

EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DE UN GASODUCTO PARA EL TRANSPORTE DE GAS
NATURAL A LA CIUDAD DE PASTO, DEPARTAMENTO NARIÑO.

FABIÁN ROLANDO PEÑA MORALES
CESAR EMILIO ERASO POLEO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS
BUCARAMANGA
2013

EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DE UN GASODUCTO PARA EL TRANSPORTE DE GAS
NATURAL A LA CIUDAD DE PASTO, DEPARTAMENTO NARIÑO.

FABIÁN ROLANDO PEÑA MORALES
CESAR EMILIO ERASO POLEO

Trabajo de grado para optar al título Especialista en Ingeniería del Gas

Director:
Ingeniero Nicolás Santos Santos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS
BUCARAMANGA
2013

A mis padres María Helena Morales y Víctor Segundo Peña, quienes me brindaron el apoyo en mi formación y me transmitieron los valores de hogar y las enseñanzas de trabajo y disciplina para cada uno de los proyectos que he trazado en mi vida.

Fabian Rolando Peña Morales

A mi princesita Isabella Marie Eraso Balaguera y mi esposita Jeimy, que llegaron a mi vida, con el fin iluminarme e incentivar me para lograr el éxito en todos los aspectos de mi vida, les dedico este gran logro mis amores.

Cesar Emilio Eraso Poleo

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN.....	16
1. ESPECIFICACIONES GENERALES DEL PROYECTO	17
1.1PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	17
1.2JUSTIFICACIÓN	18
1.3ALCANCE	19
1.4OBJETIVO GENERAL	19
1.5OBJETIVOS ESPECÍFICOS	19
2.ESTADO ACTUAL DE LAS RESERVAS DE GAS, PRODUCCIÓN, DEMANDA Y CONTINUI- DAD EN EL SUMINISTRO.	20
3.MARCO TEÓRICO	23
3.1INGENIERÍA CONCEPTUAL	23
3.2GASODUCTO O LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE GAS	23
3.3SISTEMAS DE TRANSPORTE O TRANSMISIÓN DE GAS NATURAL	23
3.4ENTES REGULADORES PARA EL TRANSPORTE DE GAS EN COLOMBIA	24
3.5APOYO GUBERNAMENTAL	24
3.6NORMATIVAS DE TRANSPORTE EN COLOMBIA	25
3.7CONSUMO DE GAS NATURAL	26
3.7.1DEMANDA ESPERADA DE CAPACIDAD	26
3.7.2DEMANDA ESPERADA DE VOLUMEN	26
3.8MÉTODOS DE CÁLCULO DE LA DEMANDA POTENCIAL DE GAS NATURAL	26
3.8.1PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	27
3.8.2TRAZADO DE LA LÍNEA DE TRANSPORTE	28
3.9CONCEPTO DE LA HIDRÁULICA DE PROCESOS	29
4.DESARROLLO DEL ESTUDIO	29

4.1OBJETO DEL ANÁLISIS	29
4.2CÓDIGOS, NORMAS, ESTÁNDARES Y DOCUMENTOS DE REFERENCIA	30
4.3SISTEMA DE UNIDADES DE MEDIDA	31
4.4DETERMINACIÓN DE DEMANDA DE GAS NATURAL Y TRAZADO DE LÍNEA DE TRANSPORTE	32
4.4.1DEMANDA DE GAS NATURAL	32
4.4.1SISTEMA DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA (SIG) DEL PROYECTO	36
4.4.2UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL PUNTO DE INICIO Y PUNTO FINAL DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL	42
4.4.3TRAZADO GEOESPACIAL DE LA RUTA POR ALTERNATIVA.	43
4.4.4DATOS PARA DESARROLLAR EL MODELO DE SIMULACIÓN SIG	47
4.4.5TRAZADO DE LÍNEAS DE TRASPORTE PARA EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS	51
4.5ESTUDIO HIDRÁULICO	55
4.5.1DETERMINACIÓN DE CAPACIDAD DE LÍNEA EXISTENTE DE GAS CALI – POPAYÁN - TOTORÓ (CAUCA)	56
4.5.2CASOS DE ESTUDIO	58
4.6REPORTE DE CÁLCULOS COMPLEMENTARIOS	70
4.6.1DEFINICIÓN DE LOS CÁLCULOS CARACTERISTICOS SEGÚN LA NORMA ASME B31.8	70
4.6.2ANÁLISIS DE ESPESOR PARA LAS ALTERNATIVAS	72
4.7CRITERIOS Y CONDICIONES DE DISEÑO EMPLEADAS	76
4.7.1CAPACIDAD DE DISEÑO	76
4.7.2CARACTERIZACIÓN DEL GAS	77
4.7.3CONDICIONES ESTÁNDAR	78
4.7.4CRITERIOS DE DISEÑO DE EQUIPOS	79
4.7.5CRITERIOS PARA DIMENSIONAMIENTO DE TUBERÍAS	80

4.7.6RECOMENDACIONES PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS	80
4.7.7EQUIPOS	81
4.7.8DEFINICIÓN DE SISTEMAS DE TUBERÍA	82
4.7.9OTRAS CONSIDERACIONES	83
5.DETERMINACIÓN DE CAPEX Y OPEX.....	84
6.ESTUDIO ECONÓMICO Y FINANCIERO	88
6.1GASODUCTO TOTORÓ – PASTO CASO 1	88
6.1.1MARCO INSTITUCIONAL Y APOYOS DEL GOBIERNO	90
6.2GASODUCTO JAMUNDI PASTO CASO 2	91
6.2.1MARCO INSTITUCIONAL Y APOYOS DEL GOBIERNO	93
6.3GASODUCTO JAMUNDI – PASTO – QUITO CASO 3	94
6.3.1MARCO INSTITUCIONAL Y APOYOS DEL GOBIERNO	96
6.4DEPRECIACIÓN DE EQUIPOS	97
7.CONCLUSIONES	99
8.RECOMENDACIONES	101
9.BIBLIOGRAFÍA.....	103
ANEXOS.....	105

INDICES DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Unidades de medida.	31
Tabla 2. Inventario del Consumo de GLP.....	32
Tabla 3. Proyección de Consumo de GLP.....	33
Tabla 4. Factores de Conversión Energética GLP-GN.....	34
Tabla 5. Consumo de Clientes Medianos	35
Tabla 6. Proyección Consumo Clientes Medianos	36
Tabla 7. Consumo Total Nariño	36
Tabla 8. Capas Empleadas en el SIG.....	41
Tabla 9. Demanda de Gas Natural	50
Tabla 10. Determinación de diámetro de gasoducto Caso 2, y viabilidad de estación compresora	61
Tabla 11. Parámetros típicos de costos base, para comparación.....	62
Tabla 12. Evaluación diámetro gasoducto Tramo Jamundí-Nariño Caso 3.....	65
Tabla 13. Determinación de diámetro tramo Nariño - Quito Caso 3.....	66
Tabla 14. Cálculo de espesor Alternativa 1	72
Tabla 15. Corroboración de tubería a utilizar.....	73
Tabla 16. Cálculo de espesor Alternativa 2	73
Tabla 17. Corroboración de tubería a utilizar.....	74
Tabla 18. Cálculo de espesor alternativa 3, tubería de 10"	75
Tabla 19. Cálculo de espesor alternativa 3, tubería de 12"	75
Tabla 20. Corroboración de tubería a utilizar.....	76
Tabla 21. Corroboración de tubería a utilizar.....	76
Tabla 22. Condiciones de Entrada Estación Compresora, de acuerdo Alternativa a seleccionar.	76

Tabla 23. Condiciones de Entrega de las unidades de compresión, según la alternativa a seleccionar.....	77
Tabla 24. Caracterización del Gas.....	78
Tabla 25. Condiciones estándar para el Proyecto.....	78
Tabla 26. Presión de Diseño de Equipos Individuales.....	79
Tabla 27. Definición del la Temperatura de Diseño en Equipos.....	79
Tabla 28. Sobre-espesor por corrosión (ca) para materiales.....	81
Tabla 29. Años de servicio de un equipo o elemento.....	82
Tabla 30. Criterios para la prueba de presión en función de la clase de localización, según ASME B31.8 tabla 841.322(f).....	83
Tabla 31. Listado de Costos y CAPEX por Alternativa.....	84
Tabla 32. Porcentajes de Inversión.....	90
Tabla 33. TIR Y VAN Caso 1.....	91
Tabla 34. Porcentajes de Inversión Caso 2.....	93
Tabla 35. TIR y VAN Caso 2.....	94
Tabla 36. Porcentajes de inversión Caso 3.....	96
Tabla 37. TIR y VAN Caso 3.....	96
Tabla 38. Resultados de la Depreciación.....	97
Tabla 39. Valor Total de Depreciación.....	98

INDICE DE GRÁFICAS

	Pág.
Gráfica 1. Distribución de las Reservas de Gas Natural	20
Gráfica 2. Potencial de Gas Natural	21
Gráfica 3. Demanda Nacional de Gas Natural – Escenario Alto (MPCD)	22
Gráfica 4. Balance Nacional de Gas Natural	22
Gráfica 5. Inventario del Consumo de GLP	33
Gráfica 6. Ubicación Geográfica del Proyecto	37
Gráfica 7. SIG de Nariño.....	38
Gráfica 8. SIG de Nariño con el DEM o Modelo Digital de Elevación de la Nasa de Precisión 30 m	39
Gráfica 9. SIG con Mapa de Pendientes	40
Gráfica 10. Puntos de Inicio y Final Alternativa 1	42
Gráfica 11. Detalle Puntos de Inicio y Final Alternativa 1	43
Gráfica 12. Model Builder con Herramientas para Trazado Geoespacial.	44
Gráfica 13. Ruta de la Alternativa 1	45
Gráfica 14. Ruta de la Alternativa 2	46
Gráfica 15. Alternativa 1 Sistema de Transporte con Abcisado corregido por Topografía	48
Gráfica 16. Alternativa 2 Sistema de Transporte con Abcisado corregido por Topografía	49
Gráfica 17. Trazado Jamundí - Totoró.....	51
Gráfica 18. Trazado topográfico Jamundí - Totoró - Pasto	51
Gráfica 19. Trazado Totoró – Pasto.....	52
Gráfica 20. Ríos entre Totoró - Pasto	52
Gráfica 21. Trazado topográfico Totoró - Pasto.....	53

Gráfica 22. Trazado Pasto - Rumichaca.....	53
Gráfica 23. Trazado Rumichaca - Quito	54
Gráfica 24. Trazado topográfico Jamundí - Quito.....	54
Gráfica 25. Propiedades del modelo OLGA.....	55
Gráfica 26. Paquete Hidráulico de Simulación	55
Gráfica 27. Simulación máxima capacidad gasoducto Progasur	56
Gráfica 28. Perfil de presión gasoducto Progasur a flujo máximo (12.44 MMSCF)	57
Gráfica 29. Velocidad máxima a 12.44 MMSCFD gasoducto existente de 4"	57
Gráfica 30. Velocidad máxima a 11.1 MMSCFD de gas natural por gasoducto Progasur	58
Gráfica 31. Esquema simplificado de simulación para 6", Caso 2	60
Gráfica 32. Esquema simplificado de simulación para 6", Caso 2	60
Gráfica 33. Esquema simplificado de simulación para 6" con unidad de compresión, Caso 2.....	61
Gráfica 34: Perfil de presión Caso 2, 6"- Estación Compresora Jamundí.....	63
Gráfica 35. Esquema extendido de simulación Caso 2	64
Gráfica 36. Esquema simplificado de simulación resultante del Caso 3	67
Gráfica 37. Perfil de presión Caso 3, 12" - Estación compresora Pasto.	67
Gráfica 38. Esquema extendido de simulación Caso 3 (1 de 2).....	68
Gráfica 39. Esquema de simulación extendida Caso 3 (2 de 2).....	69
Gráfica 40. Costos de Operación ALT 2 y ALT3.....	87
Gráfica 41. Consumo de GN Según Demanda por año Caso 1	89
Gráfica 42. Flujo de Fondos Caso 1	90
Gráfica 43. Consumo de GN Según Demanda por año Caso 2.....	92
Gráfica 44. Flujo de Fondos Caso 2	93
Gráfica 45. Flujo de Fondos Caso 3	95
Gráfica 46. Demanda por año Caso 3	95

INDICE DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. NORMAS APLICABLE AL SECTOR HIDROCARBUROS	105
ANEXO B. NORMAS RECOMENDADAS PARA EL ÁREA PROCESO	106
ANEXO C. NORMAS RECOMENDADAS PARA EL ÁREA CIVIL	106
ANEXO D. NORMAS RECOMENDADAS PARA EL ÁREA ELÉCTRICA.....	106
ANEXO E. NORMAS RECOMENDADAS PARA EL ÁREA TUBERÍA	107
ANEXO F. NORMAS RECOMENDADAS PARA EL ÁREA MECÁNICA	107
ANEXO G. NORMAS RECOMENDADAS PARA EL ÁREA INSTRUMENTACIÓN.....	108

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DE UN GASODUCTO PARA EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL A LA CIUDAD DE PASTO, DEPARTAMENTO NARIÑO.

AUTOR:

Fabián Rolando Peña Morales

Cesar Emilio Eraso Poleo*

PALABRAS CLAVES: Gasoducto, Demanda de gas, Sistema de Información Geográfica, Hidráulica de proceso, TIR, VAN o VPN, CAPEX, OPEX

El presente documento está orientado a desarrollar un estudio técnico-económico a nivel de ingeniería conceptual de la mejor alternativa, para transportar gas natural por gasoducto para abastecer la ciudad de Pasto y los principales municipios del departamento de Nariño.

En el contenido del documento inicialmente se presenta el modelo de cálculo de la demanda de gas de la población Nariñense a ser abastecida por el gas natural transportado desde el gasoducto principal existente. Por otra parte se presenta los resultados del análisis de determinación de la ruta más óptima para el recorrido del ducto, empleando un software especializado en SIG (ArcGIS de Esri) con imágenes satelitales de alta y media resolución.

Se presenta los diferentes casos de estudio y configuraciones (tres alternativas o casos de estudio) de dimensiones de ductos con o sin estaciones compresoras que cumpla los estándares de ingeniería y que tenga el menor costo, además de realizar la especificación a nivel conceptual de tubería, válvulas y equipos principales.

Con las alternativas planteadas, se busca cubrir la demanda calculada, empleando un software especializado en transporte de fluidos con un modelo hidráulico que predice de manera precisa las propiedades de transporte de fluidos en gasoductos.

Por último se realiza un estudio financiero de la configuración más viable técnicamente, considerando los costos comerciales de equipos y tubería para el cálculo de CAPEX, así como también se empleó los valores típicos de OPEX que se maneja en la literatura relacionada. Se consideró la inversión tanto pública como privada y se determinó los indicadores financieros como VAN y TIR de cada una de las tres alternativa. Así, finalmente se recomienda la implementación de las alternativas económicamente viables y los trabajos que se deben tener en cuenta en el momento de realizar una posterior fase de ingeniería.

* Monografía

*Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Director: Ing. Nicolas Santos Santos

SUMMARY

TITLE: NATURAL GAS PIPELINE EVALUATION FOR PASTO, CITY

AUTHORS:

Fabián Rolando Peña Morales

Cesar Emilio Eraso Poleo**

KEY WORDS: Natural Gas Pipeline, Demand, Geographic Information System (GIS), Hydraulics Simulation, IRR, NPV, CAPEX, OPEX.

This document is about the development of a technical and economic study of the first phase for the engineering project for transporting natural gas by pipeline to supply the city of Pasto and major municipalities in Nariño.

Initially the document content the calculation model of natural gas demand of Nariño Department, that is going to be transport by a natural gas pipe from the existing Colombian Natural Gas Transport System. Moreover it presents the results of analysis for determining the optimal route for the pipeline, using specialized software in GIS from Esri, named ArcGIS version 10.1 that integrates imagery with high and medium resolution, digital elevation models and a basic cartography of the region.

We present three alternatives or case studies, defined the size of each one with or without compressor stations that meets engineering standards and has the lowest cost, in addition this first phase has the pipe specification, valves and major equipment.

We used the alternatives, in order to supply the natural gas demand calculated and for the calculated of the size that we need we used specialized software for transporting fluids that is based on a hydraulic model to accurately predict the transport properties of fluids in pipelines.

Finally, we performed a financial study of the technically feasible configuration, considering trade costs of equipment and piping to calculate CAPEX, and also used the typical values of OPEX that is handled in the related literature. We considered both public and private investment and financial indicators as NPV and IRR of each of the three alternatives. In conclusion, we recommend the implementation of the economically viable alternatives and the monograph could be taken like base for the subsequent engineering phase.

* Monograph

* Faculty of Engineering Physicochemical Director: Mr. Nicolas Santos Santos

INTRODUCCIÓN

El presente estudio surge de la necesidad de estudiar la viabilidad técnica y económica del suministro de gas natural a la población nariñense, a través de una infraestructura compuesta por un gasoducto y de estaciones compresoras; de esta forma se plantea realizar el cubrimiento del servicio de gas natural a una región que actualmente se abastece de otros combustibles como el GLP, y así sustituir el consumo de pipetas de gas licuado del petróleo por un sistema de transporte que ofrece una mayor confiabilidad y un manejo más seguro del combustible.

Es así como se plantea emplear un software que nos permita evaluar la ruta más óptima y segura a través de las regiones del Valle del Cauca y Nariño, de tal forma que se pueda estimar un costo estándar de construcción y llegar a evaluar alternativas hidráulicas con estaciones de compresión que optimice el costo de suministro de gas natural a la región sur del país por medio de un gasoducto.

Conociendo la configuración más viable desde el punto de vista técnico-económico en el documento se plasma los cálculos y especificaciones realizadas en el sistema de tubería, válvulas y equipos principales del proceso de transporte de gas natural.

En el último capítulo de este documento se detalla el análisis financiero, definido a través de los costos de capital, flujo de caja y la recuperación de la inversión proyectada en el tiempo con base en el costo del servicio de gas domiciliario.

1. ESPECIFICACIONES GENERALES DEL PROYECTO

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Los Gasoductos, en la industria del gas y dentro del entorno país, son considerados la forma más segura y eficiente de Transportar Gas Natural. En Colombia, solo cubren la zona Norte y media, hasta la ciudad de Popayán. A partir de aquí las poblaciones de Colombia hacia el Sur, recurren al Transporte de GLP como medio para obtener la energía requerida para los usos domiciliarios, comerciales e industriales de esta parte del territorio nacional.

Este medio de transporte y tipo de combustible hace que el suministro sea poco confiable e inseguro. Las poblaciones que dependen de este medio de transporte y tipo de combustible, día a día tienen los siguientes problemas:

El límite de explosividad del GLP lo hace de mayor riesgo de explosión por la falta de seguridad en su manejo¹.

El GLP tiene mayor densidad relativa por ende tiende a acumularse en las zonas bajas de las viviendas y hace muy difícil su dispersión.

En las viviendas o comercios que tengan dichas pipetas de GLP dentro de las instalaciones, hace que se tenga un factor de seguridad bajo, debido a que no siempre se les da el mantenimiento adecuado a los cilindros aumentando la probabilidad de fuga y el consiguiente riesgo de explosión. En la actualidad el país en ciertas zonas del país, el transporte de GLP es poco confiable, haciendo que haya escases en ciertos periodos y cuando se reactiva, los habitantes de la región Nariñense deben hacer largas filas para adquirir el mismo.

Cada casa, comercio o industria depende de un tercero que transporta las pipetas por medio de vehículos y a su vez el usuario debe realizar una logística de solicitud y adquisición del mismo lo cual afecta su calidad de vida.

¹ De acuerdo a siguientes propiedades del GLP con flash point de -76°F y densidad relativa del vapor de aprox 2,0, TESORO, Fuel Refinery Intermediate Stream, disponible en internet: http://www.tsocorp.com/stellent/groups/corpcomm/documents/tsocorp_documents/msdslpg.pdf. Praxair, Inc. Material Safety Data Sheets for Propane, CNG, and Hydrogen. September 2004. Danbury, CT USA. De acuerdo a NFPA 30 2008 el GLP es clasificado como un gas inflamable categoría 1.

1.2 JUSTIFICACIÓN

El Gas Natural transportado por gasoductos mejora la calidad de vida de la sociedad e impulsa el desarrollo de la región, ya que permite cambiar y mejorar el tipo de suministro que actualmente tiene la población, además de favorecer la rentabilidad en la adquisición de energía. Por otra parte, incentiva otro tipo de usos que con el GLP antes no se contemplaban, tales como: Gas Natural Vehicular (GNV), calentadores térmicos industriales, comerciales y domésticos; lavanderías y secadoras.

Por tal motivo, el Gobierno Colombiano como Política Nacional, por medio del Ministerio de Minas y Energía y la UPME, buscan incentivar el desarrollo de Gasoductos que cubran todo el territorio nacional.

A su vez, la selección de esta zona se debe a que no está cubierta por la red de Gasoductos de Colombia y es de interés del Ministerio apoyar un proyecto de este tipo en la región para el 2013 y de esta forma hacer llevar el hidrocarburo a una de las principales capitales del país como lo es la ciudad de San Juan de Pasto.

Adicional a lo anterior, se tiene conocimiento por medio de resoluciones de la CREG, de la aprobación de una licencia para la construcción de redes de distribución en la ciudad de Pasto. Sin embargo, se conoce que algunas Transportadoras de Gas Natural del país han desarrollado evaluaciones conceptuales de proyectos de este tipo en el área, sin que haya sido otorgada licencia alguna.

Las ingenierías conceptuales desarrolladas, hasta ahora solo han contemplado la evaluación hidráulica de Popayán a Pasto y solo los consumos de Pasto y algunas de Nariño, sin tomar en cuenta los consumos de todo Nariño o una eventual propuesta para exportar gas al Ecuador.

1.3 ALCANCE

En el presente trabajo de monografía se desarrollará un estudio técnico-económico a nivel de ingeniería conceptual de la mejor alternativa, para transportar gas natural por gasoducto para abastecer a Pasto y los principales municipios del departamento de Nariño.

1.4 OBJETIVO GENERAL

Desarrollar un estudio técnico-económico de la mejor alternativa, para transportar Gas Natural por medio de un gasoducto o por medio de gasoductos virtuales para abastecer a Pasto y los otros municipios del Departamento de Nariño.

1.5 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

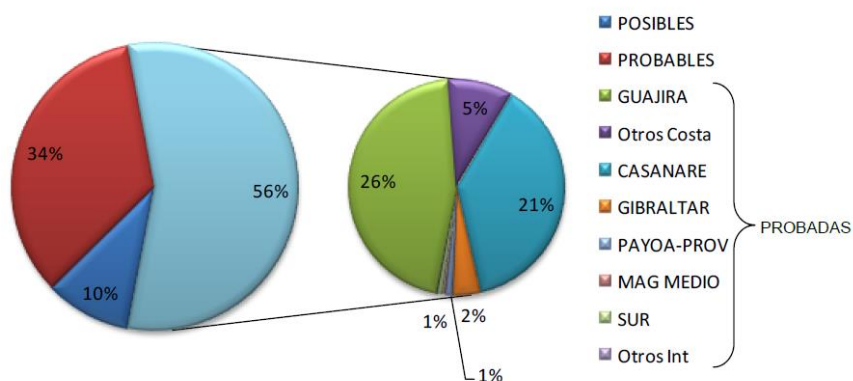
Para lograr el objetivo General se deben lograr los siguientes objetivos específicos:

- Contextualizar el estado actual de los gasoductos en Colombia, posibilidades de suministro, apoyos gubernamentales y diagnosticar cual es la necesidad real para transportar gas a la región de Nariño.
- Plantear las Bases de Diseño para definir los parámetros necesarios en el análisis conceptual.
- Calcular y localizar la posible demanda de Gas Natural de la región.
- Establecer las alternativas de trazado de la línea de transporte o la alternativa de gasoducto virtual.
- Desarrollar la simulación de Proceso – Líneas de Flujo y Análisis Hidráulico con la evaluación de la Implementación de estaciones de compresión y definir la mejor alternativa hidráulica.
- Definir la especificación a nivel conceptual de Tuberías, válvulas y equipos principales.
Estimar el CAPEX, OPEX y realizar el análisis de inversión.

2. ESTADO ACTUAL DE LAS RESERVAS DE GAS, PRODUCCIÓN, DEMANDA Y CONTINUIDAD EN EL SUMINISTRO.

De acuerdo con la información suministrada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), a 31 de diciembre de 2009 el país contaba con un total de reservas de gas natural de 8.45 Tera Pies Cúbicos - TPC, de las cuales 4.73 TPC corresponden a la categoría de reservas probadas y 3.72 TPC a las de reservas probables y posibles.

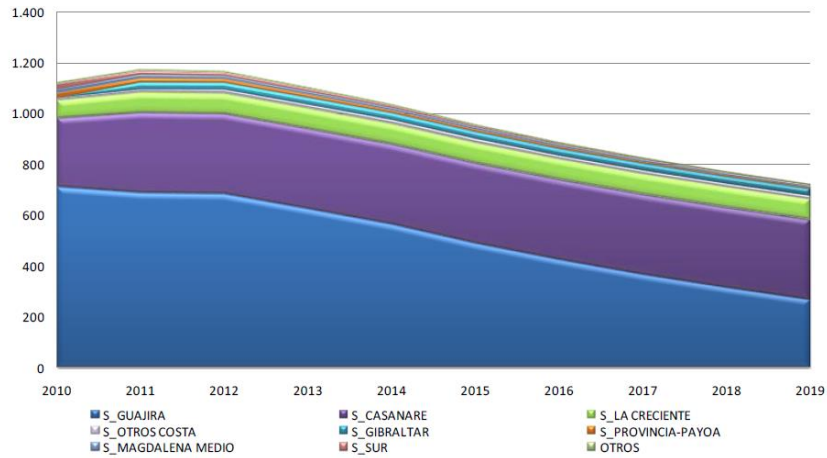
Gráfica 1. Distribución de las Reservas de Gas Natural



Fuente: ANH

Las reservas probadas de gas natural aumentaron en 353.17 Giga Pies Cúbicos - GPC respecto a las del 31 de diciembre de 2008, gracias a la reclasificación y aporte de campos como Pauto y Gibraltar, que presentaron un incremento de 476 y 57 GPC respectivamente. (MME y UPME, 2010).

Gráfica 2. Potencial de Gas Natural

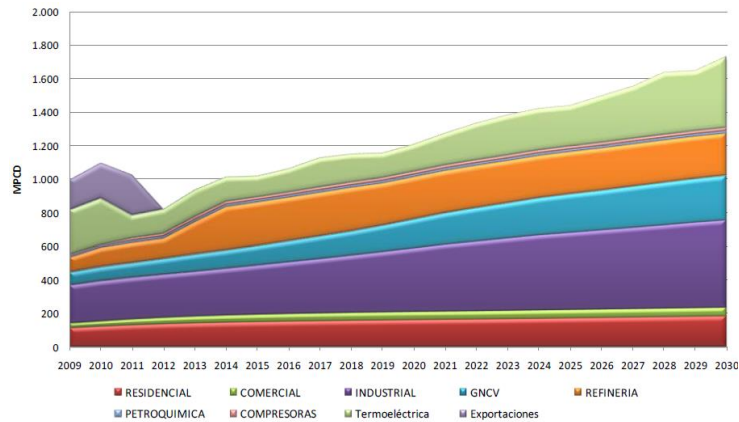


Fuente: Resoluciones MME 180663, 180765, 180881 y 181125 de 2010

A junio de 2010, el país contaba con una capacidad de producción de 1093 MPCD, la cual se ha incrementado en 2.7% respecto del promedio diario anual de 2009. Sin embargo, se estima que dicha capacidad disminuirá hasta 725 MPCD en el año 2019, debido a la declinación natural de los campos productores y considerando únicamente la oferta actual y las reservas remanentes a diciembre de 2009. Lo anterior equivale a una disminución de 4,2% promedio anual en el periodo evaluado. (MME y UPME, 2010).

En cuanto a la demanda de gas, entre los años 2011-2020 se prevé en el escenario base una tasa de crecimiento media de 4.0%, alcanzándose una demanda nacional de 1070 MPCD, y entre los años 2020-2030 de 2.2%, de manera que la demanda nacional llegue a 1330 MPCD. Para el escenario alto se espera que la demanda nacional alcance en el año 2020 magnitudes de 1200 MPCD y de 1730 MPCD en el año 2030, con exportaciones promedio de 210 MPCD y 240 MPCD para los años 2010 y 2011, respectivamente. (MME y UPME, 2010).

