

**ESTUDIO TÉCNICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA RED
PRIMARIA DE GAS DE CAMPANERO, SANTA CRUZ, BOLIVIA**

EDWIN ALEXANDER ESPINDOLA PRADA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2016

**ESTUDIO TÉCNICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA RED
PRIMARIA DE GAS DE CAMPANERO, SANTA CRUZ, BOLIVIA**

EDWIN ALEXANDER ESPINDOLA PRADA

Trabajo de Grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos

Director

M.Sc. JOHN ALEXANDER LEÓN PABÓN

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2016

DEDICATORIA

A Dios, por su amor, por su fidelidad y sus bendiciones en mi vida.

*A mi madre Elizabeth, esa persona que estuvo, está y estará brindándome
su amor y su apoyo incondicional, gracias por todo mami.*

A mis padres, Arturo y Ricardo por su inmensa ayuda en mi vida.

A mi familia, por ese gran apoyo y cariño.

*A mis amigos petroleros, en especial a los muchachos de "Go o qué?" por su
gran amistad.*

*A todas aquellas personas que me brindaron su amistad, su apoyo y su cariño
a lo largo de esta etapa, en especial a Arévalo y Fabio.*

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa su agradecimiento a:

Ingeniero John Alexander León Pabón, por su gran ayuda al ser el director del proyecto y estar con la mejor disposición para brindar su apoyo.

La Universidad Industrial de Santander, a sus excelentes maestros, en especial a los de la Escuela de Ingeniería de Petróleos, por darme una gran formación y brindarme la oportunidad de convertirme en profesional.

Mi padre Arturo Espindola por su gran ayuda y apoyo para realizar este proyecto de grado.

Licenciado Efraín Rodríguez, Ingeniero Ivar Vásquez, Ingeniero Aroldo Parada, Ingeniero Juan Flores, Técnico Carlos Calderón, Técnico Reinaldo Sosa y la empresa Bonnet Servicios por su ayuda y enseñanzas durante la construcción de la red primaria de gas.

Ingeniero Gustavo Valle por su valiosa ayuda en la recta final del camino.

Mis compañeros y amigos a lo largo de mi formación como ingeniero, gracias por sus grandes enseñanzas y apoyo.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	19
1. CARACTERÍSTICAS DE LA LINEA PRIMARIA DE GAS DE CAMPANERO.	20
1.1 GAS NATURAL	20
1.2 GASODUCTOS	21
1.2.1 Línea primaria de gas natural.....	22
1.2.2 Construcción de una línea primaria de gas.	22
1.3 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO	22
1.3.1 Accesorios presentes en el ducto.....	25
1.4 CALIDAD DEL GAS	25
1.5 YACIMIENTOS PETROLÍFEROS FISCALES BOLIVIANOS (YPFB).....	27
1.5.1 YPFB Transporte S.A.	27
2. INTERCONEXIÓN HOT TAP	29
2.1 ANTECEDENTES TECNOLÓGICOS.....	30
2.2 PROCEDIMIENTO DE INSTALACIÓN	31
2.2.1 Máquina para taladrar.	31
2.2.2 Accesorio.....	32
2.2.3 Válvula.....	32
2.2.4 Procedimiento general.	33
2.3 BENEFICIOS ECONÓMICOS Y PARA EL MEDIO AMBIENTE	35
2.4 CONEXIÓN HOT TAP EN LA RED PRIMARIA DE CAMPANERO	36
2.4.1 Equipo, materiales y personal.	37

2.4.2	Parámetros de ejecución.....	37
2.4.3	Soldadura de accesorios.....	38
2.4.4	Inspección de soldaduras.....	39
2.4.5	Montaje del Hot Tap.....	40
3.	OBRAS CIVILES Y MECÁNICAS PRESENTES EN LA INSTALACIÓN DE LA RED PRIMARIA DE GAS	42
3.1	OBRAS CIVILES Y TRABAJOS GENERALES	42
3.1.1	Replanteo y trazado topográfico.....	42
3.1.2	Excavación de zanja.....	44
3.1.3	Relleno y compactación de zanja.....	46
3.1.4	Perforación dirigida para cruces en carreteras.....	48
3.1.5	Provisión y colocado de señalización vertical.....	53
3.1.6	Cámara de hormigón armado.....	55
3.2	OBRAS MECÁNICAS.....	59
3.2.1	Cargue, transporte y descargue de tubería.....	59
3.2.2	Desfile y bajado de tubería.....	60
3.2.3	Curvado de tubería.....	62
3.2.4	Soldadura de tubería 3”.....	64
3.2.5	Revestimiento de juntas con manta termocontraíble.....	70
3.2.6	Bajado de tubería.....	72
3.2.7	Implementación de protección catódica.....	77
3.2.8	Montaje de válvulas.....	81
3.2.9	Protección anticorrosiva de válvulas y accesorios.....	84

4. EVENTOS Y HECHOS OCURRIDOS DURANTE LA CONSTRUCCIÓN DE LA LINEA PRIMARIA DE GAS DE CAMPANERO	87
4.1 DESFAVORABLES	87
4.1.1 Lluvias.	87
4.1.2 Fallas y/o falta de equipos y materiales.	88
4.1.3 Falta de Personal.	89
4.1.4 Falta de EPP.	89
4.1.5 Zona de trabajo complicada.	89
4.2 FAVORABLES.....	90
4.2.1 Mano de obra no calificada de fácil acceso.....	90
4.2.2 Zona poco poblada.....	90
4.2.3 Ingenieros y técnicos siempre presentes.	90
4.2.4 Un proyecto relativamente sencillo.....	90
5. PRUEBAS E INSPECCIONES DURANTE LA CONSTRUCCIÓN DE LÍNEA	92
5.1 INSPECCIÓN VISUAL DE SOLDADURA	92
5.1.1 Inspección previa a la soldadura.	93
5.1.2 Inspección durante la soldadura.....	93
5.1.3 Inspección después la soldadura.	94
5.1.4 Discontinuidades.	94
5.2 INSPECCIÓN A SOLDADURA POR MEDIO DE RAYOS GAMMA	101
5.2.1 Ventajas.	102
5.2.2 Desventajas.....	102
5.2.3 Equipo, materiales y personal mínimo.....	103
5.2.4 Parámetros de ejecución.....	103

5.3	PRUEBA DE RUGOSIDAD A JUNTAS SOLDADAS	106
5.3.1	Resultados obtenidos en prueba de rugosidad.	108
5.4	PRUEBA DE ADHERENCIA A MANTA TERMO-CONTRAÍBLE.....	109
5.4.1	Resultados obtenidos en prueba de adherencia.	110
5.5	PRUEBA HIDROSTÁTICA	111
5.5.1	Equipo y materiales.....	111
5.5.2	Parámetros de ejecución.....	112
6.	ANALISIS DE DEMANDA DE GAS NATURAL EN CAMPANERO.....	118
6.1	DEMANDA NACIONAL	118
6.2	CONSUMO DE GAS NATURAL EN CAMPANERO.....	119
6.2.1	Análisis de rentabilidad del proyecto para distintos escenarios.....	121
7.	ANALISIS DE LA SIMULACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA TUBERIA	
	123	
7.1	DATOS DE ENTRADA.....	123
7.2	COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN	126
7.3	COMPORTAMIENTO DE LA VELOCIDAD DEL GAS	128
7.4	COMPORTAMIENTO DE LA FRACCIÓN DE LÍQUIDO	131
8.	CONCLUSIONES	134
9.	RECOMENDACIONES.....	136
	BIBLIOGRAFÍA.....	137
	ANEXOS.....	140

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Composición típica del Gas Natural.....	21
Figura 2. Conexión hot tap para una línea de 10” con una de 3”.....	29
Figura 3. Equipo para aplicación de hot tap.....	33
Figura 4. Pasos básicos para realizar un hot tap.....	34
Figura 5. Procedimiento hot tap finalizado.....	37
Figura 6. Soldadura del accesorio a la tubería de 10”.....	39
Figura 7. Inspección radiográfica a la interconexión.....	40
Figura 8. Postura de brida con su respectivo sello hermético.....	41
Figura 9. Uso de máquina para perforar una sección del gasoducto de 10”.....	41
Figura 10. Excavación de zanja.....	45
Figura 11. Retroexcavadora y su respectivo ayudante con indicador de profundidad.....	46
Figura 12. Retroexcavadora haciendo trabajo de relleno de zanja.....	47
Figura 13. Uso de máquina compactadora tipo “saltarín”.....	48
Figura 14. Equipo de perforación dirigida, operador y ayudante.....	49
Figura 15. Equipo de perforación horizontal dirigida.....	50
Figura 16. Equipo de localización marca Subsite 750 Tracker.....	51
Figura 17. Halado de la sarta de perforación.....	52
Figura 18. Señalización vertical en el inicio de la línea primaria de Campanero.....	53
Figura 19. Instalación del letrero en el poste de señalización vertical.....	55
Figura 20. Construcción de la cámara de hormigón armado.....	57
Figura 21. Interconexión al interior de la cámara finalizada.....	58
Figura 22. Exterior de la cámara.....	58
Figura 23. Descargue de la tubería en el derecho de vía.....	60
Figura 24. Desfile de tubería sobre sacos con relleno suave.....	62

Figura 25. Curvado de tubería.	63
Figura 26. Biselado de las extremidades del tubo por un técnico amolador.	66
Figura 27. Soldadura de tubos de 3".....	68
Figura 28. Calentamiento de la manta termocontraíble.	71
Figura 29. Inspección de la tubería con el Holiday Detector.	73
Figura 30. Bajado de tubería con ayuda de retroexcavadora.	75
Figura 31. Cinta de seguridad encima de la tubería enterrada.	76
Figura 32. Protección catódica con ánodos galvánicos o de sacrificio.	79
Figura 33. Instalación de ánodos de sacrificio.	80
Figura 34. Ajuste de bridas y espárragos.	83
Figura 35. Tuberías y accesorios con pintura anticorrosiva.....	86
Figura 36. Porosidad dispersa.	95
Figura 37. Ubicación de las diversas Posibilidades de la fusión incompleta.....	96
Figura 38. Fusión incompleta.....	97
Figura 39. Ejemplos de penetración de junta incompleta.	97
Figura 40. Penetración de junta incompleta.....	98
Figura 41. Ejemplos de socavación.	99
Figura 42. Ejemplos de falta de llenado.....	99
Figura 43. Tipos de fisura.	100
Figura 44. Inclusión de escoria.	101
Figura 45. Inspección radiográfica al interior de la zanja.	103
Figura 46. Inspección radiográfica a lo largo de la lingada.	105
Figura 47. Equipo de gammagrafía industrial.	105
Figura 48. Placa revelada de una junta con penetración incompleta.....	106
Figura 49. Prueba del medidor e impresión del perfil de superficie en la cinta. ...	107
Figura 50. Medición de la cinta impresa y su correspondiente anotación.....	107
Figura 51. Cierre al final de la tubería con bridas.	113
Figura 52. Manómetro, termógrafo y manógrafo.....	114
Figura 53. Presión de la prueba hidrostática [900 psi].	115

Figura 54. Introducción de limpiadores de espuma al inicio de la línea.....	117
Figura 55. Salida de los limpiadores.....	117
Figura 56. Consumo de gas natural en Bolivia en los últimos años.....	118
Figura 57. Comportamiento futuro del consumo nacional de gas natural.....	119
Figura 58. Consumo de gas natural en Campanero para 10 años en diferentes escenarios.....	120
Figura 59. Costo del consumo de gas natural para 10 años en diferentes escenarios.....	121
Figura 60. Envoltente del gas generada por el simulador Pipesim.....	124
Figura 61. Comportamiento de la presión a lo largo de la línea en el escenario de consumo actual.....	126
Figura 62. Comportamiento de la presión a lo largo de la línea en el escenario de consumo probable a 10 años.....	127
Figura 63. Comportamiento de la presión a lo largo de la línea en el escenario de consumo optimista a 10 años.....	127
Figura 64. Comportamiento de la presión a lo largo de la línea en el escenario de consumo pesimista a 10 años.....	128
Figura 65. Comportamiento de la velocidad del gas a lo largo de la línea en el escenario de consumo actual.....	129
Figura 66. Comportamiento de la velocidad del gas a lo largo de la línea en el escenario de consumo probable a 10 años.....	129
Figura 67. Comportamiento de la velocidad del gas a lo largo de la línea en el escenario de consumo optimista a 10 años.....	130
Figura 68. Comportamiento de la velocidad del gas a lo largo de la línea en el escenario de consumo pesimista a 10 años.....	130
Figura 69. Comportamiento de la fracción de líquido a lo largo de la línea en el escenario de consumo actual.....	131
Figura 70. Comportamiento de la fracción de líquido a lo largo de la línea en el escenario de consumo probable a 10 años.....	132

Figura 71. Comportamiento de la fracción de líquido a lo largo de la línea en el escenario de consumo optimista a 10 años.....132

Figura 72. Comportamiento de la fracción de líquido a lo largo de la línea en el escenario de consumo pesimista a 10 años.133

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Normatividad presente en el proyecto.....	24
Tabla 2. Material contenido en la línea primaria.	25
Tabla 3. Composición del gas natural en Bolivia.	25
Tabla 4. Propiedades del gas	26
Tabla 5. Registro de la prueba de rugosidad.	108
Tabla 6. Registro de la prueba de rugosidad.	110
Tabla 7. Datos de Consumo de gas natural en Campanero.	120
Tabla 8. Datos de rentabilidad para diferentes escenarios.	122
Tabla 9. Características de la tubería.	123
Tabla 10. Parámetros de operación del gasoducto.....	123
Tabla 11. Propiedades del gas generadas por el simulador Pipesim.	125
Tabla 12. Coeficiente de transferencia de calor del sistema generado por el simulador Aspen Hysys.	125

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. Acta de conformidad al buen cumplimiento de la construcción de la red primaria de Campanero.	140
ANEXO B. Plano de la red primaria Campanero. Longitud 2520 m. 3"DN.	141
ANEXO C. Recibo de consumo de gas natural en el departamento de Santa Cruz, Bolivia.	142

RESÚMEN

TÍTULO: ESTUDIO TÉCNICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA RED PRIMARIA DE GAS DE CAMPANERO, SANTA CRUZ, BOLIVIA*.

AUTOR: EDWIN ALEXANDER ESPINDOLA PRADA**.

PALABRAS CLAVE: Gas natural, gasoducto, línea primaria de gas, red de distribución, construcción, transporte de gas.

DESCRIPCIÓN:

Debido a la expansión del transporte de gas natural para los mercados interno y de exportación que está realizando el país de Bolivia, han surgido múltiples proyectos, entre los cuales se encuentra la construcción de la red primaria en el municipio de Campanero en el departamento de Santa Cruz. El presente trabajo quiere mostrar el procedimiento de instalación y las características presentes del gasoducto.

En este proyecto se explican las obras mecánicas y civiles que se realizaron en la construcción del gasoducto, así como sus parámetros de ejecución, equipos, materiales y personal mínimo requerido. Igualmente, la instalación de una interconexión de tuberías por medio del método Hot Tap, definiendo los beneficios económicos y ambientales, sus antecedentes tecnológicos y procedimiento del montaje. También muestra los pasos que se efectuaron para la instalación del Hot Tap en la red primaria de Campanero y su respectivo reporte fotográfico.

Se muestra los resultados de las pruebas de inspección realizadas a las soldaduras, pruebas de rugosidad y pruebas de adherencia a las mantas termocontraíbles. Además, se señalan los diversos acontecimientos beneficiosos y desfavorables que ocurrieron mientras se construía el gasoducto, y las consecuencias que estos ocasionaron. Por último se realiza un análisis de sensibilidad variando el diámetro nominal para distintos escenarios de consumo de gas, así como un estudio de rentabilidad del proyecto.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director M.Sc. John Alexander León Pabón.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL STUDY OF THE IMPLEMENTATION OF THE GAS PRIMARY NETWORK OF CAMPANERO, SANTA CRUZ, BOLIVIA*.

AUTHOR: EDWIN ALEXANDER ESPINDOLA PRADA**.

KEY WORDS: Natural gas, gas pipeline, primary gas line, distribution network, construction, gas transportation.

DESCRIPTION:

Due to the expansion of natural gas transportation for the domestic and export markets being carried out in Bolivia, several projects have arisen, among which is the construction of the primary network in the municipality of Campanero in the department of Santa Cruz. The present work wants to show the installation procedure and the present characteristics of the gas pipeline.

This project explains the mechanical and civil works carried out in the construction of the gas pipeline, as well as its execution parameters, equipment, materials and minimum staff required. Alike, the installation of a pipe interconnection by means of the Hot Tap method, defining the economic and environmental benefits, its technological background and assembly procedure. It also shows the steps that were carried out for the Hot Tap installation in the primary network of Campanero and its respective photographic report.

Results of welding inspection tests, roughness tests and adhesion tests on heat shrink wraps are shown. Besides, they point out the various beneficial and unfavorable events that occurred during the construction of the pipeline, and the consequences that these caused. Finally, a sensitivity analysis is performed by varying the nominal diameter for different settings of gas consumption, as well as a study of the project's profitability.

* Undergraduated Project

** Physic-chemist Engineering Faculty. Petroleum Engineering School, Director M.Sc. John Alexander León Pabón.

INTRODUCCIÓN

El gas está siendo actualmente un recurso energético muy usado, se ha tenido muy en cuenta gracias a que ofrece un impacto ambiental menor con respecto a otros tipos de hidrocarburos y brindando a la vez una buen funcionamiento. Su uso se ha masificado y esto conlleva a que se fabriquen instalaciones que ayuden a su exploración, producción, transporte, almacenamiento, entre otros.

Los gasoductos son la principal vía de transporte del gas natural, y es por esta importancia que hace que se impulse a la optimización de líneas transportadoras de gas, haciéndolas más resistentes, económicas, y versátiles a la hora de instalarlas, operarlas y mantenerlas.

Construir un gasoducto también juega un papel importante ya que se debe asegurar la integridad de la tubería y prevenir cualquier inconveniente que se pueda presentar a futuro. Muchos errores que se cometen al obrar una línea transportadora de gas se dan por no tener presentes las normas estandarizadas.

Con éste trabajo se desea dar a conocer un proceso de instalación de una línea primaria transportadora de gas natural ubicada en el municipio de Campanero del departamento de Santa Cruz de la Sierra en Bolivia, la cual cuenta con características tales como: tendido de la tubería, soldadura, interconexión del gasoducto a una línea de mayor diámetro mediante un proceso de hot tap, trabajos de revestimiento, prueba hidrostática, protección catódica, cámaras de operación, señalizaciones, entre otras.

1. CARACTERÍSTICAS DE LA LINEA PRIMARIA DE GAS DE CAMPANERO

1.1 GAS NATURAL

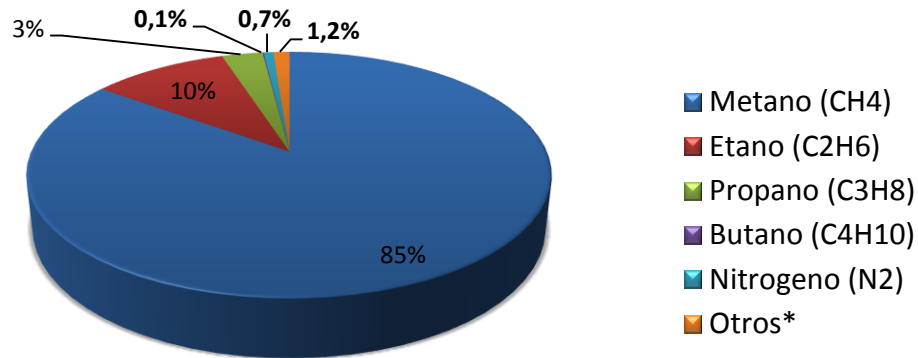
El gas natural es un compuesto no tóxico, incoloro e inodoro, constituido por una mezcla de hidrocarburos en la que su principal componente es el metano (CH₄).

Su composición química, no obstante, varía sensiblemente según su procedencia, ya que acostumbra a ir asociada a otras* moléculas o elementos como el ácido sulfhídrico (H₂S), el anhídrido carbónico (CO₂), el nitrógeno (N₂) o el helio (He) que se extrae cuando el gas natural se destina a usos industriales y domésticos.

El metano (CH₄) es el principal componente del gas natural, aunque contiene también otros hidrocarburos ligeros como el etano (C₂H₆), el propano (C₃H₈), el butano (C₄H₁₀) o el pentano (C₅H₁₂) en mucha menor proporción. Habitualmente, se encuentra en una proporción del 85%, mezclado con un 10% de etano, un 3% de propano, un 0,1% de butano y un 0,7% de nitrógeno. Todos tienen un punto de ebullición muy bajo, de hasta -158,9°C en el caso del metano¹.

¹ (LÓPEZ JIMENO, Carlos. El gas natural, recorrido de la energía. Revista Gas Natural, Madrid Innova. 2012. p 3-5.)

Figura 1. Composición típica del Gas Natural.



Fuente: LÓPEZ JIMENO, Carlos. El gas natural, recorrido de la energía. Revista Gas Natural, Madrid Innova. 2012. Modificada por el autor.

1.2 GASODUCTOS

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

Se incluyen en esta definición las líneas de transporte y recolección de gas, incluyendo sus complementos o accesorios que se hayan instalado costa fuera para el transporte de gas desde las instalaciones de producción a localidades en tierra y equipos de almacenamientos de gas del tipo de tubería cerrada, que se fabrican o se forjan de tubería o se fabrican con tubería y accesorios.

1.2.1 Línea primaria de gas natural.

Una línea principal de gas o línea principal de distribución es un segmento del gasoducto en un sistema de tuberías de distribución, instalado para llevar el gas a las líneas de servicio individual u otras líneas principales.

Este sistema de distribución es un sistema de tuberías de transporte de gas que opera a una presión mayor a la presión de servicio estándar que se entrega al cliente. En tales sistemas, se requiere un regulador para cada línea de servicio y así controlar la presión suministrada al cliente².

1.2.2 Construcción de una línea primaria de gas.

Las actividades más importantes en un proceso de construcción son: Apertura y conformación del derecho de vía, movilización y desmovilización, localización y replanteo, transporte y tendido de tubería, apertura de zanja, alineación y soldadura, limpieza de la tubería, recubrimiento de la tubería, bajado y tapado de la tubería, empalmes especiales, instalación de facilidades, cruces especiales, pruebas, geotecnia preliminar y definitiva, entre otras.

1.3 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO

Conforme el Plan de Inversiones 2015 de la Gerencia Nacional de Redes de Gas y Ductos (GNRGD) se resuelve aprobar el Proyecto “Cambio de la Matriz Energética de GLP por GN gestión 2015” y se autoriza los procesos de contratación directa ordinaria enmarcados en el D.S. 1996 y en sujeción a los montos presupuestados en el marco de la transparencia y las disposiciones legales aplicables.

² (INGASOIL. GAS AND OIL ENGINEERING S.A E.S.P. Manual de mantenimiento y operación.)

Para cumplir con este objetivo en la presente gestión Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos a través de la Gerencia Nacional de Redes de Gas y Ductos ha determinado la CONSTRUCCIÓN RED PRIMARIA CAMPANERO SEGUNDA CONVOCATORIA CDO-DRGSCZ-13-15³.

El presente Proyecto, contempla la ejecución de obras civiles, mecánicas y eléctricas para la construcción de la red primaria destacándose las siguientes actividades:

- Interconexión a la red primaria existente mediante un proceso de hot tap.
- Obras mecánicas.
- Trabajos de revestimiento
- Obras civiles.
- Prueba hidrostática.
- Construcción de cámaras para válvulas tronqueras y de interconexión.
- Protección catódica.
- Puesta en marcha.

El diseño y la selección de materiales se realizarán de acuerdo a las normas aceptadas en los sistemas de distribución de gas natural, de manera de garantizar la seguridad de la tubería y maximizar la prevención de riesgos y cuidado del medio ambiente en el área donde se realizará el proyecto. La norma principal que será usada en el diseño, construcción y operación de las instalaciones propuestas es el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Redes emitido por la Agencia Nacional de Hidrocarburos:

³ (Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos. Gerencia Nacional de Redes de Gas y Ductos. Distrito Redes de Gas Santa Cruz)

Tabla 1. Normatividad presente en el proyecto.

Norma	Reglamento de Diseño, Construcción y Operación para la Distribución de Gas Natural emitido por la ANH
ASME B16.5	Pipe flanges and flanged fitting
ASME B16.34	Flanged and - Butt Welding End
Spec API 5L	Line Pipe
Spec. 6D	Specification for pipeline valves, closures, connectors and Swivels
Std. 1104	Welding Pipelines and Related Facilities
RP 1110	Recommended Practice for Pipe for the Pressure Testing of Liquid Petroleum Pipelines
ASME B31.8	Gas Transportation and Distribution Piping Systems
MSS-SP -6	Standard Finish for Contact faces of Pipe Flanges and Connecting End Flanges of Valves and Fitting.
MSS-SP-44	Steel Pipeline Flanges
MSS-SP-55	Quality Standard for Steel Casting for Valves, Flanges and Fittings and other Pipe Components
MSS-SP-75	Specification for High Test Wrought Butt Welding Fittings.
API - 1102	Cruces de carreteras y vías ferreas para tuberías de acero

Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos. Gerencia Nacional de Redes de Gas y Ductos. Distrito Redes de Gas Santa Cruz.

