

**EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DE DISEÑO CONCEPTUAL DE UN
GASODUCTO ENTRE AGUAZUL Y YOPAL QUE RESPALDE EL
TRANSPORTE DE GAS A YOPAL**

**ANGÉLICA MARÍA BAUTISTA RINCÓN
DIEGO FELIPE LÓPEZ MARIÑO**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ. D.C
2018**

**EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DE DISEÑO CONCEPTUAL DE UN
GASODUCTO ENTRE AGUAZUL Y YOPAL QUE RESPALDE EL
TRANSPORTE DE GAS A YOPAL**

**ANGÉLICA MARÍA BAUTISTA RINCÓN
DIEGO FELIPE LÓPEZ MARIÑO**

**Proyecto Integral de Grado para Optar al Título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director
GUSTAVO DELVASTO JAIMES
Ingeniero Mecánico**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ. D.C.
2018**

NOTA DE ACEPTACIÓN

Ing. Adriangela Romero

Ing. Nadim Escaño

Ing. Carlos Espinosa

Bogotá, febrero de 2018

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD DE AMÉRICA

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ.

Vicerrector de desarrollo y Recursos humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA

Decano Facultad de Ingenierías

Dr. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

Director del Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JOSE HUMBERTO CANTILLO SILVA

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

Dedicado a mis padres y a todos los que hicieron posible la realización de esta.

Diego Felipe López Mariño

Dedicado a mis padres Johana y José Ángel por ser el motor y ejemplo de vida, a mis hermanos Daniela y Juan que igualmente me apoyaron en este proceso de convertirme en la primera ingeniera de la familia.

A mis profesores de carrera por los conocimientos adquiridos, e igualmente a mi director Gustavo y Asesora de proyecto de grado Adriangela, por el tiempo invertido para la realización de uno de mis mayores logros.

A mis amigos cercanos y personas especiales que compartieron de su tiempo para acompañarme y aconsejarme en los momentos difíciles. Por los recuerdos y experiencias inolvidables, estaré siempre agradecida.

Y finalmente, a mi amigo Diego, por aceptar trabajar conmigo y sacar adelante esta meta más, gracias por ser tanto, lo llevo en el corazón.

Angélica.

AGRADECIMENTOS

En primer lugar, queremos agradecer a la Consultora Delvasto & Echeverría Asociados, a nuestro director Gustavo Delvasto y nuestra codirectora Gisela Echeverría, por aceptar trabajar con nosotros sin tener ningún tipo de experiencia en el tema, por el tiempo invertido para la ampliación de conocimientos requeridos para la realización del proyecto y por el apoyo para que éste se realizara de la mejor manera.

A nuestra orientadora técnica Adriangela Romero por el tiempo y dedicación utilizado para lo que es hoy la culminación del proyecto de grado, así mismo a nuestro tutor de seminario Iván Peñaloza y nuestro asesor financiero Carlos Martínez quienes a la vez nos guiaron y apoyaron de manera incondicional en el desarrollo de este proyecto.

Finalmente, a nuestra familia y amigos que nos acompañaron activamente en el proceso, apoyándonos siempre moralmente. Son el motor principal por la cual realizamos un logro más en nuestras vidas. Sin ustedes nada de esto sería posible.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	21
OBJETIVOS	22
1. GENERALIDADES	23
1.1 GENERALIDADES DEL GAS NATURAL	23
1.2 CADENA DE VALOR DEL GAS NATURAL	25
1.3 SISTEMAS DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL	26
1.3.1 Sistemas de recolección	27
1.3.2 Sistema de transporte	27
1.3.3 Estaciones de Compresión	27
1.3.4 Empaquetamiento de línea (<i>Line pack</i>)	28
1.3.5 City Gate	28
1.3.6 Sistema de Distribución	28
1.4 TRANSPORTE DEL GAS NATURAL	28
1.4.3.1 Gas natural Comprimido (GNC)	29
1.4.3.2 Gas natural Licuefactado (GNL)	29
1.5 USOS DEL GAS NATURAL	30
1.5.1 Sector Residencial	30
1.5.2 Sector Comercial	30
1.5.3 Sector Industrial	30
1.5.1.4 Sector Transporte Vehicular (GNVC)	31
1.5.1.5 Sector Termoeléctrico	31
1.5.1.6 Sistema Nacional de Gasoductos	31
2. TOPOGRAFÍA	33
2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL	33
2.2 CARTERA TOPOGRÁFICA	33
2.3 PLANIMETRÍA	34
2.4 ALTIMETRÍA	35
3. LINEA BASE AMBIENTAL	43
3.1 DESCRIPCIÓN DEL AMBIENTE	43
3.1.1 Municipio de Yopal	44
3.1.1.1 Clima	44
3.1.1.2 Clasificación Geomorfológica	45
3.1.1.3 Hidrografía	46
3.1.1.3 Flora y Fauna	48
3.1.1.4 Clasificación de suelos	49
3.1.2 Municipio de Aguazul	50
3.1.2.1 Clima	50
3.1.2.2 Geomorfología	51
3.1.2.3 Hidrografía	52

3.1.2.3 Flora y Fauna	54
4. SELECCIÓN DEL TRAZADO	56
4.1 PUNTOS DE CONEXIÓN	56
4.1.1 Trabajo de campo	57
4.2 ALTERNATIVAS DE TRAZADO DEL GASODUCTO	59
4.2.1 Alternativa 1	60
4.2.2 Alternativa 2	61
4.2.3 Alternativa 3	62
4.3 SELECCIÓN FINAL DE ALTERNATIVA	63
4.3.1 Revisión Generalidades de las Alternativas	63
4.3.2 Matriz de Selección	64
5. CÁLCULOS DE LA INGENIERÍA DE DISEÑO	66
5.1 Definición de la capacidad de transporte del gasoducto Aguazul-Yopal	66
5.2 CÁLCULOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE LA TUBERÍA	73
5.2.1 Ecuación de Weymouth	73
5.2.2 Ecuación de Panhandle	74
5.2.3 Ecuación de Panhandle Modificada	74
5.3 Determinación de máximo ΔP admisible para el gasoducto	75
5.4 CÁLCULOS HIDRÁULICOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL DIÁMETRO DEL GASODUCTO	76
5.5 SELECCIÓN DE TUBERÍA	79
5.5.1 Elección de tubería	79
5.6 ESTACIONES E INSTALACIONES	80
6. TARIFAS DE TRANSPORTE	84
6.1 COSTO PROMEDIO MÁXIMO UNITARIO PARA COMPRA	86
6.2 COSTO PROMEDIO MÁXIMO UNITARIO DE TRANSPORTE	87
6.3 CARGOS PROMEDIOS DE DISTRIBUCIÓN	87
6.4 CARGO DE COMERCIALIZACIÓN	88
6.5 TARIFA TRANSPORTE GASODUCTO AGUAZUL YOPAL	89
7. ANÁLISIS FINANCIERO	91
7.1 ANÁLISIS COSTOS DE INVERSIÓN	91
7.2 ANÁLISIS COSTOS DE OPERACIÓN	92
7.3 ANÁLISIS INGRESOS	93
7.4 EVALUACIÓN FINANCIERA	98
7.5 CONCLUSIONES EVALUACIÓN FINANCIERA	109
8. CONCLUSIONES	110
9. RECOMENDACIONES	111
BIBLIOGRAFÍA	112
ANEXOS	115

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Componentes principales del Gas Natural	24
Tabla 2. Cadena de Valor	26
Tabla 3. Coordenadas Puntos de Origen y Destino	56
Tabla 4. Matriz Selección	65
Tabla 5. Histórico de Gas transportado por la empresa Coinogas	68
Tabla 6. Porcentaje de Incremento Anual de la Demanda Nacional de Gas Natural según la Proyección de la UPME hasta 2025	70
Tabla 7. Porcentaje Promedio del Incremento Anual de la Demanda Nacional de Gas Natural Según la Proyección Hasta 2038	71
Tabla 8. Estimación del Gas Natural Transportado hacia Yopal hasta 2038 según el porcentaje de incremento anual promedio	72
Tabla 9. Conversión a Unidades del Sistema Inglés	77
Tabla 10. Datos Finales del Diseño	80

LISTA DE IMÁGENES

	pág.
Imagen 1. Planimetría Zona de Interés	34
Imagen 2. City Gate Aguazul	57
Imagen 3. City Gate Yopal	59
Imagen 4. Estación Medición	82

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Cadena de valor del Gas Natural	25
Figura 2. Ruta Aguazul Yopal	35
Figura 3. Menú Contextual	36
Figura 4. Perfil Elevación	36
Figura 5. Selección Zona de Interés	37
Figura 6. Ícono Configuración	38
Figura 7. Ventana Proyección	38
Figura 8. Ventana Open Data Files	39
Figura 9. Ícono Connect to Online Data	39
Figura 10. Ventana Generate Contours	40
Figura 11. Ventana Export	41
Figura 12. Ventana Tipo de Archivo	41
Figura 13. Mapa con Curvas de Nivel	42
Figura 14. Departamento de Casanare	43
Figura 15. Hidrografía Municipios Aguazul y Yopal	48
Figura 16. Zona Tie In	58
Figura 17. Alternativa 1	61
Figura 18. Alternativa 2	62
Figura 19. Alternativa 3	63
Figura 20. Alternativas Comparadas	64
Figura 21. Sistema nacional de Transporte de Gas Natural	67
Figura 22. Gas transportado por empresa en Colombia	68
Figura 23. Proyección de la Demanda de Gas Natural en Colombia.	69
Figura 24. Cifras existentes para cálculo de ΔP Admisible	76
Figura 25. Hoja Electrónica de Cálculos Hidráulicos	78
Figura 26. Proceso Realización Tie-In	81
Figura 27. Pareja de Cargos Para Remuneración de Costos de Inversión	90
Figura 28. Costos Inversión Inicial	92
Figura 29. Costos Anuales AOM	93
Figura 30. Cargo Variable (30)	94
Figura 31. Cargo Fijo (70)	95
Figura 32. Cargo Fijo AOM	95
Figura 33. Tarifa Total de Cargos	95
Figura 34. Escenario Consumo Medio	96
Figura 35. Escenario Consumo Alto	97
Figura 36. Escenario Consumo Bajo	98
Figura 37. Flujo de Caja Demanda Media	100
Figura 38. Flujo de Caja Demanda Alta	101
Figura 39. Flujo de Caja Demanda Baja	101
Figura 40. Flujo de Caja Neto Demanda Media 1	103
Figura 41. Flujo de Caja Neto Demanda Media 2	103

Figura 42. Flujo de Caja Neto Demanda Alta 1	104
Figura 43. Flujo de Caja Neto Demanda Alta 2	104
Figura 44. Flujo de Caja Neto Demanda Baja 1	105
Figura 45. Flujo de Caja Neto Demanda Baja	106
Figura 46. Valor Presente Neto Demanda Media	107
Figura 47. Valor Presente Neto Demanda Alta	108
Figura 48. Valor Presente Neto Demanda Baja	109

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Weymouth	73
Ecuación 2. Panhandle	74
Ecuación 3. Panhandle Modificada	75
Ecuación 4. Rango de Presión Admisible de Llegada	78
Ecuación 5. Cargos Variables y Fijos	85
Ecuación 6. Costo Promedio Máximo Unitario	86
Ecuación 7. Costo Promedio Máximo Unitario	87
Ecuación 8. Cargos Promedios de Distribución	87
Ecuación 9. Cargos de Comercialización	88
Ecuación 10. Ingresos del Transportador	94
Ecuación 11. Valor Presente Neto	99
Ecuación 12. Flujo de Caja Neto	102

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Datos Históricos del tiempo en Yopal	45
Cuadro 2. Clasificación Hidrográfica del Municipio de Yopal	47
Cuadro 3. Formaciones Vegetales del Municipio de Yopal	49
Cuadro 4. Tabla climática- Datos Históricos del tiempo en Aguazul	51
Cuadro 5. Clasificación Hidrográfica Municipio Aguazul	53
Cuadro 6. Referencial de Presiones de Trabajo Norma ANSI	80

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Cartera topográfica Aguazul-Yopal.	116
Anexo B. Trabajo de Campo -Registro Fotográfico.	119
Anexo C. Informes del sector gas natural.	126

”

ABREVIATURAS

ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
API	American Petroleum Institute
ASME	American Society of Mechanical Engineers
ASTM	American Society for Testing and Materials
BTU	British Thermal Unit
°C	Celsius
COP	Pesos Colombianos
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
DN	Diámetro Nominal
°F	Fahrenheit
ft	Pie
G	Giga
gal	Galón
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GNC	Gas Natural Comprimido
GNL	Gas Natural Licuado
in	Pulgada
K	Kelvin
km	Kilometro
lb	Libra
m	Metro
mi	Milla
min	Minuto
MM	Millones
msnm	Metros Sobre el Nivel del Mar
NTC	Norma Técnica Colombiana
Pa	Pascal
PC	Pie Cúbico
psi	Libra Fuerza por Pulgada Cuadrada
PRCI	Pipeline Research Council International
R	Rankine
s	Segundo
SNT	Sistema Nacional Gasoductos
SCF	Pies Cúbicos Estándar
SCH	Schedule
STD	Standard
T	Tera
TGI	Transportadora de Gas internacional
TIR	Tasa Interna de Retorno
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
USD	Dólar Estadounidense
UTM	Universal Transverse Mercator
VPN	Valor Presente Neto

GLOSARIO

CITY GATE: planta de regulación encargada de suministrar gas a las ciudades bajo las condiciones de presión requerida por los usuarios, usualmente se encuentra en los límites de las ciudades.

CRUCE ESPECIAL: procedimiento empleado para eludir interferencias físicas que se encuentren dentro del trazado del gasoducto.

GAS NATURAL: mezcla de hidrocarburos livianos, en su mayor parte compuesto por metano y butano, no requiere de procesamiento previo o posterior a su uso en los puntos de consumo.

GASODUCTO: sistema de transporte de gas natural compuesto por una serie de tuberías que sirven para transportar dicho recurso a gran escala.

LÍNEA BASE AMBIENTAL: estudios de impacto ambiental que tiene en cuenta variables como actividad humana, flora, fauna, clima, suelos y cuerpos hídricos únicamente en el momento que se ejecuta el estudio.

MATRIZ DE SELECCIÓN: técnica de clasificación que ayuda a evaluar proyectos, problemas, alternativas o soluciones basándose en una serie de criterios establecidos.

PAREJA DE CARGOS: figura que permite distribuir los cargos fijos y cargos variables en proporciones definidas con el fin de recuperar los costos de inversión y generar remuneración por el servicio de transporte.

SISTEMA DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA: serie de herramientas que están en la capacidad de integrar, almacenar, editar, analizar y mostrar grandes cantidades de datos que están geográficamente referenciada.

TIE IN: intersección realizada a una línea de tubería antigua para poder generar un punto de conexión a una nueva línea.

RESUMEN

Este trabajo de grado se elaboró con la consultora Delvasto & Echeverría con el fin de concebir el diseño conceptual de un gasoducto entre los municipios de Aguazul y el municipio de Yopal en el departamento del Casanare que esté en la capacidad de respaldar y asegurar el constante servicio de suministro de gas natural al municipio de Yopal, debido a que el gasoducto actual (Floreña- Yopal) tiene constantes daños en su infraestructura lo que genera suspensión del servicio del gas natural en el municipio.

Para la elección del trazado final del gasoducto se hizo la propuesta previa de tres alternativas de rutas basadas en un estudio de Líneas Bases Ambientales, un estudio de topografía (planimetría y altimetría) y una salida de campo, esto con el fin de conocer, observar y especificar criterios de alta importancia a la hora de plantear cualquiera de las alternativas de ruta como lo son: vías, cuerpos de agua, zonas pobladas, generalidades geológicas, fauna y flora, para finalmente hacer una evaluación comparativa y elegir la ruta más óptima para el gasoducto.

Para la selección de la tubería requerida para la construcción y posterior operación del gasoducto se hizo inicialmente el cálculo de la demanda según la cantidad de los clientes favorecidos actuales y una proyección de crecimiento, a continuación se procedió con el cálculo del volumen de gas a transportar y definición del caudal de diseño, todos estos cálculos se emplearon posteriormente poder realizar una correcta simulación que nos proporcionó del diámetro y espesor apropiados para la óptima operación del gasoducto.

Como parte final del trabajo, se realizó un análisis financiero del proyecto mediante el indicador del Valor Presente Neto (VPN) con el fin de verificar la viabilidad del proyecto, durante esta evaluación se contemplaron valores de costos e ingresos por medio de las tarifas establecidas en un término de 20 años.

Palabras Clave: Aguazul, Diseño Conceptual, Gasoducto, Simulación, Yopal.

INTRODUCCIÓN

Colombia es a nivel mundial un ejemplo claro de la rápida masificación de uso del gas natural como un recurso energético económico y altamente eficiente, desafortunadamente la gran demanda generada por los usuarios no ha sido correspondida con una debida oferta que depende de la constante ampliación de infraestructura de transporte y la diversificación de fuentes del recurso..

Este proyecto se elaboró junto con la consultora Delvasto & Echeverría con el fin de concebir el diseño conceptual de un gasoducto entre los municipios de Aguazul y el municipio de Yopal en el departamento del Casanare que esté en la capacidad de suministrar de gas natural al municipio de Yopal que actualmente depende de una única línea de gasoducto que proviene el campo Floreña cuyo flujo de gas natural es de manera repetitiva suspendida.

La construcción de este gasoducto supondría además la conexión de la red aislada de transporte de gas natural del departamento de Casanare con el Sistema Nacional de Transporte generando así una ampliación de infraestructura y la diversificación de fuentes de gas natural en el país.

La elaboración del diseño conceptual consistió en la propuesta de tres alternativas de rutas para el gasoducto que luego de realizar una evaluación comparativa se eligió la alternativa más óptima, posteriormente se realizó la selección del diámetro de la tubería según criterios como los volúmenes a transportar, caudal de diseño y presiones de operación, todos los criterios y variables anteriormente mencionadas fueron simuladas para garantizar el óptimo funcionamiento y operación del gasoducto, finalmente se realizó un análisis financiero del proyecto empleado el indicador del Valor Presente Neto (VPN).

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnica y financieramente la ingeniería de diseño conceptual de un gasoducto entre Aguazul y Yopal que respalde el servicio de transporte de gas hacia Yopal.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades topográficas del terreno desde Aguazul hacia Yopal.
2. Generar las líneas bases ambientales para el gasoducto Aguazul-Yopal.
3. Realizar el diseño del Gasoducto Aguazul- Yopal.
4. Estimar las tarifas del servicio de transporte y características del gas del gasoducto Aguazul-Yopal.
5. Estimar el volumen de gas para el transporte en el gasoducto Aguazul-Yopal.
6. Realizar la simulación del transporte de gas mediante el uso de herramientas especializadas.
7. Realizar el análisis de resultados de la simulación para la evaluación del diseño del gasoducto entre Aguazul y Yopal.
8. Evaluar la viabilidad financiera del gasoducto Aguazul-Yopal mediante el indicador de valor presente neto (VPN).

1. GENERALIDADES

En el siguiente capítulo se describen las generalidades del gas natural y su transporte. En su primera parte, se hará una introducción del origen del gas natural junto con su clasificación y componentes principales; en segunda, se explican los tipos de transporte, la cadena de valor del gas natural y su red de distribución en Colombia.

1.1 GENERALIDADES DEL GAS NATURAL

El gas natural es un recurso energético que se encuentra naturalmente en yacimientos de gas libre o como un gas asociado en yacimientos de petróleo. Tiene un origen parecido al del petróleo; siendo estos combustibles fósiles, se formaron por la depositación de los restos de animales microscópicos en el fondo del mar, que posteriormente, por la acumulación y empaquetamiento de sedimentos, incrementos de presión y temperatura se convirtieron en cadenas de carbono que se almacenaron entre los poros de las rocas en los estratos subterráneos.

A diferencia del petróleo, el gas natural se caracteriza por ser un recurso y una fuente de energía más limpia debido a que tiene menos contaminantes y menos contenido de carbono en su composición. Actualmente el gas natural tiene diferentes usos, en el sector Industrial como energía en termoeléctricas, y en su mayoría en el sector doméstico como los gasodomésticos utilizados en viviendas como por ejemplo calentadores, estufas a gas, entre otros. Debido a su eficiencia y economía, el gas natural se ha convertido en un servicio esencial aumentando así la demanda de los consumidores en los últimos años¹

El gas natural se extrae del subsuelo como una mezcla de hidrocarburos livianos en estado gaseoso, en su mayor parte está constituido por metano (CH₄) y proporciones menores de otros hidrocarburos como el etano (CH₆), propano (C₃H₈), butano (C₄H₁₀), pentano (C₅H₁₂) y compuestos más pesados en pequeños porcentajes; También está constituido por contaminantes y gases no hidrocarburos que pueden estar presentes desde la extracción del recurso, como Sulfuro de Hidrógeno, Dióxido de Carbono o Vapor de agua, entre otros.²

¹ Guerrero Suárez F, Llano Camacho F. Gas natural en Colombia - gas E.S.P. *Estudios Gerenciales*. Pag 115-146. http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_abstract&pid=S0123-59232003000200006&lng=en&nrm=iso&tlng=es. 2003.

² Ecopetrol. ¿Qué es el gas natural? http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/productos-y-servicios/productos/gas-natural/Informaci%C3%B3n%20General/que-es-el-gas-natural/lut/p/z0/04_Sj9CPykssy0xPLMnMz0vMAfljo8ziLQIMHd09DQy9DZwt3QwcjTwsQxw9g4I8nlz0C7ldFQEONbdQ/. Updated 2014. Accessed Nov 29, 2017.

La composición del gas natural puede variar según el yacimiento, una composición normal se puede representar como se observa en la **Tabla 1**.

Tabla 1. Componentes principales del Gas Natural

Componente	Nomenclatura	Estado natural	%
Metano	CH ₄	Gas	70-90%
Etano	C ₂ H ₄	Gas	
Propano	C ₃ H ₈	Gas licuable (GLP)	0-20%
Butano	C ₄ H ₁₀	Gas licuable (GLP)	
Pentano	C ₅ H ₁₂	Líquido	
Hexano	C ₆ H ₁₄	Líquido	
Dióxido de Carbono	CO ₂	Gas	0-8%
Oxígeno	O ₂	Gas	0-0,2%
Nitrógeno	N ₂	Gas	0-5%
Ácido Sulfhídrico	H ₂ S	Gas	0-5%
Agua	H ₂ O	Líquido	

Fuente: Escalona V. Gas natural. 2009. <https://es.slideshare.net/exarkunmx/gas-natural-2142777>. Accessed Nov 29, 2017. Modificado por los autores

La clasificación del gas natural depende de los componentes que contiene, ya sean hidrocarburos pesados, livianos o no hidrocarburos. Teniendo en cuenta lo anterior se organizan de la siguiente manera, además, se aclara los porcentajes respectivos aparecen en el **Anexo D**.

Gas rico (húmedo): Se refiere al gas que contiene grandes cantidades de hidrocarburos líquidos más pesados que el etano.

Gas pobre (seco): Es aquel gas que está formado por hidrocarburos livianos, en su mayoría Metano y etano, no contiene compuestos desde el propano en adelante. Este gas proviene de yacimientos de gas libre.

Gas dulce: Es el gas que cumple con los parámetros de cantidad máxima de componentes no hidrocarburos. Con una cantidad de Sulfuro de hidrógeno menores a 4 ppm, menos del 3% de Dióxido de Carbono y de 6 a 7 libras de agua por millón de pies cúbicos de gas en condiciones normales.

