

**REDISEÑO DEL GASODUCTO ENTRE POPAYÁN Y PASTO CON EL USO DE
LAS HERRAMIENTAS ARCGIS Y PIPESIM**

**JULIANA OTÁLORA ORREGO
JUAN CARLOS TINOCO MUÑOZ**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C
2016**

**REDISEÑO DEL GASODUCTO ENTRE POPAYÁN Y PASTO CON EL USO DE
LAS HERRAMIENTAS ARCGIS Y PIPESIM**

**JULIANA OTÁLORA ORREGO
JUAN CARLOS TINOCO MUÑOZ**

**Proyecto integral de grado presentado para optar por el título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director
Cesar Emilio Eraso Poleo
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C
2016**

Nota de Aceptación:

Ing. Carlos Espinosa
Presidente del Jurado

Ing. Alejandro Contreras

Bogotá, D.C. 4 de Noviembre del 2016

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Ing. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA

Decano Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CÉSAR CIFUENTES ARISMENDI

Director (e) Programa Ingeniería de Petróleos

Dr. EDGAR DAVID CEDEÑO LIGARRETO

Las Directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente al autor.

En primer lugar, Dios.

Dedicado a mis padres Pastor y Liliana, a mi hermano Daniel, mi abuelita Adelaida y a Renzo, por haber creído en mí, por su apoyo incondicional y por hacer posible mi gran sueño de convertirme en Ingeniera de petróleos.

A la Universidad de América, conformada por los docentes y personas que llenaron mi vida de conocimientos, no solo académicos sino también éticos que aplicaré a lo largo de mi vida profesional.

A mi gran amigo Juanca Tinoco, por haber contado conmigo para el desarrollo de nuestro trabajo de grado, gracias totales.

A todos mis compañeros y amigos, que dejaron huella en mi vida y me acompañaron a lo largo de este camino de experiencias, enseñanzas y momentos inolvidables. Llegar a una ciudad nueva, completamente sola fue un reto enorme, haber dado con personas tan maravillosas, que se convirtieron en mi familia, hace que tenga únicamente palabras de agradecimiento para con ellos.

Todo comenzó con un sueño, que ahora se materializa.

Juliana

Dedicado a mis padres Mariela y Julio Cesar por el apoyo durante toda la trayectoria académica, familiar y personal.

A los docentes de la Universidad de América, por las enseñanzas.

A mi mascota Jeronimo por su compañía en todo este trayecto universitario desde su comienzo, hasta su final.

A mi amiga Juliana Otálora, por haber trabajado arduamente en este trabajo de grado, y haber contado con su apoyo en todo este trayecto.

El eco del pasado resuena en el presente, sofocante.

Solo puedo decir gracias totales.

Juan Carlos

AGRADECIMIENTOS

Le agradecemos en primer lugar a la empresa Erabal S.A.S dirigida por el Ingeniero Cesar Eraso, quien depositó un voto de confianza en nosotros, permitiéndonos extender nuestro aprendizaje más allá de las aulas de clase, su apoyo, dedicación y tiempo fueron valiosos para poder desarrollar y finalmente culminar nuestro proyecto de grado.

Queremos agradecer de igual forma a los ingenieros Alejandro Contreras, Carlos Espinosa y Juan Carlos Castro, por su dedicación e interés por el tema del proyecto. Valoramos mucho el tiempo que nos dedicaron y el acompañamiento a lo largo de este proceso de aprendizaje.

También queremos agradecer al abogado Diego Alejandro Aguilar por su disposición de ayuda desde el comienzo hasta el final de la tesis.

Finalmente agradecemos a nuestra familia y amigos cercanos, quienes muchas veces nos dieron apoyo moral, y estuvieron ahí desde el momento que entramos a la carrera de ingeniería de petróleos hasta el final.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	25
OBJETIVOS	26
1. GENERALIDADES DEL TRANSPORTE DE GAS NATURAL	27
1.1 EL GAS NATURAL	27
1.1.1 Propiedades del Gas Natural	28
1.2 CADENA DE VALOR DEL GAS NATURAL	29
1.3 EL SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL	32
2. INFRAESTRUCTURA DE GAS EN COLOMBIA	37
2.1 CONTEXTO DE GAS EN COLOMBIA	37
2.1.1 Cifras del sector exploración y reservas	37
2.1.2 Cifras del sector de producción y suministro	42
2.2 TRANSPORTE DE GAS POR REDES	44
2.2.1 Red de gasoductos	45
3. DESCRIPCIÓN DEL GASODUCTO DE POPAYÁN A PASTO REALIZADO POR LA EMPRESA ERABAL S.A.S	49
3.1 GENERALIDADES DEL DISEÑO ACTUAL	49
3.1.1 Identificación del Proyecto	49
3.1.2 Parámetros para la selección de la ruta	50
3.2 TRAZADO DEL MODELO ACTUAL	52
3.2.1 Primera división del trazado	52
3.2.2 Segunda división del trazado	53
3.2.3 Resultados	54
3.3 CALCULO DE LA DEMANDA	55
3.3.1 Demanda Domiciliaria	55
3.3.2 Demanda Comercial	55
3.3.3 Demanda de Gas Natural Vehicular	56
3.4 SIMULACIÓN HIDRÁULICA	57
3.4.1 Caso uno de estudio	57
3.4.2 Caso dos Gasoducto Jamundí – Pasto	59
3.5 CONCLUSIONES DEL DISEÑO	61
4. TRAZADO DEL GASODUCTO DE POPAYÁN A PASTO CON EL USO DEL SOFTWARE ARCGIS	62
4.1 DIAGRAMAS DEL PROCEDIMIENTO	62
4.2 PROCEDIMIENTO PARA EL TRAZADO DEL GASODUCTO	64

4.2.1 Primer paso	64
4.2.2 Segundo paso	65
4.2.3 Tercer paso	65
4.2.4 Cuarto paso	67
4.2.5 Quinto paso	69
4.2.6 Sexto paso	69
4.2.7 Séptimo paso	71
4.2.8 Octavo paso	73
4.2.9 Noveno paso	75
4.3 CREACIÓN DE LA HERRAMIENTA PARA EL TRAZADO AUTOMÁTICO	78
4.3.1 Creación de los puntos inicio y final	79
4.3.2 Procedimiento para crear la herramienta en el model builder	82
4.4 CORRECCIÓN DEL TRAZADO	88
4.5 LOCALIDAD DE CLASE (CLASS LOCATION)	91
4.5.1 Elementos para la determinación de localidad de clase	92
4.5.1.1 Número de unidades	93
4.5.1.2 Servicios públicos y tráfico pesado	93
4.5.1.3 DWE	93
4.5.1.4 OS_Industria	93
4.5.1.5 CIM	93
4.5.1.6 B4S	93
4.5.1.6 Tipo de centro poblado	93
4.5.2 Bases de información	94
4.5.3 Milla deslizante	95
4.5.4 Resultados de la localidad de clase	96
4.6 RESULTADOS	98
4.7 VISUALIZACIÓN 3D	98
5. CÁLCULO DEL VOLUMEN DE GAS A TRANSPORTAR	100
5.1 CLIENTES POTENCIALES	100
5.1.1 Clientes domiciliarios	100
5.1.2 Clientes industriales	100
5.1.3 Clientes comerciales	101
5.2 GENERALIDADES DEL CÁLCULO DE VOLUMENES DE GAS A TRANSPORTAR	101
5.2.1 Estimaciones de corto plazo para diseño de gasoducto y estudios de prefactibilidad	102
5.2.2 Estimaciones de mediano plazo para diseño y estudios de Factibilidad	103
5.2.3 Estimaciones de largo plazo para diseño y estudios de Factibilidad	103
5.3 CÁLCULO DE LA DEMANDA DOMICILIARIA DE GAS NATURAK PARA LA ZONA INTERÉS	104

5.3.1 Servicios con los que cuentan los hogares de Cauca y Nariño	105
5.3.2 Procedimiento para el cálculo de la demanda domiciliaria	106
5.4 CÁLCULO DE LA DEMANDA COMERCIAL DE GAS NATURAL PARA LA ZONA INTERÉS	108
5.4.1 Potenciales consumidores de mediano consumo	108
5.4.2 Potenciales clientes de alto consumo	109
5.4.3 Cálculo de la demanda comercial de potenciales consumidores	109
5.5 ESTACIONES DE GAS NATURAL VEHICULAR	110
5.6 CÁLCULO DEL VOLUMEN TOTAL A TRANSPORTAR	111
6. DETERMINACIÓN DE PUNTOS DE COMPRESORES QUE SE POSICIONARÁN A LO LARGO DE LA LÍNEA DEL GASODUCTO MODELADO, MEDIANTE EL USO DEL SIMULADOR PIPESIM	114
6.1 ECUACIONES PARA LA SIMULACIÓN HIDRÁULICA	114
6.1.1 Cálculo del flujo de gas	114
6.1.2 Factor de fricción de Moody	115
6.1.3 Ecuación para tubería lisa	116
6.1.4 Ecuación para tubería rugosa	116
6.1.5 Ecuación de Weymouth	116
6.1.6 Ecuación de Panhandle	117
6.1.7 Ecuación de Panhandle modificada	117
6.1.8 Ecuación AGA para flujo parcialmente turbulento	117
6.1.9 Ecuación AGA Para flujo totalmente turbulento	117
6.1.10 Velocidades Permisibles en tubería	118
6.2 PUNTOS TOPOGRÁFICOS	119
6.3 SIMULACIÓN EN PIPESIM	121
6.3.1 Componentes de Pipesim	121
6.3.2 Condiciones iniciales	122
6.3.3 Configuración final	123
6.3.4 Análisis de resultados	125
6.3.4.1 Presión	125
6.3.4.2 Temperatura	125
6.3.4.3 Velocidad erosiva	126
6.4 ESPACIAMIENTO ENTRE VÁLVULAS	128
6.5 CALCULOS COMPLEMENTARIOS	128
7. COMPARACIÓN DEL DISEÑO CON RESPECTO AL DISEÑO BASE	132
7.1 TRAZADO DE LA LÍNEA	132
7.1.1 Extensión de la línea	132
7.1.2 Cruces con ríos y caminos	132
7.1.3 Análisis de resultados sección de trazado	133
7.2 CÁLCULO DE LA DEMANDA	134
7.2.1 Comparación del volumen total calculado	134
7.2.2 Análisis de resultados obtenidos	134

7.3 SECCIÓN HIDRÁULICA	135
7.3.1 Perfiles topográficos	135
7.3.2 Comparación de resultados obtenidos	137
7.3.3 Análisis de Resultados	137
8. ANÁLISIS FINANCIERO	139
8.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN	140
8.1.1 Escenario Uno (Trazado de la empresa Erabal S.A.S.)	140
8.1.2 Escenario dos (Trazado realizado por los autores)	141
8.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN	144
8.3 ANÁLISIS DE INGRESOS	145
8.3.1 Proyección de la Demanda	145
8.3.2 Tarifas de Transporte	146
8.3.2.1 Cargos totales del servicio de transporte	147
8.3.3 Ingresos Totales	148
8.4 EVALUACIÓN FINANCIERA	148
8.5 CONCLUSIONES DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	153
9. CONCLUSIONES	154
10. RECOMENDACIONES	156
BIBLIOGRAFÍA	157
ANEXOS	159

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Análisis composicional de los flujos típicos de gas natural	29
Tabla 2. Distribución de reservas de gas natural por departamentos	38
Tabla 3. Principales campos con reservas de gas natural	40
Tabla 4. Producción de gas natural fiscalizada en Colombia	43
Tabla 5. Red de gasoductos en Colombia	45
Tabla 6. Resultado de cruces	54
Tabla 7. Demanda potenciales consumidores de mediano consumo	108
Tabla 8. Demanda potenciales consumidores de alto consumo	109
Tabla 9. Información de llenado de vehículos	110
Tabla 10. Estaciones de gasolina con servicio de GNV en la zona	111
Tabla 11. Cálculo total del consumo de GNV	111
Tabla 12. Comparación cruces con ríos y caminos	133
Tabla 13. Costos de inversión del diseño de la empresa Erabal S.A.S.	141
Tabla 14. Costos de Inversión del gasoducto rediseñado	142
Tabla 15. Costos de administración, operación y mantenimiento (AO&M)	144
Tabla 16. Estimación del consumo de gas natural proyectado	145
Tabla 17. Cargo tarifario en pareja 80/20	146
Tabla 18. Cargo total del servicio de transporte en firme	147
Tabla 19. Ingresos Totales	148

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Componentes de la cadena de valor del gas natural	31
Cuadro 2. Sistema del transporte de gas natural	34
Cuadro 3. Parámetros utilizados para la selección de la ruta del gasoducto Nuevo Nariño	50
Cuadro 4. Resultado de longitud para el trazado de la empresa Erabal S.A.S	54
Cuadro 5. Condiciones de operación línea de gas Jamundí – Totoró – Popayán	57
Cuadro 6. Condiciones máximas de operación	57
Cuadro 7. Resultados de diseño con un diámetro de 6”	60
Cuadro 8. Información adicional de tubería	61
Cuadro 9. Datos geográficos	64
Cuadro 10. Herramientas para la configuración	84
Cuadro 11. Ventanas emergentes	87
Cuadro 12. Ejemplo de corrección manual por paso de lagos	88
Cuadro 13. Ejemplo de corrección manual por pasos de casas	89
Cuadro 14. Suavizado de la línea con la herramienta Smooth	90
Cuadro 15. Clase de localidad	92
Cuadro 16. Comparación de visibilidad para identificación de Puntos de referencia	94
Cuadro 17. Tipo de localidad de la sección a lo largo de la línea	96
Cuadro 18. Resultados del trazado del gasoducto	98
Cuadro 19. Datos para la estimación a corto plazo	102
Cuadro 20. Datos para la estimación a mediano plazo	103
Cuadro 21. Datos para la estimación a largo plazo	104
Cuadro 22. Proyección del censo al año 2020 para los municipios aledaños al trazado	106
Cuadro 23. Consumo de gas natural de los municipios aledaños Al ducto	107
Cuadro 24. Cálculo final de la demanda comercial	109
Cuadro 25. Consumo domiciliario y comercial	111
Cuadro 26. Cálculo total de la demanda para la zona de interés	112
Cuadro 27. Factores de transmisión en Ecuaciones de Flujo en Tuberías	115
Cuadro 28. Componentes de Pipesim utilizados	121
Cuadro 29. Presión y caudal para cada municipio	127
Cuadro 30. Determinación de la cédula de tubería	131
Cuadro 31. Comparación de la extensión de la línea	132
Cuadro 32. Resultados comparativos del cálculo de la demanda	134

Cuadro 33. Comparación de la cantidad de establecimientos de alto consumo	135
Cuadro 34. Resultados comparativos de la simulación hidráulica	137

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica1. Comportamiento de las reservas de gas natural en Colombia	42
Gráfica 2. Producción diaria de gas natural en Colombia	43
Gráfica 3. Perfil topográfico de la primera división del trazado	53
Gráfica 4. Perfil topográfico de la segunda división del trazado	53
Gráfica 5. Perfil de presión gasoducto Progasur a flujo máximo (12.44 MMSCF)	58
Gráfica 6. Perfil de velocidad con respecto a la longitud	59
Gráfica 7. Estudio de elevación y distancia para el diseño actual	120
Gráfica 8. Resultado del comportamiento de la presión	125
Gráfica 9. Comportamiento de la temperatura	126
Gráfica 10. Comportamiento de la velocidad erosiva	126
Gráfica 11. Capacidad máxima de transporte	127
Gráfica 12. Perfil topográfico Jamundí – Totoró	136
Gráfica 13. Perfil topográfico Totoró – Pasto	136
Gráfica 13. Perfil topográfico del rediseño de Jamundí a Pasto	136
Gráfica 14. Flujo de Caja	150
Gráfica 15. Flujo neto de caja	152

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. La cadena de valor del gas natural	30
Figura 2. Sistema de transporte de gas natural	33
Figura 3. Reservas colombianas de gas natural	38
Figura 4. Principales campos con reservas de gas natural	39
Figura 5. Reservas de gas natural por regiones - 2014	41
Figura 6. Usos del gas en Colombia	44
Figura 7. Sistema nacional de transporte de gas natural	46
Figura 8. Infraestructura de gas en Colombia	47
Figura 9. Infraestructura de gas al Suroeste del país	48
Figura 10. Trazado manual desde Jamundí hasta Totoró	54
Figura 11. Simulación máxima capacidad gasoducto Progasur	58
Figura 12. Pasos para la ejecución de ArcMap	63
Figura 13. Pasos para crear la herramienta de trazado automático	63
Figura 14. Zona de datos geográficos	64
Figura 15. Componentes del paquete de software ArcGis	65
Figura 16. Visualización estándar del software ArcMap	65
Figura 17. Icono Add Data	66
Figura 18. Ventana emergente Add Data	66
Figura 19. Sección tabla de contenido	66
Figura 20. Add Basemap, añadir un mapa base	67
Figura 21. Selección de imagery with labels	67
Figura 22. Capas de información geográfica y mapa de la zona	68
Figura 23. Mapa y datos a una escala de 1: 243.884	68
Figura 24. Opción Open Attribute Table para la capa de reservas Indígenas	69
Figura 25. Base de datos de la capa reservas indígenas	69
Figura 26. Opción Buffer para transformar líneas o polígonos	70
Figura 27. Ventana emergente Buffer	70
Figura 28. Ejemplo con acercamiento de la capa Buffer de los ríos	71
Figura 29. Table Options	71
Figura 30. Añadir una nueva columna a la tabla de atributos	72
Figura 31. Nueva columna denominada tipo	72
Figura 32. Icono editor	72
Figura 33. Nueva descripción de la opción tipo	73
Figura 34. Opción Stop editing	73
Figura 35. Opción Merge	74
Figura 36. Opción Merge o Fusionar	74
Figura 37. Output Dataset	75
Figura 38. Nuevo archivo de conjunto de polígonos	75
Figura 39. Icono ArcToolBox	75
Figura 40. Conversión de polígono a raster	76

Figura 41. Ventana emergente Polygon to Raster	77
Figura 42. Ejecución de Polygon to Raster	77
Figura 43. Capa imagen raster	77
Figura 44. Vista imagen raster en la zona de interés	78
Figura 45. Gasoducto Erabal desde Jamundí hasta Pasto	79
Figura 46. Catalog	79
Figura 47. Feature Class	80
Figura 48. Ventana emergente para configurar el feature class	80
Figura 49. Georeferenciación de la feature Class	81
Figura 50. Posicionamiento punto de inicio y punto final	81
Figura 51. Datos necesarios para la configuración de la herramienta Model Builder	82
Figura 52. Model Builder	82
Figura 53. Traspaso de datos a la sección del model builder	83
Figura 54. Datos para editar y programar	83
Figura 55. Herramientas de Análisis Espacial	84
Figura 56. Arrastre de la herramienta Slope al Model Builder	85
Figura 57. Unión de los elementos que componen el diagrama	86
Figura 58. Programación del Model Builder para el trazado de forma Automática	86
Figura 59. Trazado final del gasoducto	91
Figura 60. Sección tipo localidad alrededor de un gasoducto	92
Figura 61. Puntos de referencia que representan edificaciones	93
Figura 62. Atributos establecidos para un punto de referencia	94
Figura 63. Concepto visual de la milla deslizante	95
Figura 64. Sección ejemplo para la determinación de la localidad de Clase	96
Figura 65. Topografía de la zona 3D y trazado	98
Figura 66. Inspección del trazado por un centro poblado	99
Figura 67. Servicios con que cuentan las viviendas en Cauca, 2010	105
Figura 68. Servicios con que cuentan las viviendas en Nariño, 2010	105
Figura 69. Sección de la zona con puntos topográficos	119
Figura 70. Puntos de control de municipios aledaños al ducto	120
Figura 71. Cromatografía del gas	122
Figura 72. Valores iniciales en Jamundí	123
Figura 73. Configuración del compresor en Pipesim	123
Figura 74 Configuración final en Pipesim	124
Figura 75. Fotografía de zona ejemplo cruce con ríos y fallas a Escala 1:300.000	125
Figura 76. Objetivo de la línea de transporte de gas	140

LISTA DE IMÁGENES

	pág.
Imagen 1. Identificación del proyecto	50
Imagen 2. Demanda domiciliaria. Ventas por zonas	55
Imagen 3. Consumo de gas domiciliario proyectado al 2032	55
Imagen 4. Potenciales consumidores de alto consumo	56
Imagen 5. Potenciales consumidores de mediano consumo	56
Imagen 6. Número de estaciones de gasolina	56
Imagen 7. Consumo de gas natural vehicular	57
Imagen 8. Espaciamiento entre válvulas	60
Imagen 9. Cálculo del espesor de tubería	61
Imagen 10. Factor básico de diseño	130
Imagen 11. Factor de disminución de temperatura	130
Imagen 12. Factor de junta longitudinal	130

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Calculo de la demanda potencial a corto plazo	107
Ecuación 2. Forma general de la ecuación de flujo de gas para Gasoductos	114
Ecuación 3. Ecuación de Pandt-Van Karmen para tubería lisa	116
Ecuación 4. Ecuación de Nikuradse para tubería rugosa	116
Ecuación 5. Ecuación de Weymouth para gasoductos de grandes Diámetros	116
Ecuación 6. Ecuación de Panhandle para flujo parcialmente turbulento	117
Ecuación 7. Ecuación de Panhandle modificada para flujo totalmente turbulento	117
Ecuación 8. Ecuación AGA para flujo parcialmente turbulento	117
Ecuación 9. Ecuación AGA Para flujo turbulento	118
Ecuación 10. Velocidades Permisibles en tubería	118
Ecuación 11. Caudal máximo permisible	118
Ecuación 12. Diseño de tuberías de acero	128
Ecuación 13. Cálculo del espesor nominal de pared	130
Ecuación 14. Valor Presente Neto	149
Ecuación 15. Flujo neto de caja	151

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Programación de la herramienta de ruteo automático	160
Anexo B. Cromatografía del gas natural por la empresa TGI en mariquita	161
Anexo C. Mínima tensión de fluencia especificada para tubería de acero norma ASME B31.8	162

ABREVIATURAS

ppm	Partes por millón
TPC	Tera pies cúbicos
GPC	Giga pies cúbicos
KPC	Kilo pies cúbicos
KPCD	Kilo pies cúbicos día
MMSCFD	Millones de pies cúbicos estándar diarios
SCF/D	Pies cúbicos estándar por día
VMM	Valle Medio del Magdalena
VSM	Valle Superior del Magdalena
VIM	Valle Inferior del Magdalena
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
ANH	Asociación Nacional de Hidrocarburos
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
Km	Kilómetro
Ft	Pie
Lb/ft ³	Libra por pie cúbico, unidad de densidad
Ft/s	Pies por segundo
KWH	Kilovatio hora
HP	Caballos de fuerza
Psi	Libra por pulgada cuadrada
In	Pulgada
ASME	The American Society of Mechanical Engineers
Sch	Schedule
Seg	Segundos
Min	Minutos
VPN	Valor Presente Neto
COP	Pesos Colombianos
TIR	Tasa Interna de Retorno
m ³ /día	Metro cúbico por día

GLOSARIO

ARCGIS: conjunto de software para el campo de los sistemas de información geográfica producido y comercializado por Esri.

BASEMAP: mapa digital virtual propio de la plataforma de Arcgis, el cual se encuentra georreferenciado.

BUFFER: herramienta del software Arcmap que permite crear una línea o un polígono alrededor del elemento seleccionado a una distancia definida.

CAPA: representa una entidad que posee información o propiedades que pueden ser activados o desactivados, en el software Arcmap.

DATASET: conjunto de datos.

FEATURE CLASS: elemento de características geográficas con el mismo tipo de geometría ya sea punto, línea o polígono con los mismos atributos. Pueden ser almacenadas en geodatabase.

GEODATABASE: modelo que permite el almacenamiento físico de la información geográfica, ya sea en archivos dentro de un sistema de ficheros o en un sistema gestor de base de datos.

GEOPROCESAMIENTO: a partir de información geográfica, toma unos datos de entrada para generar datos de salida.

GEOREFERENCIA: técnica de posicionamiento espacial de una entidad en una localización geográfica en un sistema de coordenadas

MERGUE: permite la yuxtaposición de dos capas por contigüidad generando una nueva capa que comprende los elementos geográficos de ambas capas de entrada

RASTER: matriz de píxeles organizada en filas y en columnas. Los raster son fotografías aéreas digitales, imágenes de satélite, o mapas escaneados.

SIG (SISTEMAS DE INFORMACION GEOGRÁFICA): información que esta geográficamente referenciada la cual se puede integrar, almacenar, editar, analizar y mostrar.

VELOCIDAD EROSIVA: máxima velocidad del gas en tubería en la cual por la fricción puede destruir la película del inhibidor la cual protege a la tubería de la corrosión, o si es demasiado alta la tubería puede generar desgaste por abrasión.

RESUMEN

El presente trabajo de grado se realizó con el fin de rediseñar una línea de gasoducto entre Popayán y Pasto con la empresa Erabal S.A.S., a partir de los Sistemas de Información Geográfica, con el uso de las herramientas ArcGis y Pipesim.

A partir de los Sistemas de Información Geográfica e información otorgada por parte de la empresa Erabal S.A.S, se realizó una herramienta de ruteo automático en el software Arcgis, con la cual a partir de la selección de un punto inicial y un punto final se puede trazar un gasoducto teniendo en cuenta los factores básicos de diseño tales como las vías principales, cuerpos de agua, ríos, centros poblados, pendientes, falles y comunidades indígenas. De igual forma se realizó un estudio detallado de localidad de clase, una variable de diseño que repercute en la seguridad y prevención de desastres, a partir de ese estudio se definieron las cédulas de tubería o espesores, según la clase.

Posterior a esto se calculó con información actualizada a la fecha el volumen de gas a transportar, teniendo en cuenta los municipios aledaños que se ven beneficiados por la cercanía al ducto y que pueden conectarse a la red principal de gas natural que se rediseñó. El cálculo de la demanda es de gran importancia, ya que a partir de este se definió el diámetro de tubería que tiene la capacidad de transportar el caudal calculado.

Para verificar condiciones de diseño y simular las variables de diseño como la presión, temperatura y velocidades erosivas se recurrió al simulador Pipesim, con el cual se definieron variables como el diámetro, a partir del caudal y el espaciamiento entre válvulas, que rige la norma ASME B31.8.

Se realizó un estudio técnico comparativo entre el diseño de la empresa Erabal S.A.S. y el rediseño realizado por los autores.

Finalmente, se realizó el análisis financiero por medio de la metodología del indicador Valor presente Neto (VPN), donde se contemplan los costos del proyecto, junto con la recuperación de la inversión en un periodo de 20 años, teniendo en cuenta las tarifas de transporte.

Palabras clave: Gasoducto Popayán Pasto, ArcGis, Pipesim

INTRODUCCIÓN

La demanda energética en Colombia ha aumentado considerablemente en los últimos años por varios factores, ya sea por el crecimiento poblacional o por la creación de industrias. El gas natural, ha demostrado ser un recurso energético eficiente y económico, lo que ha generado un aumento en la demanda considerablemente.

El presente proyecto, se realizó para la empresa Erabal S.A.S., la cual hizo el diseño de un gasoducto desde la ciudad de Popayán hasta la ciudad de Quito Ecuador, debido a que este diseño puede presentar una considerable desviación financiera debido al sobredimensionamiento de las variables. Esto se debió a la clase de localidad escogida, se tomó una clase tipo, esto hace referencia a la cantidad de viviendas que estarían ubicadas en zonas aledañas al gasoducto, en este caso se generalizó con un valor de más de 46 edificios. El problema radicó en que el tipo de localidad según la norma ASME B31.8, define el espesor de tubería a usar, afectando de igual forma, el número de válvulas que se estiman instalar a lo largo del gasoducto, estas variables se ven representadas en costos innecesarios del proyecto.

Para tal fin se realizó el rediseño del gasoducto delimitándolo a la Ciudad de Pasto, centrada en dos aspectos. Por una parte, se hizo prueba de estas herramientas, trazado automático y tipos de localidad humana a partir de los sistemas de información geográfica, por la otra se actualizaron los datos actuales como caudales de gas de las zonas donde se va a conectar el gasoducto, creando una reevaluación financiera más detallada y actualizada.

Para el fin se realizó una comparación técnica del diseño realizado por la empresa Erabal S.A.S. y el rediseño realizado por los autores, para evaluar cada una de las variables del trazado, la simulación y el cálculo de la demanda de gas natural para la zona. Por último, se efectuó una evaluación financiera del costo del rediseño.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Rediseñar una línea de gasoducto entre Popayán y Pasto a partir de los Sistemas de Información Geográfica, con el uso de las herramientas ArcGis y Pipesim.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades del transporte de gas natural.
2. Describir la infraestructura de gas en Colombia.
3. Describir el diseño actual del gasoducto entre Popayán y Quito, delimitándolo desde la ciudad de Popayán hasta la ciudad de Pasto.
4. Trazar la ruta de Gasoducto de Popayán a Pasto mediante la herramienta ArcGis.
5. Calcular el volumen de gas a transportar.
6. Determinar los puntos de compresores que se posicionarán a lo largo de la línea del gasoducto modelado, mediante el uso del simulador Pipesim.
7. Comparar el rediseño con respecto al diseño base, evaluando aspectos técnicos.
8. Evaluar la viabilidad financiera del rediseño mediante el indicador valor presente neto.

1. GENERALIDADES DEL TRASPORTE DE GAS NATURAL

En este capítulo se presenta una breve descripción de todo lo que comprende el transporte de gas natural. Una primera parte se enfoca en las propiedades composicionales del gas natural, una segunda, dedicada a la cadena de valor del gas natural, desde el inicio de su obtención hasta el uso que le da el consumidor final; y por último una tercera parte que abarca los elementos del sistema de transporte de gas natural.

El gas natural puede ser obtenido como un subproducto de la separación de fases de los hidrocarburos provenientes de yacimientos de petróleo con componentes livianos (gas en solución) y también de la extracción directa en los yacimientos de gas libre. Luego de su obtención el gas natural es sometido a una serie de tratamientos, como la deshidratación y el endulzamiento, para finalmente retirar agua o impurezas que generan toxicidad y corrosión en tuberías o equipos; de tal manera que el gas está con los estándares de calidad permitidos para su transporte y distribución, venta y uso al cual está destinado.

El gas natural tiene un amplio campo de acción y de aplicación, siendo una de las fuentes energéticas más usadas en el mundo. En la actualidad el gas natural ha tomado gran importancia ya que tiene numerosas aplicaciones, como por ejemplo en el sistema de calefacción en los países nórdicos, generación de energía en industrias tales como termoeléctricas, entre otras. Es por esto que uno de los mayores retos de la ingeniería es hacer llegar de manera eficiente y segura el gas natural a los lugares donde es requerido. Por lo tanto, el transporte de gas natural es una operación que tiene gran relevancia en la industria de este combustible.

1.1 EL GAS NATURAL

Es el gas que se obtiene en el subsuelo de forma natural. Generalmente compuesto en su mayoría por Metano, cantidades menores de Etano, Propano, Butano y de igual manera, puede contener compuestos más pesados en mínimos porcentajes.

En su estado natural contiene una cantidad considerable de sustancias que no son hidrocarburos, como por ejemplo el Sulfuro de Hidrógeno, Nitrógeno y Dióxido de Carbono, los cuales son considerados como impurezas y deben ser retirados por medio de operaciones específicas conocidas como la deshidratación y el endulzamiento. De igual manera el gas puede contener Mercaptanos, Helio y Carbonilo en cantidades mínimas, más conocidas como trazas. Generalmente saturado con agua, la cual tiene un impacto negativo al momento de estar asociada con componentes que no son hidrocarburos, generando corrosión y por otro lado dañando los compresores que son aquellos equipos que ayudan a desplazar el gas por la tubería.

Existen varias clasificaciones que describen características del gas, dependiendo los componentes que posee, el grado de humedad y demás factores que dependen de las propiedades del fluido en el yacimiento. La clasificación según los componentes no hidrocarburos se define así:

- Gas ácido: Es aquel que contiene cantidades apreciables de Sulfuro de Hidrógeno y/o Dióxido de Carbono.
- Gas dulce: Aquel que contiene cantidades de Sulfuro de Hidrógeno menores a las referencias de calidad de cada país, generalmente es de 4 ppm, Respectivamente para el contenido de dióxido de carbono menor del 3% y 6-7 ppm de agua por cada millón de pies cúbicos de gas en condiciones normales. Todos los parámetros deben cumplir con el rango para establecer el gas dulce.

La clasificación según los hidrocarburos que componen el gas, se define de la siguiente manera:

- Gas rico (húmedo): Es aquel que contiene una cantidad de componentes más pesados que el etano, esto quiere decir que se puede obtener cantidades apreciables de hidrocarburos líquidos (propano en adelante).
- Gas pobre: Se refiere a aquel gas que contiene muy poca cantidad de propano y de compuestos más pesados que el propano. Generalmente gas que sale del proceso de deshidratación.
- Gas seco: Hidrocarburos en estado gaseoso compuestos casi exclusivamente por metano (composición de metano mayor al 90%). Principalmente este tipo de gas proviene de yacimientos de gas libre, también conocidos como yacimientos de gas no-asociado.

1.1.1 Propiedades del gas natural. Al momento de hablar de la composición del gas natural, es importante tener en cuenta que los gases no tienen una composición única definida. Cada gas proveniente de los yacimientos está constituido de diferente manera, inclusive se presenta que la configuración del gas proveniente de un mismo pozo, puede cambiar a medida que la presión disminuya, otro ejemplo particular es que dos pozos para un mismo yacimiento pueden producir gas con diferentes composiciones. En la **Tabla 1** se pueden presenciar los rangos de composición de cada uno de los compuestos que caracterizan el gas natural para los típicos flujos de gas que se presentan, mencionados anteriormente, tales como gas asociado y gas no asociado.

Es relevante recordar que la producción de gas en varios pozos contiene pequeñas cantidades de Sulfuro de Hidrógeno, Dióxido de Carbono y Nitrógeno.

Tabla 1. Análisis composicional de los flujos típicos de gas natural

Componente	Gas Asociado (% molar)	Gas No Asociado (% molar)	
		Alta presión	Baja Presión
Metano	27.52	71.01	91.25
Etano	16.34	13.09	3.61
Propano	29.18	7.91	1.37
i-butano	5.37	1.68	0.31
n-butano	17.18	2.09	0.44
i-pentano	2.18	1.17	0.16
n-pentano	1.72	1.22	0.17
Hexano	0.47	1.02	0.27
Heptano y más pesados	0.04	0.81	2.42
Dióxido de carbono	0.00	0.00	0.00
Ácido sulfhídrico	0.00	0.00	0.00
Nitrógeno	0.00	0.00	0.00
Total	100.00	100.00	100.00

Fuente: IKOKU, Chi.Natural Gas Production Engineering, Ed. Natural Gas Engineering. 1992.

1.2 CADENA DE VALOR DEL GAS NATURAL

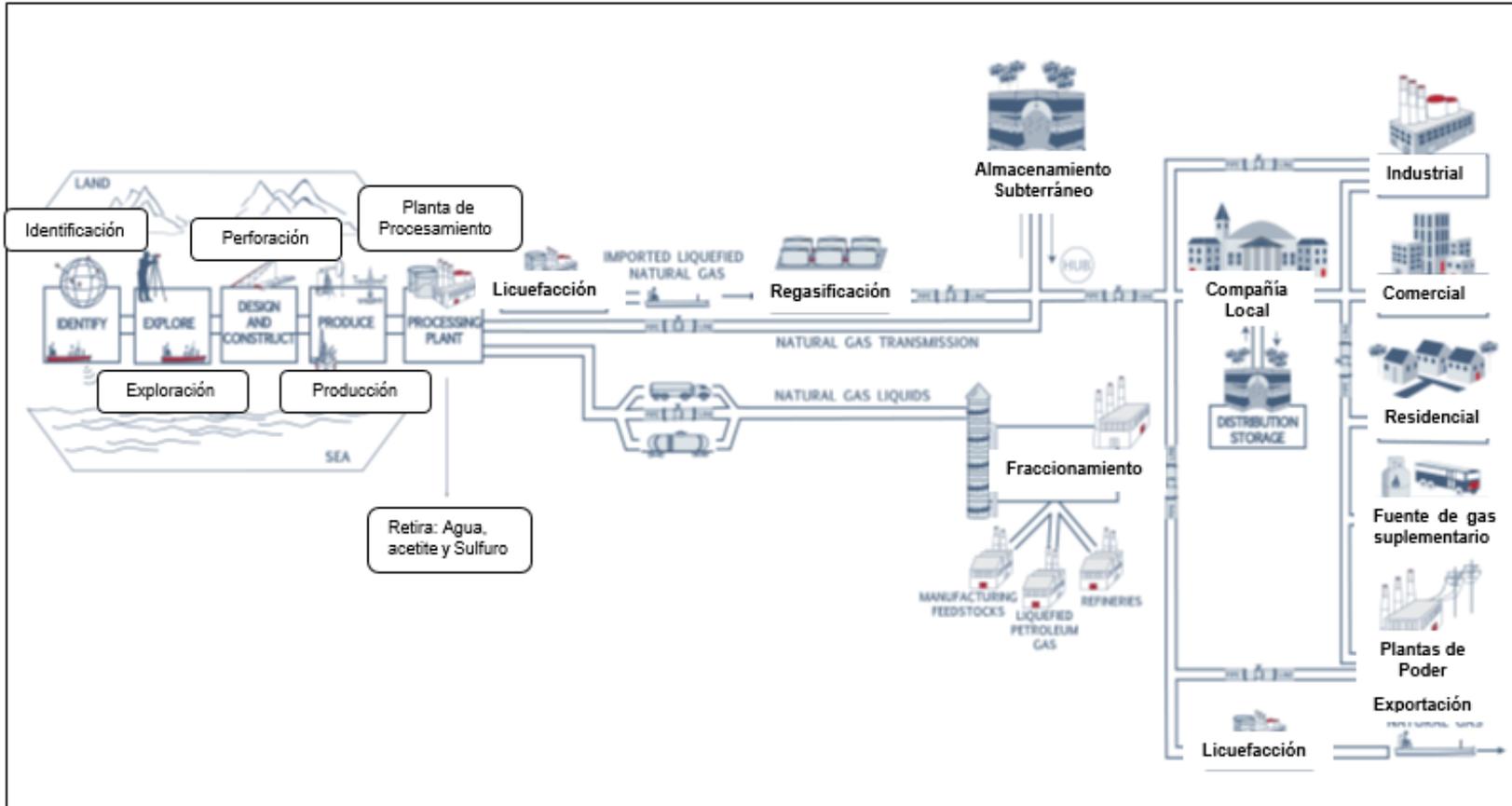
El proceso de unir funciones específicas desde el inicio de la producción del gas natural hasta el punto final de entrega. Para explicar de una forma más detallada, las actividades que componen la cadena de valor del gas natural abarcan el proceso que sigue el gas natural desde la fase exploratoria hasta que este producto es consumido por el cliente final¹.

Un ejemplo de operaciones que comprenden la cadena de valor del gas natural es el transporte de gas por tuberías, siendo éste uno de los procesos que le dan un mayor valor al gas natural, ya que éste, facilita el traslado del producto a los diferentes puntos de interés.

Algunos de los componentes de la cadena de gas natural son: la extracción y el tratamiento del gas almacenado, licuefacción y transporte en forma de gas natural licuado, la posterior regasificación y/o transporte como gas a través de gasoductos, almacenamiento y por último la distribución hasta los puntos de consumo. En la **Figura 1** se observa el esquema que representa la cadena de valor físico para el gas natural.

¹ WEIJERMARS., Ruud. Value chain analysis of the natural gas industry – Lessons from the US regulatory success and opportunities for Europe. Department of Geotechnology, Delft University of Technology & Energy Delta Institute. 2013. p.1

Figura 1. La Cadena de Valor del Gas Natural



Fuente: Energy API. Understanding our natural gas supply chain. Nov 27, 2013. p. 5. Modificado por los autores.

1.2.1 Componentes de la cadena de valor del gas natural. Al observar la **Figura 1**, se pueden definir una serie de operaciones que serán denominadas como los componentes por los cuales el gas natural obtiene su valor. Se describen brevemente los componentes principales en el siguiente cuadro.

Cuadro 1. Componentes de la cadena de valor del gas natural

Componente	Descripción
Planta Procesadora	Las plantas procesadoras o mejor conocidas como plantas de tratamiento, son aquellas en donde el gas natural es sometido a una serie de procesos de separación químicas, para de esta manera poder retirar del gas natural impurezas como el Dióxido de Carbono, Sulfuro de Hidrógeno y Nitrógeno, de igual manera se ejecuta el proceso de deshidratación del gas, en donde se retira gran parte de la humedad y agua. Produciendo finalmente lo que se conoce como un gas con la calidad necesaria para ser enviado por gasoductos o gas natural seco, también conocido como Metano. Cuando el gas es sometido a una operación completa en una planta procesadora, se puede considerar que el gas natural es apto para consumo doméstico, comercial e industrial.
Gasoducto	El sistema de tubería de transporte de gas natural, es la malla de transmisión y distribución totalmente integrada, la cual puede transportar el gas natural desde y para cualquier locación contigua. Los gasoductos pueden estar caracterizados según la distancia y la capacidad a la cual está diseñada la infraestructura de las líneas de transmisión.
Regasificación	La regasificación es el proceso de transformar gas natural licuado a estado gaseoso, mediante el proceso de vaporización, preparando el gas natural para su uso. Este proceso ocurre en las plantas de regasificación, en donde la temperatura del gas natural licuado (LNG) es aumentada a una temperatura de 320 °F, generalmente por medio de vaporizadores de agua marina, transformando este en gas.
Almacenamiento	El gas natural es almacenado en tres tipos de sistemas principales de almacenamiento en el subsuelo: depósitos de gas natural agotado. Más del 80% de la capacidad de almacenamiento de gas natural consiste de yacimientos depletados o agotados, los cuales son relativamente más fáciles de convertir a las instalaciones de almacenamiento después de su uso y están generalmente situados cerca de los centros de consumo y de los sistemas de tuberías. El gas natural también se puede almacenar como gas natural licuado (LNG), en este método de almacenamiento se reduce su volumen a 1/600 ^a del volumen de gas natural, haciendo que este proceso sea el más eficiente y práctico al momento de almacenar y transportar el gas natural.

Cuadro 1. (Continuación)

Componente	Descripción
Terminal	Las terminales de gas natural, son locaciones donde el gas natural adquiere su precio y es comercializado en todo el país. Las terminales de mercado se encuentran en la intersección de las ramificaciones principales de los sistemas de tubería.
Fraccionamiento	El proceso de fraccionamiento, es la separación de los líquidos del gas natural en sus componentes principales, con el objetivo de ser útiles. Este proceso ocurre en una instalación de fraccionamiento. Comúnmente los componentes base de los líquidos del gas natural son el etano, propano, pentano y butano. El fraccionamiento ocurre en etapas, separando cada componente base de la mezcla principal, uno por uno.
Licuefacción	La licuefacción es la conversión física del gas a estado líquido. El proceso de licuefacción ocurre a presión atmosférica, superenfriando el gas anatural a -260°F, creando así el gas natural licuado. Es importante saber que antes de someter el gas a un proceso de licuefacción, ciertos componentes no deseados, tales como el polvo, gases ácidos, Helio, agua e hidrocarburos más pesados deben ser debidamente eliminados, ya que estos componentes podrían causar dificultad aguas abajo.
Envío de Gas Natural Licuado	El envío de gas natural licuado proporciona un bajo costo, es seguro y es un método amigable con el ambiente para mover grandes volúmenes de gas natural a través de largas distancias. El gas natural licuado se transporta en tanques especialmente contruidos en buques de doble casco. Se considera como uno de los métodos de transporte de gas natural licuado más seguros, en el sector de transporte marítimo.

Fuente: Información tomada de: Energy API. Understanding our natural gas supply chain. 2013. p.7-14.

1.3 EL SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

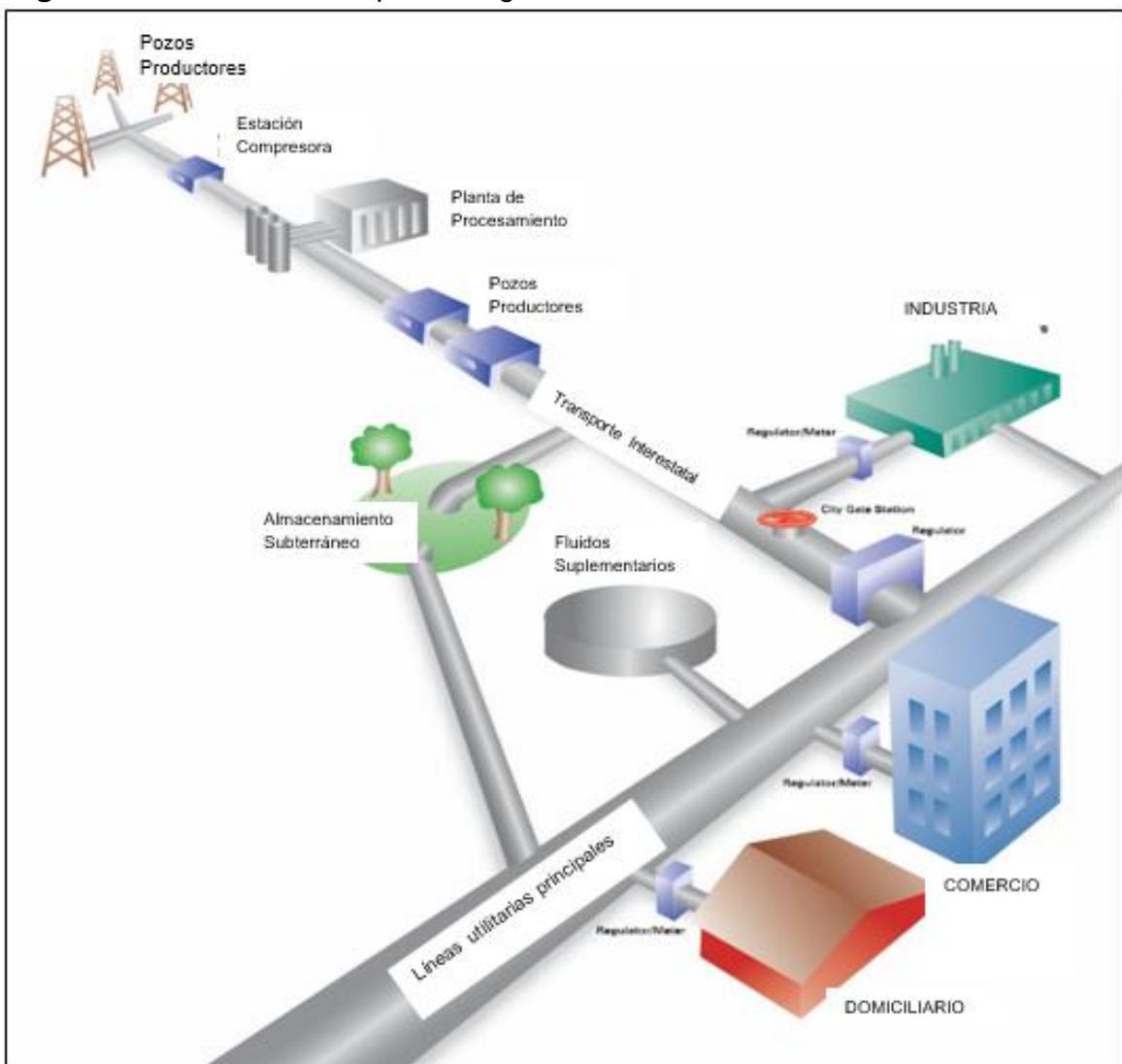
Para que se realice transporte del gas natural, debe existir una energía que facilite la movilización de este fluido a través de las tuberías. Como se conoce, la propiedad principal que permite que los fluidos fluyan a través del medio poroso del reservorio, de la tubería de producción y en superficie es la presión, esta propiedad no es excepción al momento de transportar el gas a lo largo del gasoducto. De igual manera se conoce, que esta propiedad disminuye con respecto al tiempo y demás factores que se ven afectados cuando el gas alcanza una distancia estimada en el

ducto. Es por esta razón que existe la necesidad de instalar equipos que impulsen nuevamente el gas, aplicando nuevamente presión a este.