El material tubular será entregado en su totalidad por YPFB a la empresa adjudicada, una vez se emita la orden de proceder por parte de las autoridades de obra.

La empresa contratista deberá realizar las inspecciones necesarias previa operación de estibaje ya que la misma será enteramente responsable de los materiales y equipos entregados en almacenes de YPFB hasta la conclusión del proyecto. Las inspecciones del material tubular y su almacenaje posterior deben ser llevadas a cabo conforme el código API Spec. 5L.

1.3.1 Accesorios presentes en el ducto.

A continuación se detalla el material a ser provisto por YPFB:

Tabla 2. Material contenido en la línea primaria.

Nº	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD
1	TUBERIA ACERO NEGRO AL CARBONO 3" DN SCH 40	2520	metros
2	ESPARRAGOS 3/4" X 4 1/4"	24	Unidades
3	VALVULA TIPO BOLA ANC 3" DN ANSI 300 RF	1	Unidades
4	EMPAQUETADURA MECANICA 3" DN ANSI 300	2	Unidades
5	EMPAQUETADURA DIELECTRICA 3" DN ANSI 300	1	Unidades
6	BRIDA WN ANC 3" ANSI 300 RF SCH 40	3	Unidades

Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos. Gerencia Nacional de Redes de Gas y Ductos. Distrito Redes de Gas Santa Cruz.

1.4 CALIDAD DEL GAS

Tabla 3. Composición del gas natural en Bolivia.

Composición del Gas Natural Boliviano		
Componente	Fórmula	% Volumen
Metano	CH ₄	87,43
Etano	C ₂ H ₆	5,65
Propano	C ₃ H ₈	2,26

i-Butano	C4H10	0,37
n-Butano	C4H12	0,9
i-Pentano	C5H12	0,25
n-Pentano	C5H14	0,25
n-Hexano	C6H14	0,22
n-Heptano	C7H16	0,12
n-Octano	C8H18	0,06
n-Nonano	C9H20	0,02
n-Decano	C10H22	0,02
Nitrógeno	N2	0,73
Dióxido de Carbono	CO2	1,72
Sulfuro de Hidrógeno	H2S	0

Fuente: Ministerio de Minería e Hidrocarburos. "Gas para el desarrollo". La Paz. 2003.

Tabla 4. Propiedades del gas

Propiedades Físicas del Gas Natural Boliviano		
Propiedad	Valor	Unidades
Peso molecular promedio	17,81	gr/mol
Peso específico	0,62	
Densidad (cond. estándar)	0,78	kg/m ³
Poder calorífico superior	42,63	MJ/m ³
Poder calorífico inferior	38,47	MJ/m ³
Calor específico a 0 °C	2,05	kJ/kg.°C
Índice de Wobbe	54,22	MJ/m ³
Composición (en peso)		
Carbono	73,29	%
Hidrógeno	23,81	%

Fuente: RAMIREZ VALVERDE, Santos. Suministro regional, las reservas vs. La realidad, gas natural, Bolivia. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.

1.5 YACIMIENTOS PETROLÍFEROS FISCALES BOLIVIANOS (YPFB)

Creada el 21 de diciembre de 1936, es una corporación, con sede en La Paz, Bolivia. Es una empresa pública boliviana dedicada a la exploración, explotación, refinación, industrialización, distribución y venta del petróleo y sus productos derivados.

1.5.1 YPFB Transporte S.A.

Es una empresa boliviana de servicio público, dedicada al transporte de hidrocarburos por ductos desde los distintos campos productores del país hasta los diferentes centros de consumo del mercado nacional y de exportación. Desempeña una actividad estratégica en el sector energético como propietaria de una red de más de 6250 kilómetros de ductos, entre gasoductos y oleoductos, que opera cumpliendo normas y los más altos estándares internacionales propios de la actividad. Es actualmente la tercera empresa transportadora más grande de Sudamérica.

Forma parte de la corporación estatal YPFB, la empresa más grande de Bolivia que tiene el control de la cadena de los hidrocarburos y sustenta gran parte de la economía del país. YPFB Transporte S.A. se rige por las políticas y directrices corporativas de su Casa Matriz.

YPFB Transporte S.A. es la empresa que resulta de la nacionalización de Transredes S.A. como parte de la recuperación de la soberanía económica del país sobre sus hidrocarburos. Como empresa transportadora, inició sus operaciones el 16 de mayo de 1997, en sujeción a la política de capitalización. Para cumplir con su cometido, En esa etapa, los principales accionistas eran TR Holdings Ltda. (conformado por las petroleras transnacionales Enron y Shell) con

el 50% de las acciones, las Administradoras de Fondos de Pensiones (Futuro de Bolivia AFP y BBVA Previsión) con un paquete accionario del 34% e inversionistas privados y ex trabajadores de YPFB con el saldo de acciones.

YPFB Transporte S.A. posee un Sistema de Gestión de Negocios que le permite contar con las certificaciones de Calidad ISO 9001, Medio Ambiente ISO 14001, Salud Ocupacional y Seguridad OHSAS 18001 y Gestión Vehicular NB 512004⁴.

⁴ (YPFB Transporte S.A. Quiénes Somos)

2. INTERCONEXIÓN HOT TAP

Las compañías de transmisión y distribución de gas natural necesitan hacer conexiones a las tuberías muchas veces al año para expandir o modificar sus sistemas existentes. Históricamente, esto ha requerido sacar de servicio una porción del sistema y purgar el gas a la atmósfera para garantizar la seguridad al momento de hacer la conexión. Este procedimiento, llamado interrupción e interconexión, causa emisiones de metano, pérdida de producto y ventas, molestias ocasionales a los consumidores y el costo de la evacuación del sistema de la tubería existente.

Figura 2. Conexión hot tap para una línea de 10" con una de 3".



Existe un procedimiento alternativo llamado “hot tapping” el cual realiza la conexión nueva de tubería mientras la tubería permanece en servicio, con flujo de gas natural bajo presión. El procedimiento hot tapping consiste en adherir una conexión derivada y una válvula a la parte externa de una tubería en funcionamiento, y después se corta la pared de la tubería dentro de la derivación y se quita la sección de pared a través de la válvula. El uso de “hot tap” evita la

pérdida de producto, las emisiones de metano y la interrupción del servicio a los consumidores.

2.1 ANTECEDENTES TECNOLÓGICOS

En los sistemas de transmisión y distribución de gas natural, con frecuencia es necesario volver a colocar o expandir tuberías existentes, instalar válvulas nuevas o reparar las viejas, instalar laterales nuevas, realizar el mantenimiento o tener acceso a líneas durante emergencias. Históricamente, ha sido una práctica común sacar de servicio una porción del sistema durante la reparación, ventilar el gas que contiene el segmento aislado y purgar la tubería con gas inerte para garantizar la seguridad durante la conexión.

Este procedimiento para realizar la interrupción e interconexión difiere levemente dependiendo de la presión del sistema. En sistemas de alta presión, las válvulas que los rodean se cierran para aislar el segmento de tubería y se colocan bloqueadores adicionales (tapones insertados) junto a las válvulas para evitar las fugas de gas natural y mejorar las condiciones de seguridad en el lugar de la interconexión. En un sistema de baja presión, la longitud de la tubería que se sacará de servicio por lo general es mucho más corta. En lugar de cerrar las válvulas que se encuentran alrededor, los tapones se usan para aislar la porción de la tubería que está directamente en el área de la derivación. En ambos casos, el gas en el segmento aislado de la tubería se ventila y la línea se purga.

Los efectos relacionados con la interrupción de la interconexión son tanto económicos como al medio ambiente. El gas ventilado del segmento de tubería representa una pérdida de producto y un aumento de emisiones de metano. Además, sacar de servicio un segmento de tubería puede en ocasiones causar interrupciones graves al servicio a los consumidores. Por ejemplo, una conexión

paralizada en una línea de acero puede requerir de tres o más días con la tubería fuera de servicio y la posible interrupción de los embarques de gas natural además de la liberación de metano a la atmósfera.

La técnica de hot tapping es una alternativa que permite que se haga la conexión sin tener que sacar de servicio el sistema ni ventilar gas a la atmósfera. La técnica de hot tapping también se conoce como intervención de la línea, intervención de la presión, corte de presión y corte lateral. El proceso implica adherir conexiones derivadas y cortar agujeros en la tubería en funcionamiento sin interrumpir el flujo del gas, y sin liberar ni perder producto. Los hot tap permiten nuevas derivaciones en los sistemas existentes, la inserción de dispositivos en la corriente del flujo, desviaciones permanentes o temporales y es la fase preparatoria para el bloqueo de la línea con tapones de globo temporales inflables (tapones)⁵.

2.2 PROCEDIMIENTO DE INSTALACIÓN

El equipo para realizar hot tap está disponible para casi cualquier tamaño de tubería, materiales de tuberías y tasas de presión en los sistemas de transmisión y distribución. El equipo principal para la aplicación de hot tap típicos incluye una máquina para taladrar, un accesorio de derivación y una válvula. El equipo de hot tap se describe en la **Figura 3**.

2.2.1 Máquina para taladrar.

La máquina para taladrar generalmente consiste en una barra giratoria o fija telescópica accionada mecánicamente que controla la herramienta de cortado. La herramienta de cortado se usa para producir un agujero piloto en la pared de la

⁵ (Natural Gas STAR, EPA Pollution Preventer. Uso de Hot Taps Para las Conexiones de Tuberías en Servicio. 2003.)

tubería para poder centrar una sierra perforadora que corta el “cupón” o la sección curva de la pared de la tubería.

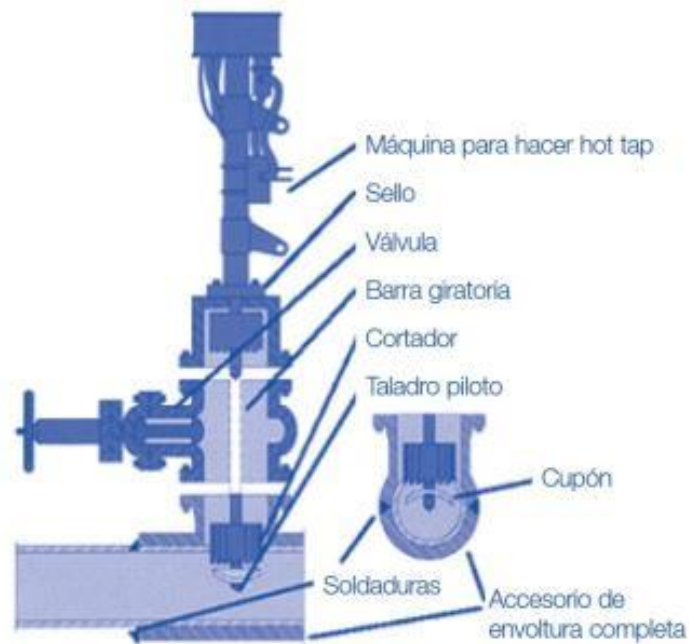
2.2.2 Accesorio.

La conexión a la tubería existente se hace dentro de un accesorio, el cual puede ser un simple tubo corto soldado para una conexión pequeña (por ejemplo, una pulgada) a una tubería más grande, o una T de manga dividida de envoltura completa para brindar apoyo adicional cuando la derivación sea del mismo tamaño que la tubería principal. La T se envuelve completamente alrededor de la tubería, y cuando se suelda, ofrece el refuerzo mecánico de la derivación a la tubería portadora.

2.2.3 Válvula.

La válvula de la conexión hot tap puede ser una válvula de bloqueo o una válvula de control para una nueva conexión, y debe ser capaz de permitir que el cupón (la sección de la pared de tubería cortada con una sierra perforadora) pueda quitarse después de la operación de cortado. Algunas válvulas adecuadas incluyen las válvulas de globo, bola o compuerta, pero no los tapones ni las válvulas de mariposa.

Figura 3. Equipo para aplicación de hot tap.



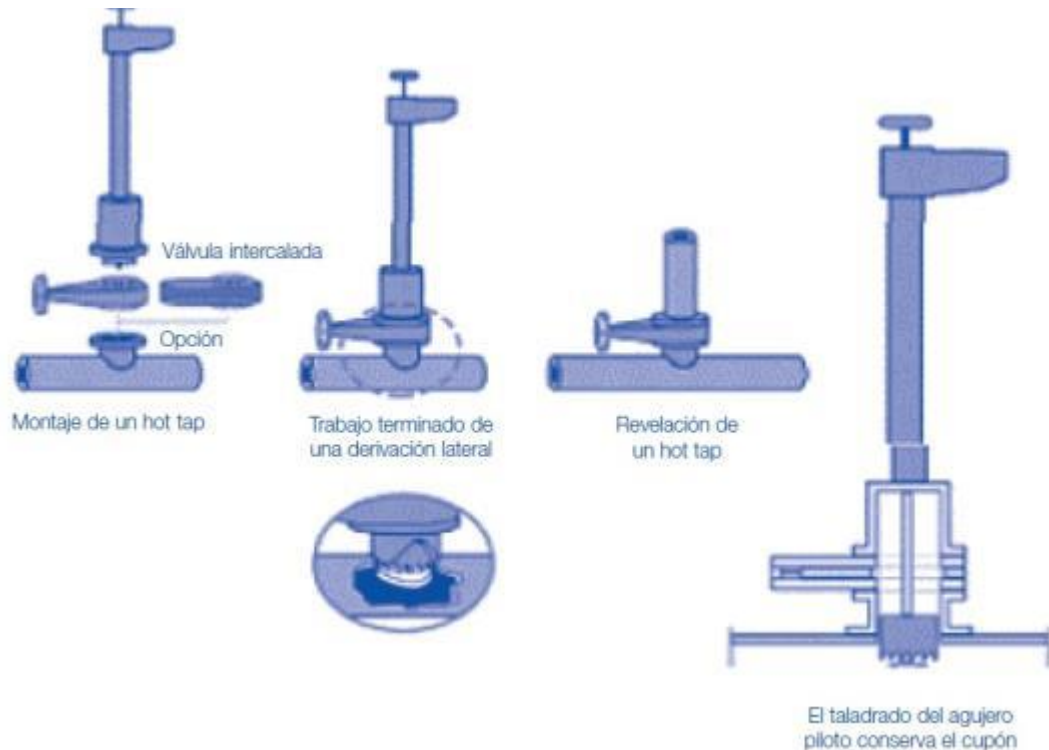
Fuente: IPSCO.

2.2.4 Procedimiento general.

La **Figura 4** ofrece un esquema general de un procedimiento de hot tap. Los pasos básicos para realizar un hot tap son:

1. Conectar el accesorio a la tubería existente con soldadura (acero), pernos (hierro fundido) o adhesiones (plásticas) e instalar la válvula.
2. Instalar la máquina de hot tap a través de la válvula permanente.
3. Llevar a cabo el hot tap cortando el cupón de la tubería a través de la válvula abierta. Un dispositivo especial sostiene el “cupón” para quitarlo después de la operación del hot tap. Sacar el cupón a través de la válvula y cerrar la válvula.
4. Quitar la máquina de hot tap y añadir la tubería derivada. Purgar el oxígeno, abrir la válvula y la conexión nueva estará en servicio.

Figura 4. Pasos básicos para realizar un hot tap.



Fuente: T.D. Williams, Inc.

Los hot tap pueden ser verticales, horizontales o en cualquier ángulo alrededor de la tubería siempre que exista espacio suficiente para instalar la válvula, el accesorio y la máquina para hacer el hot tap. La tecnología actual permite que las derivaciones se hagan en todo tipo de tubería, a todas las presiones, los diámetros y las composiciones, incluso en tuberías viejas que se fusionan a una nueva. Ahora se encuentran disponibles máquinas para realizar hot tap nuevas de peso ligero que permiten realizar el trabajo con un solo operador, sin bloqueo ni reforzamiento adicional.

Los manuales de seguridad y las directrices de procedimiento están disponibles a través del American Petroleum Institute (API), American Society of Mechanical Engineers (ASME) y otras organizaciones para el soldado en tuberías en servicio

de todos tamaños, tasas de flujo y ubicaciones. Esos manuales ofrecen información sobre qué considerar cuando se suelda, incluyendo la prevención de aberturas por quemadura, el flujo en las líneas, el grosor del metal, los accesorios, el tratamiento de calor posterior al soldado, la temperatura del metal, la conexión hot tap y el diseño de la soldadura, y el contenido de la tubería y el equipo.

Los catálogos de equipo y los manuales del vendedor también son buenas fuentes para determinar qué tamaño y tipo de equipo es el más apropiado. Varios vendedores han publicado directrices globales y guías para realizar los procedimientos hot tap, incluyendo la información para la derivación en varios materiales, la evaluación y la preparación del lugar de trabajo, la selección y la instalación de accesorios y otro equipo, y las precauciones de seguridad. Lo más importante, debido a que este procedimiento es peligroso, cada hot tap potencial debe evaluarse individualmente y debe prepararse o revisarse un procedimiento detallado y por escrito antes de comenzar cada trabajo para garantizar que se sigan todos los pasos correctamente y de manera segura⁶.

2.3 BENEFICIOS ECONÓMICOS Y PARA EL MEDIO AMBIENTE

Los beneficios clave económicos y al medio ambiente al emplear los procedimientos de hot tap en lugar de conexiones con tubería fuera de servicio incluyen:

- La operación continua del sistema – se evita sacar de servicio la tubería y las interrupciones.
- No se libera gas a la atmósfera.

⁶ (T. D. Williamson. El Éxito de la Tecnología del Hot Tapping. PetroQuiMex, La Revista de la Industria Petrolera. 2010.)

- Se evitan los cortes, la realineación y volver a soldar las secciones de tubería.
- La reducción del costo relacionado con la planificación y la coordinación, reuniones, programas, documentación, producción perdida y mano de obra directa.
- Seguridad mejorada para los trabajadores.
- Eliminación de la obligación de notificar a los consumidores de gas sobre las interrupciones de servicio.

Al garantizar que se sigan las mejores prácticas cuando se realiza un hot tap, se reduce el tiempo necesario para realizar el procedimiento así como el potencial de que falle⁷.

2.4 CONEXIÓN HOT TAP EN LA RED PRIMARIA DE CAMPANERO

La instalación de la conexión hot tap Incluyó los siguientes trabajos:

- Cálculos para Hot Tap.
- Medición de espesores.
- Soldadura de accesorios.
- Inspección de soldaduras – END (Ensayos No Destructivos).
- Montaje del Hot Tap.

⁷ (Natural Gas STAR, EPA Pollution Preventer. Uso de Hot Taps Para las Conexiones de Tuberías en Servicio. 2003.)

Figura 5. Procedimiento hot tap finalizado.



2.4.1 Equipo, materiales y personal.

Para el proceso de soldadura se requirió de una motosoldadora, electrodos, un soldador calificado y sus ayudantes. Se contó de una maquina hot tap, medidor de espesores, detector de gas, con su respectivo especialista en conexiones hot tap y ayudantes. Para las inspecciones de soldadura se trabajó con el equipo de radiografiado.

2.4.2 Parámetros de ejecución.

Antes de iniciar la actividad se requirió que todo el personal involucrado en la actividad utilizara el EPP apropiado como ser: ropa de trabajo, casco, guantes, botas de seguridad, gafas, etc. Aunque en el momento de efectuarse los trabajos de hot tap, las condiciones climáticas fueron las apropiadas, de haberse tenido situaciones adversas (lluvias, vientos fuertes, polvareda, etc.) se hubiera suspendido la actividad.

Cálculos para Hot Tap.

Se realizaron los cálculos necesarios previos al inicio de los trabajos, para lo cual se le solicitó al contratante a través del supervisor de obras todos los datos requeridos, tales como temperatura y presión del gas, características de la tubería donde se realizará el hot tap u otros necesarios. A través del cálculo se determinó las medidas de seguridad necesarias previas a la realización del hot tap.

Medición de espesores.

Se efectuó la medición de espesores de la tubería, en el punto donde se procedería a realizar los trabajos de Hot Tap, y de igual manera en los puntos que fueron necesarios para verificar la uniformidad del espesor. En función de los resultados obtenidos, se verificó que el rango en el cual se hicieron los cálculos eran los permitidos, en caso contrario, se debía proceder a realizar un nuevo cálculo.

2.4.3 Soldadura de accesorios.

Previo al inicio de la soldadura de accesorios, se utilizó el detector de gases para verificar que el área donde se realizaron los trabajos se encontraba libre de gases explosivos que pudieran reaccionar con la chispa de la soldadura. De la misma manera, se calculó y verificó que no se requirió bajar la presión del servicio, con la finalidad de garantizar la seguridad en el trabajo.

Al cumplirse lo anterior, el soldador dió inicio a la soldadura de la conexión Hot Tap dando cumplimiento al WPS (Welding Procedure Specification) aplicable para los trabajos, considerando las recomendaciones e instrucciones aplicables dadas para la soldadura de tuberías.

Figura 6. Soldadura del accesorio a la tubería de 10”.



2.4.4 Inspección de soldaduras.

A medida que se concluía la soldadura de los accesorios necesarios para el Hot Tap, le seguía la inspección radiográfica por el método de gammagrafía, afortunadamente los resultados fueron aprobados, por lo tanto no fueron necesarias reparaciones y se pudo avanzar rápidamente al trabajo de hot tap. Finalmente se realizaron una prueba de hermeticidad y sello a la válvula de sacrificio que se utilizó para la instalación del hot tap.

Figura 7. Inspección radiográfica a la interconexión.



2.4.5 Montaje del Hot Tap.

Al haberse aprobado los trabajos anteriores se dio comienzo al trabajo de Hot Tap, para lo cual se montaron todos los accesorios necesarios. Inicialmente se acopló la máquina de Hot Tap y se inició el trabajo de perforación, realizándolo lentamente y midiendo la profundidad que se tiene de perforación, teniendo especial cuidado en el punto donde se ingresa al interior de la tubería. Posteriormente se cerró la válvula y así retirar el trozo de tubería cortado. Al final se le soldó un codo a la interconexión y a este, el resto de tubería del gasoducto.

Cuando finalizó el proyecto no se dió apertura a la válvula, esta permaneció cerrada debido a que aun faltaban proyectos para continuar la red, ya sea con líneas primarias y/o secundarias⁸.

Figura 8. Postura de brida con su respectivo sello hermético.



Figura 9. Uso de máquina para perforar una sección del gasoducto de 10”.



⁸ (Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos. Gerencia Nacional de Redes de Gas y Ductos. Distrito Redes de Gas Santa Cruz)

3. OBRAS CIVILES Y MECÁNICAS PRESENTES EN LA INSTALACIÓN DE LA RED PRIMARIA DE GAS

3.1 OBRAS CIVILES Y TRABAJOS GENERALES⁹

3.1.1 Replanteo y trazado topográfico.

Comprende las actividades destinadas a la identificación, medición y verificación del trazo que desarrollará la red primaria, así como el registro del perfil topográfico y la posterior geo-referenciación del ducto y otras instalaciones del proyecto. Además debe ser replanteado el derecho de vía del ducto con progresivas cada 50 metros, relevamiento de las interferencias superficiales, lectura de juntas y elaboración de planos.

Equipo, materiales y personal mínimo.

El personal involucrado consta de un topógrafo, un alarife y ayudantes. Como equipo para efectuar la medición se requiere de una estación total o teodolito, así como cinta métrica de 5 y 100 metros, GPS y cámara fotográfica para la identificación y referenciación del proyecto.

Parámetros de ejecución.

El replanteo a realizarse considera: ubicación y demarcación del derecho de vía y de la senda antes de iniciar los trabajos. Se deberá presentar un informe sobre las condiciones del sitio de la obra y otras instalaciones a ser afectadas como ser agua potable, alcantarillado, tendido eléctrica, fibra óptica, canales, etc.

⁹ (Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos. Gerencia Nacional de Redes de Gas y Ductos. Distrito Redes de Gas Santa Cruz)

Una vez identificado y relevado topográficamente el trazo del ducto, la senda y/o el derecho de vía (DDV) deben ser demarcadas a partir de la directriz establecida en el replanteo topográfico de acuerdo con las siguientes condiciones:

- Los laterales del derecho de vía y de la senda deben ser identificadas en máximo cada 50 m.
- Las estacas de madera deben ser colocados en los laterales del derecho de vía, en sitios de fácil visibilidad, en caso de no ser factible el uso de estacas deben identificarse con pintura cada 50 metros las progresivas kilométricas.
- La señalización de seguridad o informativa debe ser ubicada conforme requerimiento del supervisor.