Gas ácido: Contiene cantidades mayores a las establecidas por los parámetros en el gas de Sulfuro de Hidrógeno, Agua y Dióxido de Carbono.³

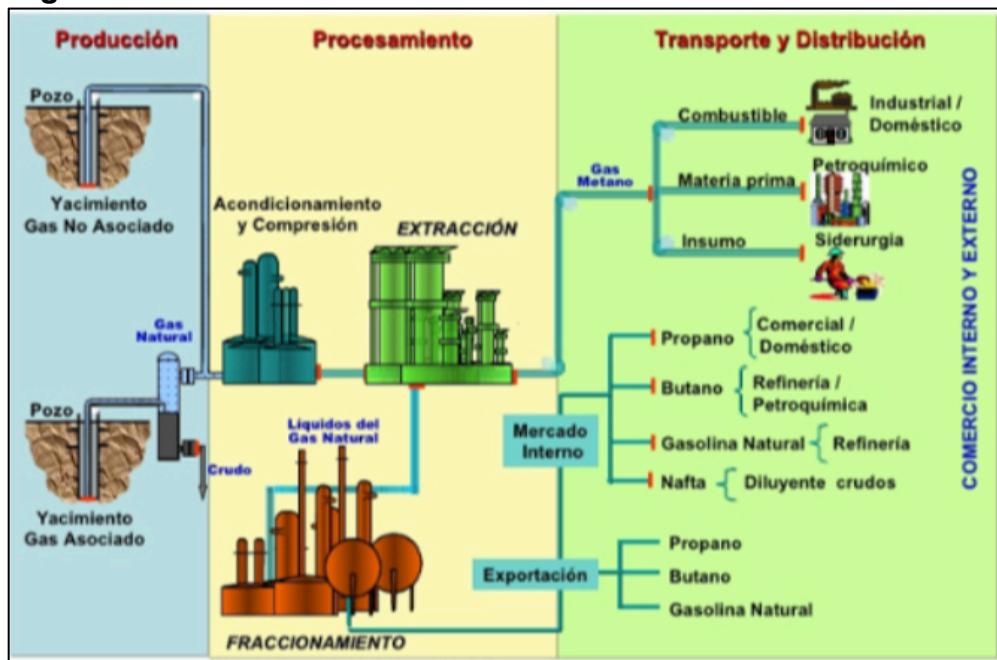
³ Latorre Chacón Leonardo. Tecnología del gas natural & Ingeniería e investigación. Unniversidad Nacional de Colombia. :78-79.

1.2 CADENA DE VALOR DEL GAS NATURAL

La cadena de valor del gas natural se basa en la identificación de procesos que generan cambios físicos sobre el Gas natural y permiten su disposición para el consumidor.

Como se puede observar en la **Figura 1**, la cadena de valor es un proceso que comienza desde la extracción del recurso hasta su distribución; se considera como una serie de procedimientos manejados por equipos especializados para cada etapa, con el fin de que sea entregado en óptimas condiciones a los consumidores.⁴

Figura 1. Cadena de valor del Gas Natural



Fuente: Gas natural Fenosa. Cadena de valor. [/es/conocenos/que+hacemos/papel+del+distribuidor/1297105259321/cadena+de+valor.html](https://es.conocenos/que+hacemos/papel+del+distribuidor/1297105259321/cadena+de+valor.html). Accessed Nov 29, 2017.

A continuación, En la **Tabla 2** se describe cada proceso de la cadena de valor detalladamente.

⁴Gas natural Fenosa. Cadena de valor. [/es/conocenos/que+hacemos/papel+del+distribuidor/1297105259321/cadena+de+valor.html](https://es.conocenos/que+hacemos/papel+del+distribuidor/1297105259321/cadena+de+valor.html). Accessed Nov 29, 2017.

Tabla 2. Cadena de Valor.

Proceso	Descripción
Exploración	Consiste en la identificación y localización de las áreas en las cuales se puede encontrar el recurso. Se realizan estudios necesarios para descubrir, identificar y cuantificar acumulaciones de gas en el yacimiento.
Producción	Consiste en la extracción del recurso teniendo en cuenta las características propias de cada yacimiento.
Tratamiento	El tratamiento o acondicionamiento es una actividad que permite remover los componentes no hidrocarburos del gas natural, principalmente CO_2 , H_2S , H_2O y componentes sólidos, por procesos químicos y físicos.
Transporte	Es el conjunto de actividades necesarias para recibir, trasladar y entregar el Gas Natural desde un punto de producción o recolección a un punto de distribución.
Distribución	Conjunto de actividades que permiten recibir, trasladar, entregar y comercializar gas desde el punto de recepción en el sistema de transporte hasta los puntos de consumo, mediante sistemas de distribución Industrial y Doméstico.
Comercialización	Se refiere al proceso donde se realizan todas aquellas actividades de carácter comercial, para colocar los productos a disposición de los usuarios. Normalmente se utilizan distribuidores mayoristas o minoristas.

Fuente: Gas natural Fenosa. Cadena de valor. [/es/conocenos/que+hacemos/papel+del+distribuidor/1297105259321/cadena+d e+valor.html](#). Accessed Nov 29, 2017.

1.3 SISTEMAS DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL

Para realizar el debido transporte de Gas Natural a los puntos de distribución y consumo se deben tener en cuenta los equipos o sistemas que componen el proceso para su llegada, la presión tiene un rol importante en el proceso debido a que esta propiedad física mantiene el movimiento adecuado en la tubería al momento de ser transportada desde el yacimiento a su punto de entrega, a continuación, se describirán los sistemas necesarios para mantener la presión del

Gas Natural durante el transporte junto con los equipos que hacen parte de cada proceso.⁵

1.3.1 Sistemas de recolección. Se define como una Red de línea de distribución que controla el flujo del Gas natural desde un pozo productor hasta un equipo de almacenamiento, planta de procesamiento o punto de embarque (para el transporte por buques metaneros). Entre los equipos necesarios para el sistema, están las bombas, tratadores, tanques, separadores y compresores, estos últimos funcionan a través de motores de combustión que transforman su energía de tal manera que puedan empujar el gas por las líneas de distribución en las facilidades de producción para su debido tratamiento.⁶

1.3.2 Sistema de transporte. Este sistema está compuesto por tuberías que son las encargadas de transportar el gas natural desde el sistema de recolección hacia los puntos de distribución, tiene como función trasladar los caudales necesarios que son determinados dependiendo la demanda de consumo hacia dónde va dirigido el recurso, pueden transportar grandes cantidades de gas manteniendo sus propiedades originales con el fin de que sea entregado en condiciones óptimas a sus consumidores.⁷

1.3.3 Estaciones de Compresión. Garantizan que la presión del gas natural se mantenga durante el recorrido de su transporte, se fabrican según las particularidades de la red de distribución así como los accesorios y equipos adicionales (Unidades de regulación y medición, filtros separadores, sistema y equipos eléctricos). Se instalan normalmente cada 50 a 60 millas a lo largo de la tubería y son monitoreadas automáticamente por equipos manejados en una sala de control central de la tubería.⁸

⁵ Citizens Energy Group. Energy information Administration Distribution System. <http://www.citizensenergygroup.com/For-Partners/HVAC-Contractors/Distribution-System>.

⁶ Citizens Energy Group. Energy information Administration Distribution System. <http://www.citizensenergygroup.com/For-Partners/HVAC-Contractors/Distribution-System>.

⁷ Citizens Energy Group. Energy information Administration Distribution System. <http://www.citizensenergygroup.com/For-Partners/HVAC-Contractors/Distribution-System>.

⁸ Citizens Energy Group. Energy information Administration Distribution System. <http://www.citizensenergygroup.com/For-Partners/HVAC-Contractors/Distribution-System>.

1.3.4 Empaquetamiento de línea (*Line pack*). Cuando hay periodos de menor demanda, la empresa transportadora puede usar segmentos de la tubería como lugar de almacenamiento improvisado, esto se logra manipulando la presión en dicho segmento. Esta técnica permite a los operarios manejar las fluctuaciones de demanda con mayor eficiencia, generar confiabilidad y seguridad en el suministro de gas natural ya que esta cantidad de gas empaquetado se considera de plena disponibilidad.⁹

1.3.5 City Gate. Son estaciones de recepción que son comúnmente propiedad de un municipio o compañía de servicios que recibe tuberías de diferentes locaciones, están compuestas por variedad de tuberías y válvulas que reducen la presión para poder entregar el recurso de manera segura midiendo la velocidad de flujo de entrega, también en este sistema se le agregan odorantes al gas para darle el olor distintivo por motivos de seguridad.¹⁰

1.3.6 Sistema de Distribución. Es la zona final de entrega donde se distribuye el gas natural transportado en redes para poder abarcar el lugar donde se necesite el consumo (municipios, ciudades), contiene reguladores de presión que controlan el flujo de gas para una mejor eficiencia esto se monitorea continuamente por las empresas encargadas sin tener que cortar el servicio del recurso debido a la localización estratégica de las válvulas.¹¹

1.4 TRANSPORTE DEL GAS NATURAL

El gas natural se transporta mediante ductos hacia las ciudades para uso domiciliario, o hacia plantas termoeléctricas para generar energía eléctrica. Sin embargo, existen otras formas de transporte que por razones de distancia y costo deben ser utilizados, como los buques metaneros y los gasoductos virtuales.

En la actualidad el Gas Natural es transportado en tres maneras distintas:

1.4.1 Gasoductos. Un gasoducto es una conexión de tuberías que sirven para transportar gas a gran escala, este consiste en una conducción de tuberías de acero o red de ductos que se conectan a una red principal por donde el gas circula hacia su mercado de consumo. Es la forma más usada y conocida de transporte

⁹ Citizens Energy Group. Energy information Administration Distribution System. <http://www.citizensenergygroup.com/For-Partners/HVAC-Contractors/Distribution-System>.

¹⁰ Citizens Energy Group. Energy information Administration Distribution System. <http://www.citizensenergygroup.com/For-Partners/HVAC-Contractors/Distribution-System>.

¹¹ 1. GNU Gas natural. ¿Cómo se transporta el gas natural comprimido? 2015. <http://www.gasnaturalgnu.com/como-se-transporta-el-gas-natural-comprimido/>. Accessed Nov 29, 2017.

de gas y puede unir distancias hasta de 3000 km, El inicio puede ser un yacimiento de gas o una planta de regasificación.

Para hacer el trazado de un gasoducto es importante tener en cuenta las condiciones ambientales y sociales del lugar donde se requiera un ducto; para los trazados de un río se utilizan dos técnicas: La perforación horizontal y dirigida, con el objetivo de no dañar ningún ecosistema ni infraestructura importante.¹²

1.4.2 Buques Metaneros. Este tipo de transporte es utilizado cuando entre el punto de producción y de consumo existe una distancia bastante amplia, que una implementación de gasoducto resultaría costosa. Se debe contar con:

- **Plantas de Criogenización.** Enfrían el gas natural a -161°C y reduce 600 veces su volumen convirtiéndolo en líquido (GNL).
- **Servicio de Buques metaneros.** mantienen el GNL a temperatura indicada. Puede transportar hasta 170000 m^3 de GNL.
- **Plantas Regasificadoras.** Se encuentran en los puertos de destino, donde se convierte el gas natural licuado en gas natural.¹³

1.4.3 Gasoductos virtuales. Un gasoducto virtual es un sistema modular que permite distribuir el Gas Natural por ruedas, es decir transporte terrestre utilizando camiones acondicionados. Consta de tres etapas, la compresión del Gas Natural, el transporte (donde se enfría hasta -20°C y se inyecta en módulos de transporte) y la Descompresión que se realiza mediante una estación de reducción de presión. Existen dos opciones para hacer uso de este transporte:

1.4.3.1 Gas natural Comprimido (GNC). Se transporta gas natural comprimido, por lo cual se somete a grandes presiones (el volumen se reduce 100 veces).

1.4.3.2 Gas natural Licuefactado (GNL). Se enfría el Gas Natural a -161°C convirtiéndolo en líquido y reduciendo 600 veces su volumen. Sus dos tipos de

¹² Sistemas de transporte de gas natural hidrocarburos en el Perú – sociedad nacional de minería, petróleo y energía. <http://www.loshidrocarburoselperu.org/2012/09/sistemas-de-transporte-de-gas-natural/>. 2012

¹³ Sistemas de transporte de gas natural I hidrocarburos en el Perú – sociedad nacional de minería, petróleo y energía. 2012. <http://www.loshidrocarburoselperu.org/2012/09/sistemas-de-transporte-de-gas-natural/>. 2012

almacenamiento son: horizontales (mayor volumen) y vertical (compartimientos independientes de menor volumen).¹⁴

1.5 USOS DEL GAS NATURAL

El gas natural ha tenido un gran crecimiento en cuanto a su consumo debido a su composición natural más limpia, sus usos se han diversificado a través del tiempo debido a que es un recurso asequible, es importante tener conocimiento de los diferentes usos que tiene en la actualidad para cumplir con los requerimientos que demande el municipio de Yopal en cuanto a sus necesidades diarias. Los usos del gas natural se dividen por sectores dependiendo de la actividad social y económica que se maneje, esto se explica detalladamente a continuación.

1.5.1 Sector Residencial. El sector residencial comprende las instalaciones domiciliarias que se utilizan en las viviendas, como los gasodomésticos que son el reemplazo de los electrodomésticos actuales debido a que usa menos energía y reducen hasta un 60% de su consumo, todo esto a causa de que el gas natural es una fuente más barata que la electricidad y más limpia para el medio ambiente. Entre los gasodomésticos más utilizados en los hogares se pueden encontrar los hornos de gas, las secadoras, los calentadores de gas, lavavajillas, hornos de gas entre otros.¹⁵

1.5.2 Sector Comercial. El sector comercial hace referencia a los establecimientos en Yopal que tienen como principio una actividad económica ya sea para ventas o para beneficio social, los negocios que utilizan el gas natural como energía son los centros comerciales, hospitales, hoteles, restaurantes, lavanderías, etc. que usan este recurso por medio de aparatos como estufas, calderas, hornos, calentadores, equipos especializados entre otros.¹⁶

1.5.3 Sector Industrial. En el Sector industrial el gas natural es principalmente utilizado como combustible en elementos como hornos y calderas, a continuación, se mencionan los principales usos según la industria.

¹⁴ Sistemas de transporte de gas natural hidrocarburos en el Perú – sociedad nacional de minería, petróleo y energía. <http://www.loshidrocarburosnelPeru.org/2012/09/sistemas-de-transporte-de-gas-natural/>. 2012

¹⁵ Gas natural Fenosa. Gasodomésticos: Más eficiencia y menor consumo en casa. [/es/conocenos/eficiencia+y+bienestar/en+casa/consumo+eficiente/electrodomesticos/1297101135038/gasodomesticos.html](http://www.fenosa.com.co/es/conocenos/eficiencia+y+bienestar/en+casa/consumo+eficiente/electrodomesticos/1297101135038/gasodomesticos.html). Accessed Nov 29, 2017.

¹⁶Ecopetrol. Sector doméstico y comercial. <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/productos-y-servicios/productos/gas-natural/Informaci%C3%B3n%20General/usuarios-del-gas-natural/sector-domestico-y-comercial>. Updated 2014. Accessed Nov 29, 2017.

- **Industria alimenticia:** El gas natural se utiliza en procesos de secado y cocción y también como combustible.
- **Industria textil:** El gas natural sirve como un calentador más amigable con el medio ambiente con ahorros energéticos.
- **Industria de la cerámica;** el gas natural por ser un recurso limpio permite la obtención de productos de mejor calidad.
- **Industrias del vidrio:** las propiedades del gas natural ayudan a los quemadores a producir mejor transmisión de energía calórica para la elaboración de la masa de cristal.
- **Industria metalúrgica:** Ayuda al calentamiento más limpio del metal en su fundición en tratamientos térmicos y recalentamientos.¹⁷

1.5.1.4 Sector Transporte Vehicular (GNVC). El uso del gas natural comprimido como combustible para vehículos es relativamente nuevo para el sector de transporte, debido a sus características amigables con el medio ambiente, su economía y seguridad lo hace más eficiente y competente en comparación a la gasolina. Las principales ventajas del GNVC es la reducción del mantenimiento y del cambio de aceite, por las condiciones a las que opera el motor.¹⁸

1.5.1.5 Sector Termoeléctrico. Este sector comprende las Plantas hídricas y térmicas que generan energía eléctrica de la energía calórica generada por la combustión del gas natural, estas plantas utilizan este recurso como fuente de energía para sus procesos.¹⁹

1.5.1.6 Sistema Nacional de Gasoductos. Colombia es un gran ejemplo a nivel mundial de la masificación y rápido crecimiento en el número de usuarios de gas natural, pero desde que se implementó el gas natural como fuente energética ha tenido problemas de abastecimiento debido a las grandes limitaciones que tiene el Sistema Nacional de Transporte ya que la alta demanda de gas natural no ha sido correspondida con la debida oferta de este recurso dada la carente planeación que se ha reflejado en el lento crecimiento y expansión de la

¹⁷ GNU gas natural. ¿Sabes cuáles son los usos del gas natural industrial? 2017. <http://www.gasnaturalgnu.com/usos-del-gas-natural-industrial/>. Accessed Nov 29, 2017.

¹⁸Promigas. Usos del gas. http://www.promigas.com/Es/Noticias/MagasinDescargas/MAGASIN_11.pdf 2005:475.

¹⁹ Ecopetrol. Sector termoeléctrico. <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/productos-y-servicios/productos/gas-natural/Informaci%C3%B3n%20General/usos-del-gas-natural/sector-termoelectrico>. Updated 2014. Accessed Nov 29, 2017.

infraestructura de transporte, a esto se le suma la falta de obtención de nuevas fuentes que sean capaces de suplir la creciente demanda y compensar la declinación de los principales campos de producción de gas natural.

El Sistema Nacional de Transporte en Colombia cuenta con dos grandes fuentes de suministro que son la Guajira en donde se encuentran los campos de Ballena, Chuchupa y Riohacha, y Casanare en donde están los campos de Cusiana y Cupiagua, desafortunadamente existen algunos circuitos de transporte que se encuentran aislados de la Red Nacional como lo son en Casanare el campo Floreña y en el Catatumbo campos como Sardinata y el Cerrito.

En el área que concierne al Municipio de Yopal se encuentran campos de importante producción de gas natural, según la Declaración de Producción de Gas Natural del año 2016 el campo Pauto Sur tuvo una producción de 79,2 GBTUD y el Campo Floreña 56,5 GBTUD.

Por otro lado, en el Municipio de Aguazul también se encuentran importantes campos como lo son Cusiana con una producción de 209,2 GBTUD y Cupiagua 233,9 GBTUD; dada esta alta producción del Departamento de Casanare este se considera como un importante nodo de oferta de gas natural.

2. TOPOGRAFÍA

Este capítulo tiene como finalidad realizar una descripción minuciosa del relieve terrestre en donde se pretende extender el gasoducto mediante el uso de métodos de planimetría y de altimetría, con la ejecución de estos métodos se podrá hacer una revisión de la realidad física de la zona de interés que se verá plasmada en planos y perfiles para posteriormente ser analizados en pro de elegir los posibles trazados de la línea del gasoducto.

2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL

El Municipio de Yopal se encuentra a 335 km de la Ciudad de Bogotá, es la capital del Departamento de Casanare, Colombia; se encuentra a una altitud de 309 m sobre el nivel del mar, está ubicado cerca al Río Cravo Sur cuyo caudal es de 151 m³ por segundo, por otro lado, el Municipio de Aguazul se encuentra a 27 km del Municipio de Yopal y se encuentra a 271 metros sobre el nivel del mar, ambos municipios se encuentran en el piedemonte de la cordillera Oriental.

El piedemonte es una subregión colombiana y hace las veces de transición entre la Cordillera Oriental y los Llanos Orientales, la erosión es el principal factor que afecta el modelamiento del relieve de esta subregión, dicho proceso natural ha sido capaz de crear terrazas escalonadas, terrazas planas, valles y pequeñas serranías que son muy comunes cerca al municipio de Yopal. El Piedemonte además tiene una gran cantidad de aporte de material generado por la alta capacidad de carga que tienen los flujos de agua que se dan en las temporadas de lluvia, junto a la progresiva disminución del buzamiento generan una poca convergencia y continuidad de estos flujos ocasionando inestabilidad del terreno en esta subregión, esto dificulta obras de infraestructura e implican un constante riesgo en el entorno.

2.2 CARTERA TOPOGRÁFICA

La cartera topográfica es un conjunto organizado de los datos geográficos de interés que son obtenidos mediante el levantamiento en campo o el aprovechamiento de sistemas de información geográfica, este conjunto de datos sirve para realizar el dibujo de planos o perfiles del terreno de interés.²⁰

Mediante el programa informático Google Earth se generó un trazado de 26500 m entre el municipio de Yopal y el municipio de Aguazul para adquirir una cartera topográfica, los datos de dicha cartera topográfica se obtuvieron dividiendo el

²⁰ Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales. *Conceptos y definiciones básicas*; Bogotá; 2004:9-17.

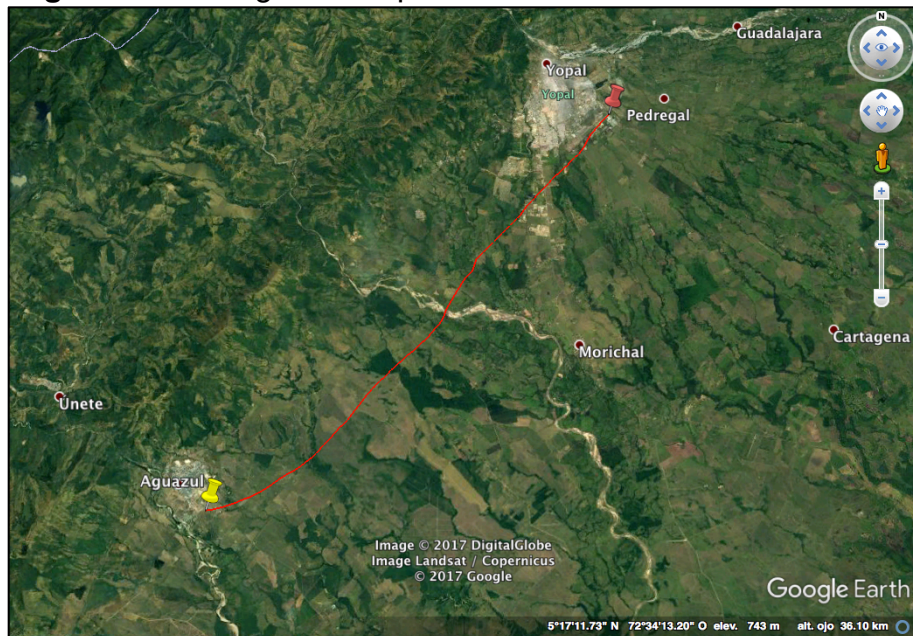
2.4 ALTIMETRÍA

La altimetría es una rama de la topografía que se encarga de la medición y determinación de elevaciones o diferencias de nivel entre diversos puntos en un terreno, estas mediciones no son más que distancias en sentido vertical referenciadas desde un plano horizontal.

Para el tramo de 26,5 km trazado entre el Municipio de Yopal y el Municipio de Aguazul el programa informático Google Earth generó los datos de elevación para cada uno de los 107 puntos como se puede observar en la cartera topográfica, además de los datos individuales el programa es capaz de realizar la gráfica correspondiente al perfil de elevación de la totalidad del trazado realizado.

El procedimiento para generar el perfil de elevación con los datos respectivos de altimetría se realiza de la siguiente manera: Primero se debe tener una ruta trazada en Google Earth, dicha ruta consiste en la unión de una serie de puntos, entre más puntos se tengan, más detallado va a resultar el perfil dado que por cada punto hay un dato de elevación, la ruta presentada tiene como ya fue mencionado anteriormente un total de 107 puntos que se encuentran espaciados entre sí cada 250 m, de tal manera la ruta dentro del programa quedó representada como se muestra en la **Figura 2**.