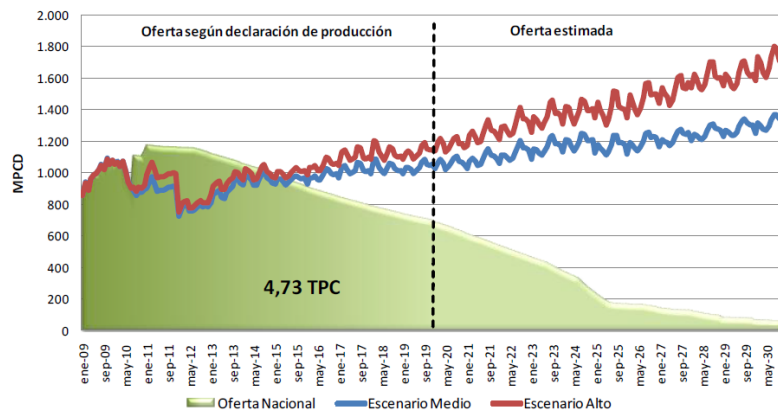
Gráfica 3. Demanda Nacional de Gas Natural – Escenario Alto (MPCD)



Fuente: UPME

De acuerdo con la información sobre disponibilidad de gas natural declarada por los productores, se realizó un análisis regional, Costa Atlántica e Interior, luego la información sobre disponibilidad de gas natural declarada se contrastó con los escenarios de demanda base y alto generados por la UPME, con una resolución mensual que permite identificar mejor los tiempos en los que se presentarían problemas de abastecimiento de gas natural en el país. Considerando que el análisis parte de la declaración de producción y de las reservas probadas, proyectos de incremento de oferta como los de Cupiagua1 se consideran como alternativas de abastecimiento (cuyo análisis se presenta en una sección posterior), por lo que sus volúmenes no se consideran en el escenario base que se presenta a continuación. (MME y UPME, 2010).

Gráfica 4. Balance Nacional de Gas Natural



Cálculos: UPME

Los resultados indican una situación de autoabastecimiento hasta el año 2015, y un agotamiento de las 4.73 TPC de reservas probadas poco después del 2030. (MME y UPME, 2010).

3. MARCO TEÓRICO

3.1 INGENIERÍA CONCEPTUAL

La ingeniería conceptual sirve para identificar la viabilidad técnica y económica del proyecto y marcará la pauta para el desarrollo de la ingeniería básica y de detalle. Se basa en un estudio previo (estudio de viabilidad) y en la definición de los requerimientos del proyecto.

Los principales conceptos a analizar y estudiar en esta fase son:

- Productos y capacidad de producción
- Normativa y regulación
- Descripción del proceso
- Descripción general de instalación.
- Plan, diagramas de bloques y diagramas de procesos básicos.
- Estimación de requerimientos de servicios auxiliares
- Lista preliminar de equipos
- Estimación económica de la inversión $\pm 40\%$

3.2 GASODUCTO O LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE GAS

Según Camargo (2012), se entiende como gasoducto todas las partes de la instalación física a través de las cuales se mueve el gas, instalada con el objeto de transportar el gas desde una o más fuentes de suministro a uno a más centros de distribución o consumidor.

3.3 SISTEMAS DE TRANSPORTE O TRANSMISIÓN DE GAS NATURAL

Se considera como tal uno o más segmentos de tubería usualmente interconectado para formar una red que transporta gas desde los sistemas de recolección, la salida de las plantas de procesamiento. (Camargo, 2012), adicional los sistemas de transporte se conectan a los sistemas

de distribución de gas natural de las ciudades, ramales industriales de mediana presión, y/o clientes de gran consumo como plantas eléctricas (Eraso, 2013).

Junto al gasoducto existen otros elementos que son muy importantes a la hora de definir el sistema de transporte, se tienen en cuenta algunos como: válvulas de seccionamiento, plantas compresoras, trampas de recibo y envío de herramientas de limpieza y electromagnéticas, fittings, sistemas de telemetría, sistemas SCADA, entre otras.

3.4 ENTES REGULADORES PARA EL TRANSPORTE DE GAS EN COLOMBIA

Las entidades que producen energía, las que transportan y las que lo venden son coordinadas y reguladas por los siguientes entes^{***}.

- Ministerio de minas y energía, que depende de la presidencia de la república es el responsable de establecer las “políticas generales”.
- La CREG (comisión de regulación de energía y gas), dirigida por ministros, planeación nacional, comisionados, son los responsables de la “regulación”.
- Superintendencia de servicios públicos domiciliarios, dirigida por la presidencia de la república y se encarga de la supervisión y control.

3.5 APOYO GUBERNAMENTAL

El ministro de Minas y Energía, Mauricio Cárdenas, afirmó que el Gobierno llevará gas natural a Pasto con una inversión de \$150 mil millones. A su vez menciona el otorgamiento de la licencia para construir el Sistema de Distribución de Gas Natural para la ciudad de Pasto y el apoyo con inversión nacional para la construcción del Sistema de Transporte que conecte el Departamento de Nariño a la red nacional de gasoductos^{*}.

^{***} (Parra, 2012):

^{*} Consultar ACOLGEN, 2012.

Según Camargo, “El Manejo del gas natural en gasoductos requiere conocimiento de los procesos de flujo de fluidos compresibles y todas sus implicaciones en la deducción de las diferentes fórmulas que permiten determinar la capacidad de transporte, requerimientos de presión, capacidad de almacenamiento, etc.

Para determinar los posibles rangos de los parámetros de diseño y operacionales se debe realizar un análisis hidráulico por lo que se deben tener en cuenta algunos factores que inciden en la capacidad de flujo de un gasoducto considerando como rango normal una velocidad de flujo entre 5 y 10 m/s, debiendo evitarse velocidades por encima de 20 m/s. Debe tenerse en cuenta que el gas que se transporta por Sistema Nacional de Transporte debe cumplir las especificaciones de calidad establecidas por la CREG**.

3.6 NORMATIVAS DE TRANSPORTE EN COLOMBIA

Las principales normatividades y códigos a tener en cuenta como base de diseño son las siguientes: Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT) Conjunto de normas de carácter general expedidas por la CREG que reglamentan la actividad de las empresas que prestan el servicio de Transporte de Gas Natural y su interrelación con los demás agentes*.

Código de Transporte: Conjunto de disposiciones expedidos por la comisión con las facultades del numeral 73.22 de la ley 142 de 1994, a las cuales debe someterse las empresas de servicios públicos y otras personas que usen el sistema de gas nacional de transporte de gas combustible, por redes de tubería.

ASTM B31.8. Gas Transmission and Distribution Piping Systems: El Código establece los requisitos técnicos que se consideran necesarias para el diseño seguro y la construcción de tuberías de presión.

** Consultar CREG-071-1999, numeral 6.3

* Consultar, CREG 071-1999, cap I, Num. 1.1. Cabe destacar que esta norma ha tenido varias modificaciones, los cuales son considerados en la monografía.

3.7 CONSUMO DE GAS NATURAL

El consumo de gas natural se refiere a la cantidad de metros cúbicos de gas, o cantidad de kilovatios – hora de energía activa recibidos por el suscriptor o usuario en un periodo determinado, leídos en los equipos de medición respectivos^{***}.

La CREG, también en el 2004 menciona 6 formas de consumo existiendo para cada uno una definición que no se ampliará en el presente documento, siendo estos: consumo anormal, consumo estimado, consumo facturado, consumo medio, consumo no autorizado, consumo prepago y consumo promedio.

3.7.1 DEMANDA ESPERADA DE CAPACIDAD

Es el promedio de los escenarios de demanda máxima de capacidad proyectadas por el transportador para un gasoducto o grupo de gasoductos y del escenario establecido por la CREG, ponderados por la probabilidad de ocurrencia de los mismos, expresados en miles de pies cúbicos (kpcd)^(*).

3.7.2 DEMANDA ESPERADA DE VOLUMEN

Es el promedio de los escenarios de volúmenes anuales proyectadas por el transportador para un gasoducto o grupo de gasoductos y del escenario establecido por la CREG, ponderados por la probabilidad de ocurrencia de los mismos expresadas en miles de pies cúbicos (*).

3.8 MÉTODOS DE CÁLCULO DE LA DEMANDA POTENCIAL DE GAS NATURAL

Una de las fases que despierta mayor incertidumbre para los desarrolladores en un proyecto de gas natural es el grado de certeza con el que se recupera la inversión en la red de transporte o

^{***} Consultar CREG-047-2004 Art.1.

^{*} Consultar CREG, 085-2000, Art. 1.

distribución a través de los volúmenes transportados de gas; la inquietud surgida entre los inversionistas es compartida particularmente con los diseñadores del sistema de transporte que desean determinar los caudales de gas que tendrán flujo en las tuberías. Elementos tales como la aparición de nuevas utilidades de gas pueden tener impacto en los niveles transportados de gas y en consecuencia en el dimensionamiento del sistema de transporte. (Delvasto, 2013).

En un Sistema de Transporte las demandas principales provendrán de los volúmenes que serán entregados a los Sistemas de Distribución de Gas Natural, Ramales Industriales o de mediana Presión y algunos clientes de alto consumo como Plantas de Termo Eléctricas. Por tal motivo a continuación se pasa a definir las estimaciones de caudal de un sistema de distribución.

Estimaciones de corto plazo para diseño conceptual y estudio de pre factibilidad en Sistemas de Distribución

El proyectista puede hacer uso de otros proyectos similares y de la información general del proyecto, tales como: número de viviendas, número de comercios, consumo promedio de vivienda, consumo promedio de comercios y consumo industrial consolidado.

Una vez reunida la información se podrá calcular la demanda potencial hasta un 95% de fiabilidad con la siguiente Ecuación 1 (Delvasto, 2013):

Ecuación 1

$$\text{Demanda Potencial} = \#viv \times Q_{prom Viv} + \#com \times Q_{prom Com} + Q_{total Industrial}$$

En la monografía se ampliara información acerca del procedimiento para calcular estos tres factores.

3.8.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

Delvasto (2013) lo denomina Métodos de Previsión y comenta: La única variable que se considera es la evolución temporal de la demanda histórica de gas. La información se analiza ordenada en serie cronológica. Se observa la evolución de la demanda en el pasado y se extrae una ley de

variación en función del tiempo. Esta ley puede ser lineal, exponencial, logarítmica, etc. Una vez obtenida la ley de evolución en función del tiempo, se aplica esta ley para los años siguientes.

Existen otros modelos para determinar la proyección de la demanda, tales como: Modelos Econométricos y Modelos Analíticos.

Para determinar los caudales de diseño se debe hacer uso de la demanda potencial, con el objetivo de determinar la máxima carga de la red proyectada a 20 años. Una posible Ecuación 2 para determinar la proyección del número de usuarios es:

Ecuación 2

$$Pf = Pa \times (1 + r)^n$$

En donde: Pf es la población final, Pa es la población actual, r es la tasa de crecimiento poblacional y n el número de años a proyectar que sería 20.

Existen otros factores usados para determinar el caudal de diseño son: Factor de Coincidencia y Factor de Demanda. (Delvasto 2013). Todos estos aspectos se detallaran en la monografía. Finalmente, los escenarios de demanda determinan el tamaño de las instalaciones, localización y tiempo de construcción (Camargo, 2012).

3.8.2 TRAZADO DE LA LÍNEA DE TRANSPORTE

Camargo menciona primero se debe determinar los puntos de inicio (suministro) y final (entrega) y que esto junto a el cálculo de la demanda potencial de gas natural afecta de manera directa el diseño del gasoducto. Finalmente los puntos de suministro y entrega, determinan la ruta y localización de las instalaciones, puntos de obras especiales y de control.

Luego de haber efectuado el paso preliminar de Localización de puntos de suministro y entrega, los siguientes pasos son: localización en planos (por ej. Esc1:50000) en donde se ubiquen los puntos de suministro, entrega y puntos críticos, tales como: cruces de ríos, parques nacionales, autopistas, zonas montañosas. Se debe hacer la Identificación de los puntos críticos y de control, para luego trazar ruta más corta entre el punto de suministro y puntos de entrega, considerando los elemento críticos para luego graficar la ruta seleccionada sobre fotografías aéreas. Se debe

acondicionar la ruta buscando mejores condiciones del terreno, puntos de cruce fáciles, etc. (Camargo, 2012).

La ruta que se escoja, tendrá influencia directa en el diseño y la construcción, en el sentido que afectara las necesidades de longitud y diámetro de tubería y localización de las estaciones compresoras.

Todos estos factores que pueden hacer inviable un proyecto deben evaluarse cuidadosamente, de tal manera que la información disponible sea confiable, en caso de dudas debe recurrirse a un reconocimiento de campo. (Camargo, 2012)

En la Monografía se detallara a profundidad los siguientes aspectos: derecho de vía, cruces de carreteras y ferrocarriles, cruces de cuerpos de agua, pendientes aconsejables, etc.

3.9 CONCEPTO DE LA HIDRÁULICA DE PROCESOS

Se refiere a la transferencia de fluidos a través de tubería y equipos acompañados de la fricción dando como resultado un cambio en la presión, velocidad y elevación, este efecto debido a una transferencia de energía hacia el flujo o desde el fluido a una rata deseada, lo que permite realizar predicciones de las propiedades del fluido a través de balances de energía y momentum que se explican desde la mecánica de fluidos y desde la termodinámica.

4. DESARROLLO DEL ESTUDIO

4.1 OBJETO DEL ANÁLISIS

El objeto de este capítulo del documento, es la presentación de 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 adicionalmente la posibilidad de proveer de gas natural la capital ecuatoriana (Quito).

Al realizar la evaluación de las diferentes alternativas de transporte de gas natural por gasoducto hasta pasto, se plantean a nivel conceptual tres casos de estudio, desarrollados por medio de simulaciones hidráulicas que nos permitirán determinar las condiciones de operación y de diseño que se deberán considerar para la ejecución de una posterior ingeniería básica y de detalle, de esta forma, se pretende presentar desde el punto de vista técnico y económico las alternativas más viables y definir premisas a considerar en las fases posteriores de la ingeniería. Así, el alcance de la Ingeniería Conceptual incluye:

- 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.

4.2 CÓDIGOS, NORMAS, ESTÁNDARES Y DOCUMENTOS DE REFERENCIA

Para la ejecución general del trabajo, se siguió los códigos, normas, estándares y documentos de referencia listados en el Anexo 1. Otros códigos y estándares no específicamente mencionados en el texto podrán ser utilizados para información general.

En caso de presentarse alguna discrepancia con los códigos o normas, se trabajará con la base o criterio más exigente. Todo el desarrollo del proyecto se efectuará de acuerdo con las últimas ediciones de las secciones aplicables a los códigos, normas, estándares y documentos establecidos.

4.3 SISTEMA DE UNIDADES DE MEDIDA

En el diseño se debe utilizar el sistema de medida inglés; a continuación, se muestran algunas de las unidades más utilizadas:

Tabla 1. Unidades de medida.

Temperatura	°F (Grados Fahrenheit) - °C (Grados Celsius)
Viscosidad	cP (Centipoises)
Presión	psig (Libras por pulgada cuadrada)
Presión manométrica	psi (Libras por pulgada cuadrada relativas a la atm)
Volumen	Bbls (Barriles)
Flujo de líquido	BPD (Barriles por día), GPM (Galones por minuto)
Volumen de gas	SCF (Pies cúbicos estándar)
	MSCF (Miles de pies cúbicos estándar)
	MMSCF (Millones de pies cúbicos estándar)
Flujo de gas	SCFD (Pies cúbicos estándar por día)
	MSCFD (Miles de pies cúbicos estándar por día)
	MMSCFD (Millones de pies cúbicos estándar por día)
Diámetro de tubería	Pulgadas
Espesor de aislamiento	Pulgadas
Espesor de tubería	Pulgadas
Calidad de tubería	psi (punto de fluencia según API 5L estándar)
Longitudes	Sistema métrico
Superficie	Pulgadas cuadradas/ Pies cuadrados
Potencia	kW (kilovatios); kA (Kiloamperios); HP (Caballos de fuerza)
Voltaje	V (Voltios)
Corriente	A, kA (Amperios)

Fuente: Autores

4.4 DETERMINACIÓN DE DEMANDA DE GAS NATURAL Y TRAZADO DE LÍNEA DE TRANSPORTE

4.4.1 DEMANDA DE GAS NATURAL

La demanda de Gas Natural con la que el Sistema de Transporte de Gas Natural que fue diseñado se dividió en los siguientes grandes grupos:

- Consumo domiciliario de clientes de bajo consumo
- Consumo de clientes de alto consumo
- Consumo de clientes de mediano consumo.

A continuación se da una descripción de cada uno de los grupos tomados en cuenta para el diseño, datos usados y la metodología de cálculo para cuantificar la demanda:

4.4.1.1 Consumo Domiciliario de Clientes de Bajo Consumo.

En este grupo se consideraron solo los clientes domiciliarios del Departamento de Nariño que actualmente utilizan GLP en pipetas para satisfacer las necesidades energéticas en los hogares.

Los datos utilizados para cuantificar la posible demanda fueron suministrados por Montagas, SA ESP. La empresa de servicios públicos que actualmente realiza el Almacenamiento y Distribución de GLP en el sur de Colombia cubriendo el mercado de Nariño, Putumayo, Caquetá, Sur del Cauca y sur del Huila. La empresa nos suministró el siguiente histórico de consumos por zonas de GLP Líquido según las áreas objetivo del proyecto de Monografía:

Tabla 2. Inventario del Consumo de GLP

VENTAS POR ZONAS							
ZONA	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
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

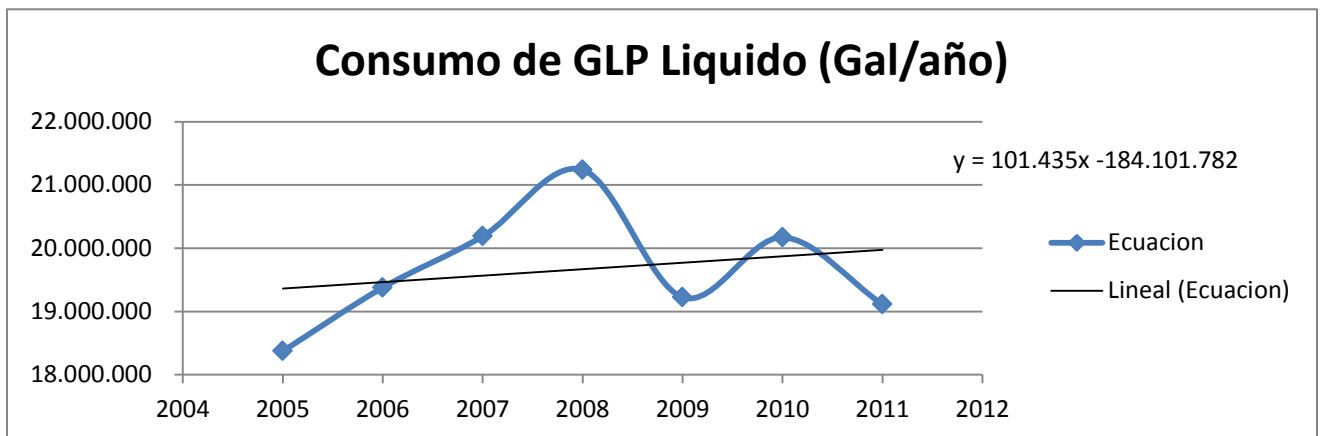
Fuente: Autores

Según las bases de diseño del proyecto, se tomó un horizonte de 20 años. En este grupo se procedió a realizar la proyección de los consumos de GLP con base en los históricos, a su vez se tomó como posible inicio de Transporte en el 2014, lo que da una proyección de los datos hasta el 2034.

Para determinar cómo varían los consumos de GLP en cada año se procedió a graficar los consumos del 2005 hasta el 2011 y determinar una ecuación de una recta que pudiera extrapolar los valores de consumo desde el 2012 hasta el 2034.

En la siguiente grafica se pueden observar los puntos y la línea recta que determina la proyección de los puntos:

Gráfica 5. Inventario del Consumo de GLP



Fuente: Autores

Tabla 3. Proyección de Consumo de GLP

2014	2015	2016	2017	2018	2019
20.188.308,00	20.289.743,00	20.391.178,00	20.492.613,00	20.594.048,00	20.695.483,00
2020	2021	2022	2023	2024	2025
20.796.918,00	20.898.353,00	20.999.788,00	21.101.223,00	21.202.658,00	21.304.093,00
2026	2027	2028	2029	2030	2031
21.405.528,00	21.506.963,00	21.608.398,00	21.709.833,00	21.811.268,00	21.912.703,00
2032	2033	2034			
22.014.138,00	22.115.573,00	22.217.008,00			

Fuente: Autores

Ahora para determinar cuánto representa en el 2034 la cantidad de Gas Natural se realizó la siguiente conversión energética utilizando los siguientes factores:

Tabla 4. Factores de Conversión Energética GLP-GN

1 galon de glp liquido = 1 m3 GLP Vapor
1 m3 GLP vaporizado = 2,65 m3 GN
1 Galon de GLP Liquido = 2, 65 m3 GN

Fuente: Autores

Ahora para el desarrollo del modelo de simulación hidráulica se utilizó el valor de la demanda del 2034. Que en Gal/Año es 22.217.008 y al realizar la conversión energética con los factores de la anterior tabla y llevarlo a día queda la Ecuación 3 de la siguiente manera:

Ecuación 3

$$Q_{GN\ 2034} = \frac{22.217.008 \times 2.65}{365} = \mathbf{161.301,56\ m^3/d}$$

4.4.1.2 Consumo de Clientes de Alto Consumo.

Con el fin de incentivar los usos del gas natural en este grupo estarían ubicados estaciones de GNV que actualmente las Estaciones de Servicio de Gasolina que existente entre Popayán y Pasto, usando la lista de Estaciones de Servicio ofrecida por la UPME en su página web.

En el 2012, entre Popayán y Pasto se encontraron que existen 16 estaciones de servicio de gasolina y se asumirá que en principio en Pasto solo 3 darán el suministro de GNV. Como dato inicial se tomara 19 estaciones de GNV.

Ahora según dato obtenido por IMW (Empresa Canadiense que desarrolla compresores para la industria del GNV)) un compresor de 250 HP consume 850 m³/hr. Ahora suponiendo que el tiempo de llenado de cada carro es 4 min y que al día 50 carros se satisfacen de este servicio, nos da que al día un Compresor pudiera trabajar por 200 min que equivalen a 3.33 hr/día, redondeando hacia arriba da un tiempo diario de 4 hr/día.

Con este dato y el consumo de un compresor por hr, el consumo diario podría ser de 3400 m³/día. Tomando en cuenta que existen actualmente 19 estaciones de GNV, nos daría que este grupo

inicialmente estaría transportando 64600 m³/d. Suponiendo un crecimiento del 20% para el 2034 se obtiene un valor total de la demanda de **77.520 m³/día**.

4.4.1.3 Consumo de Clientes de Mediano Consumo.

Con el fin de seguir incentivando los usos de Gas Natural, los clientes de mediano consumo tomados en cuenta para la monografía fueron Hospitales, Malls, Hoteles, Lavanderías y Tintorerías. Para determinar en m³/d cuanto podrían consumir cada uno de estos clientes, se utilizaron los siguientes datos acerca de los equipos a gas que pudieran utilizar y los respectivos BTU/Hr. En los siguientes cuadros se pueden observar los datos de cada uno de los clientes:

Tabla 5. Consumo de Clientes Medianos

Hospitales		Tiempo promedio de consumo diario = 2 Hr/d		
Tipos de Equipos	BTU/HR			
Lavandería	1.255.000,00			
Planta Electrica	1.333.333,33	PC/Hr	PC/d	m3/d
	2.588.333,33	2.588,33	5.176,67	146,61

Malls				
Tipo de Equipos	BTU/HR	PC/HR	PC/d	
Planta Electrica (2hr/d)	1.333.333,33	1.333,33	2.666,67	
Chiller (8Hr/d)	1.333.333,33	1.333,33	10.666,67	m3/d
Totales	2.666.666,67	2.666,67	13.333,33	377,61

Hotel	BTU/HR	Tiempo	BTU/d	PC/d	m3/d
Lavandería	1.255.000,00	4,00	5.020.000,00	5.020,00	142,17
Calentador de Piscina	1.255.000,00	6,00	7.530.000,00	7.530,00	213,25
	2.510.000,00			12.550,00	355,42

Lavanderías y Tintorerías				
Tipos de Equipos	BTU/HR			
Lavandería	1.255.000,00	PC/Hr	PC/d	m3/d
	1.255.000,00	1.255,00	10.040,00	284,34

Fuente: Autores

Ahora asumiendo unas cantidades según el tipo de cliente se obtuvo la demanda para este grupo. En el siguiente cuadro se pueden observar los resultados:

Tabla 6. Proyección Consumo Clientes Medianos

Tipo de Comercio	Cantidad 2012	Consumos Unitarios (m3/d)	Consumos m3/d
Hospitales	5,00	146,61	733,03
Malls	2,00	377,61	755,22
Hoteles	10,00	355,42	3.554,23
Lavanderias y Tintorerias	10,00	284,34	2.843,39
		Consumo Total (m3/d)	5.042,48

Fuente: Autores

En el siguiente cuadro se puede observar un cuadro con el total de los 3 grandes grupos de clientes contemplados en la Monografía:

Tabla 7. Consumo Total Nariño

Nro	Tipo de Consumo	Demanda Nariño 2012 (m3/d)	Demanda Nariño 2034 (m3/d)
1	Clientes de Bajo Consumo	138.748,66	161.301,56
2	Potenciales consumidores de alto consumo	64.600,00	77.520,00
3	Potenciales consumidores de mediano consumo	7.885,87	8.958,79
		Demanda Nariño (m3/d)	247.780,36
		Demanda Nariño (SCF/d)	8.749.124,46

Fuente: Autores

*Cabe destacar que para el modelo de simulación se toman los clientes de Bajo Consumo usando el factor de simultaneidad y para los grupos 2 y 3 se toman los valores completos.

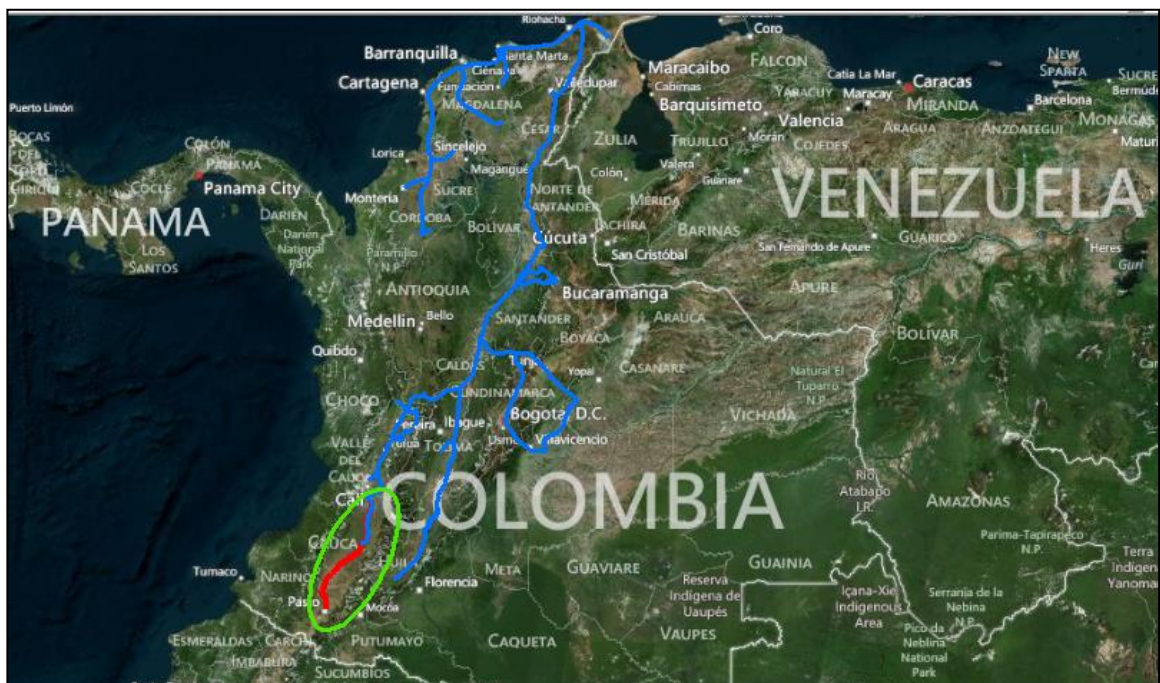
4.4.1 SISTEMA DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA (SIG) DEL PROYECTO

Usando los criterios de la selección de ruta para un gasoducto enunciados en el marco teórico del Plan de Monografía, se puede observar que se hace necesario tener la ubicación geográfica de las líneas existentes de la Infraestructura de Gas a nivel nacional, cuerpos de agua, reservas indígenas, parques nacionales, vialidades principales y rurales, centros poblados, el modelo digital de elevación del terreno e imágenes satelitales de alta resolución de la zona, por lo cual se hizo

necesario el desarrollo de un Sistema de Información Geográfica usando el software de ArcGIS versión 10.1, que contempló la ubicación geográfica de todos los elementos mencionados anteriormente entre Jamundí, pasando por la ciudad de Popayán, llegando hasta la ciudad de Pasto.