La ubicación de la posición de otros ductos existentes, en relación al eje de la zanja, debe ser efectuada de acuerdo con los siguientes criterios:

- Consultar los planos “as built” y el catastro de las concesiones de servicios públicos.
- Ubicación de los ductos existentes a través del empleo del detector de tubos y de sondeo por pozos cavados manualmente.
- Sondeos adicionales en caso de que existieran dudas de los resultados del detector de tubos.
- Colocación de estacas provisorias sobre los ductos existentes con espaciamiento máximo de 20 metros; en las curvas esas distancias debe ser reducida para un valor coincidente con el radio de curvatura de la curva.
- Identificar y señalar los tramos donde fuera detectada baja cobertura (profundidad mínima insuficiente) de los ductos existentes de manera de alertar a los operadores de maquinarias sobre la imposibilidad de transitar esos lugares.

Sin embargo se tomarán las provisiones necesarias para no perjudicar a los propietarios de viviendas, lotes, o parcelas por efecto de la construcción de las líneas de gas natural, haciéndose responsable de los daños ocasionados por efectos de la construcción a tales propietarios por descuidos o accidentes.

3.1.2 Excavación de zanja.

Son los trabajos necesarios para la excavación en zanja con la finalidad de realizar el tendido de tuberías de gas en sus distintos diámetros, las dimensiones tipo son 0.5 metros de ancho y 1.5 metros de profundidad.

De acuerdo a la naturaleza y características del suelo a excavar se establece el siguiente tipo de suelo para su excavación:

- Suelo clase I (blando).- Materiales de fácil remoción (en el presente proyecto se considera la excavación en suelos de éste tipo).
- Suelo clase II (semiduro).- Materiales conformados por arcillas compactas, arena o grava consolidada en matriz arcillo-limosa.
- Suelo clase III (duro).- Material rocoso, conformado por rocas sueltas, conglomerados areniscas y todos aquellos suelos compactos.

Equipo, materiales y personal mínimo.

Se necesita principalmente de retroexcavadoras con sus correspondientes operadores certificados en maquinaria pesada y ayudantes

Figura 10. Excavación de zanja.



Parámetros de ejecución.

La profundidad de la zanja será de aproximadamente 1.50 metros y 0.5 metros de ancho, de tal manera que se asegure que la generatriz superior de la tubería esté recubierta por 1 metro con respecto al nivel del suelo. Esta altura puede aumentar o disminuir en acuerdo con el supervisor, si se requiere de esta manera por la presencia de inconvenientes como pueden ser cruces con otras instalaciones.

Si la altura recomendada es menor a la establecida, se enfundará la tubería o en su caso se colocarán tejos, losas de hormigón, etc. Los materiales provenientes de la excavación se ubicarán a lo largo del derecho de vía. Se debe mantener un espacio libre de por lo menos 50 cm. entre los materiales excavados y la pared más próxima de la zanja. Se deberán tomar medidas de seguridad, en cuanto perciba que la zanja no es estable y que pudiesen existir derrumbes, tales como entibación o apuntalamiento. Igualmente se deberá tomar muy en cuenta el desagüe de aguas que existieran en el momento de realizar la excavación, en todo momento el área de trabajo debe estar en buenas condiciones.

Figura 11. Retroexcavadora y su respectivo ayudante con indicador de profundidad.



3.1.3 Relleno y compactación de zanja.

Comprende los trabajos de reposición de material excavado a la zanja, realizando una compactación necesaria para poder restablecer las condiciones originales del área en la que se efectuó la excavación.

Equipo, materiales y personal mínimo.

El equipo consta de retroexcavadoras y compactadoras manuales, y como material, el uso de cinta de señalización. Un equipo conformado por operadores de maquinaria pesada y compactadoras, y ayudantes.

Parámetros de ejecución.

El relleno inicial será efectuado con tierra de granulometría fina, evitando el contacto de materiales que dañen los revestimientos, hasta una altura sobre la

generatriz del ducto de 50 cm, el relleno a esta altura será compactado con máquina compactadora tipo saltarín.

Figura 12. Retroexcavadora haciendo trabajo de relleno de zanja.



Se debe colocar la cinta de señalización amarilla (30 cm de ancho) sobre esta capa, que permitirá mostrar la presencia de tubería cuando se realicen otras excavaciones. Las capas superiores serán realizadas con relleno de tierra común y compactadas cada 50 cm, el tiempo de compactación no debe exceder las 48 horas después de bajada la tubería. Para la reposición definitiva de los materiales superficiales removidos (pavimentos, asfaltos, empedrados, etc.) será indispensable que el relleno no tenga hundimientos, que afectan la calidad del acabado final.

Toda reposición debe quedar en conformidad por el gobierno Municipal y la supervisión, es decir que todas las instalaciones y/o materiales superficiales removidos deben quedar mejor o igual que en su estado inicial u original. Se debe tener especial cuidado en los procedimientos de relleno y compactado de cruces

(cuando sea aplicable), para asegurar que la vía opere satisfactoriamente y que la seguridad a terceros no se vea comprometida, en el caso de cruces de cuerpos de agua para proteger el lecho de los mismos.

Figura 13. Uso de máquina compactadora tipo “saltarín”.



3.1.4 Perforación dirigida para cruces en carreteras.

Los cruces especiales de carretera con perforación dirigida son realizados con equipos de perforación direccional, los cuales no necesitan extensas áreas de operación, siendo su interacción y efecto sobre el medio ambiente casi nulos.

Equipo, materiales y personal mínimo.

Principalmente el equipo de perforación horizontal dirigida, manejado por su operador y ayudantes, los cuales se encargan del montaje y desmontaje del equipo, así como de monitorear, añadir y retirar las barras al momento de perforar o sacar la tubería.

Figura 14. Equipo de perforación dirigida, operador y ayudante.



Parámetros de ejecución.

Para realizar el cruce con perforación dirigida se deben realizar los siguientes procedimientos:

Perforación del pozo piloto.

Una vez instalado el equipo de perforación se procede a la perforación del túnel piloto generalmente usando diámetros menores como ser 2" y con un ángulo prescrito por la contratista a operar, ángulo que deberá estar en función a la distancia del cruce y al tipo del terreno a atravesar con la perforación.

La velocidad de avance prevista para este trabajo, sería de acuerdo al tipo de suelo, se utiliza como herramienta un trepano (broca) con diente de corte, para lo cual se deberá usar tren de barras de perforación. Si se encontrara una obstrucción provocada por una formación rocosa o piedra bola aislada (no prevista

en función de la información geológica de la zona), se procederá a maniobrar con la herramienta para evitar obstáculos.

Figura 15. Equipo de perforación horizontal dirigida.



Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos. Gerencia Nacional de Redes de Gas y Ductos. Distrito Redes de Gas Santa Cruz.

El direccionamiento, o guiado de la perforación se realizará por medio de una herramienta curva en la barra posterior al cabezal de corte e inyección de líquidos. La orientación que se imprima a esta pieza permitirá al perforador construir la curva programada, teniendo en consideración la flexión de la tubería a instalar. Este sensor permitirá conocer en todo momento, a través de un registro, la dirección y ángulo de avance de la perforación con un equipo de localización de alta precisión (la marca utilizada en éste proyecto fue Subsite 750 tracker).

Figura 16. Equipo de localización marca Subsite 750 Tracker.



Fuente: InspectAPedia.

La perforación continuará su avance con el agregado de barra de 3 metros de longitud cada una provista de manera automática o manual a definir por el operador del equipo. La perforación continuará a lo largo de un perfil de diseño compuesto de rectas tangentes y arcos de radio largos. La profundidad máxima del túnel estará en función del ángulo que tome la perforación pero ésta se encontrará entre 2 y 4 metros como máximo.

Ensanchamiento del túnel.

Una vez completado el túnel piloto con un diámetro menor se procede a realizar un ensanchamiento del túnel con un diámetro mayor adecuado. Alcanzando el punto de salida con la herramienta de perforación piloto, se procederá al ensanchamiento progresivo del túnel con el agregado de herramientas rotativas. El ensanchador se conecta al tren de barras que permite su giro con un diámetro

superior al de la cañería a instalar. Las barras de perforación se colocan automáticamente en el equipo de perforación. El ensanchamiento del túnel será hasta un 50% más que el diámetro de la columna de tubería a insertar.

Inserción de columna de tuberías.

El tramo de tuberías de 2" a 3" a instalar será colocado sobre lanzadores a rodillo, que facilitaran su desplazamiento hacia el túnel perforado. La misma deberá tener soldado el cabezal de tiro sobre el extremo delantero de la columna en el sentido del lanzamiento. A continuación se colocara una unión giratoria, vinculada al cabezal de tiro soldado, una vez concluidas las maniobras de conexión a la tubería de tracción, se mantendrá suspendido el tramo de la cañería a instalar con una grúa en las inmediaciones de su ingreso al túnel de modo de producir una suave curvatura por flexión natural hasta su primer apoyo fijo antes del ingreso al túnel.

Figura 17. Halado de la sarta de perforación.



Con todos los aprontes ya realizados, se dará inicio del halado de la columna de tuberías desde el equipo perforador guiándola por el túnel en forma simultánea. El ingreso de la columna de tuberías al túnel se cumplirá en tramos de 3 metros de

longitud de cada barra de perforación, que será retirada secuencialmente en el equipo; al retirar la última barra quedará concluido el cruce. Luego de haber instalado la camisa de acero de diámetro mayor se hace pasar a través de esta la tubería de menor diámetro que transportará el gas.

3.1.5 Provisión y colocado de señalización vertical.

Son todos los trabajos para la construcción e instalación de postes y letreros de señalización. Para el presente proyecto se instalarían 34 piezas en el área urbana, dos postes por cruce especial, y en el trazo fuera del área urbana serán ubicados cada 150 m.

Figura 18. Señalización vertical en el inicio de la línea primaria de Campanero.



Equipo, materiales y personal mínimo.

El personal encargado de construir la señalización vertical consta de un albañil, encofrador, armador, pintor y ayudantes generales. Las herramientas necesarias son las básicas para trabajos con concreto.

Parámetros de ejecución.

Poste.

Armadura principal, hierro de construcción de 3/8 de pulgada y estribos de hierro de construcción de 1/4 cada 20 cm debidamente vibrados, además de concreto dosificado de proporción 1:3:5 pintado con las identificaciones correspondientes en color amarillo y negro.

Letrero.

Plancha de acero, con espesor de 1/32 de pulgada, tratada contra la corrosión con 2 perforaciones de 5/16 de pulgada para su instalación en el poste. Las letras deben ser tipo Stencil.

Figura 19. Instalación del letrero en el poste de señalización vertical.



La implementación de señalización se deberá realizar en distancias equidistantes y en los puntos convenientes como ser cruces de ríos, carreteras, parques, plazas, áreas verdes, líneas férreas, puentes y caminos vecinales. La localización del poste debe estar desfasada del eje de la tubería en un rango de 0.5 - 1 metro al lado de mayor conveniencia.

La base del poste debe encontrarse a 0.5 metros por debajo de la superficie y asegurada en hormigón. Cada poste debe indicar, la distancia al ducto, la profundidad, la dirección del ducto, la distancia progresiva en formato “kp” y las señales de advertencia.

3.1.6 Cámara de hormigón armado.

Este Ítem consiste en la construcción de la base, muros de hormigón armado, tapa de la cámara metálica (plancha y angular) y escalera metálica (acero corrugado) que tienen el propósito de contener las válvulas e interconexiones.

Equipo, materiales y personal mínimo.

Se deberá contar con cemento tipo Portland que cumpla con la resistencia solicitada, arena, grava, gravilla, madera de encofrado, alambre de amarre, agua potable, acero estructural corrugado de 3/8 de pulgada para la construcción de la cámara base y muros, acero estructural corrugado de 1 ¼ pulgadas para la construcción de la escalera metálica, plancha de 3 mm para la tapa, tubería de acero galvanizado de pulgadas para venteo.

El personal necesario es el mismo que para la instalación de señalización vertical, siendo estos, un albañil, encofrador, armador, pintor y ayudantes generales.

Parámetros de ejecución.

La empresa Contratista debe garantizar que los materiales cumplan con las siguientes consideraciones:

- El hormigón armado deberá cumplir una resistencia mecánica mínima de 210 Kg/cm².
- El encofrado debe estar debidamente apuntalado para evitar pérdidas de la mezcla de hormigón; así mismo, los tabloncillos deben ser pintados con aceite o diesel para evitar imperfecciones en el hormigón durante desencofrado.
- El acero estructural a ser utilizado debe estar limpio, para una mejor adherencia.
- El agua de vaciado debe ser limpia, bebible y libre de materia orgánica, aceites u otros que afecten a la adherencia del hormigón.

Seguidamente, se verificará la calidad de hormigón mediante los siguientes ensayos:

- Prueba de cono de Abrams para determinar plasticidad de la mezcla y cantidad de agua requerida.
- Probetas de Hormigón para verificar que la misma alcanzo la resistencia mecánica especificada.
- Se aplicarán aditivos para impermeabilizar el hormigón si el nivel freático es alto en el lugar de la cámara.

Figura 20. Construcción de la cámara de hormigón armado.



La tapa de ingreso a la cámara será metálica, como protección se aplicará sobre toda su superficie pintura anticorrosiva de color amarilla. El sistema de doble venteo estará compuesto por dos tuberías de acero galvanizado de diámetro de 2 pulgadas, las mismas se colocarán en paralelo, ambos conductos se encontraran por encima del nivel del terreno, a una altura de 0.5 metros.

Figura 21. Interconexión al interior de la cámara finalizada.



Figura 22. Exterior de la cámara.



3.2 OBRAS MECÁNICAS

3.2.1 Cargue, transporte y descargue de tubería.

Comprende la ejecución del servicio de transporte y estibaje (carguío y descarguío) de material tubular desde almacenes del proveedor (YPFB) hasta la zona donde se realizará la obra.

Equipo, materiales y personal mínimo.

Para efectuar el trabajo se necesitará de una grúa y un camión de carga plana. El personal que se requiere consta del operario de la grúa, chofer del camión, un capataz y sus ayudantes

Parámetros de ejecución.

Las operaciones de transporte de materiales, especialmente de los tubos, deben ser realizadas de acuerdo con las disposiciones de las autoridades responsables por el tránsito en la región sin constituir peligro para el tránsito normal de vehículos.

En el transporte de tubos, la carga debe ser dispuesta a modo de permitir el amarre firme para que no se dañe el tubo o su revestimiento. Para el manipuleo de los tubos durante el cargado o descarga, se deben usar cintas de nylon de un largo apropiado o ganchos especiales para evitar daños en los tubos. Antes de remover el amarre de la pila para descargar, debe ser efectuada una inspección visual a fin de verificar si los tubos están convenientemente apoyados, sin riesgo de rodamientos. Para la descarga de las pilas de tubos deben ser utilizadas cintas

de nylon, tales cintas se deben ajustar a la pila, de modo impedir movimientos relativos entre los tubos.

En el almacenaje no se deben permitir apilamientos mayores a 1.5 metros de altura. Se deben mantener en los locales de almacenamiento y en los de distribución de tubos a lo largo de la senda, personal y equipos adecuados para el manipuleo de los tubos, seguridad y limpieza permanente del área¹⁰.

Figura 23. Descargue de la tubería en el derecho de vía.



3.2.2 Desfile y bajado de tubería.

Son las actividades de distribución de tubería sobre sacos de relleno suave a lo largo del trazo sobre el derecho de vía.

¹⁰ (GOMEZ RIVAS, Pedro A. Ingeniero Industrial. Construcción de gasoductos)

Equipo, materiales y personal mínimo.

Se requiere de un camión de carga plana, una grúa, y sus respectivos operarios, un capataz, ayudantes, así como de sacos con material blando (ej. aserrín) y herramientas menores.

Parámetros de ejecución.

Los tubos deben ser distribuidos conforme “welding map” y registro de desfile, a lo largo de la senda de manera de no interferir con el uso normal de los terrenos involucrados. Registrar mínimo los siguientes datos en los tubos:

- Material.
- Diámetro.
- Espesor.
- Tipo de revestimiento.
- Colada.
- Número de tubo.

Los tubos que tengan defectos en sus extremos tales como laminación o rajaduras deberán ser sacados de la línea en construcción, y los que tengan defectos en sus extremos serán cortados y nuevamente biselados.

Figura 24. Desfile de tubería sobre sacos con relleno suave.



3.2.3 Curvado de tubería.

Las operaciones de curvado de tubería se realizan por la necesidad de evitar el uso de accesorios debido al trazado del gasoducto, siempre y cuando se cumplan ciertas condiciones para así poder conservar la integridad del tubo.

Equipo, materiales y personal mínimo.

Se deberá contar mínimamente con un camión grúa mediano, una dobladora de tubos, placa calibradora e instrumentos de medición, así como de sus respectivos técnicos operarios, cañista y ayudantes.

Parámetros de ejecución.

El curvado en la obra se realizará en frío mediante el uso de un equipo de curvado, en ningún caso se procederá al calentamiento de la pieza en

concordancia de los códigos ASME B 31.8 (Gas Transportation and Distribution Piping Systems) y API 5L (Line Pipe) y el radio de curvatura no deberá ser inferior a 20 veces el diámetro del tubo.

Figura 25. Curvado de tubería.



El diámetro de la pieza no deberá reducirse en ningún punto a menos de 2,5% del diámetro nominal, aspecto que deberá ser controlado mediante el pase de una placa calibradora. Durante la operación de doblado se tendrá especial cuidado de no ocasionar pliegues o deformaciones seccionales en la tubería. De preferencia la curva se debe encontrar al medio de la tira o pieza doblada y efectuado en plano vertical.

Los controles al finalizar el curvado serán los siguientes:

- Se verificará el radio por cálculo.
- Se verificará la ovalización.
- Se efectuarán correcciones si fuera necesario.
- Inspección visual final.

Toda tubería que muestre ovalizaciones será rechazada y reemplazada a expensas de la empresa contratista. La cañería curvada debe ser marcada con la siguiente información:

- Angulo de Curvatura.
- Posición de la generatriz superior (en el montaje).
- Sentido del Montaje.

3.2.4 Soldadura de tubería 3”.

Son los trabajos referidos a la unión de dos piezas de tubería mediante la operación de soldadura (SMAW, Shielded Metal Arc Welding) previa preparación de la junta, alineación, limpieza e inspección visual siguiendo parámetros puntuales definidos en un procedimiento de soldadura WPS (Welding Procedure Specification) elaborado por personal debidamente identificado y certificado utilizando el Estándar API 1104 (Welding Pipelines and Related Facilities)¹¹.

Equipo, materiales y personal mínimo.

Los equipos involucrados en ésta actividad constan de una moto soldadora, alineadores externos e internos, material de aporte (electrodos), hornos de calentamiento y porta electrodos, equipo de inspección visual y herramientas menores. Para el personal se requiere mínimo de un soldador calificado, cañista, amolador, operador de moto soldadora y ayudantes. Durante la ejecución de la soldadura deberá mantenerse en obra un inspector visual de soldadura CAWI (Certified Associate Welding Inspector) o equivalente que estará encargado de realizar la evaluación por inspección visual de cada junta.

¹¹ (American Petroleum Institute (API). Safe Hot Tapping Practices in the Petroleum & Petrochemical Industries)

Parámetros de ejecución.

Limpieza, biselado e inspección antes de la soldadura de la tubería de acero.

Todas las cañerías deben ser limpiadas interna y externamente por un medio apropiado antes de que se efectúe la soldadura previa verificación de los parámetros físicos y paso de placa calibradora.

Se deben tomar en cuenta los siguientes trabajos:

- Mantener cerradas por medio de tapas las extremidades de tramos soldados a fin de evitar el ingreso de animales, agua, lodo y objetos extraños.
- No se permite la utilización de puntos de soldadura para la fijación de las tapas.
- Recoger las sobras de los tubos y restos de electrodos de soldadura, así como cualquier otro material utilizado en la operación de soldadura.
- Todo el personal de la obra debe ser advertido de la necesidad de cumplir con estas previsiones y se le debe informar claramente que ningún equipo, herramienta o vestimenta, por ninguna razón debe quedar dentro de la tubería.

Las extremidades de los tubos tanto exterior como interiormente serán limpiadas por medio de un cepillo metálico de hasta por lo menos 100 mm del extremo, eliminando todas las herrumbres, incrustaciones o ralladuras. Todos los biseles en los tubos deben ser revisados o realizados y acabados utilizando un equipo mecánico u oxi-acetileno, de acuerdo con los criterios de acabado del bisel previsto en la API Spec. 5L.

Antes del acoplado de los tubos, se debe efectuar una inspección y limpieza interna, con el propósito de evitar la presencia de material extraño y la detección de aplastamientos que puedan perjudicar la soldadura y/o el paso de los “pigs” (marranos) de limpieza.

Figura 26. Biselado de las extremidades del tubo por un técnico amolador.



Alineado de la tubería.

Para el alineamiento de las piezas tubulares se deben utilizar acopladores (grapas) exteriores o dispositivos interiores. Deben ser utilizados, preferentemente, acopladores de alineación interna y cuando fuera usado un acoplador de alineación externa, el largo del primer pase de soldadura debe ser simétricamente distribuido en por lo menos el 50% de la circunferencia antes de su remoción.

Operación de soldadura.

Los electrodos a usarse deberán tener su respectivo certificado de calidad y deberá ser compatible con el material base debiendo cumplir con los requerimientos del WPS¹².

El trabajo de soldadura será suspendido por requerimiento del supervisor cuando las condiciones atmosféricas o el mal trabajo de soldadura impidan su normal prosecución. Si existiera humedad en la junta, deber ser secada mediante el uso de un soplete con llama no concentrada.

El pre-calentamiento, cuando sea aplicado, debe ser ejecutado en una extensión de al menos 110 mm de ambos lados del eje de la soldadura, al contorno de toda la circunferencia del tubo, debiendo estar a una temperatura constante y uniforme verificada con un pirómetro, en la superficie diametralmente opuesta a la incidencia de la llama de calentamiento. La temperatura de pre-calentamiento, estipulada en el procedimiento de soldadura, debe ser mantenida durante toda la soldadura y en toda la extensión de la junta. En el pre-calentamiento de tubos es permitido el uso de soplete con llama no concentrada, de manera tal que sea garantizada la uniformidad de temperatura en toda la junta.

¹² (ASME (THE AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS). ASME B 31.8 Sistemas de tubería para transporte y distribución de gas. 1999)

Figura 27. Soldadura de tubos de 3”.



Cada soldadura tendrá por lo menos tres pasadas, la soldadura terminada estará libre de huecos, inclusiones no metálicas, burbujas de aire y otros defectos. Asimismo tendrá un reforzado de entre 1/32” y 1/16” en exceso de pared de las cañerías en toda su circunferencia. Las soldaduras terminadas serán limpiadas con cepillo de acero para remover los desperdicios y óxido para facilitar la inspección visual.

En el avance de soldadura la segunda pasada (hot-pass) deberá ser efectuada inmediatamente después de la primera pasada. El tubo no debe ser manipulado antes de la finalización del primer pase o después del amolado de éste. Se deberá concluir la ejecución del segundo pase para permitir su movimiento. En el caso de tubos lastrados o de lingadas que puedan ser sometidas a tensión durante la soldadura, el movimiento sólo debe ser efectuado después de la conclusión del segundo pase.

Cuando fuera necesaria la remoción de una soldadura circunferencial a juicio del supervisor o por los resultados de la evaluación de la junta soldada, ésta debe ser realizada a través de un anillo cuyo corte esté a lo mínimo a 50 mm de distancia del eje de la soldadura.

Inspección después de la soldadura¹³.

Se utilizará el método de inspección visual y dimensional directo en las siguientes condiciones:

- La distancia máxima de la superficie de la junta hasta el ojo del inspector es de 600mm.
- El ángulo de observación con relación a la superficie a ser examinada no debe ser inferior a 30°.
- Evaluación y registro de aberturas de arco.

Las discontinuidades típicas encontradas en la soldadura son:

- Rajaduras o fisuras.
- Deposiciones insuficientes.
- Mordeduras.
- Falta de fusión.
- Falta de penetración.
- Porosidad superficial.
- Inclusión de escorias.
- Refuerzo excesivo.
- Penetración excesiva.

¹³ (RUÍZ SAAVEDRA, Jesús, M.Sc. Guía para la Inspección Visual de Soldaduras AWS B1.1. GEND-PUCP, Grupo de Ensayos No Destructivos)

- Des alineamiento.
- Concavidad en la raíz.
- Abolladuras y hendiduras en tubos.

Los criterios de aceptación de discontinuidades de soldadura y reparación de ductos, están basados en la inspección por Ensayos No Destructivos (NDT), que deben seguir los requisitos de la API 1104.

3.2.5 Revestimiento de juntas con manta termocontraíble.

Éste ítem comprende las actividades de limpieza y posterior revestimiento de juntas soldadas, fittings (uniones o ajustes) y accesorios que así lo requieran. En el caso de revestimiento de juntas se usaran estrictamente mantas termocontraíbles compatibles con el revestimiento externo del material tubular. La marca Canusa fue la que se utilizó en el proyecto de estudio.

Equipo, materiales y personal mínimo.

Se debe contar con un equipo de limpieza abrasiva, lijas mecánicas (Nº 24 para el proyecto de estudio), cepillo metálico, rugosímetros, equipo de calentamiento (soplete adecuado con tanque de propano, con regulador de presión y válvula de seguridad), pirómetro, rodillo, espátulas, mantas termocontraíbles, aditivos, kit para prueba de adherencia, entre otros. El personal está compuesto por el técnico mantero y ayudantes.