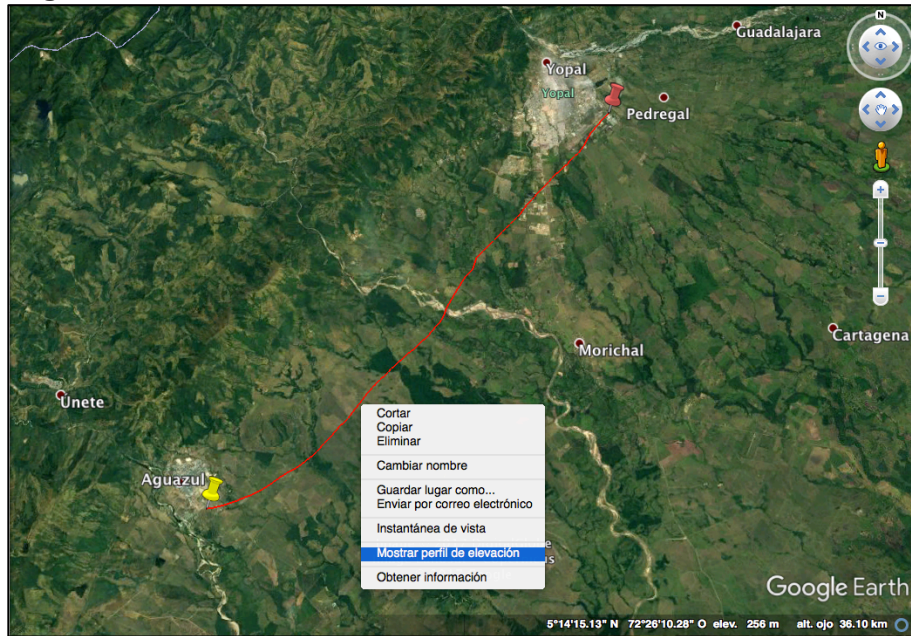
Figura 2. Ruta Aguazul Yopal



Fuente: Google Earth.

Una vez se tiene el trazado de la ruta, el segundo paso consiste en desplegar el menú contextual sobre el trazado de la ruta y seleccionar la opción “Mostrar perfil de elevación”. Como se observa en la **Figura 3**.

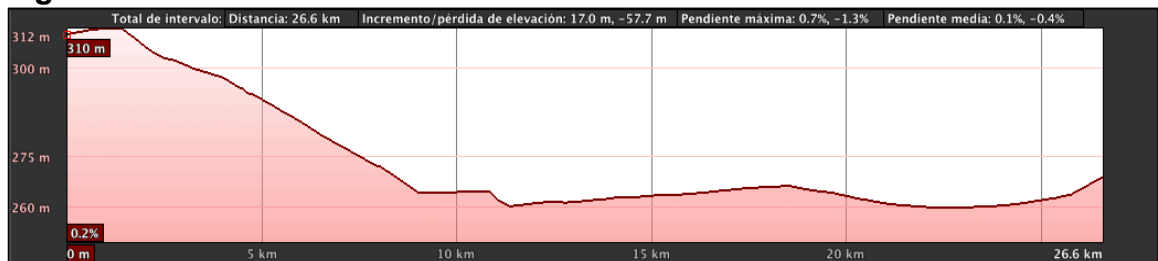
Figura 3. Menú Contextual



Fuente: Google Earth.

Una vez seleccionada dicha opción en la parte inferior de la ventana aparecerá el perfil de elevación de la ruta trazada (**Figura 4.**), en este gráfico se puede observar en el Eje X la distancia de la ruta en metros y en el Eje Y las elevaciones en metros, adicionalmente con el cursor se puede navegar dentro del gráfico y observar la elevación y porcentaje de inclinación en cualquier punto de la línea.

Figura 4. Perfil Elevación



Fuente: Google Earth.

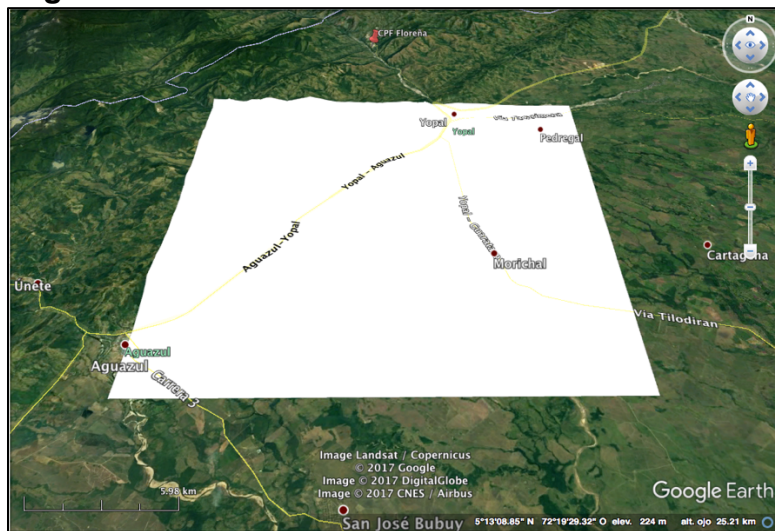
Desafortunadamente, este perfil no representa la totalidad de la zona de interés ya que estos datos de elevación se generaron a partir de un solo trazado. Lo ideal para ver con claridad los datos de elevación de la zona de interés sería la generación de un plano de curvas de nivel, las curvas de nivel son sencillamente

líneas que juntan datos de igual condición de elevación dentro de una zona de interés.

La generación de estas curvas de nivel se puede realizar mediante la ayuda del programa Global Mapper, Global Mapper es una aplicación de Sistemas de Información Geográfica asequible y fácil de usar que proporciona acceso a una variedad extensa de conjuntos de datos espaciales y proporciona el nivel adecuado de funcionalidad para satisfacer tanto a los profesionales con experiencia en Sistemas de Información Geográfica como a los usuarios principiantes.

El primer paso para poder obtener las curvas de nivel es seleccionar desde Google Earth el polígono de interés (**Figura 5.**) para el cual se quieren generar las curvas de nivel.

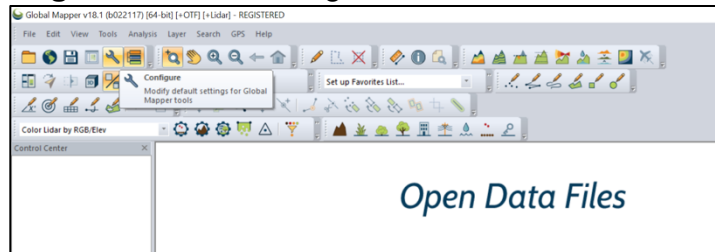
Figura 5. Selección Zona de Interés



Fuente: Google Earth.

Una vez seleccionada la zona de interés se abre el programa Global Mapper en donde se deben realizar unos ajustes de localización, estos ajustes se realizan en el menú de configuración, el icono de configuración corresponde al mostrado en la **Figura 6.**

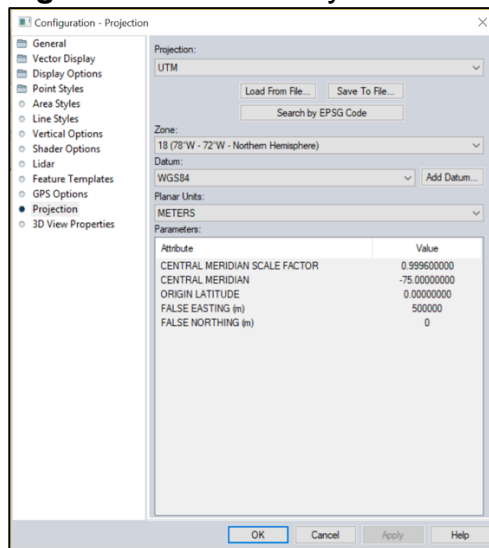
Figura 6. Ícono Configuración



Fuente: Global Mapper

Seleccionando el botón de configuración se despliega un menú (**Figura 7.**) en donde se selecciona la opción de Proyección en donde se deberán ajustar los datos de ubicación, se debe seleccionar la proyección UTM y luego la zona correspondiente a la zona de interés, para este caso es la Zona 18, el resto de las opciones se dejan como estaba inicialmente configurado.

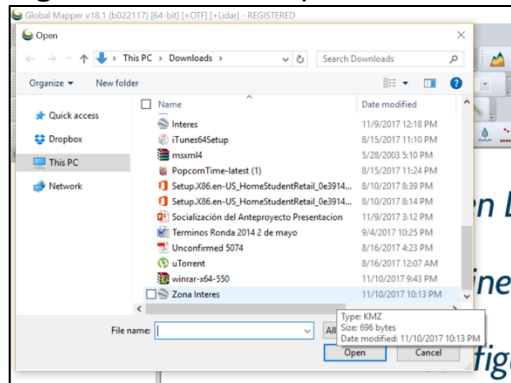
Figura 7. Ventana Proyección



Fuente: Global Mapper.

Una vez actualizados los datos de localización se puede abrir el archivo correspondiente a la zona de interés que fue generada anteriormente en Google Earth, para esto se selecciona la opción "Open Data Files" (**Figura 8.**) que aparece en la pantalla de inicio y se carga el archivo correspondiente a dicha zona.

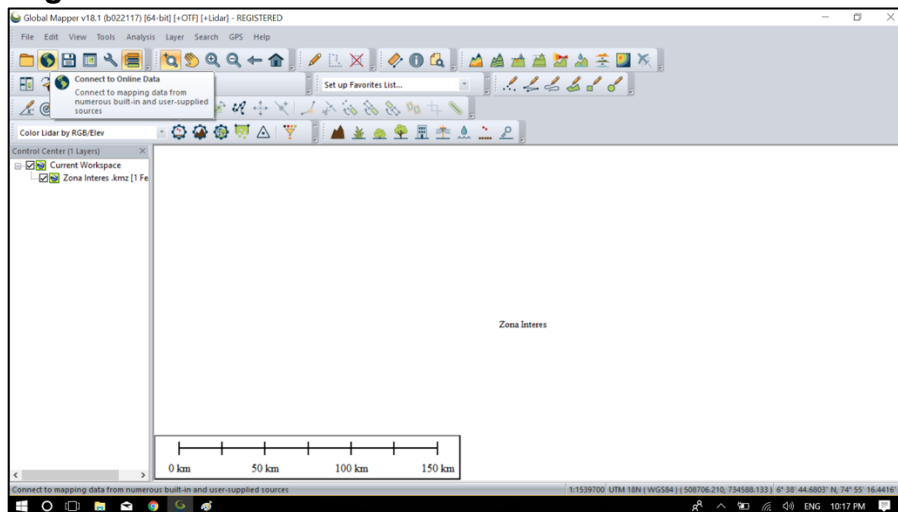
Figura 8. Ventana Open Data Files



Fuente: Global Mapper.

Una vez cargado el archivo debe aparecer el nombre del mismo en la pantalla junto con una escala, a continuación, se realizará la descarga de los datos de la zona de interés mediante las bases de datos a las cuales tiene acceso Global Mapper, para esto se selecciona el icono “Connect to Online Data”, dicho ícono se encuentra señalado en la **Figura 9**.

Figura 9. Ícono Connect to Online Data



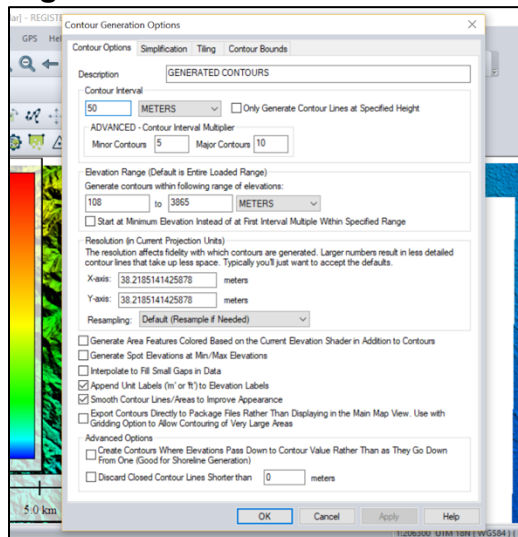
Fuente: Global Mapper.

En el menú que aparece se debe seleccionar la opción SRTM (Shuttle Radar Topographic Mission), esto hace que el programa se conecte con la base de datos generada por dicho proyecto en el 2000, el cual tenía como finalidad obtener un modelo digital de la elevación de la tierra.

Posterior a haber cargado los datos del SRTM en la pantalla de inicio debe aparecer un modelo de elevación de la zona de interés representada por una escala de colores.

Ya con los datos descargados y el modelo de elevación de la zona de interés obtenido se pueden generar las curvas de nivel del terreno, para lograr esto se selecciona en la parte superior de la ventana la opción de “Análisis”, en el menú que se desplegará se elegirá la opción “Generate Contours (From Terrain Grid)”, una vez realizado esto aparece una ventana (**Figura 10.**) en donde se puede digitar el valor de la equidistancia de las curvas de nivel y sus respectivas unidades, una vez modificada dicha ventana según las necesidades que se tengan se procede a seleccionar “OK”.

Figura 10. Ventana Generate Contours

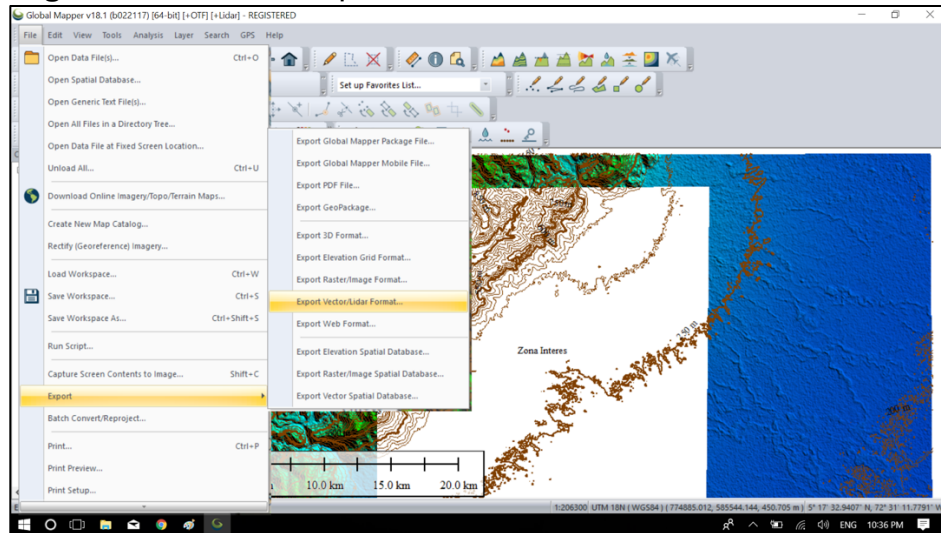


Fuente: Global Mapper.

Procesados los datos, en la pantalla de inicio debe aparecer las curvas de nivel en un color café (para saber cuál es la elevación de cada una de dichas curvas basta con tan solo poner el indicador sobre la línea de interés e inmediatamente aparecerá el valor de elevación de dicha curva).

Ya con las curvas de nivel definidas, se puede exportar dicha información de nuevo a Google Earth para poder tener una mejor claridad del terreno, para poder hacer compatible el archivo se debe seleccionar en el botón “File” en la parte superior de la ventana, allí se selecciona la opción “Exportar” para luego seleccionar la opción “Export Vector/Lidar Format...”, el icono de dicha opción se encuentra seleccionada en la **Figura 11.**

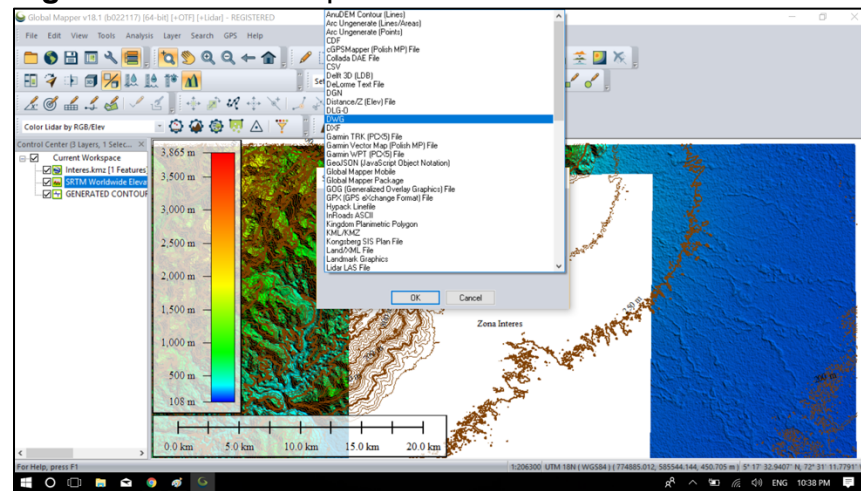
Figura 11. Ventana Export



Fuente: Global Mapper.

Siguiendo estas instrucciones correctamente debe aparecer una ventana en donde se debe elegir el tipo de archivo con el cual se guarda la información para luego ser abierta en otro programa y garantizar la compatibilidad, los archivos manejados en Google Earth son archivos con extensión “. KMZ”, por lo tanto, se debe buscar dicha opción (**Figura 12.**) dentro de índice emergente y seleccionar “OK”.

Figura 12. Ventana Tipo de Archivo

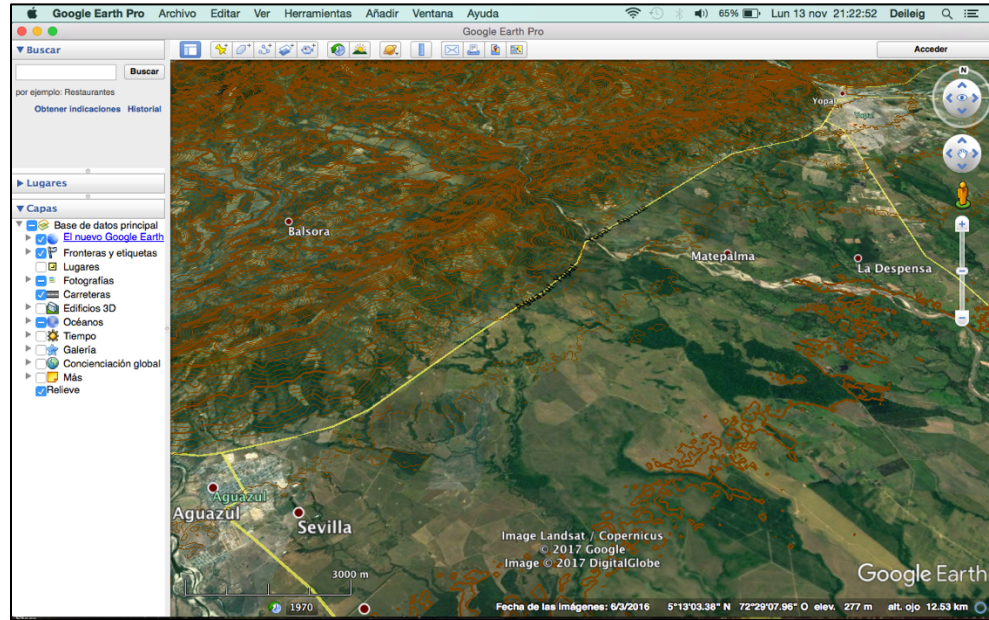


Fuente: Global Mapper.

Una vez guardado el archivo con la extensión “.KMZ” nos dirigiremos a la ubicación en donde se guardó y abriremos el archivo, inmediatamente sea abrirá

el programa Google Earth y como se muestra en la figura (**Figura 13.**) aparecen las curvas de nivel sobrepuestas en la zona de interés

Figura 13. Mapa con Curvas de Nivel



Fuente: Global Mapper.

3. LINEA BASE AMBIENTAL

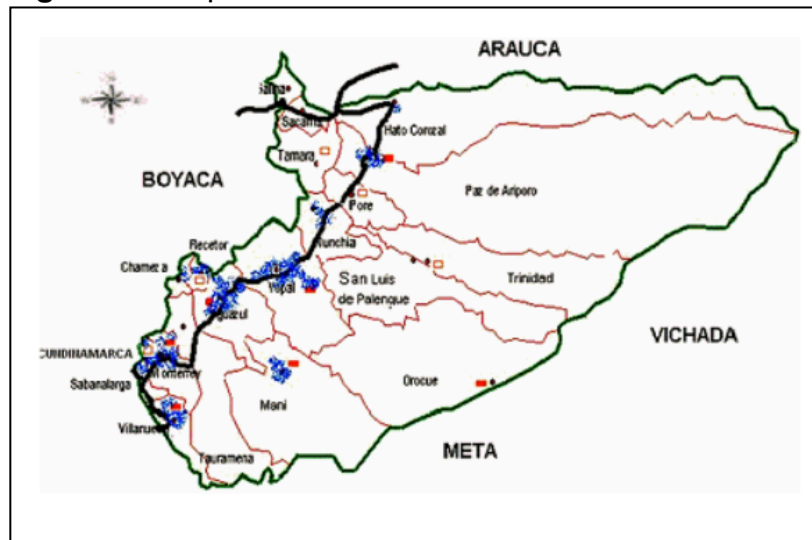
En el siguiente capítulo se describe del área de influencia del proyecto, el cual comprende dos de los 19 municipios que conforman el departamento de Casanare por donde se realizara el tendido del gasoducto, para recolectar la información necesaria para el estudio y toma de decisiones frente a los impactos que desarrolle el proyecto a lo largo de su construcción.

Se presentará de forma detallada la descripción del ambiente en su aspecto físico y biológico de los recursos directamente impactados (suelos, hidrología, vegetación, fauna, etc.) de los municipios Aguazul y Yopal, con el fin de realizar el estudio más óptimo y elegir la alternativa más apropiada para el paso del nuevo gasoducto.

3.1 DESCRIPCIÓN DEL AMBIENTE

El área de estudio comprende el departamento de Casanare que está situado en el oriente de Colombia en la región de Orinoquía, localizado entre $69^{\circ}50'22''$ y $73^{\circ}04'04''33$ de longitud Oeste y $04^{\circ}17'25''$ y $06^{\circ}20'45''$ de latitud norte, tiene una extensión superficial de 44.640 km²; limita al Oeste con departamentos de Boyacá y Cundinamarca, al Sur con los ríos Meta y Upía, al Este con el Río Meta y por el Norte con el Río Casanare²². En la **Figura 14.** se muestran los límites anteriormente mencionados.

Figura 14. Departamento de Casanare



Fuente: “Ubicación, Extensión y límites de Casanare”, encontrado en: <http://www.casanare.gov.co/index.php?id>

²² Gobernación de Casanare. Infraestructura de Transporte. Departamento de Casanare. <http://www.casanare.gov.co/?idcategoria=1199>

El departamento está conformado por diecinueve (19) municipios, en los cuales se encuentran Aguazul y Yopal, que son el centro de estudio para el trazado del gasoducto, por esto se describe por aparte las características físicas y biológicas del entorno ambiental debido a que son municipios y tienen extensiones de tierra diferentes.

3.1.1 Municipio de Yopal. Ciudad capital del Departamento de Casanare, se ubica al Nor-Este del Departamento al oriente del país y hace parte de la región natural de la Orinoquía; tiene una extensión total de 2771 km² de los cuales 10,47 km² pertenecen al área urbana que se divide en 5 comunas (Ciro Reina, Calixto Zambrano, Cleia Riveros de Prieto, Ciudad Campina y Javier Manuel Varas) y 2760,53 km² pertenecen al área rural que está conformado por 10 corregimientos que agrupan 93 veredas (Alcaraván La Niata, Chaparrera, Charte, Quebrada Seca, Mata Limón, Morichal, Morro, Punto Nuevo Tacarimena y Tilodiran). Limita con los municipios de Nunchía, Maní, Orocué, San Luis de Palenque, Aguazul y el Departamento de Boyacá.²³

A continuación, se describen las líneas base física y biológica necesaria del municipio para realizar estudio del terreno.

3.1.1.1 Clima: El clima en la Ciudad de Yopal es cálido-húmedo, Las temperaturas varían desde 18°C a 28°C por lo que se establece un promedio anual de temperatura de 26,3°C para todo el municipio. La mayoría de los meses del año tienen lluvias por un total anual de 645 mm promedio de lluvia total en el año con precipitación media de 3009mm y una humedad relativa del aire entre 60 y 80%.²⁴

En el **Cuadro 1.** se muestra la temperatura media, mínima y máxima durante los meses del año, además de las precipitaciones basados en datos históricos obtenidos por el IDEAM.²⁵

²³ Secretaría de Planeación municipal. Plan básico de ordenamiento territorial municipio de Yopal-Casanare diagnóstico territorial. 2013.