En la siguiente gráfica se puede observar una muestra del Sistema de Información Geográfica en donde se puede apreciar la ubicación del proyecto con respecto al Sistema de Transporte de Gas Natural de Colombia:

Gráfica 6. Ubicación Geográfica del Proyecto²

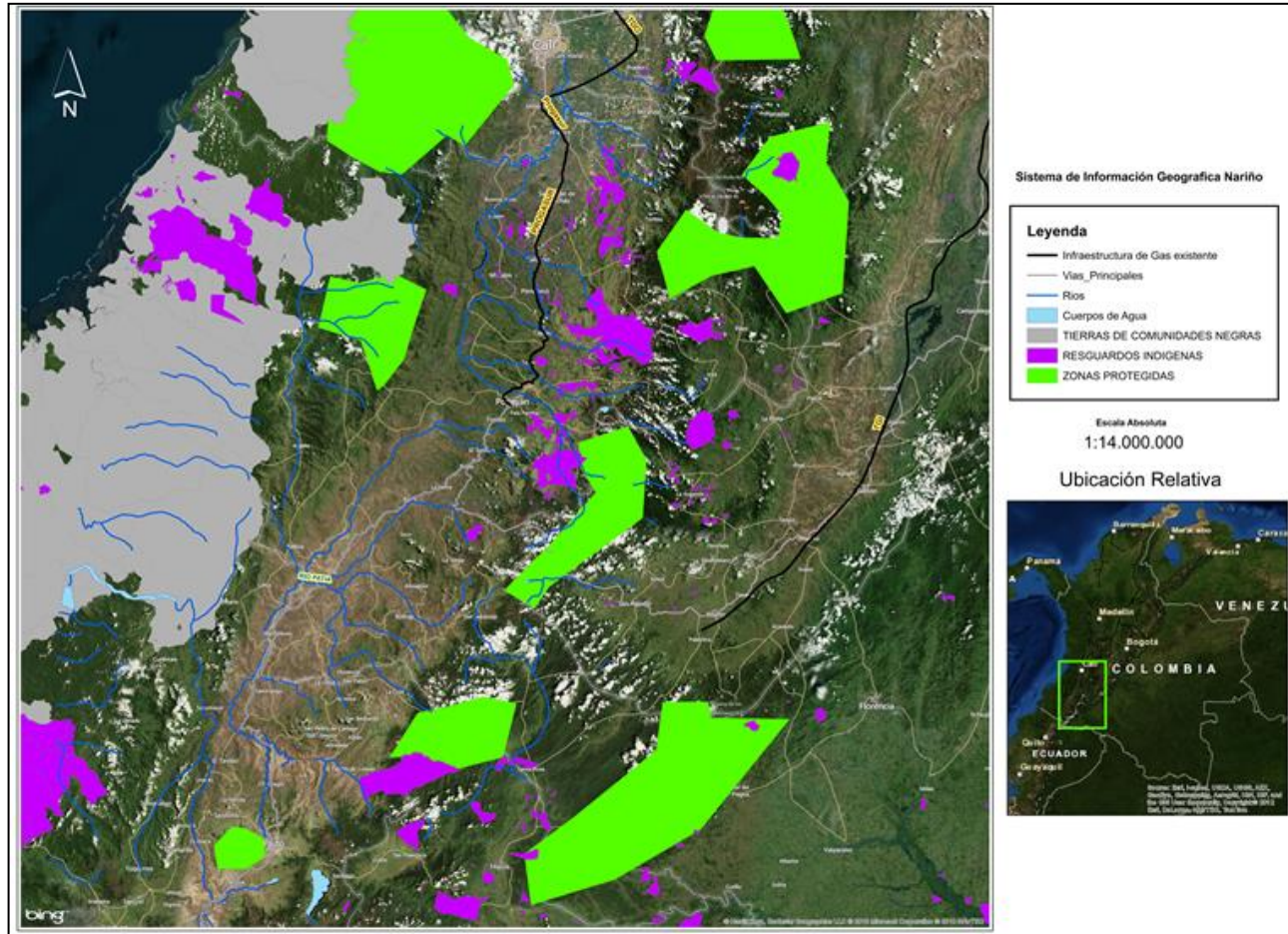


Fuente: Autores

Otras gráficas importantes que muestran las capas del SIG a ser utilizadas para el trazado de la vía se pueden ver a continuación.

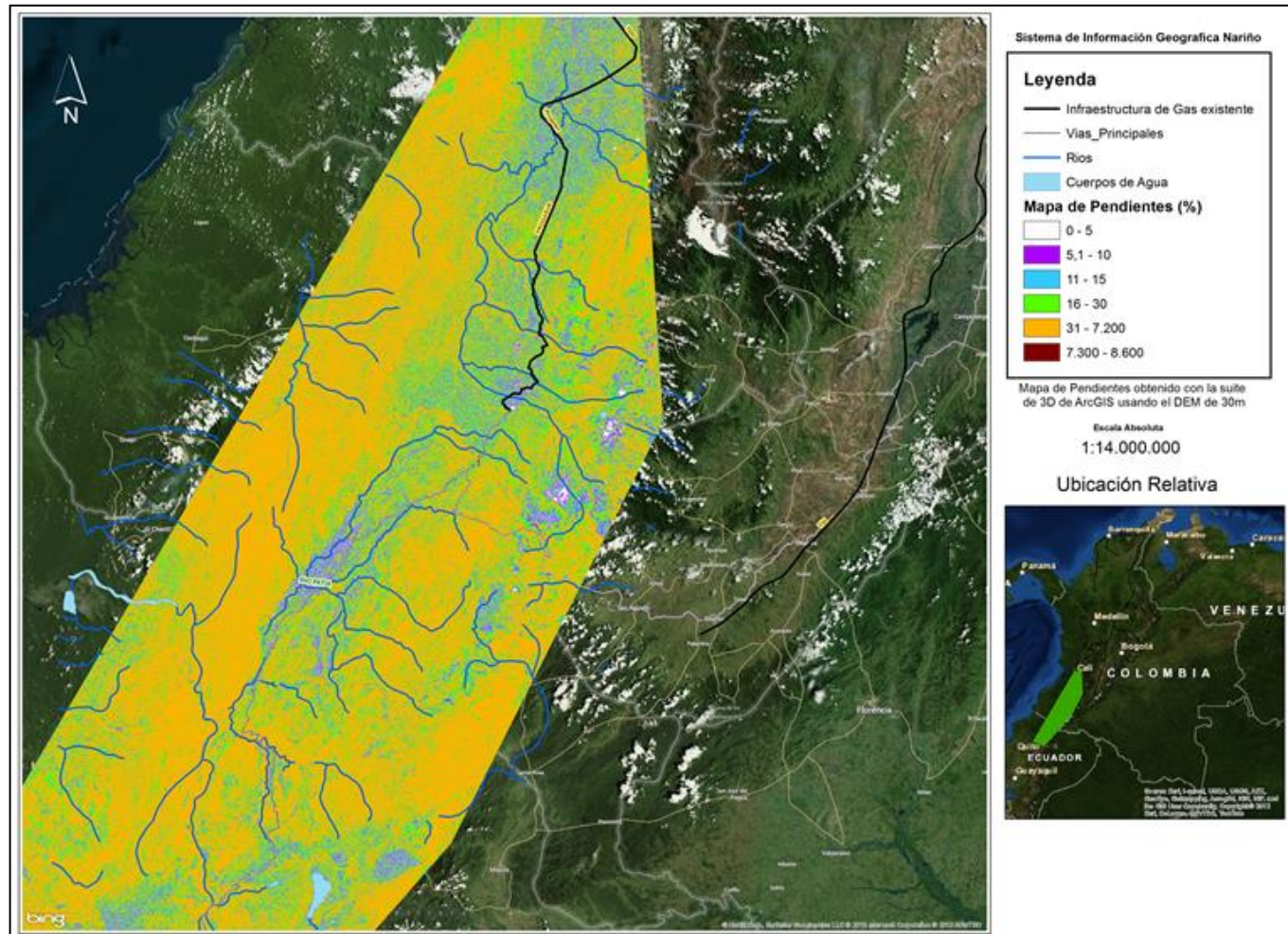
² Imagen extraída del Sistema de Información Geográfica (SIG) con imagen satelital gratuita de la galería de basemaps de Esri (empresa que desarrollo el ArcGIS versión 10.1)

Gráfica 7. SIG de Nariño³



³ Fuente: Autores. Imagen extraída del SIG de la zona de Nariño en donde se integró las siguientes capas: el basemap de Esri, el Sistema Nacional de Transporte obtenida de la Pagina Web de TGI, Áreas protegidas, Reservas Indígenas, Comunidades Negras, ríos y vialidades que son capas de ArcGIS obtenidas del IGAC.

Gráfica 9. SIG con Mapa de Pendientes⁵



⁵ Fuente: Autores. Imagen extraída del SIG que tiene la capa de pendientes obtenida a partir del Modelo Digital de Elevación usando la herramientas de geo procesamiento de ArcGIS llamada SLOPE.

En la siguiente tabla se puede ver un resumen de las características de las capas del SIG en cuanto a Origen de los datos y el uso en el proyecto:

Tabla 8. Capas Empleadas en el SIG

Nombre de la Capa	Origen de la Capa	Usabilidad en el proyecto
Infraestructura de Gas en Colombia	Página de TGI, se descargó una imagen y con ArcGIS se vectorizó la imagen.	Analizar puntos de empalme con el Sistema Nacional de Gasoductos
Vías, Ríos, Cuerpos de Agua, polígonos de Municipios y Departamentos	IGAC, se obtuvieron capas vectoriales de escala 1:5000	Elementos a tener en cuenta para el Trazado de la línea del gasoducto.
Zonas Protegidas, áreas de comunidades negras y reservas indígenas	IGAC, se obtuvieron capas vectoriales de escala 1:5000	Elementos a tener en cuenta para el Trazado de la línea del gasoducto.
Modelo Digital de Elevación de la Nasa	Página Web de la Nasa, precisión 30 m	Para determinar longitud real de los tramos de la tubería, elevaciones de cualquiera de los elementos del Sistema de Transporte, corrección de abcisado de la tubería para luego dar los puntos para construir el modelo de simulación y Generación del mapa de pendientes
Mapa de Pendientes	Usando la Herramienta de Geoproceso de la Suite de ArcGIS 3D a partir del modelo digital de elevación de la nasa	Elemento a tener en cuenta para el Trazado de la línea del gasoducto.

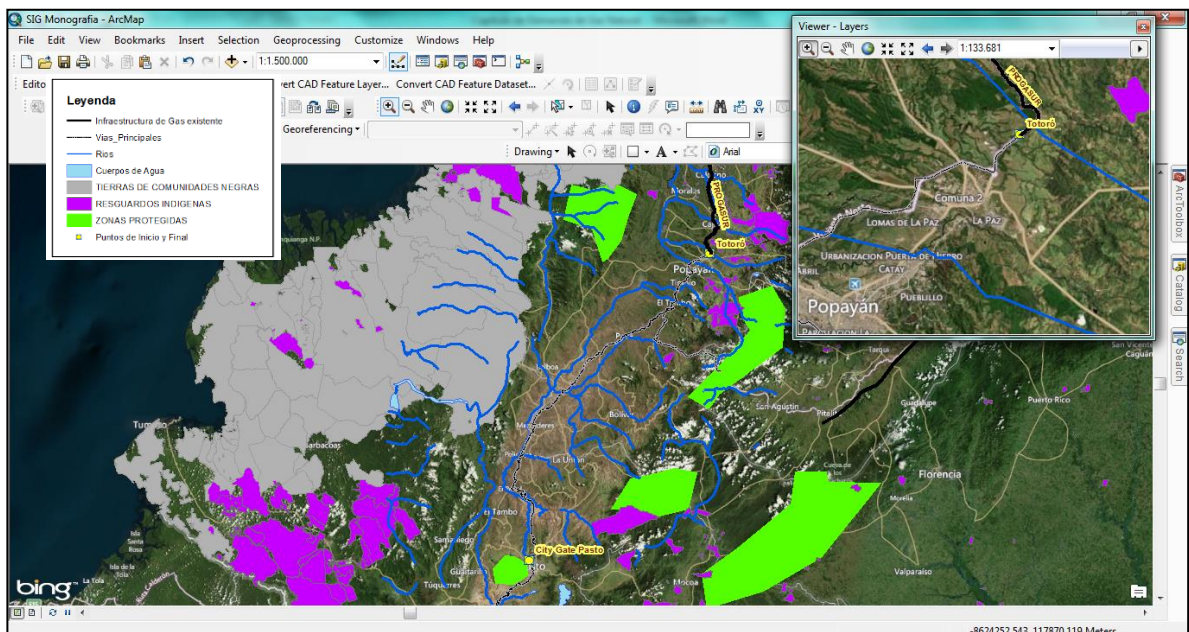
Fuente: Autores

4.4.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL PUNTO DE INICIO Y PUNTO FINAL DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Analizando toda la información del SIG, específicamente el Sistema Nacional de Gasoductos, se observa la necesidad de evaluar 2 posibles alternativas para llevar el Gas Natural a la ciudad de Pasto, los cuales generan dos puntos de Inicio distintos y un punto Final, la dos alternativas a evaluar son las siguientes:

Tomando como punto de inicio el empalme con el Gasoducto de Progasur, desde las afueras del Popayán hasta la ciudad de Pasto. En la siguiente gráfica se puede observar la ubicación de los puntos de inicio y final de esta alternativa.

Gráfica 10. Puntos de Inicio y Final Alternativa 1⁶

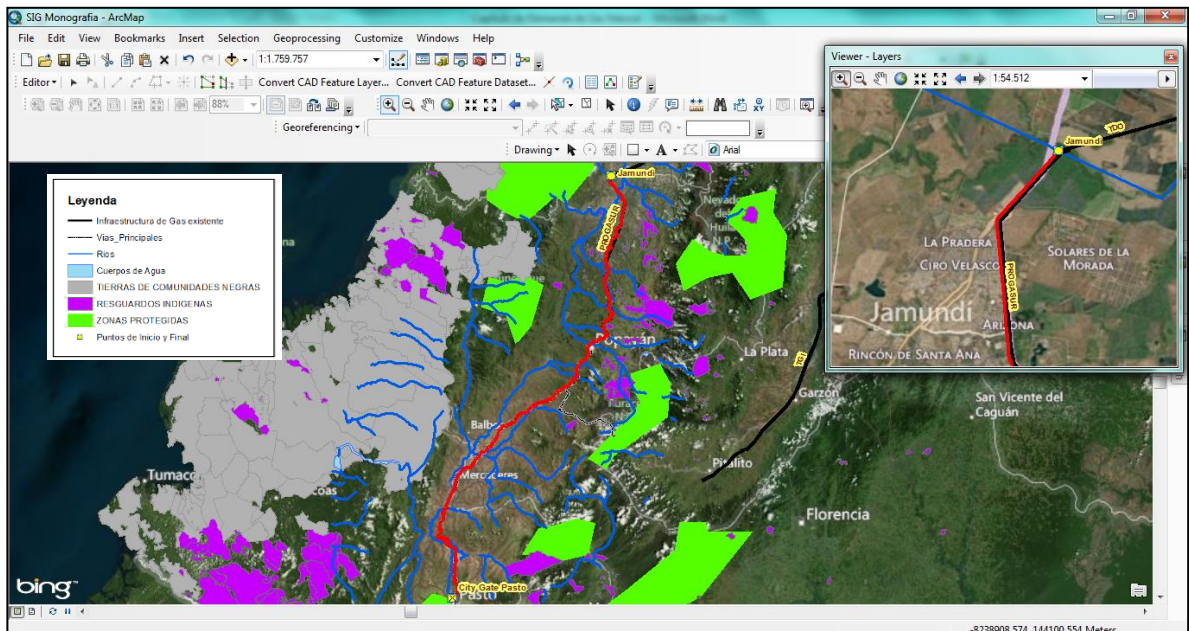


Fuente: Autores

Tomando como punto de inicio el empalme con el Gasoducto de Transgas de Occidente (TDO), en Jamundí hasta la ciudad de Pasto. En la siguiente gráfica se puede observar la ubicación de los puntos de inicio y final de esta alternativa.

⁶ Imagen extraída del SIG usando la herramienta de ArcGIS llamada Viewer se puede observar el punto de inicio de la alternativa #1 a las afueras de Popayán.

Gráfica 11. Detalle Puntos de Inicio y Final Alternativa 2⁷



Fuente: Autores

4.4.3 TRAZADO GEOESPACIAL DE LA RUTA POR ALTERNATIVA.

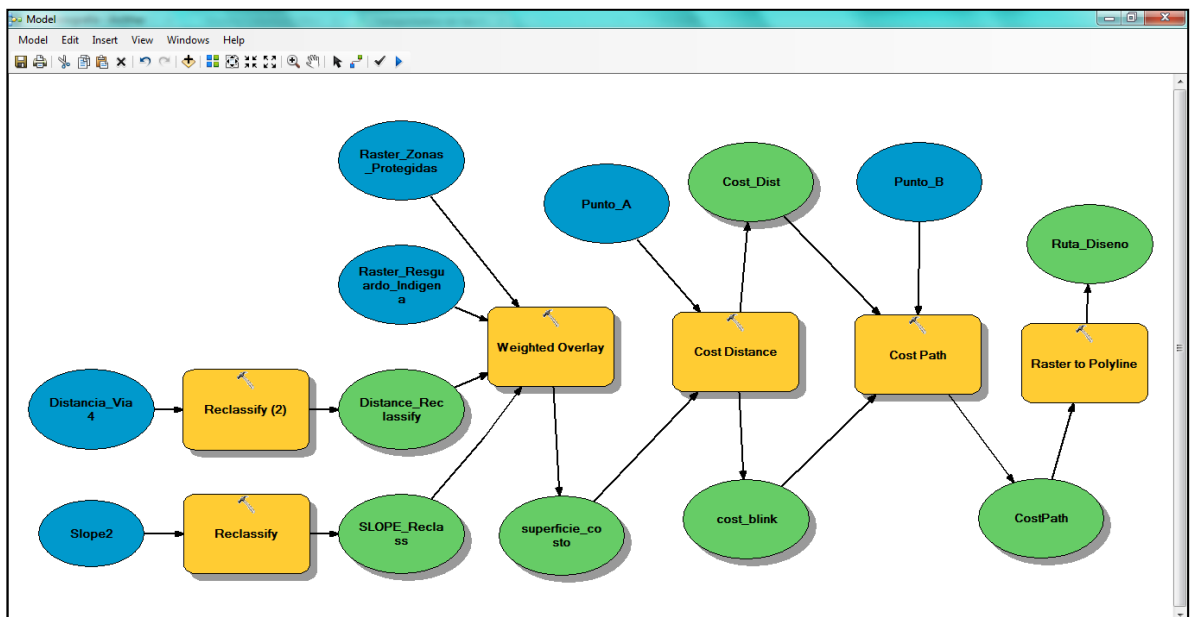
Ahora el siguiente paso fue trazar la ruta de cada una de las alternativas, para lo cual se usaron los siguientes criterios:

- Empezar en los respectivos puntos iniciales y finales.
- La ruta no debe pasar por reservas indígenas, comunidades negras, ni reservas forestales.
- Tratar en lo posible estar a una distancia mínima de 15 metros de la vía, tomando en cuenta que mientras más lejos de la vía más costosa la construcción de la misma. Evitar al máximo cruzar la vía, aunque no imposible.
- Pasar por zonas de pendientes menores a 15% en 1era opción, tomando en cuenta que a mayor pendiente más costosa la construcción del gasoducto.
- Evitar al máximo cruzar ríos, aunque no imposible.
- No cruzar cuerpos de Aguas.
- Bordesear centros poblados en lo posible a excepción de Popayan, aquí seleccionar la ruta visualmente usando la imagen satelital de alta resolución.

⁷ Imagen extraída del SIG usando la herramienta de ArcGIS llamada Viewer se puede observar el punto de inicio de la alternativa #2 a las afueras de Popayán.

Con el uso de esos criterios anteriormente mencionados se construirá una herramienta de geo procesamiento o Model Builder de ArcGIS para el trazado de la ruta, integrando herramientas de ArcMap y algunas herramientas de la extensión Spatial Analyst. En la siguiente gráfica se puede observar el Model Builder con las herramientas utilizadas:

Gráfica 12. Model Builder con Herramientas para Trazado Geoespacial.⁸



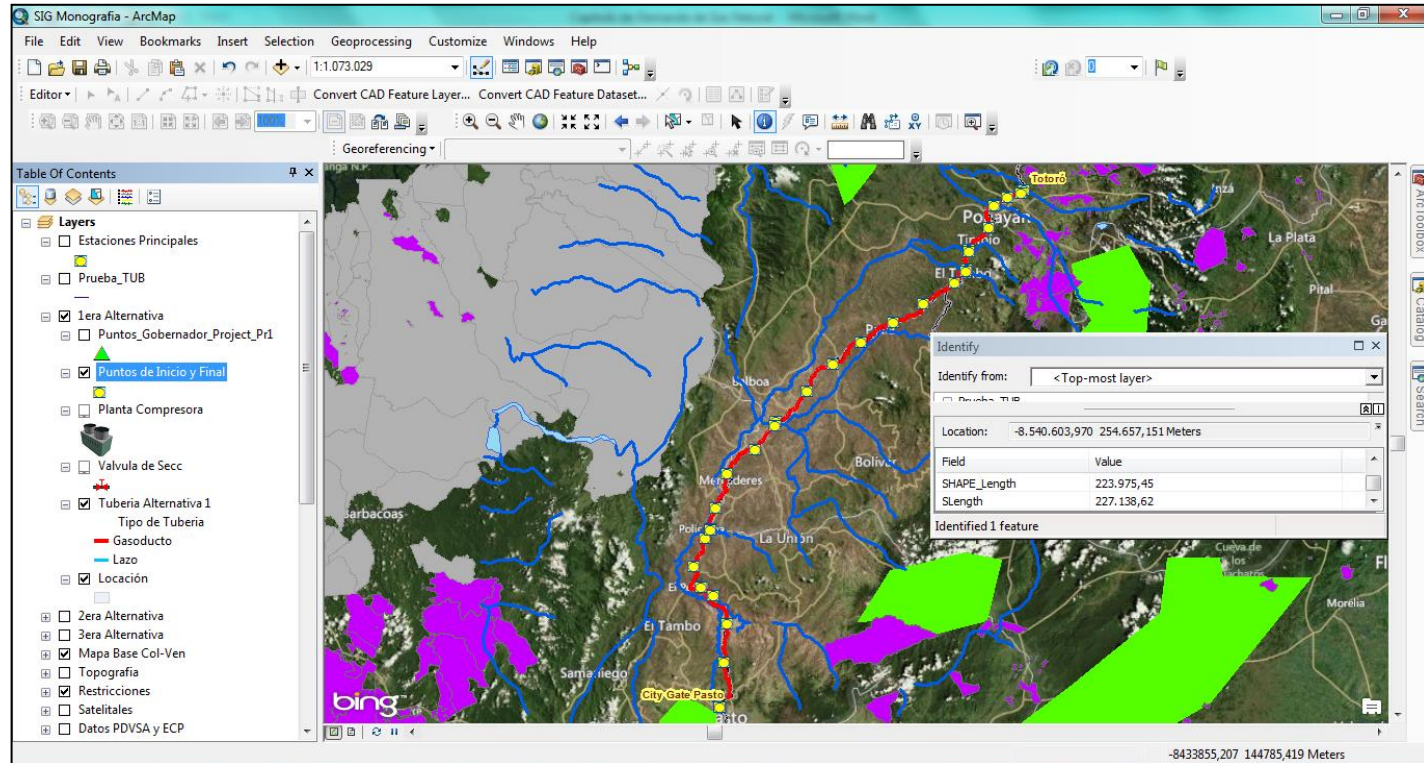
Fuente: Autores

A su vez los criterios mencionados anteriormente fueron almacenados en la función Weighted Overlay.

Una vez corrida la herramienta se determinaron las rutas de la alternativa 1 y 2, que se muestran a continuación:

⁸ Área de diseño del Model Builder donde se muestra el orden de ejecución de las múltiples herramientas de geo procesamiento que se corren para trazar la ruta.

Gráfica 13. Ruta de la Alternativa 1⁹



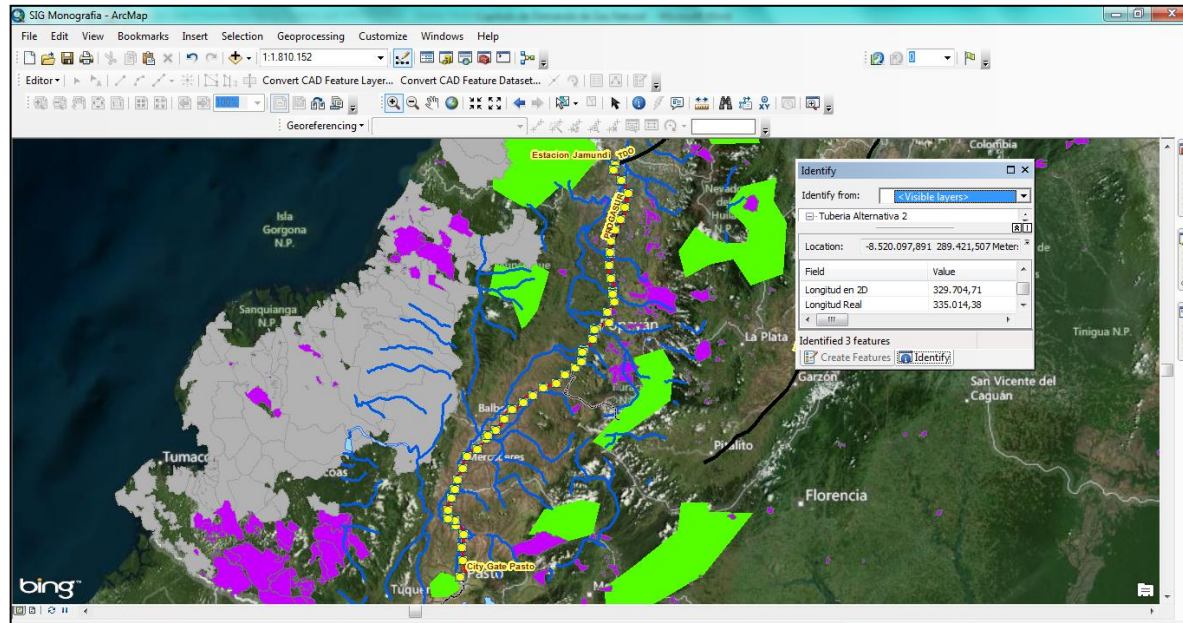
Fuente: Autores

En la gráfica anterior se puede observar la longitud de la ruta en 2D que es de 223.975 m y usando la Topografía o DEM se obtuvo la longitud real que sería 227.138,62 metros. También usando la herramienta de create points de ArcGIS se ubicaron válvulas de seccionamiento cada 16 km (Debido a que para esta conceptual no se determinó el estudio de Class Location, se seleccionó la máxima

⁹ Imagen en donde se observa el SIG con el resultado de la corrida del Model Builder para trazar la ruta de la alternativa 1

separación entre válvulas para un class location de 3 de la norma ASME B31.8) también se contempla válvulas antes y después de cruces de ríos que fueron imposibles de bordear, obteniendo un máximo de 30 válvulas de seccionamiento (en la gráfica están representadas por puntos amarillos encima de la tubería). Con la herramienta Select by Location se determinaron en total 6 cruces de ríos.

Gráfica 14. Ruta de la Alternativa 2¹⁰



Fuente: Autores

En la gráfica anterior se puede observar la longitud de la ruta en 2D que es de 329.704 m y usando la Topografía o DEM se obtuvo la longitud real que sería 335.014 metros. También usando la herramienta de create points de ArcGIS se ubicaron válvulas de seccionamiento cada 16 km (Debido a que para esta conceptual no se determinó el estudio de Class Location, se seleccionó la máxima separación entre

¹⁰ Imagen en donde se observa el SIG con el resultado de la corrida del Model Builder para trazar la ruta de la alternativa 2

válvulas para un class location de 3 de la norma ASME B31.8) también se contempla válvulas antes y después de cruces de ríos que fueron imposibles de bordear, obteniendo un máximo de 51 válvulas de seccionamiento (en la gráfica están representadas por puntos amarillos encima de la tubería). Con la herramienta Select by Location se determinaron en total 12 cruces de ríos.