El sistema de transporte y distribución de gas está constituido por una serie de partes, que cumplen una función específica, para de esta manera poder cumplir con el objetivo principal que es transportar el gas desde el yacimiento hasta un lugar de interés.

A continuación, se presentan los elementos del Sistema de Transporte de Gas Natural (ver **Figura 2** y **Cuadro 2**), se explicarán en detalle las partes que componen un Sistema de Transporte (Líneas Principales, Ramales Secundarios, Plantas Compressoras, Estaciones de Seccionamiento y sus tipos).

Figura 2. Sistema de transporte de gas natural



Fuente: CITIZENS ENERGY GROUP. Distribution System. Copyright © Citizens Energy Group. All rights reserved. Modificado por los autores

Cuadro 2. Sistemas del transporte de gas natural

Sistema	Descripción
Sistema de Recolección	<p>Para poder mover el gas del campo al gasoducto o a la planta procesadora, el sistema de recolección debe tener uno o más compresores.</p> <p>Los compresores son equipos controlados por motores de combustión interna o turbinas, las cuales crean presión para empujar el gas a lo largo de las líneas.</p> <p>El sistema de recolección del gas natural, de igual forma comprende la sección de facilidades, o también conocida y denominada anteriormente como planta procesadora, donde se retiran impurezas y humedad del gas, para alcanzar la calidad requerida para su transporte por gasoductos y futuro uso domiciliario, comercial e industrial.</p>
Sistema de Transmisión	<p>Luego del sistema de recolección, el gas natural se mueve al sistema de transmisión, el cual está compuesto por las líneas de tubería de transporte con un diámetro de tubería entre 20 a 40 pulgadas.</p> <p>Las líneas de transmisión se caracterizan por movilizar un determinado caudal de gas natural a través de ellas, teniendo en cuenta la demanda requerida por el sector al cual será enviado el gas. Por lo tanto, las líneas de transmisión pueden estar moviendo cientos de miles de pies cúbicos de gas natural desde los campos productores hasta las compañías distribuidoras locales.</p> <p>La presión es otro factor influyente en el transporte, este valor se determina dependiendo la zona por donde se está movilizand o el gas natural, generalmente el valor cambia dentro del rango de 300 a 1,200 libras por pulgada cuadrada. El valor de presión es controlado como medida de seguridad. Sin embargo, las tuberías son construidas a un rango mayor a la presión máxima de operación, bajo el factor de seguridad de 2,25.</p> <p>Para tener una mayor capacidad de transporte, usualmente se construyen dos o más líneas paralelas a las líneas principales de transporte.</p>

Cuadro 2. (Continuación)

Sistema	Descripción
Estaciones de Compresión	<p>Las estaciones de compresión están localizadas aproximadamente cada 264.000 a 316.800 pies a lo largo de la línea, con el fin de recuperar la presión que se ha perdido a lo largo de la trayectoria del gas dentro de la tubería, como consecuencia a pérdidas por fricción.</p> <p>La mayoría de las estaciones compresoras son monitoreadas automáticamente bajo una instrumentación y control de proceso eficiente y seguro. Por lo tanto, la operación puede ser detenida o activada por un control de mando ubicado en un cuarto de control, de igual forma en este cuarto se puede abrir o cerrar las válvulas que se encuentran de igual forma ubicadas en el trayecto de la ruta del gasoducto.</p>
Línea de almacenamiento	<p>Sección de tubería aislada que se utiliza para tener un colchón de gas, o un caudal extra de gas almacenado, con el fin de tener presupuestados momentos en los que hay gran fluctuación en la demanda de gas, de manera eficiente.</p>
Estaciones de Seccionamiento	<p>Las estaciones de seccionamiento son controladas a partir de válvulas de seccionamiento, que actúan cuando el gas natural alcanza el punto al cual fue transportado y será dispuesto para su uso. A las estaciones de seccionamiento puede llegar gas de diferentes locaciones y diferentes gasoductos. En esta sección se cumplen tres funciones principales:</p> <ul style="list-style-type: none">• Se reduce la presión de los niveles de transmisión del gas a $\frac{1}{4}$ del rango.• Se añade odorante (generalmente mercaptanos), con el fin de darle el olor que distingue el gas natural, de tal forma que los usuarios podrán detectar cualquier fuga o anomalía.• Se mide la tasa de flujo de gas natural con el fin de determinar la cantidad de gas que se recibe.

Cuadro 2. (Continuación)

Sistema	Descripción
Sistema de Distribución	<p>El sistema de distribución se localiza en los centros poblados o zonas donde se entrega finalmente el gas como fuente energética a los diferentes tipos de usuarios. En este punto, las variables de control que deben ser monitoreadas son la tasa de flujo y la presión.</p> <p>La central de control de la compañía de gas monitorea continuamente la tasa de flujo y la presión en diferentes puntos del sistema. Con el fin de verificar que el gas que llega a los usuarios tenga la presión y tasa de flujo adecuadas (entre 300 y 1.200 libras por pulgada cuadrada).</p>

Fuente: Información tomada de. CITIZENS ENERGY GROUP. Distribution System. Copyright © Citizens Energy Group. All rights reserved.

2. INFRAESTRUCTURA DE GAS EN COLOMBIA

Anteriormente se explicaron las características que componen el transporte de gas, como son las propiedades del gas natural, las generalidades del transporte de gas natural y los elementos que componen todo sistema de transporte.

Este capítulo está enfocado al contexto de la industria de gas natural en Colombia. Empezando por conocer las cifras actualizadas en términos del sector de exploración y reservas, mostrando de forma práctica los principales campos y reservas de gas natural Off-shore y On-shore potencialmente explotables en Colombia. De igual manera se presentan los reportes de las cifras del sector de producción y suministro de gas en el país, con el fin de contextualizar y conocer el potencial de gas que hay y el posible caudal a transportar por las redes de transporte presentes a lo largo y ancho del territorio colombiano.

A partir de este capítulo, se conocen los usuarios de gas natural por regiones y la demanda nacional. Lo que significa los usuarios a los que está dirigida la prestación del servicio. Para finalmente tener referenciada geográficamente la zona de interés para la cual se hace el diseño del gasoducto y los posibles puntos de empalme a los que se conecta el diseño que se realiza a lo largo del trabajo.

2.1 CONTEXTO DE GAS EN COLOMBIA

Según el reporte del año 2016 de la Asociación Nacional de Hidrocarburos, en Colombia hay 4.361 GPC² de reservas probadas de gas natural, que provienen de diferentes departamentos, que serán mencionados posteriormente, con el fin de conocer el potencial de las reservas y las zonas donde se produce el gas natural en el país.

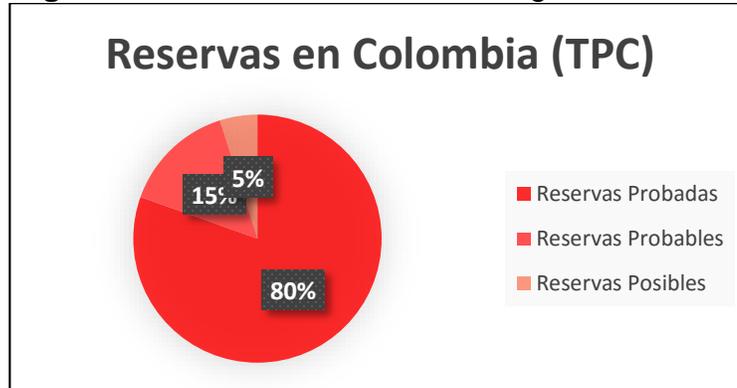
Conocer el desarrollo de la exploración y producción de yacimientos de gas, es de gran importancia al momento de proyectar la economía de esta industria, que ha tomado gran revuelo en los últimos años, siendo el gas una energía limpia y que es usada en varias actividades de la vida cotidiana del hombre. Es por esta razón que se quiere presentar con ayuda de datos y reportes recolectados del Ministerio de Minas y Energía de Colombia, la Unidad de Planeación Minero Energética y la Agencia Nacional de Hidrocarburos, la actualidad de la industria de gas en Colombia.

2.1.1 Cifras del Sector Exploración y Reservas. Según información tomada de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, se confirma que para la finalización del año 2014 el volumen total de reservas de gas natural alcanzo los 5.914,96 GPC, las

² GPC. Giga pie cúbico

cuales están compuestas por reservas probadas y probables que se muestran en la **Figura 3**.

Figura 3. Reservas colombianas de gas natural



Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética. Balance de Gas Natural en Colombia 2015-2023. 2014, p.7. Modificado por los autores.

Se aprecia en la **Figura 3** la clasificación porcentual de reservas para la clasificación de tipo probada, probable y posible. Como conclusión se puede afirmar que las reservas probadas corresponden al 80% con 4.758,51 GPC, las reservas probables llegaron a 866,41 GPC que derivan del 15% y finalmente, las reservas posibles correspondientes al 5% de las reservas totales para un número de reservas de 290,03 GPC. Según el Sistema Integrado de Reservas de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, se identificó la ubicación de las reservas de gas por departamentos para el año 2015, los cuales se aprecian en la **Tabla 2**.

Tabla 2. Distribución de reservas de gas natural por departamento

DEPARTAMENTO	KPC	PORCENTAJE (%)
Bolívar	60.957.263	1,41%
Boyacá	21.489.180	0,5%
Casanare	2.475.161.802	56,75%
Córdoba	257.745.462	5,91%
Cundinamarca	216.384	0,01%
Huila	6.334.056	0,15%
La Guajira	986.831.719	22,6%
Magdalena	34.495.553	0,79%
Norte de Santander	11.273.759	0,26%
Santander	129.021.065	2,96%
Boyacá	128.337.059	2,94%
Sucre	229.364.769	5,26%
Tolima	20.100.487	0,46%
TOTAL	4.361.328.558	100%

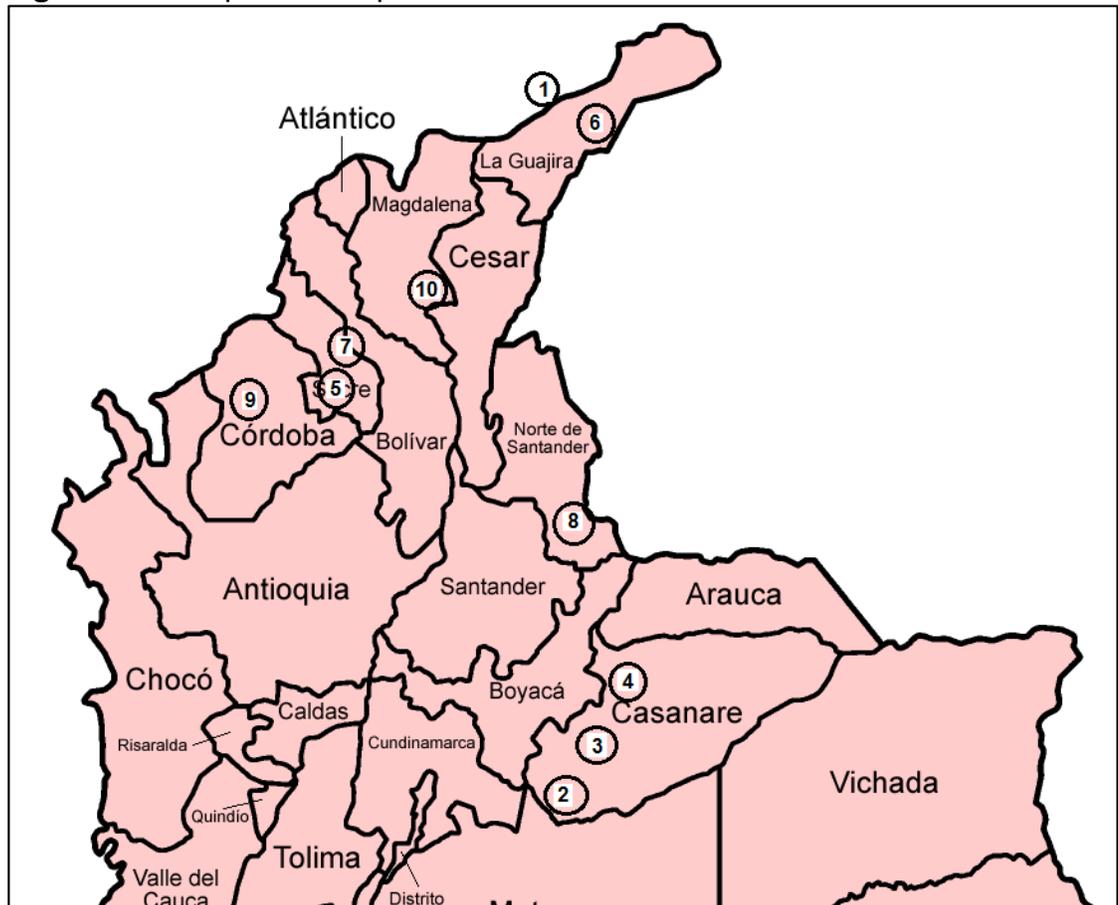
Fuente: ANH. Sistema Integrado de Reservas. Modificado por los autores.

Para un total de 4.361.328.558 KPC reservas en el país para el año 2015, la Cuenca de los Llanos Orientales es la que tiene mayor representatividad con el 56,75% de las reservas del país (2.475.161.802 KPC), seguido por la Guajira que contiene el 23% con 986.831.719 KPC reservas y finalmente, le sigue El Valle Medio e Inferior del Magdalena que representan el 12% y el 2,5% respectivamente.

En comparación a las reservas totales del año 2014, se ve una disminución importante en el número de reservas, por factores que se presentan a continuación.

De las reservas totales del país, más del 50% se soporta en tres campos históricos, Ballena – Chuchupa con 1.125 GPC, Cusiana con 1.079 GPC reservas y Cupiagua con 1.084 GPC como se evidencia a continuación en la **Tabla 3**. De igual forma, en los últimos años han sido descubiertos otros campos con volúmenes interesantes, que aportan una participación menor pero no insignificante. Para mayor entendimiento, se modificó la tabla y el mapa presentados (ver **Figura 6**).

Figura 4. Principales Campos con Reservas de Gas Natural



Fuente: Promigas. Informe del sector de gas natural. Unidad de planeación minero energética. 2014, p.48. Modificado por los autores

En la **Tabla 3** se observan las convenciones y cantidad de reservas correspondientes a los principales campos con reservas de gas natural (en total 10), que se pueden identificar en la figura anterior, con el fin de conocer el nombre de los campos, la empresa a la que pertenecen, el departamento donde se encuentra ubicado y por último el número de reservas, se presenta la **Tabla 3**.

Tabla 3. Principales Campos con Reservas de Gas Natural
PRINCIPALES CAMPOS CON RESERVAS DE GAS NATURAL 2014

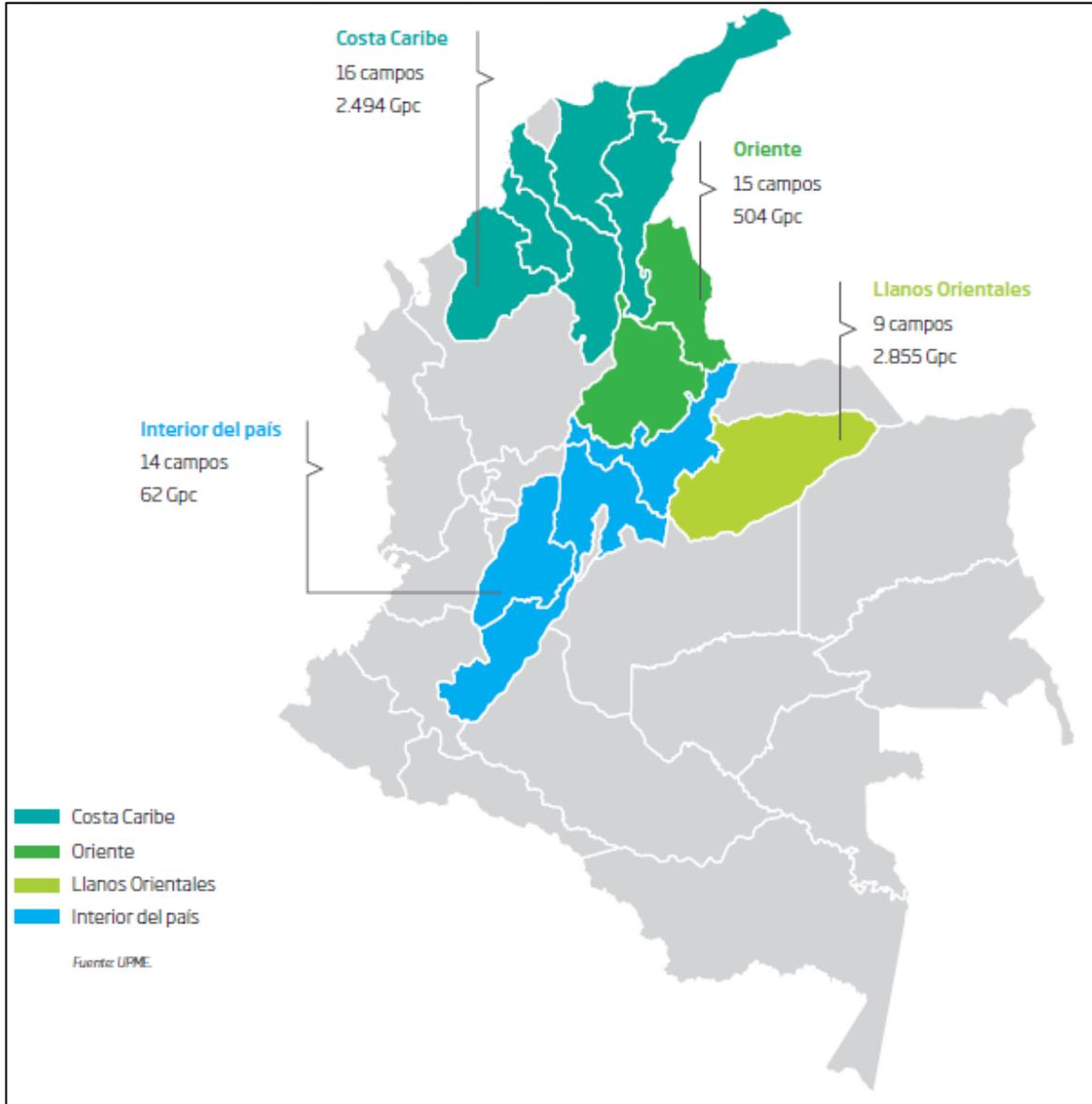
No	NOMBRE	DEPARTAMENTO	EMPRESA	RESERVAS TOTALES (GPC)
1	Chuchupa	La Guajira	Chevron Petroleum Company	1.125
2	Cupiagua	Casanare	Ecopetrol	1.084
3	Cusiana	Casanare	Equión	1.079
4	Pauto	Casanare	Equión	669
5	La Creciente	Sucre	Pacific Stratus Energy	405
6	Ballena	La Guajira	Chevron Petroleum Company	273
7	Guama	Sucre	Pacific Stratus Energy	250
8	Gibraltar	Boyacá – Santander	Ecopetrol	239
9	Bonga – Mamey	Sucre	Hocol	183
10	El Difícil	Magdalena	Petróleos Sudamericanos	124
Total				5.431

Fuente: PROMIGAS. Informe del sector de gas natural. Unidad de planeación minero energética. 2014, p.48. Modificado por los autores.

Adicional a los tres campos históricos de la Guajira y los Llanos Orientales mencionados anteriormente, la Costa Caribe es la región de Colombia que aporta un valor importante de volúmenes de gas con mayor cantidad de campos (16), los cuales tienen 2.494 GPC de reservas en Colombia. Se ha descubierto en los últimos años una gran cantidad de campos en las cuencas Valle Inferior del Magdalena y Sinú – San Jacinto; propios de los departamentos de Bolívar, Sucre y Córdoba; proyectándose como una importante región en el desarrollo futuro del sector.

En la **Figura 5** se aprecian las reservas de Gas Natural por regiones -2004, se evidencia que después de la Costa Caribe, región a la que nos referimos anteriormente, le sigue el Oriente compuesto por los departamentos de Santander y Norte de Santander, los cuales contienen 504 GPC de reservas para 15 campos; luego le sigue el interior del país, donde se encuentran los departamentos Boyacá, Cundinamarca, Tolima y Huila, los cuales tienen 14 campos con un número de reservas de 62 GPC.

Figura 5. Reservas de gas natural por regiones – 2014



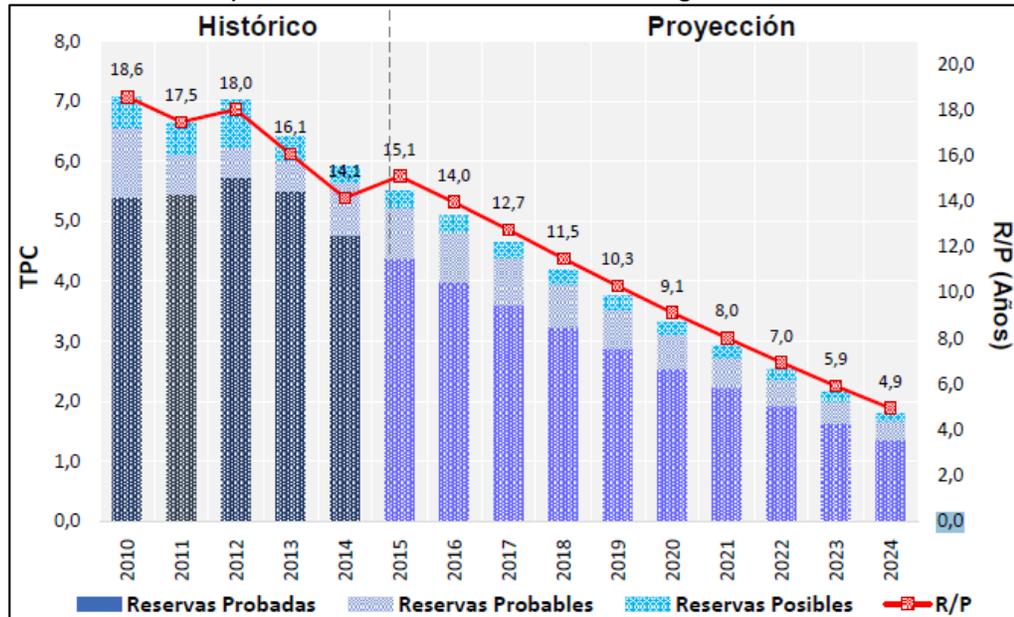
Fuente: Informe del sector de Gas Natural. Unidad de Planeación Minero Energética. Promigas. 2014, p.50.

Los Llanos Orientales, es la región del país con mayores reservas de gas natural (2.855 GPC). “Los grandes campos de Cusiana y Cupiagua, soportan el 75% de estas reservas (2141,25 GPC), mientras que el porcentaje restante (713,75 GPC) proviene de siete campos más”³.

³ PROMIGAS, Informe del sector gas natural. 2014, p.49.

El comportamiento de las reservas en los últimos años, se observan en la **Gráfica 1** tomada del Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural del año 2016, en el cual se observa una disminución del 9% de las reservas totales respecto al año 2013, pasando de valores de 6,40 GPC a valores de 5,91 en el 2014.

Gráfica 1. Comportamiento de las reservas de gas natural en Colombia



Fuente: ANH. Plan Indicativo de Abastecimiento. Abril 2016. P.17

Como se puede apreciar en el anterior gráfico, las cifras muestran una constante disminución en el número de reservas del país, todo como consecuencia a la disminución de la actividad exploratoria en el país para el año 2015, principalmente por la crisis que se desató en las grandes empresas petroleras por la caída de los precios de los hidrocarburos. De igual forma se observa que la Agencia Nacional de Hidrocarburos realizó un estudio de proyección de las reservas para un periodo de 14 años, donde los valores del 2010-2014 corresponden a reservas certificadas. “Desde el 2015 en adelante corresponde a las reservas del 2014, descontando los volúmenes que las empresas operadoras de los campos esperan producir, y no incluye incorporación de reservas nuevas.”⁴

2.1.2 Cifras del Sector de Producción y Suministro. Se evidencia en el informe del Ministerio de Minas y Energía una disminución en la producción fiscalizada de gas natural en Colombia, en el periodo comprendido entre el año 2010 al 2014, como se observa en la **Tabla 4**. Todo esto como consecuencia de la disminución de producción por campo y la reinyección de gas.

⁴ UPME. Subdirección de Hidrocarburos. Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural-2016. Bogotá D.C. p.17

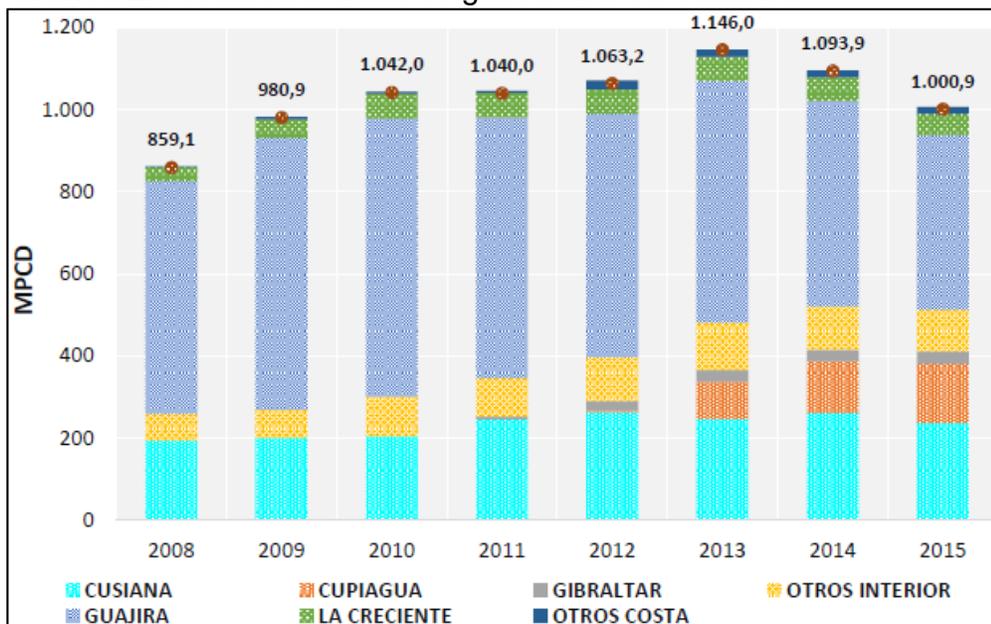
Tabla 4. Producción de gas natural fiscalizada en Colombia
PRODUCCIÓN FISCALIZADA – GPC

CUENCA		2010	2011	2012	2013	2014	dic-15
Llanos orientales		818	787	775	735	684	57
La guajira		251	236	220	219	187	13
Valle del Magdalena		68	72	78	78	74	6
Medio		24	27	31	32	30	2
Superior		20	19	19	16	15	1
Inferior		24	25	29	29	29	3
Putumayo		4	5	6	8	8	0,4
Catatumbo		2	2	2	1	2	0,17
Cuencas menores		0	1	2	3	3	0
TOTAL	GPC	1.143	1.102	1.083	1.044	958	76,57
	MPCD	3.133	3.020	2.968	2.860	2.624	0,21

Fuente. ANH, Acipet, Ministerio de Minas y Energía. Informe del sector Gas natural. 2014, p.53. Modificado por los autores.

Como se muestra en la **Gráfica 2**, se ve una disminución en la producción de gas natural, el punto máximo de producción se evidencia en el año 2013 con una producción promedio de 1.146 MPCD. En el 2014 se evidencia una disminución de 4,54% en el promedio de producción diaria y para el año 2015 se presentó una disminución porcentual de 8,5%.

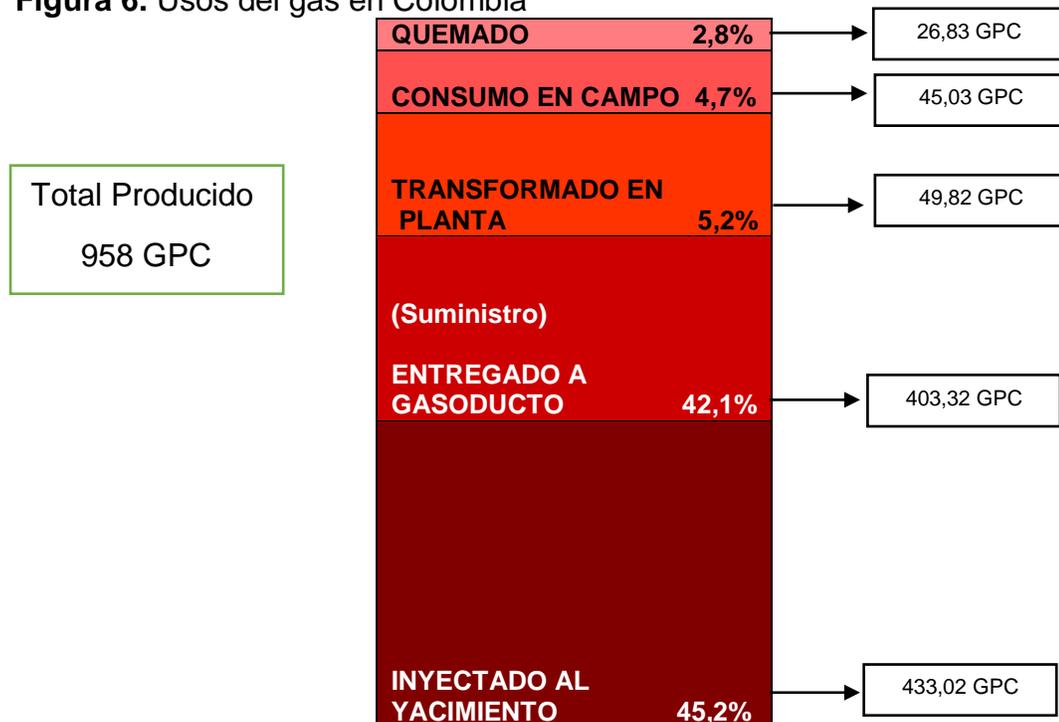
Gráfica 2. Producción diaria de gas natural en Colombia



Fuente: ANH. Plan Indicativo de Abastecimiento. Abril 2016. P.18

A partir de la **Figura 6**, se evidencia una disminución promedio de la producción y suministro de gas en un 7%. El suministro se refiere a la función del gas, o a la operación a la que estará destinado este. Cuando se habla de producción de gas, se sabe que la utilidad principal de este, es el autoconsumo en campo, puede ser para la generación de energía o para la reinyección, esta última operación se utiliza en los yacimientos de gas asociado, con el propósito de mejorar los métodos de producción de crudo. La reinyección se reconoce como el principal destino de la producción nacional, en un 45%.

Figura 6. Usos del gas en Colombia



Fuente: Asociación Nacional de Hidrocarburos. Informe del sector Gas natural. Promigas. 2014, p.54. Modificado por los autores

Se tiene como consecuencia a la reinyección de gas, que un porcentaje de este no sea recuperado, esto depende de las características de cada campo y los métodos de reinyección. Por esta razón los porcentajes de producción de gas disminuyen anualmente, junto con la reducción del índice de productividad de los campos históricos, aquellos que aportan más de la mitad del porcentaje de millones de pies cúbicos de gas en el país.

2.2 TRANSPORTE DE GAS POR REDES

En Colombia el sistema de transporte de gas por tuberías, es el encargado de distribuir los mayores volúmenes de gas natural a lo largo y ancho del país. Cada

red pertenece a compañías transportadoras distintas, las cuales cobran por el kilómetro de gas transportado y destinado a un lugar de interés.

En esta sección se muestra detalladamente los gasoductos que componen el sistema de transporte de esta fuente energética en Colombia. El objetivo de los gasoductos es conectar los campos por medio de las redes de transporte principales, estratégicamente diseñadas y construidas; para de esta manera, facilitar que el gas sea transportado desde las facilidades de producción de los principales campos productores de gas de venta en el país a los centros poblados, donde la comunidad hace uso del gas en actividades de la vida cotidiana y las industrias sacan provecho de este recurso energético para operaciones específicas que se requieran.

2.2.1 Red de Gasoductos. Se coincide con el Informe del Sector de Gas Natural de Promigas que, en Colombia, la construcción de gasoductos se ve retrasada por situaciones externas a las compañías transportadoras, básicamente estas demoras corresponden a temas de excesivo formalismo al momento de generar licitaciones o permisos a las entidades correspondientes y también en demoras y complicaciones en los trámites para obtención de licencias ambientales. En la **Tabla 5**, se observa la infraestructura en kilómetros de las líneas de tubería de gasoducto que corresponden cada una de las empresas propietarias.

Tabla 5. Red de Gasoductos en Colombia

RED DE GASODUCTOS EN COLOMBIA – KM

EMPRESA	2010	2011	2012	2013	2014
COINOGAS	18	17	17	17	17
PROGASUR	273	273	339	346	380
PROMIGAS	2.363	2.363	2.367	2.367	2.367
PROMIORIENTE	157	333	333	333	333
TGI	4.386	4.386	4.386	4.386	4.386
TRANSMETANO	149	189	189	189	189
TRANSOCCIDENTE	11	11	11	11	11
TOTAL	7.357	7.572	7.642	7.649	7.683

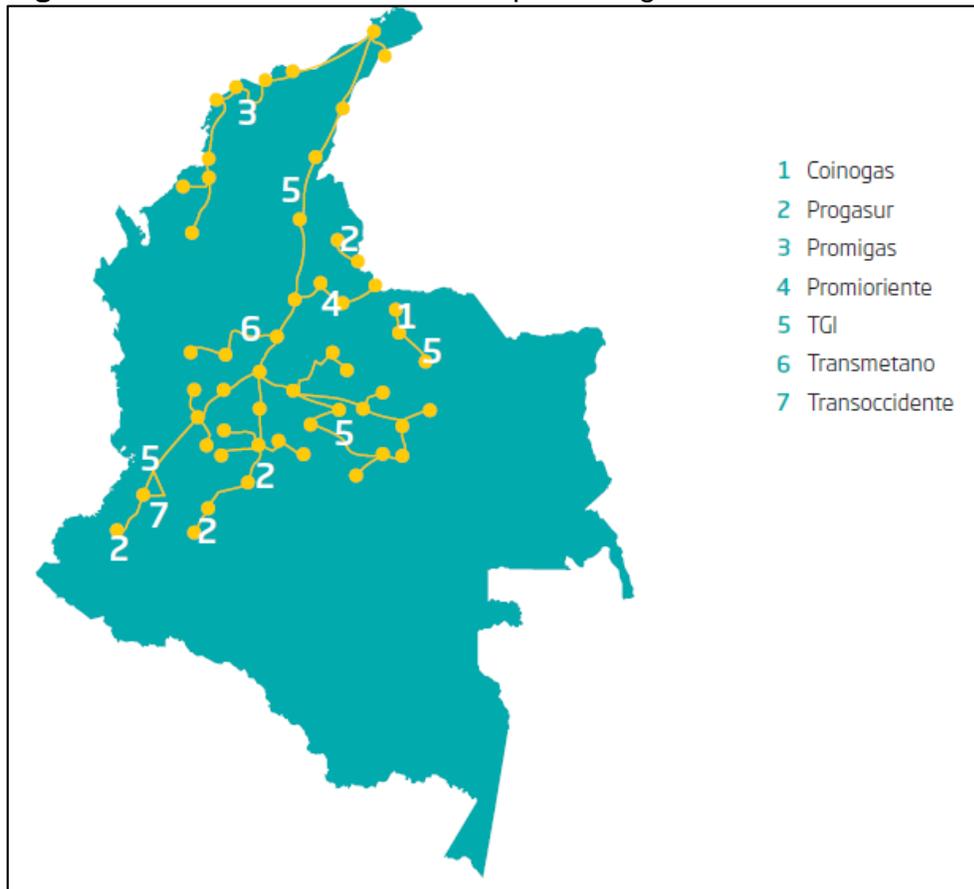
Fuente: Resolución de la CREG. Informe del sector Gas natural. Promigas. 2014, p.59. Modificado por los autores.

La infraestructura más grande del país corresponde a la compañía TGI con 4.386 km. Se extiende desde la Guajira (Norte de la Costa Caribe), hasta Huila y Tolima en el Sur del país (ver **Figura 7**). En el Oriente, parte de Casanare y Meta, hasta el Valle en el Occidente, pasando por la sabana Cundiboyacense, donde se encuentra Bogotá, la capital del país, la cual requiere la mayor demanda de caudal, siendo esta la ciudad con mayor densidad poblacional y mayor índice de complejos industriales.

Las empresas transportadoras que dieron entrada a nuevos gasoductos tales como: Promioriente con el gasoducto Gibraltar – Bucaramanga (176 Km) y Transmetano con su Ramal a Oriente (40 Km), ambos en 2011.

Progasur inauguró entre 2010 y 2014, los gasoductos Sardinata – Cúcuta (66 Km) en el 2012, Tane – Pamplona en el 2014 (34 Km con respecto al 2013) y por último el gasoducto Pradera/Jamundí – Popayán (2012), siendo esta la línea de gasoducto que más se acerca a la zona para la cual está destinado el diseño que se realizará en este proyecto.

Figura 7. Sistema nacional de transporte de gas natural



Fuente: Ecopetrol. Informe del sector Gas natural. Promigas. 2014, p.59.

Para mayor entendimiento, se tomó la imagen de Infraestructura de Gas en Colombia de la empresa TGI (Transportadora de Gas Internacional), la cual se presenta a continuación (ver **Figura 8**), en ella se evidencian las estaciones compresoras (14 en total) y de igual forma se ve con mayor claridad las líneas de transmisión a lo largo y ancho del territorio colombiano. Como segunda convención se presenta el nombre de cada uno de los gasoductos y la distancia que recorre cada uno en unidad de kilómetro.

Figura 8. Infraestructura de Gas en Colombia



Fuente: TGI. Grupo Energía de Bogotá. Estaciones de Compresión en Colombia

Con ayuda del mapa de infraestructura de gas en el país de la empresa TGI (ver **Figura 9**), se podrá observar con mayor claridad la zona donde fue construido el gasoducto Pradera/Jamundí – Popayán. Zona en la cual posiblemente se puede empalmar el gasoducto que se diseña a lo largo del trabajo.

Figura 9. Infraestructura de gas al Suroeste del país



Fuente: TGI. Mapa de infraestructura de gas en Colombia. Exportado a ArcGIS.

Tener en cuenta que la **Figura 9**, de igual forma plasma dos líneas de gasoducto nuevas, la primera conectada a la línea de Jamundí, por la empresa Progasur, la cual llega a Totoró, esta tubería tiene un diámetro de 4", el cual no tiene la capacidad para distribuir un alto caudal. También se puede observar en el mapa un gasoducto adjudicado a Ecopetrol y que se construyó paralelamente al gasoducto que descarga en Neiva.

Aspectos como el diámetro del gasoducto, por consiguiente la demanda de la zona o el caudal transportado, son factores determinantes al momento de tomar la decisión de conectar la línea de gasoducto a uno u otro punto.

3. DESCRIPCIÓN DEL DISEÑO DEL GASODUCTO DE POPAYÁN A PASTO REALIZADO POR LA EMPRESA ERABAL S.A.S

En el siguiente capítulo se encuentra descrito el diseño realizado por parte de la empresa Erabal, establece como objetivo principal: “Presentar los resultados de las alternativas de evaluación, para el transporte de gas hasta Pasto y los municipios aledaños, por medio de un gasoducto denominado "GASODUCTO NUEVO NARIÑO", considerando la posibilidad de proveer de gas natural a la capital ecuatoriana (Quito) y algunos pueblos de Ecuador”.

El proyecto actual que está descrito en el capítulo, realizado por la empresa Erabal contiene dos fases de diseño, la primera es un modelamiento a nivel de software de tres componentes claves a nivel de ingeniería, estas son: el trazado de la ruta, el cálculo de la demanda y la simulación hidráulica del gasoducto. En La segunda fase muestra las bases de diseño y recomendaciones para diferentes especialidades, estas son; a nivel mecánico, de tubería, de proceso, de instrumentación y control, eléctrico y civil. Todo ello con el fin de mostrar la viabilidad técnica para la construcción del gasoducto de Popayán a Pasto, también se evaluó la posibilidad de llegar a la capital del País Ecuador, Quito. El proyecto se quiere realizar en el territorio colombiano, se tuvo en cuenta las regulaciones y condiciones que se deben aplicar en el país con respecto al diseño y construcción de gasoductos.

Los componentes de diseño para la primera fase son:

- Bases de Diseño para el análisis conceptual
- Trazado de la línea de transporte
- Simulación de Proceso, Líneas de Flujo y Análisis Hidráulico con la evaluación de la Implementación de estaciones de compresión.
- Definición de la especificación de Tuberías
- Definición de la especificación de Equipos (Compresores y trampas de envío/recibo de marranos)
- Estimación CAPEX y análisis de utilidad.

3.1 GENERALIDADES DEL DISEÑO ACTUAL

En esta sección se hace una breve introducción de identificación del diseño por parte de la empresa y los parámetros que se tuvieron en cuenta al momento del trazado, aspectos que fueron evaluados por Erabal S.A.S, para que, de forma manual se realizara el trazado, cumpliendo a cabalidad cada una de las variables que se mencionan a continuación.

3.1.1 Identificación del Proyecto. El siguiente cuadro otorgado por Erabal, muestra La identificación del proyecto se muestra en la **Imagen 1** a continuación.

Imagen 1. Identificación del Proyecto

IDENTIFICACIÓN DEL PROYECTO	
Nombre del Proyecto:	INGENIERÍA CONCEPTUAL GASODUCTO DEL SUR
Localización del proyecto:	País: Colombia
	Ciudad o Municipio: Jamundí - Totoró (Cauca) – Pasto (Nariño)
	Departamento: Cauca – Nariño
Nombre del Cliente:	COMCOMBUSTIBLES ESP
	Dirección:XXXXXX
	Teléfono: XXXXXXXX
	E-mail:XXXXXXXXXXXX
	País: Colombia
	Ciudad: Bogotá
Código del Proyecto:	PLGS-001
Gerente de Proyecto	PSM CARBUMOR SAS: Ing. Ruben Salazar (RUS)
	CLIENTE: Ing. Cesar Eraso Poleo (CEP)

Fuente: Erabal S.A.S

3.1.2 Parámetros para la selección de la ruta. Uno de los principales componentes que se debe realizar previamente es la selección de la ruta, esta es una tarea importante en la cual se eligen las zonas más convenientes por donde el gasoducto puede pasar, lo ideal es que la ruta sea lo más recta posible, aunque se puede presentar complicaciones y restricciones, que ocasionen cambios de dirección. La importancia en estos parámetros radica en mantener la seguridad técnica y operativa, al igual que aspectos ambientales y sociales. A continuación, en el **Cuadro 3**, se muestran las variables y parámetros de diseño de gasoductos usados en el proyecto, importantes al momento de poner en marcha el diseño de la herramienta para el trazado del ducto. Los parámetros que se describen a continuación son relevantes en cualquier proyecto de este tipo a nivel nacional y tienen su razón de relevancia al momento de ser tenidos en cuenta cuando se está diseñando una línea de distribución en una zona geográfica, que es caracterizada bajo una serie de variables que tienen un impacto importante en aspectos próximos como por ejemplo la construcción del gasoducto.

Cuadro 3. Parámetros utilizados para la selección de la ruta del gasoducto Nuevo Nariño

Variable	Parámetros	Razón
Cuerpos de agua	Ríos, profundos, anchos y caudalosos. Lagos.	Cruzar a través de un cuerpo de agua aumentará dificultades operacionales, la tubería tendrá una mayor exposición a la corrosión. Al igual puede generar un aumento importante de costos en el momento de la construcción. Si no existe otra posibilidad, lo óptimo es atravesar de forma aérea o subterránea los cuerpos de agua.