²⁴ Secretaría de Planeación municipal. Plan básico de ordenamiento territorial municipio de Yopal-Casanare diagnóstico territorial. 2013.

²⁵ Secretaría de Planeación municipal. Plan básico de ordenamiento territorial municipio de Yopal-Casanare diagnóstico territorial. 2013.

Cuadro 1. Datos Históricos del tiempo en Yopal

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Temperatura media (°C)	26.9	27.7	28	26.9	26.4	25.1	25.2	25.2	25.6	26	26.3	26.4
Temperatura mín. (°C)	21.5	22.2	23.1	22.2	22	21	20.8	20.5	20.8	21.3	21.4	21.3
Temperatura máx. (°C)	32.4	33.3	33	31.6	30.8	29.2	29.6	30	30.4	30.7	31.2	31.6
Temperatura media (°F)	80.4	81.9	82.4	80.4	79.5	77.2	77.4	77.4	78.1	78.8	79.3	79.5
Temperatura mín. (°F)	70.7	72.0	73.6	72.0	71.6	69.8	69.4	68.9	69.4	70.3	70.5	70.3
Temperatura máx. (°F)	90.3	91.9	91.4	88.9	87.4	84.6	85.3	86.0	86.7	87.3	88.2	88.9
Precipitación (mm)	14	54	106	338	415	497	387	346	306	316	186	44

Fuente: Cartas Climatológicas- Medias mensuales, Subdirección de Meteorología del IDEAM. Encontrado en: <http://bart.ideam.gov.co/cliciu/yopal/yopal.htm>

En cuanto a la humedad relativa es media y se mantiene generalmente por encima del 80% en los meses lluviosos mientras en los meses secos se mantiene en 69%.²⁶

3.1.1.2 Clasificación Geomorfológica: La geomorfología del área de Casanare se remonta al periodo Plioceno, que se caracteriza por el proceso de erosión y plegamientos en la Cordillera Oriental, que generó desprendimiento y depositación del terreno y por consiguiente el origen a los diferentes paisajes de la región como se explicará a continuación según el I.G.A.C.²⁷

- **Paisaje de Montaña.** Es el resultado de una intensa actividad tectónica en los que se encuentran lomas, escarpes, cuevas y mesas. El paisaje hace parte de la cordillera oriental Andina, que está compuesta por arcillolitas, lutitas, lodolitas, areniscas y conglomerados. Representa el 7% del área total municipal, y se encuentran la mayoría las fuentes hídricas que abastecen a la ciudad, también se encuentran los ecosistemas que le dan equilibrio ecológico a la región.
- **Paisaje de piedemonte.** Encontrado al pie del sistema montañoso, es principalmente donde se depositan la mayor parte de los sedimentos gruesos que las corrientes hídricas arrastran de las montañas que dan origen a tipos de relieves llamados glaciares coluvial y de emplayamientos.

²⁶ Gustavo Castro García1 / Miguel Darío Sosa Rico2. Descripción de datos climatológicos para el periodo 2012-2015 en El Yopal (Casanare, Colombia). 27 de enero de 2016

²⁷ Secretaría de Planeación municipal. Plan básico de ordenamiento territorial municipio de Yopal- Casanare diagnóstico territorial. 2013.

- **Paisaje de lomerío.** Es el resultado de una erosión de gran magnitud que actuó en una superficie inicialmente plana y se levantó por efectos tectónicos, que generó una superficie cortada. Los principales tipos de relieve que existen en este paisaje son las mesa o altiplanicie, lomas (superficie de forma alargada y relieve quebrado) y Glacis (material de erosión de las mesas y lomas).
- **Paisaje de planicie Aluvial.** Son llamados también Llanos de Casanare o sabanas, es el sector que recibe los sedimentos finos de los ríos que ya perdieron su capacidad de carga y forman un terreno de poca profundidad. Está dividida en dos sectores, llanura con influencia eólica y planicie fluviodeltáica. Este paisaje es la mayor extensión en el municipio con un 62% del área de la región.
- **Paisaje de valle.** Son principalmente superficies angostas y alargadas, los tipos de relieve que se encuentran son abanico (superficie plana y ligeramente ondulada), terraza (superficie de acumulación de origen aluvial) y vegas (áreas de acumulación).²⁸

Según lo anterior el municipio de Yopal se divide en dos geoestructuras principales, el Cinturón Plegado y la Plataforma Continental con los siguientes paisajes:

- **Cinturón Plegado.** Tiene como provincia fisiográfica la Cordillera Oriental, y contiene 3 tipos de paisajes, Montaña estructural (escarpes, filas y vigas), Altiplanicie (mesas y lomas), y lomerío (lomas)
- **Plataforma Continental.** Contiene la Provincia Fisiográfica de Orinoquia, con unidad climática cálido/húmedo; Contiene 3 tipos paisajes, llanura aluvial de piedemonte (Glacis coluvial y de explayamiento), Planicie Aluvial (Fluviodeltáica y eólica) y Valle (abanico, Terraza y vegas)²⁹

3.1.1.3 Hidrografía. El municipio de Yopal cuenta con amplias redes hídricas que se encuentran principalmente en paisajes de montaña y pie de monte debido a la alta precipitación, también cuenta con dos principales cuencas de río que hacen parte del territorio municipal, estas cuencas conforman ecosistemas con gran

²⁸ Secretaría de Planeación municipal. Plan básico de ordenamiento territorial municipio de Yopal-Casanare diagnóstico territorial. 2013.

²⁹ Secretaría de Planeación municipal. Plan básico de ordenamiento territorial municipio de Yopal-Casanare diagnóstico territorial. 2013.

biodiversidad y abastece el recurso hídrico a la región y a gran parte de la Orinoquía.

En el **Cuadro 2.** se representa las Cuencas Río Charte y Río Cravo Sur con sus respectivas subcuencas.³⁰

Cuadro 2. Clasificación Hidrográfica del Municipio de Yopal

Cuenca	Microcuenca	Área (HA)
Cravo Sur	Cravo Sur	39244,60767
	Tocaria	9169,954332
	Payero	9573,318944
	La Tablona	2602,508173
	La Niata	24636,29573
	Aguaverde	42468,93981
	Caño seco	28431,57274
	Caño Canacabe Caño El Garcero	47216,27308 8189,087877
Charte	Charte-Aguablanca	4468,420656
	Charte-Usivar-Mojador	9405,412153
	Quebrada LA Aguazula	7353,185297
	Quebrada La Upamena	7627,749721

Fuente: Clasificación hidrográfica, Gobernación de Casanare, http://www.yopal-casanare.gov.co/apc-aa-files/38373637613335353231613733653633/DR4._CLASIFICACION_HIDROGRAFICA.pdf. Modificada por los autores.

La cuenca del río Cravo sur nace en la cordillera oriental en el Municipio de Monigua Boyacá, presenta una buena calidad del agua en general, no necesita mucho tratamiento para el consumo humano debido a que no arrastra muchos sedimentos de gran tamaño. LA segunda cuenca principal que es la perteneciente al Río Charte nace en el departamento de Boyacá el cerro de Comejoque y marca el límite entre Yopal y Aguazul.³¹

En la **Figura 15.** se puede apreciar el occidente del Departamento de Casanare, donde se encuentra el municipio de Yopal y Aguazul y los límites del municipio además de las cuencas de ríos que lo conforman, en el municipio de Yopal el río Charte y Cravo sur y en Aguazul el río Charte, río Unete y río Casanare.

³⁰ Secretaría de Planeación municipal. Plan básico de ordenamiento territorial municipio de Yopal- Casanare diagnóstico territorial. 2013.

³¹ Secretaría de Planeación municipal. Plan básico de ordenamiento territorial municipio de Yopal- Casanare diagnóstico territorial. 2013.

Figura 15. Hidrografía Municipios Aguazul y Yopal



Fuente: Hidrografía Casanare, encontrado en:
<http://vivecolombia.wikispaces.com/Hidrografia?showComments=1>

3.1.1.3 Flora y Fauna: En el Municipio de Yopal por su ubicación posee una gran riqueza de paisajes, suelos y condiciones climáticas que favorece la biodiversidad de la fauna y la flora en la región. La flora del Yopal se clasifica según los tipos de paisajes existentes mencionados en el numeral 3.1.1.2. La fauna se define según la Región de la Orinoquia y se caracteriza por tener como vegetación predominante la sabana, debido a su paisaje piedemonte presenta una gran riqueza de hábitat que aumenta el número de especies animales y vegetales silvestres.³²

En cuanto la formación de vegetales en el Municipio de Yopal se encuentran principalmente el bosque muy húmedo Montano bajo, el Bosque muy húmedo pre montano y el bosque húmedo tropical. Para las formaciones existen diversas especies representativas debido a su localización en el **Cuadro 3** se puede apreciar el tipo de vegetación de cada formación vegetal.³³

³² Secretaría de Planeación municipal. Plan básico de ordenamiento territorial municipio de Yopal- Casanare diagnóstico territorial. 2013.

³³ Secretaría de Planeación municipal. Plan básico de ordenamiento territorial municipio de Yopal- Casanare diagnóstico territorial. 2013.

Cuadro 3. Formaciones Vegetales del Municipio de Yopal

FORMACIÓN VEGETAL	SIGLA	A.S.N.M	PRECIPITA (m.m)	TEMPERA (°C)	VEGETACIÓN	LOCALIZACIÓN
Bosque muy húmedo montano Bajo	Bmh / Mb	2.000 – 4.0000	2.000 – 3.000	12- 18	Yarumo, Siete cueros, laurel, Chilco. Gaque, Carbonero,	Cúspides del municipio cerros Las Lagas y el retiro
Bosque muy húmedo pre-montano	bmh-PM	1.000-2000	2.000- 4.000	18-24	Palo cruz, Paja Guaratara, Corneto, Guamo, Cachicamo, Yarumo, Hiquerillo, _rbol loco, Cedro rosado, Cañafistol, Flor blanco, siete cueros, Samuro.	Corregimientos del Charte y el Morro en las Veredas limítrofes con el Departamento de Boyacá
Bosque húmedo tropical	Bh-T	0-1000	2.00-4.000	> 24	Yopo, Guacimo Flor amarillo, Yarumo, Dinde, Cañafistol, Saman, Guarataro, Nauno, Camoruco, Paja peluda, Rabo de Zorro, Nacedero, Chaparro, Palma Moriche, Palma real, Palma Cumare, Flor Blanco, Trompillo,	En el paisaje de pie de monte y de sabana, paisajes que corresponden al 95% del territorio del Municipio.

Fuente: “Inventario de la Cobertura y Formaciones Vegetales existentes”, Plan de Ordenamiento territorial Municipio de Yopal- Casanare. Diagnostico Territorial. Pg 259

3.1.1.4 Clasificación de suelos: Para la clasificación se tomó en cuenta el estudio de suelos del Agustin Codazzi para Yopal, que, mediante las características físicas, morfológicas y químicas junto con el análisis del clima, el relieve y condiciones socioeconómicas se caracterizaron las siguientes clases de suelo:

- Suelos de Clase IV Subclases: Se localiza en sectores de piedemonte, los valles de ríos Cravo Sur, Charte y Tocaría junto con algunos sectores de sabanas altas.
- Suelos de Clase V Subclase sh: Son de la mayor cobertura, ubicados en la parte baja del municipio, correspondiente a las sabanas orientales
- Suelos de Clase VI Subclase s1: Están ubicadas en el sur de la cabecera municipal
- Suelos de Clase VI Subclase sec: Se ubican en sectores de lomerío, lo que favorece la siembra de bosques.
- Suelos de Clase VII Subclase s1: Se localizan en los paisajes de piedemonte y valle.
- Suelos de Clase VII Subclase s2: Se ubican en paisajes de altiplanicie, lomerío, planicie y valle.
- Suelos de Clase VII Subclase se: Se localizan en el sistema montañoso, son tierras fuertemente quebradas.

- Suelos de Clase VII Subclase sec: Localizadas en paisajes de lomerío y altiplanicie
- Suelos de Clase VII Subclase sh: Está ubicado en los sectores de los valles que son susceptible a inundaciones.
- Suelos de Clase VIII: Son las tierras con mayor riesgo de deterioro por ser sometidas a algún tipo de explotación, con paisajes de altiplanicie, lomerío, valles y planicie aluvial.³⁴

3.1.2 Municipio de Aguazul: El municipio de Aguazul se encuentra en la región central de Casanare y hace parte de los 19 municipios que conforman el departamento. Está ubicado en el piedemonte de la cordillera oriental, tiene una extensión total de 1329,9 km².

El municipio limita al norte con el municipio de Boyacá Pajarito, al Este con el municipio de Yopal (Río Charte), al Oeste con el río Cusiana y al Sur con el municipio de Maní; Aguazul está conformado por 58 veredas en la parte rural (Altamira, Bella Vista, Cupiagua, Guadales, Puente Cusiana, Paraíso, Salitre, Valle verde, entre otros) y en la parte urbana en 15 barrios (Alcaraván, La espiga, Los Libertadores, San Carlos, Sevilla, Villa luz, entre otros).

A continuación, se describirán las líneas base física y biológica necesaria del municipio para realizar estudio del terreno.³⁵

3.1.2.1 Clima. La temperatura del área municipal tiene un promedio entre 20 y 28,9 grados centígrados; en el área urbana tiene temperatura promedio de 26 grados con variación reducida. El clima característico de la zona es el Clima perhúmedo (muy húmedo) y cálido tipo megatérmico, debido por la posición geográfica, el territorio presenta grandes gradientes de temperatura y de lluvias por la elevación de la cordillera oriental y a la formación de nubes provocadas por las corrientes húmedas del llano, dependiendo de la dependencia de agua según épocas de lluvias.³⁶

³⁴ Secretaría de Planeación municipal. Plan básico de ordenamiento territorial municipio de Yopal- Casanare diagnóstico territorial. 2013.

³⁵ Secretaria de Gobierno Municipal. Plan municipal de gestión del riesgo de desastres municipio de aguazul- Casanare. <http://repositorio.gestiondelriesgo.gov.co/bitstream/handle/20.500.11762/476/PMGRD%20Aguazul%202012.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.

³⁶ Secretaria de Gobierno Municipal. Plan municipal de gestión del riesgo de desastres municipio de aguazul- Casanare. <http://repositorio.gestiondelriesgo.gov.co/bitstream/handle/20.500.11762/476/PMGRD%20Aguazul%202012.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.

Cuadro 4. Tabla climática- Datos Históricos del tiempo en Aguazul

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Temperatura media (°C)	27.1	27.8	27.9	27	26.4	25.2	25.3	25.6	25.7	26.4	26.5	26.6
Temperatura mín. (°C)	21.4	22.1	22.8	22.3	22	21.2	21	21.1	21.2	21.7	21.7	21.3
Temperatura máx. (°C)	32.9	33.6	33.1	31.7	30.9	29.2	29.6	30.1	30.3	31.1	31.4	32
Temperatura media (°F)	80.8	82.0	82.2	80.6	79.5	77.4	77.5	78.1	78.3	79.5	79.7	79.9
Temperatura mín. (°F)	70.5	71.8	73.0	72.1	71.6	70.2	69.8	70.0	70.2	71.1	71.1	70.3
Temperatura máx. (°F)	91.2	92.5	91.6	89.1	87.6	84.6	85.3	86.2	86.5	88.0	88.5	89.6
Precipitación (mm)	5	59	73	388	376	687	361	293	268	305	155	38

Fuente: Cartas Climatológicas- Medias mensuales, Subdirección de Meteorología del IDEAM. Encontrado en: <https://es.climate-data.org/location/31685/>

En el **Cuadro 4** se puede observar los cambios de temperatura en rango bajo, medio y alto para cada uno de los meses del año con respecto a datos históricos.

La humedad relativa de la zona tiene un alcance máximo de 85% en los meses de junio, julio agosto y septiembre, ya que poseen periodos de lluvias máximos en el año³⁷

3.1.2.2 Geomorfología: El área municipal de Aguazul está conformada por tres grandes paisajes que son los de Montaña, Piedemonte y Sabanas. Que se pueden estudiar a partir de unidades geomorfológicas que son:

- **Unidad de Origen estructural.** Macizo estructural Plano estructural disectado, plano estructural denudado, frente estructural escarpado y frente estructural denudado.
- **Unidad de Origen Denudativo Estructural.** Colinas denudadas y colinas disectadas
- **Unidad de origen Fluvial Posglacial.** Terraza disectada, Terraza Posglacial Alta media y baja.

³⁷ Secretaria de Gobierno Municipal. Plan municipal de gestión del riesgo de desastres municipio de aguazul- Casanare. <http://repositorio.gestiondelriesgo.gov.co/bitstream/handle/20.500.11762/476/PMGRD%20Aguazul%202012.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.

- **Unidad de origen Fluvial.** Planicie Aluvial, Vega Baja Inundable, Planicie aluvial meándrica, abanico aluvial, terraza aluvial subcreciente, reciente y Cubeta aluvial.
- **Unidades de Origen Gravitacional.** Coluvión y Coluvios de Remoción.³⁸

En cuanto a los paisajes principales del municipio de Yopal, se encuentran:

- **Paisaje de Montaña.** Se refiere a los paisajes que tienen origen estructural fuertemente quebrados, es decir áridos en su forma, con suelos superficiales jóvenes.
- **Piedemonte.** Son de origen estructural denudativo es decir se originan por rodamientos del suelo, se caracterizan por ser colinas disectadas, suelen tener suelos de textura arcillosa. Los paisajes que se destacan son las lomas y colinas denudadas que tienen dos tipos de suelos (Profundo y superficial).
- **Sabana.** Tienen origen fluvial que se determinan por ser planicies aluviales, El tipo de suelo que predominan son los que contienen un drenaje pobre y bajo contenido de materia orgánica.³⁹

3.1.2.3 Hidrografía: El municipio de Aguazul está localizada en la cuenca del río Cusiana que se subdividen en las cuencas del río Unete y el río Charate, tal y como se ve en la figura #, de estos tres ríos la cuenca del Unete es la que cubre mayor parte del área municipal de Aguazul ya que recorre 39 de las 58 veredas del territorio.⁴⁰

El **Cuadro 5** se encuentran las quebradas correspondientes que nacen de las Cuencas y Subcuencas principales en el Municipio de Aguazul.

³⁸ Secretaria de Gobierno Municipal. Plan municipal de gestión del riesgo de desastres municipio de aguazul- Casanare. <http://repositorio.gestiondelriesgo.gov.co/bitstream/handle/20.500.11762/476/PMGRD%20Aguazul%202012.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.

³⁹ Secretaria de Gobierno Municipal. Plan municipal de gestión del riesgo de desastres municipio de aguazul- Casanare. <http://repositorio.gestiondelriesgo.gov.co/bitstream/handle/20.500.11762/476/PMGRD%20Aguazul%202012.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.

⁴⁰ Secretaria de Gobierno Municipal. Plan municipal de gestión del riesgo de desastres municipio de aguazul- Casanare. <http://repositorio.gestiondelriesgo.gov.co/bitstream/handle/20.500.11762/476/PMGRD%20Aguazul%202012.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.

Cuadro 5. Clasificación Hidrográfica Municipio Aguazul

Cuenca/ Subcuenca	Quebradas	Veredas
Cuenca Río Cusiana	Costa Grande La Honda Volcanera, Agua Clara, los Lirios Agua Blanca La barrosa, la Pedragosa	Guadalcanal San Benito Los lirios San Miguel de Farallones Upamena
	La cascada San Juan, Minquireña Chota, La palmicha y Cupiguera	Alto Cumaná y Cunamá San Benito Cupiagua
Subcuenca Río Unete	Curaná, Agua Blanca, Toyera y Carbonera Chicacá, la Sierpe, Zapatoza, Cunamá, Brisas, Chirineta y la Vegana.	El Triunfo Monterralo
	La Mohana	San Ignacia
	Agua Clara y Agua Blanca	Retiro Milagro
	La Cauchera, Arenosa Volcanera	Volcán blanco
Subcuenca Río Charte	La Miona, la Cunamá y San Ignacia	La Florida

Fuente: “Hidrología (Red de Drenaje)”, Subsistema Biofísico Aguazul, Esquema de Ordenamiento Territorial Aguazul 2003, pg 23-26

La Cuenca del río Cusiana nace en el Departamento de Boyacá en el páramo de Sarna, posee una extensión de 85km que rodea a el Municipio de Aguazul en su límite occidental, el área de captación que corresponde al 27% del área total del Municipio de Aguazul es de 394 km², la cuenca continúa su trayectoria por el Municipio de Maní en el límite inferior.

La Subcuenca del río Unete nace entre las quebradas Cascada, San Juan y Minquirá, recorre el territorio municipal de Aguazul con una extensión de 60km, desemboca en el río Cusiana en el territorio del Municipio de Maní. Y por último la Subcuenca del río Charte nace en la cordillera Oriental en el cerro de Comejoque, con una extensión de 163km de los cuales 60km rodea al municipio de Aguazul

por la parte nororiente, con un área de captación de drenaje de 323 km que corresponde al 22% del área municipal de Aguazul, desembocando en el río Cusiana por el municipio de Maní.⁴¹

3.1.2.3 Flora y Fauna. El municipio de Aguazul perteneciente a la Región de Orinoquía presenta gran variedad de ecosistemas de los paisajes que lo conforman. La flora y la fauna tienen de esta región una buena cobertura vegetal que proporciona al ecosistema los requerimientos vitales como agua, alimento y lugares para su reproducción, en cuanto a la fauna del municipio se encuentra escasa debido a la deforestación de la zona y por esto se desplaza a lugares más favorables para su existencia, entre los animales más característicos de la región encontramos a las Aves (colibríes, garza blanca, patos aguajita, águila negra entre otros), mamíferos (monos ardilla, ardillas, murciélagos, el venado entre otros), reptiles (güiros, tortugas galápago, babilla las iguanas entre otros) y los peces.

En cuanto a la cobertura vegetal en el territorio municipal de Aguazul se encuentran principalmente tres formaciones vegetales el Bosque muy húmedo premontano, el bosque húmedo tropical y bosques de vega, a continuación, se describirán brevemente cada tipo de formación.⁴²

- Bosque muy húmedo premontano. Limita con el bosque húmedo tropical del piedemonte llanero y está distribuida en las vertientes de la cordillera oriental, localizadas en alturas entre 0 y 1000 m.s.n.m posee una precipitación anual promedio de 2000 y 4000 mm con temperaturas entre 18 y 24 grados centígrados, se caracteriza por ser bosques altos y verdes que se utilizan para la ganadería. Las veredas pertenecientes a este bosque son retiro de milagros, cunamá, Alto cunamá, volcán blanco y el triunfo.⁴³
- Bosque húmedo tropical. Se localiza en alturas entre 0 y 1000 m.s.n.m, posee una precipitación promedio entre 2000 y 4000mm al igual que el bosque muy húmedo premontano, con temperaturas superiores a los 24 grados centígrados, los bosques que se encuentran son los de colina y se caracterizan

⁴¹ Secretaria de Gobierno Municipal. Plan municipal de gestión del riesgo de desastres municipio de aguazul- Casanare. <http://repositorio.gestiondelriesgo.gov.co/bitstream/handle/20.500.11762/476/PMGRD%20Aguazul%202012.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.

⁴² Secretaria de Gobierno Municipal. Plan municipal de gestión del riesgo de desastres municipio de aguazul- Casanare. <http://repositorio.gestiondelriesgo.gov.co/bitstream/handle/20.500.11762/476/PMGRD%20Aguazul%202012.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.