Parámetros de ejecución.

Previo a la instalación de las mantas termocontraíbles se debe realizar la limpieza de la superficie de la tubería, la cual debe quedar libre de óxido, pintura vieja,

polvo, y toda suciedad que no permita la correcta adherencia de la pintura de imprimación.

Se deberá realizar la limpieza, hasta el grado casi blanco en correspondencia a la norma NACE 3 (de acuerdo a NACE TM-01-70/71), el perfil de rugosidad debe estar comprendido entre 60 y 100 μm .

La humedad relativa en el ambiente no debe exceder el 85 % durante la ejecución del trabajo y la superficie deberá ser precalentada en un rango de temperaturas de entre 60°C y 100°C midiendo la temperatura con un pirómetro. Se aplicará el imprimante sobre la tubería utilizando una almohadilla, el ancho del imprimado deberá exceder en 50 mm al de la manta termocontraíble.

Figura 28. Calentamiento de la manta termocontraíble.



La manta termocontraíble debe ser fijada alrededor la junta soldada inmediatamente después de la aplicación del imprimante, el traslape de la misma con relación al revestimiento de la tubería deberá ser de por lo menos 50 mm, para posteriormente calentar la manta y presionar lentamente para asegurar una buena adherencia y eliminar el aire entrampado.

Durante la contracción los posibles entrampamientos de aire deben ser reducidos al máximo a través del uso de un rodillo, así mismo la aplicación de los cierres. Se puede considerar que el trabajo ha sido desarrollado correctamente si la manta se ha ajustado totalmente a la tubería y al recubrimiento adyacente, si no existen hoyuelos en la superficie de la manta y si el perfil del cordón de soldadura puede verse a través de la manta.

La prueba de adherencia de las mantas se realizara a fin de verificar la calidad del trabajo de revestimiento realizado, esta prueba será realizada por muestreo a criterio del supervisor de una junta revestida el día anterior.

3.2.6 Bajado de tubería.

Comprende la etapa de bajado de tubería soldada y revestida al interior de la zanja, previamente verificada en su totalidad con un inspector Holiday y reparada en tal caso su revestimiento muestre daños

Equipo, materiales y personal mínimo.

Consta básicamente de un camión grúa con su respectivo operador, así como de suficientes ayudantes para asegurar la integridad de la tubería al momento de bajarla a la zanja. Para la inspección de requiere de un especialista mantero, un detector Holiday, vela de reparación y parches de revestimiento.

Parámetros de ejecución.

Inspección con Holiday Detector.

El equipo Holiday debe estar calibrado y en condiciones adecuadas para verificar el daño al revestimiento de la tubería. El voltaje del Holiday detector debe ser el adecuado de acuerdo al tipo de revestimiento y diámetro de la tubería a inspección, probando su funcionamiento adecuadamente antes de dar inicio a los trabajos. El paso de Holiday debe ser realizado a toda la tubería construida. En caso de encontrarse alguna imperfección éstas deben ser reparadas en un 100% de manera se garantice que la tubería está completamente revestida en aquellos tramos que van a ir enterrados.

Figura 29. Inspección de la tubería con el Holiday Detector.



Reparación de revestimiento de tuberías y juntas

Los daños a revestimientos deben ser reparados utilizando velas de reparación o parches de reparación, el tamaño de material a utilizar estará de acuerdo al grado de daño que tenga el revestimiento de la tubería. Luego de finalizada la reparación, debe controlarse dicha zona pasándose el detector de fallas. Es necesario retirar la suciedad adherida y arreglar los bordes salientes para que no dañen el parche. Queda a criterio de la inspección, realizar el cambio de mantas si el daño es mayor al indicado¹⁴.

Bajado de tubería

Antes de realizar el bajado de la tubería, se debe verificar las condiciones de la zanja identificando la existencia de obstáculos, tales como: troncos, raíces, rocas y otros cuerpos que puedan afectar a la tubería y su revestimiento, así como las condiciones del piso y paredes de la zanja. En todos los casos, se debe acondicionar la totalidad de la zanja retirando todos los elementos que puedan dañar a la tubería y su revestimiento, en caso de no ser posible, se debe colocar arena en las zonas necesarias para lograr una base de apoyo adecuada. La zanja deberá estar exenta de agua y ante la existencia de esta se procederá al retiro de la misma, mediante el uso de bombas u otro mecanismo adecuado.

¹⁴ (Gasoducto GNL del Plata. CANUSA-CPS. Manta de Polietileno Termocontraible, Procedimiento para Aplicación en Uniones de Soldadura)

Figura 30. Bajado de tubería con ayuda de retroexcavadora.



Cualquiera sea el método adoptado se debe prever de disipar la velocidad del agua, de manera de prevenir la erosión y desgaste de las zonas de desfogue. Asimismo, se debe inspeccionar que la zanja cuente con una cama de arena u otro material adecuado de por lo menos 10 cms. De altura por debajo y encima del lomo de la tubería, el tamaño de la partícula de arena debe ser de 1 milímetro de diámetro y debe estar libre de piedras, metales, fittings u otros que puedan dañar a la tubería y su revestimiento.

El bajado de la tubería debe realizarse de manera tal que la tubería se acomode perfectamente sobre el fondo de la zanja evitándose oscilaciones excesivas, rozamiento con las paredes laterales de la zanja, deformaciones y daños a la tubería o revestimiento. La cañería será bajada a la zanja en tramos adecuados, de forma tal que no se produzca tensión u otro tipo de daño a la tubería. Las soldaduras entre tramos serán efectuadas en la zanja previendo que la misma se

encuentre adecuada para realizar los trabajos siguientes. Se debe tomar en cuenta que los tramos a bajar en áreas suburbanas, urbanas y zonas de caminos deben ser reducidos, conforme lo establezca el supervisor de obra o autoridades competentes.

Figura 31. Cinta de seguridad encima de la tubería enterrada.



Para el bajado de tubería se debe utilizar equipo adecuado con capacidad suficiente para soportar el peso del tramo a bajar, estas deben estar equipadas con eslingas de nylon para la sujeción de la tubería sin dañarlo, el ancho de la eslinga debería ser mínimamente de 7 centímetros para evitar arrugamiento u otro similar en el revestimiento de la tubería. De resultar necesario, personal idóneo acompañará el bajado de la tubería empleando guías de madera para su acomodamiento final.

Inmediatamente de bajado el tramo, se debe ejecutar el colocado de la cama protectora, consistente en material libre de escombros, raíces y material que

pueda dañar el revestimiento y hasta por encima de 30 cm. Por sobre el eje superior de la tubería de modo de proteger a la misma de los daños. Cuando sea necesario el traslado de tramos de tuberías soldados, se debe considerar utilizar equipos adecuados equipados con eslingas de nylon de manera que sujeten la tubería sin dañarla, la distancia máxima entre equipos será de 20 metros entre puntos o lo que recomiende la norma, esto debe ser previamente analizado por el contratista y aprobado por el supervisor de obra evitando que no se flexione la tubería durante su traslado.

Si a criterio del supervisor durante el bajado o traslado de tubería hubiese alguna junta soldada que fue dañada o sometida a tensión excesiva o daño en el revestimiento, el supervisor puede solicitar realizar un nuevo ensayo no destructivo y/o paso de Holiday para descartar posibles daños, si los resultados obtenidos fueran reprobadas, se deberá reparar y nuevamente asegurar su integridad.

3.2.7 Implementación de protección catódica.

Es una tecnología que utiliza corriente eléctrica directa para contrarrestar la normal corrosión externa del metal del que está constituido la tubería. La protección catódica es utilizada en los casos donde toda la tubería o parte de ella se encuentra enterrada o sumergida bajo el agua. Para el proyecto de estudio se utilizó ánodos galvánicos o de sacrificio¹⁵. El estándar NACE RP 0169 (Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems) establece para la protección catódica, un potencial polarizado negativo de por lo menos 850 mV concerniente a un electrodo de cobre/sulfato de cobre, estos potenciales se llaman comúnmente como instante de potenciales Off.

¹⁵ (RENDÓN, José Gregorio. Ingeniero. Protección Contra la Corrosión en Tuberías.)

Equipo, materiales y personal mínimo.

Se requiere de un equipo de técnicos especializados en instalación de protección catódicas que posean los siguientes ítems:

- Multímetros.
- Pinzas amperimétricas.
- Medidor de aislamiento por radiofrecuencia.
- Electrodo de referencia de cobre sulfato de cobre.
- Equipos de resistividades por método de 4 pines.
- Ánodos de zinc.
- Localizador de cañería del tipo PCM (Pipeline Current Mapper) o similar.
- Equipos Redox y PH metros.
- Kit de soldadura.
- GPS.
- Registrador de corriente de 3 canales.

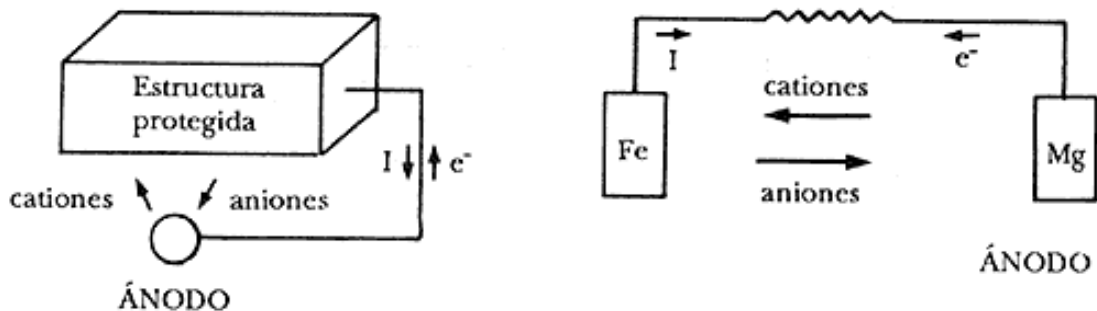
Parámetros de ejecución.

En este método se conecta el metal (tubería) que se trata de proteger a otro menos noble que él, es decir, más negativo en la serie electroquímica. El método de protección catódica con ánodos galvánicos o de sacrificio y consiste realmente en la creación de una pila galvánica en que el metal a proteger actúe forzosamente de cátodo (polo positivo de la pila), mientras que el metal anódico se "sacrifica" o sea que se disuelve (polo negativo).

El metal presente en la tubería de la obra estudiada es el acero, los metales que se puedan conectar a él y que tienen un potencial más negativo quedan reducidos en la práctica al zinc (Zn), al aluminio (Al) y al magnesio (Mg) y sus aleaciones. El

zinc fue el material anódico utilizado, además de ser un clásico y pionero en el desarrollo de la protección catódica.

Figura 32. Protección catódica con ánodos galvánicos o de sacrificio.



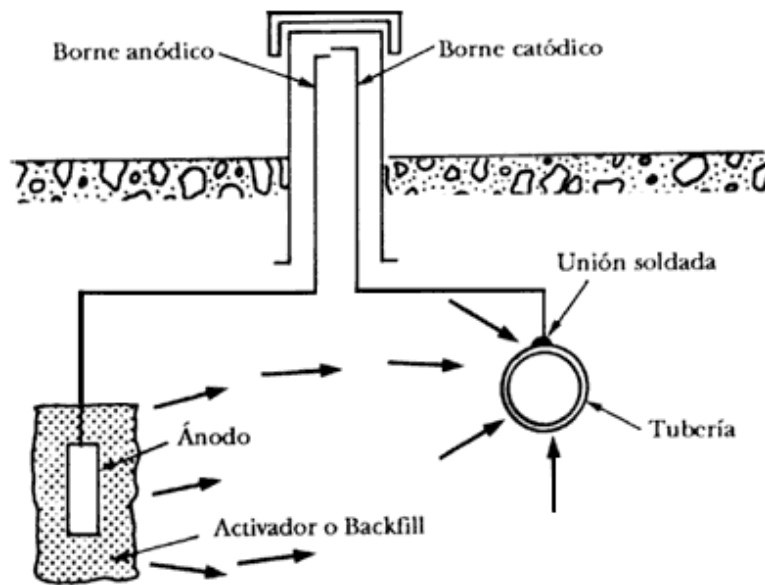
Fuente: Carlos A. Giudice y Andrea M. Pereyra. Protección catódica.

Al estar la tubería enterrada, los ánodos se introducen en una bolsa de tela y son rodeados de una mezcla de componentes de baja resistividad que proporcionan un funcionamiento homogéneo.

Por medio de un cable se une el “alma” (pieza cincada que se suelda al cable y permite su conexión al tubo) de acero del ánodo con la tubería; la Figura 33 presenta el detalle de instalación de ánodos de sacrificio. El procedimiento de instalación consiste básicamente en realizar una perforación en el terreno de aproximadamente 2 m de profundidad y 0,25 m de diámetro, a una distancia de 2 a 3 m del eje de la estructura¹⁶.

¹⁶ (CLAVIJO CÁCERES, Carlo César. Sistemas de protección catódica para tuberías enterradas de transmisión de gas natural. Tesis de grado. Universidad Nacional Mayor de San Marcos, 2014.)

Figura 33. Instalación de ánodos de sacrificio.



Fuente: Carlos A. Giudice y Andrea M. Pereyra. Protección catódica.

Finalizada la excavación del pozo, se introduce el ánodo rodeado por un material denominado “back-fill”, el que está contenido en una bolsa de lienzo y contiene una mezcla bien homogeneizada y apisonada de yeso hidratado, bentonita y sulfato de sodio; su finalidad es regular la corrosión del ánodo¹⁷.

Luego de introducir la bolsa, se rellena el pozo con suelo seleccionado de buena conductividad, carente de piedras. Se debe prestar especial atención en que la cabeza del ánodo (o de la bolsa) quede a la profundidad del eje de la estructura. Es importante señalar que la instalación de electrodos y ánodos requieren técnicas especializadas que, de no llevarse a cabo, reducen o eliminan la protección perseguida.

¹⁷ (GUIDICE, Carlos A. PEREYRA, Andrea M. Protección catódica con Ánodos Galvánicos. Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional La Plata.)

3.2.8 Montaje de válvulas.

Desarrolla todas las operaciones de instalación de válvulas y bridas con sus respectivos espárragos, además de los ajustes e inspecciones necesarias.

Equipo, materiales y personal mínimo.

Se debe contar de un camión grúa y su operador, de un torquímetro, un instrumentista y ayudantes.

Parámetros de ejecución.

Comprobar que las características de las válvulas sean las requeridas para el presente proyecto y que además cuenten con la prueba de hermeticidad y sello aprobado previo a ser montadas. Posteriormente, previa autorización del supervisor de obra, se deberá efectuar el montaje de las válvulas, cumpliendo todas las normas de construcción, operativas, mecánicas y seguridad industrial, que rigen dichos trabajos, así como la maquinaria, herramientas y personal requerido para dicha actividad.

En función a la ubicación de la cámara, deberá considerar y asegurar la operación correcta de la apertura y cierre de dicha válvula. El montaje deberá ser realizado antes del colocado de la tapa principal de la cámara y una vez finalizado el secado de la línea luego de la prueba hidrostática. La verificación del ajuste de los espárragos deberá ser realizada mediante el empleo de un torquímetro. El ajuste se deberá realizar con llaves de golpe.

Procedimiento de ajuste de extremos bridados.

Se deberán realizar las siguientes actividades en el proceso de ajuste de bridas mediante torquímetro donde vayan a montarse las válvulas:

- **Lubricación:** Una inadecuada lubricación tendrá efecto en la eficiencia del ajuste torquimétrico (un espárrago no lubricado tiene una pérdida de eficiencia en el ajuste del 50%, frente a uno correctamente lubricado).
- **Ajuste:** El proceso de ajuste de las bridas deberá desarrollarse en dos etapas, la primera, con torque inicial para la correcta colocación de las empaquetaduras y la segunda, para el torque final, con ajuste a las condiciones de operación de las bridas.

Instalación de empaquetaduras y espárragos.

Se deberá verificar la limpieza de las caras de las bridas y también que el paralelismo entre las mismas, sea el adecuado. Instalar las empaquetaduras, asentando las superficies de las bridas y alineándolas dentro la tolerancia, además no se permitirá el uso de fuerza excesiva, para lograr el alineamiento de las bridas. Antes de ser lubricados e instalados, los espárragos deberán estar libres de suciedad o impurezas. Luego de ser colocados en las bridas, se introducirán las tuercas a mano, en ambos extremos, dejando equidistantes la cantidad de hilos de rosca sobrantes a cada extremo.

Figura 34. Ajuste de bridas y espárragos.



Ajuste final de los espárragos para condiciones de operación.

Determinar el torque final apropiado al tamaño de la brida, de acuerdo con las condiciones de operación. Ajustar las tuercas en incrementos iguales, a aproximadamente 1/3 del torque final y de acuerdo a la secuencia establecida, hasta llegar al valor del torque final.

Ajuste de espárragos en operación.

Cuando el gasoducto sea llenado, se realizarán recorridos de inspección superficial con detección de mezcla explosiva en la bridas de las instalaciones de superficie.

Si se comprobara pérdida de gas por las uniones bridadas, se procederá entonces al reajuste de éstas por medio de llaves de golpe antichispa, para lo cual se seguirá la misma secuencia de ajuste.

Inspección.

Los siguientes ítems deberán ser inspeccionados en el par de Bridas antes de su instalación: Las caras de las bridas y los alojamientos de las empaquetaduras deberán estar libres de polvo, suciedad, grasa, sales y materiales extraños. Las caras de la bridas no deberán tener deformaciones, canales, y/o ralladuras, además, los hilos de los espárragos deberán estar libres de deformaciones visibles y los lados planos de las tuercas, no deberán ser redondeados por efectos de golpes y/o exceso de tensión al ajustarlas.

3.2.9 Protección anticorrosiva de válvulas y accesorios.

Este ítem comprende todos los trabajos de limpieza, pintado anticorrosivo y protección mecánica de tuberías, válvulas y accesorios presentes en la cámara

Equipo, materiales y personal mínimo.

El equipo principal es un compresor, además de pinturas anticorrosivas y mecánicas, protectores de válvulas, lijas para metal con sus respectivos operarios y ayudantes.

Parámetros de ejecución.

Limpieza de tuberías, válvulas y accesorios.

Se debe realizar la limpieza general de la tubería, válvulas y accesorios (bridas, espárragos, codos, “tees”, reducciones u otros utilizados para la construcción) presentes en la cámara.

Para realizar la limpieza de tubería, se debe tener la aprobación del supervisor quien debe instruir si se quitará el revestimiento de la tubería. En caso afirmativo, la limpieza de la tubería se la debería realizar con lija hasta lograr una limpieza completa de la tubería quitando completamente el revestimiento, adhesivo y componentes ajenos a la tubería, quedando la tubería completamente limpia y lisa. Para realizar la limpieza de las válvulas y accesorios, se deberá solicitar al supervisor quien deberá informar si se debe realizar la limpieza mediante lija de toda la válvula y accesorios o únicamente aquellas zonas oxidadas o con corrosión. Al momento de realizar la limpieza se debe tener especial cuidado con aquellas partes que dan información de la válvula y accesorios, es decir, aquellas que vienen estampadas o mediante plaquetas desde fábrica.

Pintado anticorrosivo y mecánico de tuberías, válvulas y accesorios presentes en la cámara.

Una vez aprobada la limpieza por parte del supervisor, se debe proceder al pintado anticorrosivo y mecánico de las tuberías, válvulas y accesorios presentes en la cámara.

En el caso de las tuberías y accesorios presentes en la cámara, estas deben ser pintadas inicialmente con pintura anticorrosiva con un espesor mínimo recomendado por el fabricante y posteriormente se debe esperar el tiempo de secado indicado igualmente por el fabricante. Finalmente se debe proceder al

pintado de la tubería con pintura (Amarillo brillante RAL 1026 o su equivalente en hexadecimal FFFF00).

En el caso de las válvulas, el pintado de la misma debe ser previamente aprobado por el supervisor, quien deberá advertir si la válvula requiere un repintado y el color para el mismo.

Protección de válvulas y accesorios.

Aparte de la protección de válvulas y accesorios mediante pintura, previa aprobación por el supervisor se debe colocar impermeabilizantes a la válvula y accesorios (bridas y espárragos), la protección colocada debe proteger contra la oxidación y componentes externos¹⁸.

Figura 35. Tuberías y accesorios con pintura anticorrosiva.



¹⁸ (Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos. Gerencia Nacional de Redes de Gas y Ductos. Distrito Redes de Gas Santa Cruz)

4. EVENTOS Y HECHOS OCURRIDOS DURANTE LA CONSTRUCCIÓN DE LA LINEA PRIMARIA DE GAS DE CAMPANERO

A medida que la construcción del gasoducto de Campanero avanzaba se presentaron diversos acontecimientos, algunos inconvenientes y otros favorables

4.1 DESFAVORABLES

4.1.1 Lluvias.

Durante Noviembre y Diciembre del 2015, y Enero y Febrero del 2016, tiempo en que se efectuó la construcción de la obra, la ciudad de Santa Cruz en Bolivia tenía una temporada de verano con temperaturas desde 25C hasta 36C. Hubo algunos días con lluvia, en los que lastimosamente era necesario parar múltiples actividades como la soldadura, ya que aunque se contaban con sombrillas, al ser una lluvia intensa, la humedad y las gotas no permitían una soldadura eficiente.

En cuanto a la excavación de la zanja, además de paralizarla, se debía controlar la inundación, y por lo tanto era necesario el uso de moto bombas hidráulicas y así prevenir derrumbes que acarrearían que la zanja se tape. Otra actividad afectada era el revestimiento con manta termo contraíble, ya que se necesitaba una junta lijada, totalmente seca y dispuesta a calentarse por el soplete para que la manta tuviera el agarre requerido.

En la inspección de soldadura por medio de radiología, se tenía el problema que las placas reveladoras no podían mojarse en absoluto, es por esto que en esos días, la empresa encargada de la gamma gráfica no operaba en la obra. En cuanto a la instalación de protección catódica, válvulas, conexión hot tap, prueba

hidráulica, de rugosidad y de adherencia, se contó con la fortuna de no llover mientras se realizaron estas actividades. El cliente YPFB no contaba los días con lluvia en el cronograma del contrato de la obra al ser este un problema ocasionado por factores externos.

4.1.2 Fallas y/o falta de equipos y materiales.

En los primeros días de la obra se corrió con el inconveniente de no tener suficientes retro excavadoras debido a que la empresa tenía múltiples proyectos al mismo tiempo y por lo tanto solo pudo enviar una a Campanero, esta no era capaz de ir al mismo ritmo con el equipo de soldadura y el de revestimiento de juntas, por lo tanto se produjeron atrasos a la hora de bajar la tubería.

Otro de los equipos que faltó en su momento fue la moto bomba hidráulica, esta no se contaba desde el principio debido a que no se esperaban lluvias fuertes, por eso en la primera lluvia se paró el trabajo y la zanja se llenó de agua, al siguiente día, después de conseguir el equipo, se reactivaron las actividades haciendo trabajos correctivos de vaciado de zanjas y reparación de las mismas.

Para un correcto tapado de zanja se necesitaba de saltarines que presionaban la tierra, sellando la tubería para una correcta reparación del terreno afectado, pero hubo un momento en que estos equipos fallaron y produjeron una pérdida de tiempo y dinero, el problema fue la falta de capacidad para repararlos o conseguir nuevos saltarines.

Durante el avance del revestimiento de las juntas con manta termo contraíble hubo un tiempo en el que se agotó el aditivo necesario para la correcta adherencia de la manta, pausando totalmente dicha actividad.

4.1.3 Falta de Personal.

En el momento que llegaron nuevas retro excavadoras se necesitaron los operarios correspondientes, pero se crearon contratiempos ya que inicialmente no se encontraron con facilidad.

4.1.4 Falta de EPP.

Debido a razones externas, durante la construcción de la línea primaria hubieron varios obreros y ayudantes que desistían del trabajo, esto hacía que la empresa contratara nuevos trabajadores regularmente haciendo que el lote de equipo de dotación que se tenía al inicio se agotara, esto sumado a que la empresa estaba encargada de otros proyectos y que el envío de nuevo equipo de protección personal no era inmediato, produjo algunos retrasos en actividades como el lijado en el proceso de revestimiento de juntas.

4.1.5 Zona de trabajo complicada.

El municipio de Campanero al ser muy rural carecía de almacenes comerciales completos, entre los más importantes, tiendas, mercados y ferreterías, esto sumado a las altas temperaturas que habían, ocasionaban que se agotara el agua potable, el cual tenía un acceso muy limitado, se dependía de Cotoca, un municipio relativamente cercano y muy grande. En ocasiones se agotaban los materiales, se dañaban o se extraviaban las herramientas y era necesario recurrir a Cotoca para abastecerse, retardando el normal curso de la construcción del gasoducto.

4.2 FAVORABLES

4.2.1 Mano de obra no calificada de fácil acceso.

En la zona en la que se efectuaba la obra se contaba con bastante mano de obra no calificada disponible, dispuestos a trabajar como ayudantes en cualquiera de los grupos encargados en el avance de la construcción de la red primaria.