Cuadro 3. (Continuación)

Variable	Parámetro	Razón
Pendientes	Mayores de 20 grados	Construir gasoductos a través de pendientes mayores a 20 grados, ocasiona problemas técnicos. El gas requiere una compresión muy alta para que pueda existir flujo desde la zona baja hasta la alta, esto se debe a que la fuerza de gravedad jugaría un papel importante. Si en definitiva no existe un camino alternativo, se requerirá atravesar de manera subterránea esta clase de zonas, lo cual generará un alto incremento en los costos de construcción.
Suministros de agua	Lugares de nacimiento de fuentes hídricas potables.	Estas zonas son protegidas, debida a que brindan agua potable. Cruzar un gasoducto por estas zonas podría generar contaminación debido a los residuos químicos o fluidos contaminantes, que pueden ser derramados en los momentos de construcción, mantenimiento u operación del gasoducto.
Humedales		Los humedales se definen como extensiones de agua que no superan los seis metros de profundidad, sea de naturaleza dulce o salada. Generan un papel importante en el drenaje del agua, además es el hábitat de diversa fauna.
Zonas densamente pobladas	Ciudades, pueblos, Municipios	Las zonas donde existen gran número de habitantes deben ser evitadas, si llegase a existir problemas con la tubería, como el caso de escapes de gas o sobrepresiones, pondría potentemente en riesgo a los habitantes de la zona. Al igual cruzar de manera subterránea incrementaría los costos notablemente. El objetivo en esta clase de zonas es bordearlas, pero no trazar demasiado alejada de ellas, debido a que estas zonas se encuentran los consumidores habituales de gas.
Zonas de reserva o protegidas	Parques Naturales, bosques	Está totalmente restringido, cruzar un gasoducto a través de reservas forestales, parques nacionales o resguardos protegidos a nivel nacional. Esto con el fin de resguardar y evitar daños ambientales en estas zonas.

Cuadro 3. (Continuación)

Variable	Parámetro	Razón
Zonas humanas protegidas	Zonas indígenas, comunidades negras	Aunque se puede cruzar por estos sitios, estas tierras poseen ventajas legales para los habitantes de la zona de acuerdo a normatividad colombiana. Por ende, se debe evitar al máximo. Si por obligación se debe pasar, se debe negociar la tierra con los pobladores del sector, algunas veces generara sobre costos, o en definitiva restricción total por parte de estos.

Fuente: Erabal S.A.S.

3.2 TRAZADO DEL MODELO ACTUAL

La empresa Erabal realizó un trazado total desde la Ciudad de Jamundí hasta la Ciudad de Quito Ecuador. Este trazado está dividido en cuatro tramos consecutivos. El primero desde la Ciudad de Jamundí hasta Totoró, el segundo trazado desde Totoró a la Ciudad de San Juan de Pasto, el siguiente tramo de Pasto al puente fronterizo Rumichaca ubicado a 3.3 kilómetros de Ipiales y el último desde Rumichaca hasta la ciudad Quito Ecuador.

Para el interés del proyecto actual de rediseño solo se tiene interés en el trazado de Jamundí hasta la ciudad Pasto, por consiguiente, solo se muestra estas dos divisiones a lo largo de la sección. El ruteo se realizó de manera manual, observando los parámetros nombrado en la sección 3.1.2. Con el software ArcMap, el cual hace parte de ArcGis.

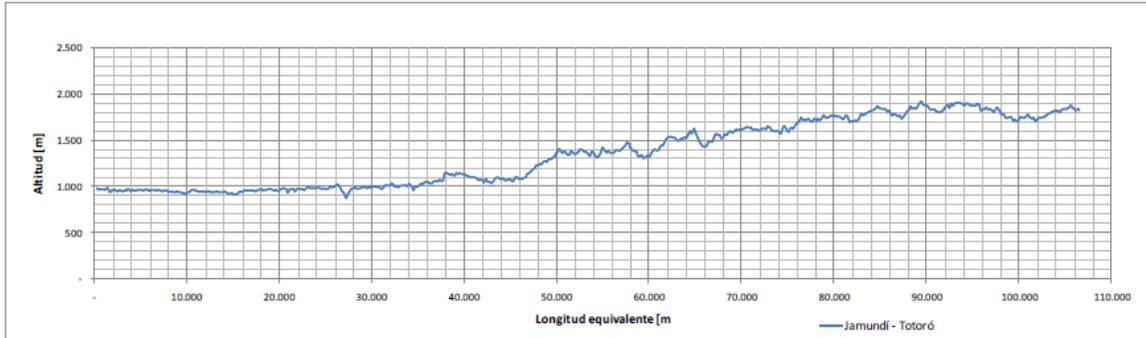
3.2.1 Primera División del Trazado. En ésta se hace conexión al gasoducto existente que llega a la ciudad de Jamundí por parte de la empresa Progasur. De allí se traza hasta el municipio Totoró.

En la **Gráfica 3** se evidencia una comparación entre la altura y la longitud equivalente del gasoducto a lo largo del recorrido desde el municipio de Jamundí en el departamento del Valle del Cauca, hasta el municipio de Totoró en Cauca.

De igual forma se puede observar que la altura mínima es de 850 metros sobre el nivel del mar (msnm) a 27.050 metros del municipio de Jamundí; mientras que la altura máxima se encuentra a 89.500 metros del punto de partida y que corresponde a 1.920 metros sobre el nivel del mar.

Se puede confirmar que las variaciones de altitud no son muy marcadas, ya que cumplen con el parámetro mencionado en la sección 3.2.1 que confirma que las pendientes no deben ser mayores de 20 grados.

Gráfica 3. Perfil topográfico de la primera división del trazado

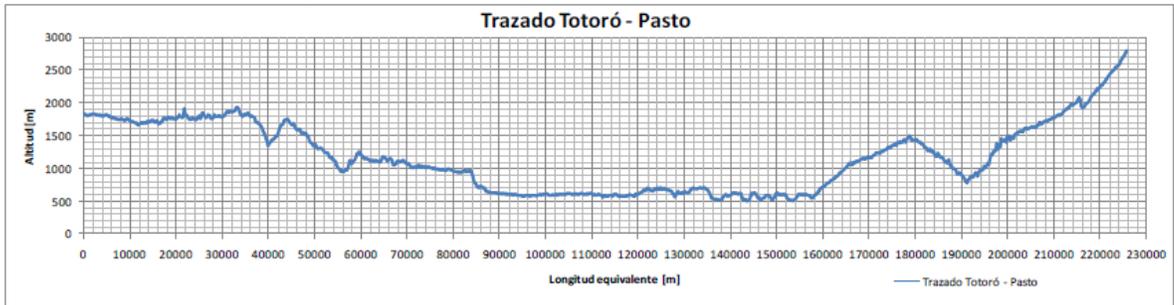


Fuente: Erabal S.A.S.

3.2.2 Segunda División del Trazado. En la segunda alternativa, el punto de inicio se toma desde la ciudad de Totoró, y se traza hasta la ciudad de Pasto.

En la **Gráfica 4** se observa la comparación entre la altura y la longitud equivalente del gasoducto a lo largo del recorrido desde el Municipio de Totoró en el departamento del Cauca, hasta la Ciudad de Pasto en el departamento de Nariño, se pueden observar los mismos valores máximos y mínimos que en la alternativa 1, la única variable que cambia es la longitud, ya que la alternativa dos representa una mayor distancia de recorrido del gasoducto.

Gráfica 4. Perfil topográfico de la segunda división del trazado



Fuente: Erabal S.A.S

En la **Figura 10** se observa el trazado en conjunto desde Jamundí a Totoró que comprende los departamentos del Valle del Cuca y Cauca, visualizados en un mapa satelital del servidor de ArcGis. La línea Roja representa el trazado.

Figura 10. Trazado manual desde Jamundí hasta Totoró.



Fuente: Erabal S.A.S

3.2.3 Resultados. El trazado presenta los siguientes resultados, en cuanto a longitud se presenta el **Cuadro 4**.

Cuadro 4. Resultado de longitud para el trazado de la empresa Erabal. S.A.S.

Diseño Base Distancia Metros	
SHAPE Length	S.Length
323082,803203	328888,88145
328888,88145 Metros	

Fuente: Erabal S.A.S.

Con respecto a los resultados de cruces, que comprende la capa de ríos, fallas, vías y reservas indígenas, se presentan en la **Tabla 6**.

Tabla 6. Resultado de cruces

	Número de veces
Cruce con ríos	10
Cruce con fallas	24
Cruce con vías	9
Cruce con Reservas indígenas	0

Fuente: Erabal S.A.S.

3.3 CÁLCULO DE LA DEMANDA

La empresa Erabal con la finalidad de promover todos los usos de gas en el Departamento de Nariño para el diseño del Sistema de Transporte de Gas Natural se tomaron en cuenta los siguientes tipos de consumo:

- Usos domiciliarios convencionales
- Estaciones de GNV
- Consumidores de alto consumo, como los son Hoteles, Hospitales y Plantas Eléctricas a GN en Centro Comerciales.
- Consumidores de Mediano consumo

3.3.1 Demanda Domiciliaria. Para el cálculo domiciliario, la empresa Erabal tomó el reporte del último censo realizado por el DANE, que corresponde al del año 2005, para de esta manera proyectarlo al año 2034 (ver **Imagen 7**).

Imagen 2. Demanda domiciliaria. Ventas por zonas

VENTAS POR ZONAS								
ZONA	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2034
ZONA NORTE (Gal de GLP)	2.687.968	2.854.018	2.604.338	2.307.490	271.202	2.229.494	2.274.881	
ZONA OCCIDENTE (Gal de GLP)	1.049.724	1.264.768	1.169.784	1.255.481	1.245.890	1.135.609	1.208.120	
ZONA PACIFICA (Gal de GLP)	1.057.032	1.094.095	1.194.435	1.128.983	1.134.859	1.044.287	1.082.514	
ZONA PASTO (Gal de GLP)	7.259.156	7.590.704	7.812.174	7.713.977	7.476.030	7.050.626	6.372.332	
ZONA SUR (Gal de GLP)	1.318.127	1.573.243	2.406.709	3.833.028	4.096.307	3.710.486	3.172.818	
Total Nariño (Gal/Año)	18.372.007,00	19.376.828,00	20.187.440,00	21.238.959,00	19.224.288,00	20.170.502,00	19.110.665,00	22.217.008,00

En la **Imagen 3** se muestra el volumen domiciliario calculado (138.748,66 m³/día), de igual forma se aprecia e volumen proyectado a los años 2034 y 2032

Imagen 3. Consumo de gas domiciliario proyectado al 2032

Consumo 2011 (M3/d)	138.748,66
Consumo 2011 (Gal/año)	19.110.665,00
Consumo 2034 (Gas/año)	22.217.008,00
Consumo 2032 (M3/d)	161.301,56
Consumo 2032 (SCF/d)	4.414.342,06

Fuente: Erabal S.A.S

3.3.2 Demanda Comercial. Como se explicó anteriormente, la demanda comercial fue calculada en dos subtipos de consumidores, de alto consumo y de mediano consumo; siendo presentado el reporte por la empresa Erabal S.A.S. El resultado de la demanda para consumidores de alto consumo se evidencia en la **Imagen 4**.

Imagen 4. Potenciales consumidores de alto consumo

Tipo de Comercio	Cantidad 2012	Consumos Unitarios (m3/d)	Consumos m3/d
Hospitales	5	146,61	733,031247
Malls	2	377,61	755,2157085
Hoteles	10	355,42	3554,233928
		Consumo Total	5042,480884

Fuente: Erabal S.A.S

Se observa que fueron registrados cinco hospitales, dos centros comerciales (malls) y diez hoteles en la zona, para un total de 5.042,48 m³/día.

Los valores calculados para los consumidores de mediano consumo se aprecian en la **Imagen 5**.

Imagen 5. Potenciales consumidores de mediano consumo

Comercio	Cantidad	Consumo Unitario	Consumos m3/d
Lavanderías y Tintorerías	10	284,34	2.843,39

Fuente: Erabal S.A.S

Son considerados clientes potenciales de mediano consumo las lavanderías y tintorerías, se reportan en total diez establecimientos que arrojan un consumo de 2.843,39 m³/día.

3.3.3 Demanda de Gas Natural Vehicular. La empresa realizó un estudio del potencial que usan los compresores que se tienen en las estaciones de servicio que prestan la facilidad de gas natural vehicular, con el fin de determinar el consumo de gas que esta efectúa en el día. La empresa realizó un conteo de estaciones de servicio que se encuentran cerca de las vías principales (ver **Imagen 6**).

Imagen 6. Número de estaciones de gasolina

Sitio	Nro Estaciones de Gasolina
Antes de Pasto	16
Pasto	3
Total	19

Fuente: Erabal S.A.S

En total se determinan 19 estaciones de gasolina en la zona, las cuales generan un consumo de gas natural que se presenta en la **Imagen 7**.

Imagen 7. Consumo de Gas natural vehicular.

Consumo por GNV (m3/d)	3.400,00
Consumo total por GNV (m3/d)	64.600,00

Fuente: Erabal S.A.S

El consumo total que presentan las 19 estaciones de servicio es de 64.600 m³/día.

3.4 SIMULACIÓN HIDRAULICA

La empresa Erabal realizó tres evaluaciones hidráulicas. En la primera se evaluó el gasoducto existente de la ciudad de Jamundí a Popayán, operado por Progasur, con el fin de contemplar la opción de conectarse a este gasoducto en Popayán. La segunda simulación se realizó conectándose directamente a Jamundí, evaluando toda la extensión de la tubería hasta la ciudad de Pasto. La tercera simulación se realiza desde la ciudad de Jamundí hasta la ciudad de Quito. El interés para el proyecto actual se centra en las dos primeras opciones, debido a que en el rediseño busca proveer de gas a Popayán y Pasto. La simulación se realizó por medio del software Aspen Hysys, el cual es un software fabricado por la empresa AspenTech, su principal sede se ubica en Massachusetts Estados Unidos, se dedica a fabricar software y prestar servicios de instrumentación y procesos para diferentes Industrias.

3.4.1 Caso uno de Estudio. A través de una simulación. Como primera tarea la empresa Erabal averiguó las condiciones en las que estaba operando la tubería. Obteniendo los siguientes datos (ver **Cuadro 5**)

Cuadro 5. Condiciones de operación línea de gas Jamundí – Totoró - Popayán

Tubería	4" Sch 40s	4 Pulgadas, Schedule 40
Caudal de la tubería	3.7MMSCFD	Millones de pies cúbicos por día

Fuente: Erabal S.A.S

Se programó a condiciones máximas de operación estipuladas para Colombia (ver **Cuadro 6**). Se realizó el traspaso de la ruta del gasoducto de Progasur modelado en el software ArcGis, lo que brindó la topografía por la cual este atraviesa.

Cuadro 6. Condiciones máximas de operación

CONDICIÓN	VALOR
Caudal	12.44 MMSCFD

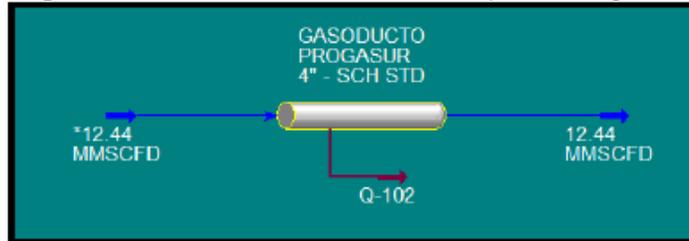
Cuadro 6. (Continuación)

CONDICIÓN	VALOR
Velocidad	80 ft/s
Presión	1200 psi

Fuente: Erabal S.A.S

En la **Figura 11** se muestra gráficamente la forma como se simuló la máxima capacidad del gasoducto de Progasur, para identificar si tiene la capacidad para transportar la demanda para Cauca y Nariño calculada en la sección de demanda.

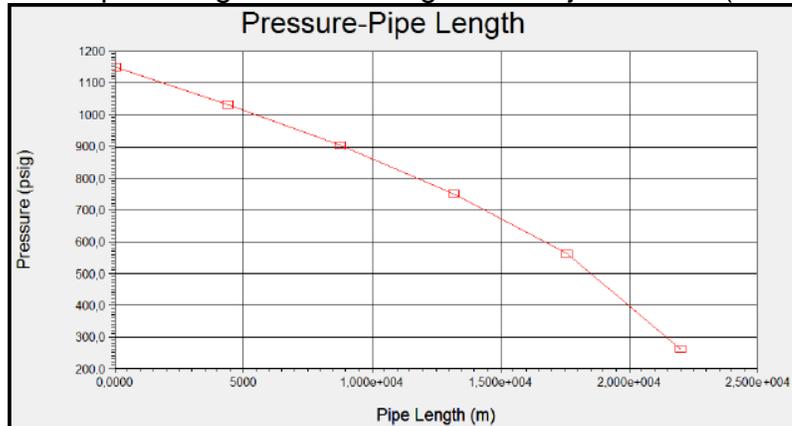
Figura 11. Simulación máxima capacidad gasoducto Progasur



Fuente. Erabal S.A.S

Luego de la simulación, las gráficas arrojadas muestran que para este tipo de tubería a un valor máximo de 12.44 MMSCFD arrojaría un valor cercano a la máxima velocidad 80 ft/seg. Esta velocidad permisible puede sobrepasarse y fluctuar con cualquier alteración de las condiciones de entrega del gasoducto aguas arriba. En la **Gráfica 5** se presenta uno de los resultados arrojados por el simulador, el cual muestra el perfil de presión para el flujo a condiciones máximas, se evidencia una reducción de presión con respecto a la distancia recorrida por el gasoducto, a mayor longitud recorrida las pérdidas de presión son inversamente proporcionales, esto significa que la presión pasa de 1.150 psig en el punto inicial a 250 psig en el punto de entrega.

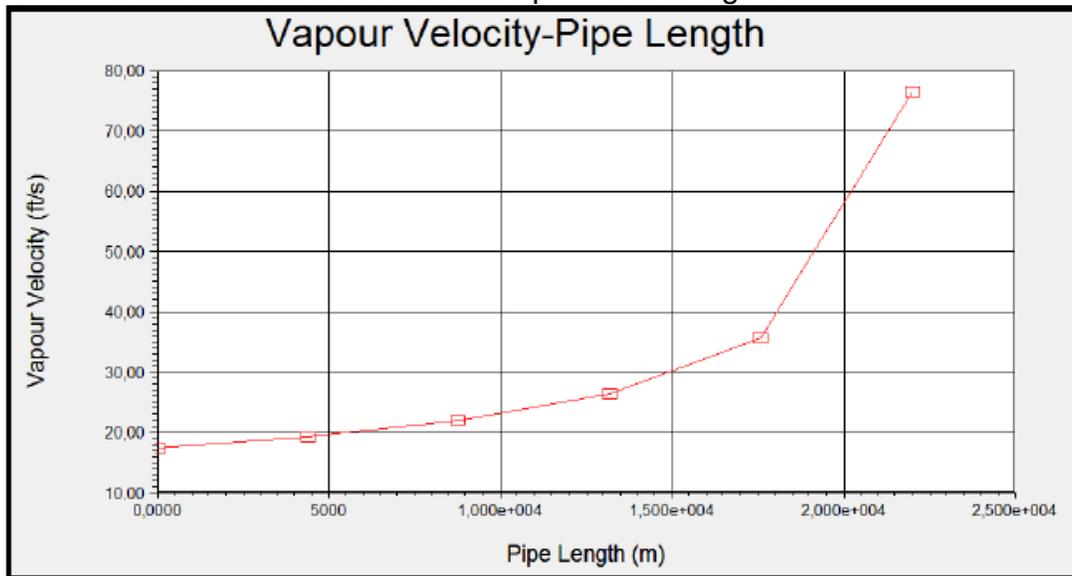
Gráfica 5. Perfil de presión gasoducto Progasur a flujo máximo (12.44 MMSCF)



Fuente: Erabal S.A.S.

En la **Gráfica 6** se presenta un perfil de velocidad erosiva, para un caudal de 12.44 MMSCF que viaja a través del gasoducto. El gasoducto tiene un diámetro nominal de 4". Se observa un comportamiento directamente proporcional, en el que se evidencia que a mayor distancia la velocidad aumenta a un valor aproximado a los 80 pies por segundo.

Gráfica 6. Perfil de velocidad con respecto a la longitud



Fuente: Erabal S.A.S.

A partir de las gráficas resultantes que arrojó el simulador, la empresa Erabal S.A.S. sugiere usar un caudal de 11.1 MMSCFD, para una velocidad de flujo de 60 ft/seg.

Con ello se concluye que, si se opta por conectarse a la llegada del gasoducto Progasur a Popayán, donde se deber transportar la demanda calculada por Erabal que son 8.75 MMSCFD más los 3.7 MMSCFD que se transportan actualmente, lo que implica transportar un total de 12.45 MMSCFD, lo que no es aconsejable debido a que genera velocidades erosivas mayores a 80 ft/seg, lo que se traduce en problemas operacionales. Por tanto, se descarta esta opción.

3.4.2 Caso dos Gasoducto Jamundí - Pasto. En este caso de estudio, se planteó la conexión del gasoducto por hot-tap al gasoducto principal de 20", que llega hasta el Valle del Cauca. De tal forma que, el gasoducto se puede extender desde la región de Jamundí hasta la ciudad de Pasto, el nuevo gasoducto debería manejar el flujo total demandado por la ciudad de Pasto y los municipios aledaños (8.75 MMSCFD), sin considerar la demanda de gas natural de Quito.

Por medio de la simulación se determina el diámetro del gasoducto y se verifica la viabilidad económica para la implementación de una estación compresora. En primera instancia se planteó un esquema simplificado, con el fin de comparar dos

posibles diámetros (6" y 8"), los cálculos de presión al inicio del gasoducto (Jamundí), considerando una máxima presión requerida a la llegada en Pasto de 300 psig. La que se acoplo mejor a las necesidades de diseño fue la de diámetro de 6". El cual arrojo los resultados que se presentan en el **Cuadro 7**.

Cuadro 7. Resultados de diseño con un diámetro de 6".

Variable	Unidades	Diseño Base
Presión Inicial	Psig	250
Presión Final	Psig	300
Caudal Inicial	MMSCFD	8.75
Caudal Final	MMSCFD	8.75
Diámetro Interno	Pulgadas	6
Potencia del compresor	HP	1117

Fuente: Erabal S.A.S.

Toda la sección se tomó como tipo de localidad tres (3), con lo cual basándose en los resultados obtenidos en la simulación y tomando en cuenta la norma Asme B31.8, se obtiene la cantidad de válvulas durante la sección, y se calcula el espesor de tubería.

Según la sección 846.1 de la norma se establece el máximo espacio requerido entre válvulas (ver **Imagen 8**).

Imagen 8. Espaciamiento entre válvulas

Clase de localidad	Espaciamiento requerido
1	32 km
2	24 km
3	16 km
4	8 km

Fuente: Erabal S.A.S.

En este caso para un tipo de localidad tres (3) el espacio entre válvulas es cada 16 km. Obteniendo un total de 23 Válvulas para el diseño realizado por la empresa Erabal.

El siguiente procedimiento de diseño se centra en la sección 841.11, que hace referencia al cálculo de espesor de la tubería. Como se ve en la **Imagen 9**, y cuyo procedimiento se explica en el capítulo 6, sección 3.

Imagen 9. Cálculo del espesor de tubería

P	1200	Psi
S (SMYS)	42000	Psi
T	0,189	In
D	6,625	In
F	0,5	-
E	1	-
T	1	-
c	0,02	in
t+c	0,209285714	in

Fuente: Erabal S.A.S.

El cálculo realizado arroja un espesor de 0.209285 pulgadas el cual es el nuevo espesor de tubería. Con lo que finalmente se concluye los diámetros nominales de tubería y la cedula (sch), como se muestra en el **Cuadro 8**. Para ver las propiedades de tubería ver anexo

Cuadro 8. Información adicional de Tubería

Diámetro Nominal (in)	Diámetro interno (in)	Diámetro Externo (in)	Cédula	Espesor
6	6.625	6.625	40	0.280

Fuente: Erabal S.A.S.

3.5 CONCLUSIONES DEL DISEÑO

Se determinó que el gasoducto existente de Progasur S.A no tiene la capacidad suficiente para operar el total de la demanda, por tanto, no es viable desde el punto de vista técnico la conexión al gasoducto existente de cuatro pulgadas.

Los casos de estudio dos y tres son viables desde el punto de vista técnico con la siguiente configuración: Indirectos, además de otros directos los cuales deberán ser contemplados en una Ingeniería Básica y complementados en la Ingeniería de Detalle.

4. TRAZADO DEL GASODUCTO DE POPAYÁN A PASTO CON EL USO DEL SOFTWARE ARCGIS

Este capítulo abarca todo lo correspondiente al nuevo trazado del gasoducto de Popayán a pasto realizado por los autores a partir de los sistemas de información geográfica. Según el Ministerio de Educación Nacional “Un Sistema de Información Geográfico (SIG) permite relacionar cualquier tipo de dato con una localización geográfica. Esto quiere decir que en un solo mapa el sistema muestra la distribución de recursos, edificios, poblaciones, entre otros datos de los municipios, departamentos, regiones o todo un país. Este es un conjunto que mezcla hardware, software y datos geográficos, y los muestra en una representación gráfica. Los SIG están diseñados para capturar, almacenar, manipular, analizar y desplegar la información de todas las formas posibles de manera lógica y coordinada.”

Posterior a esto, se presenta de forma detallada el procedimiento para realizar el trazado de la línea de tubería, teniendo en cuenta el realizado por parte de la empresa Erabal S.A.S., para de esta forma tener conocimiento de la zona por donde pasa el ducto. Uno de los puntos con mayor relevancia que se observan durante el capítulo, hace referencia a la creación de la herramienta automática en el programa Arcgis, creada con el fin de poder trazar cualquier línea con las especificaciones y normatividad para el trazado de gasoducto, con una selección sencilla de un punto inicial y un punto final. La facilidad que presta la herramienta creada es que puede ser utilizada para diseñar un gasoducto mientras se tenga un mapa con los datos geográficos requeridos.

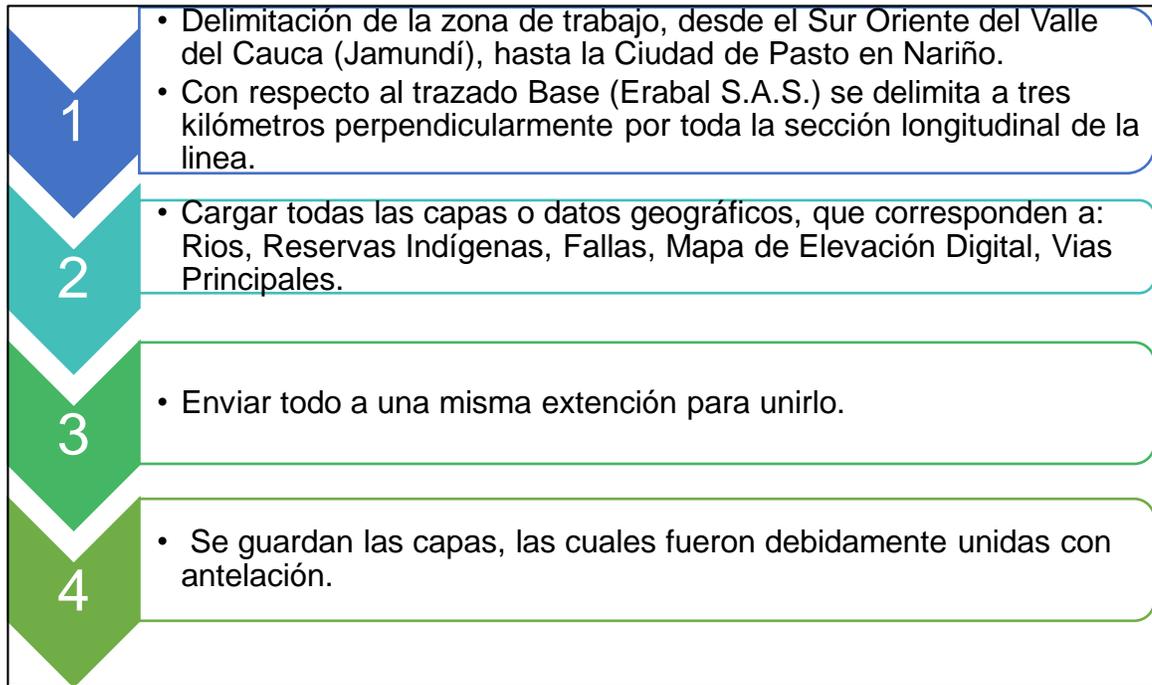
Finalmente se presenta el estudio de clase de localidad o “*class location*” el cual se realiza con el fin de crear un diseño en pro de la seguridad y la prevención de accidentes en zonas densamente pobladas y de igual forma, con la finalidad de reducir costos en materia de equipos y materiales. El resultado de este tipo de estudio es de gran importancia para la sección de cálculos complementarios que se presenta más adelante y en el capítulo de análisis financiero.

4.1 DIAGRAMAS DEL PROCEDIMIENTO

Para efectos prácticos y de mayor entendimiento se presentan a continuación dos diagramas de flujo que muestran de forma general los pasos realizados para cumplir con el objetivo de este capítulo. Posterior a los diagramas de flujo se presenta el procedimiento paso a paso, con demostración visual.

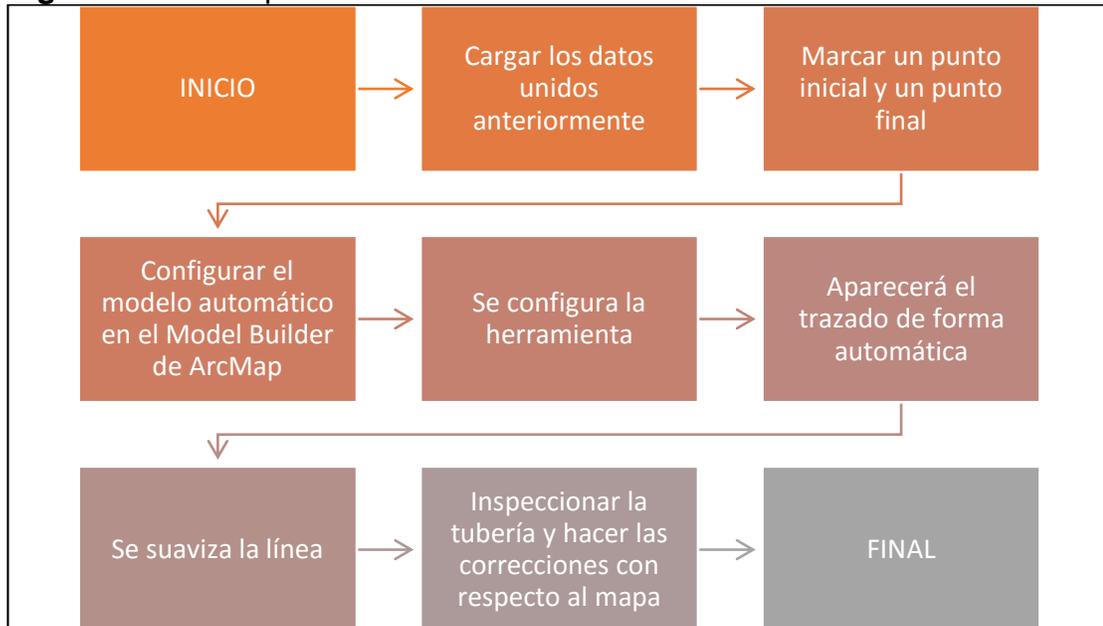
El primer diagrama (ver **Figura 12**) se enfoca en la ejecución de ArcMap.

Figura 12. Pasos para la ejecución de ArcMap.



El siguiente diagrama de flujo (ver **Figura 13**), explica de forma general el paso a paso que se siguió para generar el diseño de la herramienta de trazado automático.

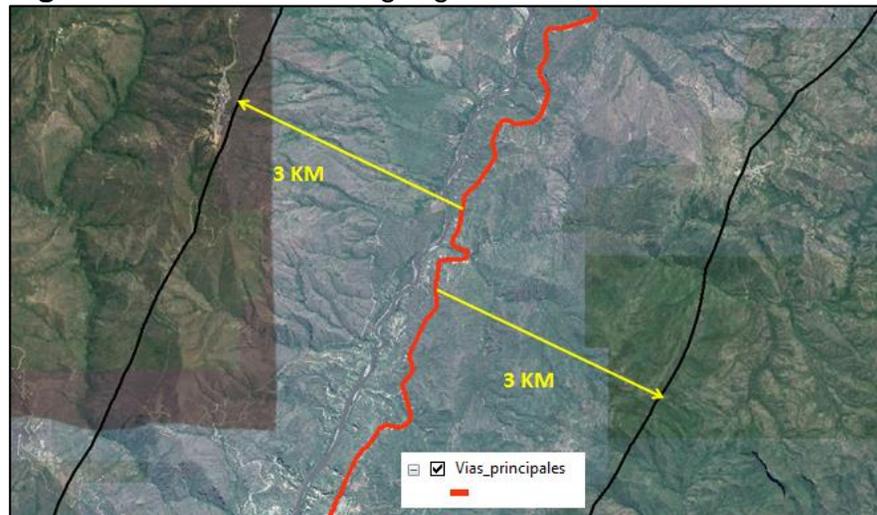
Figura 13. Pasos para crear la herramienta de trazado automático.



4.2 PROCEDIMIENTO PARA EL TRAZADO DEL GASODUCTO

Para poder realizar el trazado, se debe organizar y compilar los diferentes datos geográficos nombrados en la sección 3.1.2. Estos fueron obtenidos por medio de la empresa Erabal, delimitados para una zona de aproximadamente 6 km, (ver **Figura 14**), los cuales se dividen en 3 kilómetros a cada lado de la carretera que comunica Jamundí con Pasto. La idea principal en esta sección es generar un solo archivo con los datos compilados, el cual será usado para configurar la herramienta de trazado de forma automática.

Figura 14. Zona de datos geográficos.



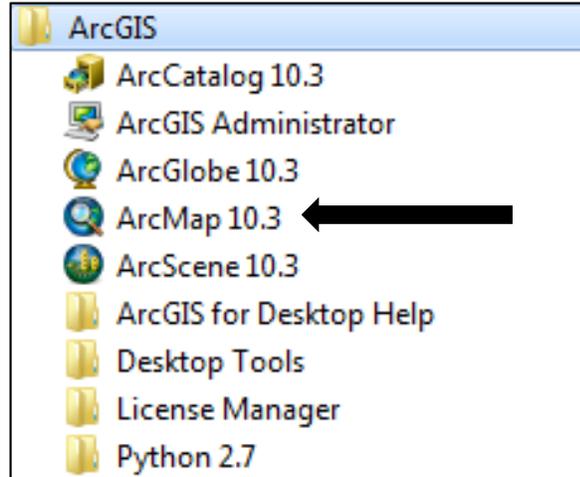
El **Cuadro 9** muestra los datos geográficos o variables que se tienen en cuenta para el trazado del gasoducto.

Cuadro 9. Datos geográficos.

Datos geográficos	Centros poblados
	Cuerpos de agua
	Ríos
	Reservas Indígenas
	Mapa de Elevación digital
	Fallas
	Vías Principales

4.2.1 Primer paso. Para realizar el trazado, se abre la extensión del software de Arcgis llamada ArcMap. Este software trabaja con base en la información geográfica, lo cual facilita la toma de decisiones para realizar el trazado en la zona de interés. Se dirige a la barra de tareas del computador, luego se da clic en inicio, allí se despliega la carpeta Arcgis y se selecciona Arcmap (ver **Figura 16**).

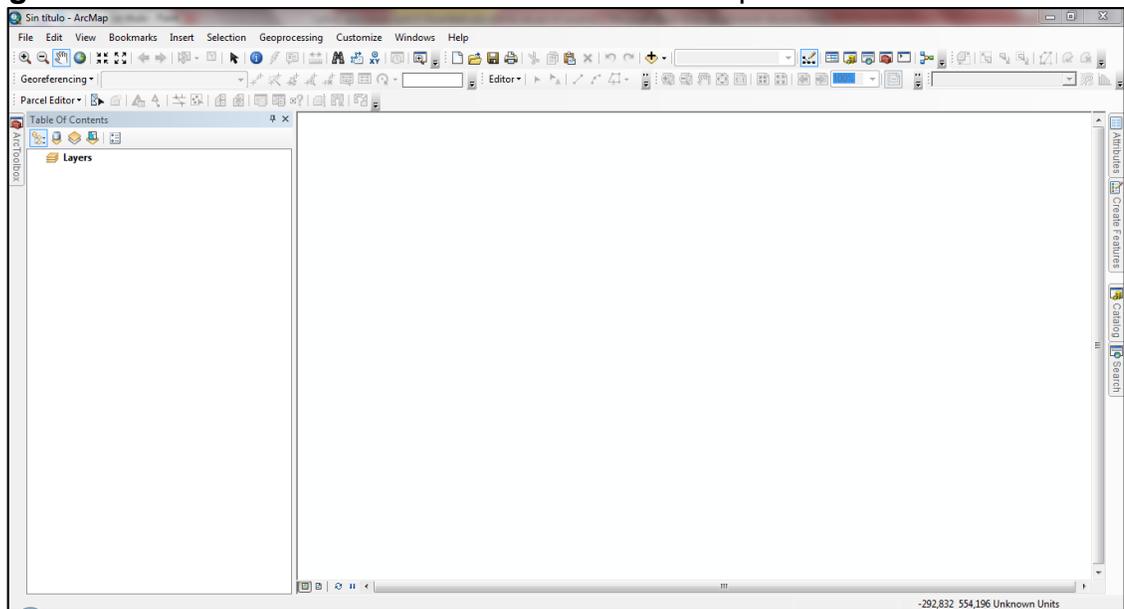
Figura 15. Componentes del paquete de software ArcGis



Fuente: ESRI. ArcGIS.

4.2.2 Segundo paso. Se abre el programa ArcMap, a su vez aparece una ventana emergente, en la cual se ejecuta la opción Black Map, con lo cual se inicia un nuevo proyecto (ver **Figura 16**) el cual tiene como presentación inicial una hoja en blanco con la barra de tareas habilitada para poder de este modo iniciar con el trabajo.

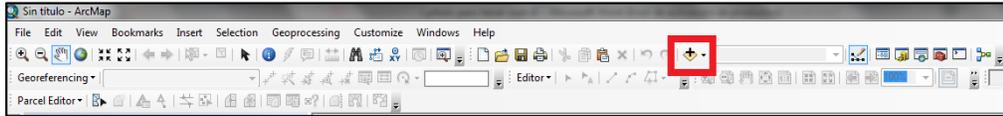
Figura 16. Visualización estandar del software ArcMap



Fuente: ESRI. ArcGIS.

4.2.3 Tercer paso. Se buscan los componentes geográficos con la opción "Add Data". Se hace clic en el icono del recuadro rojo que se aprecia en la **Figura 17**. En la ventana emergente que se despliega, la cual se puede apreciar en la **Figura 18**, se encuentran los archivos que contienen la información geográfica de la zona.

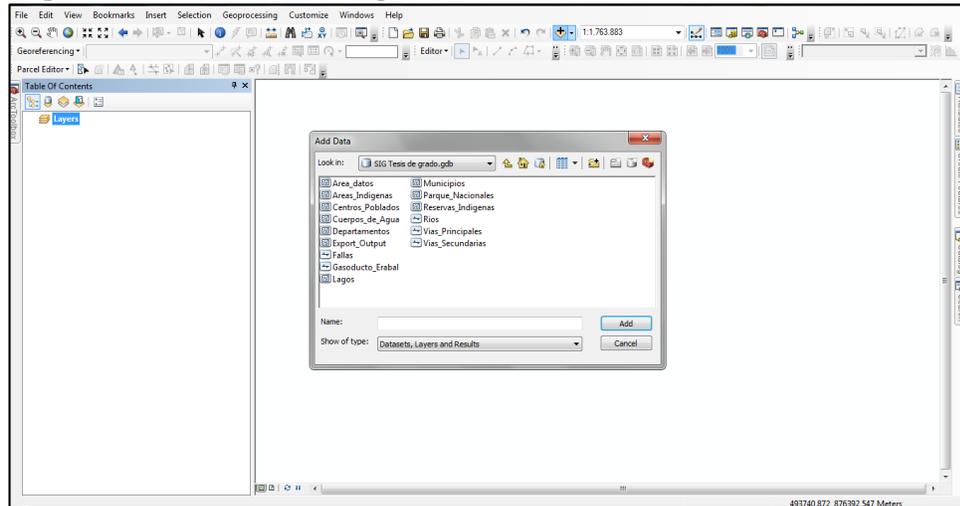
Figura 17. Icono Add Data



Fuente: ESRI. ArcGIS.

Se seleccionan los archivos que contienen la información geográfica de la zona. Cabe recordar que una *geodatabase* es un recurso propio de ArcGIS que funciona como una carpeta especializada para almacenamiento de datos.

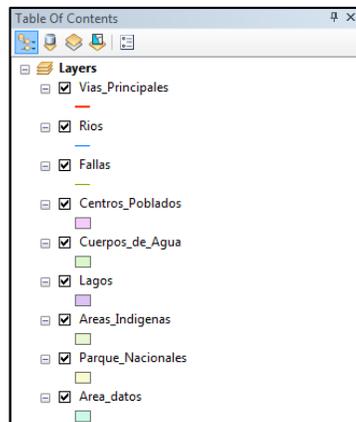
Figura 18. Ventana Emergente Add Data



Fuente: ESRI. ArcGIS.

Para cargar cada uno de los componentes, se realiza clic con el cursor en los archivos de interés, estos van apareciendo en la parte izquierda, en la sección Tabla de contenido, que aparece en la **Figura 19** como *Table Of Contents*.

Figura 19. Sección Tabla de contenido



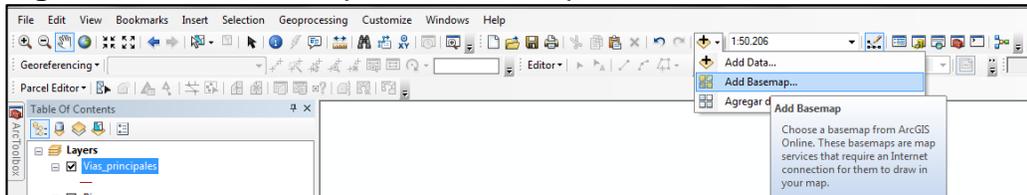
Fuente: ESRI. ArcGIS.

Estos archivos cargados, se comportan como capas, lo que proporciona un ambiente visual de fácil trabajo. Se puede activar y desactivar con la marca de verificación de cada uno de los componentes.

4.2.4 Cuarto paso. Se procede a añadir un mapa base de trabajo, el cual proporciona un fácil acople visual entre las capas de la **Figura 19** y el mapa de la zona de interés.

En la parte superior, se despliega el icono “Add Data” como se aprecia en la **Figura 20**, se ejecuta la opción “Add Basemap”. Cabe recordar que esta opción funciona solo si existe conexión a internet.

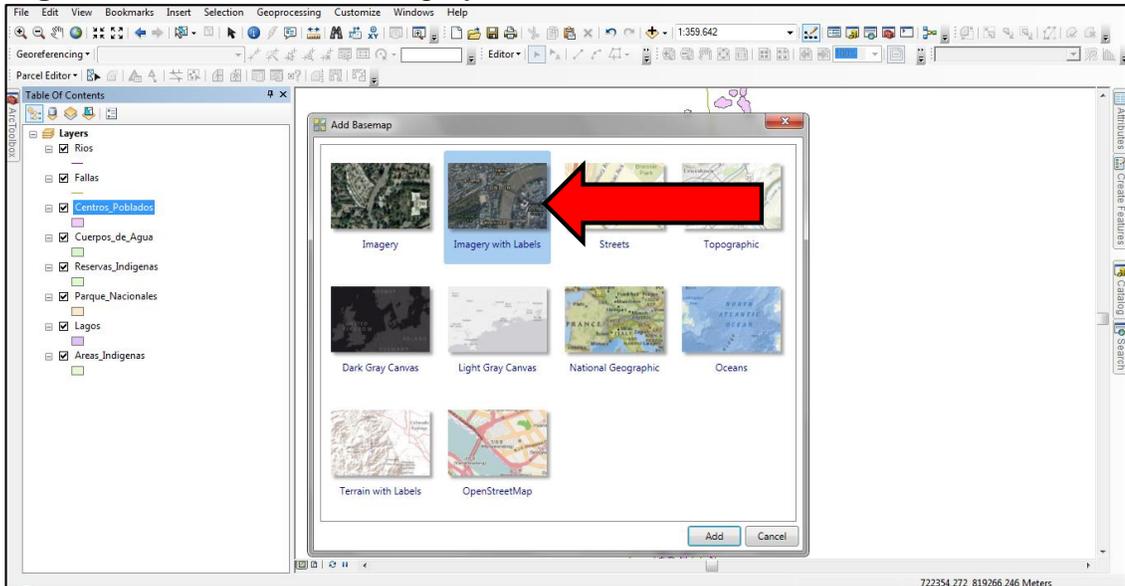
Figura 20. Add Basemap, añadir un mapa base



Fuente: ESRI. ArcGIS.

Después aparece la ventana emergente como se puede apreciar en **Figura 21**, y se realiza clic en la opción “Imagery with labels”.

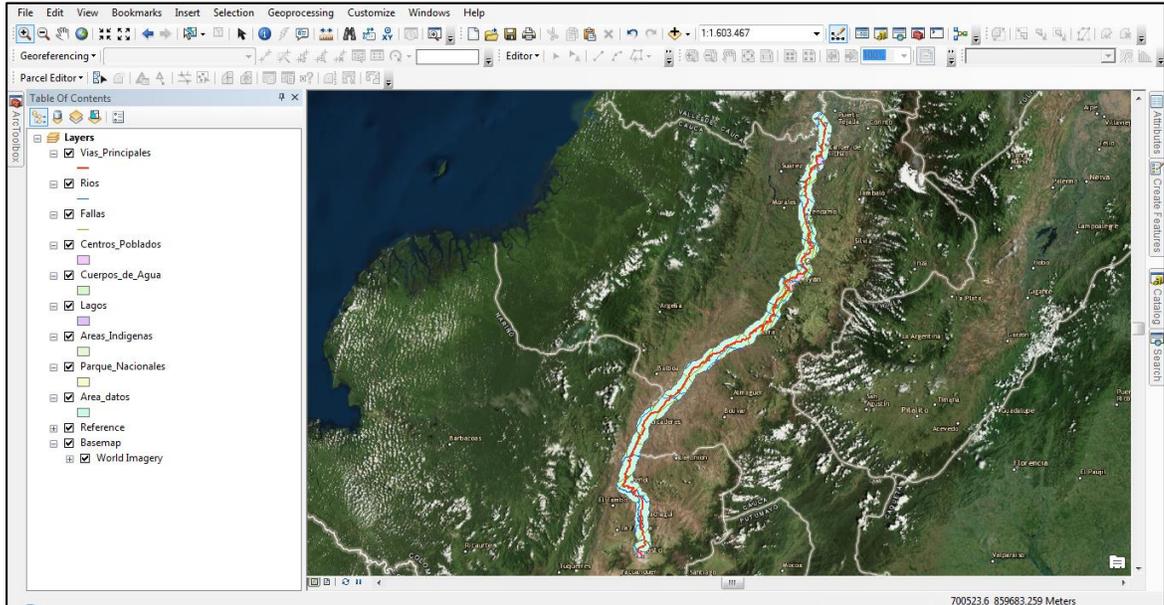
Figura 21. Selección de “imagery with labels”



Fuente: ESRI. ArcGIS.