⁴³ Secretaria de Gobierno Municipal. Plan municipal de gestión del riesgo de desastres municipio de aguazul- Casanare. <http://repositorio.gestiondelriesgo.gov.co/bitstream/handle/20.500.11762/476/PMGRD%20Aguazul%202012.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.

por ser utilizados para actividades como agricultura y ganadería. En estos Bosques se identifican tres estratos el dominante, el suprimido y el herbáceo que se diferencian por el tipo de especie que habitan en ellos.⁴⁴

- Bosques de Vega. Están localizados en las terrazas cercanas a los ríos y se ven afectados por inundaciones, posee precipitaciones y temperaturas iguales a los anteriores mencionados.⁴⁵

⁴⁴ Secretaria de Gobierno Municipal. Plan municipal de gestión del riesgo de desastres municipio de aguazul- Casanare. <http://repositorio.gestiondelriesgo.gov.co/bitstream/handle/20.500.11762/476/PMGRD%20Aguazul%202012.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.

⁴⁵ Secretaria de Gobierno Municipal. Plan municipal de gestión del riesgo de desastres municipio de aguazul- Casanare. <http://repositorio.gestiondelriesgo.gov.co/bitstream/handle/20.500.11762/476/PMGRD%20Aguazul%202012.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.

4. SELECCIÓN DEL TRAZADO

Seleccionar el trazado definitivo de un gasoducto requiere de la identificación y evaluación de las características topográficas, ambientales, sociales, económicas y retos técnicos que están involucradas en el corredor de interés el cual se define entre los puntos de conexión planeados para el gasoducto, esto se realiza con el fin de mitigar en lo máximo posible el impacto sobre dicho corredor y cumplir con la normativa que regula este tipo de proyectos.

4.1 PUNTOS DE CONEXIÓN

Tanto para la definición del corredor de interés y la misma selección del trazado es de vital importancia definir el punto de origen y el destino de la ruta del gasoducto, para este proyecto se ha definido el punto de conexión de origen la tubería del gasoducto Cupiagua, y la conexión del punto de destino que es el City Gate de Yopal.

La conexión a la tubería del gasoducto Cupiagua se va a realizar mediante la ejecución de una técnica conocida como Tie-In, esta técnica consiste en la interconexión de una línea nueva en una línea ya existente, para ejecutar esta práctica se requiere del aseguramiento de la línea para poder realizar un completo drenaje de la tubería existente, posteriormente se realiza un corte en la tubería existente con el fin de fijar juntas en la tubería e instalar las nuevas piezas prefabricadas que permitirán la conexión de una nueva línea.

La conexión al City Gate de Yopal se realiza con el fin de regular la presión y supervisar los caudales del gas que llegan a la estación para así poder garantizar la distribución y entrega en condiciones óptimas de este recurso a los usuarios.

En la **Tabla 3** se muestra las coordenadas geográficas tanto del punto de Origen como del punto de destino del gasoducto Aguazul-Yopal.

Tabla 3. Coordenadas Puntos de Origen y Destino

Puntos		Coordenadas UTM (Zona 18 N)		Coordenadas Geográficas	
		X	Y	Latitud N	Longitud W
Origen	Tie-In Cupiagua	790746.00	589872.00	5°10'51.31"	72°33'57.58"
Destino	City Gate Yopal	769825.00	573180.00	5°19'51.63"	72°22'36.35"

4.1.1 Trabajo de campo. Para el reconocimiento de los puntos de conexión y del terreno donde pasará el nuevo gasoducto se realizó un registro fotográfico en la carretera vía Aguazul-Yopal, se tomó como punto de partida la conexión de la tubería del gasoducto Cupiagua-Aguazul y como punto final el City Gate de Yopal. Además de los puntos anteriormente mencionados, se realizó un registro de cada kilómetro de lo que será el tendido del gasoducto a realizar contando como kilómetro 0 el City Gate de Aguazul de la empresa TGI que se encuentra al frente del terreno donde se realizará el Tie-in o conexión a una tubería existente.

En la **Imagen 1.** se observa el City gate de TGI, seguido de la **Figura 16.** del terreno que contiene la tubería de gasoducto de Cusiana-Aguazul, obtenida de la herramienta Google Earth que muestra una imagen más clara del terreno.

Imagen 2. City Gate Aguazul



Figura 16. Zona Tie In



Fuente: Google Earth.

Luego de haber registrado el punto inicial del gasoducto, se realizó un registro de cada kilómetro en la zona lateral derecha de la carretera vía Aguazul, Yopal con el fin de definir el estado del terreno para realizar los trazados correspondientes. El registro cada kilómetro se puede encontrar en el **ANEXO B**.

Además del seguimiento de cada kilómetro de la carretera se registró fotográficamente cruces y avisos importantes que fueron de gran ayuda para realizar las alternativas de trazado del gasoducto. Adicional, registros desde kilómetros antes del km 0. Estas imágenes se encuentran adjuntas en el recorrido km a km del **ANEXO B**.

Como finalización del trabajo de campo fue imprescindible registrar el punto final de conexión del nuevo gasoducto, en la **imagen 3**. se observa el City Gate de Yopal, donde se espera conectar la mejor alternativa de gasoducto para transportar el Gas Natural de forma segura a toda la cabecera municipal de Yopal.

Imagen 3. City Gate Yopal



4.2 ALTERNATIVAS DE TRAZADO DEL GASODUCTO

Antes de seleccionar la alternativa definitiva de trazado del gasoducto, se requiere de la propuesta de por lo menos tres alternativas de trazado, esto se hace con el fin de identificar y evaluar en cada una de las alternativas propuestas una serie de ventajas y desventajas que ayudarán a fortalecer un criterio que finalmente será la base para tomar la selección definitiva de la alternativa de trazado más óptima y que menor impacto genere en la zona.

Las alternativas del trazado se realizarán en el programa Google Earth, empleando la herramienta “Ruta” la cual permite realizar un trazado punto a punto sobre el terreno, en cada una de las alternativas se tendrán en cuenta las características del terreno observadas en el recorrido de campo, la recopilación de datos topográficos realizada y las líneas bases ambientales estudiadas.

El criterio de evaluación para la selección de las alternativas de trazado se realizará empleando una matriz de selección, esta tendrá en cuenta variables de alto interés e impacto como lo son la longitud, la cantidad de cruces especiales, el impacto ambiental, impacto social y el valor de la adquisición de predios.

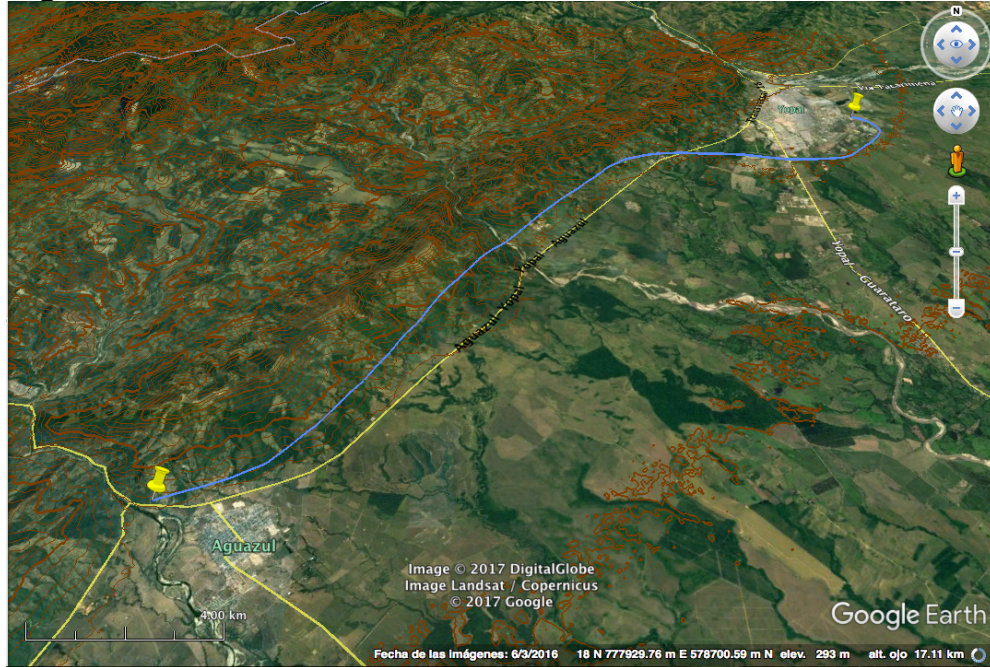
4.2.1 Alternativa 1. Esta alternativa se caracteriza por ser la única de las tres alternativas trazadas que en el que la mayoría de la ruta se realizó por el lado oeste de la carretera entre el municipio de Aguazul y Yopal, como se evidencia en las curvas de nivel y como se observó en el recorrido de campo, esta zona se caracteriza por ser el fin de la parte montañosa de la cordillera oriental y el inicio de la llanura, por tanto se puede ver que del lado oeste de la carretera encontramos un terreno escarpado y del lado este encontramos un terreno en su gran mayoría plano.

El trazado empieza su ruta en el Tie-In realizado en la tubería del gasoducto Cusiana-Aguazul, antes de realizar el cruce por la vía entre Aguazul y Yopal es necesario realizar cruces especiales para superar el cauce de los caños La Cruz, Cayagues*, Iguarema*, El Guineo, El Negro y el Zorro, además se requiere un cruce especial para superar el río Charte y otro para el cruce de la vía que lleva al municipio del Olvido; una vez realizado el cruce de la carretera entre Aguazul y Yopal se requiere realizar otros cruces especiales para los caños El Zorro, Tengua y Serna, además de dos cruces especiales adicionales para superar dos vías terciarias, finalmente se debe bordear el municipio de Yopal para llegar al City Gate que se encuentra al respaldo del aeropuerto.

A pesar de que esta alternativa se encuentra por una zona escarpada, el trazado se realizó intentado en lo posible mantenerse entre las curvas de nivel representativas de los 400 y 500 m.

Esta alternativa tiene una longitud aproximada de 30,4 km y se estima que dentro del trazado son necesarios realizar 16 cruces especiales, dicho trazado se muestra en la **Figura 17**.

Figura 17. Alternativa 1



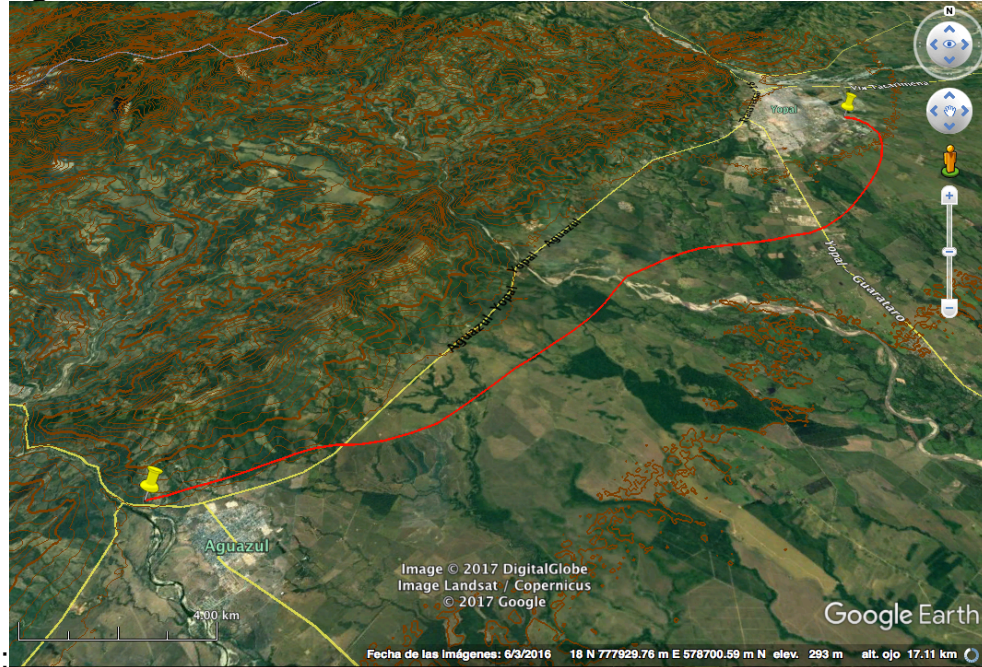
Fuente: Google Earth.

4.2.2 Alternativa 2. El trazado de esta alternativa busca cruzar la carretera entre Aguazul y Yopal dentro de los primeros kilómetros para así lograr evitar el terreno escarpado que se encuentra del lado oeste de la carretera, una vez realizado dicho cruce el trazado se mantiene en un terreno en su gran mayoría plano.

El trazado empieza su ruta en el Tie-In realizado en la tubería del gasoducto Cusiana-Aguazul, justo antes de realizar el cruce en la carretera entre Aguazul y Yopal es necesario realizar los cruces especiales sobre los caños La Cruz, Cayagues, luego de realizado el cruce de la carretera se deben realizar los cruces para los caños El Guineo, El Zorro y Sena, además del cruce Charte para el cual se trazó la ruta por una sección angosta del río, adicionalmente se deben realizar cruces especiales para superar dos vías terciarias, finalmente se debe bordear el municipio de Yopal para llegar al City Gate que se encuentra al respaldo del aeropuerto.

Esta alternativa tiene una longitud aproximada de 29,9 km y se estima que dentro del trazado son necesarios realizar nueve cruces especiales, dicho trazado se muestra en la **Figura 18**.

Figura 18. Alternativa 2



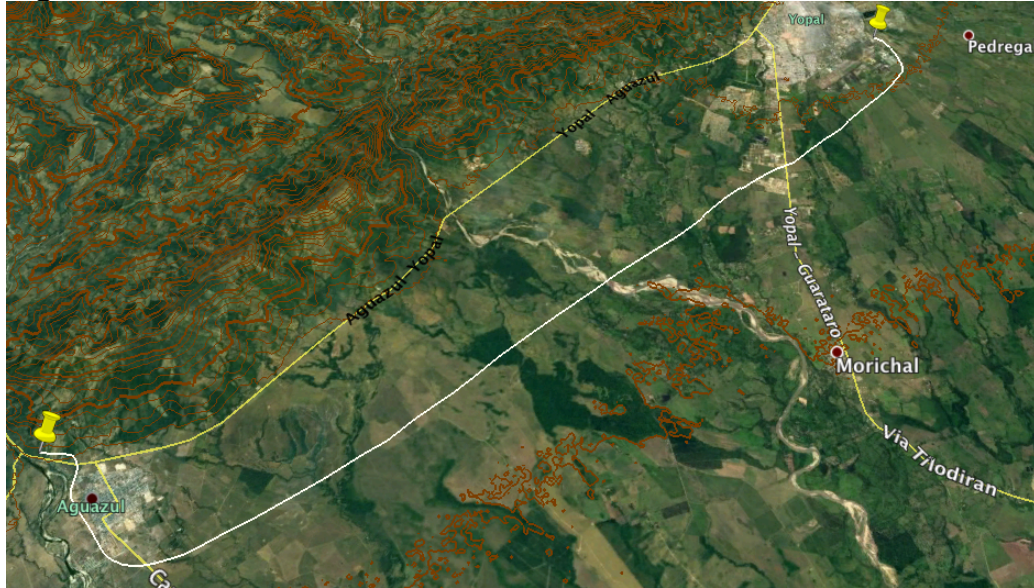
Fuente: Google Earth.

4.2.3 Alternativa 3. Esta tercera y última alternativa tiene un trazado que al igual que la segunda alternativa busca realizar el cruce de la carretera Aguazul-Yopal de manera temprana, pero en esta alternativa se realiza el cruce de manera inmediata, el cruce de la carretera se realiza justo antes del municipio de Aguazul obligando a que el trazado tenga que bordear dicho municipio para luego tener una ruta casi completamente recta hasta el recorrido de llegada al City Gate de Yopal.

El trazado empieza su ruta en el Tie-In realizado en la tubería del gasoducto Cusiana-Aguazul, el primer cruce especial que se debe realizar en el de la carretera entre Aguazul y Yopal, posteriormente se debe realizar el cruce de dos vías terciarias, luego se deben realizar los correspondientes cruces especiales para los caños Iguarema, Lechemier, el Guineo, el Zorro y el Sena, se le debe además agregar los cruces necesarios para el río Charte y dos vías terciarias, finalmente se debe bordear el municipio de Yopal para llegar al City Gate que se encuentra al respaldo del aeropuerto.

Esta alternativa tiene una longitud aproximada de 32,1 km y se estima que dentro del trazado son necesarios realizar 13 cruces especiales. dicho trazado se muestra en la **Figura 19**.

Figura 19. Alternativa 3



Fuente: Google Earth.

4.3 SELECCIÓN FINAL DE ALTERNATIVA

Una vez definidos los puntos de conexión en el origen y en el destino, las tres posibles alternativas del trazado del gasoducto Aguazul-Yopal considerando sus ventajas, desventajas, factores técnicos y teniendo en cuenta la información obtenida en los estudios de las líneas bases ambientales y datos topográficos, a continuación, se realizará la selección de la mejor alternativa del trazado mediante el uso de una matriz de selección, no sin antes hacer una revisión general de los trazados.

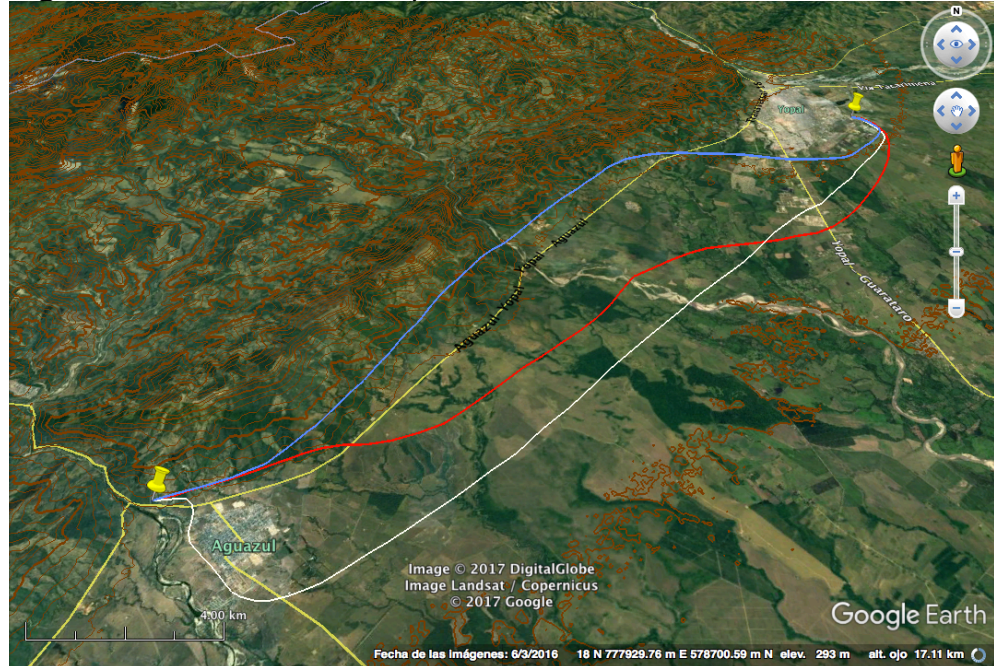
4.3.1 Revisión Generalidades de las Alternativas. Cuando se realiza el examen de las tres posibles alternativas para el trazado de la ruta del gasoducto Aguazul-Yopal, se hace evidente que existen tres cruces especiales que son obligatorios realizar, el primero es la carretera entre Aguazul y Yopal, el segundo corresponde al río Charte y tercero el que se necesita realizar para lograr atravesar una vía terciaria la cual corresponde a la vía que lleva desde Yopal al municipio de Tilodiran.

Una de las principales características que se pudieron definir claramente fue la limitación que se evidencia en la carretera entre Aguazul y Yopal, la cual es punto de referencia para diferenciar entre la zona escarpada y montañosa del lado oeste y la zona plana correspondiente a la llanura del lado este.

Como se hace visible en los trazados el punto de conexión en el City Gate de Yopal es una locación de difícil acceso ya que para acceder a él viniendo de

Aguazul es necesario bordear el municipio de Yopal, además se encuentra al respaldo del aeropuerto lo que implica que realizar obras en esta zona requiere de un alto nivel de logística y seguridad, las comparaciones de las tres alternativas se muestran en la **Figura 20**.

Figura 20. Alternativas Comparadas



Fuente: Google Earth.

4.3.2 Matriz de Selección. “Una matriz de selección, también conocida como una matriz de priorización, es una técnica de clasificación jerárquica para evaluar proyectos potenciales, problemas, alternativas o soluciones propuestas basadas en un criterio específico o dimensiones de calidad.”⁴⁶

Para la matriz de selección (**Tabla 4.**) requerida para la selección de la mejor de las tres alternativas de trazado se van a tener en cuenta seis criterios, los cuales se evaluarán de manera cuantitativa, dichos criterios son: Cruces Especiales, Longitud, Impacto Ambiental, Impacto Urbano, Dificultad Técnica y Adquisición de Predios.

La evaluación cuantitativa se realiza en una escala de 1 a 3, siendo 1 la menor calificación es decir, la alternativa menos viable y 3 la mejor calificación indicando que es la opción más viable; la evaluación se realiza ordenando las tres

⁴⁶ Cecelia McCain. Una Herramienta de Mucha Ayuda Utilice una matriz de selección para elegir los proyectos, evaluar soluciones. <http://asq.org/quality-progress/2011/06/back-to-basics/volviendo-a-los-fundamentos-una-herramienta-de-mucha-ayuda.html>

alternativas en una tabla junto a los parámetros a calificar según, junto con el criterio de la más viable a la menos viable, esto significa que según el criterio evaluado por su alta o baja calificación la alternativa que sea más viable para satisfacer dicho criterio será calificada con 3 (Verde), la siguiente alternativa será calificada con 2 (Amarillo) y la alternativa que sea menos viable para satisfacer el criterio será calificada con 1 (Rojo).

Al realizar la evaluación de la totalidad de los criterios se sumarán las seis calificaciones obtenidas por cada alternativa y finalmente la alternativa que mejor puntaje obtenga será considerada y a la misma vez seleccionada como la alternativa de trazado más viable y óptima para el proyecto.

Tabla 4. Matriz Selección

	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
Cruces Especiales	1	3	2
Longitud	2	3	1
Impacto Ambiental	1	2	3
Impacto Urbano	3	2	1
Dificultad Técnica	1	2	3
Adquisición Predios	3	2	1
Total	11	14	11

Tras la realización de la evaluación para la selección del mejor trazado de la ruta del gasoducto entre el municipio de Aguazul y Yopal mediante la matriz de selección se determinó que la mejor de las alternativas es la número dos, ya que obtuvo una calificación de 14, esta calificación supera la calificación de 11 obtenida por las otras dos alternativas, por lo tanto, la segunda alternativa se va considerar como el trazado final y definitivo para el desarrollo del proyecto.

5. CÁLCULOS DE LA INGENIERÍA DE DISEÑO

En este capítulo se realiza una descripción detallada de los cálculos, ecuaciones y cifras que serán utilizadas para las corridas hidráulicas, con el fin de validar la capacidad que deberá tener el gasoducto Aguazul-Yopal. En primera instancia se determinará la capacidad de transporte en Yopal seguido de la descripción de las ecuaciones más utilizadas para calcular el caudal de diseño, con sus respectivos cálculos de caídas de presión y diámetro, adicional se hará una breve descripción de la tubería con el fin de que el ducto sea el más óptimo para transportar la capacidad calculada hacia Yopal, validada por una herramienta especializada para las corridas hidráulicas con la asesoría de la empresa Delvasto & Echeverría.

5.1 DEFINICIÓN DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE DEL GASODUCTO AGUAZUL-YOPAL

La capacidad de transporte se define como la capacidad máxima de transporte diario de un gasoducto⁴⁷, esto, a su vez va ligado con la vida útil del mismo debido a que el gasoducto debe tener la capacidad de soportar el flujo necesario para abastecer el municipio de Yopal por la cantidad de tiempo en el cual vaya a operar. Para este proyecto la vida útil se fijó a 20 años contando desde 2018 puesto que es la vida útil estipulada por la Resolución No. 028 por la CREG⁴⁸. A causa de que las cifras necesarias para el cálculo están a 20 años fue necesario realizar proyecciones con informes de consumo anual en Yopal publicadas por la empresa Promigas junto con el balance de gas natural de la UPME 2016-2025, que se explicarán detalladamente a continuación.