4.2.2 Zona poco poblada.

Las zonas donde escaseaban las viviendas permitían que trabajos como la inspección radiológica se pudieran realizar durante el día ya que no transitaba población considerable. La apertura de zanja era otra de las actividades que se veían beneficiadas por los pocos habitantes presentes en el derecho de vía, esto conllevaba que a medida que se abría la zanja no era necesario un bajado de tubería inmediato.

4.2.3 Ingenieros y técnicos siempre presentes.

Los ingenieros de obra, calidad y seguridad, así como de los técnicos encargados de dirigir la apertura de zanja, de hacer seguimiento a las empresas contratistas, efectuar las pruebas y usar los equipos. Siempre estaban alertas a cualquier percance facilitando un óptimo progreso en la construcción del gasoducto.

4.2.4 Un proyecto relativamente sencillo.

El tramo de la red primaria de gas que se trabajó solo tenía una curva (de aproximadamente 25 metros desde la junta j-132), esto significaba que se ahorrara mucho trabajo en curvado de tuberías ya que solo se necesitaron doblar

dos tubos dando como resultado un ahorro de tiempo y menos complicaciones en el momento de la soldadura y en el bajado de tubería. Además el terreno era suave lo cual facilitaba una rápida apertura de zanja y su respectivo tapado, requiriendo casi totalmente el uso de retro excavadoras y casi nada de excavación manual al no haber mayores complicaciones sobre el derecho de vía del gasoducto.

5. PRUEBAS E INSPECCIONES DURANTE LA CONSTRUCCIÓN DE LÍNEA

5.1 INSPECCIÓN VISUAL DE SOLDADURA

El examen visual es un método para identificar discontinuidades e imperfecciones superficiales, teniendo como propósito básico asegurar la calidad de la soldadura. Como cualquier otro método de ensayo no destructivo, hay varios pre-requisitos que deberían ser considerados¹⁹.

Agudeza visual.

El examinador visual debería tener suficiente agudeza visual para realizar una adecuada inspección.

Equipamiento.

Algunas herramientas pueden necesitar calificaciones especiales previas a su uso, por ejemplo, las calibraciones. Para medir el ángulo del bisel, se debe utilizar una herramienta como el Bridge-Cam Gauge, un transportador, o similar. En uniones tubulares, tanto la apertura de raíz como la existencia de alto-bajo deben ser examinadas por un HI-LO Welding Gauge. Para medir la socavación, el instrumento indicado es la galga llamada V-Wac. Otros útiles que debe poseer el inspector incluyen espejos, lupa, linternas, marcadores, crayones y tiza.

Experiencia y entrenamiento.

El inspector visual debería tener suficiente conocimiento y habilidad para realizar el examen satisfactoriamente.

¹⁹ (Universidad de La Laguna. Inspeccion de Soldadura. Ensayos No Destructivos)

5.1.1 Inspección previa a la soldadura.

Las acciones típicas que requieren atención por el inspector visual antes de la soldadura son:

- Revisar dibujos y especificaciones.
- Chequear la calificación de los procedimientos y del personal a ser utilizados.
- Establecer los puntos de chequeo.
- Establecer un plan para el registro de los resultados.
- Revisar los materiales a ser utilizados.
- Chequear las discontinuidades del material base.
- Chequear la disposición, alineamiento, de las juntas soldadas.
- Chequear el precalentamiento, si es requerido.

Si el inspector presta particular atención a estos ítems preliminares, muchos problemas los cuales pueden suceder después pueden ser prevenidos.

5.1.2 Inspección durante la soldadura.

Durante la soldadura, hay un número de ítems los cuales requieren control, de manera que esta actividad finalice satisfactoriamente. El examen visual es el método primario para controlar aspectos en la fabricación de la soldadura, algunos de estos los cuales pueden ser chequeados incluyen:

- Calidad del pase de raíz de la soldadura.
- Preparación previa de la raíz de la junta al segundo pase de soldadura.
- Temperaturas de precalentamiento e interpases.
- Secuencia de los pases de soldadura.
- Capas subsecuentes para la calidad aparente de la soldadura.

- Limpieza entre pases.
- Conformidad con el procedimiento aplicable: por ejemplo voltaje, amperaje, calor aportado, velocidad.

5.1.3 Inspección después la soldadura.

A menudo parece que la inspección visual empieza cuando la soldadura ha sido terminada. Sin embargo, si todas las acciones mencionadas anteriormente han sido tomadas antes y durante la soldadura, esta etapa final será cumplida fácilmente. Simplemente se necesitará un chequeo para asegurar que las etapas tomadas han resultado en una soldadura satisfactoria. Algunos de los diversos ítems los cuales requieren atención después que la soldadura ha sido terminada son:

- Apariencia final de la soldadura.
- Tamaño final de la soldadura.
- Longitud de la soldadura.
- Precisión dimensional.
- Cantidad de distorsión.
- Tratamiento post soldadura.

5.1.4 Discontinuidades.

Las discontinuidades pueden ocurrir en cualquier ubicación de la soldadura.

La Inspección visual después que la soldadura es terminada esta limitada a la condición superficial de la soldadura. Descubrir discontinuidades sub-superficiales requiere que el examen visual sea complementado por otro método de END.

Una discontinuidad está definida como una interrupción de la estructura típica de una unión soldada, tal como falta de homogeneidad en las características mecánica, metalúrgica, o física del material o soldadura²⁰.

Las irregularidades típicas encontradas en las soldaduras son:

Porosidad.

La porosidad está caracterizada por discontinuidades del tipo cavidad formado por gas atrapado durante la solidificación. Frecuentemente, la porosidad es una indicación que el proceso de soldadura no está siendo apropiadamente controlado, o que el metal base o metal de aporte está contaminado, o que el metal base es de una composición incompatible con el metal de aporte de la soldadura y el proceso. Dependiendo de la forma se pueden identificar en porosidad dispersa, agrupada y vermicular (alargada).

Figura 36. Porosidad dispersa.



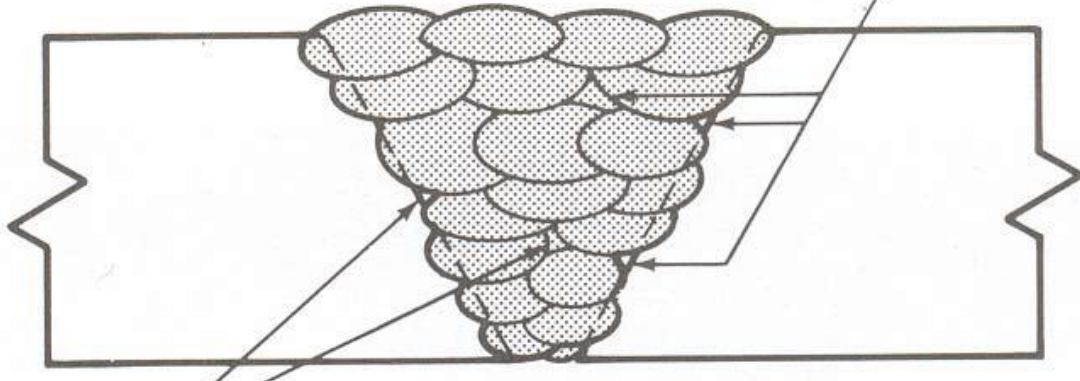
Fuente: M.Sc. Jesús Ruíz, Guía para la Inspección Visual de Soldaduras AWS B1.1

²⁰ (RUÍZ SAAVEDRA, Jesús, M.Sc. Guía para la Inspección Visual de Soldaduras AWS B1.1. GEND-PUCP, Grupo de Ensayos No Destructivos)

Fusión incompleta.

Una fusión incompleta ocurre cuando no se llenan totalmente las superficies del metal base pretendidas a ser soldadas y entre todos los pases de soldaduras. Algunas veces no se puede detectar durante la inspección visual, pero debería ser detectada por exámenes de radiografía o ultrasonido.

Figura 37. Ubicación de las diversas Posibilidades de la fusión incompleta.



Fuente: M.Sc. Jesús Ruíz, Guía para la Inspección Visual de Soldaduras AWS B1.1

La fusión incompleta puede resultar de calor aportado insuficiente o la manipulación impropia del electrodo de soldadura. Mientras que es una discontinuidad asociada a la técnica de soldadura, puede ser causada también por la presencia de contaminantes en la superficie a ser soldada.

Figura 38. Fusión incompleta.

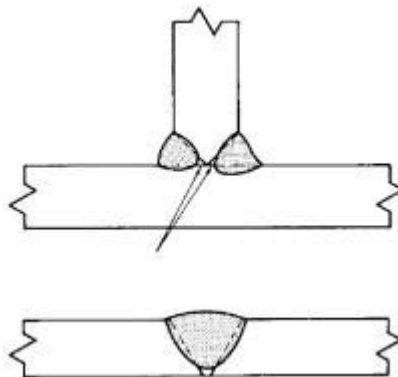


Fuente: M.Sc. Jesús Ruíz, Guía para la Inspección Visual de Soldaduras AWS B1.1

Penetración de junta incompleta.

Está definida como la penetración por el metal de soldadura que no se extiende totalmente en el espacio desde la raíz hasta la superficie de la junta en una soldadura de canal. Normalmente para una soldadura de canal de V simple solamente será evidente usando examen visual si hay acceso a un lado de la raíz de la soldadura.

Figura 39. Ejemplos de penetración de junta incompleta.



Fuente: M.Sc. Jesús Ruíz, Guía para la Inspección Visual de Soldaduras AWS B1.1

La penetración de junta incompleta puede resultar de calor de soldadura insuficiente, inapropiado control lateral del arco de soldadura, o inapropiada configuración de la junta. Las soldaduras de tuberías son especialmente vulnerables a estas discontinuidades, ya que la junta es usualmente inaccesible para la soldadura desde el lado de la raíz.

Figura 40. Penetración de junta incompleta.



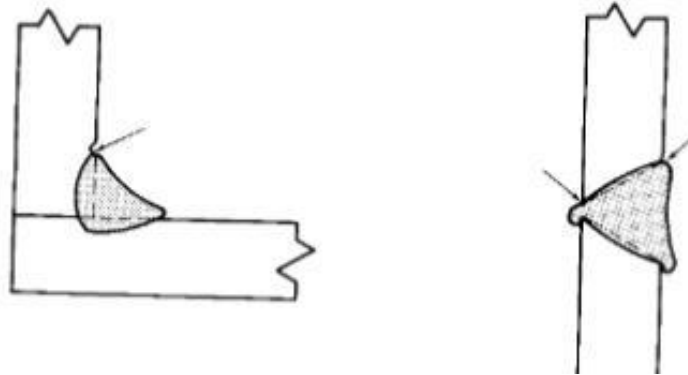
Fuente: M.Sc. Jesús Ruíz, Guía para la Inspección Visual de Soldaduras AWS B1.1

Socavación.

La socavación se da cuando se produce una zanja o concavidad próxima al cordón de soldadura, creando una transición la cual debería ser evaluada para una reducción en la sección transversal.

La socavación, controlada dentro los límites de la especificación, no es considerada un defecto de soldadura y está usualmente asociada con técnicas de soldadura inapropiada o parámetros de soldadura, corrientes o voltajes excesivos de soldadura, o ambos.

Figura 41. Ejemplos de socavación.

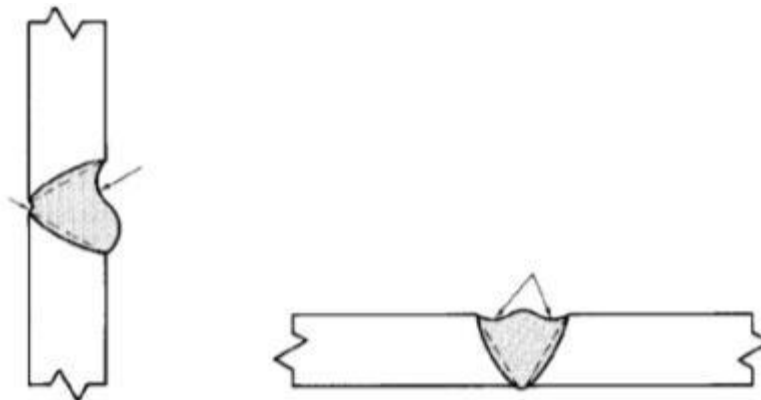


Fuente: M.Sc. Jesús Ruíz, Guía para la Inspección Visual de Soldaduras AWS B1.1

Falta de llenado.

La falta de llenado es una depresión en la cara de la soldadura o superficie de la raíz extendiéndose por debajo de la superficie adyacente del metal base. Está definida usualmente como una condición donde el espesor total a través de la soldadura es menor que el espesor del metal base adyacente. Resulta de la falla de un soldador u operador de soldadura.

Figura 42. Ejemplos de falta de llenado.



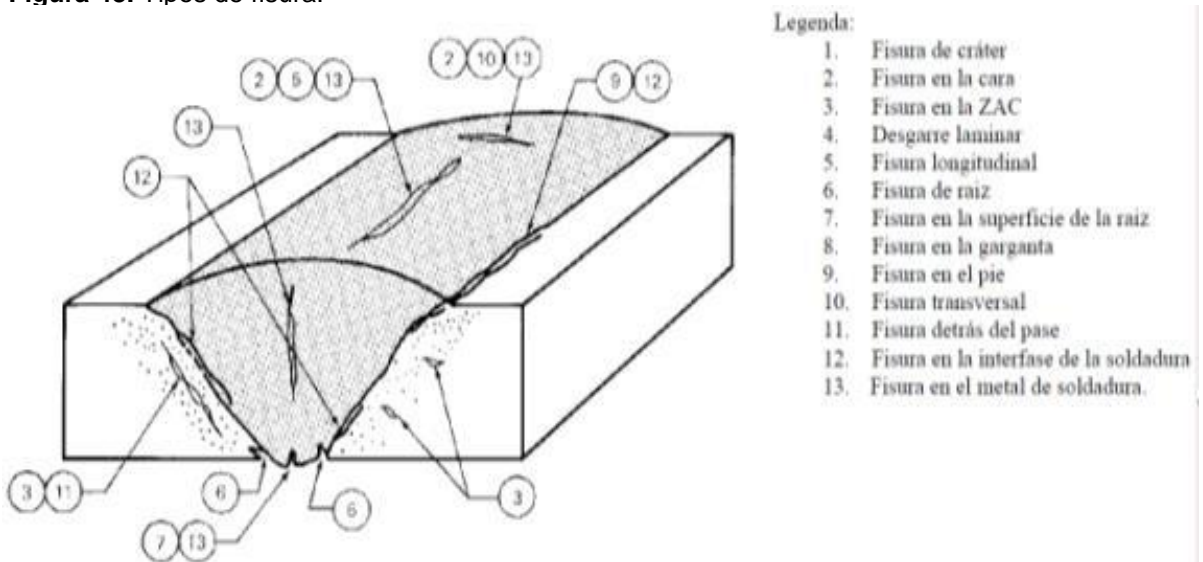
Fuente: M.Sc. Jesús Ruíz, Guía para la Inspección Visual de Soldaduras AWS B1.1

Fisuras.

Las fisuras se forman en la soldadura y en el metal base cuando tensiones localizadas exceden la resistencia máxima del material. El fisuramiento puede ocurrir a temperatura elevada durante la solidificación del metal de soldadura, o después de la solidificación, cuando la soldadura ha disminuido la temperatura.

Existen varios tipos de fisuras y ubicaciones de las fisuras en la zona de soldadura, algunos de los cuales no serán visibles durante el examen visual de la superficie de la soldadura.

Figura 43. Tipos de fisura.



Fuente: M.Sc. Jesús Ruíz, Guía para la Inspección Visual de Soldaduras AWS B1.1

Inclusión de escoria.

Las inclusiones de escoria son material sólido no metálico atrapado en el metal de soldadura o entre el metal de soldadura y el metal base.

Esta escoria solidificada representa una porción de la sección transversal donde el metal no se ha fundido consigo mismo resultando en una condición de debilidad. A pesar que normalmente pensamos que se trata de una discontinuidad subsuperficial, las inclusiones pueden también aparecer en la superficie de la soldadura. Al igual que la fusión incompleta, la inclusión de escoria puede ocurrir entre el metal de soldadura y el metal base o entre pases de soldadura individuales. En efecto, las inclusiones de escoria están frecuentemente asociadas con fusión incompleta.

Figura 44. Inclusión de escoria.



Fuente: M.Sc. Jesús Ruíz, Guía para la Inspección Visual de Soldaduras AWS B1.1

5.2 INSPECCIÓN A SOLDADURA POR MEDIO DE RAYOS GAMMA

La inspección de soldaduras con radiografías es un tipo de ensayo no destructivo (END) que proporciona información sobre la calidad de la soldadura y los defectos que presenta. Así pues, es una técnica esencial para certificar la validez de las soldaduras, siguiendo los requisitos del estándar API 1104.

Existen dos tipos de equipos radiactivos, los generadores de rayos X y los que contienen fuentes radiactivas (gammagrafía). Las sustancias radiactivas pueden proceder de fuentes naturales que podemos encontrar en la corteza terrestre de

forma natural (uranio, radio, radón, torio, etc.), ó que pueden ser creadas artificialmente por el hombre (Iridio-192, Cobalto-60, Cesio-137, etc.)²¹.

Para inspeccionar la red primaria de gas de Campanero se utilizó un equipo de gammagrafía, el cual contenía Iridio-192 como fuente radiactiva.

5.2.1 Ventajas.

- Los Gammágrafos no necesitan de suministro eléctrico.
- Son equipos más ligeros.
- Con los Gammágrafos es posible acceder a lugares que en muchas ocasiones no son alcanzables con el tubo de rayos X.
- Los gammágrafos son mucho más robustos e inmunes a las averías, soportan mejor el trabajo en obra y las reparaciones son menos costosas.
- La puesta en marcha del equipo de Gammagrafía es más rápida y el manejo es más sencillo.

5.2.2 Desventajas.

- Los equipos de gammagrafía están dispuestos a emitir radiación permanentemente.
- Los gammágrafos corren el riesgo de fugas aun estando apagados.
- Una incidencia del equipo de gammagrafía que implique, aunque solo sea por un corto período, la pérdida de control del material radiactivo, requiere para su subsanación, estar entrenado adecuadamente y la disponibilidad de medios de protección radiológica especiales.

²¹ (CSN, Consejo de Seguridad Nacional, SEPR. Radiografía Industrial, Equipos de Radiografía y Accesorios.)

Figura 45. Inspección radiográfica al interior de la zanja.



5.2.3 Equipo, materiales y personal mínimo.

Se requiere de un equipo de radiografiado (gammagrafía en éste caso), un laboratorio de revelado, densitómetro, negatoscopio, material de revelado y agentes reveladores. El personal se basa en un técnico radiólogo y un inspector radiológico Nivel 2 (con licencia del Instituto Boliviano de Ciencia y Tecnología Nuclear IBTEN, para éste proyecto en particular) y un inspector de soldadura Nivel 2.

5.2.4 Parámetros de ejecución.

Se debe disponer de un equipo de gammagrafiado en el lugar de trabajo cuya fuente tenga una actividad adecuada que nunca deberá ser inferior a 35 Curíes, laboratorios móviles provistos de equipos para el control de temperatura y todo el equipamiento que utilice para las tareas de gammagrafiado, procesamiento de placas e interpretación. La temperatura de baño de revelado no será inferior a

18°C ni mayor a 26 °C. Para la observación de las placas se empleará un negatoscopio con regulador de intensidad de luz asegurando una intensidad mínima de 3000Cd/cm².

Para la buena ejecución y evaluación de los trabajos de inspección radiográfica se deberán tomar en cuenta las siguientes Normas: API 1104, ASTM E 94 (Standard Guide for Radiographic Examination), ASTM E 390 (Standard Reference Radiographs for Steel Fusion Welds) y ASTM E 347 (Standard Test Method for Ash in Polybasic Acids).

Todos los resultados serian enviados al supervisor en el lapso de veinticuatro horas, después de efectuada la soldadura. Deberán utilizarse indicadores de calidad de imagen definidas en la ASTM E 747 (Standard Practice for Design, Manufacture and Material Grouping Classification of Wire Image Quality Indicators (IQI) Used for Radiology). La técnica radiográfica deberá detectar los defectos cuya profundidad sea igual a 2% (sensibilidad Vertical) y su anchura 2% (sensibilidad lateral) del espesor total gammagrafiado.

Los alambres esenciales (IQI, Image Quality Indicators) serán puestos en contacto directo con el caño y la cantidad a colocar de los mismos estará de acuerdo con la NORMA API 1104, y en casos de reparación se colocaran al menos un IQI en la zona de reparación²².

La calidad de cada placa no deberá ser afectada en el revelado, transporte o almacenaje, ya que si el supervisor considerase que una falla o defecto de la placa incidiera en la calidad de la evaluación de la junta la misma no será aceptado.

²² (Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos. Gerencia Nacional de Redes de Gas y Ductos. Distrito Redes de Gas Santa Cruz)

Cada una de las placas debe estar correctamente identificada, de tal forma que el personal encargado de la prueba, la localización y la fecha sean registrados. Toda placa radiográfica no aprobada de acuerdo con los criterios anteriores deberá ser repetida, la no ejecución de una nueva radiografía es causal de rechazo de una junta soldada.

Figura 46. Inspección radiográfica a lo largo de la lingada.



Figura 47. Equipo de gammagrafía industrial.



Afortunadamente hubieron discontinuidades en solo dos juntas (J-81C y J-145C), estas se dieron básicamente por penetración incompleta a la altura del primer pase entre el metal base y la soldadura. Las posibles causas fueron: una incorrecta separación de bordes, diámetro del electrodo demasiado grueso, excesiva velocidad de avance del electrodo o una baja intensidad de corriente de soldadura.

Figura 48. Placa revelada de una junta con penetración incompleta.



Fuente: Colección de referencia de radiografías de soldaduras (IIS – IIW).

5.3 PRUEBA DE RUGOSIDAD A JUNTAS SOLDADAS

Esta prueba que espera medir el perfil de una superficie rugosa se logró gracias a la cinta replica (Press-O-Film) y al medidor de perfil de superficie, ambos de la marca Testex.

Inicialmente se prepara la junta soldada a ser revestida con la manta termocontraíble, limpiándola de cualquier suciedad y lijándola. El medidor debe ser probado sin ninguna muestra arrojando un resultando nulo, luego se toma la cinta y se le imprime el perfil con la ayuda de un bastón pequeño.

Figura 49. Prueba del medidor e impresión del perfil de superficie en la cinta.



Después se inserta la cinta en el medidor, se espera hasta que se estabilice y se procede a anotar el resultado. Tanto el valor producto de la medición, como la cinta, numero de junta, clima, fecha, hora, temperatura y humedad relativa se anexan en un documento para el posterior registro de pruebas²³.

Figura 50. Medición de la cinta impresa y su correspondiente anotación.




²³ (Gasoducto GNL del Plata. CANUSA-CPS. Manta de Polietileno Termocontraible, Procedimiento para Aplicación en Uniones de Soldadura)

5.3.1 Resultados obtenidos en prueba de rugosidad.

Se escogieron seis juntas al azar, a las cuales se les realizó la prueba donde el rango de mediciones favorables sería de 4 a 8 mils de acuerdo al cliente, afortunadamente todas resultaron aprobadas con resultados cercanos a 5.2 mils.

Tabla 5. Registro de la prueba de rugosidad.

				REGISTRO DE CALIDAD PREPARACIÓN DE SUPERFICIE PARA REPARACIÓN DE REVESTIMIENTO						
CLIENTE: YPFB REDES DE GAS REGIONAL SANTA CRUZ					UBICACIÓN: CAMPANERO - COTOCA			REG.N°: BO/001		
Item	Fecha	Clima	Progreiva	N° de Junta	Hora	Humedad Relativa (%)	Medición de Rugosímetro (mm)	Medición de Rugosímetro (mils)	Temperatura Ambiente (°C)	Resultado
1	01/12/2015	Cálido(soleado)	KP 00+256,2	J - 21	8:00	50	0,13208	5,2	23	Aprobado
2	03/12/2015	Cálido(soleado)	KP 00+622,2	J - 51	8:10	40	0,12954	5,1	23	Aprobado
3	05/12/2015	Cálido(soleado)	KP 01+146,8	J - 94	8:00	52	0,13208	5,2	22	Aprobado
4	07/12/2015	Cálido(soleado)	KP 01+744,6	J - 143	8:00	50	0,13208	5,2	23	Aprobado
5	08/12/2015	Cálido(soleado)	KP 01+903,2	J - 156	8:15	55	0,13462	5,3	24	Aprobado
6	13/12/2015	Cálido(soleado)	KP 02+196	J - 180	8:00	53	0,13462	5,3	22	Aprobado

Fuente. Servicios Bonnet.

5.4 PRUEBA DE ADHERENCIA A MANTA TERMO-CONTRAÍBLE

La prueba de adherencia permite analizar la fuerza de enlace existente entre una película seca y el sustrato sobre el que se encuentra aplicada, en este caso, la fuerza que existe entre la manta termocontraíble y la tubería, para ello se realizaron ensayos de adherencia con el método del dinamómetro²⁴.