4.4.4 DATOS PARA DESARROLLAR EL MODELO DE SIMULACIÓN SIG

Para poder construir el modelo de simulación en PIPESYS/OLGAS, se necesitan los puntos geográficos de la ruta trazada previamente, es recomendable tener puntos en cada uno de los vértices del trazado y cada uno con atributos de longitud acumulada desde el inicio y con su respectiva elevación, siendo esta la forma en que lo solicita el simulador.

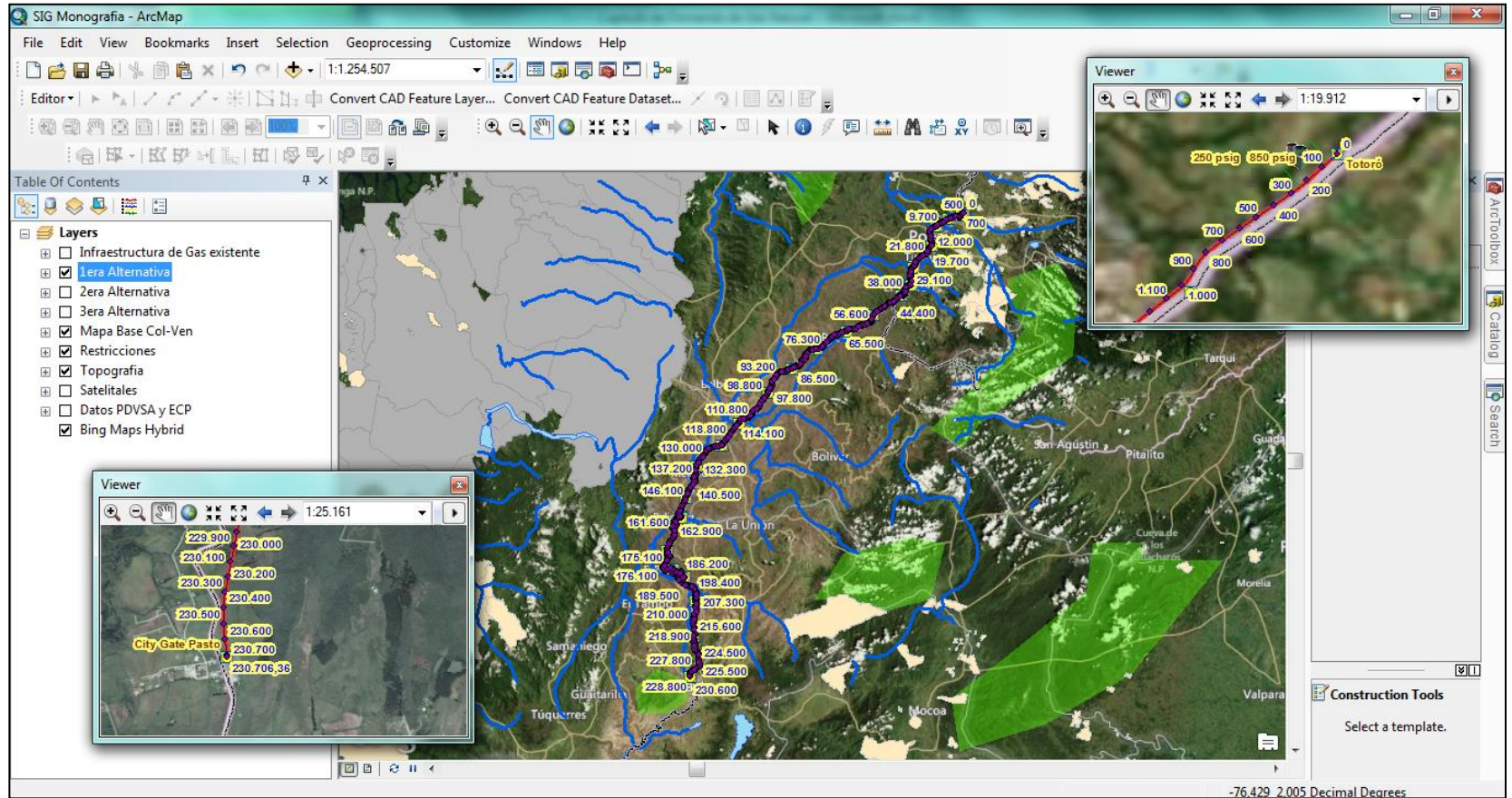
Este problema fue resuelto usando la funcionalidad de ArcGIS llamada referencia lineal (RL), para lo cual primero se procedió a crear La Ruta del Gasoducto (La Ruta es una línea, que se crea a partir de la línea que representa el Gasoducto, que posee un identificador único y un sistema de medición sobre la línea, principal elemento de las herramientas de referencia lineal de ArcGIS).

Se creó una Ruta para cada uno de los trazados de gasoductos de las alternativas, cabe destacar que inicialmente ArcGIS desarrolla la Ruta suponiendo que el terreno es totalmente plano, es decir, la proyección en x es igual a la longitud real de la tubería. Con el fin de los resultados del análisis se ajusten a la realidad se procede a Calibrar La Ruta con la Topografía de la zona en cuestión, para esto se usa la herramienta de Referencia Lineal denominada Calibrate Routes.

Una vez calibrada la topografía la tubería estará lista para buscar cualquier punto o tramo de la tubería usando las abscisas, saber en qué abscisa se encuentra cualquier elemento (válvulas, codos, medidores, de donde a donde va un revestimiento, diámetro, espesor, etc.) y finalmente obtener los puntos requeridos para la simulación.

En la siguiente Gráfica se puede observar un ejemplo del uso de la referencia lineal:

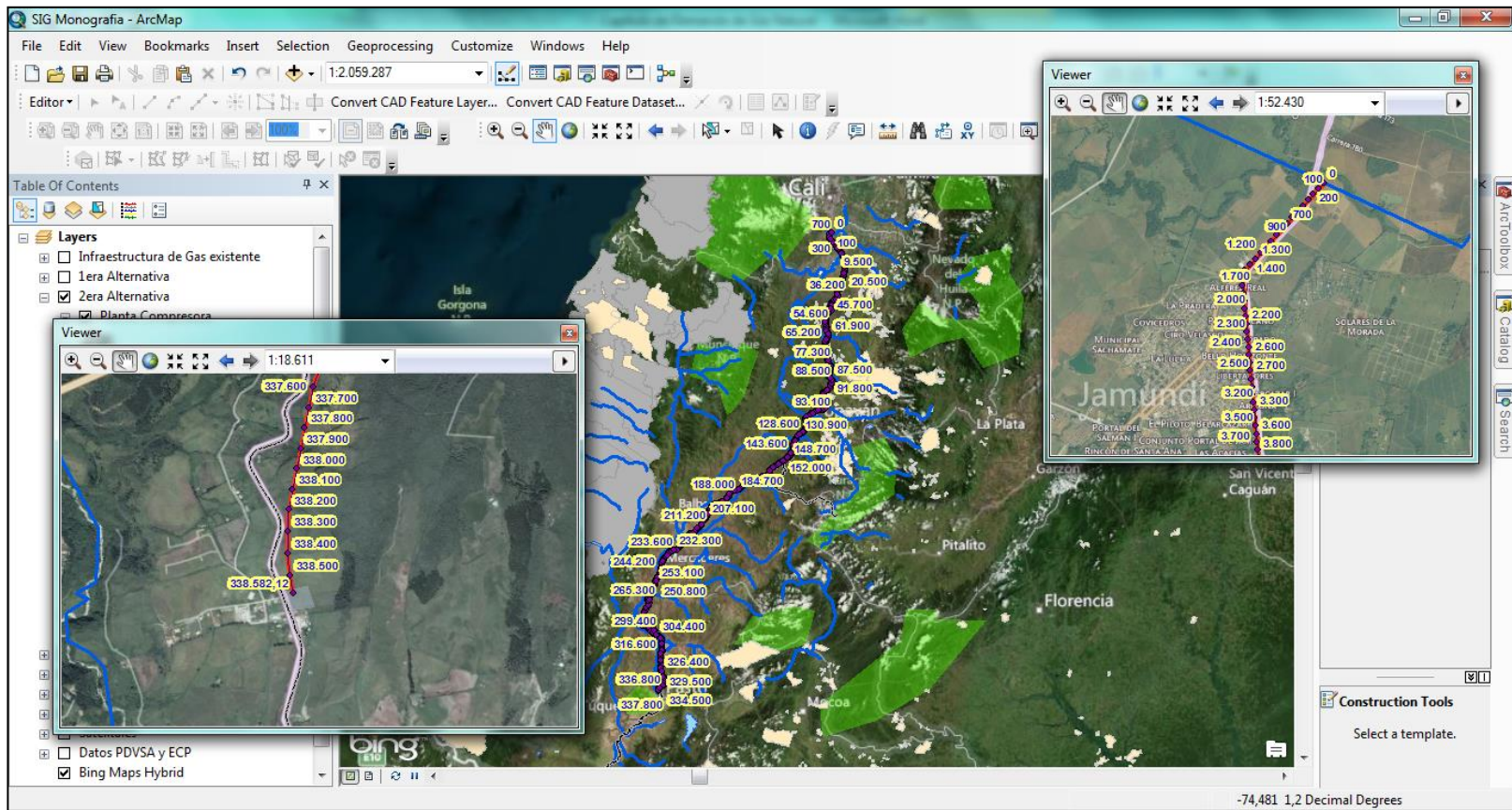
Gráfica 15. Alternativa 1 Sistema de Transporte con Abcizado corregido por Topografía¹¹



Fuente: Autores

¹¹ Imagen extraída del SIG con la ruta de la alternativa y el Abcizado creado con la herramienta de Referencia Lineal de ArcGIS llamada Route y para corregir la ruta con la topografía o DEM se usó Calibrate Route.

Gráfica 16. Alternativa 2 Sistema de Transporte con Abcizado corregido por Topografía¹²



Fuente: Autores

¹² Se muestran los detalles con dos Viewers del punto de inicio y final del sistema, con los abcizados ya corregidos por topografía.

Cabe destacar que esta propiedad de darle Referencial Lineal a la línea del gasoducto es fundamental para futuros análisis como HCA (High Consequences Area), modelación de fugas o derrames de crudo en el caso de un oleoducto, estudios de class locations y alineación de cualquier dato que se obtenga, tales como: CIS (Cathodic Inspection Survey), ILI (In line Inspection) o resultados de la corrida de la herramienta electromagnética, recorridos de línea o cualquier histórico de todas estas actividades.

Finalmente con la herramienta de la extensión de ArcGIS 3D Analyst, se obtiene la elevación de cada abcisa, que son puntos que están cada 100 metros. Luego de la capa de abcisas se exporta la tabla de atributos a Excel y se obtienen los datos requeridos por el Simulador para desarrollar el modelo con un simple copy y pegue. A continuación se observan la tabla de puntos obtenida y el gráfico de Abcisas vs Elevación, que no es más que el perfil de las alternativas:

Tabla 9. Demanda de Gas Natural

Demanda				
• Demanda Total				
Nro	Tipo de Consumo	Demanda Nariño 2012 (m3/d)	Demanda Nariño 2034 (m3/d)	
1	Consumo de GN convencional	138.748,66	161.301,56	
2	Potencial Consumidores de GNV	64.600,00	77.520,00	
3	Potenciales consumidores de alto consumo	5.042,48	5.546,73	
4	Potenciales consumidores de bajo consumo	2.843,39	3.412,06	PC/d
		Demanda Nariño	247.780,36	8.749.124,46
				-
		Ecuador* 2032 (m3/d)	407.133,26	14.375.875,54
				-
		Demanda Total (m3/d)	654.913,62	23.125.000,00

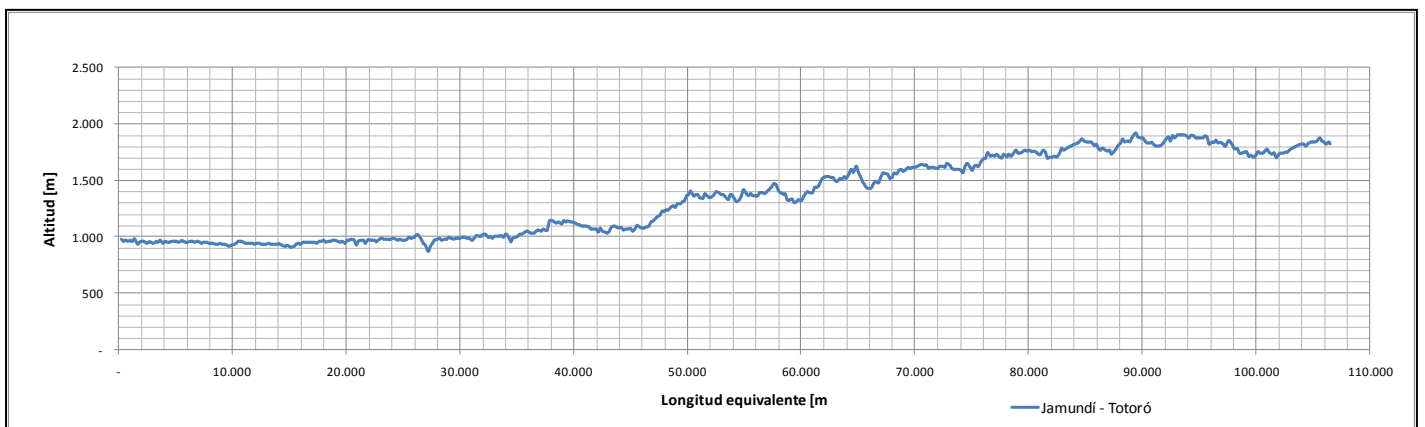
* Demanda calculada para el gasoducto que ira al Ecuador solo es la de Quito, las provincias Carchi, Imbatura y Pichincha.

Fuente: Autores

4.4.5 TRAZADO DE LÍNEAS DE TRASPORTE PARA EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS

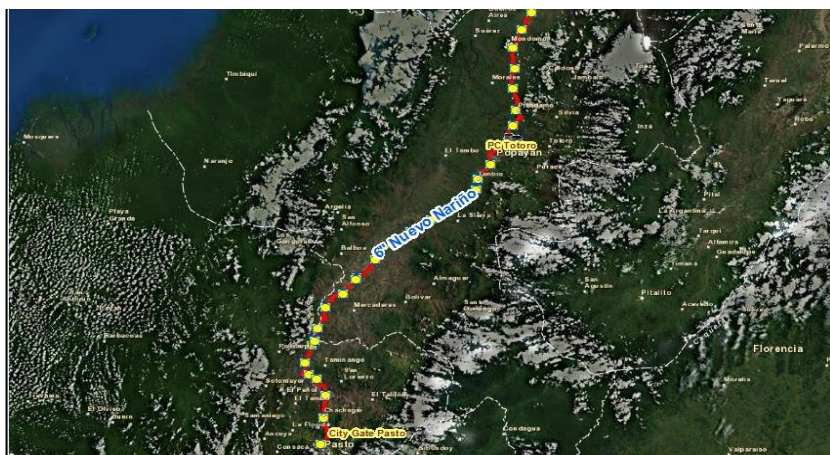
Mediante el sistema de información geográfica ArcGIS y el análisis de la ruta más óptima se obtuvieron los puntos X, Y, Z que se procesaron en Excel y se llevaron a longitudes en cadena pisada, para mayor precisión en la simulación hidráulica; de esta forma, se presenta a continuación los trazados topográficos empleados.

Gráfica 17. Trazado Jamundí - Totoró



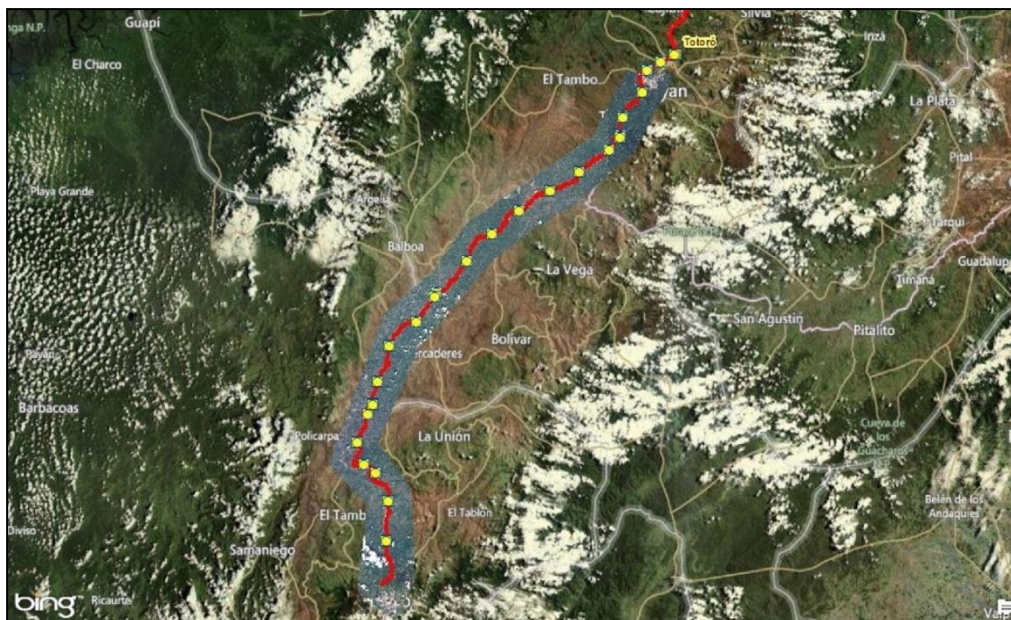
Fuente: Autores

Gráfica 18. Trazado topográfico Jamundí - Totoró - Pasto



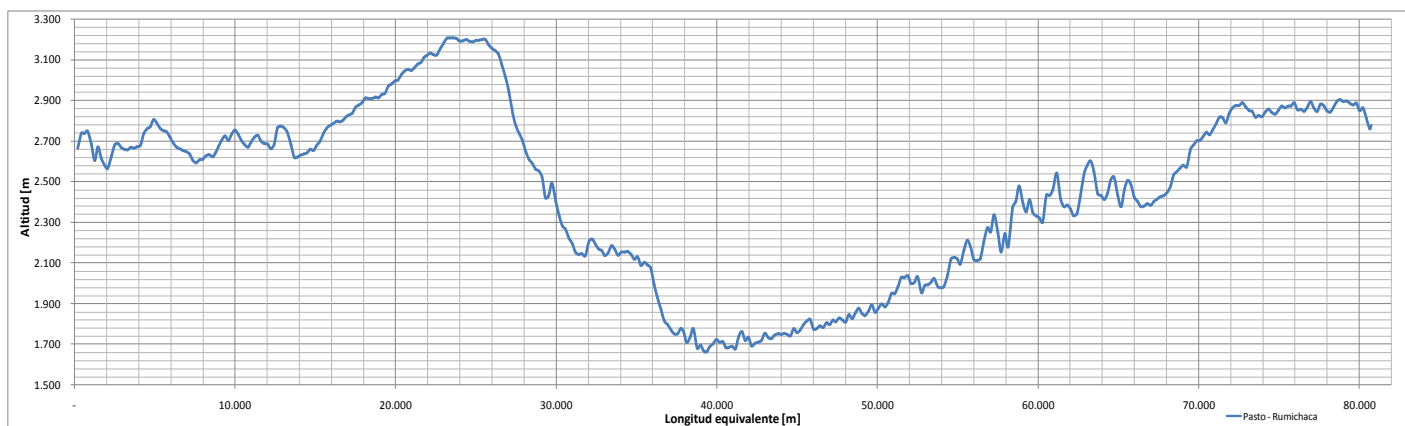
Fuente: Autores

Gráfica 21. Trazado topográfico Totoró - Pasto



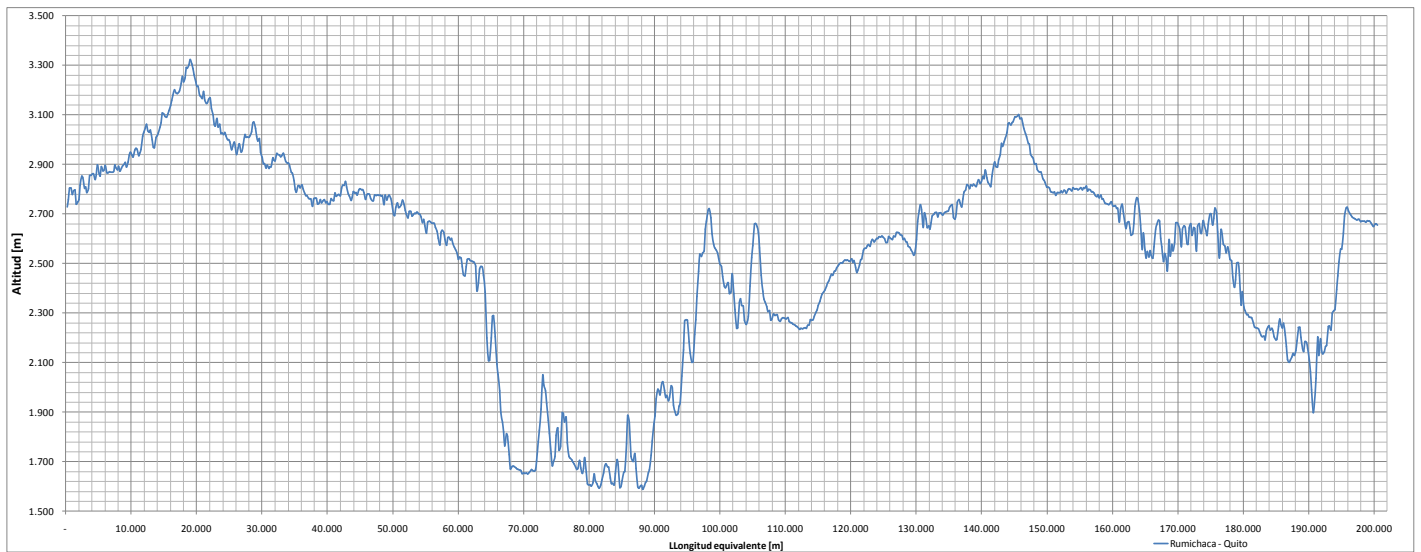
Fuente: Autores

Gráfica 22. Trazado Pasto - Rumichaca



Fuente: Autores

Gráfica 23. Trazado Rumichaca - Quito



Fuente: Autores

A continuación se presenta el trazado topográfico que representa el total del recorrido de un gasoducto que inicia en Jamundí y Termina en la capital ecuatoriana.

Gráfica 24. Trazado topográfico Jamundí - Quito

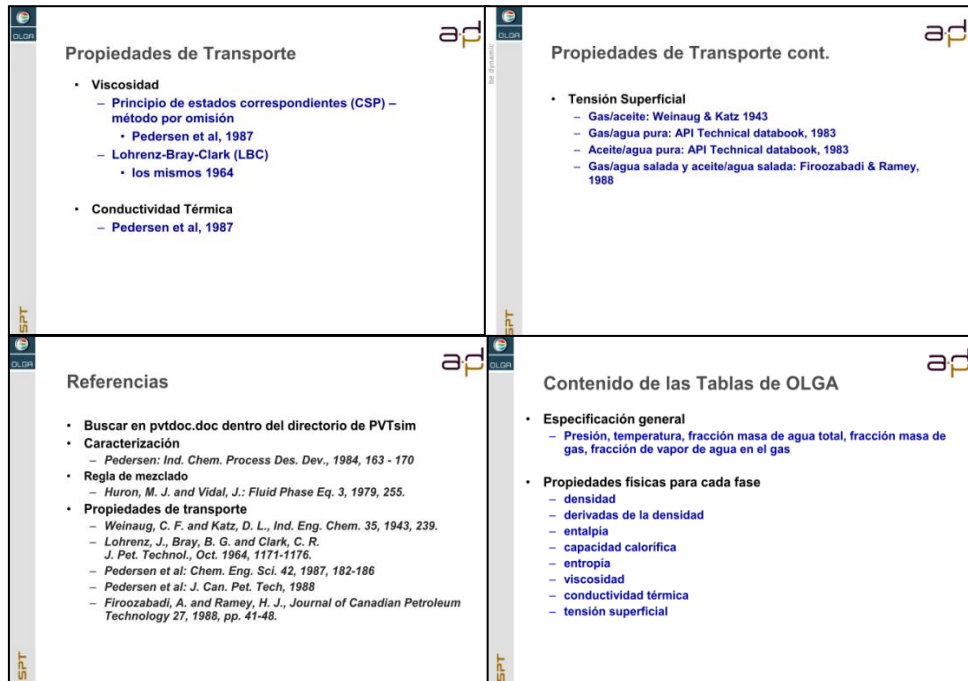


Fuente: Autores

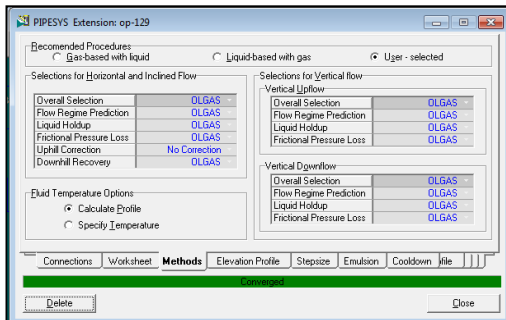
4.5 ESTUDIO HIDRÁULICO

Para el desarrollo del estudio hidráulico y de casos de simulación se emplea el software PIPESYS/OLGAS propio para el desarrollo de simulaciones de líneas de transporte. El modelo hidráulico OLGA está basado en las siguientes ecuaciones, ver gráfica siguiente de los autores de los modelos mecánicos que permiten determinar las propiedades de transporte^(*).

Gráfica 25. Propiedades del modelo OLGA



Fuente: Training Course AP Simulador de Flujo Olga.



Fuente: Simulador PIPESYS modelo de simulación desarrollado por Cesar Eraso y Fabian Peña.

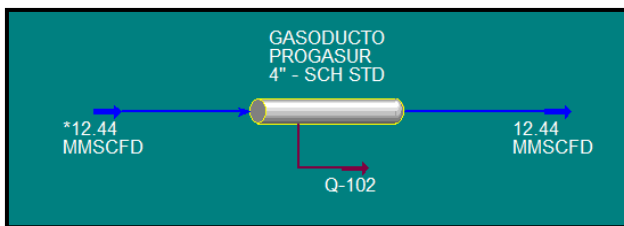
Gráfica 26. Paquete Hidráulico de Simulación

^(*) Se aclara que la información presentada como ecuaciones de las Propiedades de Transporte que emplea la empresa SPT en su software OLGA y que está disponible en plataformas de simulación como PIPESYS, es información entregada por SPT como de libre divulgación en los cursos que dictan de forma especializada.

4.5.1 DETERMINACIÓN DE CAPACIDAD DE LÍNEA EXISTENTE DE GAS CALI – POPAYÁN - TOTORÓ (CAUCA)

De acuerdo a la topografía estimada por el sistema de información geográfica ARGIS, se considera el trazado representado en la Gráfica 17. Trazado Jamundí - Totoró para evaluar la capacidad instalada, a las máximas condiciones (presión de inicio 1000 psig y velocidad máxima de 80 ft/s), topografía que permite determinar cuál es la capacidad máxima a manejar por el gasoducto de 4" existente entre Cali y Popayán, línea de transporte de gas operada por Progasur S.A., con llegada a la City Gate del municipio de Totoró.

Gráfica 27. Simulación máxima capacidad gasoducto Progasur

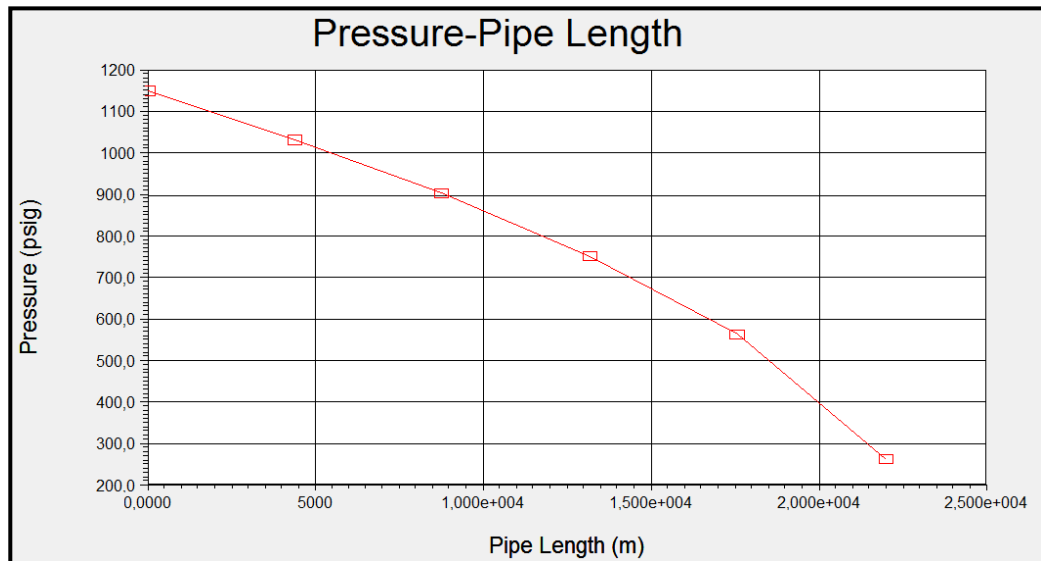


Fuente: Simulador PIPESYS modelo de simulación desarrollado por Cesar Eraso y Fabian Peña.