Después aparece el mapa base, este se ubica directamente en la zona de los datos, esto se debe a que los datos se encuentran georeferenciados. El conjunto de capas y el mapa se muestran graficamente en la **Figura 22**.

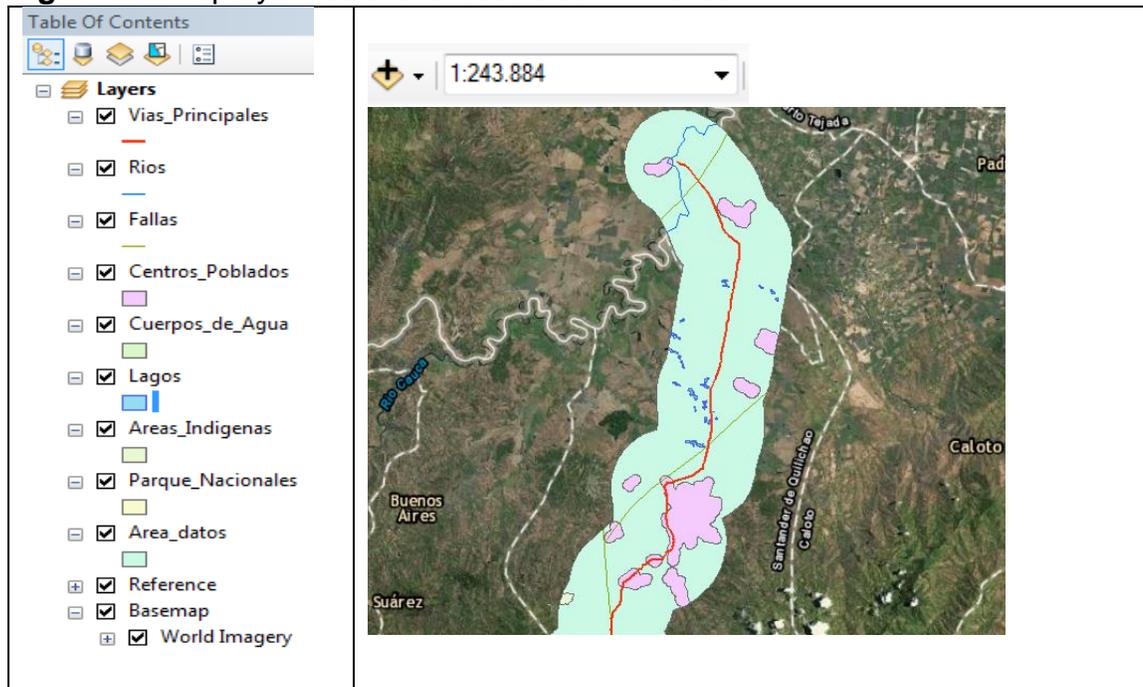
Figura 22. Capas de información geográfica y mapa de la zona



Fuente: ESRI. ArcGIS.

Una de las facilidades que tiene el programa es acercar o alejar cualquier zona de interés, a su vez indica la escala en la que se está trabajando, como se aprecia en la **Figura 23**.

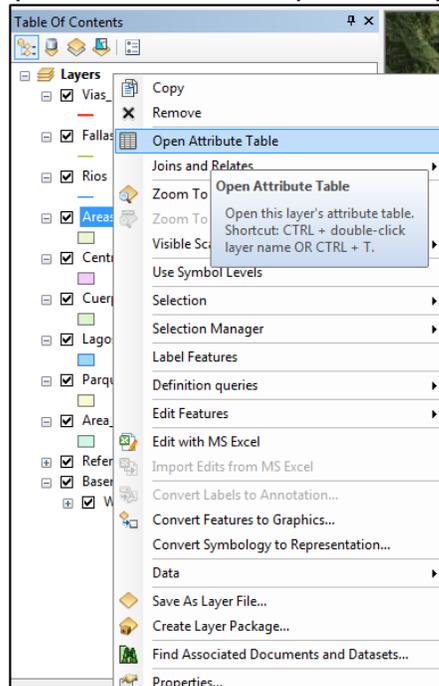
Figura 23. Mapa y datos a una escala de 1: 243.884



Fuente: ESRI. ArcGIS.

4.2.5 Quinto paso. Para poder observar la base de datos en la que hace parte cada uno de los componentes, se le hace clic derecho con el cursor y se va a la opción “*Open Attribute Table*”. Se realiza un ejemplo con la capa Reservas Indígenas **Figura 24**.

Figura 24. Opción “*Open Attribute Table*” para la capa reservas indígenas



Fuente: ESRI. ArcGIS.

Después una ventana emergente se sitúa en la parte inferior, la cual muestra el contenido de información de la capa (ver **Figura 25**).

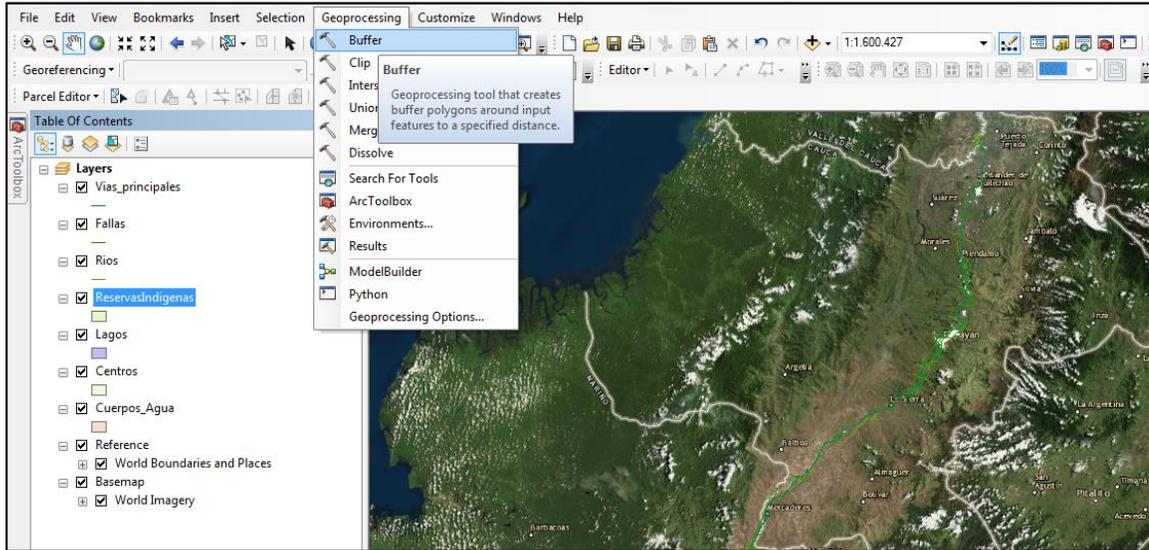
Figura 25. Base de datos de la capa reservas indígenas

OBJECTID*	Shape*	RICODIGO	RIEXPEDIEN	RINOMBRE	RIETNIA	RIFAMILIA	RIAREA	RICONSTITU
1	Polygon	161	42139	LA MARÍA	GUAMBIAN	313	141,025	RESOLUCION 0028 DEL 3-oct-1997
2	Polygon	164	42020	LAS MERCEDES	PAÉZ	12	6,9664	RESOLUCION 0003 DEL 22-jul-2003
3	Polygon	160	41914	LA LAGUNA - SIBERIA	PAÉZ	771	369,136	RESOLUCION 0020 DEL 21-jun-1994
4	Polygon	142	41926	CANOAS	PAÉZ	1112	931,4279	RESOLUCION 0004 DEL 24-may-1996
5	Polygon	156	42054	LA CONCEPCIÓN	PAÉZ	362	828,5505	RESOLUCION 0030 DEL 14-ago-1996
6	Polygon	167	41652	NOVIRAO	GUAMBIAN	140	1053,9	RESOLUCION 0070 DEL 10-nov-1992
7	Polygon	163	42044	LAS DELICIAS	PAÉZ	317	1418,0189	RESOLUCION 0018 DEL 24-may-1996

Fuente: ESRI. ArcGIS.

4.2.1.6 Sexto paso. Se procede a transformar los datos que se representan como líneas a polígonos, para ello se usa la herramienta *Buffer*, la cual está localizada en la parte superior, al desplegar “*Geoprocessing*” como se muestra en la **Figura 26**.

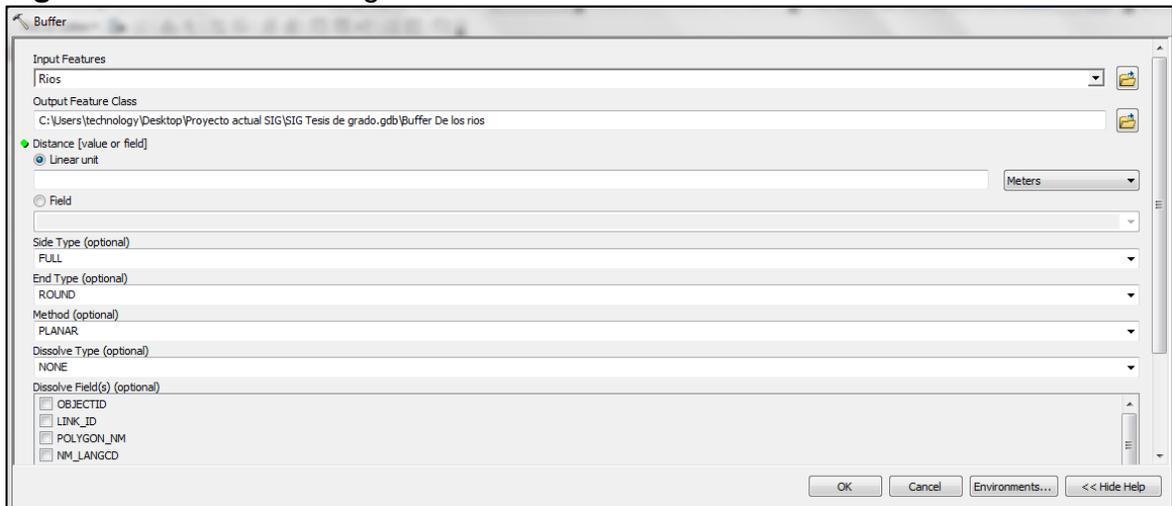
Figura 26. Opción *Buffer* para transformar líneas o polígonos.



Fuente: ESRI. ArcGIS.

Se completa cada uno de los requerimientos como se muestra en la **Figura 27**. En la opción “*Input Features*” se coloca la capa de interés, para este caso ejemplo será ríos. En “*Output Feature class*” la dirección de salida donde se guarda el nuevo archivo creado.

Figura 27. Ventana emergente *Buffer*



Fuente: ESRI. ArcGIS.

Luego de llenar los datos como se presenta en la **Figura 27**, se hace clic a la opción OK, para de esta manera confirmar los datos que se introdujeron en la ventana.

El mismo procedimiento se realiza para los archivos de vías principales, ríos y fallas como se puede visualizar en el ejemplo de la capa de ríos en la **Figura 28**.

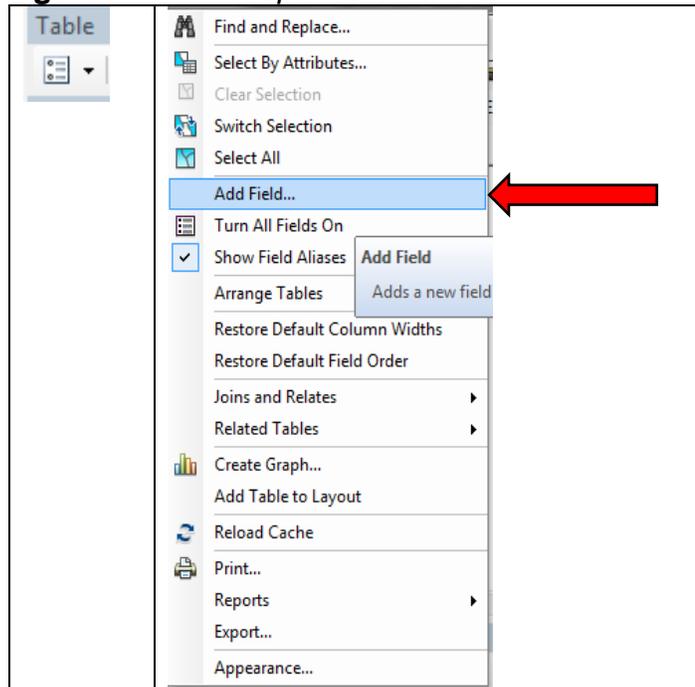
Figura 28. Ejemplo con acercamiento de la capa *Buffer* de los ríos



Fuente: ESRI. ArcGIS.

4.2.7 Séptimo paso. Se abre la tabla de atributos de cada buffer creado. En la parte superior, se añade una nueva celda con la opción “*Add Field*”, como se muestra en la **Figura 29**.

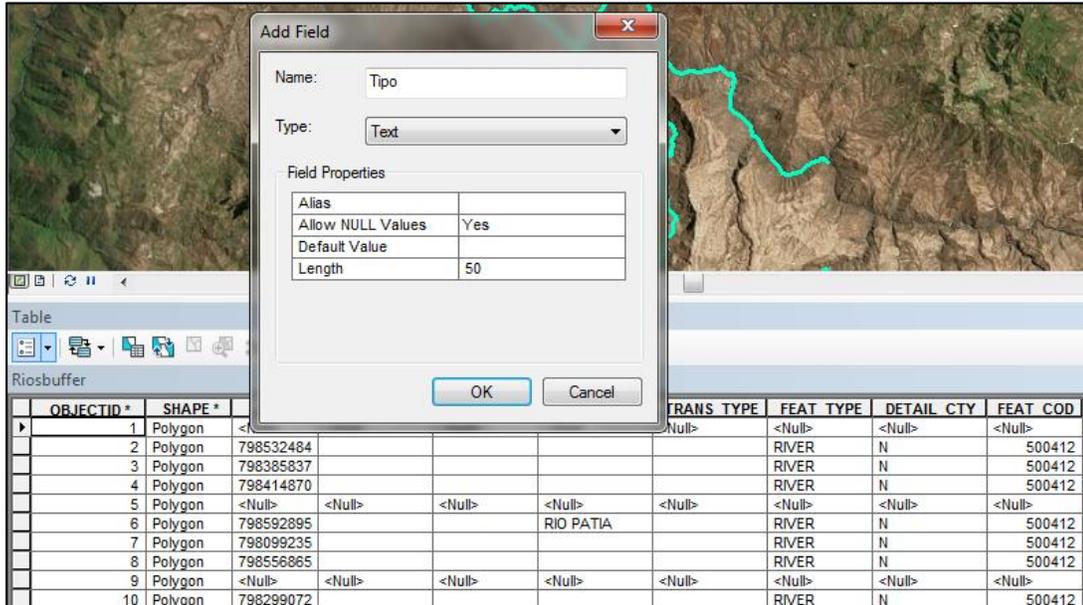
Figura 29. *Table Options*



Fuente: ESRI. ArcGIS.

Aparece una ventana emergente como se puede apreciar en la **Figura 30**. Allí se llena cada una de las secciones, para “*Name*” se digita tipo, mientras para “*Type*” se digita text.

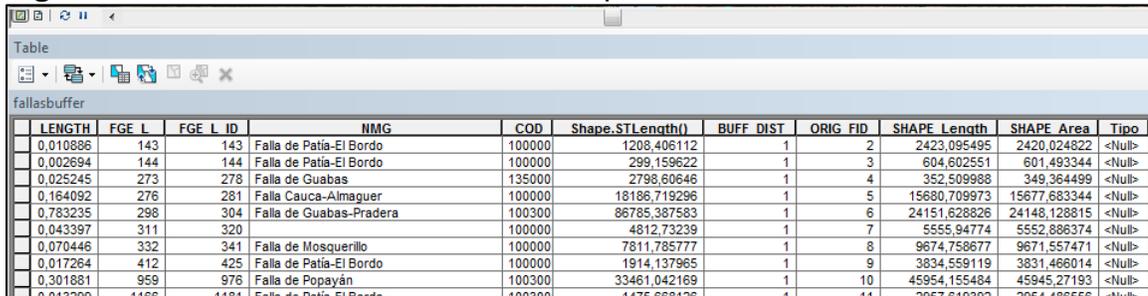
Figura 30. Añadir una nueva columna a la tabla de atributos



Fuente: ESRI. ArcGIS.

Aparecerá una nueva columna vacía titulada tipo, como se puede observar en la última columna que se presenta en la **Figura 31**.

Figura 31. Nueva columna denominada Tipo



Fuente: ESRI. ArcGIS.

En la parte superior el icono editor que se aprecia en la **Figura 32**, se debe desplegar y colocar “*Start Editing*”, lo que significa que se empieza a editar.

Figura 32. Icono Editor



Fuente: ESRI. ArcGIS.

Luego de seleccionar la opción de inicio de edición, se puede modificar lo que aparece en la columna Tipo de la **Figura 33**, por el nombre de la capa que se esté manejando, en este caso es el archivo de fallas (ver **Figura 34**).

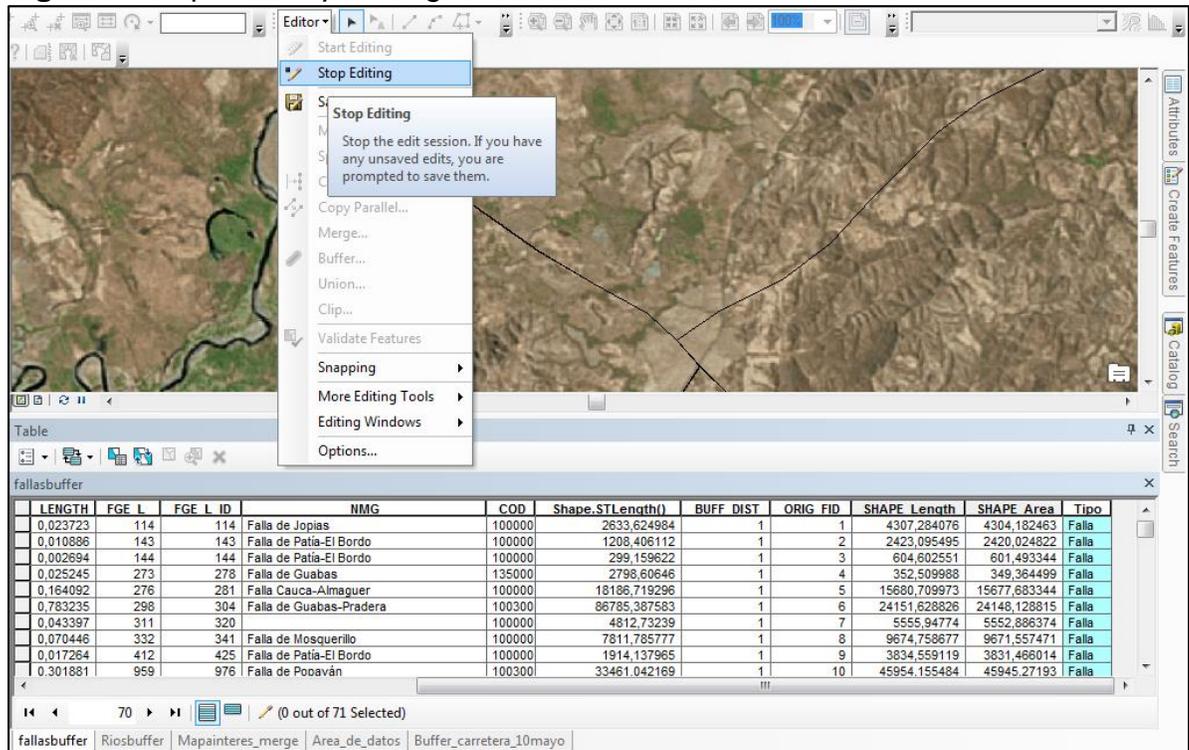
Figura 33. Nueva descripción de la opción tipo

LENGTH	FGE L	FGE L ID	NMG	COD	Shape.STLength()	BUFF DIST	ORIG FID	SHAPE Length	SHAPE Area	Tipo
0.023723	114	114	Falla de Jopias	100000	2633,624984	1	1	4307,284076	4304,182463	Falla
0.010886	143	143	Falla de Patia-El Bordo	100000	1208,406112	1	2	2423,095495	2420,024822	Falla
0.002694	144	144	Falla de Patia-El Bordo	100000	299,159622	1	3	604,602551	601,493344	Falla
0.025245	273	278	Falla de Guabas	135000	2798,60646	1	4	352,509988	349,364499	Falla
0.164092	276	281	Falla Cauca-Almaguer	100000	18186,719296	1	5	15680,709973	15677,683344	Falla
0.783235	298	304	Falla de Guabas-Pradera	100300	86785,387583	1	6	24151,628826	24148,128815	Falla
0.043397	311	320		100000	4812,73239	1	7	5555,94774	5552,886374	Falla
0.070446	332	341	Falla de Mosquerillo	100000	7811,785777	1	8	9674,758677	9671,557471	Falla
0.017264	412	425	Falla de Patia-El Bordo	100000	1914,137965	1	9	3834,559119	3831,466014	Falla
0.301881	959	976	Falla de Popaván	100300	33461,042169	1	10	45954,155484	45945,27193	Falla

Fuente: ESRI. ArcGIS.

Cuando se termine de llenar la columna tipo se debe ir de nuevo al icono editor y realizar clic en la opción “*Stop Editing*”, lo que significa que se detiene la edición como se aprecia en la **Figura 34**.

Figura 34. Opción *Stop editing*

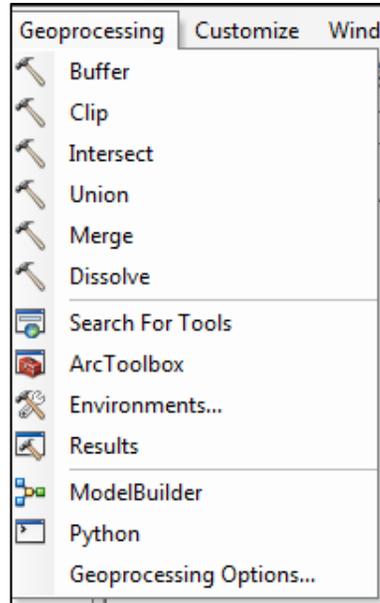


Fuente: ESRI. ArcGIS.

4.2.8 Octavo paso. En esta sección el objetivo es unir todos los polígonos presentes, con el fin de tener un solo polígono que contenga la información de todas las capas. Se va a la opción “*Merge*” que en español significa fusionar la cual

aparece desplegando del menú “*geoprocessing*” que se traduce como geoprocesamiento (ver **Figura 35**).

Figura 35. Opción *Merge*



Fuente: ESRI. ArcGIS.

Los campos que se aprecian en la **Figura 36** se llenan de la siguiente forma: para input Datasets, se añaden los datos que se deseen unir, en este caso se quieren fusionar todos los polígonos.

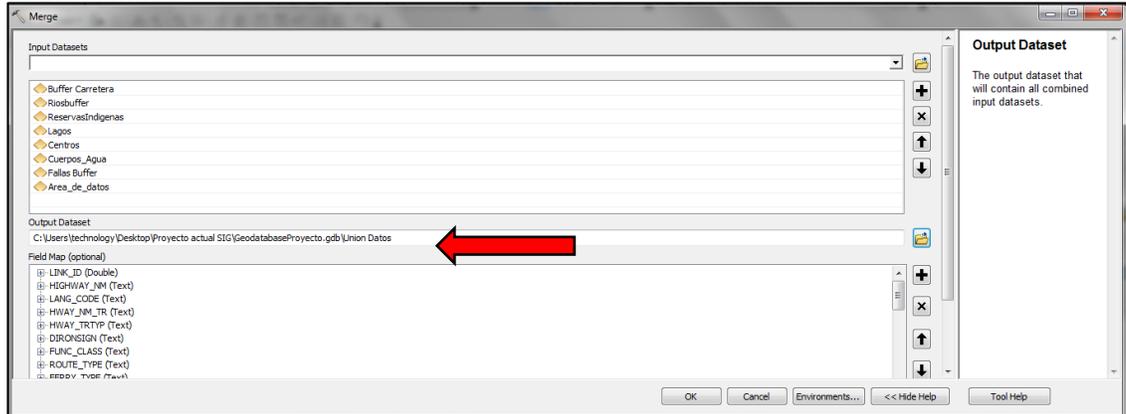
Figura 36. Opción *Merge* o Fusionar.



Fuente: ESRI. ArcGIS.

Para la opción “*Output Dataset*”, se coloca la dirección dentro del computador donde queda guardado el archivo que es creado, señalizado con una flecha roja, como se muestra en la **Figura 37**.

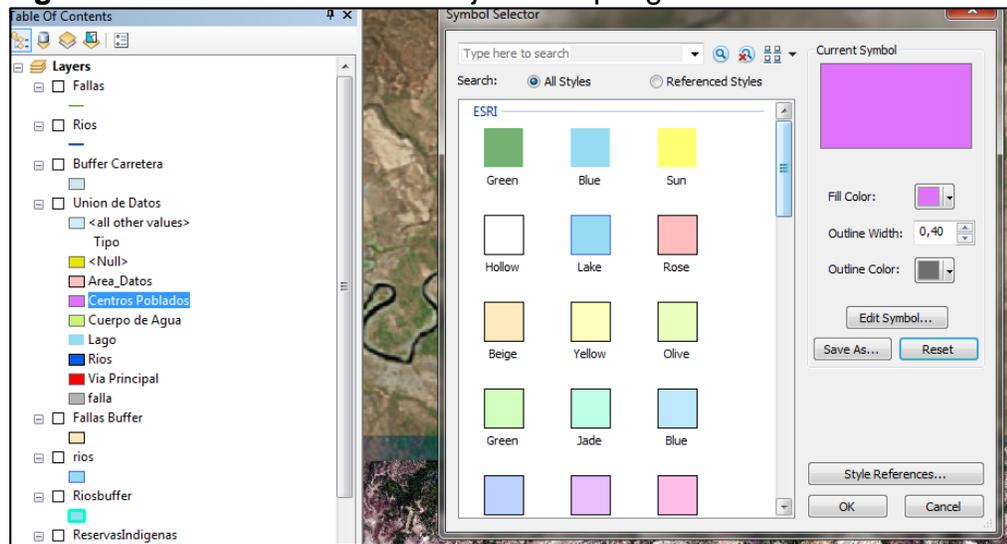
Figura 37. Output Dataset



Fuente: ESRI. ArcGIS.

Este nuevo archivo se llama Unión Datos. El archivo aparece como una nueva capa (ver **Figura 38**).

Figura 38. Nuevo archivo de conjunto de polígonos



Fuente: ESRI. ArcGIS.

4.2.9 Noveno paso. Ahora se debe convertir el nuevo archivo Unión de Datos, el cual es un polígono a “*Raster*”. Es importante reiterar que “*Raster*” es una imagen en pixeles. Para ello se va al icono “*ArcToolBox*” ubicado en la parte superior del programa (ver **Figura 39**).

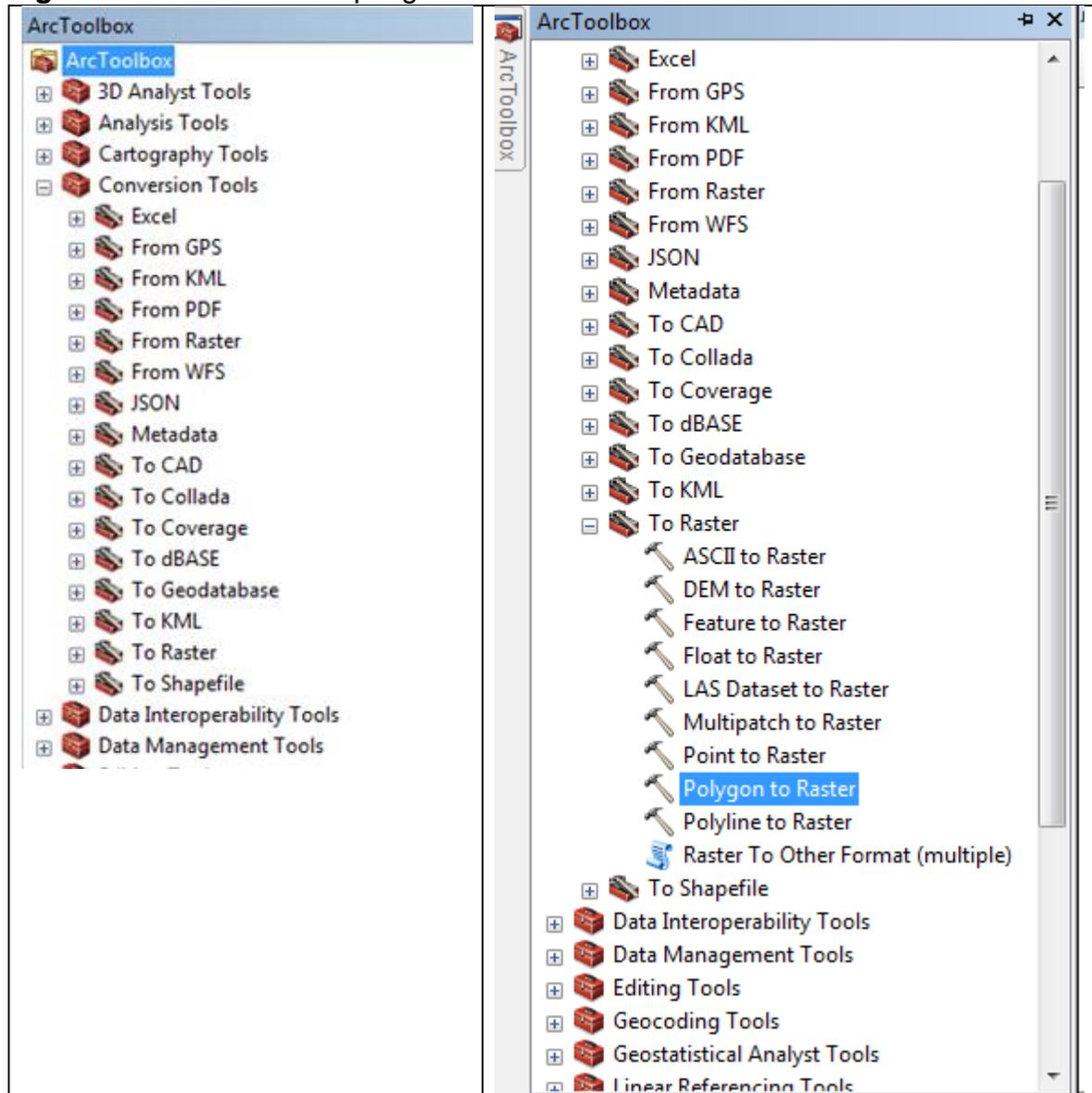
Figura 39. Icono ArcToolBox



Fuente: ESRI. ArcGIS.

Cuando se despliegue la ventana de “ArcToolBox”, se va a la opción “Conversion Tools”, y allí se va a la opción “To Raster” (ver **Figura 40**).

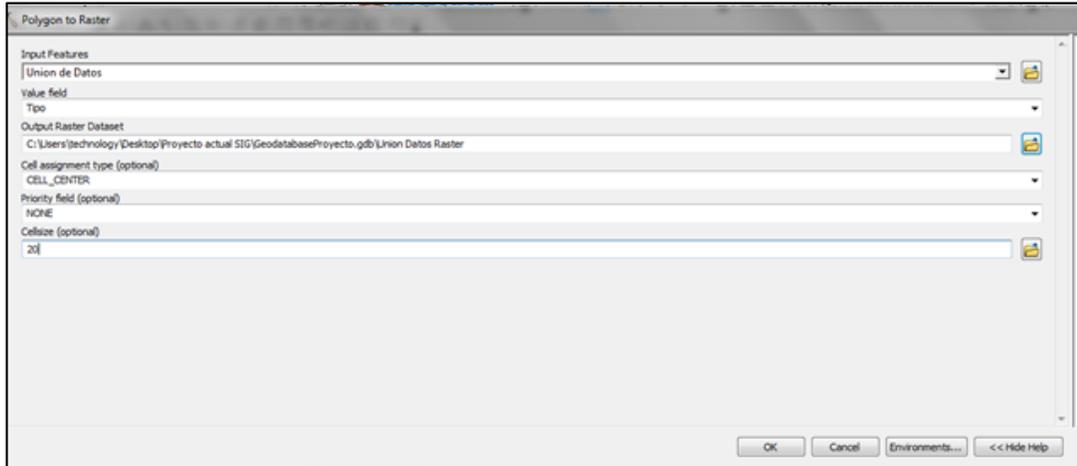
Figura 40. Conversión de polígono a raster



Fuente: ESRI. ArcGIS.

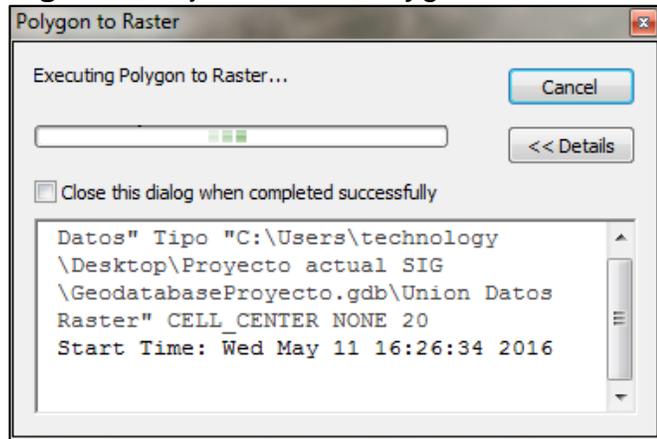
Aparece una nueva ventana emergente, en la opción “Input Features” (configuraciones de entrada) se inserta el archivo Unión Datos, en “Value Field” (valor del campo) se coloca Tipo y en “Cellsize” (tamaño de la celda) se digita 20, como se aprecia en la **Figura 41**, finalmente se confirma seleccionando OK. Posteriormente aparece una ventana donde se visualiza la ejecución de un polígono a raster, en donde aparecerá el tiempo que toma la transformación (ver **Figura 42**).

Figura 41. Ventana emergente *Polygon to Raster*



Fuente: ESRI. ArcGIS.

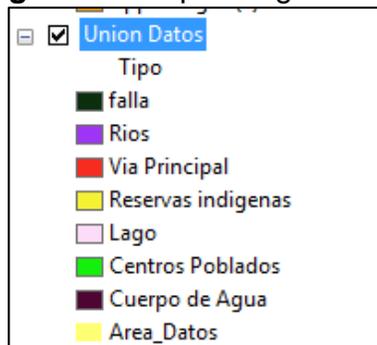
Figura 42. Ejecución de *Polygon to Raster*



Fuente: ESRI. ArcGIS.

Luego aparece una nueva pestaña de formato *raster* (ver **Figura 43**)

Figura 43. Capa imagen *raster*



Fuente: ESRI. ArcGIS.

Finalmente se presenta la vista del raster (ver **Figura 44**). Cada uno de los colores representa una capa, en este caso se puede evidenciar junto con la **Figura 43** el valor del color para cada dato.

Figura 44. Vista imagen *raster* en la zona de interés



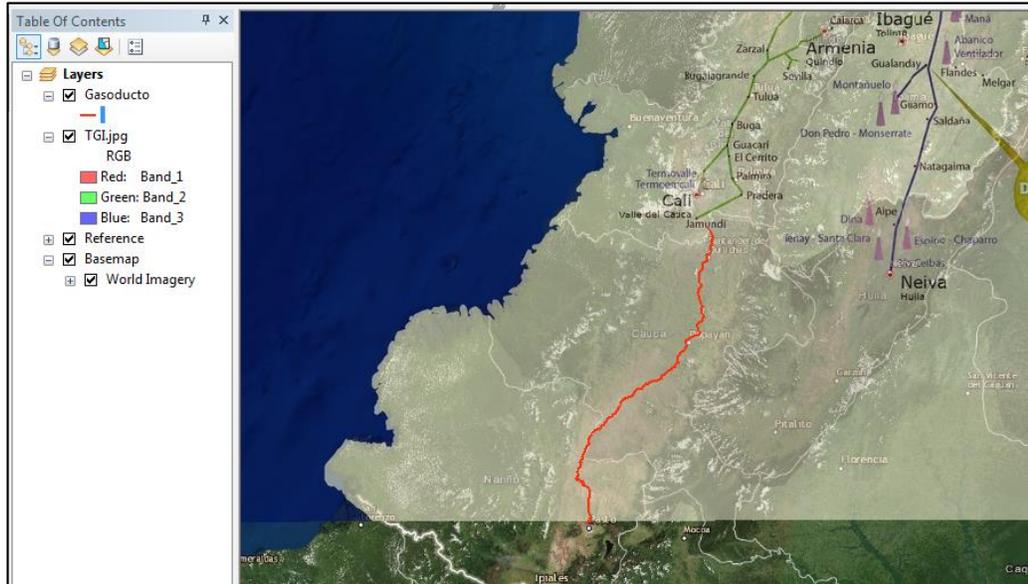
Fuente: ESRI. ArcGIS.

4.3 CREACIÓN DE LA HERRAMIENTA PARA EL TRAZADO AUTOMÁTICO

“*Model Builder*” es una herramienta propia de ArcGIS la cual funciona para automatizar tareas de Geoproceso. Allí es donde se programa el proceso para que se realice el trazado automáticamente.

4.3.1 Creación de los puntos inicio y final. Se carga el gasoducto realizado por la empresa Erabal. Se toma como punto de partida la llegada del gasoducto por parte de TGI (Transportadora Internacional de Gas) a Jamundí y el mismo punto final del trazado de Erabal S.A.S. (ver **Figura 45**).

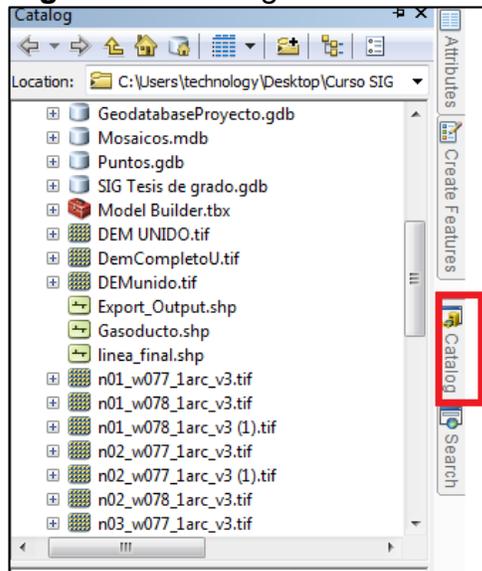
Figura 45. Gasoducto Erabal desde Jamundí hasta pasto



Fuente: ESRI. ArcGIS.

En la sección derecha de la ventana, se selecciona “Catalog” y se busca la “geodatabase” de interés (ver **Figura 46**).

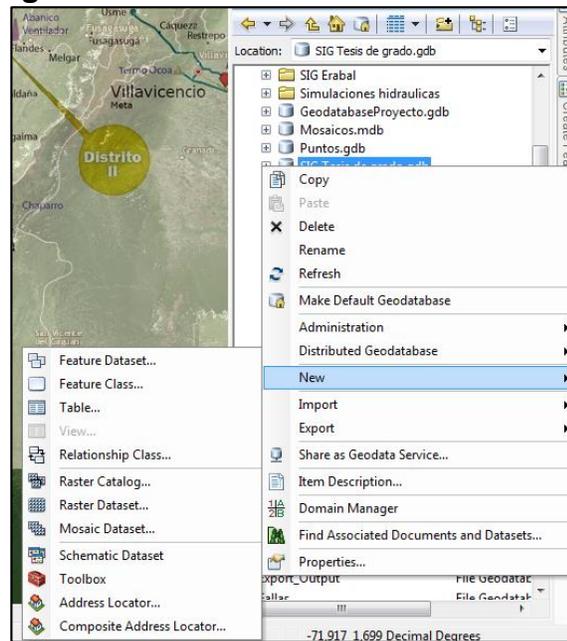
Figura 46. Catalog



Fuente: ESRI. ArcGIS.

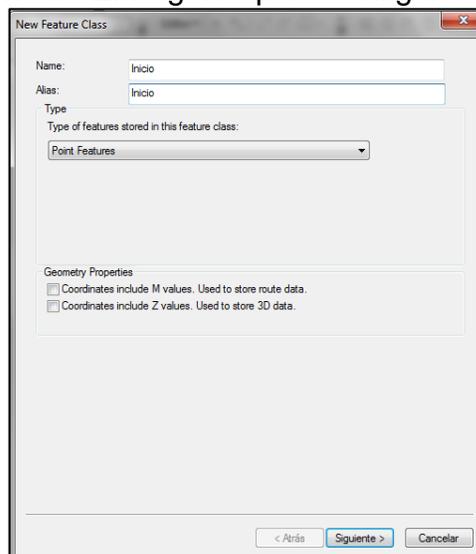
Se crea una “*Feature Class*”. Para ello se hace clic derecho en la “*geodatabase*”, luego se dirige a la opción “*New*”, posteriormente se selecciona la opción “*feature class*” que se aprecia en la **Figura 47**. Después sale la ventana emergente para configurar el “*feature class*”, se llenan los espacios “*Name*” y “*Alias*”, en la sección de tipo de características almacenadas en la clase característica, se selecciona la opción “*Point Features*” (ver **Figura 48**).

Figura 47. *Feature Class*



Fuente: ESRI. ArcGIS.

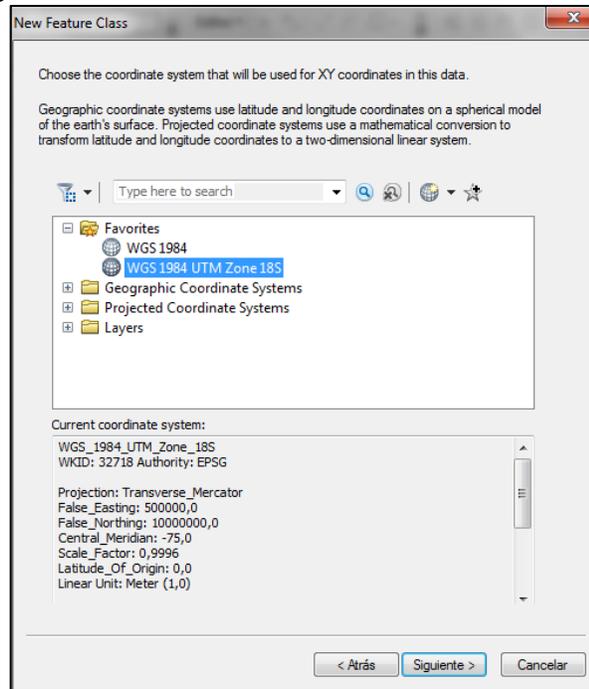
Figura 48. Ventana Emergente para configurar el *feature class*



Fuente: ESRI. ArcGIS.

Posteriormente se selecciona la referencia geografica, la cual es WGS 1984 UTM Zone 185, tal como se observa en la **Figura 49**.

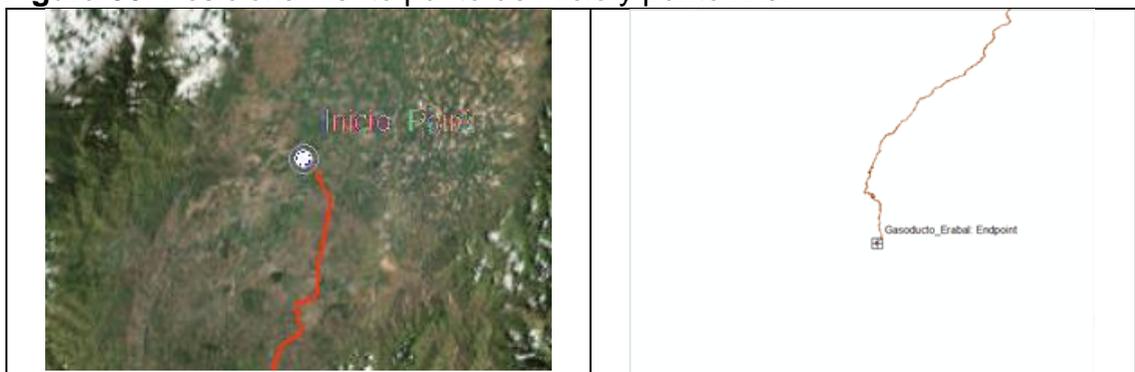
Figura 49. Georeferenciación de la *feature Class*



Fuente: ESRI. ArcGIS.

Se selecciona e inserta el punto en la zona de interés como está indicado en la **Figura 50**.

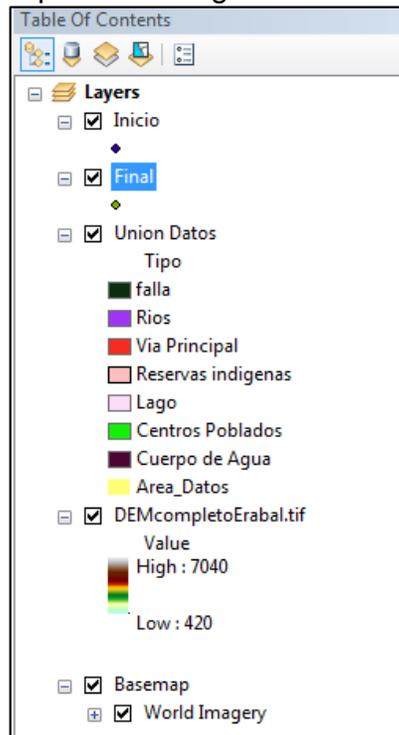
Figura 50. Posicionamiento punto de inicio y punto final



De esta forma se finaliza la sección de los pasos para la ejecución de ArcMap, presentado de forma de diagrama de flujo en la **Figura 13** de la sección 4.1. A partir del procedimiento presentado detalladamente anteriormente, se puede disponer a la presentación de la programación de la herramienta automática para realizar el trazado del rediseño.

