 5.6 con un incremento de 2 MMmcd a los volúmenes transportados por el GASYRG actualmente, se tendría un ingreso de 7.120.355 \$ al año.

5.5. FLUJO DE FONDOS

El flujo de fondos es fundamental a la hora de tomar decisiones estratégicas, por lo tanto, se realizará un flujo de fondos antes de impuestos y un flujo de fondos después de impuestos.

Tabla 5.7. Flujo de fondos antes de impuestos

AÑO	0	1	2	3
INGRESOS		7.120.355	7.120.355	7.120.355
COSTOS DE OPERACIÓN		0	0	0
INVERSIÓN	4.472.839			
Licencia y permisos	5.000			
Ingeniería	150.000			
Gerencia del Personal de Administración y Servicios	50.000			
Equipos y Materiales	1.552.241			
Construcción / Servicios	2.088.598			
Administración de proyecto	627.000			
FLUJO DE FONDOS ANTES DE IMPUESTOS	-4.472.839	2.647.516	9.767.871	16.888.226

Fuente: Elaboración propia

Después de que los hidrocarburos pasan por un sistema de adecuación (sistema de transporte), estos son valorados para calcular el pago de regalías es por ello que es importante el pago de impuestos obligación de toda empresa.

Tabla 5.8. Flujo neto de fondos

AÑO	0	1	2	3
INGRESOS		7.120.355	7.120.355	7.120.355
COSTOS DE OPERACIÓN		0	0	0
FLUJO NETO ANTES DE IMPUESTOS		7.120.355	7.120.355	7.120.355
IMPUESTOS		-2.064.903	-2.064.903	-2.064.903
Impuesto a las Transacciones IT(3%)		-213.611	-213.611	-213.611
PAGO TASA SIRESE (1%)		-71.204	-71.204	-71.204
Impuesto a la Utilidad – IUE (25%)		-1.780.089	-1.780.089	-1.780.089
INVERSIÓN	4.472.839			
FLUJO NETO MENOS IMPUESTOS		5.055.452	5.055.452	5.055.452
FLUJO NETO	-4.472.839	582.613	5.638.065	10.693.517

Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar en la Tabla 5.7, con la implementación del proyecto al tercer año ya se tendría una recuperación de la inversión realizada.

5.6. INDICADORES FINANCIEROS DEL PROYECTO

A la hora de analizar la conveniencia o no de realizar un proyecto de inversión, es necesario utilizar ciertos indicadores financieros que nos permiten tomar una decisión objetiva. Estos indicadores nos dicen si el proyecto es viable o no.

5.6.1. VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El Valor Actual Neto (VAN), se refiere al rendimiento actualizado de los flujos positivos y negativos originados por una inversión. Es el criterio financiero que evalúa las inversiones y se lo calcula mediante la siguiente fórmula:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+i)^t} - I_0$$

Donde:

t : 3 años (número de períodos)

F_t : Flujos de caja futuros ya sean positivos o negativos

i : tasa mínima de interés (10%)

I_0 : inversión inicial a realizar

De acuerdo al VAN que se vaya a obtener, se lo puede interpretar de la siguiente manera:

- $VAN < 0$ la inversión genera pérdidas. Utilidad económica del proyecto: Negativa
- $VAN = 0$ la inversión no genera ningún beneficio. Utilidad económica del proyecto: Nula
- $VAN > 0$ la inversión planificada genera beneficios. Utilidad económica del proyecto: Positiva

Calculando el VAN del proyecto con los valores obtenidos en la tabla de flujo de fondos se tiene lo siguiente:

$$VAN = \frac{582.613}{(1+0,1)^1} + \frac{5.638.065}{(1+0,1)^2} + \frac{10.693.517}{(1+0,1)^3} - 4.472.839,00$$

$$VAN = 8.750.564,84 \$us$$

Dado que el VAN calculado es mayor a 0, la utilidad económica del proyecto es positiva y considerada una inversión que generaría beneficios.