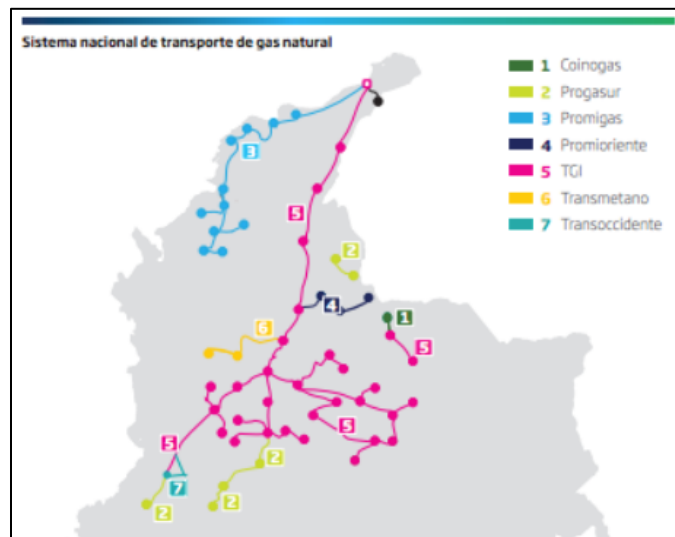
En primera instancia se realizará una descripción de los datos obtenidos por el informe del sector gas natural elaborados por la empresa Promigas, para esto es necesario aclarar que las cifras pertenecientes a este informe están publicadas por gas transportado por empresa en Colombia.

Colombia cuenta actualmente con siete empresas principales que transportan Gas natural hacia los municipios del país, como se puede apreciar en la **Figura 21**. La empresa con mayor cantidad de líneas de distribución por kilómetros es la empresa TGI (Rosado) seguida de la empresa Promigas (azul), mientras que la empresa Coinogas (verde oscuro) es la que menos kilómetros recorre, debido a que solo maneja un gasoducto que va desde Floreña hasta Yopal.

⁴⁷ TGI. Boletín Electrónico de Operaciones. Capacidad de Transporte.<http://beo.tgi.com.co/index.php/remitentes/capacidad-de-transporte>

⁴⁸ CREG. Resolución No.028. <http://apolo.creg.gov.co/PUBLICAC.NSF/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1999-CREG028-99?OpenDocument>. 02 Julio 1999.

Figura 21. Sistema nacional de Transporte de Gas Natural



Fuente: informe del sector gas natural 2017 con cifras 2016 XVII Edición

Además del Gasoducto Floreña Yopal existe otro gasoducto hacia este municipio que actualmente no está en funcionamiento, el cual comprende desde el poblado Morichal hasta el municipio de Yopal elaborado por la Empresa TGI, por consiguiente, los datos que serán extraídos del informe de Promigas serán solo y únicamente de la empresa Coinogas que actualmente es la única empresa de transporte que suministra gas natural al municipio de Yopal.

A causa de que las cifras que se obtendrán de gas transportado del informe de Promigas serán de la empresa Coinogas, es correcto afirmar que serán las mismas cifras que el nuevo Gasoducto Aguazul – Yopal necesitará transportar para cubrir las necesidades en el municipio, como gasoducto principal o como gasoducto de respaldo. En la **Figura 22.** se observa el gas transportado en Mpcd del año 2017 con cifras del 2016.⁴⁹

⁴⁹ Promigas. Informe del sector gas natural Colombia 2017. 2016. <http://www.promigas.com/Es/Noticias/Documents/Informe-Sector-Gas/Informe%20del%20Sector%20Gas%20Natural%20Colombia%202017.pdf>.

Figura 22. Gas transportado por empresa en Colombia

GAS TRANSPORTADO - Mpcd							
Empresa	2012	2013	2014	2015	2016	TACC 2012-2016	Variación 2015-2016
Interior del país	550	596	660	701	670	5%	(3%)
Coinogas	3	5	5	5	6	16%	14%
Progasur	17	17	19	19	20	4%	4%
Promioriente	34	28	51	52	58	14%	12%
TGI	422	454	494	523	500	4%	(4%)
Transmetano	45	46	49	51	50	3%	(1%)
Transoccidente	36	47	50	50	43	5%	(14%)
Costa Caribe - Promigas	322	390	368	331	339	1%	2%
Total	000	907	1.036	1.032	1.017	4%	(1%)

Fuente: informe del sector gas natural 2017 con cifras 2016 XVII Edición

Con el fin de obtener los datos adquiridos de gas transportado por la empresa Coinogas fue necesario realizar un histórico del transporte de gas en Mpcd de los informes anuales publicados en la página de la empresa Promigas desde el año 2010 al 2016 que se encuentran en el **ANEXO C**, con el objetivo de corroborar los datos adquiridos en cada informe; en la **Tabla 5**. Se aprecia la cantidad de gas transportado por la empresa Coinogas en los últimos seis años.

Tabla 5. Histórico de Gas transportado por la empresa Coinogas.

Año	Gas Transportado Mpcd
2010	3
2011	3
2012	3
2013	5
2014	5
2015	5
2016	6

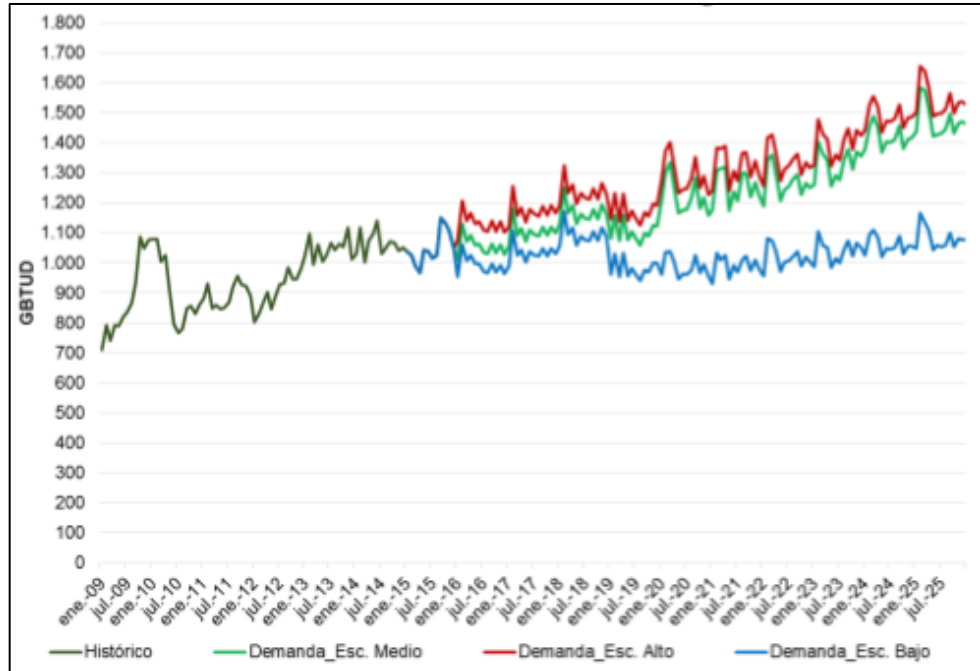
Fuente: informe del sector gas natural 2010-2017 con cifras del 2016. Modificado por los autores

Como segunda instancia, para realizar la proyección a 20 años, es imprescindible tener un porcentaje de incremento anual, el cual no se pudo deducir del histórico de los informes de Promigas, por esta razón fue necesario utilizar el informe de la UPME del balance de gas natural en Colombia 2025⁵⁰, ver **Figura 23.**, estos

⁵⁰ Unidad de Planeación Minero Energética, UPME. Balance de gas natural en Colombia 2016-2025.2016. http://www.upme.gov.co/SeccionHidrocarburos_sp/Publicaciones/2016/Balance_Gas_Natural_2016_2025.pdf.

escenarios de demanda de consumo nacional de gas natural arrojan un aproximado anual desde el año 2016 al año 2025 de lo que se espera sea incremento de demanda de gas natural en Colombia; Por efectos de precisión se utilizaron los datos de enero de cada año con la demanda en un escenario medio.

Figura 23. Proyección de la Demanda de Gas Natural en Colombia.



Fuente: Balance de gas natural de Colombia 2016-2015, UPME con base en datos de Concentra, Ecopetrol y DANE, 2015, pg 30.

Según los datos que se pueden obtener de la **Figura 23.** se procede a realizar una tabla con datos de cada año, la demanda en GBTU y el porcentaje de incremento de dicho consumo desde el año 2016 hasta el año 2025, el porcentaje fue realizado en la herramienta Excel, con la fórmula básica de diferencia, es decir $((\text{Mayor} - \text{Menor}) / \text{Mayor}) \times 100$. El resultado se aprecia en la **Tabla 6.**

Tabla 6. Porcentaje de Incremento Anual de la Demanda Nacional de Gas Natural según la Proyección de la UPME hasta 2025.

Año	GBTU	% incremento anual
2016	1050	
2017	1050	0
2018	1100	4,545454545
2019	1130	2,654867257
2020	1140	0,877192982
2021	1180	3,389830508
2022	1200	1,666666667
2023	1240	3,225806452
2024	1380	10,14492754
2025	1400	1,428571429

Fuente: Balance de gas natural de Colombia 2016-2015, UPME con base en datos de Concentra, Ecopetrol y DANE,2015, pg 30. Modificado por los autores

Teniendo en cuenta que la proyección se debe realizar para la vida útil del gasoducto, que son 20 años contando desde el 2018, es decir hasta 2038, se procede a proyectar las tres columnas anteriores haciendo una proyección básica en la herramienta Excel hasta el 2038, para obtener el promedio del incremento de todos los años. El resultado se observa en la **Tabla 7**.

Tabla 7. Porcentaje Promedio del Incremento Anual de la Demanda Nacional de Gas Natural Según la Proyección Hasta 2038.

Año	GTBU	% incremento anual
2016	1050	
2017	1050	0
2018	1100	4,545454545
2019	1130	2,654867257
2020	1140	0,877192982
2021	1180	3,389830508
2022	1200	1,666666667
2023	1240	3,225806452
2024	1380	10,14492754
2025	1400	1,428571429
2026	1401	0,047596383
2027	1440	2,698720108
2028	1478	2,627803058
2029	1517	2,560517696
2030	1556	2,496592016
2031	1595	2,435780514
2032	1634	2,377861038
2033	1673	2,322632075
2034	1711	2,269910408
2035	1750	2,219529086
2036	1789	2,171335659
2037	1828	2,125190637
2038	1867	2,08096614
Porcentaje Promedio:		2,684178676

Fuente: Balance de gas natural de Colombia 2016-2015, UPME con base en datos de Concentra, Ecopetrol y DANE,2015, pg 30. Modificado por los autores

Teniendo el porcentaje promedio del incremento de la proyección del consumo nacional de gas natural, que es de 2,6842 %, se utiliza este dato para realizar la proyección de la tabla 5 para tener el dato exacto en Mpcd de gas transportado al año 2018. Para esto se utiliza el último dato obtenido por los informes de Promigas, es decir 6 Mpcd para el año 2016, y a ese número lo multiplico por 1,026842 para que arroje el porcentaje de aumento en el año 2017, ya teniendo el dato (ver **Tabla 8**) se arrastra para realizar la proyección con el porcentaje obtenido en todos los años hasta el 2038.

Tabla 8. Estimación del Gas Natural Transportado hacia Yopal hasta 2038 según el porcentaje de incremento anual promedio.

Año	Gas Transportado Mpcd
2010	3
2011	3
2012	3
2013	5
2014	5
2015	5
2016	6
2017	6,16
2018	6,33
2019	6,51
2020	6,69
2021	6,87
2022	7,06
2023	7,25
2024	7,45
2025	7,65
2026	7,86
2027	8,08
2028	8,30
2029	8,53
2030	8,76
2031	9,00
2032	9,25
2033	9,50
2034	9,76
2035	10,03
2036	10,30
2037	10,58
2038	10,87

Fuente: Balance de gas natural de Colombia 2016-2015, UPME con base en datos de Concentra, Ecopetrol y DANE,2015, pg 30. Modificado por los autores

Como resultado de las proyecciones realizadas en Excel demostradas en las tablas anteriores, se deduce que para el 2038 la capacidad máxima de transporte que debe soportar el gasoducto Aguazul- Yopal es de 10,87 Mpcd, para suplir las necesidades del gas natural en el municipio de Yopal.

5.2 CÁLCULOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE LA TUBERÍA

Para realizar un diseño de tubería y definir el volumen a transportar es necesario conocer las ecuaciones que permitan deducir matemáticamente el flujo de gas, a continuación, se mencionarán las ecuaciones más utilizadas.

5.2.1 Ecuación de Weymouth. Esta ecuación fue planteada por Thomas R. Weymouth que en principio desarrollo la ecuación para calcular un diámetro razonable requerido en una tubería, sin embargo, se utiliza para calcular el flujo de gas requerido. La **Ecuación 1** es utilizada para presiones altas, diámetros grandes y altos flujos de gas, en condiciones de flujo turbulento.⁵¹

Ecuación 1. Weymouth

$$Q = K D^{2.667} \left(\frac{T_b}{P_b} \right) \left(\frac{P_1^2 - P_2^2}{GT_f L_e Z} \right)^{0.5} E$$

Fuente: Cálculo de Tubería y Redes de gas, Macías J.Martínez, Ingenieros Consultores y Asociados, C.A, MENON, E. Sashi. Gas Pipeline Hydraulics. Edit. Taylor & Francis Group. 2005.

Donde:

K= constante cuyos valores varían dependiendo del sistema de medición, (USCS=433.5, SI=3.7435x10⁻³)

Q= caudal de flujo, (ft³/day, m³/day)

E= eficiencia de la tubería, (psia, kPa)

D= diámetro interno de la tubería, pulg

L= longitud equivalente, (mi, km)

T_b= temperatura base, °R

P_b=presión base, (psia, kPa)

G= gravedad del gas

Z= factor de compresibilidad del gas, (adi)

T_f= temperatura de flujo de gas promedio, (°R, K)

P₁= presión aguas arriba, (psia, kPa)

P₂= presión Aguas abajo, (psia, kPa)

⁵¹ Macías J.Martínez. Cálculo de Tubería y Redes de gas. Ingenieros Consultores y Asociados, C.A, MENON, E. Sashi. Gas Pipeline Hydraulics. Edit. Taylor & Francis Group. 2005.

5.2.2 Ecuación de Panhandle. Es una versión mejorada en la ecuación de Weymouth (**Ecuación 2**), tiene la mayor aplicación en la industria del gas debido a su mayor eficiencia con datos reales de flujo de gas, se utiliza en redes de recolección y gasoductos con presiones altas y diámetros grandes en medio de flujo parcialmente turbulento.⁵²

Ecuación 2. Panhandle

$$Q = K D^{2.6182} \left(\frac{T_b}{P_b} \right)^{1.02} \left(\frac{P_1^2 - P_2^2}{G^{0.8539} T_f L_e Z} \right)^{0.5394} E$$

Fuente: Cálculo de Tubería y Redes de gas, Macías J.Martínez, Ingenieros Consultores y Asociados, C.A, MENON, E. Sashi. Gas Pipeline Hydraulics. Edit. Taylor & Francis Group. 2005.

Donde:

K= Constante cuyos valores varían dependiendo del sistema de medición, (USCS=435.87, SI=4.5965x10⁻³)

Q= Caudal de flujo, (ft³/day, m³/day)

E= Eficiencia de la tubería, (psia, kPa)

D=Diámetro interno de la tubería, pulg

L= longitud equivalente, (mi, km)

T_b= Temperatura base, °R

P_b=Presión base, (psia, kPa)

G= gravedad del gas

Z= Factor de compresibilidad del gas

T_f= Temperatura de flujo de gas promedio, (°R, K)

P₁= Presión aguas arriba, (psia, kPa)

P₂= Presión Aguas abajo, (psia, kPa).

5.2.3 Ecuación de Panhandle Modificada. Como su nombre lo dice es la modificación de la **Ecuación 3**. debido a que maneja un flujo totalmente turbulento, por esto tiene más eficiencia en tuberías con altos valores de números de Reynolds y de grandes diámetros.⁵³

⁵² Macías J.Martínez. Cálculo de Tubería y Redes de gas. Ingenieros Consultores y Asociados, C.A, MENON, E. Sashi. Gas Pipeline Hydraulics. Edit. Taylor & Francis Group. 2005.

⁵³ Macías J.Martínez. Cálculo de Tubería y Redes de gas. Ingenieros Consultores y Asociados, C.A, MENON, E. Sashi. Gas Pipeline Hydraulics. Edit. Taylor & Francis Group. 2005.

Ecuación 3. Panhandle Modificada

$$Q = K D^{2.53} \left(\frac{T_b}{P_b} \right)^{1.02} \left(\frac{P_1^2 - P_2^2}{G^{0.961} T_f L_e Z} \right)^{0.51} E$$

Fuente: Cálculo de Tubería y Redes de gas, Macías J.Martínez, Ingenieros Consultores y Asociados, C.A, MENON, E. Sashi. Gas Pipeline Hydraulics. Edit. Taylor & Francis Group. 2005.

Donde:

K= Constante cuyos valores varían dependiendo del sistema de medición, (USCS=737, SI=1.002x10⁻²)

Q= Caudal de flujo, (ft³/day, m³/day)

E= Eficiencia de la tubería, (psia, kPa)

D=Diámetro interno de la tubería, pulg

L= longitud equivalente, (mi, km)

T_b= Temperatura base, °R

P_b=Presión base, (psia, kPa)

G= gravedad del gas

Z= Factor de compresibilidad del gas

T_f= Temperatura de flujo de gas promedio, (°R, K)

P₁= Presión aguas arriba, (psia, kPa)

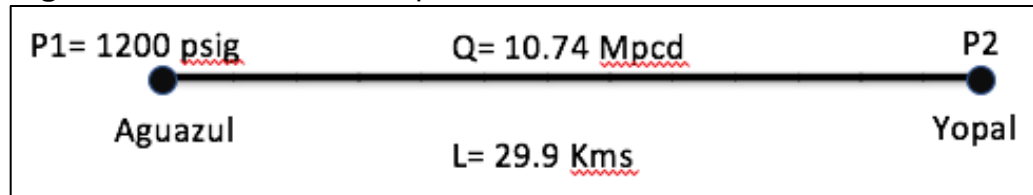
P₂= Presión Aguas abajo, (psia, kPa)

Para el cálculo del caudal de diseño se determinó que la Ecuación de Weymouth es la más aproximada para las condiciones de flujo previstas para el gasoducto Aguazul-Yopal, por lo tanto, es la ecuación que se usará para los cálculos hidráulicos.

5.3 DETERMINACIÓN DE MÁXIMO ΔP ADMISIBLE PARA EL GASODUCTO

Para definir el máximo ΔP se necesitan los valores anteriormente calculados, como la longitud del trazado del gasoducto, el caudal definido por la capacidad máxima de transporte en el año de 2038 y la presión inicial, que es la presión de la tubería Cusiana-Aguazul donde se realizará el Tie-in del nuevo gasoducto que es un dato establecido de 1200 psig. En la **Figura 24**. se muestran las cifras que ya están establecidas o calculadas.

Figura 24. Cifras existentes para cálculo de ΔP Admisible



El criterio para determinar la máxima pérdida de presión del gasoducto es que el ΔP esté en un rango entre 15 y 30 kpa/Km.⁵⁴

Para la tubería entre Aguazul y Yopal el cálculo del ΔP referido al criterio antes señalado muestra la siguiente cifra:

- Longitud del ducto: 29.9 Km
- $\Delta P/Km$: Entre 15 y 30 Kpa

Tomando los valores anteriores se realiza una multiplicación simple entre la longitud del ducto y el delta de presión en función de Km, de la siguiente manera:

(29.9 Km x 15 Kpa) y (29.9 Km x 30 Kpa)

La solución de la multiplicación, es decir el ΔP admisible, sería: 448.5 y 897 Kpa (65.04 y 130.08 Psi).

5.4 CÁLCULOS HIDRÁULICOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL DIÁMETRO DEL GASODUCTO.

Para realizar los cálculos hidráulicos se utilizó una hoja electrónica de la ecuación de Weymouth que fue proporcionada por la Empresa Delvasto y Echeverría, con el fin de determinar el diámetro óptimo para el gasoducto.

Para realizar los cálculos en la hoja electrónica fue necesario convertir las cifras existentes que se tienen de las condiciones del gasoducto como el caudal, la longitud y la presión inicial a unidades del sistema inglés, debido a que la ecuación de Weymouth en la herramienta esta formulado en unidades del sistema inglés. En la **Tabla 9**. se muestran las conversiones realizadas.

⁵⁴ Jason L.Szabo,M. Alan Murray,Ph.d. Ben Asante, M.Sc. "Gas pipeline Design and distribution Networks". Optimum pressure Drop. April 13-25.1998

Tabla 9. Conversión a Unidades del SI.

	Cifras Obtenidas	Sistema Inglés
Presión	1200 psig	1214,7 psia
Longitud	29,9 km	98097,11 ft
Caudal	10,74 Mpcd	447,5 Mpch

Luego de tener las condiciones del gasoducto en sistema inglés, se definen los parámetros de diseño que ya están establecidos:

- Temperatura base (T_b)= 492 °R
- Presión base (P_b)= 14.73 psig
- Gravedad Especifica (G)= 0.65
- Temperatura de flujo (T_f)= 520 °R

Para llevar a cabo la corrida hidráulica se introduce en la hoja electrónica los datos de condición del gasoducto en unidades del sistema inglés, seguido de esto se realiza un procedimiento iterativo en el diámetro, empezando desde una pulgada hasta que en la casilla de Presión 2 (psia) aparezca una cifra; las condiciones obtenidas para la realización del gasoducto Aguazul- Yopal no se puede realizar con diámetros menores de cinco pulgadas debido a que la caída de presión es tan alta que no registra presión final. Como se aprecia en la **Figura 25**. en la columna A el diámetro que registró presión fue de seis pulgadas.

Figura 25. Hoja Electrónica de Cálculos Hidráulicos

GASODUCTO AGUAZUL-YOPAL ECUACION DE THOMAS R. WEYMOUTH					
$T_b = 492 \text{ }^\circ\text{R}$ $P_b = 14.73 \text{ psig}$ $G = 0.65$ $T_r = 520 \text{ }^\circ\text{R}$					
A	P2 (PSIA)	P1 (PSIA)	L (Ft)	Q (MPCH)	D"
	1.105,41	1214,7	98097,11	447,5	6
B	P2 (PSIA)	P1 (PSIA)	L (Ft)	Q (MPCH)	D"
	1.105,41	1214,7	98097,11	447,5	6,00
C	P2 (PSIA)	P1 (PSIA)	L (Ft)	Q (MPCH)	D"
	1.105,41	1214,7	98097,11	448,68	6,00

Fuente: Hoja electrónica formulada con la ecuación de Weymouth en unidades de sistema ingles proporcionado por la empresa Delvasto & Echevería.

Las filas B y C se utilizan para corroborar la información obtenida en la primera fila, para esto se introduce la información de la fila A y se revisan los resultados sombreados en gris, que para la fila B es el diámetro y para la fila C es el caudal, éstos deben ser igual o con un porcentaje de error mínimo para tomarlos como cifras acertadas.

Para comprobar que la presión que arrojó la hoja electrónica (1.105,41 psia) está dentro del rango de presión admitida, se utiliza el ΔP máximo admisible, 130.08 Psi, ésta cifra se le resta a la presión máxima de la tubería de entrada, es decir 1214.7 psi de la siguiente manera.

Ecuación 4. Rango de Presión Admisible de Llegada

$$\boxed{1214.7 \text{ psi} - 130.08 \text{ psi} = 1084.62 \text{ psia}}$$

Como la presión arrojada por la hoja electrónica está por encima del resultado obtenido en la **Ecuación 4**, se considera que es una presión acertada admisible de llegada del gasoducto Aguazul –Yopal.