Las pruebas se efectuaron en las horas de la mañana, ya que las altas temperaturas del mediodía afectan en la realización de la prueba.

Inicialmente se le realizó un corte de 25 mm a la revestimiento, a este trozo de manta se le fijó el dinamómetro, al cual se le generó una fuerza de 5 kg-fuerza durante 60 segundos.


Fueron probadas básicamente las mismas juntas de la prueba de rugosidad, y afortunadamente tuvieron resultados favorables en los cuales solo hubo desprendimientos de 2 mm en promedio.

Estas pruebas fueron realizadas en presencia de un técnico mantero, quien inmediatamente acabada la prueba procedía a reparar el revestimiento afectado.

²⁴ (Gasoducto GNL del Plata. CANUSA-CPS. Manta de Polietileno Termocontraible, Procedimiento para Aplicación en Uniones de Soldadura)

5.4.1 Resultados obtenidos en prueba de adherencia.

Tabla 6. Registro de la prueba de rugosidad.

			REGISTRO DE CALIDAD PRUEBA DE ADHERENCIA								
CLIENTE: YPFB REDES DE GAS REGIONAL SANTA CRUZ					UBICACIÓN: CAMPANERO - COTOCA			REG.N°:BO/001			
Item	Fecha	Clima	Progreiva	N° de Junta	Tiempo (s)	Longitud Extraída (mm)	Ancho del Corte (mm)	Medición de Dinamómetro (kg)	Adhesión (kg/cm2)	Temperatura (°C)	Resultado
1	02/12/2015	Cálido(soleado)	KP 00+036,6	J - 03	60	2	25	5	50	31	Aprobado
2	04/12/2015	Cálido(soleado)	KP 00+622,2	J - 51	60	2	25	5	50	30	Aprobado
3	07/12/2015	Cálido(soleado)	KP 01+146,8	J - 94	60	2	25	5	50	30	Aprobado
4	08/12/2015	Cálido(soleado)	KP 01+744,6	J - 143	60	2	25	5	50	29	Aprobado
5	09/12/2015	Cálido(soleado)	KP 01+903,2	J - 156	60	2	25	5	50	29	Aprobado
6	13/12/2015	Cálido(soleado)	KP 02+196	J - 180	60	2	25	5	50	31	Aprobado

Fuente. Servicios Bonnet.

5.5 PRUEBA HIDROSTÁTICA

Son todas las operaciones para efectuar la prueba de pre-funcionamiento en el sistema construido (prueba de resistencia y hermeticidad), así como los trabajos de agua, limpieza, secado e inhibición de agua residual para evitar formación de hidratos.

5.5.1 Equipo y materiales.

- Trampas para pistones (“chanchos”).
- Detectores de “chancho”.
- Compresores.
- Bombas de agua.
- Agua necesaria para las pruebas.
- Metanol para el secado (si así lo requiere la supervisión).
- Válvulas necesarias para las pruebas.
- Tuberías de conexión.
- Tubería de desagüe.
- Manómetro.
- Termómetros.
- Medidor de agua.
- Equipo para la medición del pH.
- Protección de los instrumentos instalados en la prueba hidrostática.
- Medios de transporte y comunicación.
- Manógrafo.
- Termógrafo.

5.5.2 Parámetros de ejecución.

Documentos de consulta.

Se deberá preparar documentación que contenga descripción de la línea de gas, de los equipos e instrumentos de medida que se van a utilizar en las pruebas, así como del programa y duración de las prueba donde también se contemple la presión de operación, presión máxima de operación, presión de diseño y presión de prueba hidrostática.

Seguridad Industrial.

Se tomarán todas las medidas de seguridad necesarias para proteger al personal que participa en la operación y a terceras personas de los riesgos que puedan ser provocados por las pruebas, ningún trabajo será autorizado cuando la línea esté presurizada y los puntos especiales deberán ser vigilados cuidadosamente durante la prueba.

Condiciones mínimas.

Se realizará una inspección de la línea para verificar que la construcción está terminada, totalmente enterrada en los lugares que así debe estar y que todo se encuentra en el lugar de la pruebas

El principio y el final de la línea deberán tener tapones y estarán equipados con el cabezal de escape de agua y además se instalarán termómetros para medir la temperatura de la pared de la línea, que se considera igual a la del agua. No se permitirá realizar prueba contra una válvula.

Limpieza previa y calibración.

Se pasará un “marrano” (preferible electrónico) por la tubería. Si el marrano se daña, se deberá localizar la falla de la línea causante del deterioro utilizando un “marrano” electrónico si es necesario y reparar la falla. Para desplazar el pistón (marrano) se utilizará aire comprimido.

Llenado de agua.

Una vez limpiada la tubería se procederá al llenado de la tubería con agua, ésta deberá estar exenta de suciedades y de impurezas, el valor del pH estará comprendido entre 6,5 y 8, y el total de las sales disueltas no deberá sobrepasar los 500mg/litro.

Figura 51. Cierre al final de la tubería con bridas.



Se introducirá en la línea otro pistón limpiador y si fuera necesario en la cabeza de llenado de agua varios pistones consecutivos que sean capaces de eliminar el aire. El llenado del agua se realizará sin interrupción hasta que la canalización esté

llena de agua, dejando escapar una cantidad suficiente de agua en la extremidad de la línea opuesta a la de llenado para confirmar la evacuación del aire contenido en la tubería.

Presurización.

Inmediatamente es llenada de agua la tubería, se procederá a la elevación de la presión para la prueba de resistencia. La presión en el punto más alto de la línea deberá ser por lo menos 1.5 veces la presión máxima de servicio y la presión en el punto más bajo no deberá sobrepasar la presión de ensayo de fábrica.

Prueba de resistencia.

La presión de ensayo debe mantenerse por 2 horas. La presión de resistencia será aprobada si en la línea la presión medida en un manómetro no baja de manera sensible durante la prueba.

Figura 52. Manómetro, termógrafo y manógrafo.



Prueba de hermeticidad.

Una vez que la prueba de resistencia ha sido satisfactoria la línea será sometida a la prueba de fugas o hermeticidad, para esto se requiere de un equilibrio de temperaturas que toma un tiempo de 24 horas aproximadamente. Una vez que el equilibrio de temperatura sea alcanzado la línea será presurizada a una presión un poco superior a la prueba de resistencia para corroborar la salida de aire y cuando se establece que la tubería no tiene aire se procede a la prueba de hermeticidad.

Las presiones serán las mismas que para la prueba de resistencia y se mantendrán durante 24 horas, las presiones y temperaturas se anotaran cada hora. Si durante la prueba se detectan fugas, estas deben repararse y realizar nuevamente la prueba. La prueba de hermeticidad será satisfactoria cuando las variaciones horarias de volumen calculadas a partir de las variaciones de presión queden en los límites establecidos, aplicando las variaciones de temperatura.

Figura 53. Presión de la prueba hidrostática [900 psi].



Despresurización y desaguado.

Una vez que la prueba de hermeticidad ha sido satisfactoria, la presión en la línea será llevada a la atmosférica abriendo las válvulas y haciendo que el agua corra hacia el sector más bajo. Se utilizarán compresores de aire para el desagüe de la línea, los mismos que deberán ser dimensionados tanto en volumen y presión con rango suficiente para llevar a cabo esta operación. La presión de aire empujará los pistones (marranos) y estos al agua de las partes bajas de la línea.

El agua en lo posible será evacuada o transferida a un camión cisterna para su posterior tratamiento.

Secado de la línea.

Para el limpiado se procederá al paso de “marranos” de espuma, estos pasos se realizarán siempre en el mismo sentido.

La operación de limpiado se terminará cuando dos pistones pasados sucesivamente con un intervalo de 24 horas ya no lleven agua.

Después del limpiado de la línea se procederá a su secado pasando un tapón de metanol entre dos pistones²⁵.

²⁵ (SEYAS S.A. DE C.V. Manual para el Procedimiento de Pruebas Hidrostáticas)

Figura 54. Introducción de limpiadores de espuma al inicio de la línea.



Figura 55. Salida de los limpiadores.

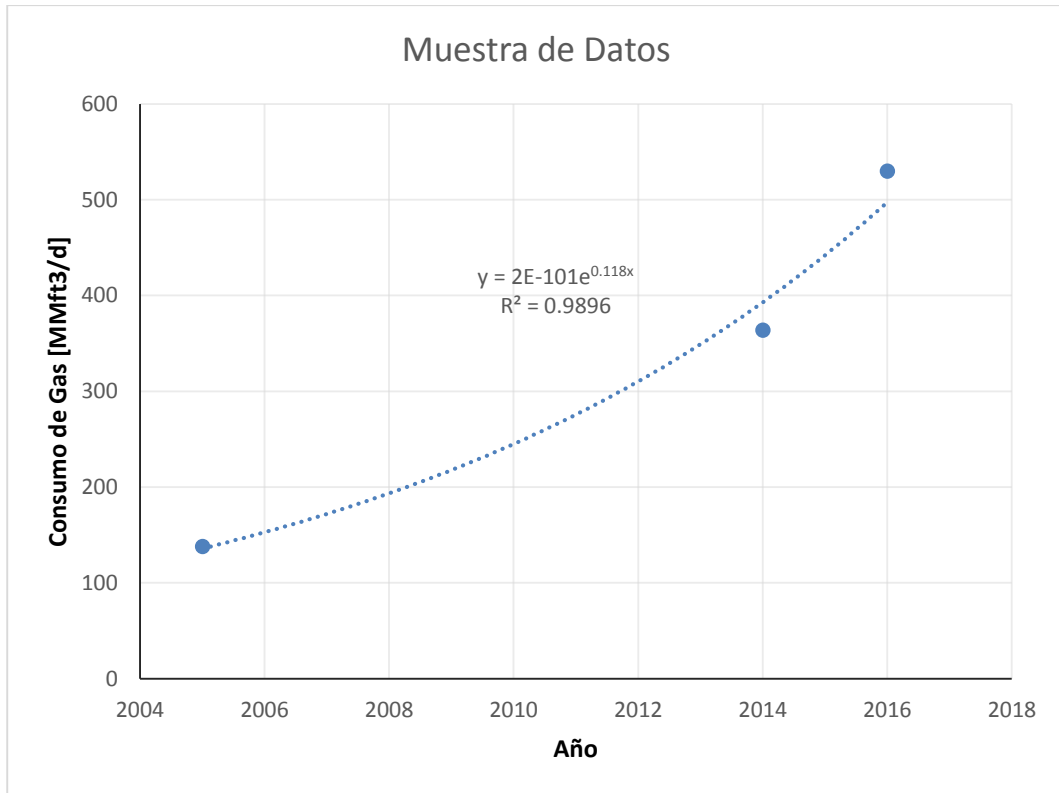


6. ANALISIS DE DEMANDA DE GAS NATURAL EN CAMPANERO

6.1 DEMANDA NACIONAL

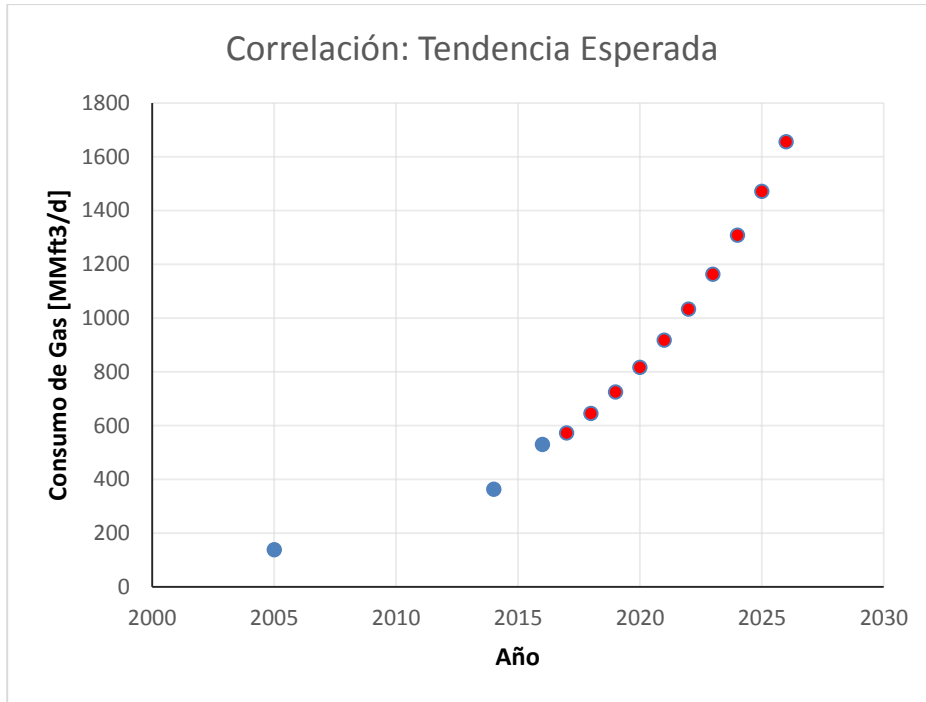
Gracias a datos de la literatura se logró establecer un comportamiento en el consumo nacional de gas natural en Bolivia desde el 2005 hasta el 2016, con el cual, por medio de una regresión exponencial se pudo predecir una tendencia en la demanda de gas a 10 años.

Figura 56. Consumo de gas natural en Bolivia en los últimos años.



Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos. Gerencia Nacional de Redes de Gas y Ductos. Distrito Redes de Gas Santa Cruz.

Figura 57. Comportamiento futuro del consumo nacional de gas natural.



6.2 CONSUMO DE GAS NATURAL EN CAMPANERO

Por medio de un análisis a imágenes satelitales, se logró estimar una densidad poblacional en el municipio de Campanero, con un número de aproximado de 600 viviendas, suponiendo que cada uno contiene 5 individuos y tomando como costo unitario de gas natural a datos actuales en los recibos del municipio, así como el consumo promedio de gas natural por vivienda, se pudo evaluar el consumo total de gas natural y de igual forma, el costo aproximado de este combustible en Campanero. Además se predijo un consumo probable de gas natural a 10 años siguiendo como tendencia el comportamiento generado por el estudio del consumo nacional, así como un escenario optimista y uno pesimista, estos con una variación de 30% tanto en aumento como en disminución respectivamente.

Tabla 7. Datos de Consumo de gas natural en Campanero.

Consumo de Gas Natural en Campanero		
Ítem	Valor	Unidades
Viviendas	600	
Consumo promedio per cápita	355,97	[ft3/mes]
	11,87	[ft3/d]
Consumo total	7119,44	[ft3/d]
Costo unitario del gas natural	0,0068	[USD/ft3]
Costo unitario de consumo de gas promedio per cápita	2,42	[USD/mes]

Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos. Gerencia Nacional de Redes de Gas y Ductos. Distrito Redes de Gas Santa Cruz.

Figura 58. Consumo de gas natural en Campanero para 10 años en diferentes escenarios.

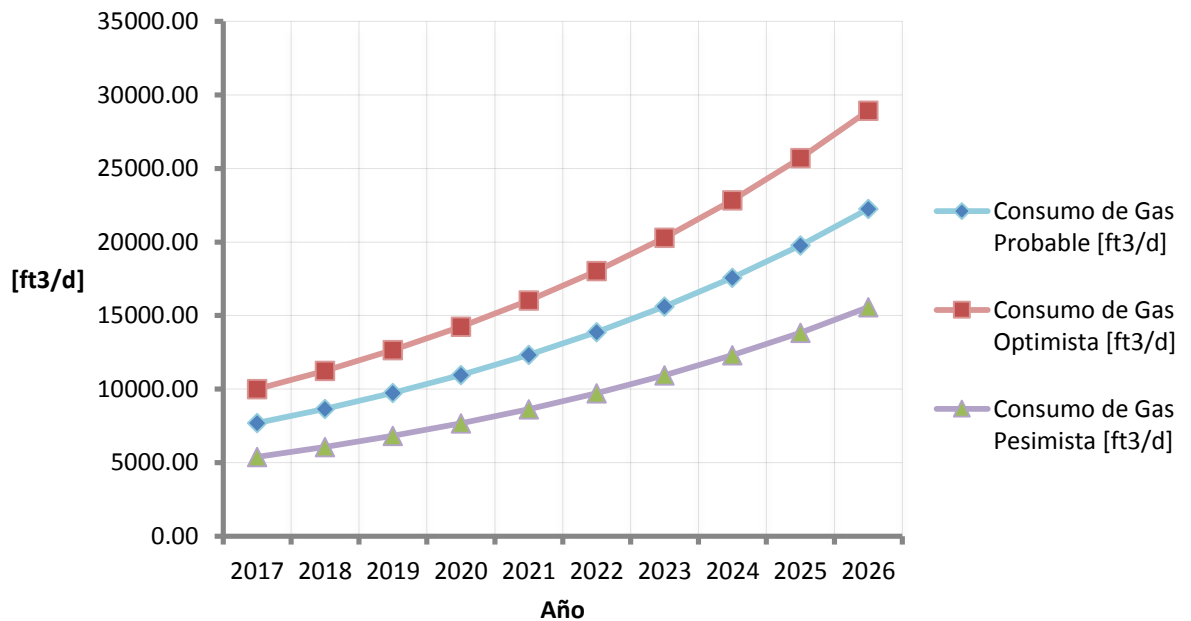
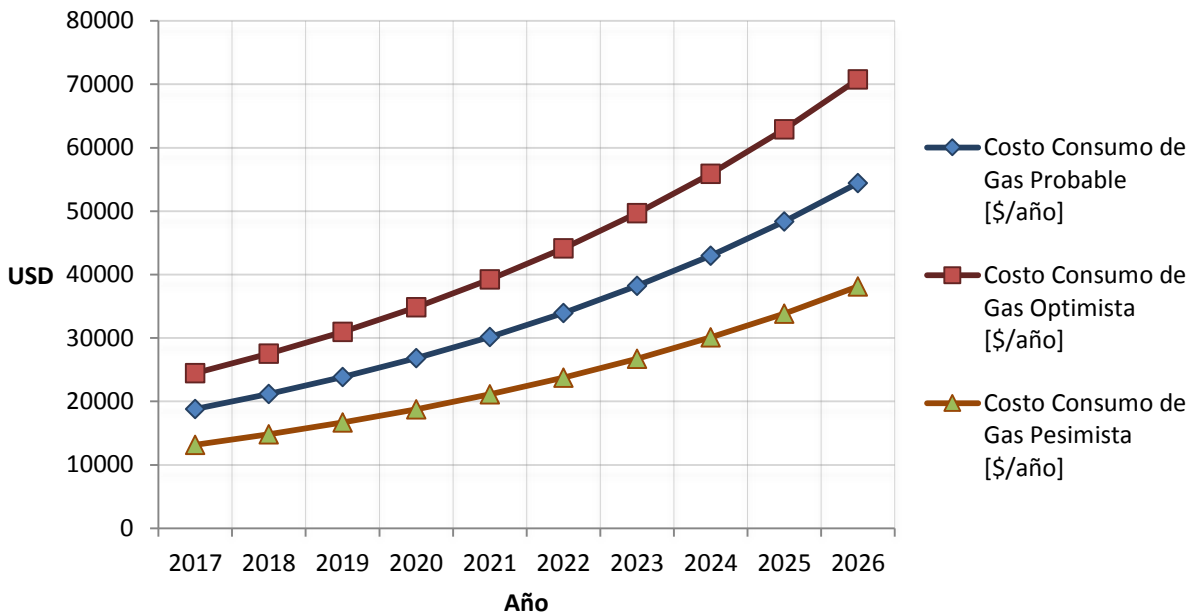


Figura 59. Costo del consumo de gas natural para 10 años en diferentes escenarios.



6.2.1 Análisis de rentabilidad del proyecto para distintos escenarios.

Tomando en cuenta los diferentes escenarios de consumo a 10 años y que el costo por unidad de gas natural no cambiaría, se logró encontrar el año (payback) en el cual se sería posible recuperar la inversión (aprox. \$190.000 USD), la utilidad al cabo de 10 años, el valor presente actual y la tasa interna de retorno. Dejando como resultado, que aun en el caso pesimista, el proyecto sería factible, necesitando 9 años para recuperar la inversión inicial, y arrojando una tasa interna de retorno del 4 % en la cual se deja ver que la rentabilidad del proyecto es positiva teniendo en cuenta que proyectos como estos están hechos para que funcionen por muchos años más.

Tabla 8. Datos de rentabilidad para diferentes escenarios.

	Año Pay Back	Utilidad a 10 años [\$]	VNA	TIR
Escenario Probable	2023	145818	-\$ 77,7	10%
Escenario Optimista	2022	250274	\$ 56.899,0	15%
Escenario Pesimista	2025	94548	-\$ 57.054,4	4%

7. ANALISIS DE LA SIMULACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA TUBERIA

7.1 DATOS DE ENTRADA

Para estudiar el comportamiento de la presión, velocidad del gas y fracción de líquido al interior del gasoducto se definieron diversos parámetros de operación.

Además, con estos parámetros y gracias a simuladores se logró generar la envolvente del gas a transportar, algunas propiedades e incluso el coeficiente de transferencia de calor del sistema.

Tabla 9. Características de la tubería.

Tubería de acero negro al carbono SCH 40		
Magnitud	Valor	Unidades
Diámetro Nominal	3	pulgadas
Diámetro Externo	3,5	pulgadas
Longitud/unidad	12.2	[m]
Presión de operación	602	[psia]
Presión de prueba	900	[psia]
Rugosidad	0,0018	pulgadas

Fuente: Servicios Bonnet.

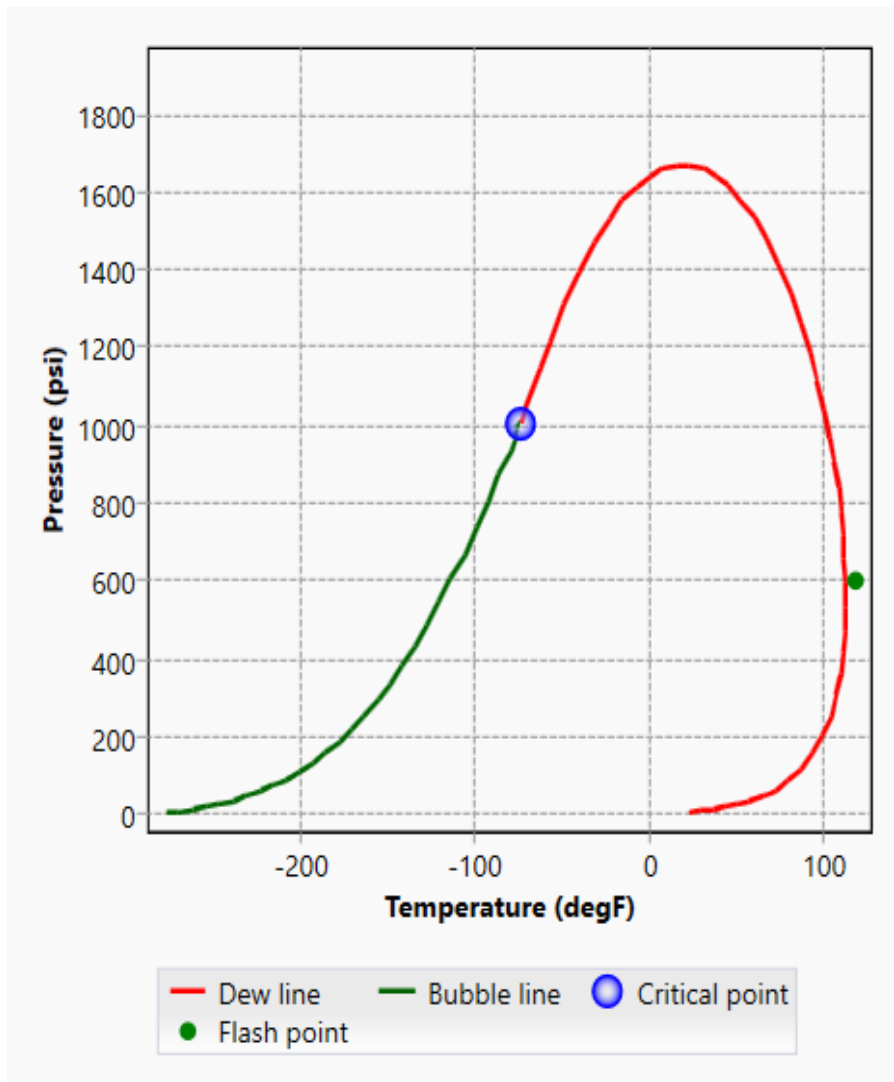
Tabla 10. Parámetros de operación del gasoducto.

Magnitud	Valor	Unidades
Longitud	2520	[m]
Presión Entrada	602	[psia]
Temperatura Ambiente	80	[°F]

Temperatura Entrada	118	[°F]
Elevación	0	[m]
Profundidad enterrado	1,5	[m]

Fuente: Servicios Bonnet.

Figura 60. Envoltente del gas generada por el simulador Pipesim.