5.6.2. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La tasa interna de retorno (TIR) es la rentabilidad que ofrece una inversión. Es decir, es el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión para las cantidades que no se han retirado del proyecto. Es la tasa de descuento cuando el VAN es igual a 0.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} - I_0 = 0$$

El valor del resultado se comparará con el valor de $i = 10\%$. Si:

- $TIR < i$ Proyecto económicamente no rentable.
- $TIR = i$ Proyecto económicamente no concluyente
- $TIR > i$ Proyecto económicamente recomendable.

Calculando el TIR del proyecto se tiene lo siguiente:

$$\frac{582.613}{(1+i)^1} + \frac{5.638.065}{(1+i)^2} + \frac{10.693.517}{(1+i)^3} - 4.472.839,00 = 0$$

$$\mathbf{TIR = 70\%}$$

Dado que el TIR obtenido es mayor a la tasa mínima de rentabilidad del 10% el proyecto es económicamente recomendable.



CAPÍTULO VI – CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. CONCLUSIONES

- Con el objetivo de que los compresores que forman parte de la ECV no continúen con una operatividad nula, es que se propone el movimiento de una unidad de compresión a la ECP.
- En la parte práctica se pudo observar que con la adecuación propuesta se optimizaría la capacidad ociosa y operatividad que actualmente presenta el GASYRG.
- Mediante las simulaciones hidráulicas realizadas en los programas HYSYS y PIPEPHASE se pudo ver que para las capacidades propuestas, tanto en la ECV como la ECP no se sobrepasó la MOP del ducto igual a 1454,7 psia, los parámetros técnicos obtenidos fueron los siguientes:

PARÁMETRO (psia)	CÁLCULO HIDRÁULICO	HYSYS	PIPEPHASE
Presión de Entrada	1094,7*	1094,7*	1094,7*
Presión de Succión ECV	906,1	903,5	930
Presión de Descarga ECV	1454,7*	1454,7*	1179,7
Presión INTER-GIJA	1454,7*	1378	1105,3
Presión de succión ECP (11,5 MMmcd)	1370,7	1364	-
Presión de Succión ECP	1050,7	1061	1090
Presión de Descarga ECP	1452,6	1452,6*	1452,6*
Presión de entrega Río Grande	834,7*	835,7	891,4

(*) Estos parámetros no fueron calculados / Las presiones están en unidades absolutas (psia)

- El volumen incremental considerado para el análisis económico, fue de 2 MMmcd, que se lo puede justificar de la siguiente manera: Actualmente, el GASYRG tiene un contrato por 20,5 MMmcd (hasta el 31 de diciembre de 2022), habiéndose realizado un análisis de los volúmenes transportados por el ducto se puede observar que un promedio de 7 MMmcd irían destinados al mercado argentino, 13 MMmcd al Brasil y un 0,5 MMmcd al mercado interno, distribución realizada basada en el contrato actual de Transierra que es de 20,5 MMmcd, capacidad que como se vio mediante gráficas, se sobrepasó, dado que al GASYRG se le asignaron volúmenes temporales como ser en el peligro operativo que se presentó en el GSCY. Asignándole al GASYRG ya sea el mercado argentino o brasilero de manera parcial inicialmente, representaría un incremento inicial de 2 MMmcd,

demostrándose que los ingresos por este incremento cubrirían tranquilamente la adecuación realizada al ducto, además de que, sin la necesidad de realizar mayores inversiones, el GASYRG en un futuro podría cumplir con normalidad con los volúmenes transportados por el GSCY ante cualquier peligro operativo. Los parámetros económicos obtenidos fueron los siguientes:

INVERSIÓN: 4.472.839 \$us

VAN: 8.750.564,84 \$us (*inversión planificada genera beneficios*)

TIR: 70% (*proyecto económicamente recomendable*)

RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN: Ganancia significativa al tercer año de la puesta en marcha del proyecto

- Es importante tomar medidas lo más antes posible ante la situación operativa que atraviesa el GSCY, en esta situación se pintarían dos panoramas; el primero, construir un ducto paralelo a este lo cual involucraría mayores inversiones y el segundo, propuesto en el presente proyecto, optimizar el GASYRG, restando la capacidad ociosa que se presenta en el lado sur y aumentado su capacidad en el lado norte, lo cual mediante los indicadores financieros resulta económicamente factible.