5.5 SELECCIÓN DE TUBERÍA

La selección de la tubería requerida para la construcción de un gasoducto o cualquier otro proyecto que requiera de líneas de flujo está ligada fundamentalmente a tres factores, el factor físico que se refiere al diámetro y la longitud, el factor geológico que tiene en cuenta componentes como lo son la altitud y la modalidad en la que se realizará el tendido de la línea, y por último el factor operativo que aprecia las propiedades del fluido a transportar. Además de los tres factores se debe tener en cuenta la normativa utilizada para el diseño, ya que están ligadas a especificaciones detalladas de presión, temperatura, tolerancias que son factores importantes a la hora de escoger la tubería adecuada para un proyecto.

En Colombia la selección de tuberías usualmente está referida a la ANSI/ASME, que corresponden a American National Standards Institute y American Society of Mechanical Engineers son organismos reconocidos que supervisan el desarrollo de normas para productos y procedimientos con el fin de permitir a los usuarios comparar productos fácilmente según sus características.⁵⁵ Esta relación ASME/ANSI ofrece especificaciones para los bordes de las tuberías, según los estándar B16.21/ B16.1/ B16.5 que son normas que se clasifican según su clase de presión expresada en libra por pulgada cuadrada las cuales son: 125#,250#,150#,300#,600#,900#,1500# y 2500#. Entre mayor sea la clase de presión en una red de tuberías mayor resistencia presentara debido al efecto de la presión de tubería.⁵⁶

Para la especificación del proyecto se utilizó la norma ANSI B16 5 que se refiere a la fabricación de artículos para tuberías como conexiones bridadas que define las características exactas de las dimensiones materiales además del control de la producción de los artículos a utilizar como conexión de tubería.

5.5.1 Elección de tubería. Para la elección de la tubería se obtuvo asesoramiento por parte de la empresa Delvasto & Echeverría, que teniendo en cuenta la norma se formalizo que la selección que realiza el constructor del nuevo gasoducto depende de la presión máxima que va a mantener, en este caso va a funcionar a 1200psi, por esto se utilizara accesorios ANSI 900 que es la clase de presión estándar que garantiza que todas las bridas y las válvulas tenga presiones de operaciones por encima de las 1200 psi hasta 1450 psi.

⁵⁵ 1. Flores Roberto. Aplicación de normas ANSI B16 para las tolerancias de espesor. prezi.com Web site. <https://prezi.com/lr0kenevithh/aplicacion-de-normas-ansi-b16-para-las-tolerancias-de-espeso/>. Updated 2014. Accessed Nov 30, 2017.

⁵⁶ Erica Aislamiento- Estanqueidad. Dimensiones Juntas Bridas DIN-ANSI-ASME-ASA-ISO. <http://www.erica.es/web/dimensiones-juntas-bridas/>.

Para corroborar lo anteriormente dicho, se refirió a la tabla ANSI, **Cuadro 6.** que es un referencial de presiones de trabajo donde se confirmó que con accesorios ANSI #900 a una temperatura de flujo que fue anteriormente establecida de 540 °R es decir 80°F, se encuentra en el rango según la tabla entre 20 y 100^a F, es decir se alcanza totalmente la presión debido a que la presión máxima es de 2160 psi, y la referida del proyecto es de 1200 psi, por lo tanto, se tiene un margen que se encuentra muy bien dentro del rango establecido.

Cuadro 6. Referencial de Presiones de Trabajo Norma ANSI

Tabla Referencial de Presiones de Trabajo Norma ANSI Acero Carbono											
Presion de trabajo en PSI y temperatura en Fahrenheit											
TIPO	20° - 100° F	200° F	300° F	400° F	500° F	600° F	650° F	700° F	750° F	800° F	850° F
#150	275	240	210	180	150	130	120	110	100	90	80
#300	720	700	680	665	625	555	515	470	425	365	300
#600	1.440	1.400	1.365	1.330	1.250	1.110	1.030	940	850	730	600
#900	2.160	2.100	2.050	2.000	1.870	1.680	1.550	1.410	1.270	1.110	900
#1500	3.600	3.500	3.400	3.320	3.120	2.760	2.500	2.350	2.120	1.830	1.500

Fuente: <http://www.provaltec.cl/informacion-tecnica/presiones-de-trabajo/tabla-ansi>

La clase de presión ANSI #900 permite en las condiciones de flujo establecidas, soportar la presión máxima de operación considerada para el gasoducto, que viene dada por el operador del gasoducto Cupiagua-Aguazul. Lo que también de manera ligada, según asesoría de la empresa permite seleccionar una tubería API 5XL42 rango doble de SCH 40, debido a las características de presión máxima soportada y las condiciones estándar de la tubería.

Para finalizar, la recopilación de datos del diseño del gasoducto Aguazul- Yopal se encuentra en la tabla 10.

Tabla 10. Datos Finales del Diseño.

Presión inicial	1214.7 psia
Presión de Salida	1.105 psia
Longitud	98097,11 ft
Caudal Máximo	447,5 Mpch
Diámetro calculado	6 pulgadas
Accesorios	ANSI #900
Tubería	SCH 40

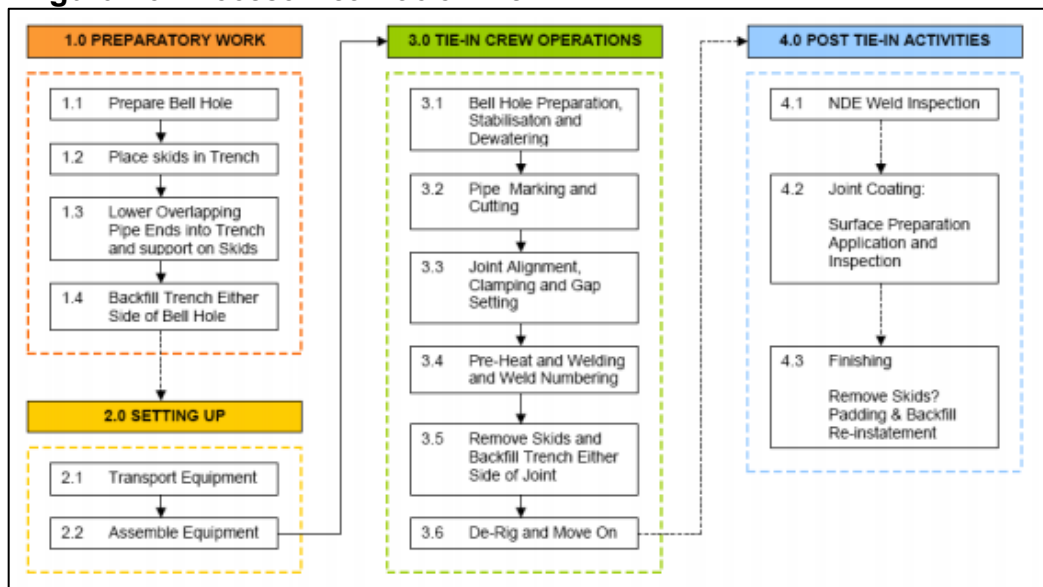
5.6 ESTACIONES E INSTALACIONES

Como ya se ha mencionado, el punto de origen del gasoducto Aguazul-Yopal será un Tie-In que se ejecutará en la tubería del gasoducto de Cusiana, y el punto de destino será el City Gate del municipio de Yopal, a continuación se hará una

revisión de los tipos de estaciones e instalaciones requeridas para la correcta operación del gasoducto en dichos puntos de conexión.

En cuanto al Tie-In, esta técnica ya antes descrita, consiste en la conexión de una línea nueva en una línea ya existente, para ejecutar esta práctica se requiere del aseguramiento de la línea para poder realizar un completo drenaje de la tubería existente, posteriormente se realiza un corte en la tubería existente con el fin de fijar juntas en la tubería e instalar las nuevas piezas prefabricadas que permitirán la conexión de una nueva línea, a continuación en se muestra un diagrama con los pasos requeridos para la realización de un Tie-In.

Figura 26. Proceso Realización Tie-In.



Fuente: Tie-In Technology for Pipeline Construction, 23 World Gas Conference, Amsterdam, 2006

Una vez realizada dicha conexión es requerida una instalación o estación que este en capacidad de medir y controlar el flujo de gas natural, además de eso debe lograr garantizar la calidad del gas que fluye en la línea, para esto se hace uso de medidores de flujo y filtros, a continuación, se muestra una estación de medición ubicada en la inmediación del gasoducto Cupiagua.

Imagen 4. City Gate Yopal



Para proteger en condiciones operativas el paso del gas limpio libre de cierto tamaño de partículas antes de las condiciones de regulación y medición se emplean filtros los cuales debe estar ubicado en un lugar que favorezca el cambio fácil del elemento filtrante, así como su operación y mantenimiento. Así mismo se debe instalar con la dirección del caudal dada por la flecha del cuerpo⁵⁷.

Al seleccionar el filtro de partículas se debe tener en cuenta el caudal de gas a manejar, habrá que tener en cuenta el diseño global del sistema para conseguir un servicio adecuado. Tanto el diseñador de la instalación y el usuario, son los responsables de la función del componente, de la compatibilidad de los materiales, de los rangos de operación apropiados, así como de la operación y mantenimiento del elemento⁵⁸.

“Los medidores mecánicos de gas por desplazamiento positivo son ampliamente usados en la comercialización de gas natural. Este tipo de medidores “atrapa” el gas en un espacio de volumen conocido mientras lo mueve desde la entrada hasta la salida del medidor, repitiendo de forma cíclica este proceso, generando simultáneamente una señal de forma proporcional al volumen medido. Este principio de medición es aplicado en los medidores tipo diafragma, que son utilizados para el servicio residencial y comercial. Así mismo, los medidores tipo

⁵⁷ Especificaciones Técnicas para el Filtro de Partículas en Estaciones de Gas Natural, EPM, Medellín, 2011.

⁵⁸ Especificaciones Técnicas para el Filtro de Partículas en Estaciones de Gas Natural. EPM. Medellín. 2011.

rotativo se usan en el sector industrial y en estaciones de gas natural vehicular”.⁵⁹ Realizar dicha medición es de vital importancia ya que según las mediciones de entregada y salida se pueden detectar puntos de pérdida y por otro lado es la única forma de determinar cuánto volumen de gas ha sido llevado a destino y así lograr determinar los ingresos generados por el servicio de transporte de gas natural.

Para el caso del punto de destino que es el City Gate de Yopal, esta unidad es donde la compañía de distribución de gas recibe gas de una compañía de transporte, tiene un rango predeterminado de presión requerida para que el gas sea entregado al sistema local, aquí también es donde el mercaptano se agrega al gas, dándole el olor a huevo podrido.⁶⁰

El City Gate de Yopal se encuentra ubicado sobre la calle 40 con carrera 31, en este lugar el gas que es transportado por gasoductos llega con presiones superiores a 1000 psi, por lo que es necesario que mediante válvulas de mariposa que realizan la expansión del gas sin la liberación de energía. Este proceso logra reducir la presión hasta los casi 250 psi.

⁵⁹ A. Escobar y L. Oviedo, “Instrumentación para Sistemas Automatizados de Transferencia de Custodia de Hidrocarburos”, presentado en VIII Congreso Internacional de Electrónica Control y Telecomunicaciones, Bogotá D.C. Colombia, 2012, p. 3.

⁶⁰ Basic Terms of Industry. Northwest Gas Association. 2013.

6. TARIFAS DE TRANSPORTE

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) es una entidad de carácter técnico encargada de regular la prestación de servicios públicos domiciliarios de energía (eléctrica, gas natural, gas licuado de petróleo y combustibles líquidos) de forma independiente con la finalidad de que se cumpla de manera satisfactoria la demanda de los usuarios, para esto la comisión enfoca sus esfuerzos para que estos servicios públicos lleguen a la mayor cantidad de usuarios con el menor precio posible que a la vez garantice los ingresos suficientes para que las empresas puedan ampliar y expandir la cobertura, puedan operar con calidad e incentivar su competencia.⁶¹

Una de las funciones de la GREG es establecer la metodología y fórmulas que definan el cobro de tarifas que pueden hacer las empresas por el transporte de gas natural a sus usuarios finales, quien vigila el correcto cobro de estas tarifas es la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, ambas entidades se rigen por el artículo 74 de la Ley de 1994.

Mediante la Resolución CREG 011 se impusieron los criterios y variables que hacen parte de la fórmula para determinar la debida remuneración para las empresas por la realización de actividades de distribución y comercialización de gas combustible dentro de las que hacen parte la prestación del servicio público de gas domiciliario por medio de tuberías.

Los criterios de mayor peso e importancia en la determinación de las tarifas son:

- El Costo de gas.
- La Tasa Representativa del Mercado.
- Origen y trayectoria del gas.
- Índice de Precios al Producto.
- Índice de Precios al Consumidor.
- Contratos de Compra.

Según la resolución 001 del 2000 emitida por la CREG, la cual se encarga de establecer los criterios generales para lograr determinar la remuneración del servicio de transporte de gas natural, especifica que la remuneración de la inversión para las empresas transportadoras se dará por medio de dos tipos de Cargos Regulados.

Los Cargos Variables Regulados expresados en USD/kpc que serán capaces de remunerar los costos de inversión a mérito del volumen transportado.

⁶¹ Comisión de Regulación de Energía y Gas, Misión y Visión, 2000, Bogotá

Los Cargos Fijos Regulados y los Cargos Fijos Regulados expresados en USD/kpcd-año que remuneraran los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento, serán capaces de remunerar los costos de inversión a través de la capacidad en firme que tiene el gasoducto.⁶²

Así, según la Resolución GREG 011 las fórmulas para el cálculo de las tarifas que conciernen al servicio público domiciliario de gas son:

Ecuación 5. Cargos Variables y Fijos

Cargo variable:	$Mv_{jm} = \frac{G_m + T_m}{1 - p} + Dv_{jm}$
Cargo fijo:	$Mf_{jm} = Df_{jm} + C_m$

Fuente: Resolución No. 001 de 2000, CREG.

Donde:

J = Rango j de consumo.

M = Mes de prestación del servicio.

G_m = Costo promedio máximo unitario en $\$/m^3$ para compras de gas natural destinado a usuarios regulados, aplicable en el mes m .

T_m = Costo promedio máximo unitario en $\$/m^3$ para el transporte de gas en el Sistema Nacional de Transporte destinado a usuarios regulados aplicable en el mes m .

p = Porcentaje reconocido de pérdidas de gas en el Sistema Nacional de Transporte y en el Sistema de Distribución.

Dv_{jm} = Componente variable del cargo de distribución en $\$/m^3$ permitido al distribuidor por uso de la red aplicable en el mes m , correspondiente al rango j de consumo.

⁶² Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución 001. 2000.

Df_{jm} = Componente fijo del cargo de distribución, expresado en \$/factura, aplicable en el mes m correspondiente al rango j de consumo. El componente fijo para los usuarios del primer rango de consumo de la canasta de tarifas será igual a cero.

C_m = Cargo máximo de comercialización del mes m expresado en pesos por factura.

6.1 COSTO PROMEDIO MÁXIMO UNITARIO PARA COMPRA

El costo promedio máximo unitario para compras de gas (G_m) se calcula con base en la siguiente expresión⁶³:

Ecuación 6. Costo Promedio Máximo Unitario

$$G_m = \frac{CTG_{m-1}}{E_{m-1}} * PC_{m-1} * TRM_{m-1}$$

Fuente: Resolución No. 001 de 2000, CREG.

Donde:

G_m = Costo promedio máximo unitario en \$/m³ para compras de gas natural para el mercado de comercialización, aplicable en el mes m .

CTG_{m-1} = Costo total de compras de gas en el mes $m-1$, en USD, destinado al mercado de usuarios regulados, sin incluir pérdidas de gas, costos de transporte, penalizaciones, compensaciones, intereses de mora u otros cargos no regulados.

E_{m-1} = Volumen de gas medido en el mes $m-1$ en las estaciones de puerta de ciudad, expresado en términos de energía con el poder calorífico promedio del gas medido en dichas estaciones de puerta de ciudad (MBTU).

$TRM_{(m-1)}$ = Tasa de cambio representativa del mercado del último día del mes $m-1$.

PC_{m-1} = Poder calorífico del gas en el mes $m-1$, expresado en MBTU/m³.

⁶³ Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución 001.2000.

6.2 COSTO PROMEDIO MÁXIMO UNITARIO DE TRANSPORTE

El costo promedio máximo unitario de transporte de gas (T_m), se calculará con base en la siguiente expresión:

Ecuación 7. Costo Promedio Máximo Unitario

$$T_m = \frac{CTT_{m-1}}{VI_{m-1}} * TRM_{(m-1)}$$

Fuente: Resolución No. 001 de 2000, CREG.

Donde:

T_m = Costo promedio máximo unitario en \$/m³ para el transporte de gas natural al mercado de comercialización, aplicable en el mes m .

CTT_{m-1} = Costo total de transporte de gas en el mes $m-1$.

VI_{m-1} = Volumen de gas medido en condiciones estándar en el mes $m-1$ en las estaciones de puerta de ciudad, según sea el caso (m³).

$TRM_{(m-1)}$ = Tasa de cambio representativa del mercado en el último día del mes $m-1$.

6.3 CARGOS PROMEDIOS DE DISTRIBUCIÓN

Los cargos promedios de distribución, aprobados en resoluciones particulares de la CREG, expresados en pesos de fecha base, se actualizan mes a mes de acuerdo con la siguiente fórmula general⁶⁴:

Ecuación 8. Cargos Promedios de Distribución

$$D_m = D_0 * (1 - X_D)^{nm} * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

Fuente: Resolución No. 001 de 2000, CREG.

⁶⁴ Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución 001. 2000.

Donde:

D_m = Cargo promedio de distribución correspondiente al mes m de prestación del servicio.

D_0 = Cargo promedio de distribución aprobado por resolución de la CREG y expresado en precios de la fecha base.

IPP_{m-1} = Índice de precios al productor total nacional, reportado por el Banco de la República para el mes $(m-1)$.

IPP_0 = Índice de precios al productor total nacional, reportado por el Banco de la República para la fecha base del cargo por distribución D_0 .

X_D = Factor de productividad mensual de la actividad de distribución equivalente a 0.00106.

nm = Número de meses transcurrido desde la entrada en vigencia de la resolución que establece el cargo promedio de distribución para cada mercado hasta el mes m .

6.4 CARGO DE COMERCIALIZACIÓN

El cargo de comercialización se actualiza mensualmente utilizando la siguiente fórmula⁶⁵:

Ecuación 9. Cargos de Comercialización

$$C_m = C_0 * (1 - X_c)^{nm} * \frac{IPC_{m-1}}{IPC_0}$$

Fuente: Resolución No. 001 de 2000, CREG.

Donde:

C_m = Cargo máximo de comercialización, expresado en pesos por factura, correspondiente al mes m de prestación del servicio.

C_0 = Cargo base de comercialización aprobado por la CREG para cada mercado, expresado en pesos por factura, a precios de la fecha base.

C_m = Cargo máximo de comercialización, expresado en pesos por factura, correspondiente al mes m de prestación del servicio.

⁶⁵ Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución 001. 2000.

IPC_{m-1} = Índice de precios al consumidor reportado por el DANE para el mes ($m-1$).

IPC_0 = Índice de precios al consumidor reportado por el DANE para la fecha base del cargo por comercialización C_0 .

X_c = El factor de productividad mensual de la actividad de comercialización será 0.00125.

nm = Número de meses transcurrido desde la entrada en vigencia de la Resolución que establece el cargo de comercialización para cada mercado, hasta el mes m .

6.5 TARIFA TRANSPORTE GASODUCTO AGUAZUL YOPAL

La tarifa de transporte como ya se evidenció anteriormente es de vital importancia pues es el cargo mediante el cual el inversionista de un proyecto enfocado al servicio de transporte de gas natural vera remunerada su inversión, por tanto, para definir la viabilidad de este proyecto es indispensable determinar los cargos tarifarios.

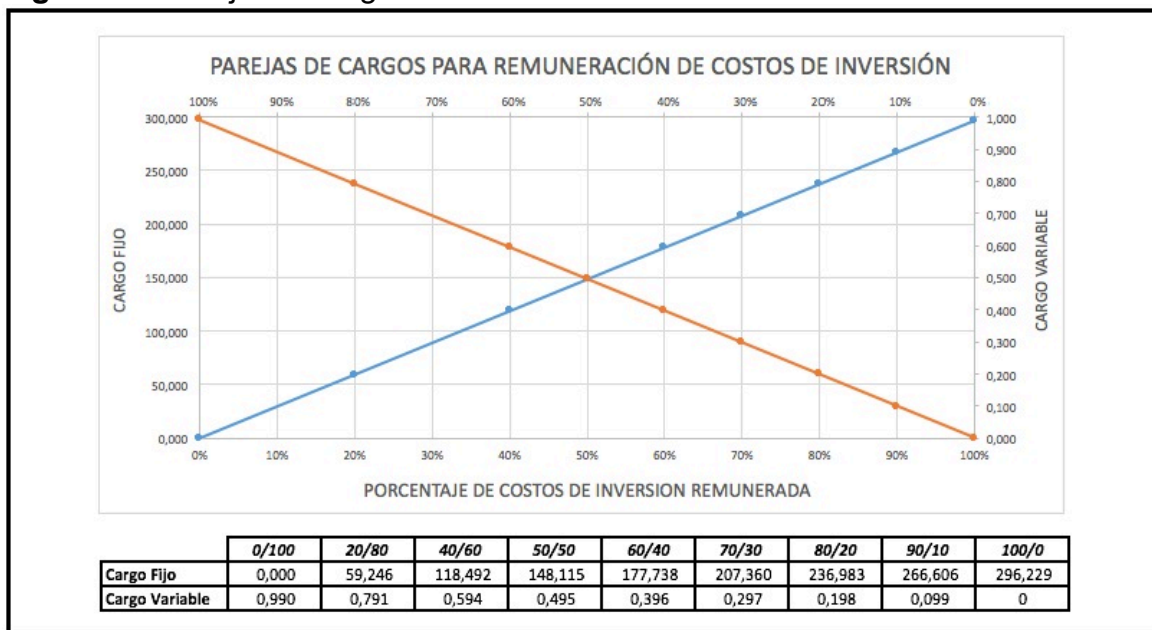
Tanto los cargos fijos como los cargos variables están en plena capacidad de lograr una remuneración y recuperación completa de los costes de inversión de manera independiente, pero, existe una figura conocida como Pareja de Cargos Regulados la cual permite al inversionista recuperar los costos de su inversión haciendo una distribución entre los cargos fijos y cargos variables en proporciones definidas, por lo tanto si se sabe que el costo de la inversión corresponde a un 100% y el transportador decide tomar una Pareja de Cargos Regulados de 70/30 significa que la recuperación del 100% de sus costos de inversión se logrará con el 70% de cargos fijos y 30% de cargos variables, de igual manera si se elige una Pareja de Cargos Regulados de 20/80 la recuperación se logrará con el 20% de cargos fijos y 80% de cargos variables, y así sucesivamente con cualquier Pareja de Cargos Regulados que el inversionista crea conveniente para la viabilidad de su proyecto.⁶⁶

La CREG en su resolución 180 de 2015 estableció los cargos regulados para el transporte de gas natural entre los municipios de Aguazul y Yopal, a continuación, en la **Figura 26**. se presentan los cargos fijos y variables definidos dependiendo del tipo de la Pareja de Cargos Regulados que se escoja como conveniente, además se aclara el porcentaje de recuperación de los costos de inversión tiene cada uno de los cargos⁶⁷.

⁶⁶ Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución 001.2000.

⁶⁷ Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución 180. 2015.

Figura 27. Pareja de Cargos Para Remuneración de Costos de Inversión



Estos Cargos Variables Regulados están expresados en USD/kpc y los Cargos Fijos Regulados están expresados en USD/kpcd-año y que dichos valores están determinados en USD de diciembre de 2016.