Fuente: Autor por medio del simulador Pipesim.

Tabla 11. Propiedades del gas generadas por el simulador Pipesim.

PHASE PROPERTIES				
	Parameter	Unit	Mixture	Gas
1	Mole fraction	fract.	1	1
2	Mass fraction	fract.	1	1
3	Volume fraction	fract.	1	1
4	Viscosity	cP		0.01272598
5	Molecular weight		19.0438	19.0438
6	Density (molar)	lb-mole/ft3	0.1063597	0.1063597
7	Density (mass)	lbm/ft3	2.025492	2.025492
8	Enthalpy (molar)	Btu/lb-mole	16.81402	16.81402
9	Entropy (molar)	Btu/lbmol...	-0.005985685	-0.005985685
10	Internal energy (molar)	Btu/lb-mole	-1030.575	-1030.575
11	Gibbs free energy (molar)	Btu/lb-mole	3474.581	3474.581
12	Isochoric specific heat capacity	Btu/lbmol...	7.831851	7.831851
13	Isobaric specific heat capacity	Btu/lbmol...	10.9125	10.9125
14	Thermal conductivity	Btu/(h.deg...		0.02090056
15	Speed of sound	ft/s		1329.205
16	Joule-Thomson coefficient	degF/psi		0.05713436
17	Z Factor			0.9130169

Fuente: Autor por medio del simulador Pipesim.

Tabla 12. Coeficiente de transferencia de calor del sistema generado por el simulador Aspen Hysys.

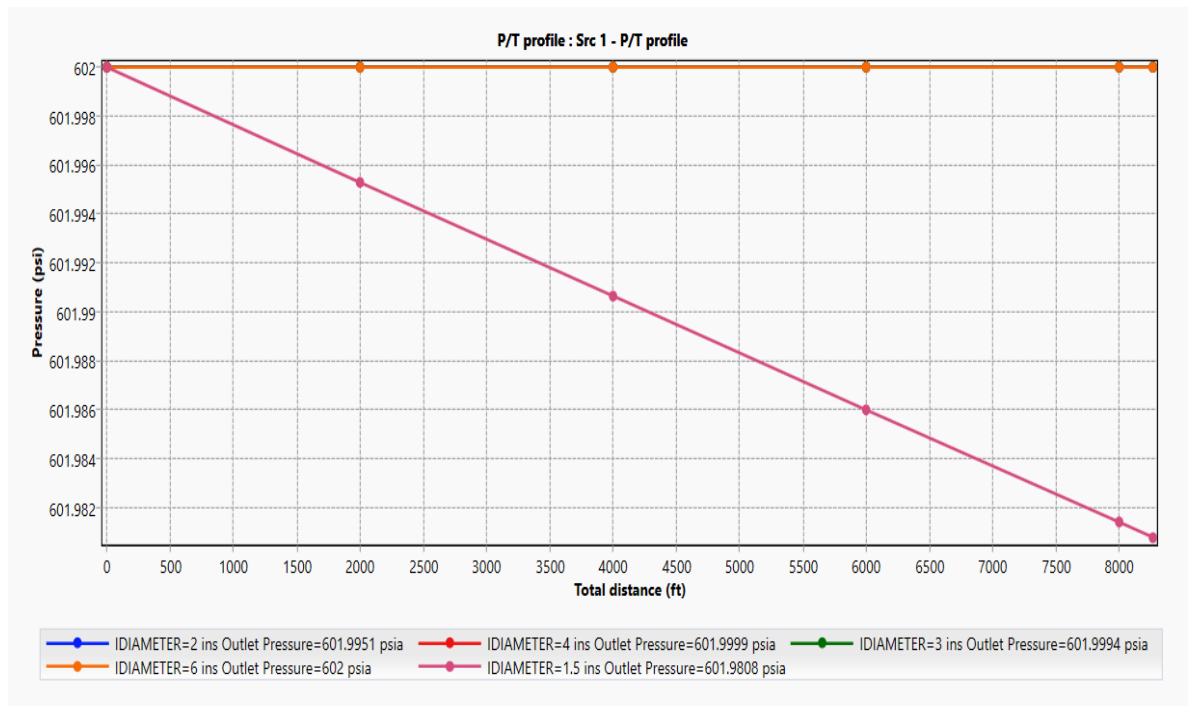
Overall Heat Transfer Coefficient	
Ambient Temp	80.000 F
Overall HTC (based on O.D)	0.29546 Btu/hr-ft2-F
Individual Heat Transfer Coefficient	
Internal Film (based on O.D)	0.84486 Btu/hr-ft2-F
External Film (based on O.D)	0.47818 Btu/hr-ft2-F
Pipe Wall (based on O.D)	1353.4 Btu/hr-ft2-F
Ext.Insulation (based on O.D)	9.1836 Btu/hr-ft2-F

Fuente: Autor por medio del simulador Aspen Hysys.

7.2 COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN

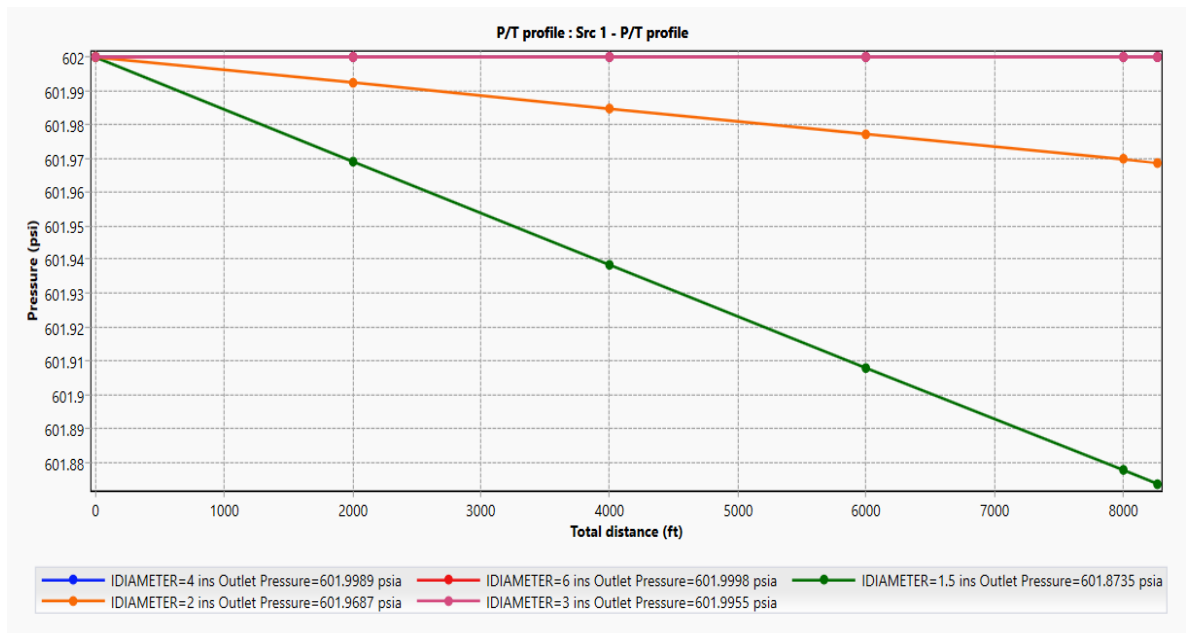
Al variar los diámetros internos para diferentes escenarios de demanda de gas al final de la tubería, se observó que las pérdidas de presión por fricción son casi nulas, esto se debe principalmente a que el gas no genera mayores pérdidas de presión, además, la línea es relativamente muy corta y no presenta cambios de elevación, dando como resultado pérdidas de presión despreciables, aun para el caso optimista a 10 años, siendo éste el que mayor flujo de gas movería.

Figura 61. Comportamiento de la presión a lo largo de la línea en el escenario de consumo actual.



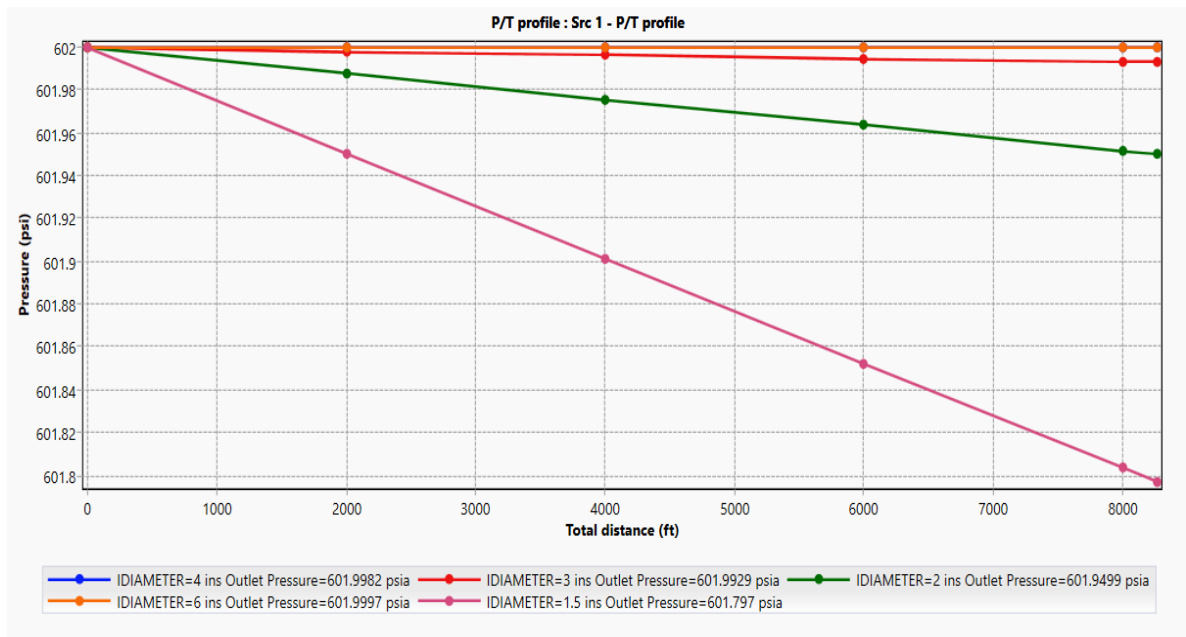
Fuente: Autor por medio del simulador Pipesim.

Figura 62. Comportamiento de la presión a lo largo de la línea en el escenario de consumo probable a 10 años.



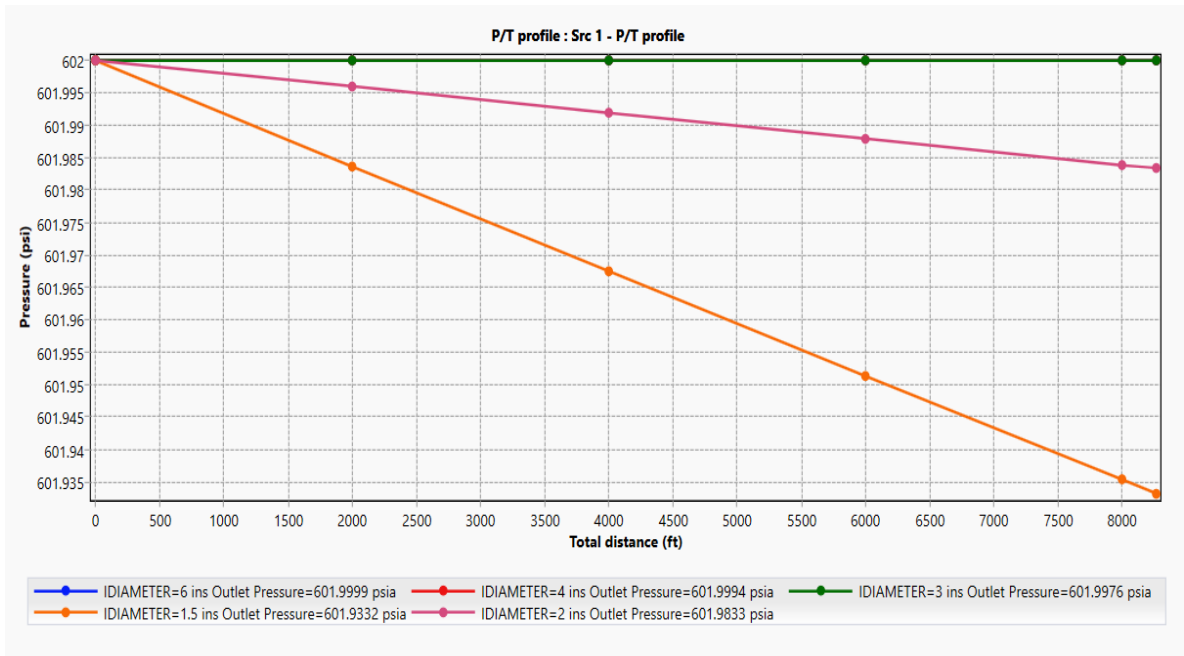
Fuente: Autor por medio del simulador Pipesim.

Figura 63. Comportamiento de la presión a lo largo de la línea en el escenario de consumo optimista a 10 años.



Fuente: Autor por medio del simulador Pipesim.

Figura 64. Comportamiento de la presión a lo largo de la línea en el escenario de consumo pesimista a 10 años.

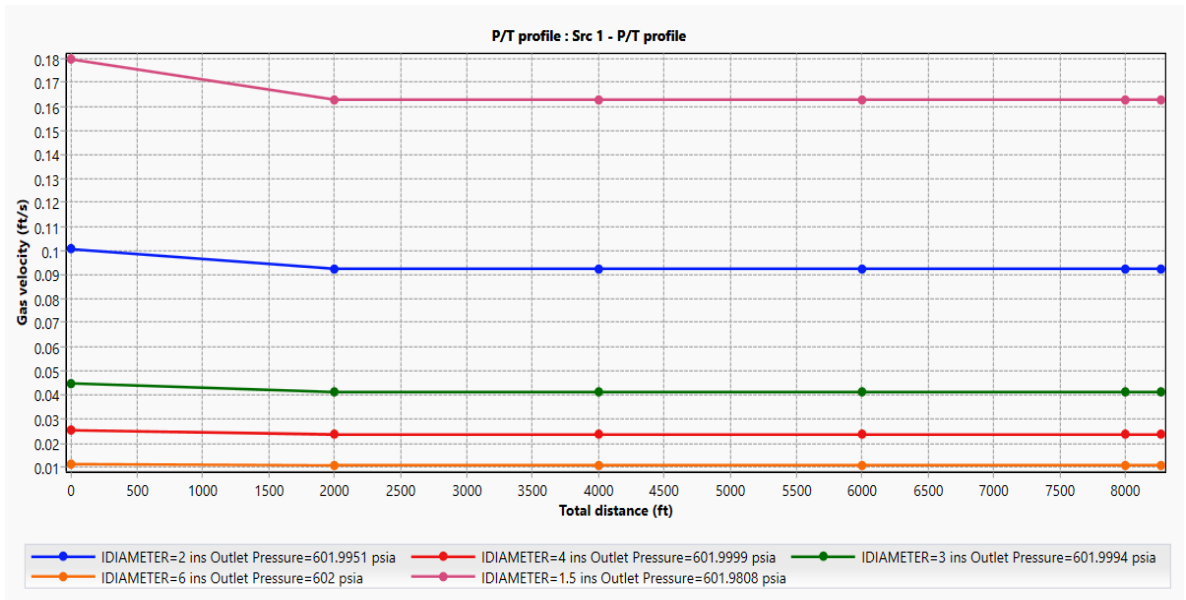


Fuente: Autor por medio del simulador Pipesim.

7.3 COMPORTAMIENTO DE LA VELOCIDAD DEL GAS

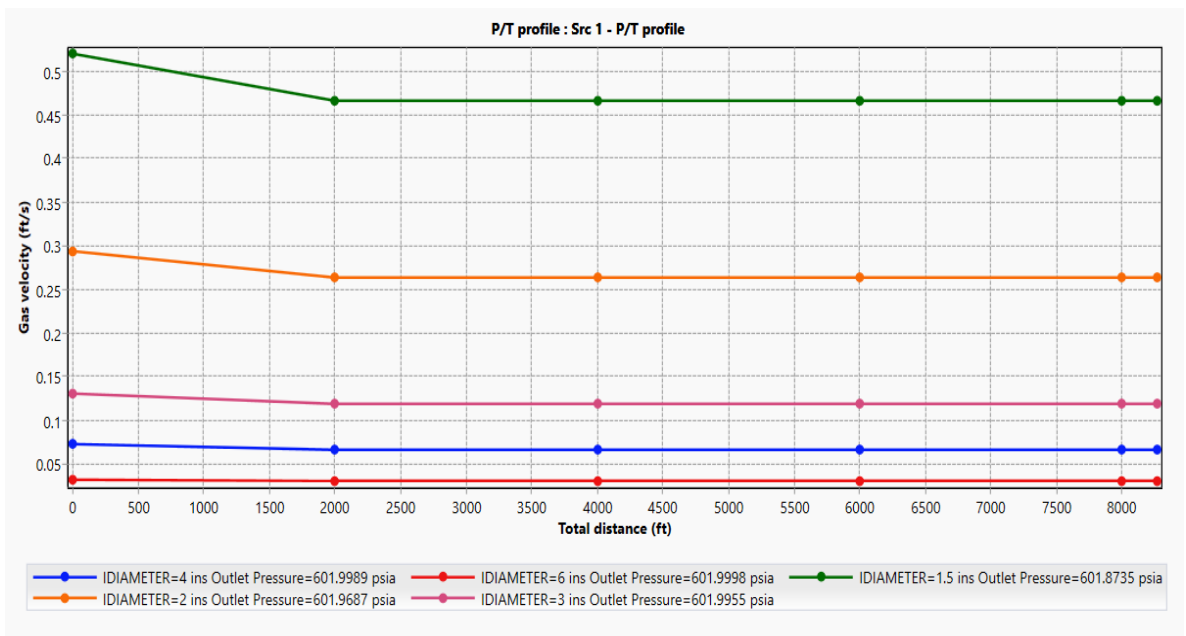
El estudio de la velocidad del gas al interior de la tubería se realizó variando los diámetros para diferentes escenarios de consumo, arrojando como dato, que a mayor demanda de flujo, este afecta directamente proporcional a la velocidad del gas; caso contrario con el diámetro nominal, en el cual, a medida que este aumenta, la velocidad al interior de la tubería disminuye, esto se debe a que en la ecuación de Bernoulli, el área transversal aumenta, requiriendo mas gas para una misma sección de flujo.

Figura 65. Comportamiento de la velocidad del gas a lo largo de la línea en el escenario de consumo actual.



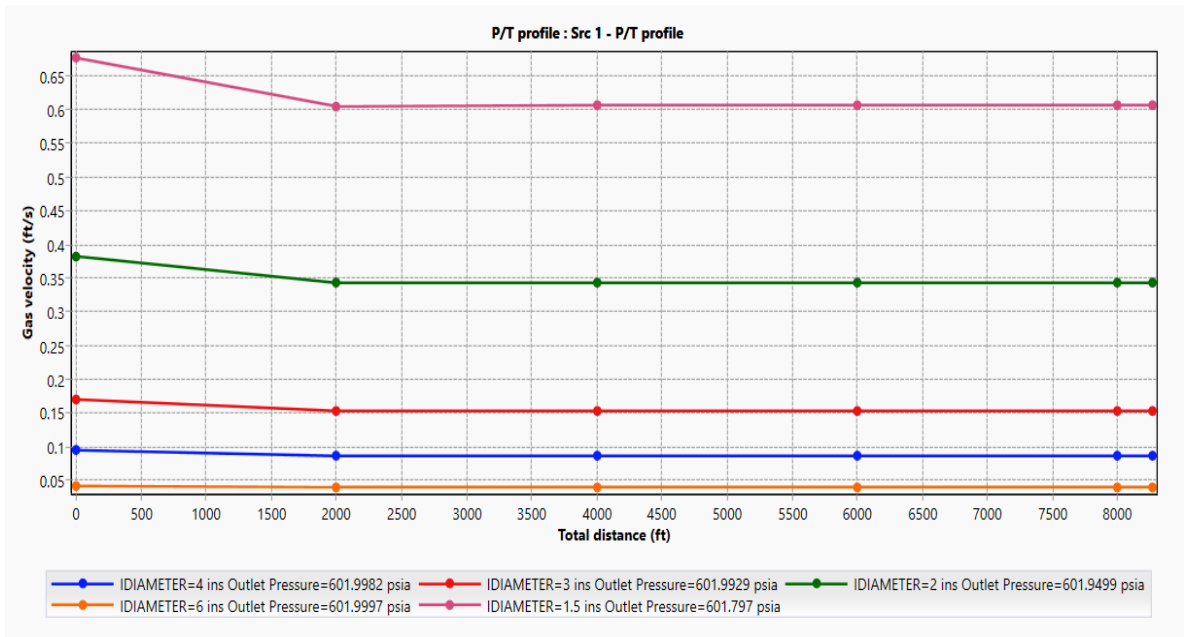
Fuente: Autor por medio del simulador Pipesim.

Figura 66. Comportamiento de la velocidad del gas a lo largo de la línea en el escenario de consumo probable a 10 años.



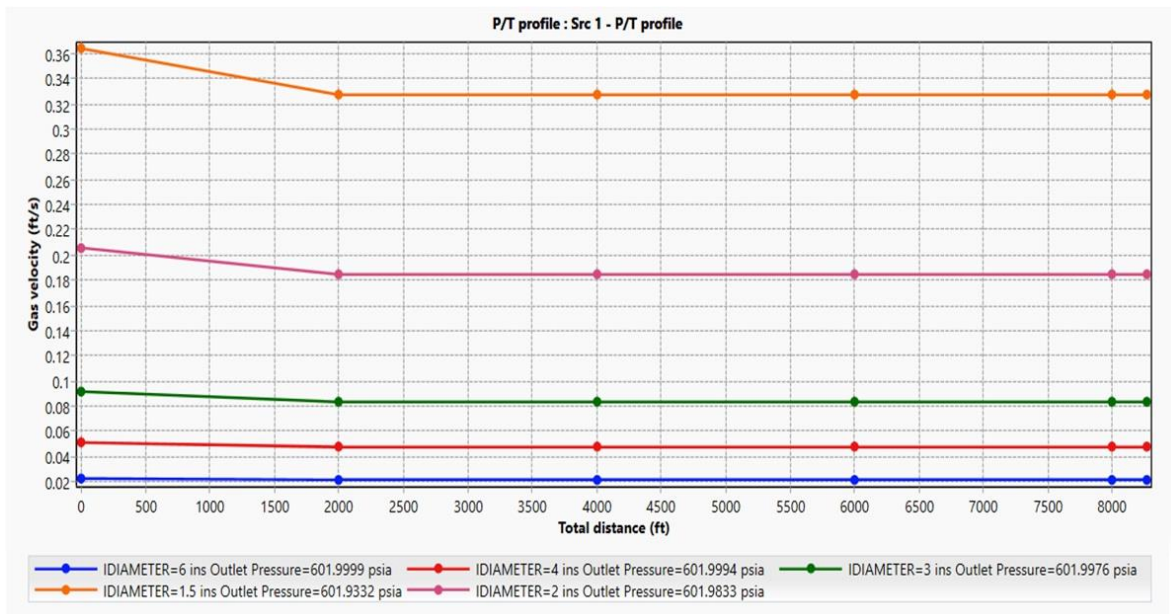
Fuente: Autor por medio del simulador Pipesim.

Figura 67. Comportamiento de la velocidad del gas a lo largo de la línea en el escenario de consumo optimista a 10 años.



Fuente: Autor por medio del simulador Pipesim.

Figura 68. Comportamiento de la velocidad del gas a lo largo de la línea en el escenario de consumo pesimista a 10 años.

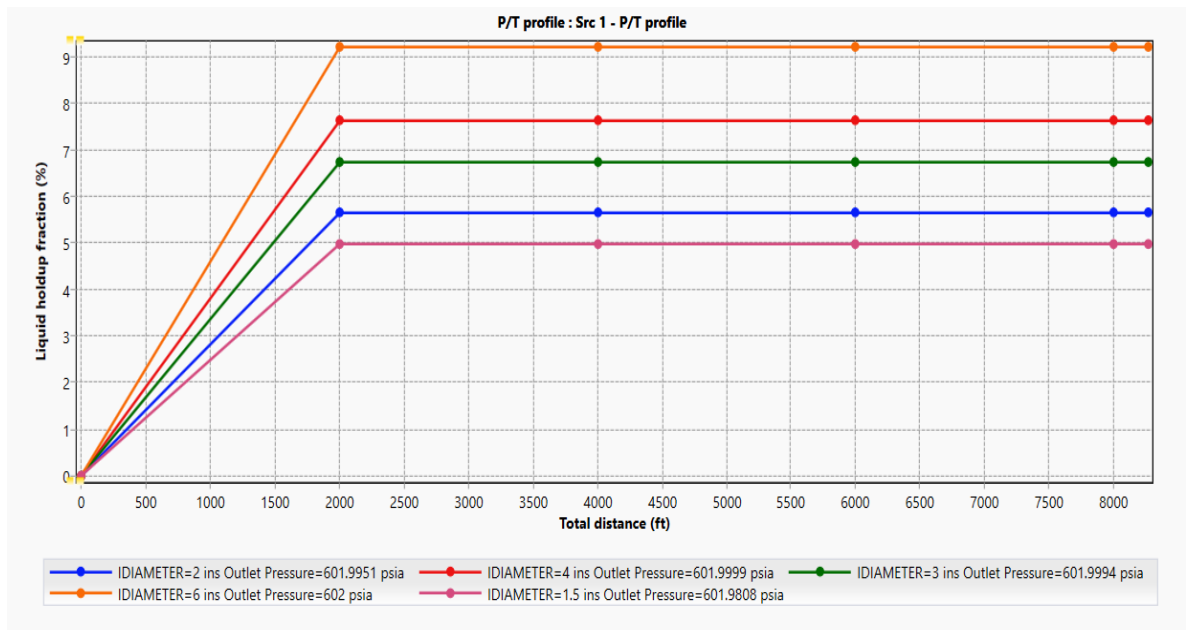


Fuente: Autor por medio del simulador Pipesim.