6.2. RECOMENDACIONES

- Cuidando el abastecimiento del mercado interno y exportación se recomienda incrementar los volúmenes a transportar por el GASYRG, debido a que este gracias a los puntos de interconexión que presenta, puede llegar cubrir con normalidad el mercado exportación inicialmente.
- El GASYRG con un diámetro de 32", puede llegar a una capacidad máxima de 34 MMmcd lo cual sería posible con la construcción de una tercera estación de compresión, la ubicación de esta sería en la estación de medición Huoche, este punto queda como propuesta en el caso de que nuevos campos sean descubiertos contando con la disponibilidad de incrementar nuestros volúmenes en los contratos que actualmente tenemos con Argentina y Brasil.

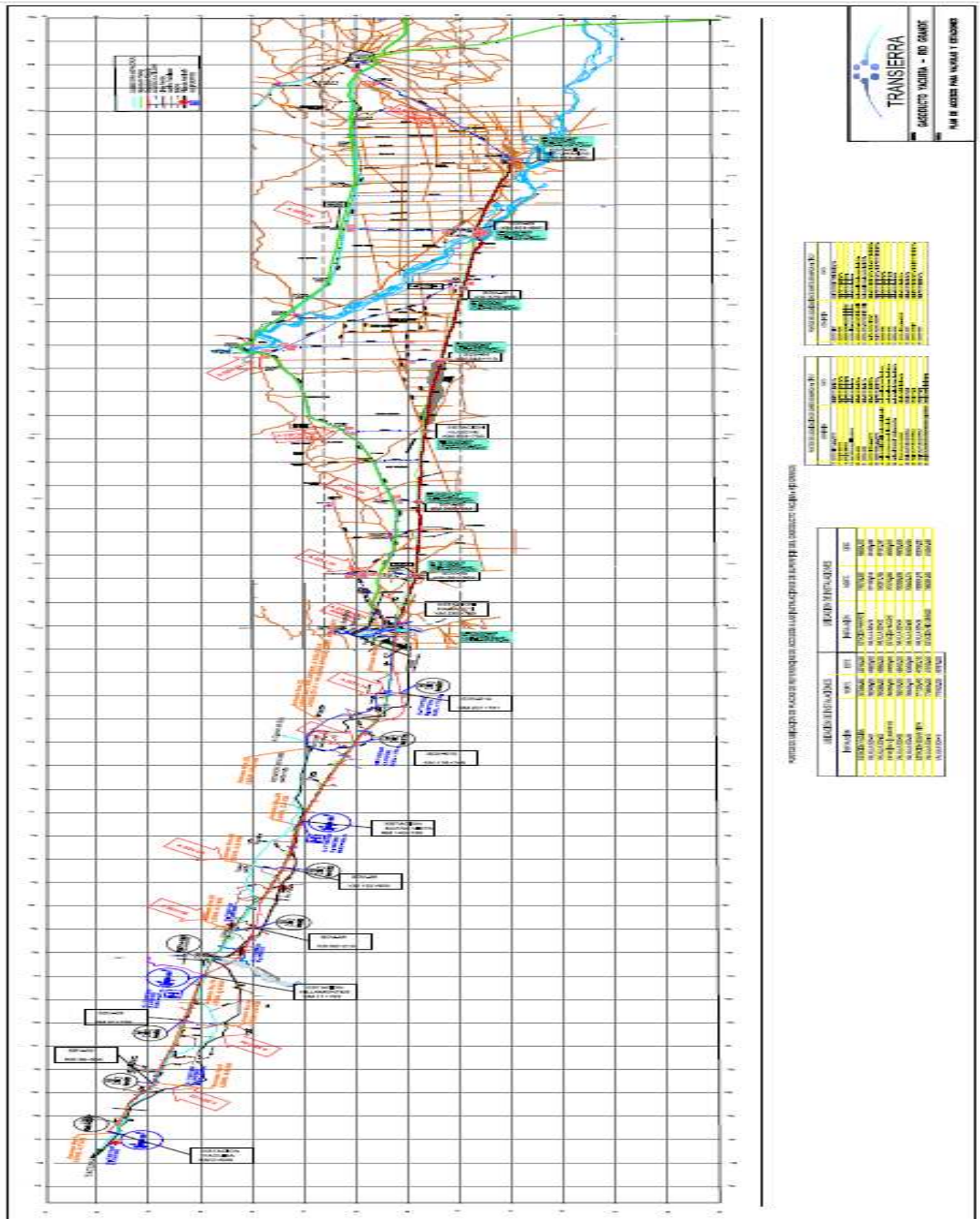
BIBLIOGRAFÍA

- ANH. (2012). *ESTACIÓN DE COMPRESIÓN VILLAMONTES* (p. 25).
- ANH. (2015a). *INTERCONEXIÓN GASYRG - GIJA.pdf* (p. 4).
- ANH. (2015b). *LATERAL INCAHUSI GASYRG.pdf*.
- ANH. (2016). *COSTOS TRANSIERRA.pdf* (p. 9).
- ANH. (2019). Gasoducto Yacuiba - Río Grande GASYRG. *Gasoducto Yacuiba - Río Grande GASYRG*, 12.
- ANH. (2021a). *Especificaciones Técnicas Compresores ECV - ECP*.
- ANH. (2021b). *ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GASODUCTOS*. 6.
- ANH. (2021c). *Gasoducto Santa Cruz- Yacuiba (GSCY)*. 18.
- ANH. (2021d). *Inspección Gasoducto Santa Cruz - Yacuiba (GSCY)*. 3–9.
- ANH. (2021e). *Inspecciones ANH GSCY - GASYRG*.
- Catorce6. (n.d.). *Así está el consumo de energía en el mundo*. Retrieved September 1, 2021, from <https://www.catorce6.com/actualidad-ambiental/internacional/18887-asi-esta-el-consumo-de-energia-en-el-mundo-2>