4.3.2 Procedimiento para crear la herramienta en el *model builder*. En esta sección se configura la herramienta del ruteo automático. Se procede a cargar las capas de interés, las cuales son el mapa de elevación digital, y la imagen creada Unión datos (ver **Figura 51**).

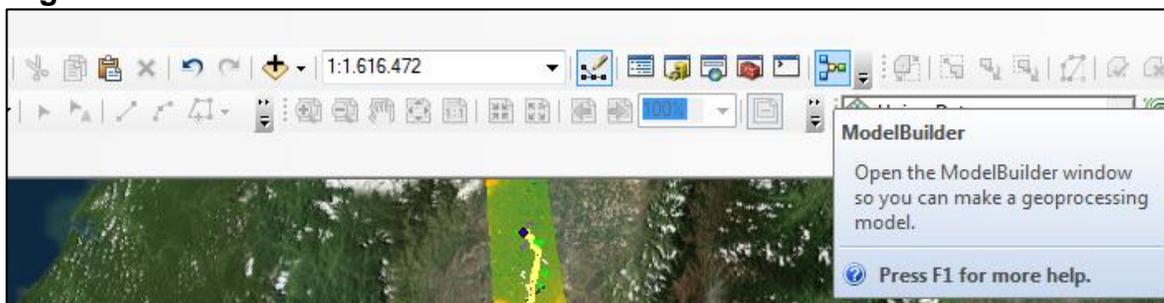
Figura 51. Datos necesarios para la configuración de la herramienta *Model Builder*



Fuente: ESRI. ArcGIS.

Con estos datos se puede comenzar a configurar la herramienta, dirigiéndose a la parte superior y se ejecuta el “*model builder*” (ver **Figura 52**).

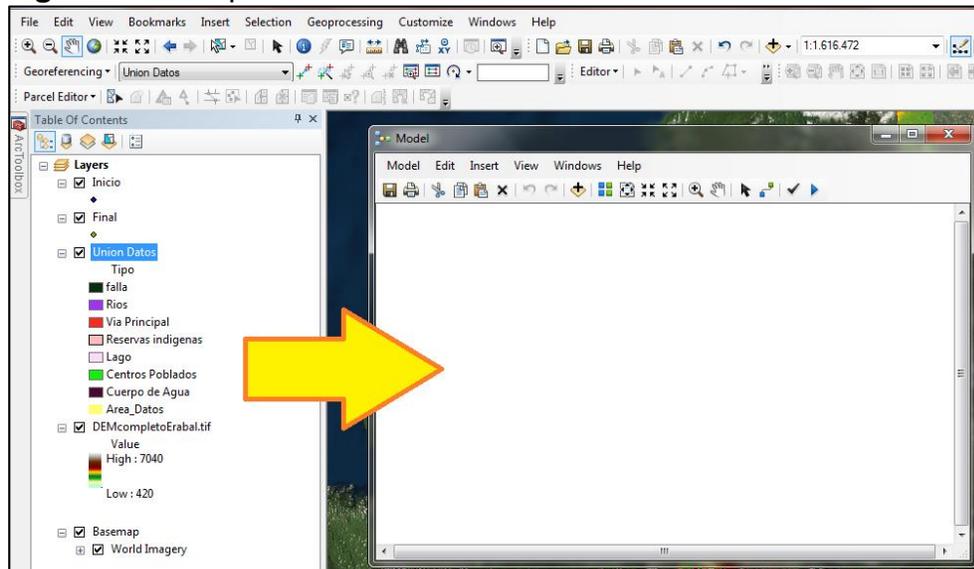
Figura 52. *Model Builder*



Fuente: ESRI. ArcGIS.

Se abre una ventana emergente y de la siguiente forma se arrastran los datos de interés desde “*Table of contents*” hasta la ventana, como se evidencia en la **Figura 53**.

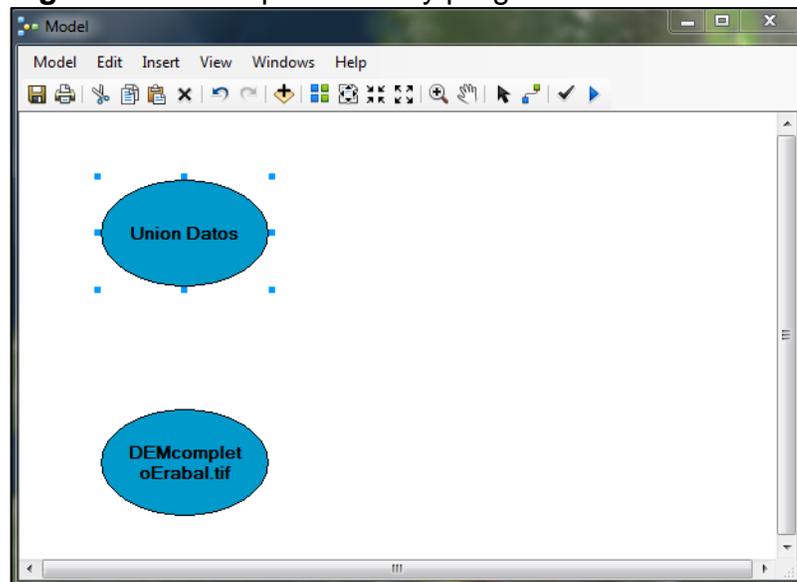
Figura 53. Traspaso de datos a la sección del *model builder*



Fuente: ESRI. ArcGIS.

Al pasar los datos a la ventana emergente del “*Model Builder*”, se representan esas capas como un ovalo azul, tal como se observa en la **Figura 54**, de esta forma los datos ya están dispuestos y listos para ser editados y programados.

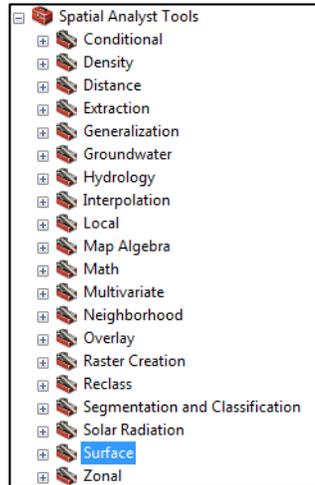
Figura 54. Datos para editar y programar



Fuente: ESRI. ArcGIS.

En la sección de “*ArctoolBox*”, se presenta y se dirige la herramienta “*Spacial Analyst*” (análisis espacial) como se aprecia en la **Figura 55**.

Figura 55. Herramientas de Análisis Espacial



Fuente: ESRI. ArcGIS.

A continuación, en el **Cuadro 10** se encuentran las herramientas que configuran la programación del trazado automático.

Cuadro 10. Herramientas para la configuración

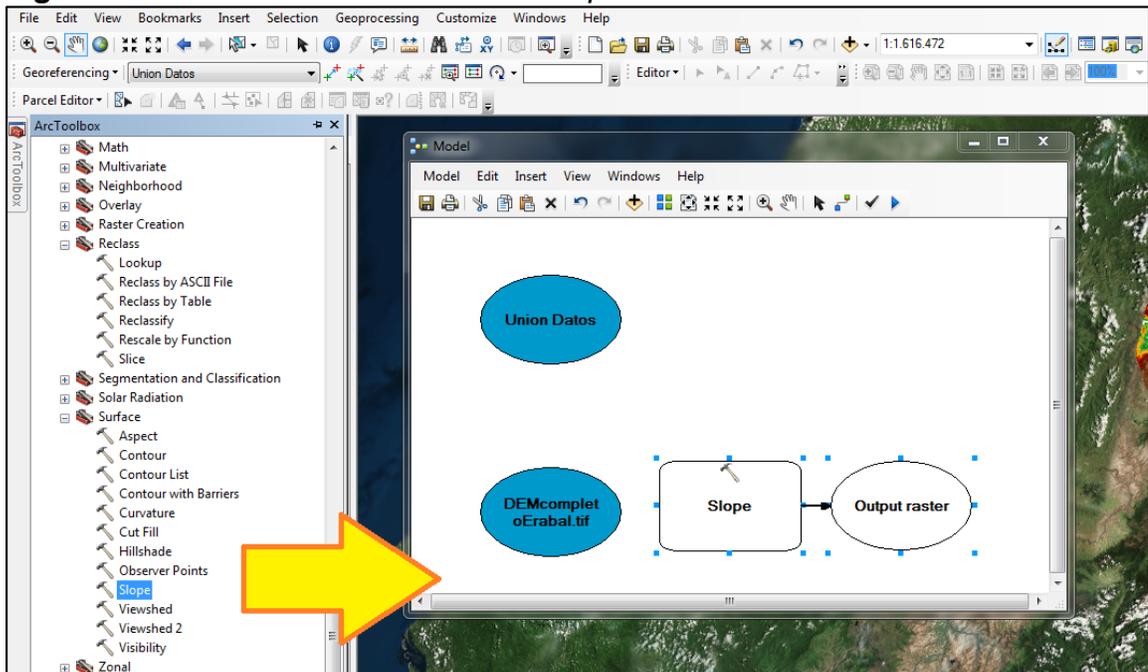
Superficie	<ul style="list-style-type: none"> • Aspecto • Contorno • Lista de Contorno • Contorno con barreras • Curvatura • Relleno de Corte • Sombreado • Puntos Observados • Pendiente • Alcance Visual • Visibilidad 	<ul style="list-style-type: none"> • Buscar • Reclass por ASII • Reclass por Tabla • Reclasificación • Reescalar por Funciones • Seccionar
	Pendiente	Reclasificación
Sobrepuesto	<ul style="list-style-type: none"> • Leve Pertenencia • Superposición Difusa • Superposición Ponderada • Suma Ponderada 	
	Superposición Ponderada	

Cuadro 10. (Continuación)

Distancia	<ul style="list-style-type: none"> • Corredor • Asignación de Costos • Unión de Costo previo • Costo de distancia • Ruta de Costo • Asignación Ecludiana • Distancia de Camino 	<ul style="list-style-type: none"> • Corredor • Asignación de Costos • Costo de distancia • Ruta de Costo • Asignación Ecludiana • Distancia de Camino 	<ul style="list-style-type: none"> • Corredor • Asignación de Costos • Costo de distancia • Ruta de Costo • Asignación Ecludiana • Distancia de Camino
	Unión de Costo previo	Costo de Distancia	Ruta de costo

Para el caso ejemplo, se arrastra la herramienta “Slope” (pendiente) a la ventana emergente del “Model Builder” (ver **Figura 56**).

Figura 56. Arrastre de la herramienta *Slope* al *Model Builder*

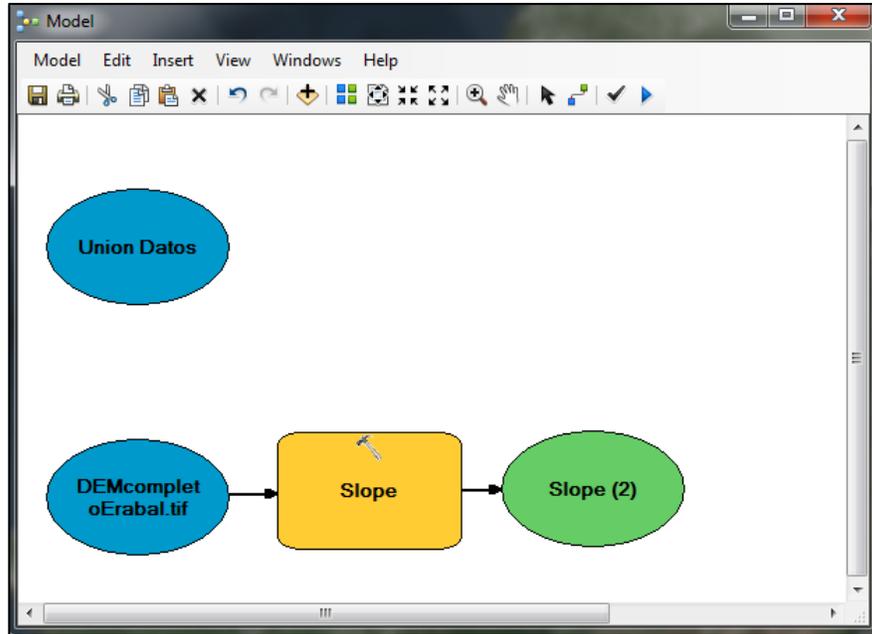


Fuente: ESRI. ArcGIS.

Después se llena la ventana emergente de la siguiente forma, para el “Input Raster” se coloca el mapa de elevación digital. En el “Output Raster” se coloca la dirección a la geodatabase de interés.

Paulatinamente se creará un diagrama de flujo del proceso, como se muestra en la **Figura 57**.

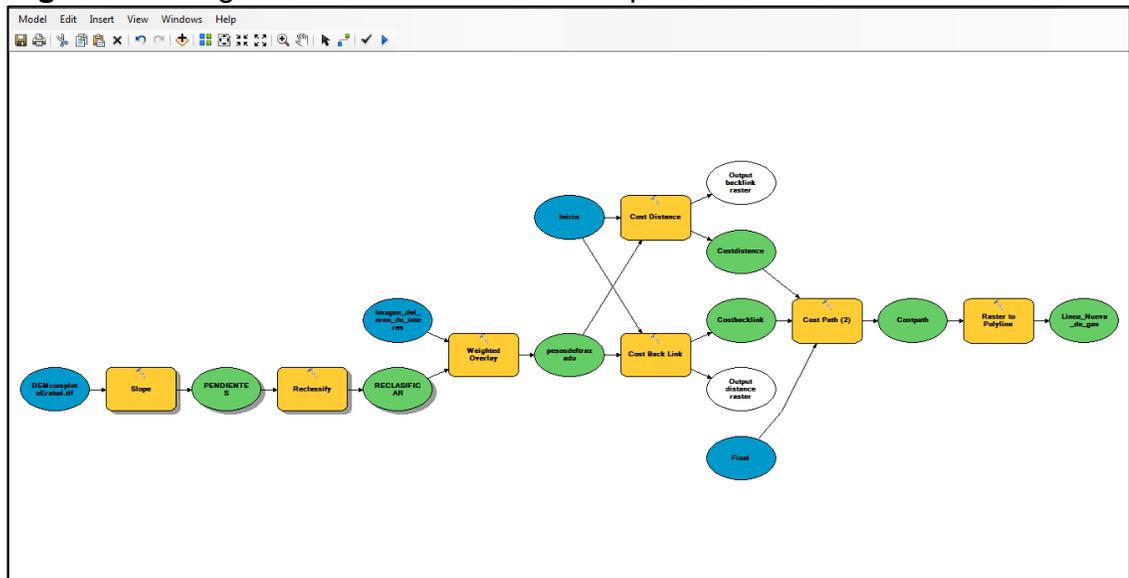
Figura 57. Unión de los elementos que componen el diagrama



Fuente: ESRI. ArcGIS. ArcMAP

Así la configuración final es la mostrada en la **Figura 58**. Para una mayor visualización dirigirse al Anexo A.

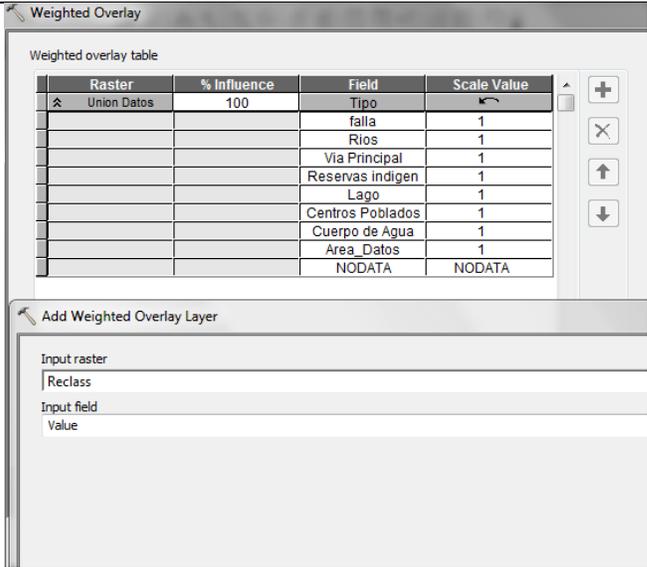
Figura 58. Programación del *Model Builder* para el trazado de forma automática



Fuente: ESRI. ArcGIS. ArcMAP

Como se evidencia en la programación y en el **Cuadro 11** que se muestra a continuación, cada uno de los atributos que caracterizan las herramientas añadidas, representan una característica que hace que la línea del trazado evalúe cada uno de los parámetros para el diseño.

Cuadro 11. Ventanas emergentes.

Ventana	Característica
Slope	Identifica la pendiente, cambio de un valor de Z, en una superficie de un <i>raster</i> .
Reclass	Reclasifica los valores en secciones.
Weighted Overlay	<p>Coloca grado de relevancia a cada uno de los valores según un rango.</p> 
Cost Distance	Calcula el coste acumulativo menor para una distancia
Cost Back Link	Define el coste acumulativo en relación con la celda más cercana
Cost Path	Calcula la ruta de menor coste desde el inicio hasta su destino. Para ejecutar este comando, se necesita de Cost Distance y Cost Back Link
Raster to Polyline	Convierte una imagen de tipo imagen a línea.

Fuente: ESRI. ArcGIS.

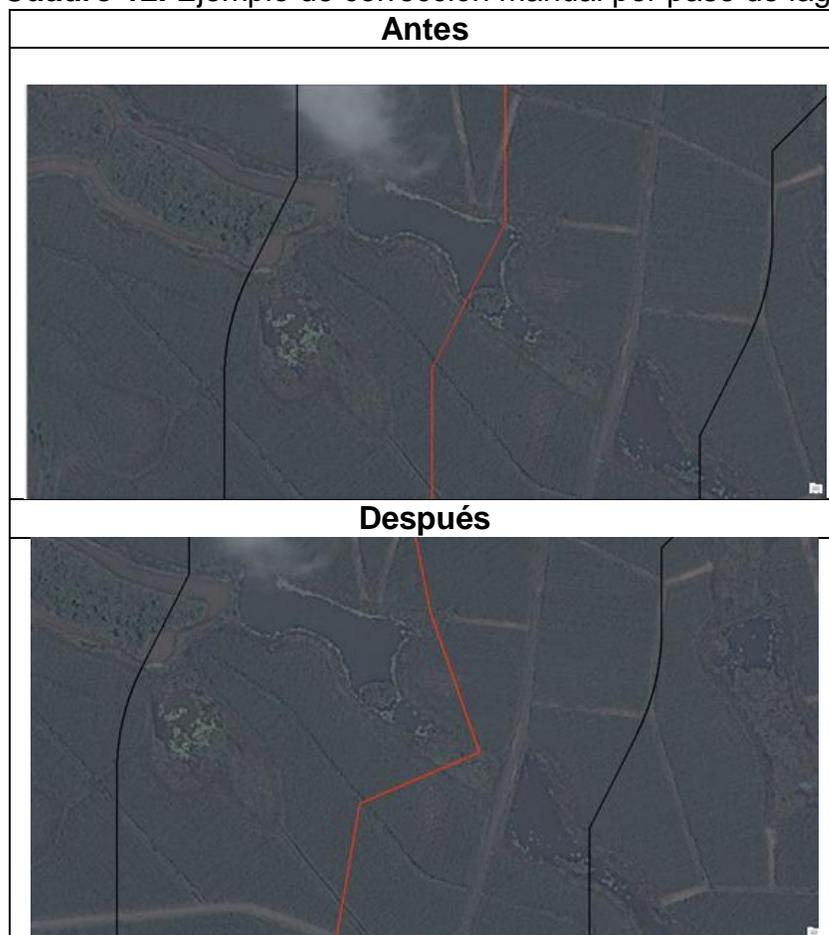
Al momento en que la herramienta se configura se realiza clic en Run. Esto significa que la herramienta empezará a crear el trazado teniendo en cuenta todos los valores, variables y características que se programaron en la herramienta.

4.4 CORRECCIÓN DEL TRAZADO

Es necesario corregir la línea generada a través del *model builder* por dos motivos relevantes. En primer lugar, la línea pasa libremente a través de casas rurales y terrenos que no fueron configurados en la herramienta, siempre es necesario inspeccionar para corregir manual y visualmente estos errores presentados. En segundo lugar, la línea generada presenta vértices bastante agudos, estos deben ser suavizados, debido al material de construcción de la línea, los metales no pueden adoptar esta clase de ángulos.

La corrección manual de la línea es una de las actividades que se realizan para perfeccionar el trazado y hacer de este uno totalmente realista (ver **Cuadro 12**).

Cuadro 12. Ejemplo de corrección manual por paso de lagos.



Fuente: ESRI. ArcGIS.

Se pueden observar algunos errores, los cuales el gasoducto atraviesa algunas casas por encima (ver **Cuadro 13**), por tanto, se hace la corrección de la línea evadiendo edificios, casa o zonas de difícil acceso.

Algunos datos no se encuentran registrados en las capas geográficas como es el caso de las casas rurales, por ende, se debe inspeccionar a través de fotografías aéreas.

Cuadro 13. Ejemplo de corrección manual por pasos de casas.

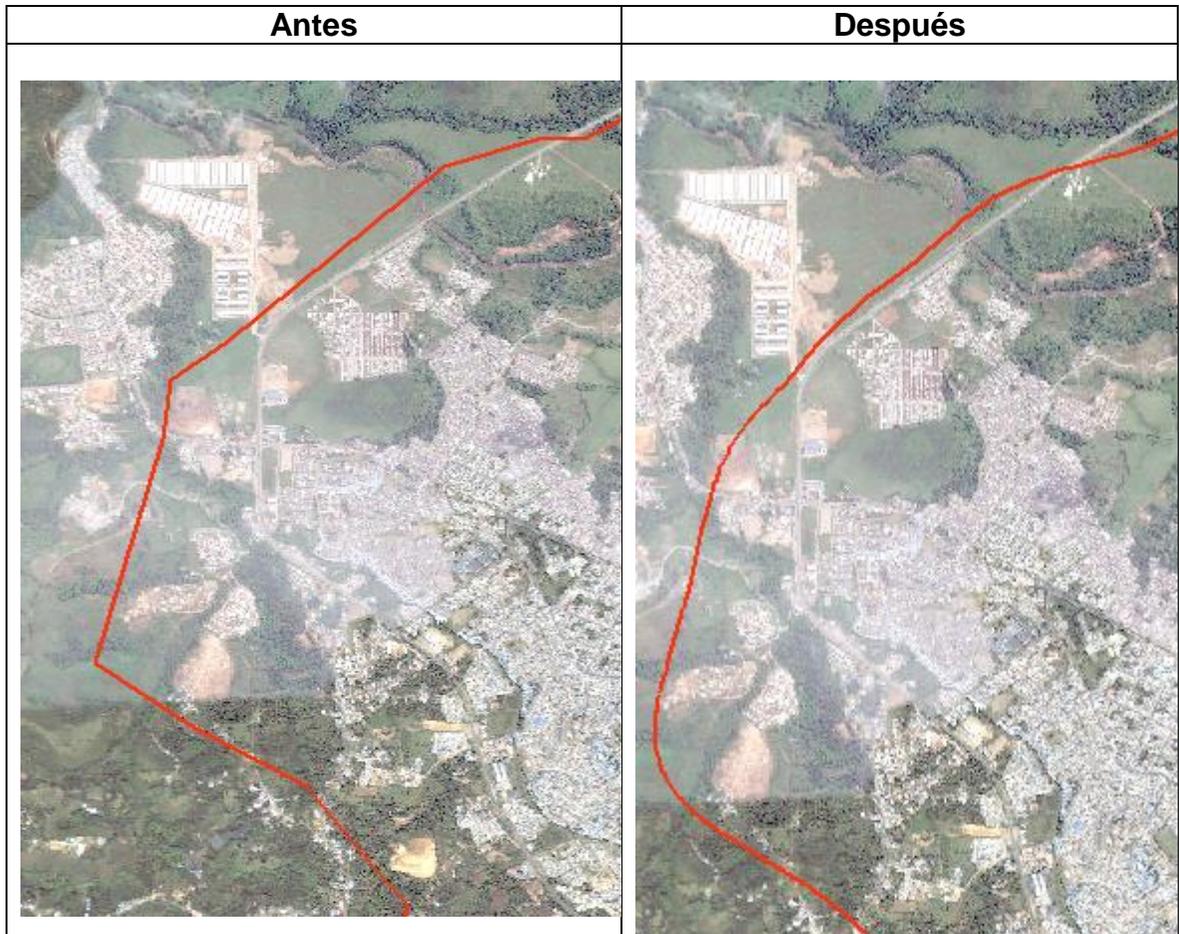


Fuente: ESRI. ArcGIS.

La suavización de la línea de trazado es otro método de corrección que se realiza cuando los vértices de la línea son corregidos gracias a la herramienta “*Smooth line*”, la cual está ubicada en la sección “*Arctoolbox*”. Al ejecutar el comando

“Smooth line” se obtiene la corrección se los vértices, como se muestra en el Cuadro 14.

Cuadro 14. Suavizado de la línea con la herramienta *Smooth*.



Fuente: ESRI. ArcGIS.

Finalmente se termina el procedimiento presentado en los diagramas de flujo al inicio del capítulo y se realizan las correcciones pertinentes para que el trazado quede lo más prolijo y realista posible, para de esta manera poder pasar al siguiente paso que es la determinación de la clase de localidad, aspecto determinante que se explicara y presentara a continuación.

Con fines de presentar el trazado final, se presenta a continuación en la **Figura 59** el mapa del Suroccidente del país de Arcgis, con la línea de gasoducto trazada con la herramienta automática programada por parte de los autores e igualmente el trazado se encuentra corregido en las secciones donde se requirió.

Figura 59. Trazado final del gasoducto



Fuente: ESRI. ArcGIS.

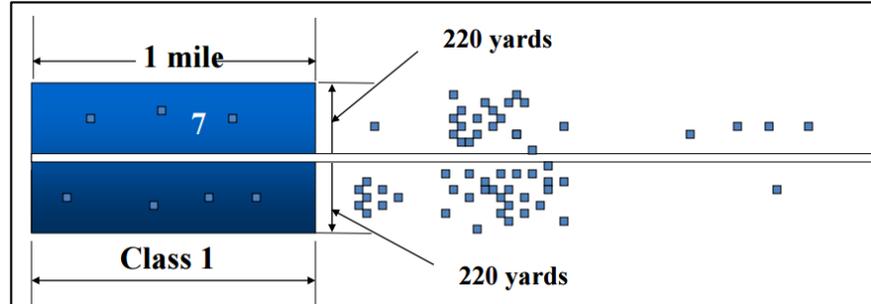
4.5 LOCALIDAD DE CLASE (CLASS LOCATION)

La localidad clase hace referencia a una de las condiciones estipuladas para el diseño de gasoductos por la norma AsmeB31.8. Para el proyecto actual se realiza con el fin de obtener los espesores de tubería en cada una de las secciones, esto es una medida de seguridad.

La localidad clase se basa en la cantidad de edificios que se establecen al lado del gasoducto. El método para realizar la localidad clase es con secciones de una milla

de longitud y 200 metros a cada lado del gasoducto, en esta sección se realiza un conteo de edificios según el área definida (ver **Figura 60**).

Figura 60. Sección tipo localidad alrededor de un gasoducto.



Fuente. VIA DATA. “Determining Class Location”, Building count, clustering, boundaries. p.6

Existen cuatro clases de localidad las cuales se presentan en el **Cuadro 15**.

Cuadro 15. Clase de localidad

Localidad 1	Es la sección donde existe menos de 10 edificios destinados a la ocupación humana, esta sección refleja desiertos, tierras estériles, montañas, tierra de pastoreo, tierras agrícolas y zonas escasamente pobladas.
Localidad 2	Es la sección donde existe más de 10 edificios y menos de 46 edificios destinados a la ocupación humana. Esta localidad refleja áreas periféricas de las ciudades, zonas industriales, ranchos o quintas campestres.
Localidad 3	Es la sección donde existe más de 46 edificios destinados a la ocupación humana. Refleja áreas como desarrollo de viviendas urbanas, centros de compras, áreas residenciales, áreas industriales y otras áreas pobladas que no cumplen con los requerimientos de una localidad 4.
Localidad 4	En esta sección prevalecen edificios de más de cuatro pisos, el tráfico es pesado y denso, puede haber numerosas construcciones o servicios subterráneos.

Fuente. ASME B31.8. Sistemas de tubería para transporte y distribución de gas. Edición de 1999. p.82

4.5.1 Elementos para la determinación de localidad clase. Las fotografías aéreas ayudan a establecer la posición de las casas alrededor del ducto. Al igual que los centros residenciales, áreas vacacionales, centros comerciales, zonas rurales, entre otros.

Los puntos de referencia, son puntos configurados con unos atributos establecidos con el fin de representar un edificio, en la **Figura 61** se pueden ver representadas

las viviendas con los puntos amarillos. Estos son colocados en cada una de los edificios vistos en el mapa geográfico.

Figura 61. Puntos de referencia que representan edificaciones



Fuente: ESRI. ArcGIS.

Cada punto se configuró con los siguientes atributos

4.5.1.1 Número de unidades. Cantidades de ocupaciones humanas contadas. Para casa es 1, para edificios es igual al número de apartamentos.

4.5.1.2 Servicios públicos y tráfico Pesado: Hace referencia a zonas con mucho tráfico, o varias conexiones subterráneas de los servicios públicos. Se configura como verdadero o falso.

4.5.1.3 DWE. Hace referencia a casa. Se configura como verdadero o falso (true or false).

4.5.1.4 OS_Industria. Cuando es una industria.

4.5.1.5 CIM. Hace referencia a centros recreacionales, centro comerciales o zonas en los cuales hay mucho flujo de personas.

4.5.1.6 B4S. Edificio de más de cuatro pisos.

4.5.1.7 Tipo de centro Poblado. Para definir si es rural, urbano o suburbano.

A continuación, se muestra un ejemplo de configuración de un punto que representa una vivienda con los atributos mencionados anteriormente (ver **Figura 62**)

Figura 62. Atributos establecidos para un punto de referencia

OBJECTID	1339
Numero de Unidades	1
Servicios Publicos y Trafico Pesado	False
DWE	True
OS_Industrias	False
CIM	False
B4S	False
Frecuencia de Uso	Baja ocupación fuera de las ciudades
Tipo_Centro_Poblado	Rural

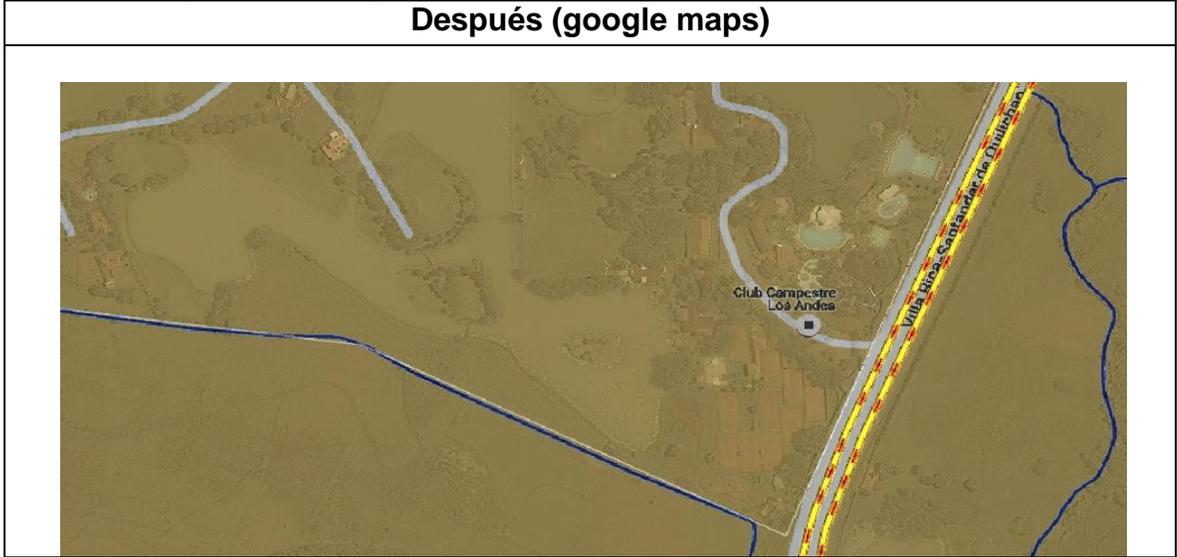
Fuente: ESRI. ArcGIS.

4.5.2 Bases de información. A partir de este parámetro se busca tener una mejor visualización para configurar los puntos de referencia. En este caso la base de datos base fue la suministrada gratuitamente a través de servidores como Google Maps, como se muestra en el **Cuadro 16**, con lo cual creando una relación entre mapas se puede definir si el edificio mostrado es una casa, un centro comercial, un a industria, un centro recreacional, entre otros.

Cuadro 16. Comparación de visibilidad para identificación de puntos de referencia



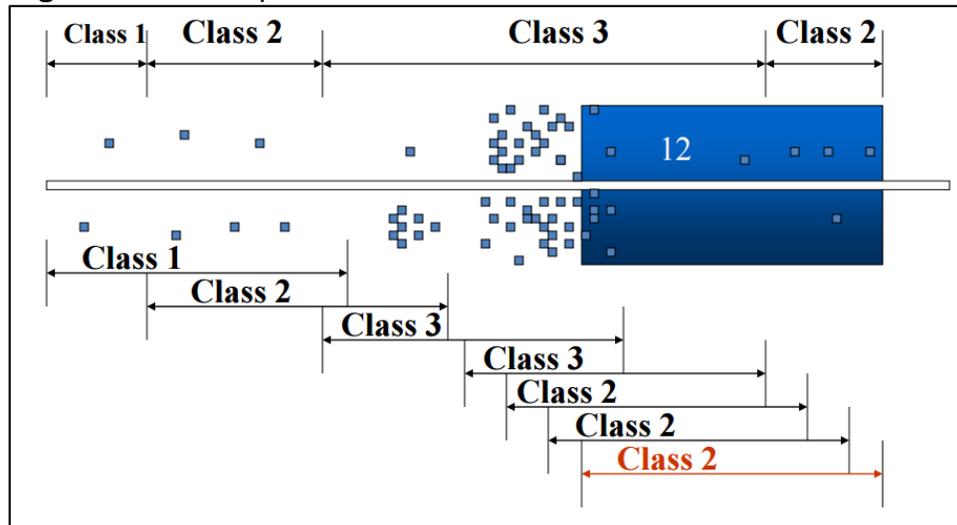
Cuadro 16. (Continuación)



Como se observa en el cuadro anterior, con ayuda de los mapas de Google, se puede tener una mayor determinación de los atributos para cada una de las edificaciones.

4.5.3 Milla deslizante. Es el método con el cual se realiza la determinación de clases, corriendo una sección de una milla durante el recorrido, haciendo que prevalezca la milla de más alta clase, como se muestra en la **Figura 63**.

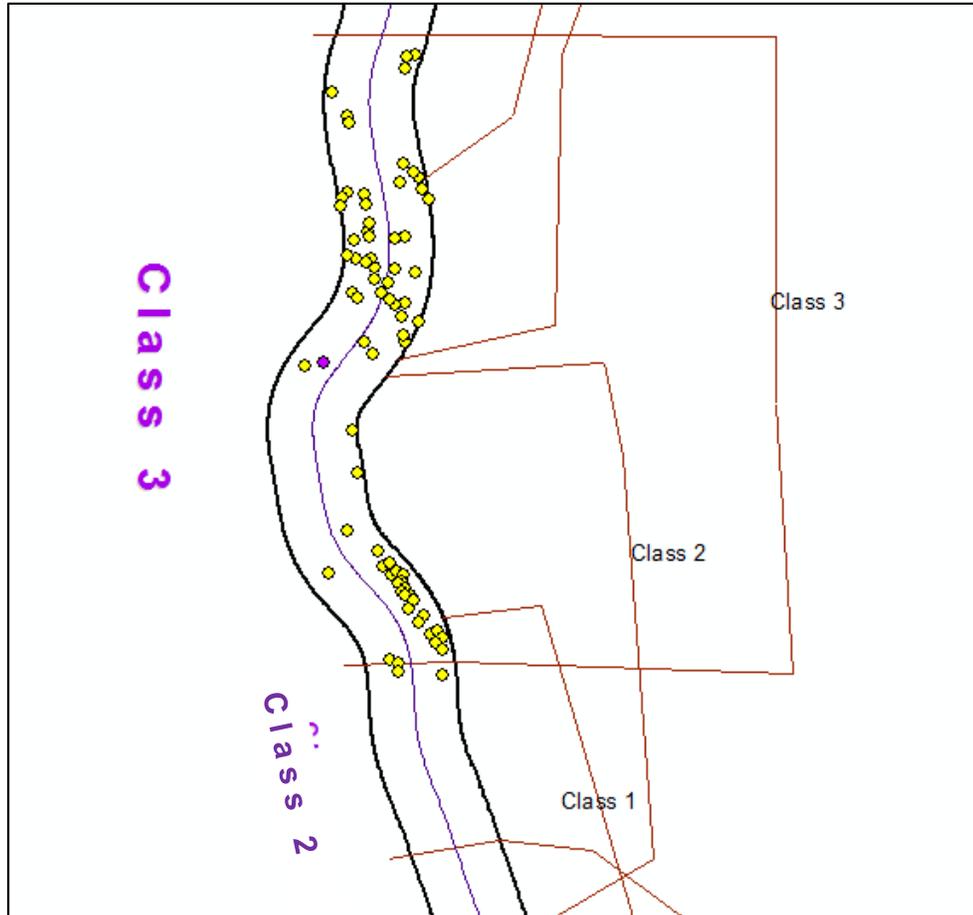
Figura 63. Concepto visual de la milla deslizante



Fuente: VIA DATA. "Determining Class Location", Building count, clustering, boundaries. p.16

4.5.4 Resultados de la localidad de clase. Con el ejercicio de la milla deslizante, más el conteo de casas, se logra obtener la clasificación de las secciones según su localidad clase, tal como se evidencia en la **Figura 64**.

Figura 64. Sección ejemplo para la determinación de la localidad de clase



El **Cuadro 17**, muestra la distancia a lo largo del tramo del gasoducto resultante de cada una de las localidades.

Cuadro 17. Tipo de localidad de la sección a lo largo de la línea

Distancia inicio sección Metros	Distancia Final sección Metros	Tipo de localidad de la sección
0	1475.29	1
1475.29	13617.35	3
13617.35	17046.83	1
17046.83	21032.80	2
21032.80	32841.66	1
32841.66	42840.55	3

Cuadro 17. (Continuación)

Distancia inicio sección Metros	Distancia Final sección Metros	Tipo de localidad de la sección
42840.55	45932.31	1
45932.31	49507.35	2
49507.35	52650.13	1
52650.13	64469.85	4
64469.85	68007.19	1
68007.19	76797.20	2
76797.20	82532.12	3
82532.12	85652.76	1
85652.76	86530.10	2
86530.10	89381.80	1
89381.80	90598.29	4
90598.29	105258.34	2
105258.34	109196.74	1
109196.74	142210.81	2
142210.81	145029.66	1
145029.66	156724.85	2
156724.85	160302.61	1
160302.61	189329.73	4
189329.73	193020.98	1
193020.98	204735.91	2
204735.91	207833.88	1
207833.88	224867.16	4
224867.16	231853.23	1
231853.23	242359.65	2
242359.65	245099.42	1
245099.42	249476.58	2
249476.58	253330.20	1
253330.20	269718.91	3
269718.91	274259.55	4
274259.55	282600.60	2
282600.60	285018.46	1
285018.46	287193.99	2
287193.99	290419.55	1
290419.55	291854.07	2
291854.07	293231.75	3

4.6 RESULTADOS

Los siguientes datos presentados en el **Cuadro 18**, representan los resultados totales de la línea trazada.

Cuadro 18. Resultados del trazado del gasoducto

Longitud total 3D	293.231,7519 Metros
Cruce con ríos	11
Cruce con carreteras	21
Cruce con fallas	26
Cruce con reservas indígenas	0

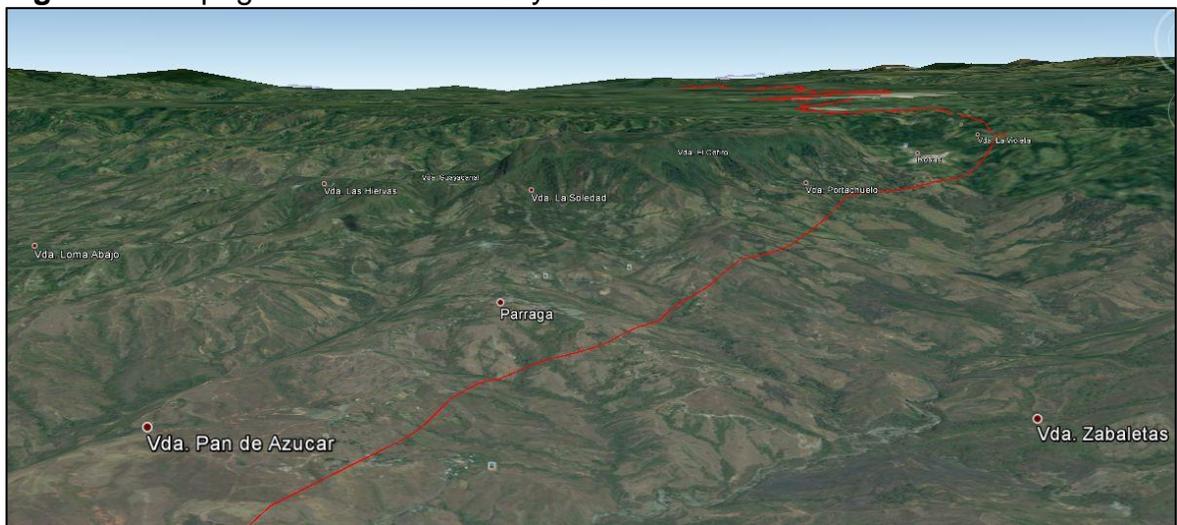
Los resultados anteriormente presentados, son de gran utilidad al momento en que se presente la comparación con el diseño realizado por la empresa Erabal S.A.S.

4.7 VISUALIZACIÓN 3D

Se puede realizar una inspección en 3D pasando el archivo desde ArcMap, al software google Earth, el cual permite realizar una visualización con mayor detalle y con una noción más clara de la topografía presente.

La **Figura 65** muestra la topografía 3D por donde pasa el gasoducto, se puede ver el sistema montañoso de la zona y el trazado del ducto de color rojo.

Figura 65. Topografía de la zona 3D y trazado



Fuente. Google Earth. Modificado por los Autores

La **Figura 66** muestra el paso del ducto por el municipio de Cumbitara en Nariño, donde se muestra la forma como la herramienta evito pasar por el medio del centro poblado.

Figura 66. Inspección del trazado por un centro poblado



Fuente: Google Earth. Modificado por los Autores

5. CÁLCULO DEL VOLUMEN DE GAS A TRANSPORTAR

En este capítulo se presenta en primera instancia una introducción teórica de los tipos de clientes que existen para la industria del gas, luego se muestran las generalidades para el cálculo de la demanda, junto con los respectivos parámetros a tener en cuenta al momento de seleccionar la fórmula apropiada para la fase del proyecto, con el fin de delimitar el alcance que este tiene.

En la segunda parte del capítulo, se muestran los cálculos correspondientes al análisis de los clientes domiciliarios, respaldados con una amplia base de datos tomada del Departamento Administrativo Nacional de Estadística, luego se realizó el cálculo de la demanda comercial, determinado a partir de un estudio de visualización en mapas de información geográfica y finalmente se tiene en cuenta el posible desarrollo industrial representado en el comercio de gas natural vehicular. Finalmente se calcula y expone el volumen total de gas que demandan los departamentos de Cauca y Nariño, valor que es de gran importancia en el capítulo posterior, al momento de simular y evaluar presiones y caudales.

5.1 CLIENTES POTENCIALES

Es importante tener en cuenta que el servicio de suministro de gas está dirigido para varios tipos de usuarios, los cuales se diferencian en la demanda, que se refiere al volumen de gas solicitado, dependiendo del uso al que se va a destinar el gas. A continuación, se describen brevemente los clientes potenciales.

5.1.1 Clientes Domiciliarios. Este tipo de mercado está conectado a las líneas secundarias de polietileno de la red de gas natural, divididas en líneas individuales que son conectadas frente a cada vivienda, donde se deriva en una parte principal ubicada en la fachada, conocida como armario de medición, constituido principalmente por un regulador de presión y un medidor de volumen. Finalmente, el medidor antes mencionado está conectado a las tuberías internas de suministro de gas, siendo aquellas que recorren el interior de la casa llegando a los puntos donde es requerido el gas, los gasodomésticos que trabajan con ayuda del combustible, más conocidos estos como chimeneas, sistemas de calefacción, calentadores de agua, estufas, hornos.

5.1.2 Clientes industriales. Son los clientes que generan mayor demanda de volumen a una red de distribución de gas, por lo que no se transporta por medio de las redes habituales de polietileno utilizadas en distribución domiciliaria, ya que a las presiones de operación y los diámetros normales no son suficientes para suplir el sector industrial de un centro poblado. Normalmente este tipo de clientes se conectan a redes principales en acero y con altas presiones de operación (por ejemplo 300 libra por pulgada cuadrada, como presión máxima de operación en

calderas), donde el combustible es conducido hasta los equipos de combustión y generación de energía.

5.1.3 Clientes Comerciales. Este tipo de usuarios pueden estar ubicados en lugares donde también se ofrece el servicio a usuarios domiciliarios o en zonas que son exclusivamente comerciales; sin importar la ubicación de este tipo de clientes es indispensable ubicarlos y separarlos de los usuarios de tipo industrial por medio del código de la organización mundial de comercio, que clasifica y diferencia las actividades comerciales de las industriales. Son conectados a líneas de servicio individuales, análogas a las de tipo domiciliario, pero con una mayor capacidad de suministro ya que sugieren una mayor demanda.