7.4 COMPORTAMIENTO DE LA FRACCIÓN DE LÍQUIDO

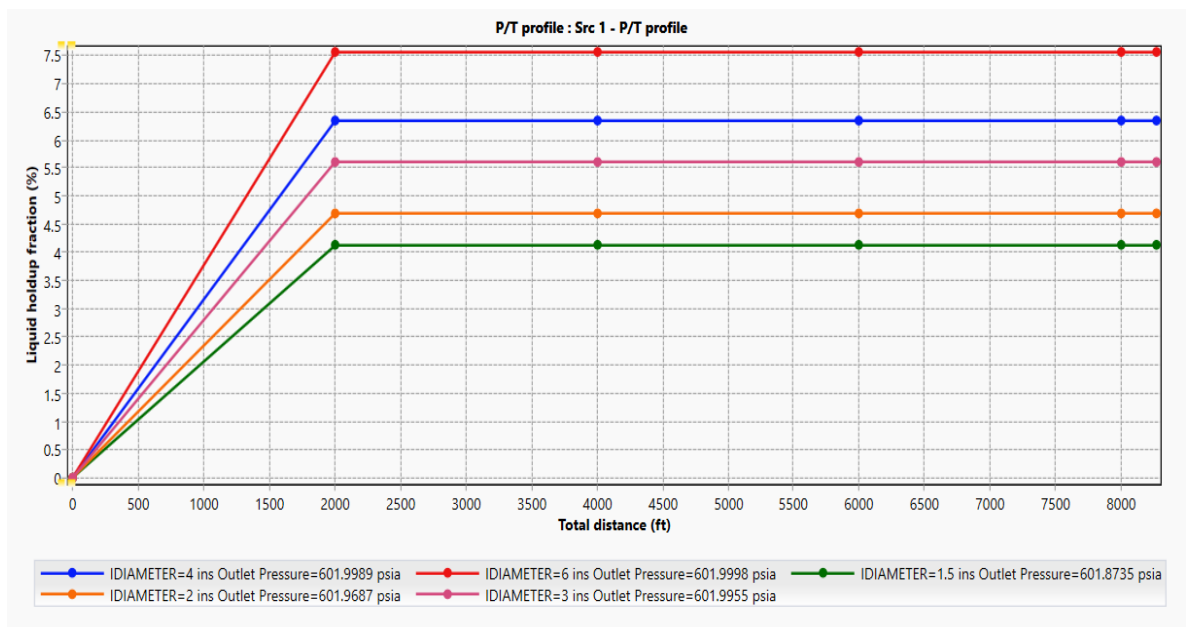
Por medio del simulador Pipesim se observó el comportamiento de la fracción de líquido al interior de la tubería a lo largo del gasoducto, dejando ver que en el caso en el cual la demanda de gas natural en Campanero es la actual (7119,44 [ft³/d]) la fracción de líquido es de 6.8% para una diámetro nominal de 3 pulgadas, siendo esta, la mayor frente a los demás escenarios a 10 años. Se puede decir que se debe a que al haber menos demanda de gas natural al final de la línea, esta concentra mayor cantidad de fluido a una alta presión, generando así que las moléculas del gas se fusionen con gran facilidad y generen líquidos.

Figura 69. Comportamiento de la fracción de líquido a lo largo de la línea en el escenario de consumo actual.



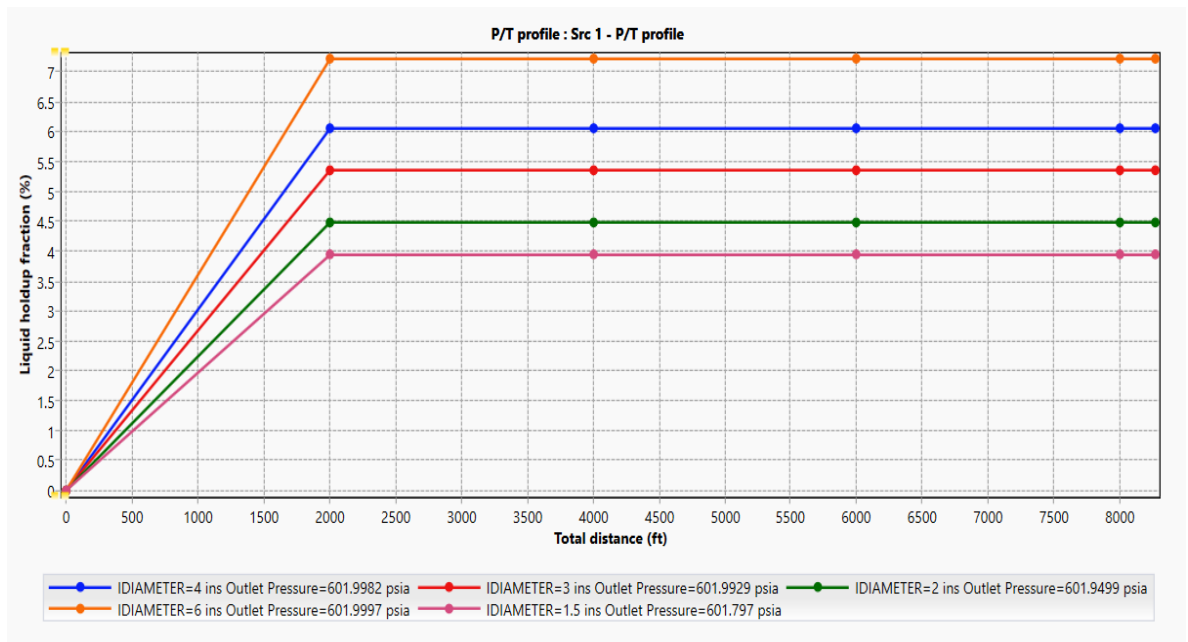
Fuente: Autor por medio del simulador Pipesim.

Figura 70. Comportamiento de la fracción de líquido a lo largo de la línea en el escenario de consumo probable a 10 años.



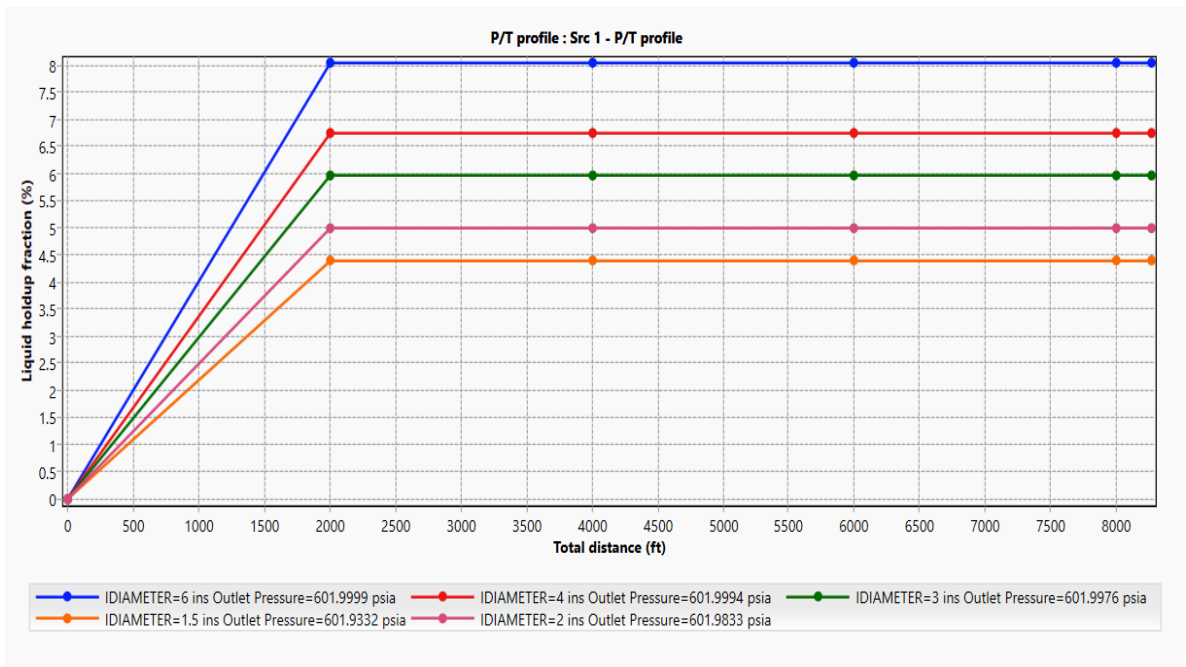
Fuente: Autor por medio del simulador Pipesim.

Figura 71. Comportamiento de la fracción de líquido a lo largo de la línea en el escenario de consumo optimista a 10 años.



Fuente: Autor por medio del simulador Pipesim.

Figura 72. Comportamiento de la fracción de líquido a lo largo de la línea en el escenario de consumo pesimista a 10 años.



Fuente: Autor por medio del simulador Pipesim.

8. CONCLUSIONES

- La construcción de la línea primaria de gas de Campanero finalizó correctamente cumpliendo a cabalidad todos los términos requeridos por el cliente, quien en este caso fue la empresa estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos. Igualmente la obra obtuvo los certificados de conformidad por parte de la ciudad de Cotoca, siendo esta la que alberga el municipio de Campanero.
- El proyecto generaría la inversión inicial (aprox. 190.000 USD) en 9 años para un escenario pesimista, 7 años para un caso probable y 6 en un escenario óptimo.
- El comportamiento de la tubería no va sufrir inconvenientes en 10 años y no tendría la necesidad de un mecanismo de aumento de presión (compresor) debido a que al ser un trayecto muy corto y con una baja demanda de gas natural, las pérdidas por fricción son insignificantes, por lo tanto su vida útil sería larga siendo solo necesario inspecciones preventivas.
- Tanto las pruebas de rugosidad y adherencia obtuvieron un 100% de éxito todas fueron aprobadas, debido a que las 6 juntas revestidas analizadas fueron trabajadas siguiendo las normas y con el permanente acompañamiento de los ingenieros encargados de la obra.
- Durante la inspección visual de soldadura no se encontraron discontinuidades, pero al realizar la inspección radiográfica, de las 208 juntas soldadas sólo en 2 (J-81C y J-145C) se encontraron discontinuidades (penetración incompleta), dando como resultado un 99.04% de eficiencia en el trabajo de soldadura.

- La línea de 2520 metros se probó con una presión de 900 psi (1.5 veces la presión de operación) tanto para las pruebas de resistencia (2 horas) y de hermeticidad (24 horas), favorablemente no se presentaron fugas considerables, concluyendo con el paso a los limpiadores internos de la tubería.
- La obra fue terminada en el tiempo estipulado por el cliente (90 días) desde el 24 de noviembre al 18 de febrero, destacando la buena proyección que se realizó en la propuesta previa al inicio de la construcción.

9. RECOMENDACIONES

- Estudiar la construcción de líneas secundarias y acometidas en polietileno para la distribución de gas natural a zonas de consumo directo.
- Analizar las diferentes etapas de instalación para gasoductos de diámetros mayores (más de 10 pulgadas), con un enfoque principal en la gran presión a las cuales operan estas tuberías y su respectivos métodos preventivos.
- Elaborar un estudio financiero para un proyecto real enfocado a la construcción o mantenimiento de una red de distribución de gas natural en Colombia.
- Realizar un estudio de optimización a redes de gas de gran distancia que requieran múltiples estaciones de compresión, teniendo en cuenta los tipos de compresores, cantidad y distancia entre ellos y análisis económico correspondiente.
- Desarrollar proyectos enfocados a sistemas de transporte de hidrocarburos a nivel internacional e investigar la situación actual del mercado de gas natural y su influencia para Colombia.

BIBLIOGRAFÍA

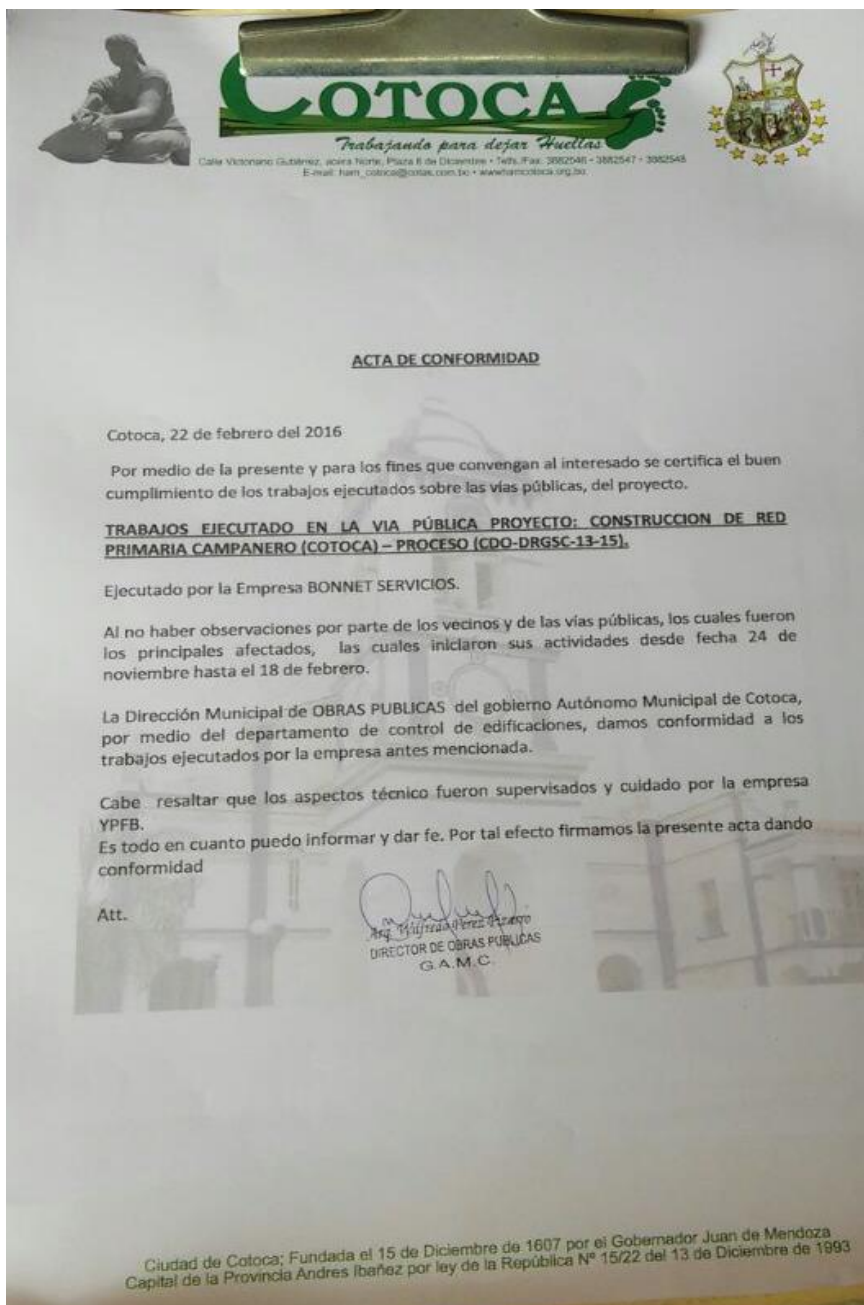
- ASME (THE AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS). ASME B 31.8 Sistemas de tubería para transporte y distribución de gas. 1999.
- BARBA RINCON, Luz Karina. Practica empresarial - construcción del gasoducto Barranca-Payoa. Trabajo de Grado (Ingeniería civil). Universidad Industrial de Santander, 2004.
- CANUSA-CPS. Gasoducto GNL del Plata. Manta de Polietileno Termocontraible, Procedimiento para Aplicación en Uniones de Soldadura.
- CLAVIJO CÁCERES, Carlo César. Sistemas de protección catódica para tuberías enterradas de transmisión de gas natural. Tesis de grado. Universidad Nacional Mayor de San Marcos, 2014.
- CSN, Consejo de Seguridad Nacional, SEPR. Radiografía Industrial, Equipos de Radiografía y Accesorios.
- FLOREZ LOPEZ, Miguel Ángel y MARTINEZ PABON, José Daniel. Diseño preliminar para la construcción del gasoducto tramo Fundación-Magdalena a Bosconia-Cesar. Trabajo de Grado (Ingeniería de petróleos). Universidad Industrial de Santander, 2011.
- GOMEZ RIVAS, Pedro A. Ingeniero Industrial. Construcción de gasoductos.
- GUIDICE, Carlos A. PEREYRA, Andrea M. Protección catódica con Ánodos Galvánicos. Universidad Tecnológica Nacional, Facultad RegionaI La Plata.

- INGASOIL. GAS AND OIL ENGINEERING S.A E.S.P. Manual de mantenimiento y operación.
- LÓPEZ JIMENO, Carlos. El gas natural, recorrido de la energía. Revista Gas Natural, Madrid Innova, 2012. p 3-5.
- LOPEZ ROJAS, Lady Milena. Ingeniería conceptual en el diseño de gasoducto Santana-Aratoca. Trabajo de Grado (Ingeniería de petróleos). Universidad Industrial de Santander, 2010.
- NATURAL GAS STAR, EPA POLLUTION PREVENTER. Using Hot Taps for In Service Pipeline Connections. 2003.
- PEÑA MORALES, Fabián Rolando y ERASO POLEO, Cesar Emilio. Evaluación técnico económica de un gasoducto para el transporte de gas natural a la ciudad de Pasto, departamento Nariño. Trabajo de Grado (Especialización en ingeniería del gas). Universidad Industrial de Santander, 2013.
- RUÍZ SAAVEDRA, Jesús, M.Sc. Guía para la Inspección Visual de Soldaduras AWS B1.1. GEND-PUCP, Grupo de Ensayos No Destructivos.
- SEYAS S.A. DE C.V. Manual para el Procedimiento de Pruebas Hidrostáticas.
- T. D. Williamson. El Éxito de la Tecnología del Hot Tapping. PetroQuiMex, La Revista de la Industria Petrolera. 2010.
- Universidad de La Laguna. Inspeccion de Soldadura. Ensayos No Destructivos.

- VEGA PEÑA, Diddier Augusto. Fases y estrategias de construcción para transporte de hidrocarburos. Trabajo de Grado (Especialización en ingeniería del gas). Universidad Industrial de Santander, 2012.
- YACIMIENTOS PETROLÍFEROS FISCALES BOLIVIANOS. Gerencia Nacional de Redes de Gas y Ductos. Distrito Redes de Gas Santa Cruz. YPFB Transporte S.A. [En línea] <http://www.ypfbtransporte.com>.

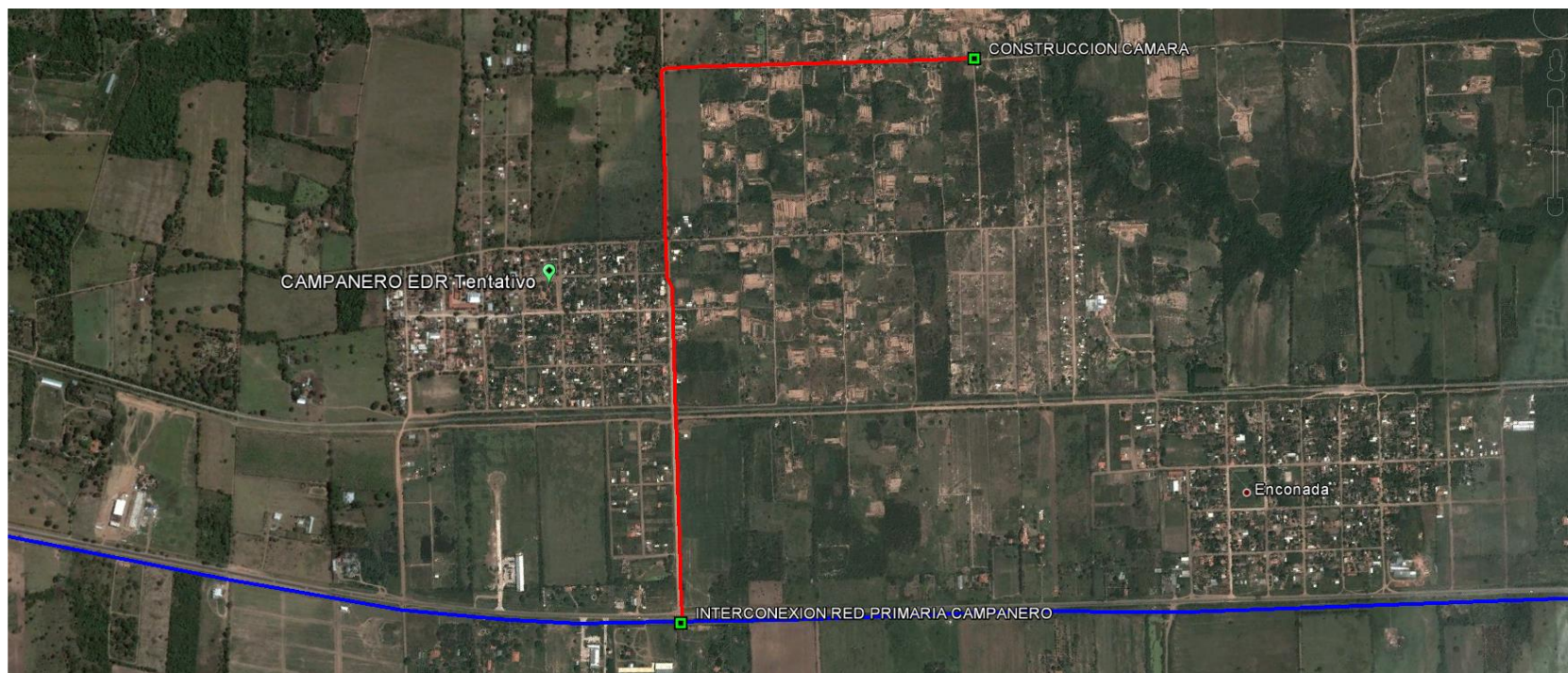
ANEXOS

ANEXO A. Acta de conformidad al buen cumplimiento de la construcción de la red primaria de Campanero.





Fuente. Servicios Bonnet.

ANEXO B. Plano de la red primaria Campanero. Longitud 2520 m. 3"DN.



Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos. Gerencia Nacional de Redes de Gas y Ductos. Distrito Redes de Gas Santa Cruz.

ANEXO C. Recibo de consumo de gas natural en el departamento de Santa Cruz, Bolivia.


GERENCIA NACIONAL DE REDES DE GAS Y DUCTOS
AVISO DE COBRANZA
 REGIONAL REDES DE GAS SANTA CRUZ
 Independencia esq. Mercado N° 401


NO VÁLIDO PARA CRÉDITO FISCAL

MES/ AÑO	CÓDIGO FIJO
AGO-2016	32161
CATEGORÍA	MEDIDOR
DOMESTICO	8216227
FECHA VCTO.	CÓDIGO UBIC.
30/09/2016	06808001018006
CORTE	DEUDA MESES
NO	2

NOMBRE : SOLIZ ARTEAGA AIDA

DIRECCIÓN : LA GUARDIA C/BOLIVAR SN

FECHA LECT. :	LECTURA	FACTOR	CONSUMO MPC	OBS
ACT. 30/08/2016	395	0.948366	0.234	OK
ANT. 28/07/2016	388			

HISTÓRICO				DATOS DE LA FACTURA		INFORMACIÓN
MES	CONSUMO	IMPORTE	PAGO	DETALLE	IMPORTE Bs.	
AGO-2016	0.234	8.98		Consumo de Gas	8.00	
JUL-2016	0.234	8.98	Impaga	Rep. Formulario	0.98	
JUN-2016	0.167	8.50	03/08/16			
MAY-2016	0.134	8.50	02/07/16			
ABR-2016	0.100	8.50	02/07/16			
MAR-2016	0.134	8.50	13/04/16			
FEB-2016	0.234	8.50	13/04/16			
ENE-2016	0.134	8.50	05/03/16			
TOTAL DEUDA Bs.		17.96		TOTAL FACTURA Bs.	8.98	

Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos. Gerencia Nacional de Redes de Gas y Ductos. Distrito Redes de Gas Santa Cruz.