- IQR Ingeniería Química. (n.d.). *¿Qué es Pipephase?* Retrieved February 19, 2022, from <https://www.ingenieriaquimicareviews.com/2020/09/pipephase.html>
- La Razón. (2021). *Arce anuncia un contrato con Petrobras que “mejora en 51%” el precio de la octava adenda*. <https://www.la-razon.com/economia/2021/01/24/arce-anuncia-un-contrato-con-petrobras-que-mejora-en-51-el-precio-de-la-octava-adenda/>
- LATIN ENERGY. (2009). *Gasoducto Andino del Sur (ANEXO3 Diseño).pdf*. <http://www2.osinerg.gob.pe/ProcReg/GasNatural/TarifaSisTransporteGasAndinoSur/Anexo3-Diseno08dejunio.pdf>
- Los Tiempos. (n.d.). *Experto: Bolivia dejará de vender gas a Brasil en 2040 y a Argentina en 2033 | Los Tiempos*. 2021. Retrieved March 10, 2022, from <https://www.lostiempos.com/actualidad/economia/20210729/experto-bolivia-dejara-vender-gas-brasil-2040-argentina-2033>
- Menon, E. S. (2005). *Gas Pipeline Hydraulics*. In *Gas Pipeline Hydraulics*. <https://doi.org/10.1201/9781420038224>
- Monrroy, S. M. M. (2021). *Breve análisis y prospectiva de la industria del gas natural boliviano : 1980-2021*. 1980–2021.
- Superintendencia de Hidrocarburos. (2002). *SSDH GASODUCTO YABOG*.
- Tectuus. (n.d.). *¿Cómo funcionan las estaciones de compresión de gas natural?* Retrieved November 16, 2021, from <https://www.tectuus.mx/como-funcionan-las-estaciones-de-compresion-de-gas-natural/>
- Universidad de Santiago Chile. (n.d.). *Uso del paquete informático ASPEN-HYSYS*,