La anterior simulación se realizó con los datos de especificación de tubería tomados de <http://www.progasur.com.co/especificaciones.php>, donde también se presenta la capacidad de diseño como 3700 KPCD (3.7 MMSCFD a las condiciones de operación requeridas por las instalaciones de Progasur).

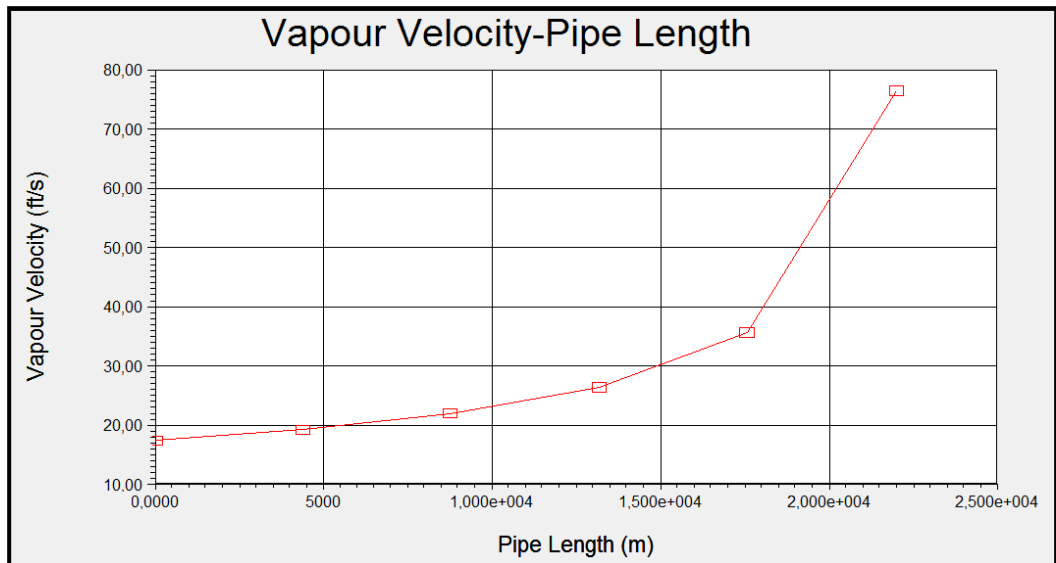
De esta forma, al evaluar el gasoducto a las máximas condiciones, podemos obtener las siguientes gráficas de caída de presión y velocidad de gas.

Gráfica 28. Perfil de presión gasoducto Progasur a flujo máximo (12.44 MMSCF)



Fuente: Simulador PIPESYS desarrollado por Cesar Eraso y Fabian Peña.

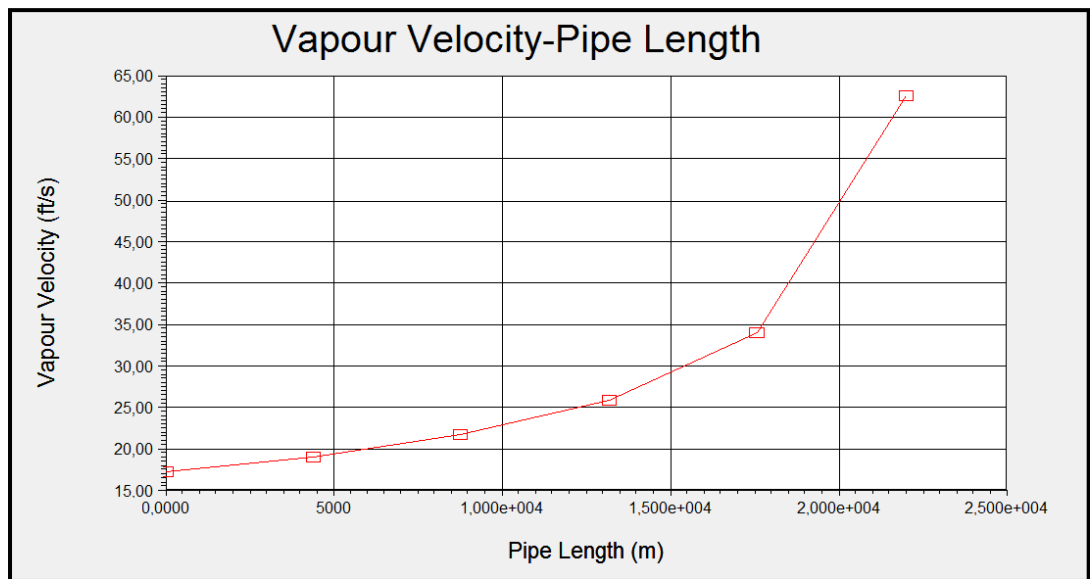
Gráfica 29. Velocidad máxima a 12.44 MMSCFD gasoducto existente de 4"



Fuente: Simulador PIPESYS modelo de simulación desarrollado por Cesar Eraso y Fabian Peña.

Los datos que se representan en las anteriores gráficas nos permiten determinar que la capacidad máxima a ser manejada a las máximas condiciones de presión y de velocidad, es de 12.44 MMSCFD, cantidad de flujo que está al límite la máxima velocidad permisible de 80 ft/s, con el riesgo de ser sobrepasada con cualquier fluctuación de las condiciones de entrega del gasoducto aguas arriba, por tanto se considera que el flujo máximo a ser manejado por el gasoducto existente de Progasur (de 4") es de 11.1 MMSCFD para una velocidad de flujo cercana a 60 ft/s, como se observa en la siguiente Gráfica 30. Velocidad máxima a 11.1 MMSCFD.

Gráfica 30. Velocidad máxima a 11.1 MMSCFD de gas natural por gasoducto Progasur



Fuente: Simulador PIPESYS modelo de simulación desarrollado por Cesar Eraso y Fabian Peña.

4.5.2 CASOS DE ESTUDIO

4.5.2.1 Caso 1: gasoducto Totoró – Pasto.

En esta alternativa de evaluación se plantea como punto de conexión la llegada del gasoducto de Progasur al municipio de Totoró, para extender una línea de transporte desde este punto hasta Pasto, para el suministro de gas natural a ésta ciudad y algunos municipios aledaños. Para tal caso

se requiere del suministro de 8.75 MMSCFD de gas natural al departamento de Nariño, siendo éste el consumo demandado por Pasto y sus municipios aledaños hasta el año 2032 (ver Tabla 9. Demanda de Gas Natural); este flujo no considera la demanda de gas natural de las regiones ecuatorianas.

Por otra parte, para esta alternativa se deberá considerar que el gasoducto de Progasur S.A. maneja la demanda de pasto de 8.75 MMSCFD sumada al máximo flujo de gas que se reporta para este gasoducto de 4" existente, correspondiente a 3.7 MMSCFD, ver punto 6.1..., para un total de gas a transportar de 12.45 MMSCFD. Con el flujo de 12.45 MMSCFD de gas natural, como demanda total requerida a transportar, comparado contra la capacidad máxima de 11.1 MMSCFD del gasoducto de 4" existente de Progasur a una máxima presión de inicio de aprox 1000 psig en el gasoducto de TDO y 250 psig a la llegada en Totoró; así se concluye que éste no tendría disponibilidad de transportar el total del flujo requerido al final de los 20 años de servicio de 12.45 MMSCFD.

Por tanto el flujo que se tendría disponible al final de los 20 años de servicio sería de tan solo 7.4 MMSCFD, menor a los 8.75 requeridos, lo cual no hace posible considerar esta alternativa como viable, ya que además de no tener la disponibilidad en capacidad del gasoducto existente de 4", se tendría una alta dependencia de las fluctuaciones de consumo de la región de Popayán, región que tendría la prioridad en el abastecimiento del gas natural, además se requeriría una estación compresora que suministrara la presión suficiente al gas para que llegue a Pasto aun sin cumplir con la perspectiva de consumo del año 20.

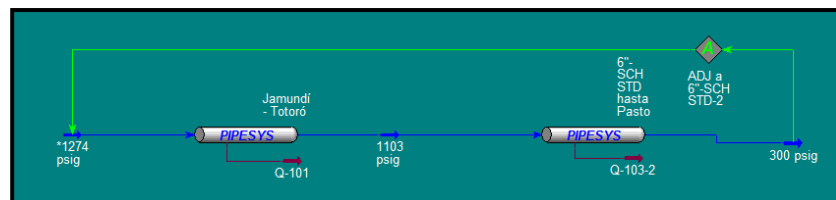
De esta forma se plantea un segundo caso de estudio que permita manejar el total de los 8.75 MMSCFD.

4.5.2.2 Caso 2: gasoducto Jamundí – Pasto.

En este caso de estudio se plantea la conexión del gasoducto Nuevo Nariño por hot-tap al gasoducto principal de 20" de TDO, que llega hasta el valle del Cauca. Desde la región de Jamundí se extiende el nuevo gasoducto, hasta la ciudad de Pasto, el nuevo gasoducto de diámetro por determinar deberá manejar el flujo total de 8.75 MMSCFD de gas natural, como consumo demandado por Pasto (Nariño) y sus municipios aledaños; este flujo no considera la demanda de gas natural de la capital ecuatoriana (Quito); los datos de la demanda se detalla en el punto 4.2 del presente documento.

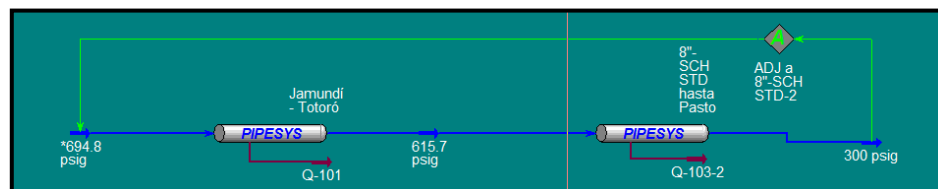
Para determinar el diámetro del gasoducto y verificar la viabilidad económica de implementar una estación compresora, se plantea un esquema simplificado (ver las siguientes Gráfica 31. Esquema simplificado de simulación para 6", Caso 2, simulación que nos permite comparar para dos posibles diámetros 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, para comparar los resultados obtenidos con la presión considerada en el inicio del gasoducto, de máximo 780 psig; de esta forma se obtiene los siguientes resultados.

Gráfica 31. Esquema simplificado de simulación para 6", Caso 2



Fuente: Simulador PIPESYS modelo de simulación desarrollado por Cesar Eraso y Fabian Peña.

Gráfica 32. Esquema simplificado de simulación para 8", Caso 2



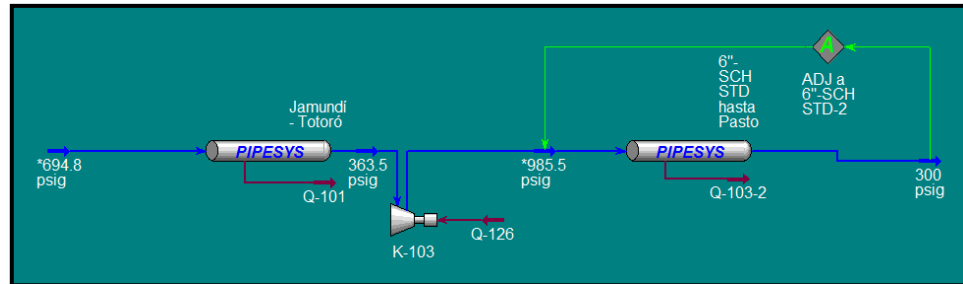
Fuente: Simulador PIPESYS modelo de simulación desarrollado por Cesar Eraso y Fabian Peña.

Con el anterior esquema de simulación simplificado se evalúan 2 diámetros posibles, 8" y 6", observando que el diámetro de 6" requiere una presión en Jamundí de 1274 psig, que supera la máxima presión de operación permitida de 1200 psig (de acuerdo al RUT de la CREG); mientras que el diámetro de 8" se ajusta a la condición de presión esperada en Jamundí con 700 psig y en Pasto de 300 psig aproximadamente.

Por lo tanto, para la línea de 6" no hay presión suficiente para la llegada de gas natural hasta Pasto, así, como parte del análisis del caso 2, se requiere de la evaluación técnica y de costos de la configuración de la línea de 6" con una estación compresora (ver Gráfica 33. Esquema simplificado de simulación para 6" con unidad de compresión, Caso 2) y de esta forma compararla con el costo del gasoducto de 8", para determinar la viabilidad de implementar la opción más económica de este escenario.

Finalmente de los cálculos realizados se obtiene los siguientes datos resumidos en la Tabla 10. Determinación de diámetro de gasoducto Caso 2, y viabilidad de estación compresora Adicional a los dos anteriores esquemas de la ilustración 6 y 7, para la configuración de la ilustración 8, de la línea de 6" con una estación compresora, se parte de la siguiente premisa: la presión de succión no debe disminuir de 100 psig (para tener un gap de presión en la entrada al sistema de compresión) y que la presión disponible en Pasto sea de aprox. 300 psig, además que en el inicio del gasoducto (Jamundí) no se sobrepase la presión disponible de aprox. 750 psig.

Gráfica 33. Esquema simplificado de simulación para 6" con unidad de compresión, Caso 2



Fuente: Simulador PIPESYS modelo de simulación desarrollado por Cesar Eraso y Fabian Peña.

Tabla 10. Determinación de diámetro de gasoducto Caso 2, y viabilidad de estación compresora

Diámetro	SCH (ver cálculo punto 7.0)	Flujo	Presión requerida en Jamundí	Presión en Pasto	Potencia estación compresora	Longitud de Tubería	Costo base de comparación (tubería y consumo potencia de compresión)
pulgadas	---	MMSCFD	psig	psig	(compresorX2) HP	m	USD \$
8	60	8.74	553	300	N/A	195420	\$ 57.902.222,22
6	40	8.74	1274	300	1094	195420	\$ 15.173.977,78

Fuente: Autores

* Los precios base empleados para el cálculo del costo aproximado de la anterior Tabla 10. Determinación de diámetro de gasoducto Caso 2, y viabilidad de estación compresora, son precios consultados a proveedores y registrados en la siguiente Tabla 11. Parámetros típicos de costos base, para comparación.

Tabla 11. Parámetros típicos de costos base, para comparación

Costo 6" SCH 40 / 6 mts	Costo 8" SCH 40 / 6 mts	Costo Potencia instalada de compresión
USD/ 6 mts	USD/ 6 mts	USD/HP
\$ 422,22	\$ 1.777,78	\$ 1.300,00

Fuente: Autores

A partir de la Tabla 10. Determinación de diámetro de gasoducto Caso 2, y viabilidad de estación compresora, se deduce que la configuración económicamente más viable para este caso de estudio es la de implementar una línea de 6" con una estación compresora, por tanto continuamos con esta configuración para realizar la simulación extendida y de esta forma precisar cuáles serían las condiciones de presión esperadas a través del gasoducto, además de determinar con mayor precisión cuál sería el consumo de potencia en la unidad de compresión.

A continuación, en la Gráfica 35. Esquema extendido de simulación Caso 2 se presenta la configuración de tubería de 6" SCH 40, que se interconecta a la unidad de compresión ubicada cerca al municipio de Totoró y desde la descarga de la compresión se extiende el gasoducto hasta la ciudad de Pasto, donde deberá ser medido con transferencia de custodia. Para este escenario de simulación se incorporan los datos de topografía definidos en las gráficas Gráfica 17. Trazado Jamundí - Totoró y Gráfica 19. Trazado Totoró – Pasto, de tal forma que se considere las pérdidas de presión por cambios de altitud y por fricción. También se incorpora a la simulación de forma esquemática, las válvulas de seccionamiento distanciadas cada 16 km aproximadamente de acuerdo al numeral 846.11 del ASME B 31.8 para la clase 3.

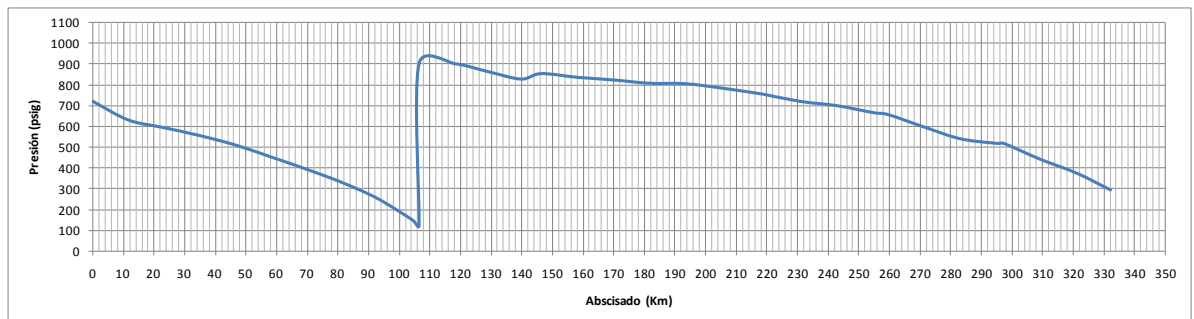
De la siguiente simulación extendida ... ver Gráfica 35... se deduce que la presión requerida en el inicio del gasoducto es de 720 psig, por otra parte, la presión de entrega a la succión de la estación compresora (ubicada en Totoró), es de aproximadamente 123 psig y la presión de descarga de la estación compresora es de 900 psig lo cual requiere de unidades de compresión de por lo menos dos etapas para tener relaciones de compresión inferiores a 4, presión suficiente para llegar con

295 psig a la estación de medición que se estima quede en la entrada norte del departamento de Nariño.

Finalmente el consumo de potencia de la estación compresora es de 1661 hp, sin embargo se recomienda que la unidad compresora cuente con un equipo de compresión en operación y un segundo equipo de compresión como de stan-by, de tal forma que en la operaciones de inspección y mantenimiento sobre uno de los no se suspenda el suministro de gas hacia el departamento de Nariño. Por tanto la potencia instalada será de 3322 hp y con el recálculo del valor económico de la configuración de ducto de 6" con estación compresora, se obtiene que su costo es de 16.900.000,00 USD aprox, valor que termina de validar la correcta selección de la configuración para este caso de estudio, por tener un menor costo que la implementación de una línea de 8" sin estación compresora. De esta forma el perfil de presión para la alternativa seleccionada del caso 2, de la línea de 6" con estación compresora en Jamundí se presenta a continuación en la siguiente gráfica

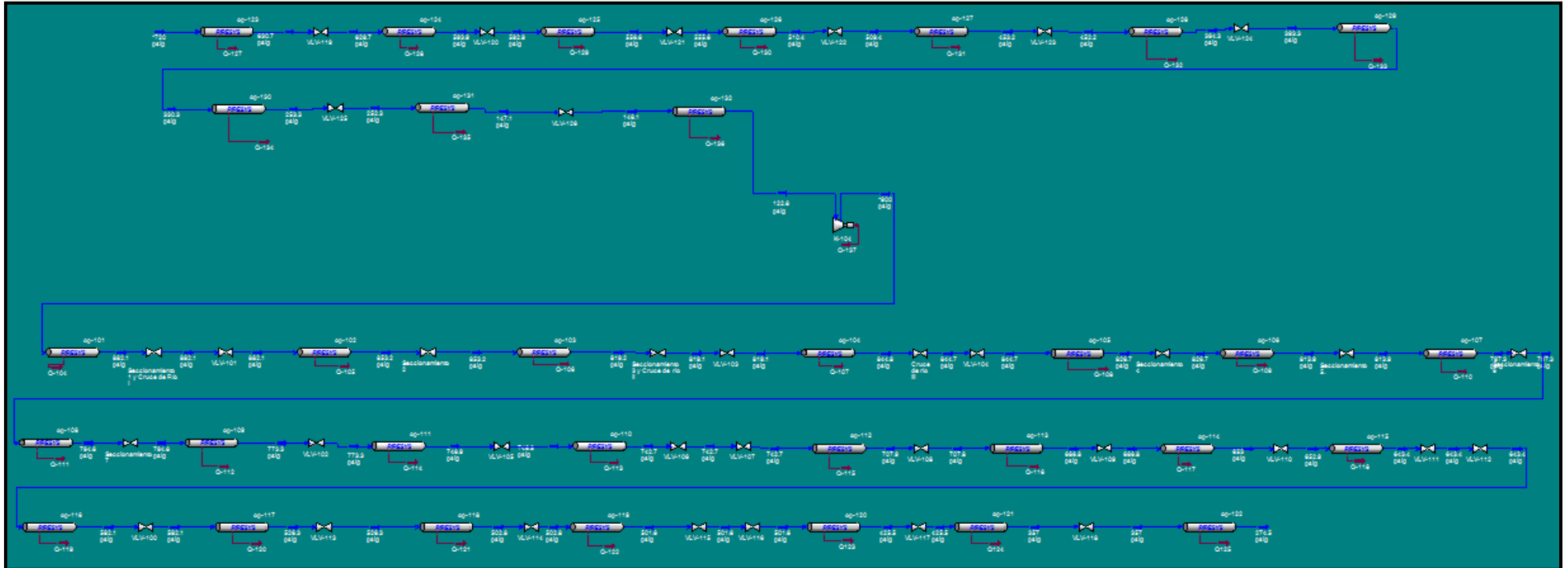
34.

Gráfica 34: Perfil de presión Caso 2, 6"- Estación Compresora Jamundí



Fuente: Autores

Gráfica 35. Esquema extendido de simulación Caso 2



Fuente: Autores

A continuación se presente el último caso de estudio, en donde se podrá observar los resultados del estudio hidráulico considerando la demanda de gas de Nariño y la demanda de gas de la región objetivo de Ecuador.

4.5.2.3 Caso 3: Gasoducto Jamundí – Pasto – Quito.

En el presente punto se describen los resultados obtenidos del tercer caso de estudio técnico, por medio del cual se determinará la alternativa más viable económicamente, para el transporte de gas natural hasta Pasto (Nariño) y sus municipios aledaños, esta última alternativa contempla el total de la demanda de Nariño (8.75 MMSCFD) más la demanda de Quito (Ecuador) de 14.25 MMSCFD, para el futuro suministro a esta población en una fase posterior de ingeniería. Por lo tanto, se evalúan 3 subcasos de estudio.

Con el modelo de simulación de la Gráfica 36. Esquema simplificado de simulación resultante del Caso 3, se evalúan 3 diámetros 12", 10" y 8", para el tramo de gasoducto desde Jamundí hasta la succión de una estación compresora en Nariño, de donde se obtiene los siguientes resultados.

Tabla 12. Evaluación diámetro gasoducto Tramo Jamundí-Nariño Caso 3

Diámetro	SCH (ver cálculo punto 7.0)	Flujo	Presión calculada en Jamundí	Presión en Pasto
pulgadas	---	MMSCFD	psig	psig
12	STD	23.0	627	300
10	40	23.0	974	300
8	40	23.0	1472	300

Fuente: Autores

De la anterior Tabla 12. Evaluación diámetro gasoducto Tramo Jamundí-Nariño Caso 3, se determina que el diámetro más conveniente para el transporte de 23 MMSCFD desde Jamundí hasta Nariño es de 12", ya que con este diámetro no se supera la presión de 750 psig en Jamundí (presión considerada después de pasar por el sistema de filtrado y transporte hasta Jamundí, desde la conexión con el gasoducto de TDO).

El diámetro de 10" supera la máxima presión disponible en el inicio del gasoducto de aprox 750 psig, por otra parte el diámetro de 8" se descarta ya que si en un estudio de clasificación se caracteriza algunas áreas como de clase 1Div2 o 2, la presión de prueba se estimaría en $1.25 \times MAOP$ (de 1200 psig) = 1500 psig, siendo 1472 psig mayor al 90% de la presión de prueba.

Por otra parte con el mismo esquema de simulación simplificado se evalúa el diámetro del tramo de gasoducto comprendido entre el departamento de Nariño y la capital ecuatoriana Quito, después

de ser re-alineado el flujo de gas de Nariño de 8.74 MMSCFD por medio de una City-gate al sistema de red domiciliaria del departamento de Nariño; obteniendo los siguientes resultados para tres diámetros diferentes 6", 8" y 10".

Tabla 13. Determinación de diámetro tramo Nariño - Quito Caso 3

Diámetro	SCH (ver cálculo punto 7.2)	Flujo	Potencia de Compresión en Nariño	Presión calculada en Nariño	Presión en Quito - Ecuador
pulgadas	---	MMSCFD	hp	psig	psig
6	40	14.26	1504	1467	300
8	40	14.26	855	793	300
10	40	14.26	517	554	300

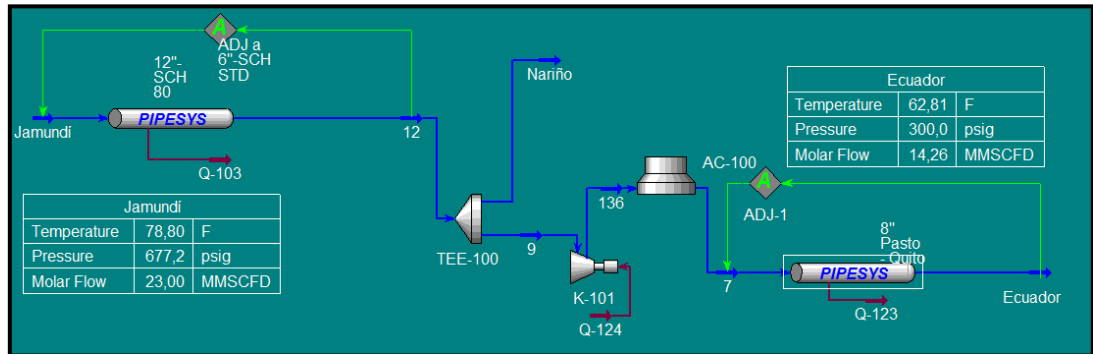
Fuente: Autores

El diámetro de 8" se descarta ya que si en un estudio de class location se caracteriza algunas áreas como 1Div2 o 2, la presión de prueba se estimaría en $1.25 \times \text{MAOP}$ (de 1200psig) = 1500 psig, siendo 1504 psig mayor al 90% de la presión de prueba.

También se puede evidenciar que tanto la línea de 8" como la de 10", se podrían emplear para el transporte de gas natural hasta Quito, ya que no sobrepasan los niveles de presión permisibles, aunque el consumo de potencia sea mayor para la línea de 8", se podría pensar que se aprovecharía de mayor forma la potencia por un costo menor de tubería, con una menor inversión en capital inicial y se convertiría en la mejor alternativa para este caso de evaluación, sin embargo, se aclara que los resultados son obtenidos de la simulación presentada en Gráfica 36. Esquema simplificado de simulación resultante del Caso 3 y como parte de este estudio, se propone verificar los resultados del modelamiento hidráulico con la simulación extendida presentada en la Gráfica 38.

A continuación se presenta el esquema simplificado de simulación, por medio del cual se desarrolló la evaluación inicial del diámetro requerido por el gasoducto tanto para el tramo Jamundí-Nariño como para el tramo Nariño-Quito, con el software de extensión **PIPESYS/OLGAS**.