Conocer y diferenciar los tipos de usuarios de gas natural es de gran importancia, ya que a partir de esta información se conoce la población a la cual está destinado el volumen de gas para su distribución, lo que significa que se conoce la demanda potencial de gas que es requerida para ser bombeada por la línea de transporte de gas, todo con el fin de suplir las necesidades de los diferentes usuarios que pueden utilizar este servicio en un futuro; esto según los parámetros anteriormente mencionados, como son las actividades a las que se dedican en el sector, la cantidad de viviendas que requieren del gas para ejercer las actividades domésticas y por último el fin al que se destina el gas, reiterando que puede ser de uso doméstico, industrial y comercial.

5.2 GENERALIDADES DEL CÁLCULO DE VOLUMENES DE GAS A TRANSPORTAR

Para la industria, es importante calcular el volumen de gas necesario, ya que este valor permite la toma de decisiones en ingeniería, en términos del diseño para suplir con la necesidad de la población de interés y finalmente para determinar si el proyecto es económicamente rentable.

Para el desarrollo del rediseño en curso, el valor de caudal a transportar, es punto de partida para delimitar los diámetros de tubería que se deben usar, y los puntos donde se puede empalmar el diseño con las redes de transporte que hay en Colombia, presentadas en el capítulo de infraestructura, con el fin de conectar la red de transporte a una que tenga un caudal y diámetro conveniente para los caudales que se quieren transportar hasta la Ciudad de Pasto.

Anteriormente se explicaron a grosso modo los tipos de clientes potenciales, las características de cada uno de estos y los parámetros que los diferencian. El estudio y determinación de los posibles clientes a los cuales se les puede vender el gas es de bastante trabajo, pero existen métodos numéricos que ayudan a disminuir la incertidumbre de la cantidad de gas requerido, de una manera eficiente y sencilla. Se presentan las diferentes formas de estimar la demanda y finalmente a partir de los datos recolectados, por medio de investigación a entes estadísticos y

gubernamentales de las zonas de interés, se define el método que tenga mayor precisión en el cálculo del caudal requerido para transportar y así finalmente poder suplir la demanda estimada. El término demanda potencial hace referencia a la proyección de la cantidad de gas, pero cuando es ejecutado, la demanda potencial pasa a ser consumo real, la cual se obtiene a través de medidores.

5.2.1 Estimaciones de corto plazo para diseño de gasoducto y estudios de prefactibilidad. Se puede recurrir a información de proyectos similares y también a información general, que puede ser clasificada en tres diferentes sectores: viviendas, comercio e industrias. A partir del **Cuadro 19** se puede observar el sector y consumo promedio para cada uno de los clientes potenciales para una fase de prefactibilidad.

Cuadro 19. Datos para la estimación a corto plazo

Sector		Consumo promedio
Viviendas	Se realiza de acuerdo al número de domicilios, información que puede ser recolectada por resultados de censos e información de centros estadísticos	Zonas costeras durante un mes de consumo de gas natural oscila ente $15 m^3$ a $18 m^3$ al mes.
		Zonas andinas tropicales el consumo de gas natural es de $21 m^3$ a $24 m^3$ al mes.
		Regiones con cuatro estaciones el consumo varía, si es apartamento es de $2.4 m^3$ por hora, y si es casa es de $2.4 m^3$ por hora.
Para estimar la demanda potencial se usa la siguiente fórmula con una fiabilidad del 80%		
$Demanda\ potencial = \frac{Número\ de\ viviendas * consumo\ promedio\ por\ viviendas}{0.6}$		
Comercio	Los comercios adscritos se pueden obtener en la cámara de comercio de la ciudad correspondiente	
Industria	Corresponde según los tipos de industria a la que se dirige la economía de la zona.	

Fuente: DELVASTO J., Gustavo A. "Diseño Operación y Mantenimiento de Redes de Distribución de Gas". Especialización en Ingeniería del Gas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, Universidad Industrial de Santander. Marzo de 2013.

5.2.2 Estimaciones de mediano plazo para diseño y estudios de factibilidad.

En esta estimación se debe hacer un estudio más detallado para el sector domiciliario, comercial e industrial con el fin de determinar la demanda potencial.

Se presentan en el **Cuadro 20** los requerimientos y ejemplos para el cálculo de volumen de gas a transportar en una fase de estimación de factibilidad.

Cuadro 20. Datos para la estimación a mediano plazo

Sector	Requerimiento	Ejemplos y/o exclusiones
Viviendas	Se debe recurrir a información de número de domicilios de mayor confianza	Por ejemplo: recurrir a empresas de servicios públicos (información de difícil acceso).
Comercio	Se puede obtener esta información a través de bases de datos que generen confianza.	Por ejemplo: algunas empresas de servicios públicos
		Descartar algunas clases de comercios como lo son ventas de ropa, joyerías, librerías entre otras cosas, los cuales no requieren una fuente alta de gas o combustible
Se puede asignar a un establecimiento comercial que pueda hacer uso de gas natural, el consumo promedio de 20 viviendas.		
Industria	Se hace una cuidadosa encuesta a cada planta de interés con el fin de determinar los equipos energéticos pueden remplazarse por gas natural.	
Se puede usar la siguiente fórmula con una fiabilidad de un 95%		
$\begin{aligned} & \text{Demanda potencial} \\ & = (\text{número de viviendas} * \text{consumo promedio por vivienda} \\ & + \text{número de comercios} * \text{consumo por comercio} \\ & + \text{consumo consolidado industrial}) \end{aligned}$		

Fuente: DELVASTO J., Gustavo A. “Diseño Operación y Mantenimiento de Redes de Distribución de Gas”. Especialización en Ingeniería del Gas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, Universidad Industrial de Santander. Marzo de 2013.

5.2.3 Estimaciones de largo plazo para diseño y estudios de factibilidad.

Cuando el inversionista ha dado la aprobación se recurre a un estudio más detallado para cada uno de los componentes, como se muestra en el **Cuadro 21**.

Cuadro 21. Datos para la estimación a largo plazo

Sector	Procedimiento
Viviendas	Se hace a través de conteo físico de viviendas.
Comercio	Se debe hacer conteo físico de la cantidad de comercios, haciendo énfasis en los comercios de interés que son los que usan gas natural.
	Para el consumo promedio se debe realizar encuesta por comercio de interés que permita determinar un consumo promedio.
Industria	Se debe hacer una cuidadosa encuesta en cada planta industrial
<p>Se usa la formula con un 98% de fiabilidad:</p> $ \begin{aligned} & \text{Demanda Potencial} \\ & = (\text{número de viviendas} * \text{consumo promedio por vivienda} \\ & \quad + \text{número de comercios} * \text{consumo por comercio} \\ & \quad + \text{consumo consolidado industrial}). \end{aligned} $	

Fuente. DELVASTO J., Gustavo A. “Diseño Operación y Mantenimiento de Redes de Distribución de Gas”. Especialización en Ingeniería del Gas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, Universidad Industrial de Santander. Marzo de 2013.

Luego de haber conocido detalladamente los métodos para calcular la demanda de gas en los diferentes grados de estudio, se establece que, este proyecto es un estudio de ingeniería conceptual, donde no se evaluará a detalle ni se ejecuta trabajo de campo. Por lo tanto, se concluye que el método con el cual se realiza el cálculo del volumen de gas que demandan los departamentos de Cauca y Nariño a nivel domiciliario, comercial e industrial, se realiza a partir del método de estimaciones de corto plazo para diseño de gasoducto y estudios de prefactibilidad.

5.3 CÁLCULO DE LA DEMANDA DOMICILIARIA DE GAS NATURAL PARA LA ZONA INTERÉS

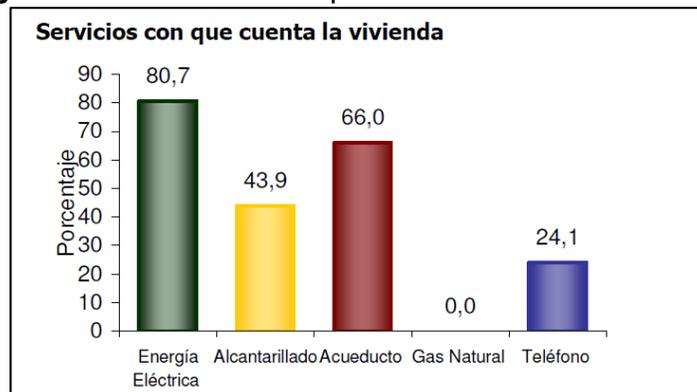
Por medio del programa ArcGIS, se referenció la zona donde pasa el trazado del gasoducto, con el fin de conocer las regiones, municipios, veredas y ciudades que generan una demanda de gas, y que de igual manera pueden ser beneficiadas con el servicio de gas natural.

Conocer el número de habitantes de cada uno de los municipios de los departamentos por donde pasa el diseño del gasoducto es importante, pero más importante aún es conocer la distribución de esta población en domicilios, a los cuales podrá ser conectada la red de gas natural domiciliario en un futuro, donde se

puede cubrir la demanda que se calcula gracias a las estadísticas y reportes recolectados y que se presentan a continuación.

5.3.1 Servicios con los que cuentan los hogares en Cauca y Nariño. En Cauca, se registró que para el año 2005, el 80,7% de las viviendas tenían conexión a Energía Eléctrica; mientras que el 0,0% de los hogares tenían conexión a redes de Gas natural, como se muestra en la **Figura 67**.

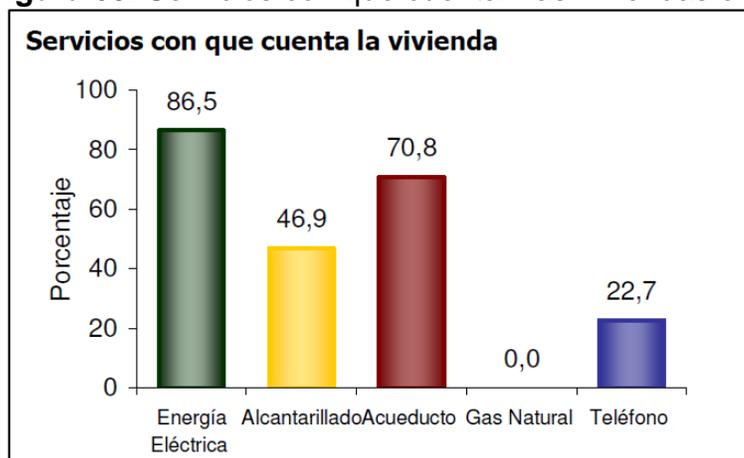
Figura 67. Servicios con que cuentan las viviendas en Cauca, 2010



Fuente. Boletín del DANE. Censo General 2005. Perfil Cauca. Proyección al 2010

En Nariño, se registró que para el año 2005, el 86,5% de las viviendas tenían conexión a Energía Eléctrica; mientras que el 0,0% de los hogares tenían conexión a redes de Gas natural, tal como se visualiza en la **Figura 68**.

Figura 68. Servicios con que cuentan las viviendas en Nariño, 2010



Fuente. Boletín del DANE. Censo General 2005. Perfil Nariño. Proyección al 2010

5.3.2 Procedimiento para el cálculo de la demanda domiciliaria. Se considera un inicio de operación del gasoducto para el año 2020, por lo tanto, se buscó en los reportes del DANE una estadística proyectada para ese año. Se indagó el promedio de personas por vivienda en Cauca y Nariño y se obtuvo un boletín del DANE donde se establece en promedio tres personas por domicilio. Con el fin de poder calcular los valores de consumo de gas domiciliario, se realiza una tabla en Excel (**Cuadro 22**) donde se nombran los 19 municipios aledaños al ducto con los valores poblacionales proyectados por el DANE y el cálculo promedio de hogares realizado por los autores.

Cuadro 22. Proyección del censo al año 2020 para los municipios aledaños al trazado

Municipio	Población Año 2020	Nro. Hogares 2020
Cauca		
Popayán	258.651	86.217
Buenos Aires	2.719	906
Cajibío	1.793	598
Caldono	1.507	502
Caloto	4.690	1.563
Mercaderes	7.279	2.426
Patía (El Bordo)	14.385	4.795
Pendamó	15.924	5.308
Puerto Tejada	40.810	13.603
Santander de Quilichao	59.498	19.833
Toribio	1.759	586
Totoró	2.089	696
Timbío	14.287	4.762
Rosas	1.798	599
Nariño		
Pasto	391.375	130.458
Buesaco	6.780	2.260
Chachagüí	7.426	2.475
Cumbitara	2.007	669
El Tambo	5.263	1.754

Fuente: DANE, completar.

Finalmente, el consumo de viviendas para la zona donde se estima pase el ducto, se calcula asumiendo el rango de consumo de zonas andinas tropicales ($21 m^3$ a $24 m^3$ al día). Se asume un consumo promedio de $22.5 m^3$ para la totalidad de los hogares en los dos departamentos. La estimación de la demanda potencial se

realiza utilizando la **Ecuación 1** de corto plazo para el diseño de un gasoducto y estudios de prefactibilidad, con una fiabilidad del 80%.

Ecuación 1. Calculo de la demanda potencial a corto plazo

$$Demanda\ potencial = \frac{Número\ de\ viviendas * consumo\ promedio\ por\ viviendas}{0.6}$$

Fuente: DELVASTO J., Gustavo A. “Diseño Operación y Mantenimiento de Redes de Distribución de Gas”. Marzo de 2013.

En el **Cuadro 23** se presenta el cálculo final de la demanda domiciliaria para los 19 municipios aledaños que se ven beneficiados por el gasoducto.

Cuadro 23. Consumo de gas natural de los municipios aledaños al ducto

Municipio	Consumo Gas (m ³ /mes)
Cauca	
Popayán	3.233.138
Buenos Aires	33.988
Cajibío	22.413
Caldono	18.838
Caloto	58.625
Mercaderes	90.988
Patía (El Bordo)	179.813
Piendamó	199.050
Puerto Tejada	510.125
Santander de Quilichao	743.725
Toribio	21.988
Totoró	26.113
Timbío	178.588
Rosas	22.475
Nariño	
Pasto	4.892.188
Buesaco	84.750
Chachagüí	92.825
Cumbitara	25.088
El Tambo	65.788

Lo que se puede concluir en los cálculos de la demanda domiciliaria, es que el volumen esta principalmente regido por el consumo que demandan la Ciudad de Pasto y la Ciudad de Popayán, capitales de los departamentos de Nariño y Cauca, respectivamente. Los demás municipios no tienen alta representatividad en el volumen calculado, pero de igual forma son clientes potenciales que pueden ser estudiados en un periodo de desarrollo del proyecto, en el cual se puedan evaluar nuevos clientes, con la facilidad de que estos municipios son aledaños al gasoducto diseñado.

5.4 CÁLCULO DE LA DEMANDA COMERCIAL DE GAS NATURAL PARA LA ZONA INTERÉS

Para el cálculo de la demanda comercial, se presentaron varias incógnitas, entre las cuales estaba el conocer el número y tipo de comercios que existían en los municipios cercanos a la línea de gasoducto. Como se presentó al inicio de este capítulo, el método de recolección de información del sector comercial se obtiene a partir de la cámara de comercio de cada uno de los municipios de la zona interés. Se realizó un proceso arduo de recolección de boletines de entidades adscritas a la cámara de comercio de Cauca y Nariño, sin encontrar información que fuera de utilidad. Por lo anterior, se decide realizar un estudio minucioso a partir de los sistemas de información geográfica y mapas de información pública, tales como Google Maps (Traffic) y Wikimapia junto con el trazado del gasoducto para verificar los municipios vecinos al ducto. Con ayuda de los sistemas de información geográfica se pudo obtener un estimado de gran parte de los comercios existentes en cada uno de los municipios. Gracias a la información obtenida, se realizó una base de datos en Excel, con cada uno de los tipos de comercios observados a fin de tener un compendio de la información recolectada, para finalmente poder hacer un conteo de comercios y un cálculo estimado de consumo promedio de gas natural.

5.4.1 Potenciales Consumidores de Mediano Consumo. La Unidad de Planeación Mineroenergética del Ministerio de Minas y Energía expone en el documento de Caracterización Energética de los Sectores Residencial, Comercial y Terciario, el consumo promedio de gas natural en el sector comercial para dos tipos de comercio. Para pequeñas y medianas panaderías se observa un consumo del orden de $350 \text{ m}^3/\text{mes}$. El consumo de los restaurantes y comidas rápidas oscila entre 219 y $420 \text{ m}^3/\text{mes}$ dependiendo del tamaño y el tipo de comida que se prepare (ver **Tabla 7**)

Tabla 7. Demanda Potenciales consumidores de mediano consumo

Tipo	Consumo unitario (m^3/mes)
Restaurante	420
Panadería	350

Fuente. UPME. Caracterización energética de los sectores residencial, comercial y terciario.

5.4.2 Potenciales Clientes de Alto Consumo. La Unidad de Planeación Minero Energetica, clasifica en un sector comercial de mayor consumo de gas a el sector de la salud, representado en hospitales, tambien la hoteleria y los centros comerciales. Son caracterizados consumidores de alto consumo aquellos sectores en los cuales se consume de 100 ($m^3/día$) a 500($m^3/día$) (ver **Tabla 8**).

Tabla 8. Demanda Potenciales consumidores de alto consumo

Tipo	Consumo unitario ($m^3/día$)
C. Comercial	377,61
Hospital	146,61
Hotel	355,42

Fuente: UPME. Caracterización energética se los sectores residencial, comercial y terciario.

5.4.3 Cálculo de la demanda comercial total de potenciales consumidores.

Luego de haber explicado todo lo referente a los consumidores comerciales y al procedimiento que se realizó para la búsqueda de la información se presenta en el **Cuadro 24** los resultados finales de la demanda comercial para los municipios de donde se pudo obtener información.

Cuadro 24. Cálculo final de la demanda Comercial.

Municipio	Info.	Panadería	Restaurante	C.Comercial	Hospital	Hotel
Puerto Tejada	Cantidad	0	6	1	3	3
	$m^3/día$	0	84	377,61	439,83	1066,26
Buenos Aires	Cantidad	1	8	1	1	3
	$m^3/día$	11,7	112	377,61	146,61	1066,26
Santander de Quilichao	Cantidad	0	9	3	2	1
	$m^3/día$	0	126	1132,83	293,22	355,42
Totoró	Cantidad	0	6	0	0	1
	$m^3/día$	0	84	0	0	355,42
Piendamó	Cantidad	2	18	1	1	1
	$m^3/día$	23,4	252	377,61	146,61	355,42
Cajibío	Cantidad	0	0	0	1	1
	$m^3/día$	0	0	0	146,61	355,42
Popayán	Cantidad	16	101	5	9	30
	$m^3/día$	187,2	1414	1888,05	1319,49	10662,6
Timbío	Cantidad	2	12	0	1	1
	$m^3/día$	23,4	168	0	146,61	355,42

Cuadro 24. (Continuación)

Municipio	Info.	Panadería	Restaurante	C.Comercial	Hospital	Hotel
Rosas	Cantidad	0	10	0	1	2
	m ³ /día	0	140	0	146,61	710,84
El Bordo	Cantidad	1	24	0	1	5
	m ³ /día	11,7	336	0	146,61	1777,1
Mercaderes	Cantidad	1	2	0	0	4
	m ³ /día	11,7	28	0	0	1421,68
Chachagüí	Cantidad	0	7	0	0	2
	m ³ /día	0	98	0	0	710,84
Pasto	Cantidad	25	103	8	17	81
	m ³ /día	292,5	1442	3020,88	2492,37	28789,02
El Tambo	Cantidad	0	5	0	0	0
	m ³ /día	0	70	0	0	0
Total	Cantidad	48	311	19	37	135
	m ³ /día	561,60	4.354,00	7.174,59	5.424,57	47.981,70

Al igual que en el cálculo domiciliario, se ve una mayor representatividad en el caudal domiciliario por parte de las ciudad de Popayán, con 161 comercios en total y un consumo de 15.471,35 m³/día y de la Ciudad de Pasto con un consumo de 36.036,77 m³/día para un total de 234 comercios.

5.5 ESTACIONES DE GAS NATURAL VEHICULAR

Para el sector industrial, se decidió, al igual que lo realizado por Erabal S.A.S enfocarse en la industria del gas natural vehicular. Se realizó un conteo de estaciones de servicio que se encuentran en la vía principal. Teniendo en cuenta el mismo compresor con el que cotizó la empresa Erabal S.A.S, el cual se utiliza en las estaciones de servicio, de 250 caballos de fuerza que comprime 850 m³/hr.

En la **Tabla 9** se presentan los datos que se necesitan a la hora de calcular un volumen promedio de las estaciones que presntan servicio de gas natural vehicular, entre estos datos esta el tiempo de llenado de un carro la cantidad de vehiculos por día que trabajan con gas natural y que visian la estación de servicio.

Tabla 9. Información de llenado de vehículos

Información	Valor
Tiempo de llenado por carro (min/carro)	4
Carros por día	50
min/día	200
hr/día	4

Obteniendo los dos valores mencionados anteriormente, se calcula, mediante un producto el tiempo en minutos por día para los 50 vehículos que visitan a diario la estación, eso significa 200 minutos por día y 4 horas por día.

Con mapas satelitales, de la misma forma como se contabilizaron los comercios, se realizó el conteo de estaciones de servicio en las vías principales, aquellas que pueden tener mayor probabilidad de prestar el servicio de Gas natural Vehicular, por la cercanía al ducto. En la **Tabla 10** se muestra el total de estaciones de gasolina identificadas en la vía.

Tabla 10. Estaciones de Gasolina con servicio de GNV en la zona

Sitio	Número de estaciones de gasolina
Antes de Pasto	19
Pasto	6
Total	25

A partir de los datos anteriores, se puede determinar el consumo de gas natural en estaciones de gasolina que prestan el servicio de GNV (Gas Natural Vehicular) en la zona de interés. Los resultados se muestran en la **Tabla 11** a continuación.

Tabla 11. Cálculo total del consumo de GNV

Consumo	Valor (m ³ /día)
Consumo por GNV	3.400
Consumo total por GNV	85.000

5.6 CÁLCULO DEL VOLUMEN TOTAL A TRANSPORTAR

En esta sección se realiza un compendio de los totales obtenidos en los tres numerales anteriores, que representan la suma de los volúmenes calculados para el sector domiciliario, comercial e industrial en gas natural vehicular. En primer lugar, se presenta el **Cuadro 25**, en el cual se observan los resultados agrupados del cálculo domiciliario y comercial, para mayor entendimiento.

Cuadro 25. Consumo domiciliario y comercial

Municipio	Consumo			Total m ³ /día
	Domiciliario o m ³ /mes	Domiciliario m ³ /día	Comercial m ³ /día	
Popayán	3.233.138	107.771	15.471,34	123.243
Buenos Aires	33.988	1.133	1.714,18	2.847
Cajibío	22.413	747	502,03	1.249

Cuadro 25. (Continuación)

Municipio	Domiciliario m ³ /mes	Domiciliario m ³ /día	Comercial m ³ /día	Total m ³ /día
Caldono	18.838	628		628
Caloto	58.625	1.954		1.954
Mercaderes	90.988	3.033	1.461,31	4.494
Patía (El Bordo)	179.813	5.994	2.271,41	8.265
Piendamó	199.050	6.635	1.155,04	7.790
Puerto Tejada	510.125	17.004	1.967,70	18.972
Santander de Quilichao	743.725	24.791	1.907,47	26.698
Toribio	21.988	733		733
Totoró	26.113	870	439,42	1.310
Timbío	178.588	5.953	693,43	6.646
Rosas	22.475	749	997,45	1.747
Pasto	4.892.188	163.073	36.036,77	199.110
Buesaco	84.750	2.825		2.825
Chachagüí	92.825	3.094	808,84	3.903
Cumbitara	25.088	836		836
El Tambo	65.788	2.193	70,00	2.263
Total	10.500.500	350.017	65.496	415.513

Para calcular el volumen total, se convirtió el volumen domiciliario a m³/día. La sumatoria del volumen domiciliario y comercial total arroja un caudal de 415.513 m³/día. Finalmente se realiza la sumatoria de los tres sectores de interés en los municipios para los que fueron calculados los caudales (ver **Cuadro 26**).

Cuadro 26. Cálculo total de la demanda para la zona de interés

Tipo	Zona	Consumo (m ³ /día)
Domiciliario	Cauca	177.995
Domiciliario	Nariño	172.021
Tipo	Subtipo	
Comercial	Restaurante	4.354
Comercial	Panadería	561,6
Comercial	C. Comercial	7.174,59
Comercial	Hospital	5.424,57
Comercial	Hotel	47.981,70
Consumo GNV		85.000
Total		500.513

La demanda total para la población que se ve beneficiada por el gasoducto es de 500.513 m³/día, lo que significa, que el caudal diario con el cual se debe hacer el estudio de simulación para la selección de la tubería del gasoducto (diámetro), debe estar diseñado para soportar un caudal igual o mayor a 17.675.447,66 ft³.

6. DETERMINACIÓN DE PUNTOS DE COMPRESORES QUE SE POSICIONARAN A LO LARGO DE LA LINEA DEL GASODUCTO MODELADO, MEDIANTE EL USO DEL SIMULADOR PIPESIM

Este capítulo contempla la evaluación de los aspectos técnicos de tubería, lo que comprende diámetros internos, comportamiento de las presiones en los diferentes puntos de interés, velocidades erosivas, caudales y evaluación topográfica, para de esta manera realizar un compendio de información en el cual se elija el mejor diseño de tubería para transportar el gas, de acuerdo al trazado realizado.

En la primera sección del capítulo se realizará un marco teórico que comprende las generalidades del transporte de gas por tuberías, donde se tienen en cuenta las ecuaciones que rigen el simulador, en la segunda parte se presentan los puntos topográficos obtenidos para definir el comportamiento de flujo con respecto a la altura, la tercera fase comprende la simulación en Pipesim y por último se evidencian los cálculos complementarios, para definir los espesores de tubería.

6.1 ECUACIONES PARA LA SIMULACIÓN HIDRÁULICA

Se presentan las ecuaciones que modelan el comportamiento del flujo de gas en tubería.

6.1.1 Cálculo del Flujo de Gas. Esta ecuación asume que el flujo es estable a lo largo de la tubería, se establece la forma general del flujo en gasoducto, el cual se evidencia en la **Ecuación 2**.

Ecuación 2. Forma general de la ecuación de flujo para gasoductos.

$$Q_b = C_1 \left(\frac{T_b}{P_b} \sqrt{1/f} \right) \left[\frac{P_1^2 - P_2^2 - E}{GLTZ} \right]^{0.5} D^{2.5}$$
$$E = \frac{C_2 P_{avg} G (H_2 - H_1)}{ZT}$$

Fuente. MENON, E. Sashi. Gas Pipeline Hydraulics. Edit. Taylor & Francis Group. 2005. Capítulo 2

Donde:

Q:	Tasa de Flujo, SCF/D
f:	Factor de fricción de Moody, adimensional
T _b :	Temperatura base, °R
P _b :	Presión base, psia
P ₁ :	Presión de entrada, psia
P ₂ :	Presión de salida, psia

P_{avg} :	Presión promedio, psia
G:	Gravedad específica, adimensional
H_1 :	Punto de elevación a la entrada, pies
H_2 :	Punto de elevación a la salida, pies
Z:	Factor de compresibilidad
T:	Temperatura del gas, °R
L:	Longitud de la tubería, millas
C_1, C_2 :	Constantes del sistema que depende del sistema de unidades

De igual forma la ecuación anteriormente presentada asume un flujo con temperatura constante (isotérmico) y la compresibilidad del gas constante.

6.1.2 Factor de Fricción de Moody. También se denomina *Factor de Transmisión*. El flujo de gas natural a través de tubería normalmente es turbulento o parcialmente turbulento, como se mencionó anteriormente, hay varias formas de definir el flujo de gas en tubería, esto depende de la forma en que se defina el factor de transmisión.

En el **Cuadro 27** se muestran los tipos de factor de transmisión para cada una de las ecuaciones de flujo.

Cuadro 27. Factores de Transmisión en Ecuaciones de Flujo en Tuberías

Ecuación	Factor de transmisión $\sqrt{1/f}$
Tubería Lisa	$4 \log \left(Nre / 1.4126 \sqrt{1/f} \right)$
Tubería Rugosa	$4 \log(3.7 D/K)$
Weymouth	$11.16 D^{0.167}$
Panhandle A	$6.9 Nre^{0.07305}$
Panhandle B	$16.5 Nre^{0.01961}$
AGA Parcialmente Turbulento	$4Df \log \left(Nre / 1.4126 \sqrt{1/f} \right)$
AGA Totalmente Turbulento	$4 \log(3.7 D/K_e)$

Fuente: MENON, E. Sashi. Gas Pipeline Hydraulics. Edit. Taylor & Francis Group. 2005. Capítulo 2

Donde:

Nre:	Número de Reynolds, adimensional
D:	Diámetro de la tubería, pulgadas
Ke:	Rugosidad efectiva, 10^{-6} absoluta
K:	Rugosidad absoluta, micra

6.1.3 Ecuación para Tubería Lisa. La **Ecuación 3** de Prandt-Van Karmen para tubería lisa establece que el factor de fricción depende única y exclusivamente del número de Reynolds. Esta ecuación se usa para flujo parcialmente turbulento, siendo el caso de tuberías de distribución (potencial domiciliario).

Ecuación 3. Ecuación de Prandt-Van Karmen para tubería lisa.

$$Q_b = 38.77 \frac{T_b}{P_b} \left[\frac{P_1^2 - P_2^2 - E}{GLTZ} \right]^{0.5} 4 \log \left[\frac{Nre}{1.4 \sqrt{1/f}} \right] D^{2.5}$$

Fuente: MENON, E. Sashi. Gas Pipeline Hydraulics. Edit. Taylor & Francis Group. 2005. Capítulo 2

6.1.4 Ecuación para Tubería Rugosa. La **Ecuación 4** de Nikuradse para tubería rugosa, establece que el factor de fricción es función del área seccional de flujo. Esto quiere decir que el factor de fricción depende de la rugosidad relativa de la tubería.

Ecuación 4. Ecuación de Nikuradse para tubería rugosa

$$Q_b = 38.77 \frac{T_b}{P_b} \left[\frac{P_1^2 - P_2^2 - E}{GLTZ} \right]^{0.5} 4 \log \left[\frac{3.7 D}{K} \right] D^{2.5}$$

Fuente. MENON, E. Sashi. Gas Pipeline Hydraulics. Edit. Taylor & Francis Group. 2005. Capítulo 2

Esta ecuación es ideal para flujo totalmente turbulento, como en los gasoductos.

6.1.5 Ecuación de Weymouth. Para este caso de la ecuación de flujo, el factor de fricción depende del diámetro. Esta ecuación es de gran utilidad para gasoductos de diámetros grandes (>36") bajo condiciones de flujo totalmente turbulento (ver **Ecuación 5**).

Ecuación 5. Ecuación de Weymouth para gasoductos de diámetros

$$Q_b = 432.7 \frac{T_b}{P_b} \left[\frac{P_1^2 - P_2^2 - E}{GLTZ} \right]^{0.5} D^{2.667}$$

Fuente: MENON, E. Sashi. Gas Pipeline Hydraulics. Edit. Taylor & Francis Group. 2005. Capítulo 2

No es recomendable utilizar esta ecuación para diseñar gasoductos nuevos.

6.1.6 Ecuación de Panhandle. Se usa para flujo parcialmente turbulento. Normalmente se usan factores de eficiencia para lograr un mayor ajuste con los datos reales de operación (ver **Ecuación 6**).

Ecuación 6. Ecuación de Panhandle para flujo parcialmente turbulento.

$$Q_b = 435.9 \left(\frac{T_b}{P_b} \right)^{1.0788} \left[\frac{P_1^2 - P_2^2 - E}{GLTZ} \right]^{0.5394} D^{22.6182}$$

Fuente: MENON, E. Sashi. Gas Pipeline Hydraulics. Edit. Taylor & Francis Group. 2005. Capítulo 2

6.1.7 Ecuación de Panhandle Modificada Modificada. Desarrollada para flujo totalmente turbulento (ver **Ecuación 7**), al igual que la anterior, se usa un factor de eficiencia para ajuste. Las ecuaciones de Panhandle no son recomendadas al momento de diseño, ya que esta requiere valores de eficiencia, que se consideran a partir de datos reales de operación.

Ecuación 7. Ecuación de Panhandle modificada para flujo totalmente turbulento.

$$Q_b = 737 \left(\frac{T_b}{P_b} \right)^{1.02} \left[\frac{P_1^2 - P_2^2 - E}{G^{0.961}LTZ} \right]^{0.510} D^{2.530}$$

Fuente: MENON, E. Sashi. Gas Pipeline Hydraulics. Edit. Taylor & Francis Group. 2005. Capítulo 2

6.1.8 Ecuación AGA para Flujo Parcialmente Turbulento. La **Ecuación 8** desarrollada por la Asociación Americana de Gas (sus siglas en ingles AGA) Considerando una red de distribución, esta ecuación es la mejor para flujo totalmente turbulento.

Ecuación 8. Ecuación AGA para flujo parcialmente turbulento

$$Q_b = 38.77 \frac{T_b}{P_b} \left[\frac{P_1^2 - P_2^2 - E}{GLTZ} \right]^{0.5} 4 D f \log \left[\frac{Nre}{1.4 \sqrt{1/f}} \right] D^{2.5}$$

Fuente. MENON, E. Sashi. Gas Pipeline Hydraulics. Edit. Taylor & Francis Group. 2005. Capítulo 2

6.1.9 Ecuación AGA para Flujo Totalmente Turbulento. Esta ecuación es considerada la más acertada y utilizada para el diseño de gasoductos. Asocia el factor de transmisión con el régimen de flujo, teniendo en cuenta los cambios de elevación (ver **Ecuación 9**).

Ecuación 9. Ecuación AGA para flujo turbulento.

$$Q_b = 38.77 \frac{T_b}{P_b} \left[\frac{P_1^2 - P_2^2 - E}{GLTZ} \right]^{0.5} 4 \log \left[\frac{Nre}{1.4 \sqrt{1/f}} \right] D^{2.5}$$

Fuente: MENON, E. Sashi. Gas Pipeline Hydraulics. Edit. Taylor & Francis Group. 2005. Capítulo 2

6.1.10 Velocidades Permisibles en Tubería. La velocidad es una variable relevante al momento de estudiar factores de desgaste en tubería, lo ideal es trabajar con un rango de velocidad que evite el desgaste del material por efectos de fricción. Experimentalmente se ha encontrado que la máxima velocidad permisible de un gas en una tubería para evitar erosión se ve dado por la **Ecuación 10**:

Ecuación 10. Velocidades permisibles en tubería.

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

Fuente. MENON, E. Sashi. Gas Pipeline Hydraulics. Edit. Taylor & Francis Group. 2005. Capítulo 2

Donde:

V_c : Velocidad erosiva, ft/s
 ρ : Densidad del fluido, lb/ft³
 C : Constante, cuyo valor esta entre 100 y 488.

La ecuación final, teniendo en cuenta el flujo en tuberías suponiendo un flujo estable se tiene la **Ecuación 11**:

Ecuación 11. Caudal máximo permisible.

$$(q_{sc})_e = C d^2 \left(\frac{P}{\gamma_g Z T} \right)^{0.5}$$

Fuente: MENON, E. Sashi. Gas Pipeline Hydraulics. Edit. Taylor & Francis Group. 2005. Capítulo 2

Donde:

$(q_{sc})_e$: Tasa máxima permisible para evitar erosión, ft³/s

d:	Diámetro de la tubería, in
P:	Presión en la línea, psia
γ_g :	Gravedad específica del gas, adimensional
Z:	Factor de compresibilidad a P y T, adimensional
T:	Temperatura de flujo, °R

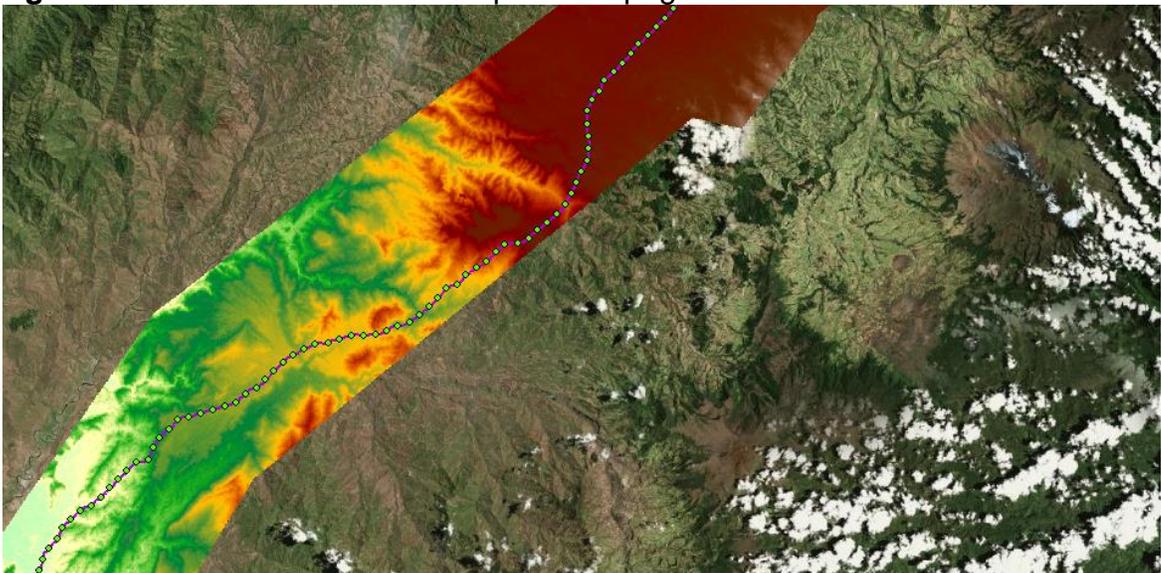
6.2 PUNTOS TOPOGRÁFICOS

En esta sección se seleccionaron puntos de referenciación requeridos al momento de la simulación para ubicar las secciones topográficas en el mapa. Con el fin de poder caracterizar estos puntos con variables que tienen relevancia en el momento de simular la presión, tales como, longitud acumulada medida desde el punto de empalme hasta el punto de descarga y altura en cada uno de los puntos.

Gracias al mapa de elevación digital y las herramientas de geoprocreso, se obtuvo la altura en cada uno de los puntos seleccionados a lo largo del trayecto, los cuales serán introducidos en Pipesim. En total se tomaron 300 puntos, en promedio un kilómetro entre puntos.

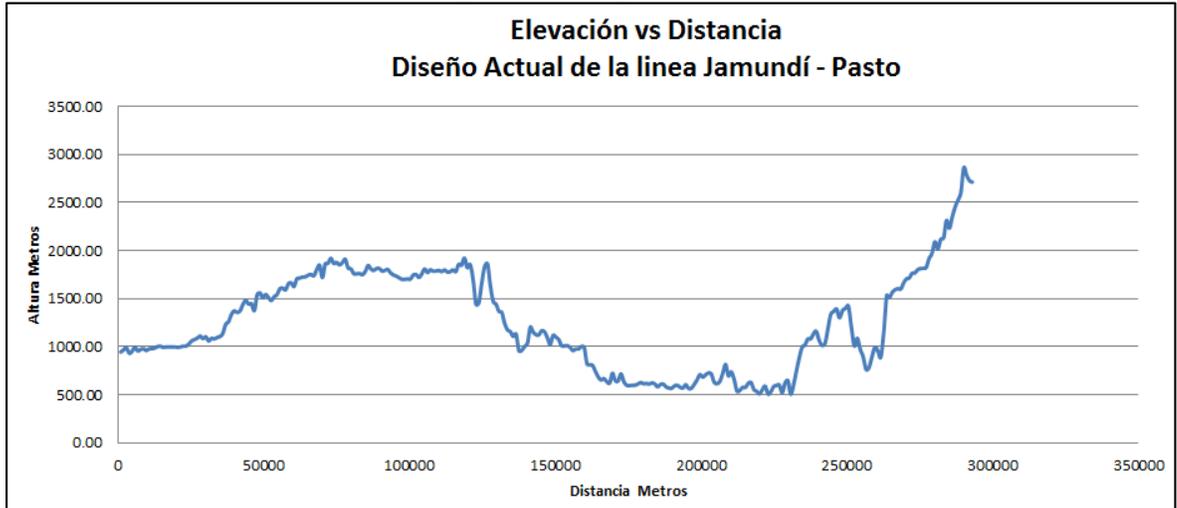
Como se aprecia en la sección de la zona por donde pasa parte del ducto (ver **Figura 69**), se evidencian puntos de color verde, los cuales representan cada uno de los puntos topográficos seleccionados para esa sección.

Figura 69. Sección de la zona con puntos topográficos



Con los puntos topográficos seleccionados y clasificados en una tabla en Excel se puede realizar el estudio comparativo de altura contra longitud, como se puede apreciar en la **Gráfica 7**.

Grafica 7. Estudio de elevación y distancia para el diseño actual



Como se observa en la gráfica, el punto de empalme en la ciudad de Jamundí se encuentra a 990 metros sobre el nivel del mar (msnm) y el punto de entrega en la ciudad de Pasto, que representa la zona con mayor altitud (2800 msnm), la zona de menor altitud (500 msnm), está ubicada a 2200 metros del punto de empalme.

Finalmente se cierra la sección de puntos de control, ubicando los municipios aledaños al ducto, que pueden verse beneficiados en un futuro, para realizar un estudio de simulación de caudales y presiones con zonas de descarga. La forma como se señalaron los municipios se presenta en la **Figura 70**.

Figura 70. Puntos de control de municipios aledaños al ducto



Se representa con color violeta el ducto, los puntos que se encuentran sobre el ducto son los puntos de control, que se observan a una vista más amplia con respecto a los puntos topográficos presentados en la **Figura 69**, explicados anteriormente y finalmente el nuevo punto de control, representado con una estrella, simboliza en el mapa la zona poblada (ver la flecha).

6.3 SIMULACIÓN EN PIPESIM

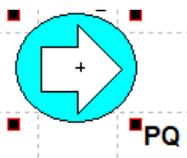
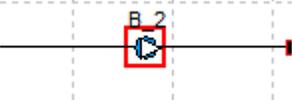
Pipesim es un simulador creado por Schlumberger diseñado para modelar sistemas de producción y transporte, en su mayoría basado en líneas de flujo con un comportamiento turbulento o estable, según como se requiera. A partir de esas premisas, se evalúan variables como por ejemplo la presión, en primer lugar, para efectos de seguridad y prevención.

Las variables que se tuvieron en cuenta para realizar el modelo de simulación son:

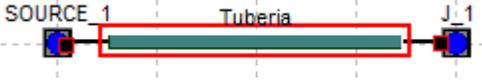
- Cromatografía (ver ANEXO B)
- Puntos topográficos, obtenidos del mapa de elevación digital (ver Gráfica 15)
- Caudales obtenidos (ver Tabla x)
- Temperatura (90°F) promedio de temperatura de la empresa Transportadora de Gas Internacional (TGI), siendo la empresa con mayor cobertura en Colombia.
- Ubicación de las ciudades aledañas al gasoducto, con las cuales fue calculada la demanda de gas.
- Presión inicial, la cual actualmente Transgas de Occidente (TDO), empresa a la cual se le adjudicó el gasoducto de Mariquita a Cali, reporta una presión de 200 psi en Jamundí.

6.3.1 Componentes de Pipesim. Se presentan en el **Cuadro 28** los componentes del simulador, con los cuales se genera el modelo de simulación para el gasoducto.

Cuadro 28. Componentes de Pipesim utilizados

Herramienta	Descripción
<p>Source</p> 	<p>Componente donde se introducen las condiciones iniciales del gas, en esta herramienta se configura lo que es, temperatura del gas, presión inicial, el caudal inicial y la cromatografía del gas a transportar.</p>
<p>Branch</p> 	<p>Hace referencia a la conexión que existe desde un punto hasta otro punto, donde se introduce la topografía, el diámetro interno, el tipo de tubería a usar, la rugosidad.</p>

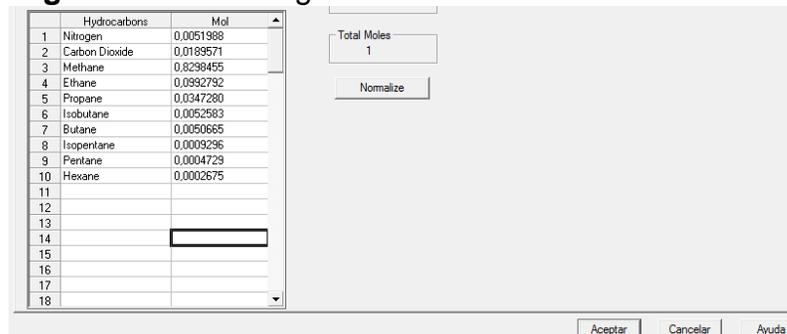
Cuadro 28. (Continuación)

Herramienta	Descripción
	Al hacer doble clic al icono de <i>Branch</i> , aparece la sección de tubería como se ve en la imagen.
Junction 	Unión entre varios componentes, punto donde se pueden intersectar líneas.
Compressor 	Herramienta que representa un compresor. Este transfiere energía de flujo, generando un aumento de la presión y la energía cinética del gas para que este pueda ser transportado de una zona de mayor presión a una de menor presión.
Sink 	Punto de llegada del gas, a este se le puede configurar el caudal de llegada en el punto de interés.

6.3.2 Condiciones iniciales. Al momento de caracterizar el punto inicial o de empalme en Jamundí, se tomó información de la nube de TGI (ver Anexo B), empresa transportadora de gas que provee a la empresa TDO. Como se aprecia en la **Figura 71**, se tomó la cromatografía de gas proveniente de la empresa TGI y se caracterizó el gas que se simula.

Se tomó el gas que viene de Mariquita, ya que este gas no es modificado ni cambia a lo largo del trayecto.