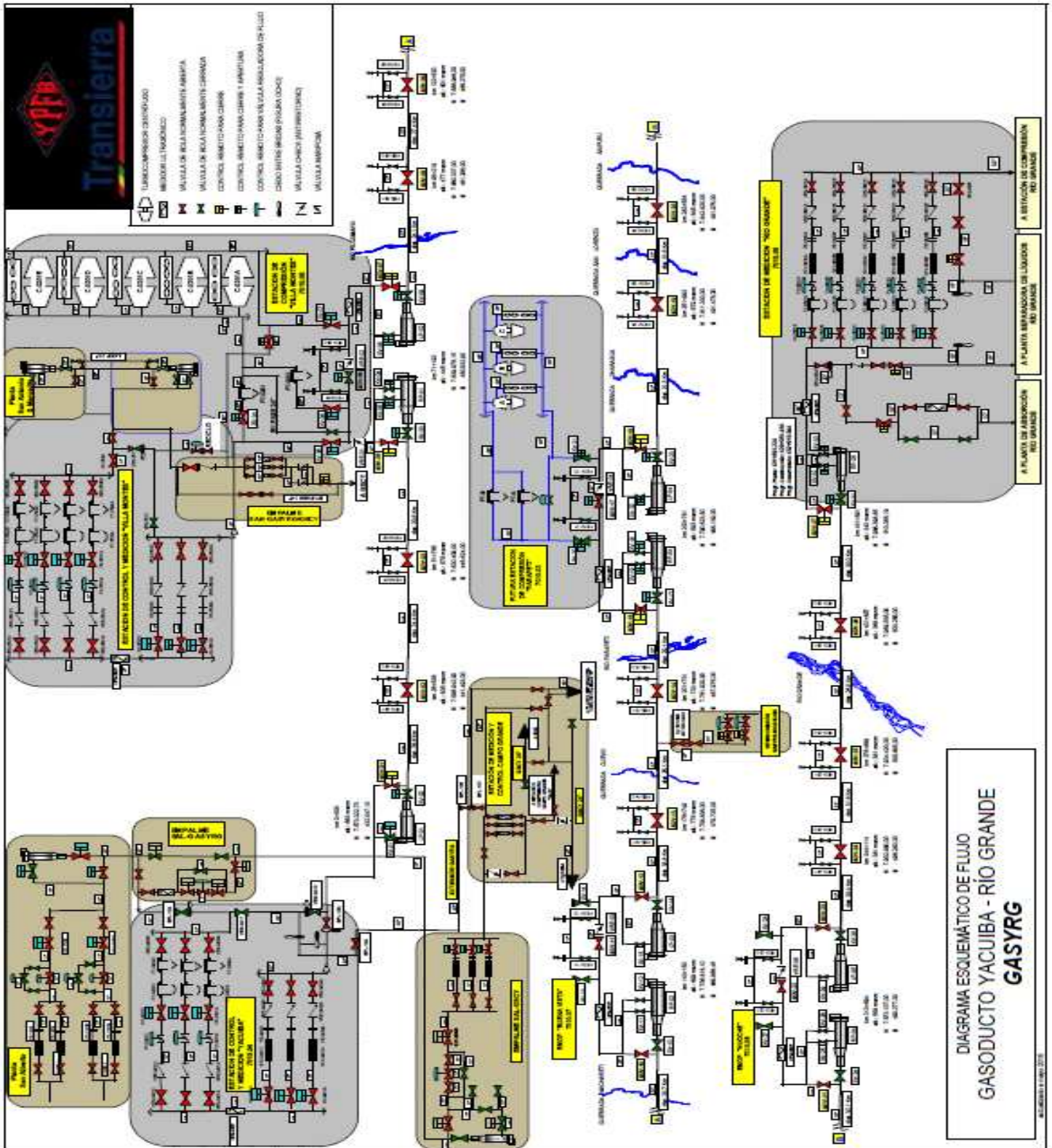
- simulador de procesos químicos*. 2019. Retrieved February 3, 2022, from <https://www.calidaddelaire.usach.cl/curso-uso-del-paquete-informatico-aspens-hysys-simulador-de-procesos-quimicos>
- YPFB. (n.d.-a). *Consideraciones de proceso para la planta Río Grande*. 1–10.
- YPFB. (n.d.-b). *QUINTA ADENDA CONTRATO COMPRA VENTA DE GAS NATURAL-ARGENTINA*.
- YPFB. (n.d.-c). *YPFB consolida contrato con MTGás de Brasil para comercialización de gas natural*. 01 Junio 2021. Retrieved April 7, 2022, from <https://www.yxfb.gov.bo/es/informacion-institucional/noticias/1349-yxfb-consolida-contrato-con-mtgás-de-brasil-para-comercialización-de-gas-natural.html>
- YPFB. (1999). *EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL A LA ARGENTINA YPFB.pdf*. 62.
- YPFB Transierra. (2011). *Renovación Declaratoria de Impacto Ambiental - DIA "Gasoducto Río Grande - Yacuiba (GASYRG)"*. 324. <http://www.yxfbtransierra.com.bo/es/pdf/licencias/RenovacionLicenciaAmbiental.pdf>
- YPFB Transierra. (2014). *ESTACIÓN DE COMPRESIÓN PARAPETÍ*.
- YPFB Transierra. (2016). Descripción sumaria de las instalaciones del Gasoducto Yacuiba - Río Grande. *GASODUCTO YACUIBA - RIO GRANDE*, 8.
- YPFB Transierra. (2017). *Memoria Anual 2017*.
- YPFB Transierra. (2019). *Memoria YPFB Transierra 2019*. 1–94. <https://www.ceim.es/documento/publication-document-1537882194.pdf>
- YPFB Transierra. (2022). *Tarifas aprobadas*. 0656, 2762.
- YPFB Transporte. (2018). *CATÁLOGO DE POI'S GAS NATURAL. CALOGO DE POIS - GAS NATURAL*, 1–2.
- YPFB Transporte. (2021). *Pronósticos de Producción en campos de Bolivia 2021-2025*.