Gráfica 36. Esquema simplificado de simulación resultante del Caso 3

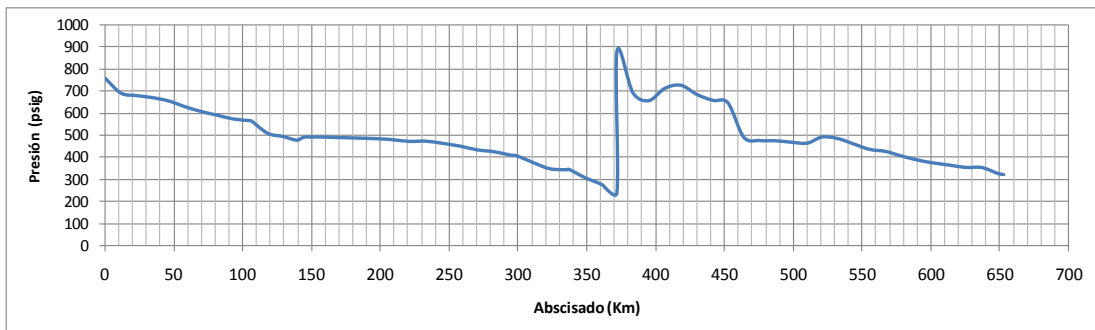


Fuente: Autores

En la siguiente ilustración se presenta el esquema extendido de simulación del caso 3 de estudio, en donde se incluye la topografía de las gráficas siguientes: Gráfica 17. Trazado Jamundí - Totoró, Gráfica 19. Trazado Totoró – Pasto, Gráfica 22. Trazado Pasto - Rumichaca y Gráfica 23. Trazado Rumichaca - Quito, con la incorporación esquemática de las válvulas de corte ubicadas de acuerdo al distanciamiento descrito en el numeral 846.11 del ASME B 31.8. Por lo tanto se verificará las pérdidas de presión por cambios de altitud y por perdidas de presión por fricción del gas con la tubería.

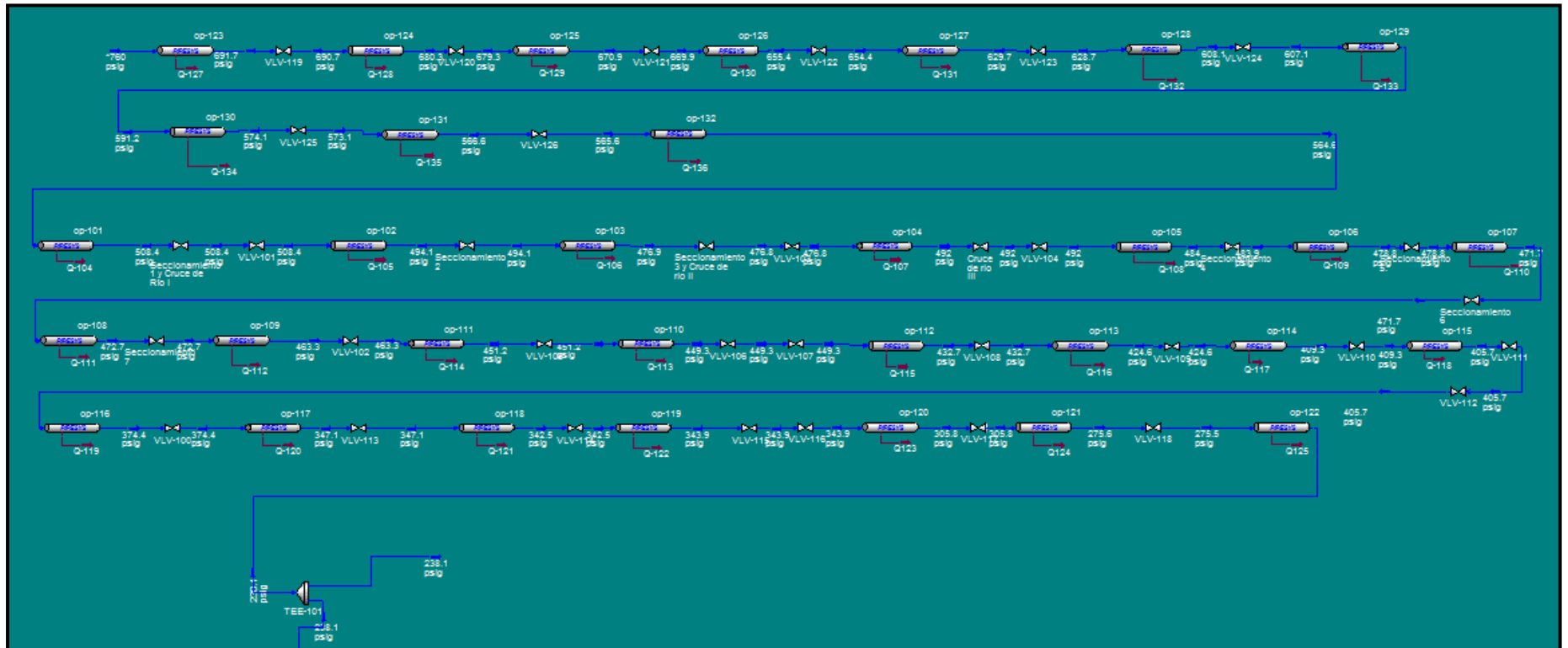
De esta forma el perfil de presión para la alternativa seleccionada del caso 3, de la línea de 12" con estación compresora en Pasto se presenta a continuación en la Gráfica 37. Perfil de presión Caso 3, 12" - Estación compresora Pasto.

Gráfica 37. Perfil de presión Caso 3, 12" - Estación compresora Pasto.



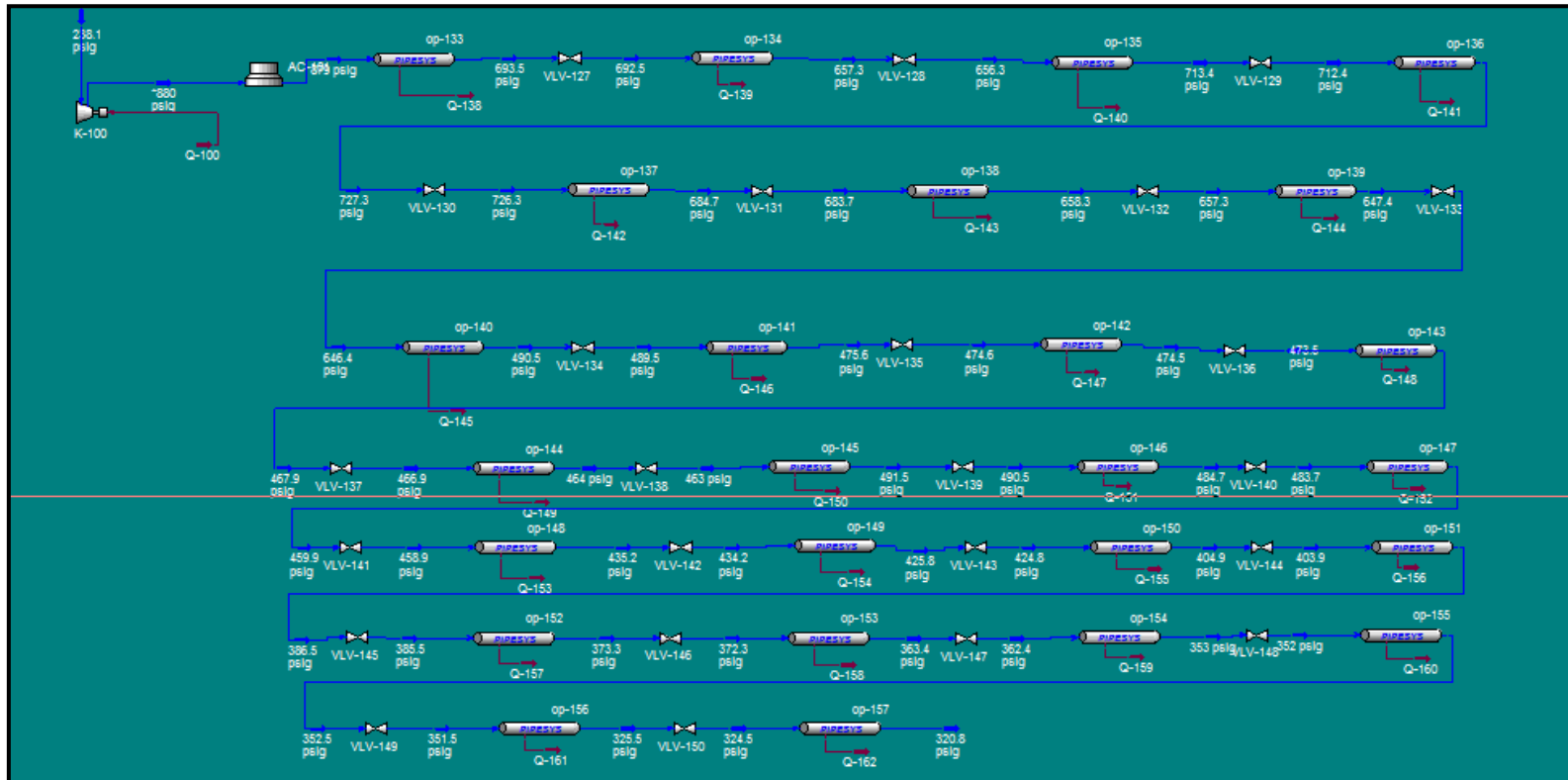
Fuente: Autores

Gráfica 38. Esquema extendido de simulación Caso 3 (1 de 2).



Fuente: Autores

Gráfica 39. Esquema de simulación extendida Caso 3 (2 de 2).



Fuente: Autores

Por medio de la anterior simulación extendida se determina que la línea de 8", no tiene la capacidad de manejar 14.25 MMSCFD, debido a los fuertes cambios de altitud y por tanto el diámetro a manejar en el tramo Ecuador – Quito, es de 10". Lo anterior se logró verificar al realizar una iteración de presiones de salida de la estación compresora en Pasto, para los diferentes diámetros y considerando la topografía detallada, se calculó una presión de llegada a Quito de mínimo 300 psig, siendo para 10" con 320 psig en Quito el fin de la iteración.

Por otra parte, se ha determinado que el consumo de potencia de la unidad de compresión es de aproximadamente 1197 hp por compresor, para un total de 2496 hp de potencia instalada, con una presión de succión de 240 psig y una presión de descarga de 880 psig. Con estas condiciones se garantizaría una presión de 320 psig en la ciudad de Quito-Ecuador.

4.6 REPORTE DE CÁLCULOS COMPLEMENTARIOS

4.6.1 DEFINICIÓN DE LOS CÁLCULOS CARACTERISTICOS SEGÚN LA NORMA ASME B31.8

Esta parte del informe, describe los resultados obtenidos a partir de la implementación de la norma ASME B31.8 y de la hoja de cálculo creada para este estudio para el cálculo de espesores de tubería. En el numeral 8.0 del documento en donde se explican las bases y criterios de diseño para la ingeniería Básica y de Detalle, se pueden ver los por menores de utilización de esta norma y criterios de uso para el diseño mecánico de la tubería.

Para el cálculo del espesor de tubería, se procede acorde a la norma ASME B31.8 en donde el espesor se calcula mediante la siguiente Ecuación 4.

Ecuación 4

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

Fuente: ASME B31.8

En donde:

P = Presión de Diseño

S = Esfuerzo de Fluencia Mínimo especificado

D = Diámetro nominal externo

F = Factor de diseño

E = Factor de Junta Longitudinal

T = Factor de derateo

t = Espesor de pared nominal

A partir de una hoja cálculo creada para este estudio, se pueden calcular los espesores de varias opciones de diseño, una vez son contemplados los valores según la norma, y verificando que los esfuerzos de la tubería no excederán parámetros estándar de diseño.

Para el diseño del gasoducto, se ha contemplado una presión de diseño (P) de 1480 psig, ya que la máxima presión de operación permisible es de 1200 psig permitida por el RUT (Registro Único de Transporte) para entrega del productor al transportador. El esfuerzo de fluencia mínimo (S) contemplado para el diseño tiene un valor de 42000 psig para una tubería API 5L, debido a su fácil consecución en el comercio.

El diámetro nominal externo (D) corresponde al valor característico que tienen los diferentes tipos de tubería comerciales existentes. Para la obtención de este valor se debe remitir a tablas específicas de fabricantes de tuberías.

El Factor de diseño (F) para el gasoducto es de 0,5 para la zona clase 3¹³.

El Factor de junta longitudinal (E) depende del tipo de material y de juntas que se haya seleccionado en el proceso de diseño. Para el gasoducto en cuestión se utilizará un material con especificación API 5L Gr42 el cual arroja un Factor de Junta Longitudinal de uno (1).

El Factor de disminución de temperatura (T) se refiere a un factor que se obtiene a partir de una tabla establecida por las normas estándar según la temperatura del fluido a transportar. Para el diseño del gasoducto, el valor del Factor de disminución de temperatura es de uno (1) ya que los rangos de temperatura de diseño se encuentran entre 250°F o menos.

Una vez hallado el espesor requerido (t) a partir de la fórmula y los valores antes descritos, se debe tener en cuenta también la corrosión producida por la naturaleza del fluido que lo estará atravesando. Normalmente, este parámetro de análisis se llama el “*Corosion Allowance*” y describe la cantidad de corrosión que se produce al interior de la tubería y se debe contemplar para un tiempo determinado. Para el diseño del gasoducto, aunque se parte de gas natural deshidratado a condiciones RUT se contempló un “*Corosion Allowance*” de 0,02 inch que corresponde a una

¹³ Se seleccionó la clase 3 como la condición más conservadora ya que el gasoducto cruzará por una región en donde se encuentra una significativa densidad poblacional, áreas residenciales e industriales, entre otras condiciones adicionales especiales (resguardos indígenas) para tener esta categoría; este factor deberá ser ajustado en la ingeniería básica de tal forma que se considere el análisis AAC (análisis de alta consecuencia a ser realizado en una fase posterior de ingeniería) y el conteo poblacional por zonas.

proyección de veinte (20) años de operación para una rata de corrosión de 1 mpy, el cual hace parte del sobreespesor en el momento de la aproximación de (t) calculado al Schedule nominal.

Luego del análisis hidráulico de procesos, a continuación se presentan las tablas características de los cálculos realizados para las diferentes alternativas evaluadas.

4.6.2 ANÁLISIS DE ESPESOR PARA LAS ALTERNATIVAS

4.6.2.1 Análisis de espesor de tubería para la alternativa 1.

Esta opción consiste en acoplarse al gasoducto existente de Progasur (de 4") (El cual se encuentra ubicado en Totoró) con una nueva tubería de 6". Este resultado se obtiene luego de la simulación del gasoducto según las necesidades de demanda calculadas y la extensión del gasoducto a diseñar. El proceso de simulación y las especificaciones de diseño son descritos en el numeral 6.0 del presente documento, correspondiente al estudio hidráulico.

Para el cálculo del espesor, se utiliza la metodología antes descrita y se obtienen los siguientes resultados.

Tabla 14. Cálculo de espesor Alternativa 1

Parámetro	Valor	Unidades
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: ASME B31.8

Una vez con estos resultados, se procede a la verificación del espesor en tablas especializadas en donde se corroborará el Schedule que tendrá la tubería finalmente. Para el caso de la alternativa 1 el Schedule obtenido es **40** o **STD**.

Tabla 15. Corroboración de tubería a utilizar

Nominal Pipe size (in)	OD (inches)	Schedule					
		10	20	30	STD	40	60
6	6,625				0,280	0,280	

Fuente: Autores

4.6.2.2 Análisis de espesor de tubería para la Alternativa 2.

La segunda opción contempla la utilización de una tubería de 8" partiendo desde el municipio de Jamundí en el valle del Cauca, pasando por Totoró en el departamento del Cauca en donde se deberá instalar una estación compresora, hasta Pasto en el departamento de Nariño.

La utilización de una estación compresora surge de la simulación realizada y se puede consultar con más detalle en el numeral 6.0 del presente documento, correspondiente a la evaluación hidráulica.

Con los datos indicados al inicio de este numeral, se procede a realizar el análisis a partir de la hoja de cálculo desarrollada para este estudio, obteniendo como resultado los siguientes valores:

Tabla 16. Cálculo de espesor Alternativa 2

Parámetro	Valor	Unidades
P	1200	Psi
S (SMYS)	42000	Psi
t	0,246	In
D	8,625	In
F	0,5	-
E	1	-
T	1	-
C	0,02	In
t+c	0,266428571	In

Fuente: ASME B31.8

Como para el caso anterior, se procede a corroborar el Schedule adecuado según las tablas especializadas. Para la opción 2 se obtiene un Schedule **STD** o **40** según la siguiente tabla.

Tabla 17. Corroboración de tubería a utilizar

Nominal Pipe size (in)	OD (inches)	Schedule					
		10	20	30	STD	40	60
8	8,625		0,250	0,277	0,322	0,322	0,406

Fuente: ASME B31.8

En la alternativa 2 se evaluaron dos diámetro 8" y 6", el cálculo del espesor para el diámetro de 6" es el que se describen en el anterior...punto 4.6.2.1.

4.6.2.3 Análisis de espesor de tubería para la Alternativa 3.

La tercera opción contempla un gasoducto que parte desde Jamundí en el valle del Cauca hasta Quito en el Ecuador pasando por la ciudad de Pasto en el departamento de Nariño. Para esta opción se contempla una city-gate en la ciudad de Pasto en donde además se deberá instalar una estación compresora que se encargará de suplir la presión necesaria hasta Quito.

Particularmente, para esta opción se debió hacer una optimización en el empleo de la tubería ya que para disminuir los costos y basándose en la demanda necesaria de Quito, se determinó que aguas arriba de la city-gate contemplada para Pasto, se deberá utilizar una tubería de 12" y aguas abajo, luego del paso por la estación compresora se deberá utilizar una tubería de 10". Los resultados de la simulación y los pormenores de esta opción son descritos en el numeral 6.0 de la evaluación hidráulica de la Ingeniería Conceptual. Los resultados para el análisis del espesor se pueden observar en la siguiente tabla:

Tabla 18. Cálculo de espesor alternativa 3, tubería de 10"

Parámetro	Valor	Unidades
P	1200	Psi
S (SMYS)	42000	Psi
t	0,307	In
D	10,75	In
F	0,5	-
E	1	-
T	1	-
c	0,02	In
t+c	0,327142857	In

Fuente: ASME B31.8

Tabla 19. Cálculo de espesor alternativa 3, tubería de 12"

Parámetro	Valor	Unidades
P	1200	Psi
S (SMYS)	42000	Psi
t	0,364	In
D	12,75	In
F	0,5	-
E	1	-
T	1	-
c	0,02	In
t+c	0,384285714	In

Fuente: ASME B31.8.

La verificación de los Schedules de estos tipos de tubería arrojan que para los valores obtenidos se necesita un **40** o **STD** para la tubería de 10" y un **40** para la de 12".

Tabla 20. Corroboración de tubería a utilizar

Nominal Pipe size (in)	OD (inches)	Schedule					
		10	20	30	STD	40	60
10	10,75		0,250	0,307	0,365	0,364	0,500

Fuente: ASME B31.8

Tabla 21. Corroboración de tubería a utilizar

Nominal Pipe size (in)	OD (inches)	Schedule					
		STD	40	60	XS	80	100
12	12,75	0,375	0,406	0,562	0,500	0,688	0,844

Fuente: ASME B31.8

4.7 CRITERIOS Y CONDICIONES DE DISEÑO EMPLEADAS

4.7.1 CAPACIDAD DE DISEÑO

La capacidad de la estación compresora de la alternativa seleccionada deberá estar diseñada para manejar el total del flujo a transportar del gasoducto que alimenta esta unidad de compresión de gas natural proveniente del gasoducto principal de TDO (20"), bajo las condiciones indicadas en la siguiente tabla:

Tabla 22. Condiciones de Entrada Estación Compresora, de acuerdo Alternativa a seleccionar.

Propiedad	Unidades	Caso 2	Caso 3
Flujo gas	MMSCFD	8.75	14.25
Presión entrada *	Psig	123	238
Temperatura del fluido	°F	77	60

Fuente: Autores

* Presión a recalcular de acuerdo a la ubicación de la estación compresora, como resultado del desarrollo de la ingeniería básica.

Tabla 23. Condiciones de Entrega de las unidades de compresión, según la alternativa a seleccionar.

Propiedad	Unidades	CASO 2	CASO 3
Flujo gas	MMSCFD	8.75	14.25
Presión	Psig	900	880
Temperatura del fluido *	°F	≤ 120	≤ 120

* El valor de la temperatura depende de la eficiencia del air fan cooler aguas abajo de la compresión, la cual no podrá ser mayor a la temperatura ambiente menos 20°F.

Fuente: Autores

4.7.2 CARACTERIZACIÓN DEL GAS

El gas a comprimir proviene del gasoducto de TDO. En la siguiente tabla se presenta la caracterización del gas a transportar:

Tabla 24. Caracterización del Gas

COMPONENTES		% MOLAR
CO ₂	Dióxido de Carbono	1.24
N ₂	Nitrógeno	0.86
C ₁	Metano	87.29
C ₂	Etano	7.19
C ₃	Propano	2.56
iC ₄	i-Butano	0.37
nC ₄	n-Butano	0.37
iC ₅	i-Pentano	0.05
nC ₅	n-Pentano	0.03
C ₆	n-Hexano	0.0002
H ₂ O	Agua	0.0001

Fuente: Autores

4.7.3 CONDICIONES ESTÁNDAR

Las siguientes son las condiciones estándar o de referencia a las cuales estarán referidos todos los cálculos y evaluaciones del presente estudio.

Tabla 25. Condiciones estándar para el Proyecto

CONDICIONES ESTÁNDAR	Unidad	Valor
Presión estándar	Bara (psia)	1.013 (14.656)
Temperatura	°C (°F)	15 (60)
Gas de referencia	Aire	---

Fuente: Autores

4.7.4 CRITERIOS DE DISEÑO DE EQUIPOS

Cuando no se indique explícitamente en las especificaciones se seleccionará la presión de diseño de la siguiente

Tabla 26. Presión de Diseño de Equipos Individuales

PRESIÓN DE OPERACIÓN	PRESIÓN DE DISEÑO
P. operación < 250 psig	285 (ANSI 150)
P. operación =>250 <740	740 (ANSI 300)
P. operación 740<P<=1200	1480 (ANSI 600)

Fuente: Autores

Cuando no se indique explícitamente en las especificaciones se seleccionará la temperatura de diseño de la siguiente tabla:

Tabla 27. Definición del la Temperatura de Diseño en Equipos

TEMPERATURA DE OPERACIÓN	TEMPERATURA DE DISEÑO (Nota 1)
T. Operación > 32°F	50 grados por encima de la temperatura de operación (Temperatura de operación + 50°F).
T. Operación < 32°F	20°F o la mínima temperatura ambiente.

Fuente: Autores

Notas: si la temperatura de diseño calculada es inferior a la temperatura ambiente + 50°F, con una temperatura de operación superior a 32°F se debe considerar una temperatura de diseño igual a la máxima temperatura ambiente + 50°F.

4.7.5 CRITERIOS PARA DIMENSIONAMIENTO DE TUBERÍAS

- El material de las tuberías utilizado en la revisión hidráulica fue acero al carbón, Schedule 40.
- En tuberías para transporte de gas la velocidad mínima recomendada está entre 10 – 15 ft/s () y la velocidad máxima estará limitada por el nivel de EROSION y/o ruido en las tuberías en las tubería enterradas o superficiales.
- El nivel de ruido en la tubería no debe superar los 85 dbA, de acuerdo con la Resolución Colombiana 1792 de 1990. El nivel de ruido se estimará con la siguiente Ecuación 5. Esto aplica en las estaciones de medición, compresión y de regulación o en restricciones de flujo.

Ecuación 5

$$PWL = -5 + 6 * \text{Log}\left(\frac{V_f}{V_0}\right) + 10 * \text{Log}\left(\frac{S}{S_0}\right) - 25 * \text{Log}\left(\frac{T_f}{T_0}\right) + 8.6 * \text{Log}\left(\frac{\rho_f}{\rho_0}\right)$$

4.7.6 RECOMENDACIONES PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS

El objetivo principal del diseño mecánico en la implementación del resultado de este estudio deberá ser especificar, seleccionar y dimensionar los equipos requeridos para la implementación del proyecto de acuerdo con los requerimientos y con la definición de condiciones de operación y diseño establecidas. Como resultado se obtienen las Hojas de Datos correspondientes así como las especificaciones básicas para fabricación de acuerdo con las condiciones de diseño y operación dadas en los estándares y códigos.

El Diseño Final en la ingeniería detallada (Proceso, Mecánico, instrumentación, telecomunicación, corrosión, etc) de los Equipos estará a cargo del Fabricante o Proveedor de cada uno de ellos, quien deberá cumplir con los siguientes requisitos:

- El Cumplimiento con lo establecido en los alcances de la propuesta.
- El cumplimiento con la normatividad aplicable de la industria.
- El cumplimiento de las definiciones de ingeniería de proceso.

- Evitar en lo posible la interferencia entre equipos de proceso, existentes o nuevos, de acuerdo con los requerimientos del API RP 686 *Machinery Installation and Installation Design*.
- La optimización de la operabilidad de los equipos considerando las facilidades de acceso.
- Maximizar la accesibilidad para el mantenimiento de los equipos e instalaciones.
- Localizar los equipos en emplazamientos próximos a la infraestructura necesaria para su operatividad, mantenimiento y servicios tales como energía eléctrica, aire comprimido, agua, vías.
- Minimizar el impacto ambiental derivado de la selección y la ubicación de equipos, de los trazados de tubería y de la ubicación de instrumentos.

4.7.7 EQUIPOS

4.7.7.1 Sobre-espesor por corrosión (ca).

Cuando no se indique explícitamente en las especificaciones el cálculo del sobre-espesor y no se tenga completa certeza de la calidad del fluido de transporte, la corrosión se basará en el número de años de servicio de la unidad de acuerdo a la siguiente tabla y de forma consistente con la tabla: “Años de servicio asociados a equipos”:

Tabla 28. Sobre-espesor por corrosión (ca) para materiales.

MATERIAL	BASE DE DISEÑO
Acero carbono (Nota 1)	≥ 1 mpy*

* Para ambientes generales no corrosivos.

Fuente: Autores

4.7.7.2 Años de servicio de una unidad.

Cuando no se indique explícitamente en las especificaciones se seleccionarán los años de servicio de una unidad de la siguiente tabla:

Tabla 29. Años de servicio de un equipo o elemento.

EQUIPO	BASE DE DISEÑO	(Indique con una X la selección)
Unidades de Compresión	20 años	X
Recipientes a presión	20 años	X
Internos de recipientes a presión	15 años	X
Tubería	20 años	X

Fuente: Autores

4.7.7.3 Unidades de compresión.

Para el requerimiento de compresión del gas se considerará Compresor reciprocante o centrífugo (si aplica de acuerdo a lo que ofrezcan los proveedores), acoplado a Motor de combustión interna con el mismo gas de transporte, diseñado bajo los requerimientos del API-618 *“Reciprocating Compressors”*, ASME B31.8 *“Gas Transmission and Distribution Piping Systems”*. Para los materiales se debe cumplir con los requerimientos establecidos por el código ASME Sección II de Materiales Ferrosos, ASME B-16.5 y 16.9 de Tuberías y Accesorios de tubería. Para el cálculo y diseño de los venteos se deben seguir los lineamientos establecidos por el código API-2000.

Las inspecciones y ensayos no destructivos se llevaran a cabo bajo los requerimientos del código ASME Sección V. Las soldaduras y sus procedimientos se regirán por los requerimientos de la AWS y el código ASME Sección IX.

4.7.8 DEFINICIÓN DE SISTEMAS DE TUBERÍA

Para el desarrollo de la ingeniería, esta se basara en el código ASME B31.8 donde se establecerá los requerimientos a considerar como necesarios para el diseño seguro y la construcción de tuberías a presión. Aunque la seguridad es la consideración básica, este factor solamente no será el que determine las especificaciones finales.

Se definirá un área geográfica a lo largo del gasoducto, clasificándolo de acuerdo al número aproximado de los edificios construidos para la ocupación humana y otras características que se consideran cuando se determine los factores de diseño para la construcción, presiones de

operación, y métodos de probar las línea de ductos y las tuberías principales ubicadas en la zona y aplicando ciertos requerimientos de operación y mantenimiento. (ASME B 31.8 párrafo 805.111)

4.7.9 OTRAS CONSIDERACIONES

Cruce o interferencias con facilidades existentes: En la implementación del resultado de este estudio se deberá verificar el área de influencia afectada por el paso de la línea con la información obtenida del análisis de redes existentes, tales como Acueducto, Electricidad, Otros Hidrocarburos, etc.

Prueba de presión: Para la prueba hidrostática hay que definir de donde se va a tomar la fuente de agua para la prueba. Será necesarios disponer de tanques de almacenamiento de agua para la alimentación de las bombas de llenado y presurización.

Dependiendo de la Clase de localización varía la presión de prueba máxima de la siguiente manera:

Tabla 30. Criterios para la prueba de presión en función de la clase de localización, según ASME B31.8 tabla 841.322(f).