Figura 71. Cromatografía del Gas



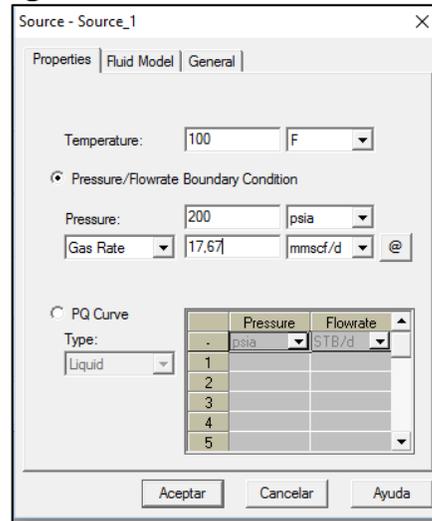
Fuente: Schlumberger. Pipesim

Se tomó información de la empresa Transgas de Occidente, la presión de llegada del gas natural en Cali que corresponde a 200 psi. Luego se cargó la cromatografía

del gas del día 31 de agosto de 2016 del reporte de TGI en Mariquita. De igual forma se añadió la temperatura (100°F) y el caudal calculado en el capítulo 5.

En la **Figura 72** se evidencia la ventana donde se introdujeron los datos mencionados anteriormente.

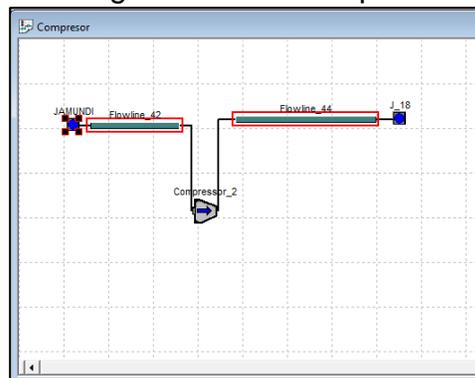
Figura 72. Valores iniciales en Jamundí



Fuente: Schlumberger. Pipesim

El compresor se ubicó a los 1908 metros, teniendo en cuenta que la presión a la que llega el gas natural a Jamundí es baja, se busca aumentar la presión para que el gas llegue sin mayor dificultad a la ciudad de Pasto. En la **Figura 73** se muestra la configuración del compresor.

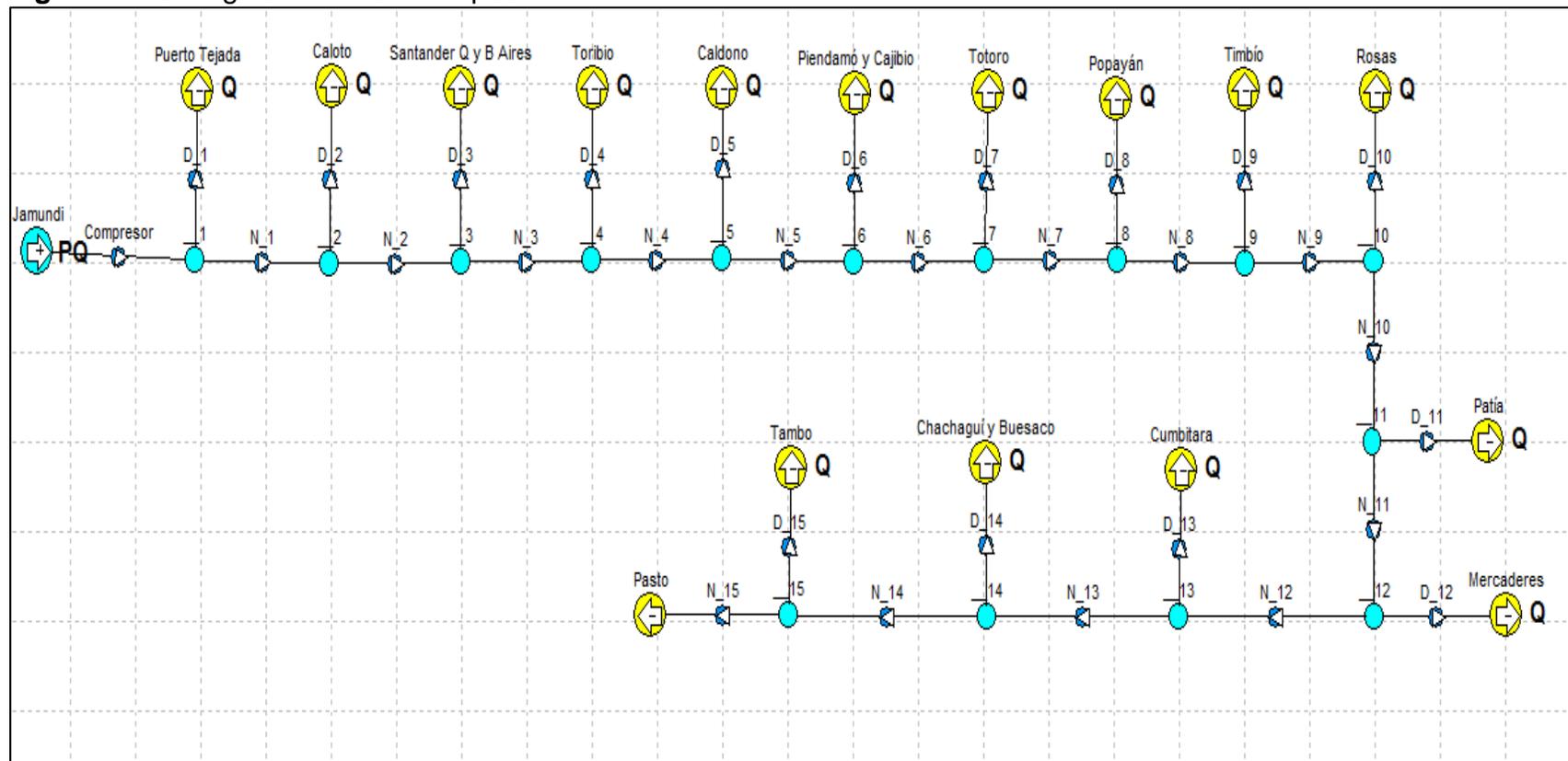
Figura 73. Configuración del Compresor en Pipesim



Fuente: Schlumberger. Pipesim

6.3.3 Configuración Final. A continuación se muestra el modelo configurado en el simulador (ver **Figura 74**).

Figura 74. Configuración final en Pipesim



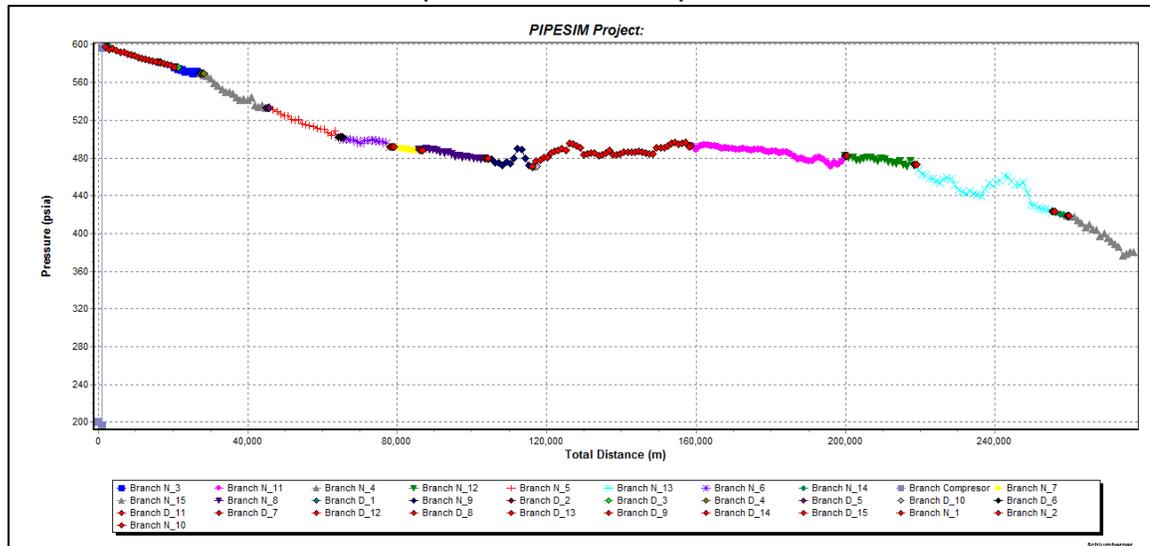
Fuente: Schlumberger. Pipesim

6.3.4 Análisis de Resultados. Durante el desarrollo de la simulación se realizaron pruebas con varios diámetros y diferenciales de presión para el compresor, con el fin de ajustar el diseño, para cumplir los parámetros, los cuales son, no superar 1200 psig de presión, mantener una temperatura entre los 50 y 150°F y mantener una velocidad erosiva menor a 60 pies por segundo.

A partir de estas premisas, la configuración que mejor se adaptó a este diseño, arroja los siguientes resultados.

6.3.4.1 Presión. En la **Grafica 8** se muestra el resultado del comportamiento de la presión del gasoducto durante todo el recorrido, teniendo en cuenta que al kilómetro dos (salida de Jamundí) se instala un compresor.

Grafica 8. Resultado del comportamiento de la presión.

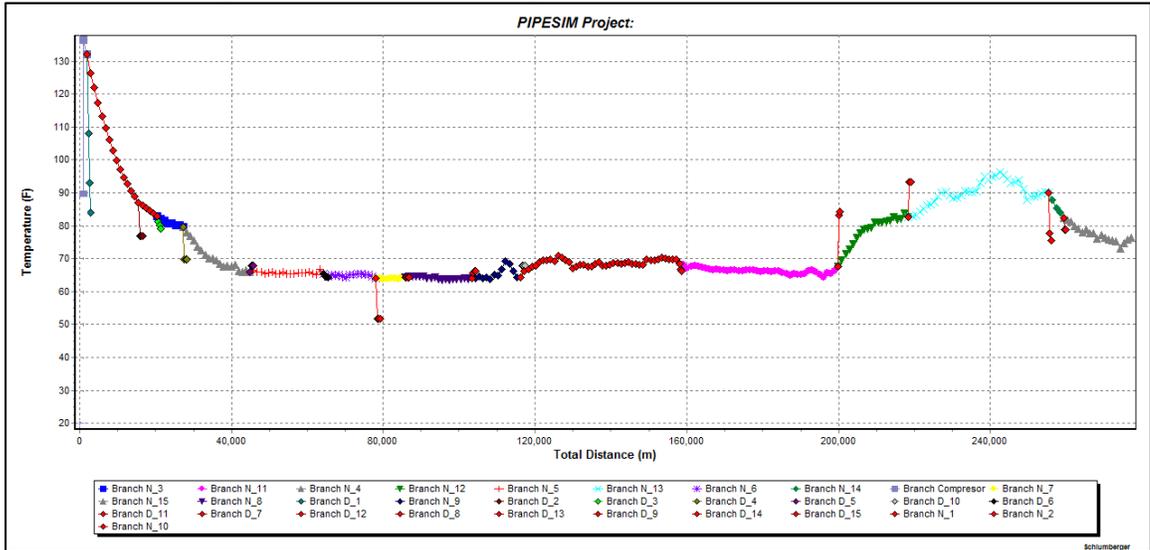


Fuente: Schlumberger. Pipesim

En la gráfica se evidencia el aumento de la presión con ayuda del compresor. Para aumentar la presión de 200 psig a 597,6 psig, la potencia requerida es de 1029,1 HP, con ello arroja una presión de entrega de 365,56 psig. Se configuro el diferencial de presión para el compresor de 400 psig.

6.3.4.2 Temperatura. La **Gráfica 9** muestra el comportamiento de la temperatura a lo largo del recorrido, como se puede observar, no hay una variación notable en esta variable, la temperatura varía en un rango de 50 – 100 °F por efecto de la temperatura ambiente en cada una de las zonas donde se localiza algún trayecto del ducto. En los primeros 80.000 pies, se observa la máxima variación de la temperatura, por efectos de la compresión, la temperatura aumenta y a medida que el gas es transportado la temperatura varia por efecto de la transición de zonas con altitud y temperaturas ambiente que varían.

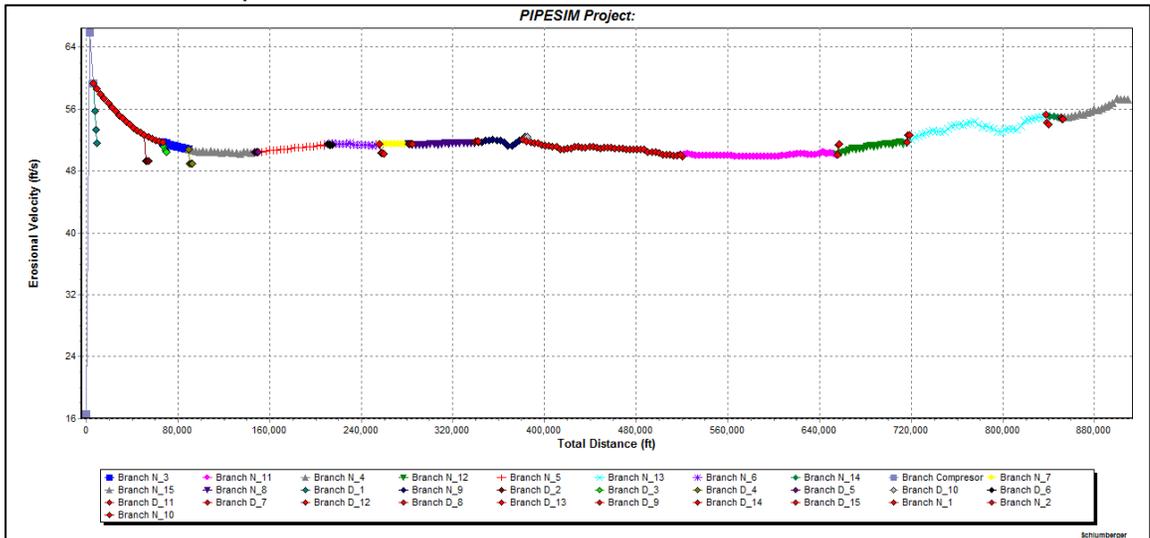
Gráfica 9. Comportamiento de la temperatura.



Fuente: Schlumberger. Pipesim

6.3.4.3 Velocidad erosiva. Es una variable que genera gran representatividad al momento de seleccionar aspectos como por ejemplo el diámetro para poder controlar este factor, que puede generar un alto índice de corrosión por erosión, por esta razón se diseña el gasoducto con el fin que no supere la velocidad erosiva del orden de los 60 ft/seg, tal como se muestra en la **Gráfica 10**.

Gráfica 10. Comportamiento de la velocidad erosiva



Fuente: Schlumberger. Pipesim

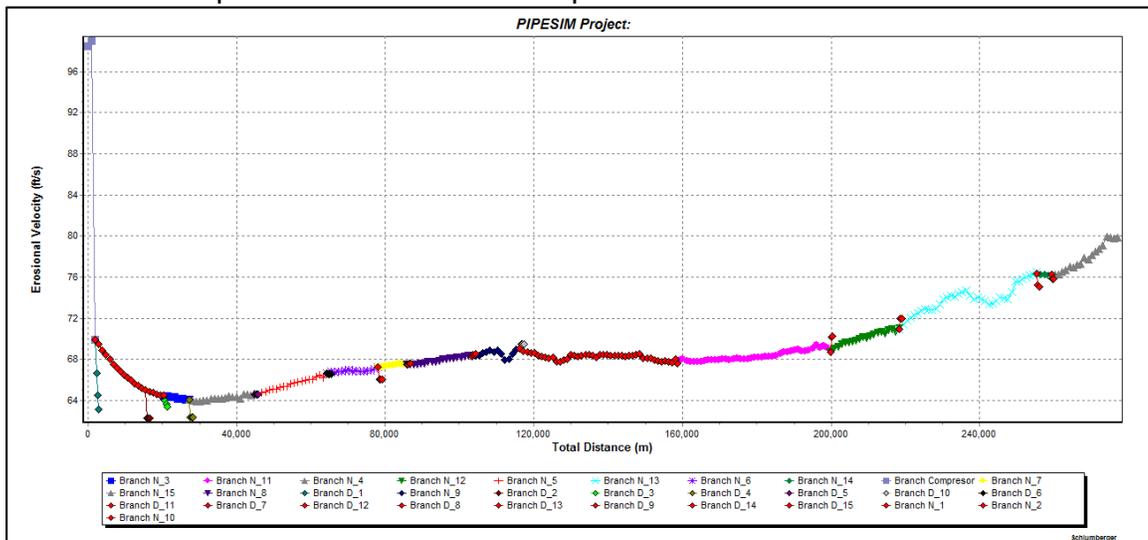
En el siguiente cuadro (ver **Cuadro 29**) se aprecia las presiones en cada una de las ciudades a las cuales se les puede proveer gas.

Cuadro 29. Presión y caudal para cada municipio

Ciudad	Presion (psig)	Caudal MMSCF
Jamundí	200	17,8
Puerto Tejada	583	0,6699
Caloto	567,33	0,069005
Santander de Quilichao y Buenos Aires	409,15	1,0247
Toribío	554,87	0,025886
Caldono	518,98	0,022178
Piendamó y Cajibío	487,44	0,31257
Totoró	477,73	0,046
Popayán	473,54	4,3123
Timbío	465,26	0,2347
Rosas	456,56	0,049123
Patía	478,63	0,29089
Mercaderes	467,92	0,14617
Cumbitara	458,56	0,029523
Chachagüí y Buesaco	409,15	0,2376
Tambo	404,18	0,079917
Pasto	365,56	10,125

Para conocer el máximo caudal a transportar se realiza el ejercicio de cambiar progresivamente el volumen inicial a transportar, el cual arroja un volumen máximo de aproximadamente 25.4 MMSCFD, con el cual se alcanza una velocidad máxima de 80 ft/seg, como se muestra en la **Gráfica 11**.

Gráfica 11. Capacidad máxima de transporte



Fuente: Schlumberger. Pipesim

6.4 ESPACIAMIENTO ENTRE VÁLVULAS

Las válvulas de seccionamiento son importantes por temas de seguridad, si llegase a pasar alguna eventualidad en el gasoducto, estas funcionan para aislar la zona del daño o en operaciones de mantenimiento y corte, en el cual se necesite retirar tubería.

Establecida en la norma AsmeB31.8 en la sección 846.1 en la cual definen el espaciamiento entre válvulas en una nueva línea de transporte, no deberá exceder los siguientes valores:

- 20 millas (32 km) en áreas en las cuales predominen las Localidades Clase 1.
- 15 millas (24 km) en áreas en las cuales predominen las Localidades Clase 2
- 10 millas (16 km) en áreas en las cuales predominen las Localidades Clase 3.
- 5 millas (8 km) en áreas en las cuales predominen las Localidades Clase 4.

Según esta premisa, al observar las localidades clase del proyecto actual, la que más predomina es la localidad 1. Por temas de diseño y seguridad se decide optar por la localidad clase 2 como predominante, para lo cual se colocan válvulas de sección cada 24 km con lo que se tiene un total de 12 válvulas en todo el trayecto. Las características de válvulas seleccionadas se presentan en la sección del análisis financiero

6.5 CÁLCULOS COMPLEMENTARIOS

La norma Asme B31.8 en la sección 841.11, establece la Ecuación para el diseño de tubería de acero de gasoductos (ver **Ecuación 12**). A partir de ella se obtiene el espesor de tubería, según la clase de localidad, cabe recordar que este ítem se realizó en el numeral 4.5. Los parámetros requeridos en la ecuación fueron obtenidos a través de tablas establecidas en la norma con los datos de la simulación hidráulica.

Ecuación 12. Diseño de tubería de acero

$$P = \frac{2st}{D} FET$$

Fuente. Norma ASME B31.8. Sección 841.11

Donde:

P= Presión de Diseño en, psig.

D= Diámetro nominal Exterior de la tubería, pulgadas.

s= Tensión mínima de fluencia especificada.

t= Espesor nominal de pared, pulgadas.
 F= Factor de diseño estipulado según la clase de localidad.
 T= Factor de disminución de la temperatura.
 E= Factor de junta longitudinal.

Para la presión de diseño se toma la máxima presión para un gasoducto establecida en el RUT (Registro único de transporte del gas natural) sección 6.2, la cual es de 1200 psig. Se toma como referencia este valor ya que se diseña a las condiciones máximas de operación, aun así, el gasoducto no alcance esa presión.

El diámetro nominal exterior de la tubería, se obtuvo con el catálogo de tuberías de la norma ANSI – B31.3, con lo que arrojo que un diámetro interno de 10 pulg, debe tener un diámetro externo de 10.750”

Para obtención de la tensión mínima de fluencia especificada, se encuentra en la norma ASME, en la tabla que se presenta en el **ANEXO C**.

Para ello se elige la opción API50 gradox42, con las especificaciones ERW que significa soldado por electro fusión, DSA soldado por arco doble sumergido, S sin costura. La elección de esta tubería fue estipulada por la empresa Erabal. Esto nos arroja un valor de 42000 psi para.

Para hallar el factor de diseño estipulado según la clase de localidad, se recurre a la tabla 841.114 A, la cual se muestra a continuación (ver **Imagen 10**).

Imagen 10. Factor básico de diseño

FACTOR BÁSICO DE DISEÑO, F	
Clase de Localidad	Factor de Diseño, F
Localidad Clase 1, División 1	0.80
Localidad Clase 1, División 2	0.72
Localidad Clase 2	0.60
Localidad Clase 3	0.50
Localidad Clase 4	0.40

Fuente: Norma ASME B31.8.

Debido a que durante todo el trayecto la temperatura se mantiene menor a 250 F como se puede observar en la **Gráfica 9** de temperatura. el facto de disminución de temperatura es de 1, tomado de la **Imagen 11**, que muestra la tabla de la Norma ASME B31.8.

Imagen 11. Factor de disminución de Temperatura

Temperatura, °F	Factor de Disminución de Temperatura, T
250 o menos	1.000
300	0.967
350	0.933
400	0.900
450	0.867

Fuente: Norma ASME B31.8.

EL factor de junta longitudinal (**Imagen 12**), depende del tipo de material y de juntas que se seleccionen. Para un API 5L de tipo Electric Flash Welding el cual arroja un Factor de Junta Longitudinal de uno (1).

Imagen 12. Factor de junta longitudinal

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

Fuente: Norma ASME B31.8.

Así con la obtención de cada una de las variables, se procede a hallar el espesor de pared en pulgadas, despejando la **Ecuación 13**, de tubería de acero.

Ecuación 13. Cálculo del espesor nominal de pared

$$t = \frac{PD}{2sFET}$$

Fuente. Norma ASME B31.8. Sección 841.11

Donde:

P= Presión de Diseño en, psig.

D= Diámetro nominal Exterior de la tubería, pulgadas.

s= Tensión mínima de fluencia especificada.

t= Espesor nominal de pared, pulgadas.

F= Factor de diseño estipulado según la clase de localidad, adimensional.

T= Factor de disminución de la temperatura, adimensional.

E= Factor de junta longitudinal, adimensional.

Finalmente, los resultados del cálculo para la determinación del espesor nominal para cada clase de localidad se presentan en el **Cuadro 30**.

Cuadro 30. Determinación de la cédula de tubería.

Variable	Clase 1	Clase 2	Clase 3	Clase 4
P psig	1200	1200	1200	1200
D	10.750	10.750	10.750	10.750
S	42000	42000	42000	42000
F	0.72	0.60	0.50	0.40
E	1	1	1	1
T	1	1	1	1
T	0.19196429	0.25595238	0.30714286	0.38392857
Sch	20	30	30	40

Con la tabla anexa, se elige la cédula de tubería (sch), lo cual será útil para establecer los precios de tubería en el capítulo 8.

7. COMPARACIÓN DEL DISEÑO CON RESPECTO AL DISEÑO BASE

En este capítulo se presenta la comparación de los aspectos técnicos del diseño base que fue expuesto en el Capítulo 3 con los resultados obtenidos del proyecto actual, estos se dividen en tres secciones, la primera es lo que se refiere al trazado de la línea del gasoducto, la segunda parte presenta todo con respecto a la demanda de gas natural para la zona y finalmente se realiza la comparación de los resultados de la simulación hidráulica.

7.1 TRAZADO DE LA LÍNEA

En esta sección se muestra la comparación entre el trazado del diseño base y el trazado del rediseño, con el fin de mostrar las ventajas y desventajas de la herramienta automática, creada para el diseño actual. Cabe resaltar que la empresa Erabal S.A.S., realizó este trazado a partir del ejercicio de visualización detallada en cada una de las capas geográficas necesarias para brindar la mejor ruta. Junto con la empresa, se investigó acerca de las herramientas del software Arcmap que permitieran trazar una línea de forma automática, de tal modo que se programó un algoritmo a partir de la opción Model builder, como se explica detalladamente en el Capítulo 4.

7.1.1 Extensión de la línea. Se realiza un análisis tridimensional, obteniendo un punto “X” y “Y”, los cuales son obtenidos por la línea de gasoducto, y un punto “Z” que es obtenido gracias a la imagen satelital DEM (Modelo de elevación digital) el cual representa las elevaciones topográficas. Los resultados se presentan en el Cuadro 31.

Cuadro 31. Comparación de la extensión de la línea

Diseño Base Distancia Metros	Rediseño Distancia metros								
<table border="1"> <thead> <tr> <th>SHAPE_Length</th> <th>SLength</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>323082,803203</td> <td>328888,88145</td> </tr> </tbody> </table> <p>328888,88145 metros</p>	SHAPE_Length	SLength	323082,803203	328888,88145	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Shape_Length</th> <th>SLength</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>287649.275974</td> <td>293231.75193</td> </tr> </tbody> </table> <p>293231.7519 metros</p>	Shape_Length	SLength	287649.275974	293231.75193
SHAPE_Length	SLength								
323082,803203	328888,88145								
Shape_Length	SLength								
287649.275974	293231.75193								

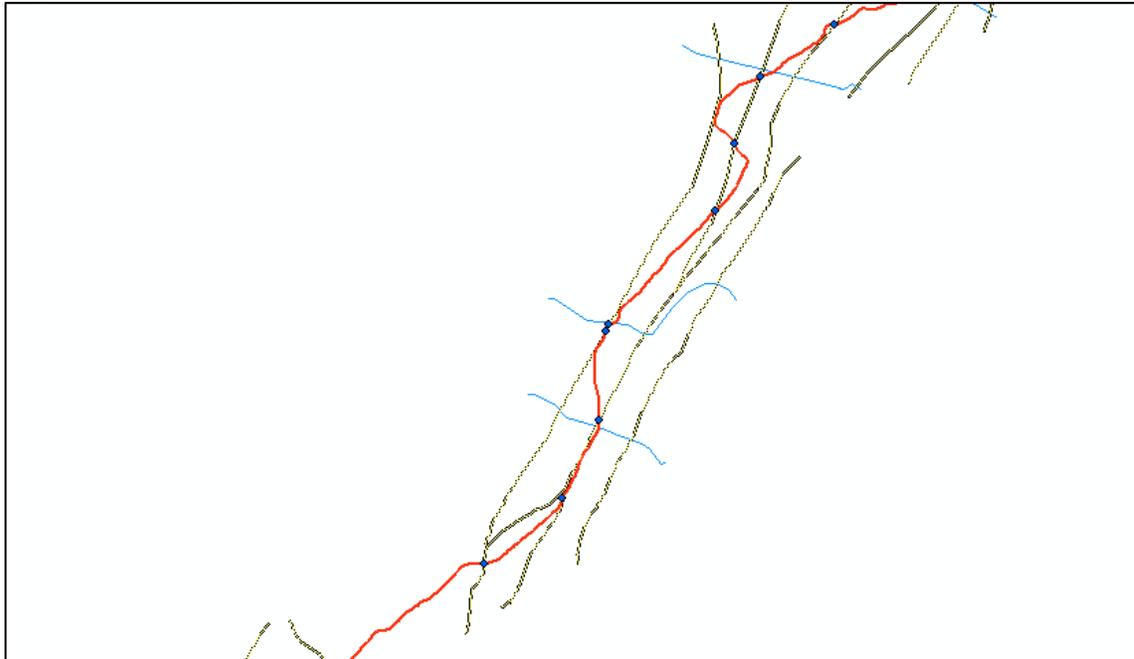
Como se observa en el cuadro anterior, shape length hace referencia a la distancia total en dos dimensiones, mientras que SLength es la distancia en tres dimensiones en la cual se tiene en cuenta la altura “Z”. Como se puede observar, la distancia del diseño base es de 328.888 kilómetros y la del rediseño es de 293.231 kilómetros.

7.1.2 Cruces con ríos y caminos. Aspecto importante a tener en cuenta, en el cual se contabiliza la cantidad de cruces del gasoducto con ríos y caminos (ver **Tabla 12**), ya que atravesar un camino o río de manera aérea o subterránea será una labor de ingeniería con más complicaciones, lo que repercutirá en costos. Es casi imposible no atravesar ríos y caminos.

Tabla 12. Comparación cruces con ríos y caminos

	Diseño base	Rediseño
Cruce con ríos	10	11
Cruce con fallas	24	26
Cruce con vías	9	21
Cruce con reservas indígenas	0	0

Figura 75. Fotografía de zona ejemplo cruce con ríos y fallas a escala 1:300.000



Aparece el siguiente recuadro el cual debe ser diligenciado de la siguiente manera:

7.1.3 Análisis de resultados sección de trazado. La primera premisa que se presentó para el rediseño es con respecto al uso de la herramienta automática ya que permitió reducción en el tiempo de trazado. Para el diseño base se hizo en aproximadamente 15 días el trazado. Con la herramienta el trazado se realizó en tan solo 12 segundos aproximadamente. Cabe añadir que la configuración de la herramienta tomo un tiempo extenso de configuración, debido a la investigación que se realizó para configurarla.

La segunda premisa que se observa es la extensión de la línea, uno de los principios con que funciona la herramienta es buscar la menor distancia entre dos puntos, dependiendo de las restricciones que sean colocadas, En este caso al ver la sección donde se observa un ahorro de 35,6 kilómetros de longitud del gasoducto, lo que se traduce en costos de material (para verificar, dirigirse a la sección 7.1.1).

La tercera premisa es con respecto a la sección 7.1.2 que son los cruces con ríos, caminos, fallas y Reservas Indígenas. En este caso, muestra un número de cruces similares, a excepción de los cruces con carreteras, que se evidencia un aumento en el rediseño, lo cual son 11 cruces más que el diseño base, lo cual, aunque no es un número exagerado de cruces ya que es aproximadamente 300 kilómetros de línea, si puede presentarse como una desventaja técnica en costos.

7.2 CÁLCULO DE LA DEMANDA

En este numeral se presenta la comparación de los caudales calculados por la empresa Erabal S.A.S y por los autores. El cálculo de la demanda fue realizado con el fin de actualizar la información y buscar nuevas alternativas para adquirir información de utilidad. Se presentan a continuación los valores de caudal calculados, teniendo en cuenta que el volumen calculado por la empresa se realizó para el año 2012.

7.2.1 Comparación del volumen total calculado. En el **Cuadro 32** se presenta el caudal final calculado para el diseño base y el rediseño.

Cuadro 32. Resultados comparativos del cálculo de la demanda

Tipo de Consumo	Diseño Base (2012) (m³/día)	Rediseño (2020) (m³/día)
Domiciliario	138.749	350.016
Potenciales consumidores de alto consumo	5.043	60.581
Potenciales consumidores de mediano consumo	2.843	4.916
GNV	64.600	85.000
Total	146.635	500.513

Como se observa en el cuadro anterior, hay un aumento en el volumen demandado por la zona de interés, esto ocurre por varios factores que se presentaran detalladamente en el siguiente numeral, de forma general se puede concluir que en ocho años se presencia un aumento en la población y comercios de la zona.

7.2.2 Análisis de resultados obtenidos. Para la demanda domiciliaria también se evidencio un aumento ya que el cálculo realizado por los autores se realizó de una forma diferente al de la empresa. Lo primero que se realizo fue seleccionar la zona de interés, lo que incluye municipios aledaños al ducto que pueden verse beneficiados por el mismo, se revisaron reportes del DANE de censos y proyecciones, tomando la proyección del año 2020, luego se calculó el volumen requerido por hogares a partir del método de prefactibilidad para el cálculo domiciliario presentado en el numeral 5.2.1; mientras que la empresa Erabal, calculó

el consumo de gas licuado del petróleo únicamente en Nariño y convirtió ese valor en consumo de gas natural.

Para el consumo comercial, representado en potenciales consumidores de alto y mediano consumo, se evidencia una gran diferencia en los resultados. Es importante resaltar que la forma como se calculó la demanda para los consumidores de mediano consumo se realizó de forma distinta, ya que la empresa Erabal se centró en el sector de lavanderías y tintorerías, mientras que los autores se centran, a partir del estudio del sector comercial de la Unidad de Planeación Minero Energética, en dos comercios, los restaurantes y panaderías.

La máxima diferencia evidenciada en la demanda comercial, se presenta con los consumidores de alto consumo, ya que el estudio que se realizó por parte de los autores fue muy minucioso, teniendo en cuenta que se contabilizaron los locales en los municipios seleccionados a partir de información geográfica, mientras que el resultado de la cantidad de establecimientos realizado por Erabal S.A.S. difiere notoriamente, como se presenta en el **Cuadro 33**.

Cuadro 33. Comparación de la cantidad de establecimientos de alto consumo

Tipo de comercio	Cantidad (No)	
	Diseño Base	Rediseño
Hospitales	5	37
Centros Comerciales	2	19
Hoteles	10	135

El consumo de gas natural vehicular presenta gran variación ya que el número de estaciones de servicio aumento de 19 a 25, esto representan 24.400 m³/día de diferencia.

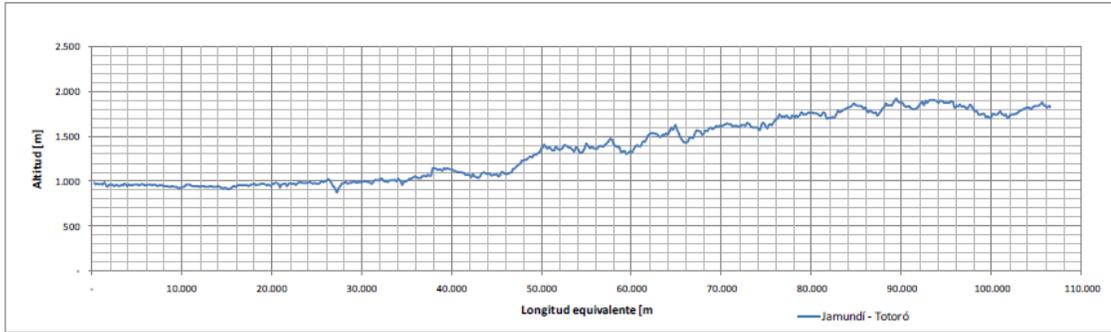
7.3 SECCIÓN HIDRÁULICA

En esta sección se realiza la comparación de resultados entre el diseño base y el rediseño con el fin de observar la influencia de las nuevas variables, las cuales son trazado automático, class location y la descarga de gas en cada una de las ciudades aledañas al gasoducto trazado.

7.3.1 Perfiles Topográficos. Los siguientes son los perfiles topográficos resultantes en cada uno de los trazados compuestos (ver **Gráfica 11** y **Gráfica 12**). Valores importantes que repercuten en las presiones del gas como se puede observar en las ecuaciones mencionadas en la sección 6.1.

Gráfica 11. Perfil topográfico Jamundí - Totoró

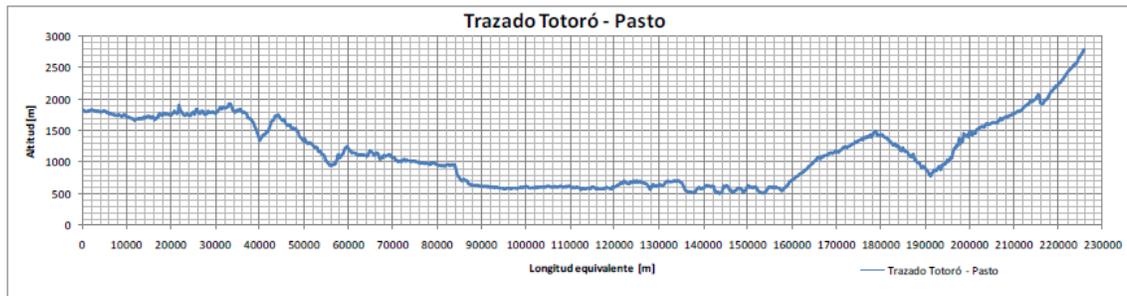
Gráfica 1: Trazado Jamundi - Totoró



Fuente: Erabal S.A.S.

Gráfica 12. Perfil topográfico Totoró - Pasto

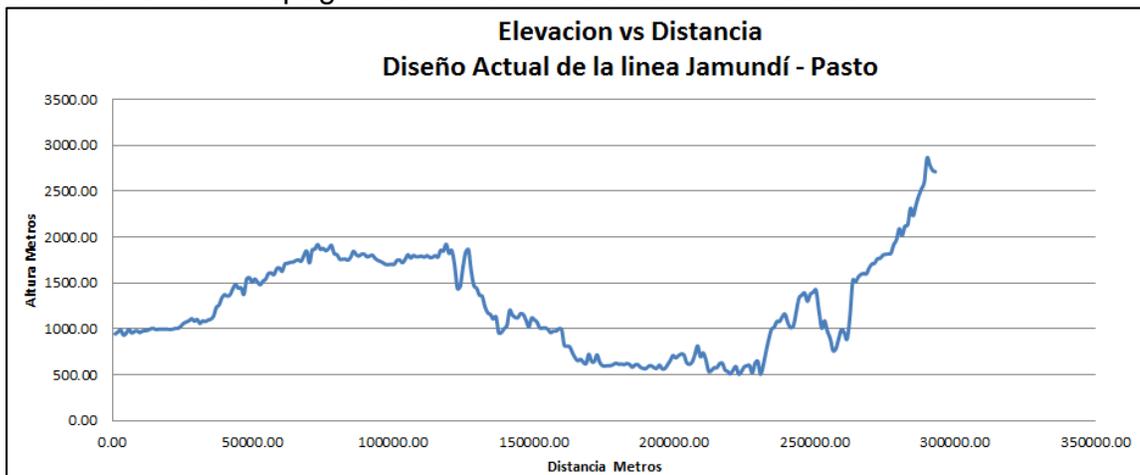
Gráfica 2: Trazado Totoró - Pasto



Fuente: Erabal S.A.S.

La **Gráfica 13** presenta los puntos topográficos a lo largo del ducto, que representan la elevación contra distancia para el rediseño.

Gráfica 13. Perfil topográfico del rediseño de Jamundí a Pasto.



7.3.2 Comparación de resultados obtenidos. Los resultados comparativos de las simulaciones hidráulicas realizadas en el diseño base y en el rediseño arrojaron los siguientes resultados, se presentan en el **Cuadro 34**.

Cuadro 34. Resultados comparativos de la simulación hidráulica.

Variable	Unidades	Diseño Base	Rediseño		
Presión Inicial	Psig	250	200		
Presión Final	Psig	300	365.56		
Caudal Inicial	MMSCFD	8.75	17.67545		
Caudal Final	MMSCFD	8.75	10.125		
Diámetro Interno	Pulgadas	6	10		
Espesor	In	Clase 3	0.266	Clase 1	0.21329
				Clase 2	0.25595
				Clase 3	0.30714
				Clase 4	0.38392
				Potencia del compresor	HP

7.3.3 Análisis de Resultados. Una de las primeras premisas y más importantes es el software usado. Aspen Hysys está más enfocado a la simulación de procesos químicos, y fue la razón principal por la cual la empresa sugirió el cambio de software por uno más enfocado a simulación hidráulica en tuberías y más con un enfoque en la industria petrolera, fue así que se optó por Pipesim. Por ende, puede ser una razón de peso en ciertos cambios en los resultados obtenidos.

Como segunda idea, está la diferencia en los perfiles topográficos, por ende, también genera cambios en los datos obtenidos.

La tercera premisa es la generación de descargas en cada uno de los municipios y ciudades aledañas al gasoducto. El diseño base transporta el gas desde el punto inicial en Jamundí hasta el punto final en pasto.

Como cuarto postulado con los cambios de caudal generados en el nuevo rediseño, se hizo necesario cambiar el diámetro interno de tubería, pasando de 6 pulgadas a 10 pulgadas, para mantener la velocidad erosiva por debajo de los 60 ft/seg.

El quinto cambio realizado fue con respecto a los espesores, lo cual se expuso en la sección 6.3. En el diseño base todo se tomó clase 3, ahora en el rediseño con el

ejercicio de *class location* se definió el espesor de tubería para cada una de las secciones del gasoducto.

8. ANÁLISIS FINANCIERO

La empresa Erabal S.A.S. realizó un diseño de gasoducto con el fin de suplir la demanda de gas en la zona suroeste de Colombia, lo que comprende los departamentos de Cauca y Nariño. En el diseño presentado por la empresa, se presentó la incertidumbre del sobredimensionamiento de equipos y material que viene dado por una asunción tenida en cuenta para el proyecto. La clase de localidad evalúa el número de viviendas ubicadas alrededor del ducto usando la técnica de milla deslizante. El estudio detallado se realiza con el fin de preservar la vida y seguridad de la población. La clase de localidad asumida por la empresa, fue de tres para todo el recorrido del gasoducto. Al tener en cuenta esa clase de localidad, se asumió que alrededor de la ruta trazada hay más de 46 edificios destinados a la ocupación humana, áreas como desarrollo de viviendas urbanas, centros de compras, áreas residenciales y áreas industriales, afirmación que no resulta tan valedera, ya que, al momento de revisar el trazado, se evidencian varios tramos donde no hay actividad humana, lo que significa que corresponden a zonas con clase de localidad uno y dos.

Por tal razón se presenta el proyecto actual de rediseño, donde además del estudio de clase de localidad se promueve una técnica de trazado automático a partir de la creación de una herramienta de ruteo en el programa Arcgis, la cual brinda mayor rendimiento y productividad a la hora de trazar automáticamente cualquier ducto. Para concluir, se actualizaron los datos de demanda de gas, lo que significa el volumen de gas a transportar para beneficiar la población ubicada en zonas cercanas al ducto.

Para la evaluación financiera se utilizará el Dólar Estadounidense (USD), como unidad monetaria de valor constante, para la tasa de interés de oportunidad se tomará como referencia la tasa utilizada por la empresa Erabal S.A.S., estipulada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, para la evaluación de proyectos correspondiente al 12,51% efectiva anual, el proyecto tiene una vida útil de 20 años con periodos anuales y se utilizará como indicador financiero el Valor Presente Neto (VPN). Adicionalmente, se realizará un análisis de costos de inversión, el cual se estima con el fin de comparar los costos de inversión del diseño realizado por la empresa Erabal S.A.S. y el del rediseño realizado por los autores. Luego se toman los costos de inversión para el rediseño y de igual forma se realizará un análisis de costos de operación y de ingresos para el mismo.

A continuación, se presenta en la **Figura 76**, el trazado del gasoducto diseñado por los autores, a partir de la herramienta de ruteo automático, el cual se empalma en la Ciudad de Jamundí, Valle del Cauca y termina en la Ciudad de Pasto, Departamento de Nariño.

Figura 76. Objetivo de la línea de transporte de Gas



8.1 ANÁLISIS DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN

Se denomina costo de inversión a “la suma de esfuerzos y recursos que se han invertido para producir una cosa”⁵, en otras palabras, se refiere al gasto monetario en activos fijos, activos diferidos o capital de trabajo destinados a la construcción de un proyecto o el aumento a futuro del capital de una sociedad.

La empresa Erabal S.A.S. para el proyecto de diseño del gasoducto del año 2012, presentó únicamente un análisis de costos de inversión, por tal motivo se presentan los dos escenarios de trazado de la línea, con el fin de comparar los costos totales de la inversión de cada uno de los escenarios, los cuales se muestran a continuación.

8.1.1 Escenario 1 (Trazado de la Empresa Erabal S.A.S). La empresa Erabal S.A.S. presentó como estudio financiero del proyecto los costos de inversión fija. La evaluación económica del gasoducto tubería de 6”, 0,266 pulgadas de espesor, 328,88 kilómetros de longitud, es de 276.839.265 (USD) aproximadamente (**Tabla 13**).

⁵ DEL RÍO GONZALES, Cristóbal. Costos I. México D.F.: Ecafsa, 1998. p. 16.

Tabla 13. Costos de inversión del diseño de la empresa Erabal S.A.S.

Periodo (Año)	Bien a adquirir	Costo por unidad (USD)	Unidades	Valor (USD)
0	Tubería Instalada de 6" SCH 40	73	328.889	23.984.495
0	Estaciones de Seccionamiento	6.056	23	139.281
0	Planta Compresora	721.740	1	721.740
0	Estudio Ambiental	250.604	1	250.604
0	Afectaciones	445.519	1	445.519
0	Movilización de Personal y Equipo	545.760	1	545.760
0	Señalización Provisional	52.905	1	52.905
0	Instalación de Campos Provisionales para Equipos	501.208	1	501.208
0	Transporte de Tubería	68	328.889	22.496.706
0	Doblado, Alineación y Soldadura	7	328.889	2.417.864
0	Apertura y Cierre de Zanja	25	1.644	41.210
0	Tendido de Tubería	11	328.889	3.663.153
0	Instalación de Tubería y Accesorios	256	328.889	84.252.523
0	Protección Catódica (Postes de toma de potenciales)	418	323.000	134.908.613
0	Inspección del Estado del Revestimiento	1	328.889	219.789
0	Pruebas Hidrostáticas	7	328.889	2.197.892
Costo total de la inversión				276.839.265

Fuente: Erabal S.A.S

8.1.2 Escenario 2 (Rediseño realizado por los autores). El costo estimado del gasoducto en tubería de 10", y para espesores variables según el tipo de localidad calculado en el numeral 4.5 y que arroja los siguientes valores de espesores: 0,21329 para clase uno, para la clase dos un espesor de 0,25595, espesor de 0,30714 para clase tres y finalmente para la clase cuatro 0,38392 de espesor; 293,23 kilómetros de longitud, es de 155.593.605 (USD) aproximadamente (**Tabla 14**).

Tabla 14. Costos de inversión del gasoducto rediseñado.