ANEXOS

ANEXO A – PERFIL TOPOGRÁFICO GASVGR



ANEXO B – DIAGRAMA GASODUCTO SANTA CRUZ YACUIBA (GASYRG)



ANEXO C – UBICACIÓN DE LAS ESTACIONES DE MEDICIÓN Y COMPRESIÓN



Estación de Control y Medición “YACUIBA”



Estación de control y medición “VILLAMONTES”

Estación de compresión “VILLAMONTES”



Estación de medición operativa "BUENA VISTA"



Estación de compresión "PARAPETÍ"

19° 14' 22" S, 63° 3' 49" W
Observación: Est Huoche



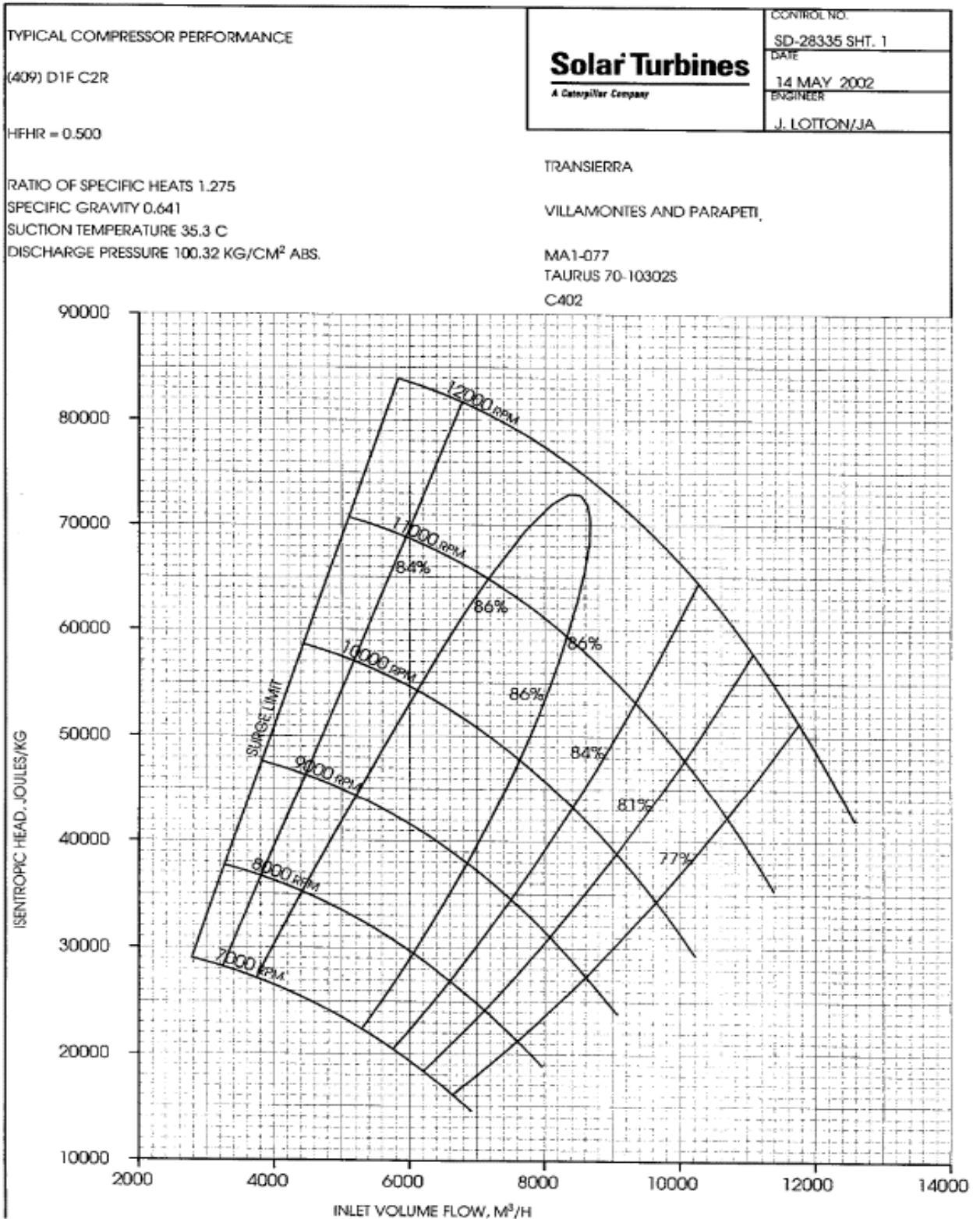
Estación de medición operativa "HUOCHE"

18° 20' 23" S, 62° 56' 39" W
Observación: Est Río Grande



Estación de medición "RÍO GRANDE"

ANEXO D – CURVA DE RENDIMIENTO DE LOS COMPRESORES DE LA ECV Y LA ECP



ANEXO E – INSPECCIÓN TÉCNICA AL GASODUCTO YACUIBA RÍO GRANDE (GASYRG)



Medición de potenciales en el GASYRG por parte del personal de la Dirección de Transporte por Ductos de la ANH.



Sala de control Estación de Medición Río Grande.