CLASE DE LOCALIZACIÓN	PRESIÓN DE PRUEBA
Clase 1 División 1	1.25 x MOP
Clase 1 División 2	1.1 x MOP
Clase 2	1.25 x MOP
Clase 3	1.4 x MOP
Clase 4	1.4 x MOP

Fuente: ASME B31.8

5. DETERMINACIÓN DE CAPEX Y OPEX

Tabla 31. Listado de Costos y CAPEX por Alternativa

ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	UNIDAD	MONEDA	VALOR UNITARIO	CANTIDAD PARA LA ALTERNATIVA	ALTERNATIVA 1	ALTERNATIVA 2	ALTERNATIVA 3	VALOR TOTAL
TUBERIA										
1	TUBERIA ACERO CARBON SIN COSTURA A106 A53 API5L Gr. X42 SCH 40 TRAMOS APROX 6 mts DE 6"	6	MT	COP	756.000	37.500	28.350.000.000	N/A	N/A	28.350.000.000
		1	MT	COP	130.950	53.833	N/A	40.698.000.000	N/A	40.698.000.000
2	TUBERIA ACERO CARBON SIN COSTURA A106 A53 API5L Gr. X42 SCH 40 DE 10"	1	MT	COP	392.000	225.000	29.463.750.000	N/A	N/A	29.463.750.000
3	TUBERIA ACERO CARBON SIN COSTURA A106 A53 API5L Gr. X42 SCH 80 DE 12'	1	MT	COP	605.000	323.000	N/A	42.296.850.000	N/A	42.296.850.000
VALVULAS										
4	VALVULA ON/OFF FORMADA POR UNA VÁLVULA DE BOLA MARCA SOUTHERN CALIFORNIA VALVE (SCV) DE 6"ANSI CLASS 300# TRUNNION MOUNTED, RF, FULL PORT, A350 LF2 BODY, 316 SS TRIM, INCONEL X750 SPRING, HNBR ORINGS, DEVLON SEAT, FIRESAFE, NACE MR 01-75 API 6D DESIGN AND TEST.	1	EA	COP	38.000.000	15	570.000.000	N/A	N/A	N/A
						23	N/A	874.000.000	N/A	N/A
5	VALVE SHUTDOWN TYPE BALL FLUID NATURAL GAS DIAMETER/SHUTOFF PRESSURE 6" SCH. 40/1262 DESIGN PRESSURE 1200 PSIG CONSTRUCTION TRUNNION BODY SIZE By MFR BODY/BONNET MATERIAL CS END CONNECTIONS/PRESSURE RATING 6" SHUTOFF CLASIFICACION ANSI CLASS VI SEAL/LINER MATERIAL By MFR STEAM/SHAFT MATERIAL 316 SS TRIM MATERIAL 316 SS PORT TYPE FULL BORE FLOW CHARACTERISTIC ON/OFF FIRE TEST PER API 607+ ACTUATOR TYPE SPRING -RETURN CYLINDER SIZE By MFR CLOSE TIME MAX. 10 SEC. SPRING MATERIAL By MFR FAIL POSITION CLOSE LIMIT SWITCHES/POSITION INDICATOR YES (SPDT)/ (2) OPEN/CLOSE + SOLENOID VALVE 1 UNIT PER ACTUATOR TYPE 3 WAY, NO MANUAL RESET COIL 24 VDC, H COIL NFPA LOCATION CLASIFICACION CLASS 1 DIV 2 SPEED CONTROL YES. OPEN/CLOSE STOP ADJUSTMENTS INSTALLATION OR POSITION HORIZONTAL OR VERTICAL ACTUATION FLUID INSTRUMENT AIR., NORMAL=80, DESIGN 175 PSIG AIR SET YES TUBING MATERIAL S.ST+SWAGelok FITTINGS	1	EA	COP	10.874.000	15	163.110.000	N/A	N/A	163.110.000
						23	N/A	250.102.000	N/A	250.102.000
6	VALVULA ON/OFF FORMADA POR UNA VÁLVULA 12"ANSI TRUNNION MOUNTED, RF, FULL PORT, A350 LF2 BODY, 316 SS TRIM, INCONEL X750 SPRING, HNBR ORINGS, DEVLON SEAT, FIRESAFE, NACE MR 01-75 API 6D DESIGN AND TEST.	1	EA	COP	148.900.000	23	N/A	N/A	3.424.700.000	3.424.700.000
7	VALVULA ON/OFF FORMADA POR UNA VÁLVULA 10"ANSI TRUNNION MOUNTED, RF, FULL PORT, A350 LF2 BODY, 316 SS TRIM, INCONEL X750 SPRING, HNBR ORINGS, DEVLON SEAT, FIRESAFE, NACE MR 01-75 API 6D DESIGN AND TEST.	1	EA	COP	88.700.000	25	N/A	N/A	2.217.500.000	2.217.500.000
										5.642.200.000

8	VALVE LINE SIZE 6" VALVE TYPE BALL (BURIED INSTALLATION) API 6D (BW) SIZE 6" BODY TYPE/BODY MATERIAL BALL By MFR (CARBON STEEL) END CONNECTING & RATING WB ANSI 600 GASKETS By MFR SEAT MATERIAL BALL MATERIAL By MFR PIGGING EXTENDED STEM YES L=2,20 METERS TRUNNION MOUNTED BALL TOP ENTRY DESIGN - THREE PIECES BOLTED BODY CONSTRUCTION VALVE FAILURE POSITION FAIL LAST POSITION TYPE SERVICE DOUBLE ACTING (HYDRAULIC) ON-OFF CLOSE OPEN HANDWHELL/HAND PUMP NO MANUAL OVERRIDE INTERLOCKS LOCAL MANUAL HYFR. PUMP POWER SUPPLY 24 VDC By EPC ACCUMULATOR DESIGN FACTOR YES OPEN-CLOSE CYCLES 1.5 OPERATING TIME OPERATING MODE CONFIGURABLE FROM THE LB SYSTEM MANUAL/LOCAL/REMOTE SOLENOID VALVE YES 1 UNIT (OPEN-CLOSE) LIMIT SWITCH OPEN YES (ZSC-31363) PARTIAL STROKE YES.MECHANICAL	1	EA	COP	5.834.205	12	70.010.460	N/A	N/A	70.010.460,00
MONTAJE (NOTA 1)										
9	MOVILIZACIÓN DE PERSONAL Y EQUIPO	1	GI	COP	980.000.000	SEGÚN ALTERNATIVA	980.000.000	1.406.844.444	2.630.755.556	N/A
10	SEÑALIZACION PROVISIONAL PARA CONSTRUCCIÓN	1	GI	COP	95.000.000	SEGÚN ALTERNATIVA	95.000.000	136.377.778	255.022.222	N/A
11	INSTALACIÓN DE CAMPOS PROVISIONALES PARA EQUIPO DE CONSTRUCCIÓN.	1	GI	COP	900.000.000	SEGÚN ALTERNATIVA	2.700.000.000	3.600.000.000	4.500.000.000	N/A
12	TRANSPORTE DE TUBERIA (122.827 COP X MT)	1	MT	COP	122.827	SEGÚN ALTERNATIVA	27.636.075.000	39.673.121.000	74.187.508.000	N/A
13	GASTOS RELACIONADOS A LA RECUPERACION DE LA TUBERIA LUEGO DEL TRANSPORTE (REBISELAMIENTO (358.456 COP X MT X 6753 MT(ALTERNATIVA 1)), REPARACION DE RECUBRIMIENTO(13201 COP X MT X 218.247 MT (ALTERNATIVA 1)))	1	MT / cm2	COP	358.456 X MT / 13.201 X cm2	SEGÚN ALTERNATIVA	5.301.732.015	7.703.231.970	14.232.186.640	N/A
14	APERTURA Y CIERRE DE ZANJA PARA INSTALACIÓN DE LA TUBERIA	200	MT	COP	45.000	SEGÚN ALTERNATIVA	50.625.000	72.675.000	135.900.000	N/A
15	TENDIDO DE TUBERIA	1	MT	COP	20.000	SEGÚN ALTERNATIVA	4.500.000.000	6.460.000.000	12.080.000.000	N/A
16	INSTALACIÓN DE TUBERIA Y ACCESORIOS	1	MT	COP	460.857	SEGÚN ALTERNATIVA	103.692.825.000	148.856.811.000	278.357.628.000	N/A
17	PROTECCION CATODICA (POSTES DE TOMA DE POTENCIALES)	1	UNIDAD	COP	750.000	SEGÚN ALTERNATIVA	168.750.000.000	242.250.000.000	453.000.000.000	N/A
18	INSPECCIÓN DEL ESTADO DEL REVESTIMIENTO DCVG	1	MT	COP	1.200	SEGÚN ALTERNATIVA	270.000.000	387.600.000	724.800.000	N/A
19	PRUEBAS HIDROSTATICAS	1	MT	COP	12.000	SEGÚN ALTERNATIVA	2.700.000.000	3.876.000.000	7.248.000.000	N/A

19	PRUEBAS HIDROSTATICAS	1	MT	COP	12.000	SEGÚN ALTERNATIVA	2.700.000.000	3.876.000.000	7.248.000.000	N/A																																	
ESTACIÓN COMPRESORA																																											
20	DISEÑO E INSTALACIÓN DE ESTACIÓN COMPRESORA	1	UNIDAD	COP	\$ 13.316.994.880,00	N/A	N/A	N/A	N/A	\$ 13.316.994.880,00																																	
MANTENIMIENTO																																											
22	MANTENIMIENTO DE LA ESTACION COMPRESORA DEL GASODUCTO "NUEVO NARIÑO" PROYECTADO A 20 AÑOS (1 MANTENIMIENTO X AÑO)	1	SERVICIO ESTACION COMPRESORA	COP	147.716.000	N/A	N/A	N/A	N/A	2.954.320.000																																	
<table border="1"> <tr> <td rowspan="4">ALTERNATIVA 1</td> <td>TOTAL COP</td> <td>361.530.692.355</td> <td>(NOTA 3)</td> </tr> <tr> <td>TOTAL USD</td> <td>201.335.828</td> <td>(NOTA 4)</td> </tr> <tr> <td>TOTAL COP</td> <td>368.353.064.370</td> <td>(NOTA 5)</td> </tr> <tr> <td>TOTAL USD</td> <td>205.135.195</td> <td></td> </tr> <tr> <td rowspan="4">ALTERNATIVA 2</td> <td>TOTAL COP</td> <td>511.642.078.072</td> <td>(NOTA 6)</td> </tr> <tr> <td>TOTAL USD</td> <td>284.932.603</td> <td></td> </tr> <tr> <td>TOTAL COP</td> <td>513.864.826.072</td> <td>(NOTA 7)</td> </tr> <tr> <td>TOTAL USD</td> <td>286.170.448</td> <td></td> </tr> <tr> <td rowspan="2">ALTERNATIVA 3</td> <td>TOTAL COP</td> <td>1.174.832.315.298</td> <td></td> </tr> <tr> <td>TOTAL USD</td> <td>654.262.118</td> <td></td> </tr> </table>											ALTERNATIVA 1	TOTAL COP	361.530.692.355	(NOTA 3)	TOTAL USD	201.335.828	(NOTA 4)	TOTAL COP	368.353.064.370	(NOTA 5)	TOTAL USD	205.135.195		ALTERNATIVA 2	TOTAL COP	511.642.078.072	(NOTA 6)	TOTAL USD	284.932.603		TOTAL COP	513.864.826.072	(NOTA 7)	TOTAL USD	286.170.448		ALTERNATIVA 3	TOTAL COP	1.174.832.315.298		TOTAL USD	654.262.118	
ALTERNATIVA 1	TOTAL COP	361.530.692.355	(NOTA 3)																																								
	TOTAL USD	201.335.828	(NOTA 4)																																								
	TOTAL COP	368.353.064.370	(NOTA 5)																																								
	TOTAL USD	205.135.195																																									
ALTERNATIVA 2	TOTAL COP	511.642.078.072	(NOTA 6)																																								
	TOTAL USD	284.932.603																																									
	TOTAL COP	513.864.826.072	(NOTA 7)																																								
	TOTAL USD	286.170.448																																									
ALTERNATIVA 3	TOTAL COP	1.174.832.315.298																																									
	TOTAL USD	654.262.118																																									
<p>NOTA 1: LOS VALORES CONTEMPLADOS EN LA SECCIÓN "MONTAJE" SON APROXIMADOS Y SURGEN A PARTIR DEL ESTUDIO REALIZADO POR PSM CARBUMOR. LOS ITEMS QUE APARECEN EN LA SECCIÓN "MONTAJE" NO SON LOS UNICOS QUE DEBERÁN SER TENIDOS EN CUENTA A LA HORA DE LA CONSTRUCCIÓN DEL GASODUCTO.</p> <p>NOTA 2: EN ESTA CONSECUION DE COSTOS SOLO SE CONTEMPLARÁN LAS VALVULAS DE CRUCE DE RIO CORRESPONDIENTES A LA ALTERNATIVA 1 FORMULADA POR PSM CARBUMOR</p> <p>NOTA 3: VALOR TOTAL DE LA ALTERNATIVA 1 UTILIZANDO EL PROVEEDOR GRANADA</p> <p>NOTA 4: VALOR EN DOLARES DE LA ALTERNATIVA 1 (TRM 1795,66)</p> <p>NOTA 5: VALOR TOTAL DE LA ALTERNATIVA 1 UTILIZANDO EL PROVEEDOR CODIFER Y REC LTDA</p> <p>NOTA 6: VALOR TOTAL DE LA ALTERNATIVA 2 UTILIZANDO EL PROVEEDOR GRANADA</p> <p>NOTA 7: VALOR TOTAL DE LA ALTERNATIVA 2 UTILIZANDO EL PROVEEDOR CODIFER Y REC LTDA</p> <p>NOTA 8: LA CONSECUION DE COSTOS MOSTRADA EN ESTE REPORTE CORRESPONDE A LOS VALORES TIPICOS DESARROLLADOS EN UNA INGENIERIA CONCEPTUAL Y DADA SU NATURALEZA TIENE UN MARGEN DE ERROR DE +/- 40%</p>																																											

Fuente: Autores

En la anterior Tabla 31. Listado de Costos y CAPEX por Alternativa, se presenta los costos de capital a invertir para cada alternativa. Por otra parte se considera que el OPEX de la alternativa 2 es de aprox. 1.626.365,00 \$ USD y para la alternativa 3 es de aprox. 3.030.884,00 \$ USD, considerando la operación del gasoducto y de la estación compresora respectivamente.

Gráfica 40. Costos de Operación ALT 2 y ALT3

OPEX (*)				
		ALT2	ALT 3	UNIDADES
OPEX Gasoducto	5000 USD/Km	\$ 1.615.000,00	\$ 3.020.000,00	USD
OPEX Compresión	3,5% de la Inversión en capital	\$ 11.365,38	\$ 10.884,62	USD
Total		\$ 1.626.365,38	\$ 3.030.884,62	USD
Total en Pesos		\$ 2.959.985.000,00	\$ 5.516.210.000,00	COP

*Fuente: Bravo Óscar, Sánchez Marleny, Gestión Integral de Riesgos 4ta Edición 2012.

6. ESTUDIO ECONÓMICO Y FINANCIERO

Este estudio financiero tiene por objetivo determinar la viabilidad económica del estudio según la alternativa seleccionada. Se consideran como criterios de evaluación el *valor actual neto* (VAN) y la *tasa interna de retorno* (TIR). A través del análisis de sensibilidad, se visualizó cómo se comporta la rentabilidad del proyecto con ciertos parámetros críticos; que en este proyecto se representan por la magnitud de ingresos por el consumo de gas natural de la población objetivo. Como términos de referencia común para la evaluación de los estudios financieros se contempla:

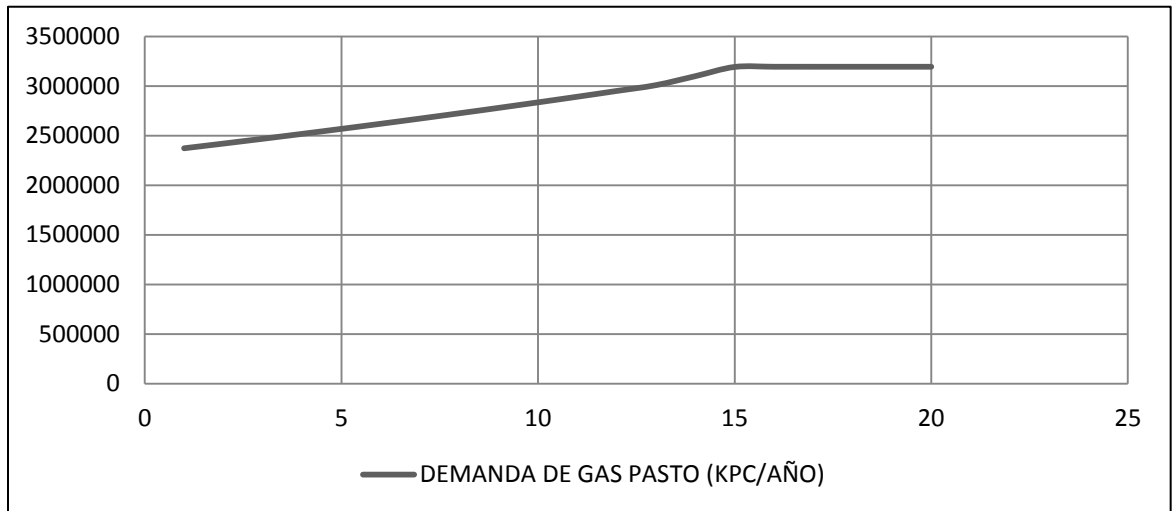
- Que el período de estudio o vida económica para este proyecto es de 20 años.
- Que los flujos de caja se realizarán en moneda extranjera (Dólar, USD)
- Para la determinación de los ingresos por venta de gas natural por KPC, se consideró que las ventas serán canceladas al contado.
- Que se contemplarán como flujos de caja el capital de retorno, es decir, la ganancia año a año para el inversionista.
- Que para la alternativa uno y dos presentadas en el presente proyecto se estimó que para el año 20 la demanda será aprox 8750 KPCD.

A continuación se presentará la Tasa Interna de Retorno de las tres alternativas que se contemplaron para el Gasoducto “NUEVO NARIÑO”.

6.1 GASODUCTO TOTORÓ – PASTO CASO 1

Para esta primera alternativa se planteó una proyección de la demanda de gas natural que se espera tener en el Departamento de Nariño al transcurso de los 20 años de servicio, este crecimiento de demanda fue supuesto bajo la idealidad de consumo que debe tener la población objetivo, así la rentabilidad del proyecto se potencialice de los planes de comercialización hacia los usuarios de la red domiciliaria. En este sentido, se tomó como punto de partida que al año 20 se tendrá una demanda de 8750 KPCD, esta proyección se estimó asumiendo que el gasoducto trabajará a su máxima capacidad del año 16 al año 20.

Gráfica 41. Consumo de GN Según Demanda por año Caso 1



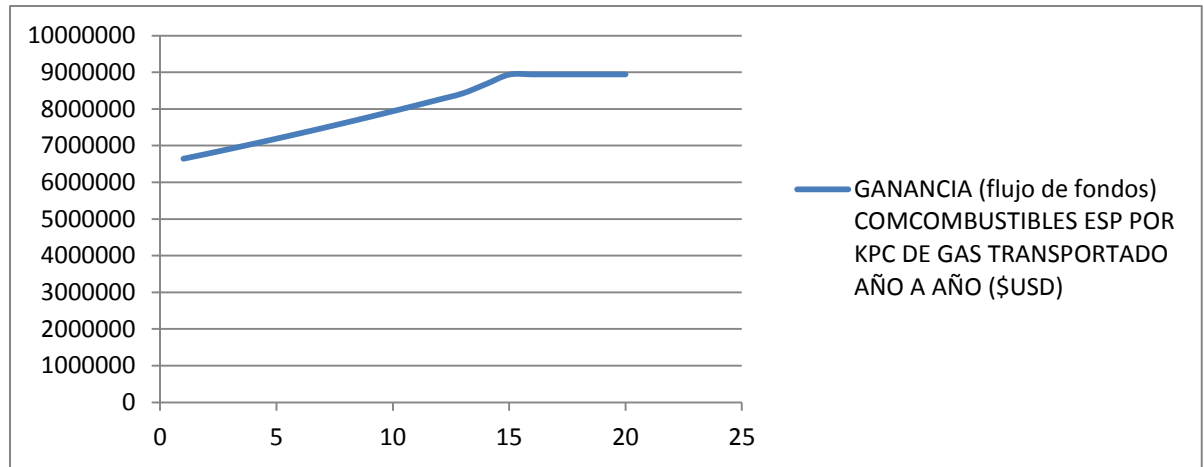
Fuente: Autores

Se calculó el consumo de gas natural año a año, resultando para el primer año un consumo de 2'372.500 KPC de gas natural transportado y para el año 16 un consumo de 3'193.750 KPC de gas natural transportado, la cual se mantendrá hasta el año 20, años en que el gasoducto trabajara al flujo de diseño.

De acuerdo al CAPEX y al estudio financiero realizado en este estudio, se efectuó una proyección del valor que se tendría que cobrarse al distribuidor domiciliario por KPC de gas natural, el cual para esta alternativa resultó ser 5,7 USD, valor del cual se estimó como pago al productor y transportador aguas arriba un costo de 2,9 USD incluido el transporte del gas hasta el inicio del gasoducto, el valor restante como costo de transporte; es decir, 2,8 USD por cada KPC transportado. Al valor de 5,7 USD/KPC se le deberá sumar el valor de distribución, que corresponde a lo establecido a la CREG, para finalmente tener el valor de cobro del distribuidor al usuario.

Una vez se obtuvo la ganancia que retornará al inversionista por cada KPC transportado, se calculó el capital de retorno año por año en USD (asumiendo este valor resultante como flujo de fondos para cada año), teniendo para el primer año un capital de retorno de 6'642.489 USD y para el año 16 un capital de retorno de 8'942.500 USD, como se muestra en la siguiente gráfica:

Gráfica 42. Flujo de Fondos Caso 1



Fuente: Autores

6.1.1 MARCO INSTITUCIONAL Y APOYOS DEL GOBIERNO

En razón a que no existe un porcentaje exacto de inversión pública para el gasoducto “NUEVO NARIÑO” se asumió una financiación pública del 80% del costo total del proyecto, resultando para la primera alternativa un valor de capital privado a recuperar de 40’293.339,76 USD, tal como se muestra en la gráfica.

Tabla 32. Porcentajes de Inversión

	COSTO TOTAL (100%)	CAPITAL PRIVADO (20%)	CAPITAL PUBLICO (80%)
ALTERNATIVA 1 USD:	201'466.698,79	40'293.339,76	161'173.359,03

Fuente: Autores

Una vez obtenido el valor de capital privado a invertir, éste se ingresó en una hoja de cálculo, junto con los valores que resultaron del cómputo de capital de retorno que se obtendrá año a año (flujo

futuro de fondos), obteniéndose una Tasa Interna de Retorno para esta primera alternativa de 17,49%; es decir, que este porcentaje es la rentabilidad promedio anual de este proyecto, tal como se puede observar en la siguiente tabla.

Tabla 33. TIR Y VAN Caso 1

TIR (USD)	17,49%
VAN	\$ 24.169.001,91

Fuente: Autores

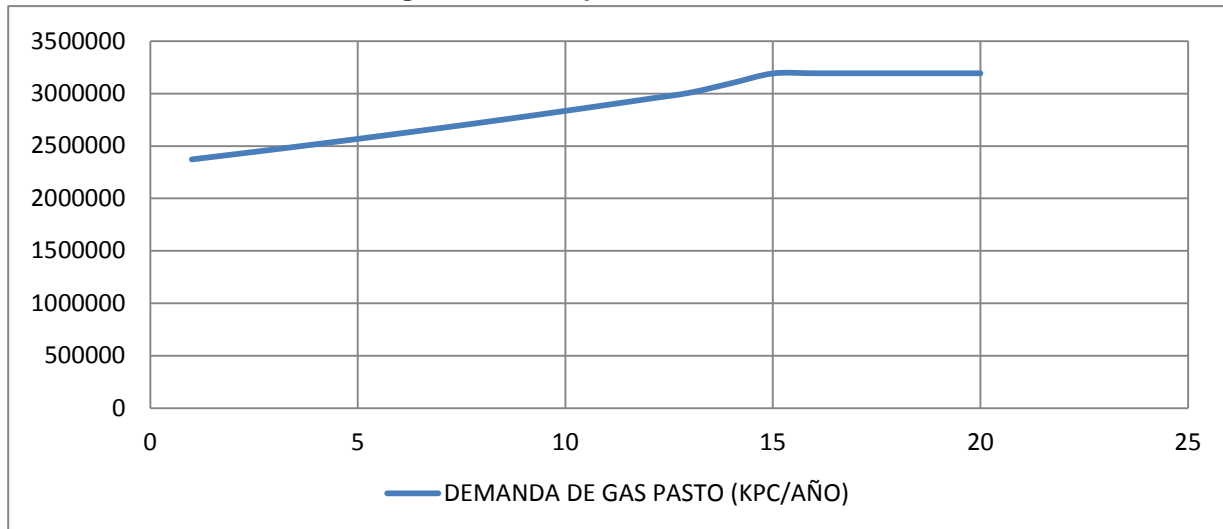
De la evaluación realizada se puede observar que el proyecto se presenta bastante atractivo y rentable de acuerdo a los parámetros establecidos, alcanzando el VAN del proyecto puro con un valor de **\$ 24.169.001,91** y una tasa interna de retorno del **17,49%**. Sin embargo desde el punto de vista técnico no es posible su implementación.

6.2 GASODUCTO JAMUNDI PASTO CASO 2

Para esta segunda alternativa se planteó la misma proyección de la demanda de gas natural que se espera tener en el Departamento de Nariño de la alternativa uno (Gasoducto Totoró - Pasto), con un tiempo de vida económica o de servicio de 20 años, y asumiendo que en el año uno el Departamento de Nariño tendrá una demanda de 6500 KPCD y llegara al año veinte (20) de servicio con una demanda de 8750 KPCD; este crecimiento de demanda fue supuesto bajo la idealidad de consumo que debe tener la población objetivo, para que la rentabilidad del proyecto sea viable y su cumplimiento dependerá de los planes de comercialización hacia los usuarios de la red domiciliaria.

Se estimó al igual que en la primera alternativa planteada, la demanda consumida de gas natural año a año, resultando para el primer año un consumo de 2'372.500 KPC de gas natural transportado y para el año 16 un consumo de 3'193.750 KPC de gas natural transportado, el cual se mantendrá hasta el año 20.

Gráfica 43. Consumo de GN Según Demanda por año Caso 2

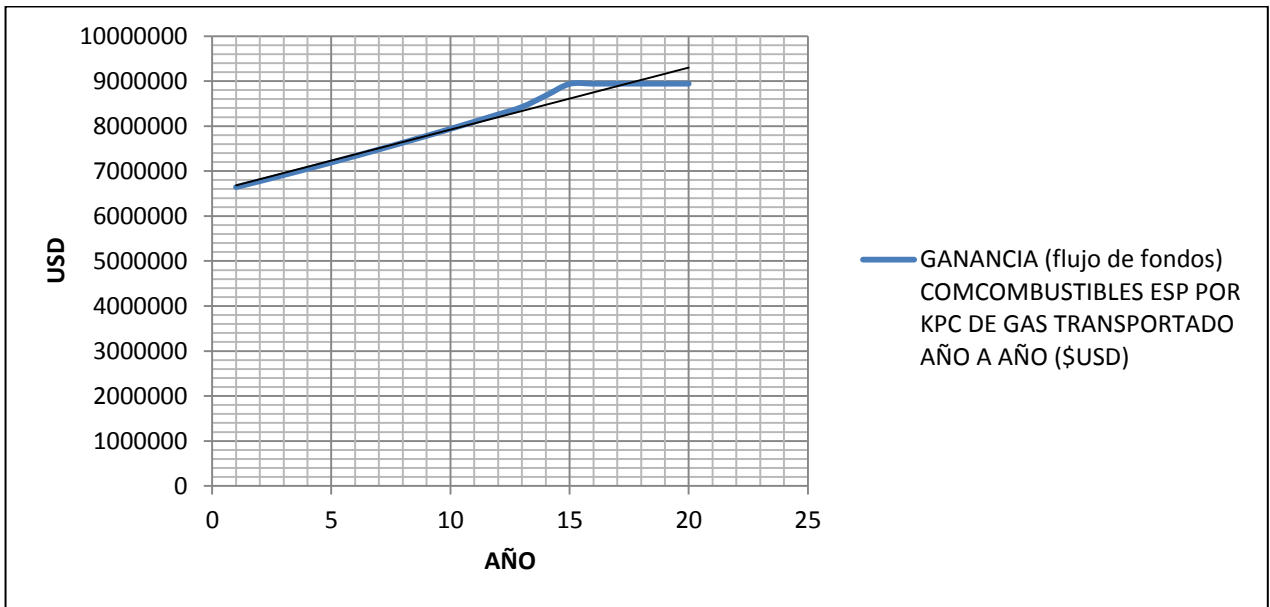


Fuente: Autores

De acuerdo al CAPEX y al estudio financiero realizado para este estudio, se contempló como pago del usuario por cada KPC transportado un valor de 5,7 USD, por ser la misma población objetivo de la primera alternativa (Departamento de Nariño), de este valor se estimó como pago al productor 2,9 USD incluido el transporte del gas hasta el inicio del gasoducto y el valor restante como ganancia para el inversionista; es decir, 2,8 USD por cada KPC transportado.