Periodo (Año)	Bien a adquirir	Costo por unidad (USD)	Unidades	Valor (USD)
0	Tubería Instalada de 10" SCH 20	45	68.805	3.127.194
0	Tubería Instalada de 10" SCH 30	47	160.790	7.587.046
0	Tubería Instalada de 10" SCH 40	49	63.637	3.088.972
0	Estaciones de Seccionamiento	6.056	12	72.669
0	Planta Compresora	710.914	1	710.914
0	Estudio Ambiental	156.246	1	156.246
0	Afectaciones	277.770	1	277.770
0	Movilización de Personal y Equipo	340.268	1	340.268
0	Señalización Provisional	32.985	1	32.985
0	Instalación de Campos Provisionales para Equipos	312.491	1	312.491
0	Transporte de Tubería	43	293.232	12.505.478
0	Doblado, Alineación y Soldadura	5	293.232	1.344.043
0	Apertura y Cierre de Zanja	16	1.466	22.908
0	Tendido de Tubería	7	293.232	2.036.275
0	Instalación de Tubería y Accesorios	160	293.232	46.834.326
0	Protección Catódica (Postes de toma de potenciales)	260	290.700	75.701.022
0	Inspección del Estado del Revestimiento	0	293.232	122.177
0	Pruebas Hidrostáticas	4	293.232	1.221.765
0	Cruces con carreteras	316	168	53.057
0	Cruces subfluviales	174	264	45.999
Costo total de la inversión				155.593.605

Una de las razones por las cuales la Empresa Erabal S.A.S. solicitó un rediseño del gasoducto de Popayán a Pasto, fue para determinar el impacto que tiene el uso de la localidad de clase y de la herramienta automática de trazado sobre los costos de

inversión, es por esto que se incluye en esta sección la comparación de los costos de inversión entre el diseño base realizado en el año 2012 y el rediseño realizado a lo largo del proyecto.

De forma general se evidencia una diferencia de costos de inversión de 121.245.660 USD del rediseño con respecto al diseño base, ya que el costo total de inversión del rediseño es 155.593.605 USD, mientras que el costo total del diseño base realizado por la empresa fue de 276.839.265 USD.

De manera más detallada, al momento de comparar los costos de inversión entre el diseño de la empresa Erabal S.A.S. y el rediseño realizado por los autores, se puede evidenciar una diferencia en el ítem de tubería solicitada para cada uno de los proyectos, para el diseño realizado por Erabal S.A.S. se solicitó un mismo tipo de tubería de SCH 40, mientras que al realizar el estudio de clase de localidad en el rediseño se determinó que pueden ser utilizadas tuberías con menores espesores en zonas que cumplen los parámetros establecidos en la sección 4.5., para lo cual se requieren tuberías con cédula o SCH 20, 30 y 40, a partir de esto, se evidencian ahorros, ya que tuberías de menor espesor son más económicas. La tubería se vende en dólares por metro.

Donde más se registra ahorro del rediseño con respecto al diseño base es en la cantidad de estaciones de seccionamiento, ya que para el diseño de la empresa se requirieron 23 estaciones, mientras que para el rediseño se establecieron 12 estaciones, donde cada una tiene un valor de 6.056 USD. El ítem correspondiente a la estación compresora incluye los costos de instalación y montaje, el valor del compresor varía por efectos de potencia, 1117 HP para el diseño base y 1029,1 HP para el rediseño, lo que resulta un ahorro para el segundo.

Se estiman costos de montaje, movilización, estudios ambientales, afectaciones, señalización, doblado, alineación y soldadura, protección catódica, inspección del estado del revestimiento y pruebas hidrostáticas otorgados por la empresa Erbal S.A.S., los cuales difieren por efecto de la tasa representativa del mercado (TRM) y por efecto de la longitud.

Una de las operaciones anteriormente mencionada que varía con respecto a la longitud es la protección catódica, donde el método utilizado para controlar la corrosión es la instalación de postes de toma de potenciales, se cotizaron para el diseño base 418 postes, mientras para el rediseño se cotizan 260 postes.

Adicionalmente para el rediseño, se estimaron costos por cruces de carreteras y cruces subfluviales, los cuales tienen un valor por metro de 316 USD y 174 USD respectivamente.

8.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN

Los costos de operación se definen como los egresos necesarios para mantener un proyecto.

El referente para los costos de operación para un proyecto de gasoducto, el cual se encuentra regulado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, los cuales se definen como los costos de administración, operación y mantenimiento, que corresponde a estudios de integridad del gasoducto, prevención de fugas, pagos a cuadrillas de mantenimiento y reparación, costos de administración y limpiezas del ducto. Para efectos de estudio a partir de la resolución CREG 001 de 2000, se ha considerado que el costo del primer año de administración, operación y mantenimiento (AO&M) equivale al 3% del costo de la inversión.

Para los cálculos de viabilidad, se supone que los costos de AO&M tienen un aumento del 2% con respecto al del año anterior (ver **Tabla 15**).

Tabla 15. Costos de administración, operación y mantenimiento (AO&M)

Periodo (Año)	AO&M (USD)
1	4.667.808
2	4.761.164
3	4.856.388
4	4.953.515
5	5.052.586
6	5.153.637
7	5.256.710
8	5.361.844
9	5.469.081
10	5.578.463
11	5.690.032
12	5.803.833
13	5.919.909
14	6.038.308
15	6.159.074
16	6.282.255
17	6.407.900
18	6.536.058
19	6.666.779
20	6.800.115

8.3 ANÁLISIS DE INGRESOS

Los ingresos de transporte de gas, de igual forma se encuentran regulados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, la cual presenta tarifas de transporte por trayectos, el cual se denomina Contrato de Transporte en Firme, el cual consiste en que el remitente contrata una capacidad de transporte diaria (MPCD), la cual el transportador reserva dentro del sistema de transporte para tenerla disponible al remitente. La capacidad es calculada por medio de la demanda de volumen de gas proyectado para el periodo de estudio.

8.3.1 Proyección de la Demanda. La demanda de gas fue realizada en el capítulo cinco, donde se estimó el volumen de gas a transportar para el año 2020, tiempo que se supone inicie el funcionamiento del gasoducto. Teniendo en cuenta que un proyecto de gasoducto se debe evaluar financieramente para un periodo de 20 años, se busca calcular la demanda de gas hasta el año 2040. A partir de la última proyección municipal por área presentada por el DANE que se encuentra en la **Tabla 16** del capítulo cinco, se calcula una proyección por municipio, lo que corresponde a un aumento porcentual anual para cada uno. Por esta razón se decide proyectar el volumen de gas hasta el año 2040 (ver Cuadro 38) para los municipios de Cauca y Nariño, de igual forma se proyectó la demanda domiciliaria asumiendo un aumento anual del 4,3% en la demanda comercial y un 1% en la demanda de gas natural vehicular.

Cuadro 16. Estimación del consumo de gas natural proyectado

Periodo (Año)	Consumo KPCA
1	6.451.608,13
2	6.559.401,44
3	6.669.812,00
4	6.782.924,78
5	6.898.827,99
6	7.017.613,18
7	7.139.375,40
8	7.264.213,34
9	7.392.229,48
10	7.523.530,25
11	7.658.226,16
12	7.796.432,00
13	7.938.267,02
14	8.083.855,08
15	8.233.324,87

Cuadro 16. (Continuación)

Periodo (Año)	Consumo KPCA
16	8.386.810,10
17	8.544.449,69
18	8.706.388,01
19	8.872.775,08
20	9.043.766,84

Para el sector domiciliario como se mencionó anteriormente se calculó un aumento porcentual anual en la población de los municipios beneficiados. Los porcentajes para el Departamento del Cauca corresponden a 0,87% Popayán, 2,3% Buenos Aires, 2,3% Cajibío, 0,8% Caldono, 0,7% Caloto, 1,1% Mercaderes, 1,4% Patía (El Bordo), 1,5% Piendamó, 0,3% Puerto Tejada, 2,6% Santander de Quilichao, 2,2% Toribio, 2,9% Totoró, 1,8% Timbío y 1,5% Rosas. Para el Departamento de Nariño se estimó la proyección poblacional de la misma forma, reportando un aumento porcentual anual de 1,5% en Pasto, 2,5% en Buesaco, 1,3% en Chachagüí, 2,9% en Cumbitara y 0,17% en El Tambo.

8.3.2 Tarifas de Transporte. Los cargos de transporte establecidos por la CREG corresponden a las parejas de cargos, que son un conjunto de cargos regulados, los cuales permiten que el transportador recupere los costos de inversión, distribuidos entre un cargo fijo y un cargo variable, estos en diferentes proporciones. Para el cálculo de los cargos de transporte se toman los parámetros otorgados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) en la Resolución No. 0126 de 2010. La determinación del esquema tarifario se toma del cargo tarifario en pareja 80/20, lo que corresponde al 80% de cargos fijos y el 20% a cargos variables, exceptuando los costos de conexión. Los cargos se aplican para cada uno de los tramos de líneas de gasoducto por los cuales va a pasar el gas que finalmente llega a la ciudad de Pasto (ver Tabla 17). Las tarifas de transporte benefician al transportador, en este caso se realiza un estudio tarifario para estimar los ingresos del proyecto.

Tabla 17. Cargo tarifario en pareja 80/20

Periodo (Año)	Tramo	Cargo	USD/KPC	Total (USD/KPCA)
1	Ballena - Barrancabermeja	CF	0,3140	0,9336
		CV	0,4050	
		AO&M	0,2147	
1	Barranca - Sebastopol	CF	0,0530	0,1788
		CV	0,1070	
		AO&M	0,0188	

Tabla 17. (Continuación)

Periodo (Año)	Tramo	Cargo	USD/KPC	Total (USD/KPCA)
1	Sebastopol – Vasconia	CF	0,0390	0,1275
		CV	0,0790	
		AO&M	0,0095	
1	Vasconia - Mariquita	CF	0,1334	0,3837
		CV	0,1990	
		AO&M	0,0512	
1	Mariquita - Pereira	CF	0,1684	0,5462
		CV	0,2500	
		AO&M	0,1278	
1	Pereira - Armenia	CF	0,0624	0,2094
		CV	0,0960	
		AO&M	0,0509	
1	Armenia - Cali	CF	0,1296	0,4330
		CV	0,2050	
		AO&M	0,0985	
1	Jamundí - Pasto	CF	0,1296	0,4330
		CV	0,2050	
		AO&M	0,0985	

La tarifa de cargos para la línea de gasoducto nuevo (Jamundí – Pasto), se toma bajo el mismo esquema tarifario de la sección Armenia – Cali, ya que esta será la sección a la cual se conecta el ducto.

8.3.2.1 Cargos totales del servicio de transporte. La remuneración del servicio de transporte de gas natural para el primer año corresponde a la sumatoria de los cargos de paso para cada tramo o grupo e gasoductos comprendidos entre el punto de entrada del gas al Sistema Nacional de Transporte y el punto de salida del remitente en la ciudad de Pasto, como se presenta en la **Tabla 18**.

Tabla 18. Cargo total del servicio de transporte en Firme.

Periodo (Año)	TRAMO	Cargo (USD/KPCA)
1	Ballena - Barrancabermeja	0,9336
1	Barranca - Sebastopol	0,1788
1	Sebastopol - Vasconia	0,1275
1	Vasconia - Mariquita	0,3837
1	Mariquita - Pereira	0,5462
1	Pereira - Armenia	0,2094
1	Armenia - Cali	0,4330
1	Jamundí - Pasto	0,4330
	Cargo total	3,2452

El cargo total de transporte en firme corresponde a 3,2452 USD/KPC para el primer año.

8.3.3 Ingresos Totales. Habiendo proyectado la demanda de gas natural y establecido el cargo tarifario por el servicio de transporte, se presenta en la **Tabla 19** los ingresos totales del proyecto. El cargo de transporte tendrá un aumento del 4% anual por concepto de la inflación.

Tabla 19. Ingresos Totales

Periodo (Año)	Consumo (KPCA)	Cargo (USD/KPCA)	USD
1	6.451.608,13	3,2452	20.936.904
2	6.559.401,44	3,3750	22.138.186
3	6.669.812,00	3,5100	23.411.258
4	6.782.924,78	3,6504	24.760.619
5	6.898.827,99	3,7965	26.191.065
6	7.017.613,18	3,9483	27.707.708
7	7.139.375,40	4,1062	29.316.001
8	7.264.213,34	4,2705	31.021.761
9	7.392.229,48	4,4413	32.831.191
10	7.523.530,25	4,6190	34.750.912
11	7.658.226,16	4,8037	36.787.990
12	7.796.432,00	4,9959	38.949.968
13	7.938.267,02	5,1957	41.244.900
14	8.083.855,08	5,4035	43.681.386
15	8.233.324,87	5,6197	46.268.613
16	8.386.810,10	5,8445	49.016.396
17	8.544.449,69	6,0782	51.935.223
18	8.706.388,01	6,3214	55.036.304
19	8.872.775,08	6,5742	58.331.623
20	9.043.766,84	6,8372	61.833.991

8.4 EVALUACIÓN FINANCIERA

Se desea establecer si la construcción del gasoducto diseñado es financieramente viable o no, para lo cual se decidió utilizar el indicador financiero Valor Presente Neto (VPN).

El indicador financiero Valor Presente Neto se define como aquel indicador que expresa “en pesos de hoy tanto los ingresos futuros como los egresos futuros, lo cual facilita la decisión desde el punto de vista financiero, de realizar o no un

proyecto”⁶. Matemáticamente es el promedio ponderado de flujos de efectivo para un proyecto de inversión, este es el indicador más usado, ya que pone en pesos de hoy tanto los ingresos futuros como los egresos, con el fin de facilitar la toma de decisión desde el punto de vista financiero, definiendo si el proyecto es económicamente rentable para el periodo de estudio y evaluado con la tasa de interés de oportunidad (TIO), como se evidencia en la **Ecuación 14**.

Ecuación 14. Valor Presente Neto.

$$VPN_{(t)} = \sum F_n(1+i)^{-n} = F_0 + F_1(1+i)^{-1} + F_2(1+i)^{-2} + \dots + F_n(1+i)^{-n}$$

Fuente. BACA C., Guillermo. Ingeniería económica. Bogotá D.C.: Fondo educativo panamericano, 2000. p. 197.

Donde:

- VPN: Valor Presente Neto.
- F: Flujo Neto de Caja.
- i: Tasa de Interés de Oportunidad.
- n: Periodo.

Para definir si el proyecto es financieramente rentable, el VPN debe ser positivo (mayor que cero) ya que los ingresos son mayores que los egresos comparados en pesos del presente. Por el contrario, si resulta ser negativo (menor que cero) significa que los ingresos son menores que los egresos y no es recomendable realizar el proyecto, ya que este no genera utilidades a los inversionistas. Si el VPN es igual a cero, significa que los ingresos y los egresos tienen igual valor, por lo tanto, es indiferente para los inversionistas tomar la decisión de llevar a cabo o no el proyecto.

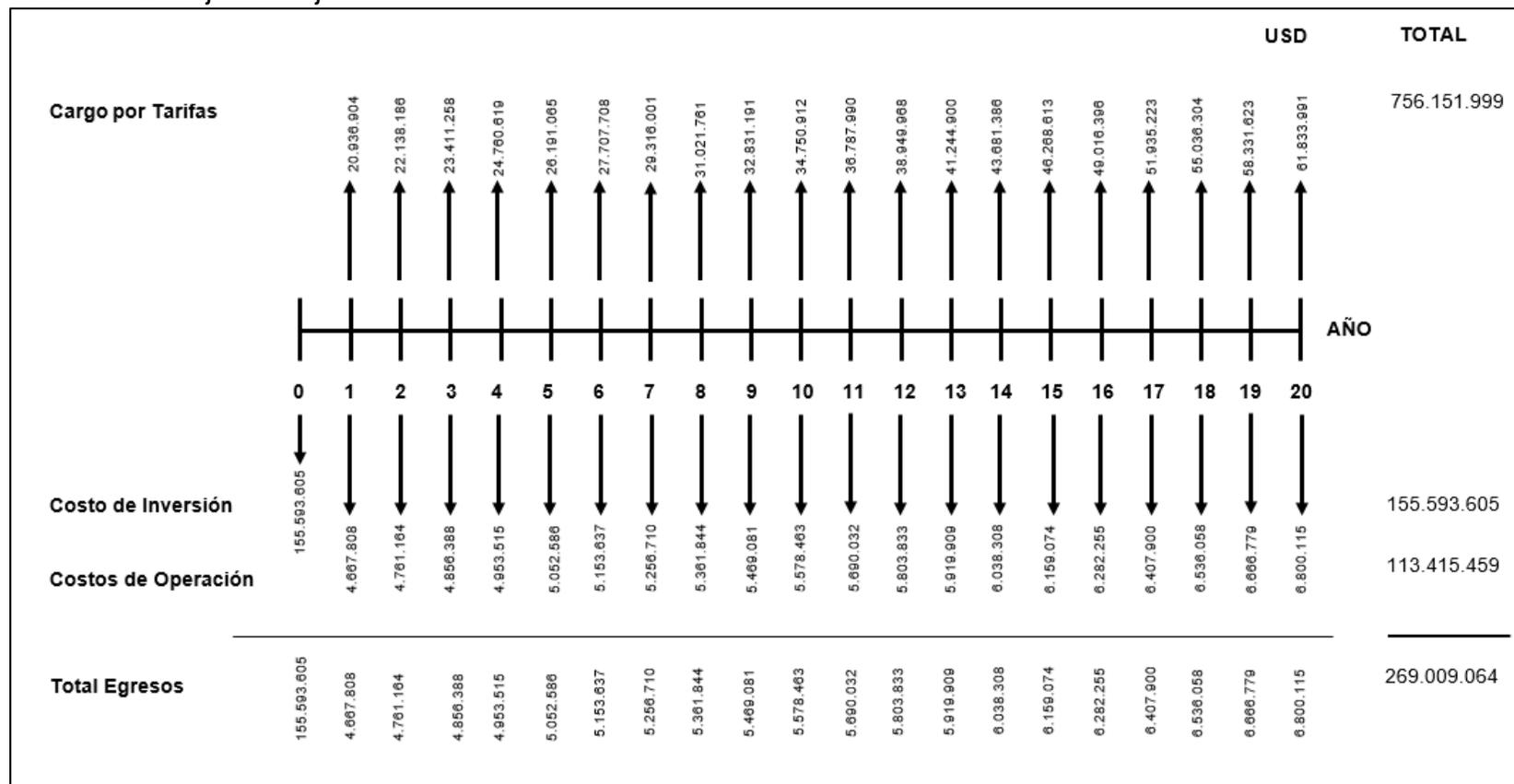
La tasa de interés de oportunidad (TIO), se define como “la tasa de interés más alta que un inversionista sacrifica con el objeto de realizar un proyecto”⁷, ya sea invirtiéndola en un proyecto o compro o simplemente depositándola en un banco, teniendo conocimiento de su rentabilidad. La tasa de interés de oportunidad manejada para proyectos de gasoductos, estipulada por la CREG, corresponde al 12,51% efectiva anual, teniendo en cuenta que el presente proyecto contempla periodos anuales se maneja la misma tasa de interés para efectos del cálculo del VPN.

El flujo de caja para los periodos establecidos para la evaluación del proyecto se representa en la **Gráfica 14**.

⁶ BACA C., Guillermo. Ingeniería económica. Bogotá D.C.: Fondo educativo panamericano, 2000. p. 197.

⁷ Ibid., p. 197.

Gráfica 14. Flujo de Caja



El flujo neto de caja está definido como la diferencia entre la sumatoria de ingresos y la sumatoria de egresos para el periodo “n”, dado por la **Ecuación 15**.

Ecuación 15. Flujo neto de caja.

$$F_n = \sum \text{Ingresos}_n - \sum \text{Egresos}_n$$

El valor del flujo neto de caja, se establece a partir de la aplicación de la Ecuación 15, para los 20 periodos de evaluación del proyecto, como se presenta a continuación

$$F_0 = \$0 \text{ USD} - \$155.593.605 \text{ USD} = -\$155.593.605 \text{ USD}$$

$$F_1 = \$20.936.904 \text{ USD} - \$4.667.808 \text{ USD} = \$16.269.096 \text{ USD}$$

$$F_2 = \$22.138.186 \text{ USD} - \$4.761.164 \text{ USD} = \$17.377.022 \text{ USD}$$

$$F_3 = \$23.411.258 \text{ USD} - \$4.856.388 \text{ USD} = \$18.554.870 \text{ USD}$$

$$F_4 = \$24.760.619 \text{ USD} - \$4.953.515 \text{ USD} = \$19.807.104 \text{ USD}$$

$$F_5 = \$26.191.065 \text{ USD} - \$5.052.586 \text{ USD} = \$21.138.479 \text{ USD}$$

$$F_6 = \$27.707.708 \text{ USD} - \$5.153.637 \text{ USD} = \$22.554.071 \text{ USD}$$

$$F_7 = \$29.316.001 \text{ USD} - \$5.256.710 \text{ USD} = \$24.059.291 \text{ USD}$$

$$F_8 = \$31.021.761 \text{ USD} - \$5.361.844 \text{ USD} = \$25.659.917 \text{ USD}$$

$$F_9 = \$32.831.191 \text{ USD} - \$5.469.081 \text{ USD} = \$27.362.110 \text{ USD}$$

$$F_{10} = \$34.750.912 \text{ USD} - \$5.578.463 \text{ USD} = \$29.172.449 \text{ USD}$$

$$F_{11} = \$36.787.990 \text{ USD} - \$5.690.032 \text{ USD} = \$31.097.958 \text{ USD}$$

$$F_{12} = \$38.949.968 \text{ USD} - \$5.803.833 \text{ USD} = \$33.146.135 \text{ USD}$$

$$F_{13} = \$41.244.900 \text{ USD} - \$5.919.909 \text{ USD} = \$35.324.991 \text{ USD}$$

$$F_{14} = \$43.681.386 \text{ USD} - \$6.038.308 \text{ USD} = \$37.643.078 \text{ USD}$$

$$F_{15} = \$46.268.613 \text{ USD} - \$6.159.074 \text{ USD} = \$40.109.539 \text{ USD}$$

$$F_{16} = \$49.016.396 \text{ USD} - \$6.282.255 \text{ USD} = \$42.734.141 \text{ USD}$$

$$F_{17} = \$51.935.223 \text{ USD} - \$6.407.900 \text{ USD} = \$45.527.323 \text{ USD}$$

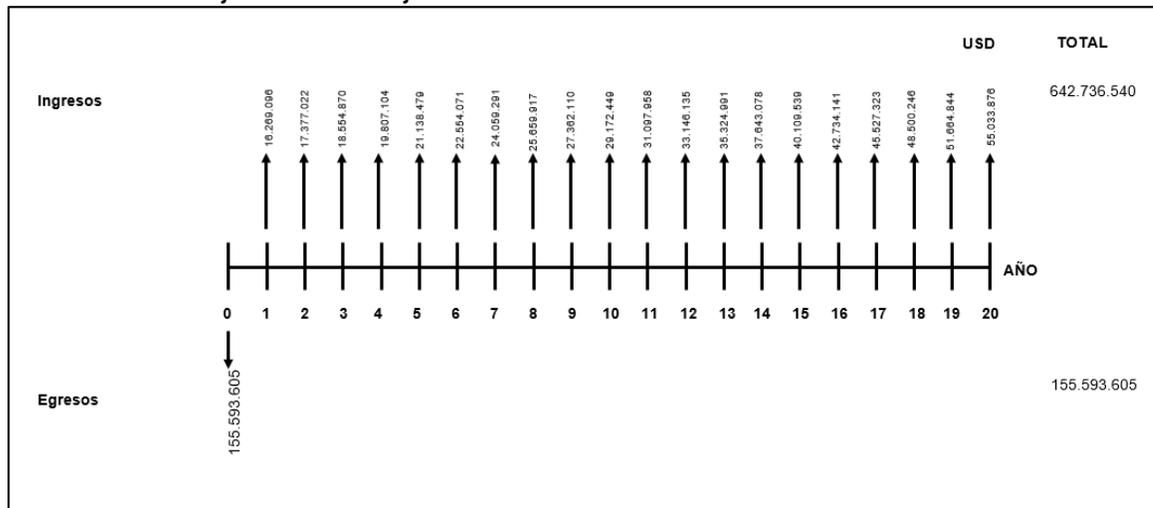
$$F_{18} = \$55.036.304 \text{ USD} - \$6.536.058 \text{ USD} = \$48.500.246 \text{ USD}$$

$$F_{19} = \$58.331.623 \text{ USD} - \$6.666.779 \text{ USD} = \$51.664.844 \text{ USD}$$

$$F_{20} = \$61.833.991 \text{ USD} - \$6.800.115 \text{ USD} = \$55.033.876 \text{ USD}$$

En la **Gráfica 15** se presenta el flujo neto de caja para los periodos establecidos del proyecto.

Gráfica 15. Flujo neto de caja.



Al reemplazar los valores obtenidos en el flujo neto de caja en la Ecuación 14 se obtiene lo siguiente:

$$\begin{aligned} \text{VPN}_{(0,1251)} = & -155.593.605 + 16.269.096(1 + 0.1251)^{-1} \\ & + 17.377.022(1 + 0.1251)^{-2} + 18.554.870(1 + 0.1251)^{-3} \\ & + 19.807.104(1 + 0.1251)^{-4} + 21.138.479(1 + 0.1251)^{-5} \\ & + 22.554.071(1 + 0.1251)^{-6} + 24.059.291(1 + 0.1251)^{-7} \\ & + 25.659.917(1 + 0.1251)^{-8} + 27.362.110(1 + 0.1251)^{-9} \\ & + 29.172.449(1 + 0.1251)^{-10} + 31.097.958(1 + 0.1251)^{-11} \\ & + 33.146.135(1 + 0.1251)^{-12} + 35.324.991(1 + 0.1251)^{-13} \\ & + 37.643.078(1 + 0.1251)^{-14} + 40.109.539(1 + 0.1251)^{-15} \\ & + 42.734.141(1 + 0.1251)^{-16} + 45.527.323(1 + 0.1251)^{-17} \\ & + 48.500.246(1 + 0.1251)^{-18} + 51.664.844(1 + 0.1251)^{-19} \\ & + 55.033.876(1 + 0.1251)^{-20} \\ \text{VPN}_{(0,1251)} = & 27.220.053 \text{ USD} \end{aligned}$$

8.5 CONCLUSIONES DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Desde el punto de vista financiero, la construcción y puesta en marcha del rediseño del gasoducto que beneficia a Popayán y Pasto, ciudades capitales de los departamentos de Cauca y Nariño es atractiva para la empresa Erabal S.A.S. porque le representa en dólares americanos de hoy una ganancia extraordinaria de 27.220.053 USD adicional a la tasa de interés de oportunidad

9. CONCLUSIONES

- El gas natural tiene un amplio campo de acción y de aplicación, ya que esta es una de las fuentes energéticas más usadas en el mundo, por ser considerado una energía limpia. La ingeniería se ha encargado de contribuir en la producción y el procesamiento de este producto, permitiendo que pueda llegar a las zonas de interés con las características y requerimientos que cumplan con la normativa para su uso.
- La actualidad de la industria del gas natural en Colombia no es muy alentadora, se evidenció un decrecimiento del 9% para el año 2013 en el comportamiento de las reservas en el país, y se proyecta que para el año 2024 las reservas probadas de gas no pasen los 1.5 TPC, dato que comparado al del año 2010 (5,3 TPC) muestra una disminución exagerada en el comportamiento. Por tal motivo es importante hacer provecho del gasoducto que conecta a Colombia con Venezuela, para de esta manera poder estabilizar el déficit de reservas en el país.
- A partir de la revisión del diseño realizado por la empresa Erabal S.A.S., se reafirmó que el gasoducto existente que llega adjudicado a la empresa Progasur S.A., no tiene la capacidad suficiente para transportar la demanda que debe ser entregada hasta la ciudad de Pasto, este gasoducto se ve limitado por sus 4" de diámetro interno y una capacidad máxima de transporte de 3.675 KPCD.
- El cálculo de la demanda con los datos actualizados al año 2016 y la inclusión de tecnologías de sistemas de información geográfica para la estimación de la demanda comercial, representan una gran diferencia en el volumen requerido para la zona comparado con el volumen calculado para el diseño base, ya que se evidencia una diferencia de 353.878,47 m³/día con respecto a la demanda calculada por parte de la empresa Erabal S.A.S.
- Se presentó una reducción de aproximadamente 34 km de longitud con el uso de la herramienta automática configurada con respecto al diseño base. Pero se aumentó significativamente la cantidad de cruces por carreteras.
- A partir de la implementación de la herramienta de ruteo automático, se redujo el tiempo de trazado significativamente. La empresa Erabal tardó aproximadamente un mes realizando la línea de forma manual, mientras que los autores tardaron 15 minutos haciendo uso de la herramienta creada.
- El máximo volumen a transportar de gas con las condiciones actuales de rediseño es de 25.4 MSCFD, para generar una velocidad erosiva de 80ft/seg. Con lo cual se presume que el diseño actual tendría cabida para transportar el

gas estimado para 20 años de 24MSCFD desde la Ciudad de Jamundí hasta la ciudad de Pasto.

- El sistema está ajustado a condiciones operativas para un caudal de 17 a 25.4 MSCFD, si llegase a requerir un consumo mayor de gas, la estación compresora podría modificarse con el fin de aumentar el poder de compresión, pero podría repercutir en costos.
- Con el ejercicio de localidad tipo se observó los predominantes son la clase 1 y 2, lo que se traduce en una reducción de costos en la adquisición del material, debido a que se redujeron el número de válvulas, que paso de 23 válvulas estimadas en el diseño base a 12 válvulas en el rediseño, y estas longitudes de tubería requieren un menor espesor, como lo es para el caso de localidades 1 y 2, con espesores de 0,21329 in y 0,25595 in, respectivamente, en comparación a un espesor constante de 0,266 in, establecido al asumir una misma clase de localidad (tipo 3) para todo el ducto en el diseño base.
- El estudio financiero por medio de la evaluación del indicador Valor Presente Neto, arroja un valor positivo (de 27.220.051 USD), lo cual significa que el proyecto es económicamente rentable, teniendo en cuenta que las tarifas de transporte generan unos ingresos satisfactorios para el periodo de estudio de 20 años.

8. RECOMENDACIONES

- Usar una tubería de cédula 20 y 30 al momento de construir el gasoducto, genera gran dificultad, ya que este tipo de tubería no es muy comercial. El ejercicio realizado a lo largo del trabajo de investigación fue con fines académicos y con conformidad a la norma ASME B31.8, sin embargo, es recomendable el uso de tubería de Schedule 40, por facilidad en cuestiones de compra e incremento en la seguridad y prevención de fugas y fallas en el sistema de transmisión.
- Tomar como base el proyecto de grado para llevar este a un nivel de ingeniería detallada, donde se pueda realizar actividad de campo y una visita y desarrollo del proyecto con entes del gobierno, para de esta manera, corroborar o comparar los resultados que se obtuvieron a lo largo de esta investigación.
- Optar por poner en práctica los Sistemas de Información Geográfica y aplicación en las aulas de clase. Para todo ingeniero de petróleos es importante conocer de mapas y trabajar con ayuda de la tecnología que permite facilitar el aprendizaje, conocimiento y trabajo de los operarios en cualquier campo de acción de la industria de los hidrocarburos.
- Enfocar el estudio al área de mantenimiento del gasoducto, lo que significa el trabajo de integridad de tubería es otro punto que tiene alta relevancia para el área del transporte de hidrocarburos. Aspectos como la prevención de fugas en gasoductos y derrames en oleoductos, son temas de vital importancia en la actualidad del país y que pueden ser tema a futuro para un proyecto de grado.
- Profundizar en otros campos de la ingeniería como son las estimaciones mecánicas, civiles, geotécnicas, automatización y eléctricas, para corroborar y mejorar el diseño presentando en la tesis actual.
- Solicitar para este tipo de proyectos que requieren de una inversión inicial elevada, un subsidio y ayuda por parte del Gobierno Nacional o Departamental, teniendo en cuenta que el Departamento del Cauca y el Departamento de Nariño serán directos beneficiados del proyecto.

BIBLIOGRAFÍA

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Oil & Natural Gas Transportation & Storage Infrastructure: Status, Trends, & Economic Benefits. Washington, D.C., December 2013

BACA C., Guillermo. “Ingeniería Económica”, Fondo Educativo Panamericano. Ed. Educativa. Octava edición, Bogotá D.C., 2000

BHADURI, S. y TALACHI, R.K. “Optimization of natural gas pipeline design”. The University of Texas at El Paso. Texas, USA, 1995

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Informa de Gestión 2014 – 2015. Bogotá D.C., 2015

DELVASTO J., Gustavo A. “Diseño Operación y Mantenimiento de Redes de Distribución de Gas”. Especialización en Ingeniería del Gas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, Universidad Industrial de Santander. Marzo de 2013

GAS TRANSMISSION AND DISTRIBUTION PIPING SYSTEMS. The American Society of Mechanical Engineers – ASME B 31.8 - Washington D.C. 2003

IKOKU, Chi U. “Natural Gas Production Engineering”, The Pennsylvania State University. Ed. Krieger Publishing Company. Malabar, Florida. 1992. 18 – 35 p.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de grado de investigación. NTC 1486. Bogotá D.C.: Instituto colombiano de normas técnicas y certificación, 2008. 1-36 p.

_____. Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 5613. Bogotá D.C.: Instituto colombiano de normas técnicas y certificación, 2008. 1-33 p.

_____. Referencias documentales para fuentes de información electrónicas. NTC 4490. Bogotá D.C.: Instituto colombiano de normas técnicas y certificación, 2008. 4-12 p.

PEREZ P., Ramiro y MARTINEZ., Marcías J. “Ingeniería del Gas”, Características y Comportamiento de los Hidrocarburos. Maracaibo – Venezuela. 1994

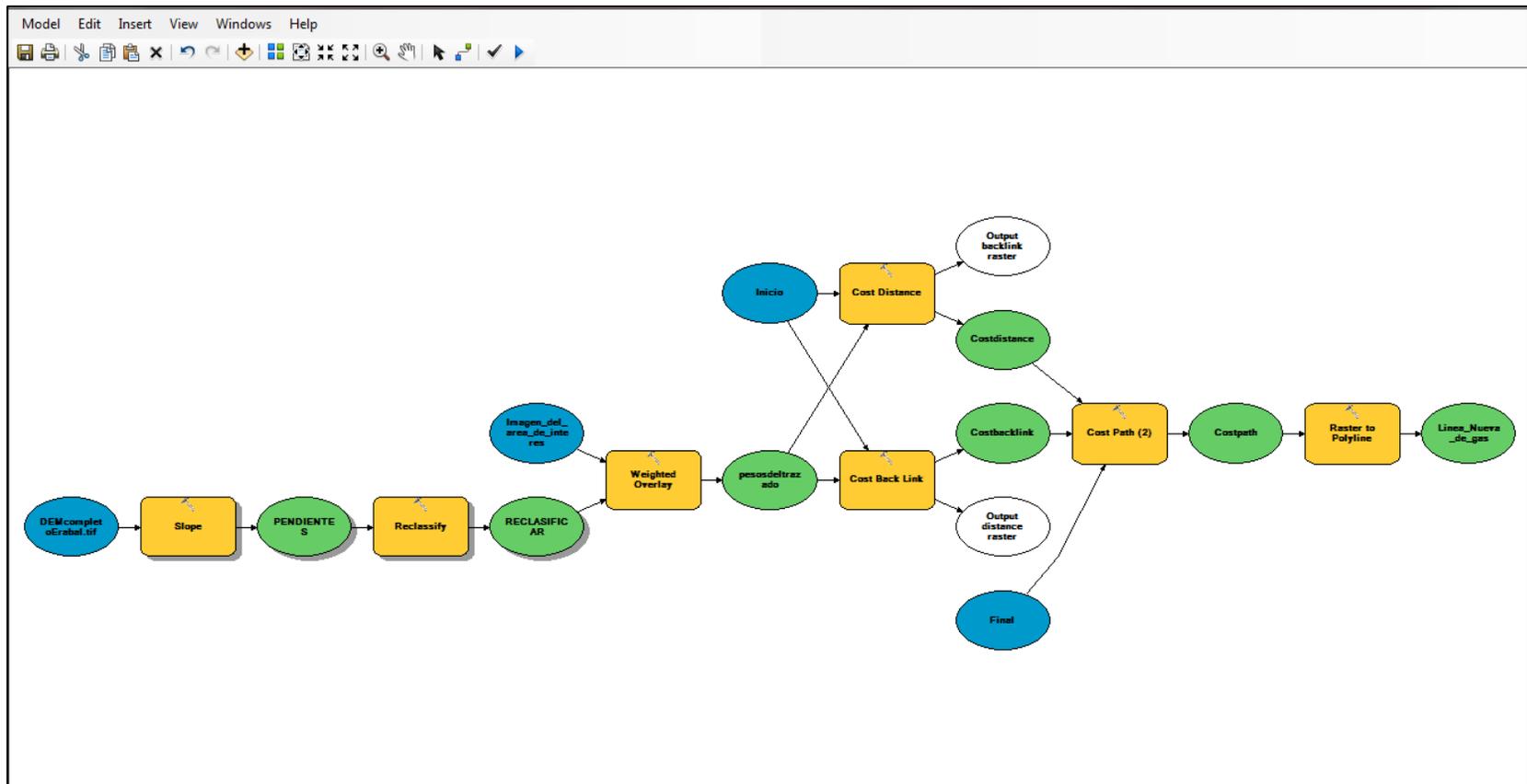
PROMIGAS. Informe del Sector Gas Natural 2014

REGLAMENTO ÚNICO DE TRANSPORTE. Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. Santa Fe de Bogotá D.C., 1999

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural – 2016. Subdirección de Hidrocarburos, Bogotá D.C., Abril de 2016

ANEXOS

ANEXO A PROGRAMACIÓN DE LA HERRAMIENTA DE RUTEO AUTOMÁTICO



ANEXO B
CROMATOGRAFIA DEL GAS NATURAL POR LA EMPRESA TGI EN MARIQUITA



Transportadora de Gas Internacional S.A. ESP
Cromatografías Específicas

Fecha	Punto	heat_value	nitrogeno	CO2	metano	etano	propano	i_butano	n_butano	i_pentano	n_pentano	n_hexano	neopentano	grav. Especifica	densidad
19-ago-2016	MARIQUITA	1.14113	0.51142	1.93099	83.00156	9.85619	3.49614	0.53693	0.50820	0.09101	0.04489	0.02267	0.00000	0.67640	0.05160
20-ago-2016	MARIQUITA	1.14166	0.51492	1.92997	82.97365	9.85993	3.50233	0.53847	0.51477	0.09378	0.04721	0.02497	0.00000	0.67680	0.05170
21-ago-2016	MARIQUITA	1.14170	0.51481	1.92447	82.98455	9.85519	3.50008	0.53880	0.51529	0.09423	0.04750	0.02509	0.00000	0.67670	0.05170
22-ago-2016	MARIQUITA	1.14330	0.51735	1.89152	82.91588	9.90589	3.53055	0.54423	0.52308	0.09608	0.04885	0.02657	0.00000	0.67720	0.05170
23-ago-2016	MARIQUITA	1.14187	0.52039	1.88808	83.01483	9.87169	3.48947	0.53438	0.51347	0.09369	0.04816	0.02584	0.00000	0.67630	0.05160
24-ago-2016	MARIQUITA	1.14144	0.51905	1.88424	83.06422	9.84066	3.48083	0.53266	0.51164	0.09332	0.04773	0.02565	0.00000	0.67590	0.05160
25-ago-2016	MARIQUITA	1.14111	0.51623	1.91914	83.01749	9.86279	3.47829	0.53155	0.50960	0.09279	0.04716	0.02496	0.00000	0.67620	0.05160
26-ago-2016	MARIQUITA	1.14213	0.51512	1.90682	82.94348	9.92298	3.50319	0.53388	0.51126	0.09192	0.04655	0.02479	0.00000	0.67670	0.05170
27-ago-2016	MARIQUITA	1.14289	0.51458	1.90577	82.88877	9.95290	3.51885	0.53792	0.51539	0.09321	0.04733	0.02528	0.00000	0.67710	0.05170
28-ago-2016	MARIQUITA	1.14151	0.51726	1.91348	82.96252	9.93147	3.47778	0.52709	0.50599	0.09184	0.04699	0.02558	0.00000	0.67640	0.05160
29-ago-2016	MARIQUITA	1.14192	0.51766	1.90253	82.97476	9.90266	3.49072	0.53276	0.51187	0.09333	0.04765	0.02606	0.00000	0.67650	0.05160
30-ago-2016	MARIQUITA	1.14201	0.52289	1.91708	83.03686	9.82105	3.48788	0.53024	0.51104	0.09296	0.05323	0.02677	0.00000	0.67630	0.05160
31-ago-2016	MARIQUITA	1.14161	0.51988	1.89571	82.98455	9.92792	3.47280	0.52563	0.50665	0.09262	0.04729	0.02675	0.00000	0.67620	0.05160
01-sep-2016	MARIQUITA	1.13841	0.57311	1.91932	84.32860	9.65782	3.52116	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.65730	0.05020
02-sep-2016	MARIQUITA	1.13841	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000

ANEXO C
MINIMA TENSION DE FLUENCIA ESPECIFICADA PARA TUBERÍA DE
ACERO NORMA ASME B31.8

Especificación N°	Grado	Tipo (Nota 1)	SMYS, psi
API 5L {Nota (21)}	A25	BW, ERW, S	25,000
API 5L {Nota (21)}	A	ERW, S, DSA	30,000
API 5L {Nota (21)}	B	ERW, S, DSA	35,000
API 5L {Nota (21)}	x42	ERW, S, DSA	42,000
API 5L {Nota (21)}	x46	ERW, S, DSA	46,000
API 5L {Nota (21)}	x52	ERW, S, DSA	52,000
API 5L {Nota (21)}	x56	ERW, S, DSA	56,000
API 5L {Nota (21)}	x60	ERW, S, DSA	60,000
API 5L {Nota (21)}	x65	ERW, S, DSA	65,000
API 5L {Nota (21)}	x70	ERW, S, DSA	70,000
API 5L {Nota (21)}	x80	ERW, S, DSA	80,000
ASTM A 53	Tipo F	BW	25,000
ASTM A 53	A	ERW, S	30,000
ASTM A 53	B	ERW, S	35,000
ASTM A 106	A	S	30,000
ASTM A 106	B	S	35,000
ASTM A 106	C	S	40,000
ASTM A 134	...	EFW	{Nota (31)}
ASTM A 135	A	ERW	30,000
ASTM A 135	B	ERW	35,000
ASTM A 139	A	EFW	30,000
ASTM A 139	B	EFW	35,000
ASTM A 139	C	EFW	42,000
ASTM A 139	D	EFW	46,000
ASTM A 139	E	EFW	52,000
ASTM A 333	1	S, ERW	30,00
ASTM A 333	3	S, ERW	35,000
ASTM A 333	4	S	35,000
ASTM A 333	6	S, ERW	35,000
ASTM A 333	7	S, ERW	35,000
ASTM A 333	8	S, ERW	75,000
ASTM A 333	9	S, ERW	46,000

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES

Nosotros **Juliana Otálora Orrego** y **Juan Carlos Tinoco Muñoz** en calidad de titulares de la obra **Rediseño del gasoducto entre Popayán y Pasto con el uso de las herramientas ArcGIS y Pipesim**, elaborada en el año **2015**, autorizamos al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América** para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que nos corresponden y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autores manifestamos conocer que:

- La autorización es de carácter no exclusiva y limitada, esto implica que la licencia tiene una vigencia, que no es perpetua y que el autor puede publicar o difundir su obra en cualquier otro medio, así como llevar a cabo cualquier tipo de acción sobre el documento.
- La autorización tendrá una vigencia de cinco años a partir del momento de la inclusión de la obra en el repositorio, prorrogable indefinidamente por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales del autor y podrá darse por terminada una vez el autor lo manifieste por escrito a la institución, con la salvedad de que la obra es difundida globalmente y cosechada por diferentes buscadores y/o repositorios en Internet, lo que no garantiza que la obra pueda ser retirada de manera inmediata de otros sistemas de información en los que se haya indexado, diferentes al Repositorio Digital Institucional – Lumieres de la Fundación Universidad América.
- La autorización de publicación comprende el formato original de la obra y todos los demás que se requiera, para su publicación en el repositorio. Igualmente, la autorización permite a la institución el cambio de soporte de la obra con fines de preservación (impreso, electrónico, digital, Internet, intranet, o cualquier otro formato conocido o por conocer).
- La autorización es gratuita y se renuncia a recibir cualquier remuneración por los usos de la obra, de acuerdo con la licencia establecida en esta autorización.
- Al firmar esta autorización, se manifiesta que la obra es original y no existe en ella ninguna violación a los derechos de autor de terceros. En caso de que el trabajo haya sido financiado por terceros, el o los autores asumen la responsabilidad del cumplimiento de los acuerdos establecidos sobre los derechos patrimoniales de la obra.
- Frente a cualquier reclamación por terceros, el o los autores serán los responsables. En ningún caso la responsabilidad será asumida por la Fundación Universidad de América.
- Con la autorización, la Universidad puede difundir la obra en índices, buscadores y otros sistemas de información que favorezcan su visibilidad.

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

Conforme a las condiciones anteriormente expuestas, como autores establecemos las siguientes condiciones de uso de nuestra obra de acuerdo con la **licencia Creative Commons** que se señala a continuación:



Atribución- no comercial- sin derivar: permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.



Atribución – no comercial: permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.



Atribución – no comercial – compartir igual: permite distribuir, modificar, crear obras derivadas, sin fines económicos, siempre y cuando las obras derivadas estén licenciadas de la misma forma.

Licencias completas: http://co.creativecommons.org/?page_id=13

Siempre y cuando se haga alusión de alguna parte o nota del trabajo, se debe tener en cuenta la correspondiente citación bibliográfica para darle crédito al trabajo y a sus autores.

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá, a los 3 días del mes de Noviembre del año 2016.

LOS AUTORES:

Autor 1

Nombres	Apellidos
Juliana	Otálora Orrego
Documento de identificación No	Firma
1.049.637.808 de Tunja	

Autor 2

Nombres	Apellidos
Juan Carlos	Tinoco Muñoz
Documento de identificación No	Firma
1.010.202.075 de Bogotá	