Una vez se obtuvo la ganancia que retornará al inversionista por cada KPC transportado, se calculó el capital de retorno año a año en USD del capital privado invertido, sumiendo este valor como flujo de fondos año a año, teniendo como resultado para el primer año 6'642.489 USD y obteniendo un capital de retorno para el año 16 de 8'942.500 USD ...ver la siguiente gráfica.

Gráfica 44. Flujo de Fondos Caso 2



Fuente: Autores

6.2.1 MARCO INSTITUCIONAL Y APOYOS DEL GOBIERNO

En razón a que no existe un porcentaje exacto de inversión pública para el gasoducto “NUEVO NARIÑO” se asumió una financiación pública del 80% del costo total del proyecto, resultando para la primera alternativa un valor de capital privado a recuperar 57’024.055,56 USD, tal como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 34. Porcentajes de Inversión Caso 2

	COSTO TOTAL (100%)	CAPITAL PRIVADO (20%)	CAPITAL PUBLICO (80%)
ALTERNATIVA 2 USD:	285’120.277,82	57’024.055,56	228’096.222,26

Fuente: Autores

Una vez obtenido el valor de capital privado a invertir, éste se ingresó en una hoja de cálculo junto con los valores que resultaron del cómputo de capital de retorno que se obtendrá año a año (flujo futuro de fondos), obteniéndose una Tasa Interna de Retorno para esta segunda alternativa de

11,74%; es decir, que este porcentaje es la rentabilidad promedio anual de este proyecto, tal como se puede observar en la siguiente tabla.

Tabla 35. TIR y VAN Caso 2

TIR (USD)	11,74%
VAN	\$ 7´438.286,10

Fuente: Autores

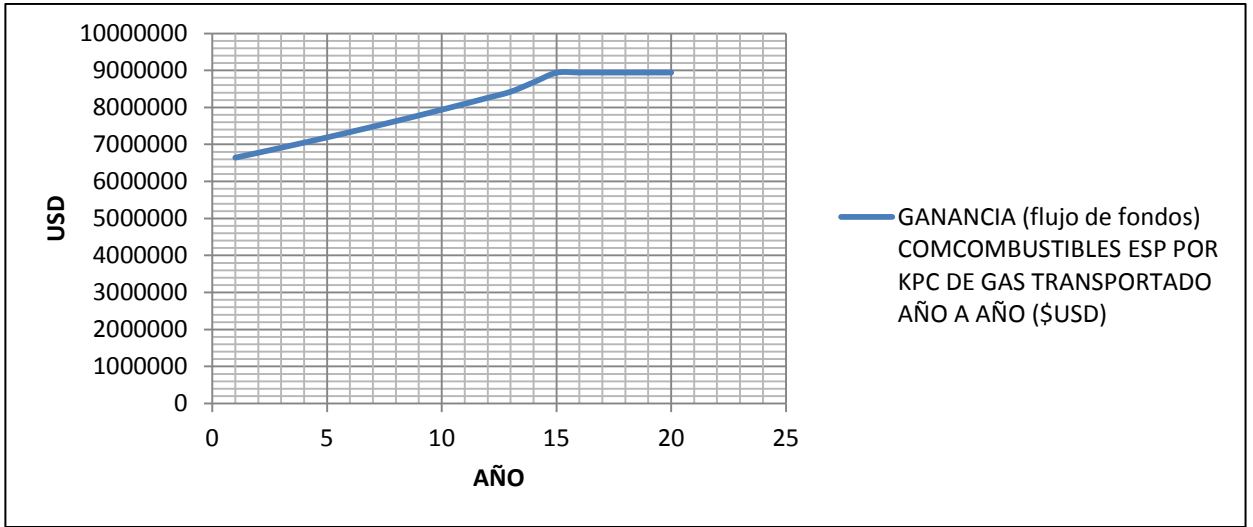
De la evaluación realizada se puede observar que el proyecto se presenta bastante atractivo y rentable de acuerdo a los parámetros establecidos, alcanzando el VAN del proyecto puro con un valor de **\$ 7.438.286,10** y una tasa interna de retorno del **11,74%**. Es importante mencionar que los indicadores del proyecto son relativamente buenos, lo que se debe principalmente a la alta inversión inicial que presenta el proyecto. En el año ocho (8) está considerado transportar 2725047 KPC de gas natural, lo que significa que sumado con las ganancias de años anteriores sumara un valor de retorno de 57´012.278 USD. En este orden de ideas, se puede observar que para este año se estaría recuperando la inversión privada invertida.

6.3 GASODUCTO JAMUNDI – PASTO – QUITO CASO 3

Para esta alternativa se proyectó un Gasoducto Binacional, el cual alimentara al Departamento de Nariño (Colombia) y a la ciudad de Quito (Ecuador) de gas natural. El trazado se planeó conectando desde el gasoducto ubicado en el municipio de Jamundí (Valle del Cauca) hasta el municipio de Pasto (Nariño) y desde aquí realizar un segundo trazado con paso por el puente fronterizo Rumichaca para finalmente tener una llegada a la capital ecuatoriana.

En esta alternativa se realizaron dos estudios financieros para calcular la tasa interna de retorno; se efectuó un cálculo de capital de retorno que se obtendrá en los dos países, en primer lugar se hizo un cálculo del precio que será cobrado al usuario en Colombia por cada KPC de gas natural transportado, es decir, 5,7 USD, de donde se obtendrá una ganancia para el inversionista de 2,8 USD. Obteniendo un valor de capital de retorno de 6´642.489 USD para el primer año de funcionamiento del gasoducto y para el año veinte (20) de 8´942.500 USD.

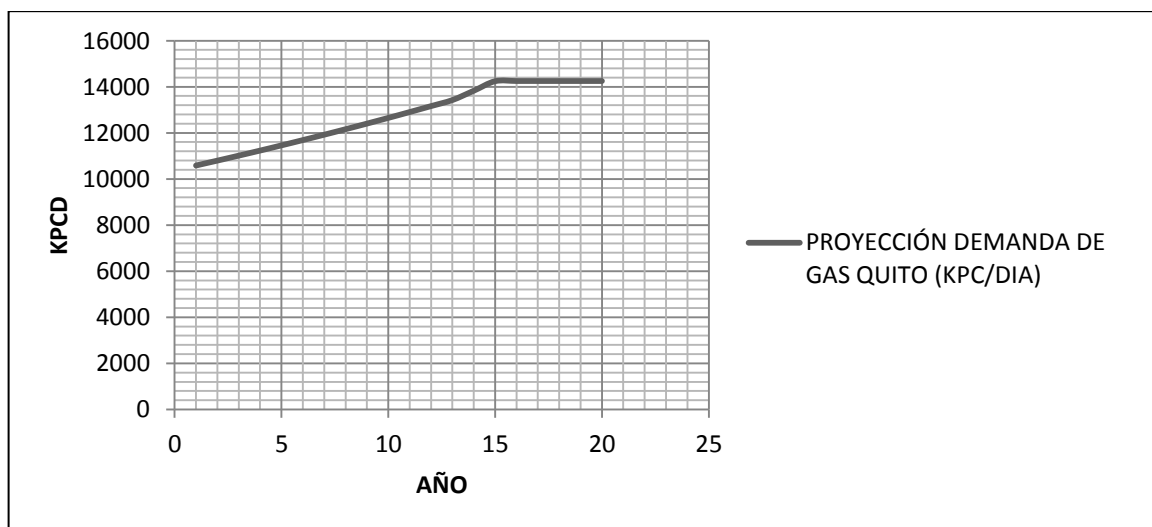
Gráfica 45. Flujo de Fondos Caso 3



Fuente: Autores

Asimismo, de acuerdo a la experiencia industrial de Ecuador se estimó que el precio que se cobrará por cada KPCD de gas natural en Quito (Ecuador) es de 6,0 USD, valor que lleva incluido el transporte y el restante será la ganancia para el inversionista, es decir, 3,1 USD. Asimismo, la demanda que se proyectó fue de 10585 KPCD para el primer año y de 14250 para el año veinte, la cual se mantendrá desde el año 16 constante tal como se refleja en la gráfica.

Gráfica 46. Demanda por año Caso 3



Fuente: Autores

6.3.1 MARCO INSTITUCIONAL Y APOYOS DEL GOBIERNO

Se asumió que el porcentaje de inversión de capital aportado por el Gobierno Ecuatoriano deberá ser del 80%, además como resultando para esta alternativa de acuerdo al CAPEX un costo total de 654'612.964 USD y un valor de capital privado a recuperar de 130'922.592 USD, tal como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 36. Porcentajes de inversión Caso 3

		COSTO TOTAL	CAPITAL PRIVADO	CAPITAL PUBLICO
ALTERNATIVA	3			
USD:		654'612.964,20	130'922.592,84	523'690.371,36

Fuente: Autores

Una vez obtenido el valor de capital privado a invertir, éste se ingresó en una hoja de cálculo desarrollada para el estudio y junto con los valores que resultaron de la sumatoria del capital de retorno que se obtendrá año a año tanto en Colombia como en Ecuador (flujo futuro de fondos esperados), obteniéndose una Tasa Interna de Retorno para esta alternativa de **14,88%**; es decir, que este porcentaje es la rentabilidad promedio anual de este proyecto, tal como se puede observar en la siguiente tabla.

Tabla 37. TIR y VAN Caso 3

TIR (USD)	14,88%
VAN	\$ 49'757.147,94

Fuente: Autores

De la evaluación plasmada se puede observar que el proyecto es bastante atractivo y rentable de acuerdo a los parámetros establecidos, alcanzando el VAN del proyecto con un valor de \$ **49'757.147,94** y una tasa interna de retorno del **14,88%**. Es importante mencionar que los indicadores del proyecto son relativamente buenos, lo que se debe principalmente a la alta

inversión inicial que presenta el proyecto. En el año siete (7) está considerado vender 7'022.530 KPC de gas natural, lo que significa que sumado con las ganancias de años anteriores en el territorio Ecuatoriano y Colombiano sumará un valor total de capital de retorno de 138'421.177. En este orden de ideas, se puede observar que en este año se estaría recuperando la inversión privada invertida.

6.4 DEPRECIACIÓN DE EQUIPOS

Tabla 38. Resultados de la Depreciación

ITEM	Descripción	VIDA UTIL (ver Nota 1) (años)	VALOR DE SALVAMENTO (%)	VALOR DEL ACTIVO (COP \$)	ALTERNATIVA 1	ALTERNATIVA 2	ALTERNATIVA 3	VALOR DE DEPRECIACIÓN (ver Nota 2) (COP \$/año)
1	225 km de Tubería de 6" CS, sin costura, A106 A53 API5L Gr. X42 SCH 40 Tramos de 6 mts	20	20	\$ 28.350.000.000,00	X	NA	NA	\$ 1.134.000.000,00
	323 km de Tubería de 6" CS, sin costura, A106 A53 API5L Gr. X42 SCH 40 Tramos de 6 mts	20	20	\$ 40.698.000.000,00	NA	X	NA	\$ 1.627.920.000,00
2	281 km de Tubería de 10" CS, sin costura, A106 A53 API5L Gr. X42 SCH 40 Tramos de 6 mts	20	20	\$ 110.152.000.000,00	NA	NA	X	\$ 4.406.080.000,00
5	15 VALVES SHUTDOWN TYPE BALL 6" SCH. 40/1262 DESIGN PRESSURE 1200 PSIG MATERIAL CS END CONNECTIONS/PRESSURE RATING ANSI 600# CLASS VI SEAL/LINER MATERIAL By MFR STEAM/SHAFT MATERIAL 316 SS TRIM MATERIAL 316 SS PORT TYPE FULL BORE	20	20	\$ 163.110.000,00	X	NA	NA	\$ 6.524.400,00
	23 VALVES SHUTDOWN TYPE BALL 6" SCH. 40/1262 DESIGN PRESSURE 1200 PSIG MATERIAL CS END CONNECTIONS/PRESSURE RATING ANSI 600# CLASS VI SEAL/LINER MATERIAL By MFR STEAM/SHAFT MATERIAL 316 SS TRIM MATERIAL 316 SS PORT TYPE FULL BORE	20	20	\$ 250.102.000,00	NA	X	NA	\$ 10.004.080,00
6	23 VÁLVULAS ON/OFF FORMADA POR UNA VÁLVULA 12"ANSI 600# TRUNNION MOUNTED, RF, FULL PORT, A350 LF2 BODY, 316 SS TRIM, INCONEL X750 SPRING, HNBR ORINGS, DEVLON SEAT, FIRESAFE, NACE MR 01-75 API 6D DESIGN AND TEST.	20	20	\$ 3.424.700.000,00	NA	NA	X	\$ 136.988.000,00
7	25 VÁLVULAS ON/OFF FORMADA POR UNA VÁLVULA 10" ANSI TRUNNION MOUNTED, RF, FULL PORT, A350 LF2 BODY, 316 SS TRIM, INCONEL X750 SPRING, HNBR ORINGS, DEVLON SEAT, FIRESAFE, NACE MR 01-75 API 6D DESIGN AND TEST.	20	20	\$ 2.217.500.000,00	NA	NA	X	\$ 88.700.000,00
8	12 VALVES LINE SIZE 6" VALVE TYPE BALL (BURIED INSTALLATION) API 6D (BW) SIZE 6" BODY TYPE/BODY MATERIAL BALL By MFR (CARBON STEEL) END CONNECTING & RATING WB ANSI 600#	20	20	\$ 70.010.460,00	X	NA	NA	\$ 2.800.418,40
20	ESTACIÓN COMPRESORA 1210 HP	10	20	\$ 7.387.345.240,00	NA	X	NA	\$ 590.987.619,20
	ESTACIÓN COMPRESORA DE 1158 HP	10	20	\$ 7.069.872.552,00	NA	NA	X	\$ 565.589.804,16

Fuente: Autores

Tabla 39. Valor Total de Depreciación

VALOR TOTAL DE DEPRECIACIÓN ALTERNATIVA 1	\$ 1.143.324.818,40
VALOR TOTAL DE DEPRECIACIÓN ALTERNATIVA 2	\$ 2.228.911.699,20
VALOR TOTAL DE DEPRECIACIÓN ALTERNATIVA 3	\$ 5.197.357.804,16

* De acuerdo a Decreto 3019 de 1989.

** Empleando el modelo de depreciación lineal.

Fuente: Autores

7. CONCLUSIONES

Se determinó que el gasoducto existente de Progasur SA no tiene la capacidad suficiente para manejar el total de la demanda de Nariño, para el año 20 de operación, por tanto no es viable desde el punto de vista técnico la conexión al gasoducto existente de 4”.

De acuerdo con el punto 6 anterior, los casos de estudio 2 y 3 son viables desde el punto de vista técnico con la siguiente configuración:

Caso 2 de Estudio:

Un gasoducto de 6” SCH 40 desde Jamundí hasta Nariño con una estación compresora en Totoró; que de acuerdo al análisis de costos del punto 9.0 tiene un valor a nivel conceptual de 286.170.448 USD y un costo de operación OPEX de \$ 1.626.365,38 USD.

Caso 3 de Estudio:

Un gasoducto de 12” conectado al gasoducto de 20” de TDO, que se extiende hasta Nariño en el mismo diámetro, donde se conecta con una estación compresora y a su descarga se extiende un gasoducto de 10” hasta Quito-Ecuador; que de acuerdo al numeral 9.0 tiene un costo a nivel conceptual de 654.262.118 USD y un costo de operación OPEX de \$ 3.030.884,62 USD.

De esta forma, se puede implementar alguno de los dos casos aquí descritos según la inversión que se destine para la ejecución del proyecto.

La consecución de costos obtenida para este estudio, representa los valores más significativos en ingeniería, adquisición de materiales, montaje, mantenimiento y compra de equipos para la construcción del gasoducto “Nuevo Nariño”. Para lograr un estimativo más aproximado del presupuesto del proyecto, se deben contemplar varios factores adicionales que son característicos de la región y que deben ser precisados en las siguientes fases de ingeniería, además de otros costos indirectos como lo son las licencias ambientales, planes sociales, de negociación de predios, estudio de terrenos, estudios topográficos entre otros. El estudio realizado para este estudio corresponde a la consecución típica propia de una Ingeniería Conceptual y por ende no contempla todos costos indirectos, además de otros directos los cuales deberán ser contemplados en un desarrollo de ingeniería más detallado.

La anterior tabla 39, muestra la depreciación de los activos fijos del proyecto después de veinte (20) años de vida útil; así las cosas, se obtuvo para la primera alternativa un valor depreciable de \$1.143'324.818,40 COP. Para la alternativa dos nos arrojó un valor depreciable de \$2.228'911.699,20 COP y finalmente para la alternativa tres se obtuvo un valor depreciable de \$5.197'357.804,16 COP.

El diseño de Gasoductos compartiendo tecnologías de simulación hidráulica y simulación SIG, además del manejo de hojas de cálculo, permite realizar una estimación y determinación de casos de estudio de forma rápida y didáctica, dándole una mejor visualización a un posible inversionista.

8. RECOMENDACIONES

Para mejorar la rentabilidad en tanto en la alternativa 2 como en la 3 se recomienda realizar el estudio de la demanda contemplando la captación de usuarios en las zonas de Jamundí y el Cauca.

En la alternativa 3 para el área de Ecuador, de igual forma se recomienda contemplar clientes de alto y mediano consumo y a su vez una posible incorporación de la Refinería del Pacífico que se construirá en Manta Ecuador.

Por otro lado, para la siguiente fase del proyecto, se recomienda unir a los alcances de las ingenierías básicas o de detalle, el uso de la tecnología de los Sistemas de Información Geográfica (SIG) de Esri (Empresa que desarrollo ArcGIS), desarrollar estudios especializados tales como:

- Determinación de las Áreas de Alta Consecuencia (HCA, de sus siglas en inglés: High Consequence Area).
- Realizar Estudios de Class Location y análisis de riesgos para el área de Integridad.
- Para los trabajos de campo requeridos para los estudios de Class Location y HCA se recomienda usar la tecnología ArcGIS, usada en esta Monografía, para realizar los trabajos de campo en la zona, con el fin de lograr por persona 100 puntos procesados y almacenados diariamente en el SIG. Luego con los puntos almacenados obtener los resultados Geográficos del Estudios de Class Location y HCA.
- Usar la tecnología de Esri para diseñar las siguientes fases de los Proyectos, Construcción, Operación, Mantenimiento, Integridad, ambiente, tierras y manejo de emergencias.
- Hacer estudio ambiental y adquirir licencias ambientales con base a los requerimientos del ANLA (Autoridad Nacional de Licencias Ambientales) que a partir de la Resolución 1503 de 2010 se acoge la implementación de un modelo de almacenamiento geográfico (Geodatabase) principal elemento de la tecnología SIG usada en esta Monografía. Para ver más información:

<http://www.anla.gov.co/contenido/contenido.aspx?conID=8132&catID=1399>.

- Con los Visores Gerenciales se podrán monitorear todas las áreas y les dará a los gerentes la mejor forma fácil y eficiente de tomar las decisiones de la compañía.

Por otra parte se recomienda desarrollar las siguientes actividades:

- Simulación de transcientes.
- Estudio de esfuerzos mecánicos.
- Estudio financieros y de mercado.
- Adquirir Imágenes Satelitales más recientes y alta resolución.
- Adquirir Modelos Digitales de Elevación de alta precisión o estudios topográficos y de terrenos.

9. BIBLIOGRAFÍA

- ACOLGEN, 2012 (Asociación Colombiana de Generadores de energía Eléctrica). Nota de prensa desarrollada por <http://www.acolgen.org.co/article.php?sid=3296>.
- ASPEN Engineering What's New in 7.0 and 7.1.n.
http://chemelab.ucsd.edu/aspdocs/v7/AspenEngineeringSuiteV7_1-New.pdf.
- ASPEN, Aspen HYSYS Pipeline Hydraulics – **PIPESYS**.
<http://webwormcpt.blogspot.com/2010/05/aspen-pipesys-manual.html>
- BRAVO, Óscar y SÁNCHEZ, Marleny, Gestión Integral de Riesgos 4ta Edición 2012.
- CAMARGO, Faustino. Diseño Construcción y Mantenimiento de Gasoductos. Materia de la Especialización de Ingeniería del Gas, Bogotá DC 2012.
- CENTRO DE RECURSOS DE ESRI. 2012. Spatial Analyst:
<http://resources.arcgis.com/en/help/main/10.1/index.html#//009z00000003000000>
- DELVASTO, Gustavo Adolfo. Diseño Operación y Mantenimiento de redes de distribución del gas, Bogotá DC 2013. Materia de la de la Especialización de Ingeniería del Gas.
- ECOPETROL, Red de Gasoductos página web de Ecopetrol.
<Http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=358&conID=42585>
- MUBAYED, Br Haoulo, Efectos de las propiedades de Mezcla en el gradiente de presión de flujo de gas y líquido en tuberías horizontales. Trabajo de Grado Ingeniero Mecánico. Caracas.: Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Mecánica, 2004. 140 p.
- PARRA, José María. Evaluación de proyectos de gas, Bogotá DC 2012. Materia de la Especialización de Ingeniería del Gas.

- PÉREZ, Ramiro Palacio y MARTÍNEZ Marcías J. Características y Comportamiento de los Hidrocarburos, Ingeniería de Gas Natural. Primera publicación 1994.
- PROMIGAS, “Lustro 2007 – 2011. Informe. La versión número 13 del Informe del Sector Gas Natural. Datos y Cifras del Sector.
http://www.promigas.com/wps/wcm/connect/web_content/NeoPromigas/Informese/Comunicados/2012/
- RAMOS, Aura L. Determinación experimental de la retención de la fase líquida en tuberías horizontales para un sistema agua – aire y glicerina – aire. Departamento de Termodinámica y Fenómenos de transporte, Mini-proyecto de Ingeniería Química.
- UPME, Estaciones de Servicio, lista oficial de la UPME, 2010.
http://www.upme.gov.co/GeneradorConsultas/Consulta_cupo.aspx?IdTipoCubo=1&IdModulo=3
- UPME, 2012. Plan de Abastecimiento para el Suministro y Transporte de Gas Natural.http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Abast_Gas_Natural/PRESENTACION.pdf
- WALAS, Stanley M. Chemical Process Equipment Selection and Design, Series Editor, 1990.
- WIKIPEDIA, Definiciones de CAPEX y OPEX, Enero 2013, <http://es.wikipedia.org/wiki/Capex>,
<http://es.wikipedia.org/wiki/Opex>

ANEXOS

ANEXO A. NORMAS APLICABLE AL SECTOR HIDROCARBUROS

Una vez seleccionada una de las alternativas planteadas en este estudio, los diseños de ingeniería posteriores se deberán realizar de acuerdo con los documentos de referencia y las secciones de los códigos aplicables, estándares y especificaciones enunciadas en este capítulo incluyendo las últimas ediciones o revisiones, adendas y otros documentos de referencia considerados como parte de esta especificación. En caso de conflicto, se notificará a la empresa transportadora de gas natural por escrito, quien definirá el curso a seguir.

AGA	American Gas Association
ANSI/ASTM	American National Standards Institute / American Society of Mechanical Engineers
API	American Petroleum Institute
ASME	American Society of Mechanical Engineers
TEMA	Tubular Exchanger Manufacturers Association
ASTM	American Society for testing of Materials
AWS	American Welding Society,
GPSA	Gas Processors Suppliers Association
ISO	International Organization for Standardization
MSS	Manufactures Standardization Society
NACE	National Association of Corrosion Engineers
NFPA	National Fire Protection Association
SSPC	Steel Structural Painting Council

ANEXO B. NORMAS RECOMENDADAS PARA EL ÁREA PROCESO

API RP14E	Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping System.	1991
API RP 520	Sizing, Selection, and Installation of Pressure-Relieving devices in Refineries.	2003
API RP 521	Guide for Pressure-Relieving and Depressuring System.	2007

ANEXO C. NORMAS RECOMENDADAS PARA EL ÁREA CIVIL

ACI	American Concrete Institute	
ASTM	American Society for Testing and Materials	
AWS	American Welding Society	
ACI 318	Building Code Requirements for Reinforced Concrete	2009
FEDESTRUCTURAS	Normas colombianas de estructuras metálicas	
NSR-10	Normas Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente	2010

ANEXO D. NORMAS RECOMENDADAS PARA EL ÁREA ELÉCTRICA

Normas IEC.

API RP 500	Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical installations at Petroleum Facilities	1997
NFPA 497	Classification of Flammable Liquids, Gases or Vapors and of Hazardous (Classified) Locations for Electrical Installations in Chemical Process Areas.	2008
NFPA 70	National Electrical Code Handbook (NFPA 70/NEC Handbook)	2010
NFPA Std. 780	Standard for the Installation of Lightning Protection Systems.	2011
RETIE	Reglamento Técnico para Instalaciones Eléctricas	2005
NTC 4552	Protección Contra Rayos.	2009

ANEXO E. NORMAS RECOMENDADAS PARA EL ÁREA TUBERÍA

ASME B.31.8	Gas Transmission and Distribution Piping Systems	2010
API 5L	Specification for Line Pipe, Forty-fourth Edition, Includes Errata and Addendums 1 (2009), 2 (2010), and 3 (2011)	
ASTM 106	Standard Specification for Seamless Carbon Steel Pipe for High-Temperature Service	2008
ASTM A-234/A-234M	Standard Specification for Piping Fittings of Wrought Carbon Steel and Alloy Steel for Moderate and High Temperature Service	2011

ANEXO F. NORMAS RECOMENDADAS PARA EL ÁREA MECÁNICA

Los Equipos se diseñarán de acuerdo con los documentos de referencia y las secciones de los códigos aplicables, estándares y especificaciones enunciadas en este capítulo incluyendo las últimas ediciones o revisiones, adendas y otros documentos de referencia considerados como parte de esta especificación.

API RP 686	Recommended Practice Machinery Installation and Installation Design	2009
API-650	Welded Tanks for oil Storage	2007
ANSI/API-618	Reciprocating Compressors for Petroleum, Chemical, and Gas Industry Services	2007
ANSI/ASME B31.8	Gas Transmission and Distribution Piping Systems	2010
ANSI/ASME B-16.5	Pipe Flanges and Flanged Fittings: NPS ½ Through NPS 24 Metric /Inch Standard	2009
ASME B16.9	Factory-Made Wrought Buttwelding Fittings	2007
API-2000	Venting Atmospheric and low-Pressure storage tanks (ISO 28300:2008)	2009
ASME 16.20	Metallic Gaskets for Pipe Flanges Ring-Joint, Spiral-Wound, and Jacketed	2007
ASME BPVC Sec. II	Materials	2010
ASME BPVC Sec. V	Non Destructive Examination	2010

ASME BPVC Sec. IX	Welding and Brazing Qualifications	2010
ASME BPVC Sec. VIII	Pressure Vessels	2010
API 610	Centrifugal pumps for Petroleum, petrochemical and natural gas industries (ISO 13709:2009)	2010
NFPA 20	NFPA 20: standard for the installation of stationary fire pumps for fire protection	2010
ANSI B73.1	Specification for horizontal end suction centrifugal pumps for chemical process	2002 R2007
API 674	Positive displacement pumps – reciprocating	2010
API 676	Positive displacement pumps – rotary	2009
ASTM A-36	Standard Specification for Carbon Structural Steel	2008
ASTM A-105	Specification for Carbon Steel Forgings for Piping Applications	2010
ASTM A-106	Specification for Seamless Carbon Steel Pipe for High-Temperature Service	2008
ASTM A-234	Specification for Piping Fittings of Wrought Carbon Steel and Alloy Steel, for Moderate and High Temperature Services	2011
ASTM A-516	Specification for Pressure Vessels Plates, Carbon Steel, for Moderate and Lower Temperature Services	2010
ASTM A-193	Specification for Alloy Steel and Stainless Steel Bolting Materials for High-Temperature Service	
ASTM A-194	Specification for Carbon and Alloy Steel Nuts for Bolts for High-Pressure and High-Temperature Service	

ANEXO G. NORMAS RECOMENDADAS PARA EL ÁREA INSTRUMENTACIÓN

ISA 5.1	Instrument and symbol identification	2009
API RP 551	Process Measurement Instrumentation	1993