Adicionalmente se estableció mediante la misma resolución (180 de 2015) el cargo fijo de Administración, Operación y Mantenimiento, este cargo corresponde a 169000 COP/kpcd-año, para fines prácticos en la evaluación financiera del proyecto se cambiará este cargo a USD/kpcd-año con la Tasa Representativa del Mercado equivalente al 31 de diciembre del 2016.

7. ANÁLISIS FINANCIERO

Este trabajo de grado se elaboró con la consultora Delvasto & Echeverría con el fin de concebir el diseño conceptual de un gasoducto entre los municipios de Aguazul y el municipio de Yopal en el departamento del Casanare. Este diseño conceptual consiste en la propuesta de tres alternativas de rutas para el gasoducto y luego de realizar una evaluación comparativa se eligió la alternativa óptima; posteriormente se realizó la selección del diámetro de la tubería según criterios como los volúmenes a transportar, caudal de diseño, diámetro y presiones de operación, todos los criterios y variables anteriormente mencionadas fueron simuladas para garantizar el óptimo funcionamiento y operación del gasoducto que respaldará y asegurará el suministro de gas natural al municipio de Yopal.

Para el análisis financiero del proyecto del gasoducto Aguazul Yopal se manejará el Dólar Estadounidense (USD) como unidad monetaria de valor constante. La tasa de interés de oportunidad será equivalente al 12,51% efectiva anual; esta tasa fue fijada por la consultora Delvasto & Echeverría y a la vez corresponde a la impuesto por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

Para el presente análisis financiero se empleará el horizonte de proyección planteado por la CREG, la cual estipula que, para aproximar el comportamiento de las variables de tarifas, demanda, gastos de administración, operación y mantenimientos el proyecto se deberá evaluar durante una Vida Útil Normativa que corresponde a 20 años. esta proyección se realizará tomando periodos anuales constantes.

El análisis financiero se realizará aplicando la metodología del Valor Presente Neto (VPN) con el fin de tomar en cuenta los costos de la inversión inicial y los flujos de caja de todos los periodos futuros hasta el fin de la vida útil normativa del proyecto traídos al momento inicial del proyecto, con el fin de evaluar si la inversión será capaz o no de generar ganancias superiores a la tasa de interés de oportunidad la cual define la rentabilidad mínima esperada por los inversionistas.

7.1 ANÁLISIS COSTOS DE INVERSIÓN

“El costo de inversión se refiere a toda actividad económica enfocada en obtener activos y capital de trabajo con el fin de poner en funcionamiento cualquier tipo de proyecto con el cual se espera obtener un margen de utilidades en el futuro”⁶⁸. Por tanto, cualquier gasto de dinero antes de la operación definitiva del proyecto se considera como costo de inversión, los recursos y el costo de ellos se muestran a continuación en la **Figura 28**.

⁶⁸ Baca Currea G. *Ingeniería económica 8va edición* 8va ed. Bogotá: Fondo Educativo Panamericano; 2006:196-198.

Figura 28. Costos Inversión Inicial

Periodo	Recurso	Costo Unidad (USD)	Unidades	Costo Parcial (USD)
0	Tubería 6" SCH 40	49	30.000	1.470.000
0	Estudio Ambiental	20.500	1	20.500
0	Adquisición Predios	978.000	1	978.000
0	Afectaciones	25.700	1	25.700
0	Movilización de Personal	18.300	1	18.300
0	Movilización de Equipo	15.700	1	15.700
0	Señalización	4.000	1	4.000
0	Instalacion Campos	32.000	1	32.000
0	Doblado	2	30.000	60.000
0	Alineación	1	30.000	30.000
0	Soldadura	2	30.000	60.000
0	Apertura Zanja	8	162	1.296
0	Cierre Zanja	9	162	1.458
0	Transporte Tubería	43	30.000	1.290.000
0	Tendido Tubería	7	30.000	210.000
0	Instalación Tubería	96	30.000	2.880.000
0	Instalación Accesorios	64	30.000	1.920.000
0	Protección Catodica	210	30.000	6.300.000
0	Pruebas Hidrostaticas	4	30.000	120.000
0	Cruces Carreteras	316	95	30.020
0	Cruces Subfluviales	174	126	21.924
Costo Total Inversión (USD)				15.488.898

Fuente: Delvasto & Echeverría.

7.2 ANÁLISIS COSTOS DE OPERACIÓN

Los costos de operación son la suma de esfuerzos económicos en los que se incurre para suplir todas las variables requeridas por el sistema para su correcta operación desde el momento en el que empieza su funcionamiento hasta el fin de la Vida Útil Normativa. Dentro de estas variables se encuentran servicios personales, gastos generales, medición, mantenimiento, mercadeo, atención a clientes, facturación, arrendamientos, consumo de insumos, honorarios, servicios públicos, seguros, impuestos y contratos por otros servicios. A diferencia de los costos de inversión que solo se realizan una única vez al inicio del proyecto, los costos de operación son periódicos hasta el fin del tiempo de utilidad del sistema⁶⁹. Para cálculos referentes a este proyecto en particular y el análisis de su viabilidad financiera se definió que para el periodo 1 (año 1) el costo de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) corresponde al 3,5% del costo de la inversión y se considerará un aumento en el precio de los costos del 4% anual, la estimación

⁶⁹ Baca Currea G. *Ingeniería económica 8va edición* 8va ed. Bogotá: Fondo Educativo Panamericano; 2006:196-198.

de los costos de operación durante la vida útil del proyecto se encuentra en la **Figura 29**.

Figura 29. Costos Anuales AOM

Periodo	Costos AOM (USD)
1	542.111
2	563.796
3	586.348
4	609.802
5	634.194
6	659.561
7	685.944
8	713.382
9	741.917
10	771.594
11	802.457
12	834.556
13	867.938
14	902.655
15	938.762
16	976.312
17	1.015.365
18	1.055.979
19	1.098.218
20	1.142.147

7.3 ANÁLISIS INGRESOS

En cuestiones económicas se refiere a los ingresos a cualquier entrada económica que es percibida como forma de remuneración por el tipo de producto o servicio que se esté ofreciendo. Para el caso del servicio de transporte de gas los ingresos percibidos están regulados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas la cual es la encargada de establecer las tarifas del transporte.

“Los ingresos de las empresas Transportadoras serán obtenidos mediante cargos fijos y cargos variables regulados que remuneran los costos de inversión; cargos fijos que remuneran los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento”⁷⁰

Para el caso de este proyecto se hará la suposición de que la Capacidad Contratada será equivalente al Volumen Transportado por tanto la ecuación (**Ecuación 10.**) para determinar los ingresos obtenidos por la empresa transportadora será:

Ecuación 10. Ingresos del Transportador

$$It = [Vol. (CF + CV + CF_{AOM})]$$

Donde:

- It = Ingresos del Transportador.
- CF = Cargo fijo que remunera costos de inversión (USD/kpcd-año).
- CV = Cargo variable que remunera costos de inversión (USD/kpc).
- CF_{AOM} = Cargo fijo que remunera gastos de AO&M (USD/kpcd-año).
- Vol. = Volumen Transportado.

Para la evaluación financiera y determinación de los ingresos de este proyecto se ha decidido por elegir la Pareja de Cargos para la remuneración equivalente a 70/30, por tanto, los ingresos estarán definidos 70% por los cargos fijos (**Figura 30.**) que equivalen a 207,36 USD/kpcd-año y un 30% por los cargos variables (**Figura 31.**) equivalentes a 0,297 USD/kpca, además del cargo fijo establecido para la Administración, Operación y Mantenimiento (**Figura 32.**)⁷¹.

Al ser este un análisis financiero que se realizará en periodos anuales se deben llevar todas las unidades de tarifas a USD/kpca. En el caso del cargo fijo establecido para la Administración, Operación y Mantenimiento que se refiere en COP (pesos Colombianos) se debe llevar a USD, para esto se empleara la Tasa Representativa del Mercado equivalente al 31 de diciembre del 2016 (3000,71 COP/USD)⁷².

Figura 30. Cargo Variable (30)

Cargo Variable (USD/kpca)
0,297

⁷⁰ Baca Currea G. *Ingeniería económica 8va edición* 8va ed. Bogotá: Fondo Educativo Panamericano; 2006:196-198.

⁷¹ Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución 180. 2015.

⁷² 1. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución 180. 2015.

Figura 31. Cargo Fijo (70)

Cargo Fijo (USD/kpcd-año)	Cargo Fijo (USD/kpca)
207,36	0,568

Figura 32. Cargo Fijo AOM

Cargo Fijo AOM (COP/kpcd-año)	Cargo Fijo AOM (COP/kpca)	Cargo Fijo AOM (USD/kpca)
169.000	463,014	0,154

Una vez seleccionada la Pareja de Cargos para la remuneración y obtenidos los valores de los cargos en USD/kpca se prosigue con el cálculo de la tarifa total de cargos para el transporte de gas natural del gasoducto Aguazul-Yopal, dichos cargos y la sumatoria de ellos se muestra a continuación en la **Figura 33**.

Figura 33. Tarifa Total de Cargos

	USD/kpca
Cargo Variable	0,297
Cargo Fijo	0,568
Cargo Fijo AOM	0,154
Tarifa Total de Cargos	1,019

Teniendo en cuenta la proyección de la demanda en los tres posibles escenarios (alta, media y baja) realizada en el Capítulo 5 y la tarifa final por el servicio de transporte que tendrá una inflación anual equivalente al 4%, se estimaron los ingresos obtenidos en periodos anuales durante la vida útil del proyecto.

A continuación, en la **Figura 34**. Se muestran los ingresos obtenidos por el proyecto durante la vida útil normativa tomando los datos de la demanda estimada para la realización del gasoducto, la cual corresponde a el escenario de consumo medio.

Figura 34. Escenario Consumo Medio

Periodo	Consumo (KPCA)	Tarifa (USD/KPCA)	Ingresos (USD)
1	2.314.309,39	1,02	2.358.281,27
2	2.379.085,60	1,06	2.521.259,76
3	2.445.674,87	1,10	2.695.501,53
4	2.514.127,92	1,15	2.881.784,98
5	2.584.496,95	1,19	3.080.942,30
6	2.656.835,56	1,24	3.293.863,18
7	2.731.198,88	1,29	3.521.498,81
8	2.807.643,60	1,34	3.764.866,12
9	2.886.227,96	1,39	4.025.052,30
10	2.967.011,85	1,45	4.303.219,69
11	3.050.056,83	1,51	4.600.610,95
12	3.135.426,20	1,57	4.918.554,63
13	3.223.185,01	1,63	5.258.471,08
14	3.313.400,14	1,70	5.621.878,83
15	3.406.140,34	1,76	6.010.401,32
16	3.501.476,28	1,84	6.425.774,23
17	3.599.480,62	1,91	6.869.853,14
18	3.700.228,05	1,98	7.344.621,91
19	3.803.795,35	2,06	7.852.201,47
20	3.910.261,43	2,15	8.394.859,36

A continuación, en la **Figura 35**. Se muestran los ingresos obtenidos por el proyecto durante la vida útil normativa tomando los datos de la demanda alta.

Figura 35. Escenario Consumo Alto

Periodo	Consumo (KPCA)	Tarifa (USD/KPCA)	Ingresos (USD)
1	2.320.214,09	1,02	2.364.298,16
2	2.388.196,37	1,06	2.530.914,98
3	2.458.170,52	1,10	2.709.273,62
4	2.530.194,92	1,15	2.900.201,55
5	2.604.329,63	1,19	3.104.584,56
6	2.680.636,48	1,24	3.323.370,84
7	2.759.179,13	1,29	3.557.575,43
8	2.840.023,08	1,34	3.808.284,88
9	2.923.235,76	1,39	4.076.662,34
10	3.008.886,57	1,45	4.363.952,88
11	3.097.046,94	1,51	4.671.489,37
12	3.187.790,42	1,57	5.000.698,57
13	3.281.192,68	1,63	5.353.107,80
14	3.377.331,62	1,70	5.730.352,01
15	3.476.287,44	1,76	6.134.181,38
16	3.578.142,66	1,84	6.566.469,41
17	3.682.982,24	1,91	7.029.221,64
18	3.790.893,62	1,98	7.524.584,95
19	3.901.966,80	2,06	8.054.857,50
20	4.016.294,43	2,15	8.622.499,42

A continuación, en la **Figura 36**. Se muestran los ingresos obtenidos por el proyecto durante la vida útil normativa tomando los datos de la demanda alta.

Figura 36. Escenario Consumo Bajo

Periodo	Consumo (KPCA)	Tarifa (USD/KPCA)	Ingresos (USD)
1	2.220.185,17	1,02	2.262.368,69
2	2.235.433,42	1,06	2.369.022,92
3	2.250.786,39	1,10	2.480.705,12
4	2.266.244,81	1,15	2.597.652,33
5	2.281.809,39	1,19	2.720.112,74
6	2.297.480,88	1,24	2.848.346,28
7	2.313.259,99	1,29	2.982.625,09
8	2.329.147,48	1,34	3.123.234,17
9	2.345.144,08	1,39	3.270.471,95
10	2.361.250,55	1,45	3.424.650,91
11	2.377.467,63	1,51	3.586.098,30
12	2.393.796,10	1,57	3.755.156,75
13	2.410.236,70	1,63	3.932.185,08
14	2.426.790,23	1,70	4.117.559,01
15	2.443.457,44	1,76	4.311.671,97
16	2.460.239,12	1,84	4.514.935,95
17	2.477.136,06	1,91	4.727.782,35
18	2.494.149,05	1,98	4.950.662,90
19	2.511.278,88	2,06	5.184.050,65
20	2.528.526,36	2,15	5.428.440,94

7.4 EVALUACIÓN FINANCIERA

Habiendo ya determinado los Costos de la Inversión Inicial, los costos de Administración, Operación y Mantenimiento y los Ingresos, se requiere definir si la realización y puesta en operación de este proyecto es viable desde el punto de vista financiero. Para establecer dicha viabilidad se empleará la metodología del Valor Presente Neto (VPN) con el fin de evaluar los costos de la inversión inicial del proyecto con los flujos de caja de todos los periodos futuros hasta el fin de la vida útil normativa del proyecto traídos al momento inicial. Este procedimiento se hará con el fin de evaluar si la inversión será capaz o no de generar ganancias superiores los costos y a la tasa de interés de oportunidad la cual define la rentabilidad mínima esperada por los inversionistas.

La metodología del VPN consiste en términos generales en la sumatoria de los valores presentes de los flujos de caja de todos los años de la vida útil normativa del proyecto descontados a una tasa de interés fijada por los inversionistas, por lo tanto, el cálculo del VPN se define así⁷³:

⁷³ Baca Currea G. *Ingeniería económica 8va edición* 8va ed. Bogotá: Fondo Educativo Panamericano; 2006:196-198.

Ecuación 11. Valor Presente Neto

$$VPN_{(i)} = \sum \frac{F_n}{(1+i)^n}$$

Fuente: BACA C., Guillermo. "Ingeniería Económica", Fondo Educativo Panamericano. Ed. Educativa. Octava edición, Bogotá D.C., 2000

Donde:

VPN: Valor Presente Neto.

F: Flujo Neto de Caja.

i: Tasa de Interés de Oportunidad (TIO).

n: Periodo.

Definir si el proyecto es rentable y viable dependerá directamente del resultado del VPN, dicho resultado puede interpretarse dentro de tres escenarios, los cuales son:

Si el Valor Presente Neto es menor a cero significa que el proyecto no es viable mirándolo del punto de vista financiero, dado que la inversión no generará las ganancias mínimas establecidas por la rentabilidad exigida por el inversionista, por lo tanto, el proyecto debería rechazarse.

Si el Valor Presente Neto es igual a cero significa que la inversión realizada no será capaz de generar ganancias, pero tampoco generará pérdidas de realización de proyecto, en caso de que este sea el caso del resultado del VPN se sugiere que la decisión de la viabilidad del proyecto se debe tomar teniendo en cuenta y analizando otros indicadores o metodologías.

Si el Valor Presente Neto es mayor a cero significa que la inversión del proyecto está en la capacidad de generar ganancias por encima de la rentabilidad exigida por el inversionista, por lo tanto, el proyecto es viable y podría aceptarse siempre y cuando no exista un limitante externo a la metodología del VPN.

La rentabilidad mínima exigida por el inversionista se conoce como la Tasa Interna de Oportunidad que en pocas palabras es la tasa interés mínima que un inversionista está dispuesto a recibir al hacer una inversión en un proyecto, para los proyectos que conciernen a transporte de gas esta tasa de interés está regulada por la CREG, la cual establece que la Tasa Interna de Oportunidad debe ser de 12,51%.

Antes de realizar el cálculo del VPN del proyecto es necesario determinar, en primer lugar, el flujo de caja para todos los años de la vida útil normativa del proyecto (20 años), dicho flujo de caja consta de los valores anuales de los ingresos generados por los cargos de la tarifa, y los egresos generados por los costos de inversión y los costos de operación, dichos flujos de caja para el escenario de demanda media se plasman en la **Figura 37**.

Figura 37. Flujo de Caja Demanda Media

		(Valores dados en USD)																				Total	
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Cargo por Tarifas			2.358.281,27	2.521.259,76	2.695.501,53	2.881.784,98	3.080.942,30	3.293.863,18	3.521.498,81	3.764.866,12	4.025.052,30	4.303.219,69	4.600.610,95	4.918.554,63	5.258.471,08	5.621.878,83	6.010.401,32	6.425.774,23	6.869.853,14	7.344.621,91	7.852.201,47	8.394.859,36	95.743.496,84
Costos Inversión		1.548.898,00																					1.548.898,00
Costos Operación			542.111,43	563.795,89	586.347,72	609.801,63	634.193,70	659.561,44	685.943,90	713.381,66	741.916,92	771.593,60	802.457,35	834.555,64	867.937,87	902.655,38	938.761,60	976.312,06	1.015.364,54	1.055.979,12	1.098.218,29	1.142.147,02	16.143.036,76
Total Egresos		1.548.898,00	542.111,43	563.795,89	586.347,72	609.801,63	634.193,70	659.561,44	685.943,90	713.381,66	741.916,92	771.593,60	802.457,35	834.555,64	867.937,87	902.655,38	938.761,60	976.312,06	1.015.364,54	1.055.979,12	1.098.218,29	1.142.147,02	17.691.934,76

Los flujos de caja para el escenario de demanda alta se plasman en la **Figura 38**.

Figura 38. Flujo de Caja Demanda Alta

		(Valores dados en USD)																				Total			
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	AÑO		
Cargo por Tarifas				2.364.298,16	2.530.914,98	2.709.273,62	2.900.201,55	3.104.584,56	3.323.370,84	3.557.575,43	3.808.284,88	4.076.662,34	4.363.952,88	4.671.489,37	5.000.698,57	5.353.107,80	5.730.352,01	6.134.181,38	6.566.469,41	7.029.221,64	7.524.584,95	8.064.857,50	8.622.499,42		97.426.581,31
Costos Inversión		1.548.898,00																							1.548.898,00
Costos Operación			542.111,43	563.795,89	586.347,72	609.801,63	634.193,70	659.561,44	685.943,90	713.381,66	741.916,92	771.593,60	802.457,35	834.555,64	867.937,87	902.655,38	938.761,60	976.312,06	1.015.364,54	1.055.979,12	1.098.218,29	1.142.147,02		16.143.036,76	
Total Egresos		1.548.898,00	542.111,43	563.795,89	586.347,72	609.801,63	634.193,70	659.561,44	685.943,90	713.381,66	741.916,92	771.593,60	802.457,35	834.555,64	867.937,87	902.655,38	938.761,60	976.312,06	1.015.364,54	1.055.979,12	1.098.218,29	1.142.147,02		17.691.934,76	

Los flujos de caja para el escenario de demanda media se plasman en la **Figura 39**.

Figura 39. Flujo de Caja Demanda Baja

		(Valores dados en USD)																				Total		
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	AÑO	
Cargo por Tarifas			2.262.368,69	2.369.022,92	2.480.705,12	2.597.652,33	2.720.112,74	2.848.346,28	2.982.625,09	3.123.234,17	3.270.471,95	3.424.650,91	3.586.098,30	3.755.156,75	3.932.185,08	4.117.559,01	4.311.671,97	4.514.935,95	4.727.782,35	4.950.662,90	5.184.050,65	5.428.440,94		72.587.734,11
Costos Inversión		1.548.898,00																						1.548.898,00
Costos Operación			542.111,43	563.795,89	586.347,72	609.801,63	634.193,70	659.561,44	685.943,90	713.381,66	741.916,92	771.593,60	802.457,35	834.555,64	867.937,87	902.655,38	938.761,60	976.312,06	1.015.364,54	1.055.979,12	1.098.218,29	1.142.147,02		16.143.036,76
Total Egresos		1.548.898,00	542.111,43	563.795,89	586.347,72	609.801,63	634.193,70	659.561,44	685.943,90	713.381,66	741.916,92	771.593,60	802.457,35	834.555,64	867.937,87	902.655,38	938.761,60	976.312,06	1.015.364,54	1.055.979,12	1.098.218,29	1.142.147,02		17.691.934,76

En segundo lugar, se debe realizar el flujo neto de caja, este flujo se define como la diferencia entre los ingresos y egresos netos del proyecto por año, este flujo se expresa de manera matemática con la **Ecuación 12**.

Ecuación 12. Flujo de
Caja Neto

$$F_n = \sum I_n - \sum E_n$$

Fuente: BACA C., Guillermo. "Ingeniería Económica", Fondo Educativo Panamericano. Ed. Educativa. Octava edición, Bogotá D.C., 2000

Donde:

F: Flujo de Caja Neto
I: Ingresos
E: Egresos
n: Periodo

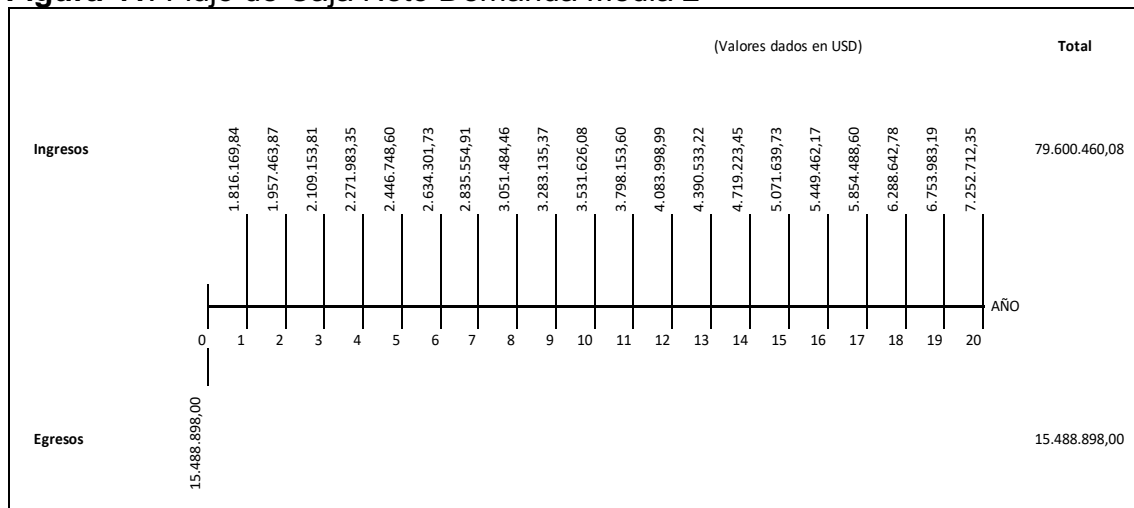
Aplicando la **Ecuación 12**, A continuación (**Figura 40.**), se expondrá el flujo de caja neto correspondiente a los 20 años de la vida útil normativa del proyecto con la estimación de la demanda media:

Figura 40. Flujo de Caja Neto Demanda Media 1

F ₀	=	0,00 USD	-	15.488.898,00 USD	=	-15.488.898,00 USD
F ₁	=	2.358.281,27 USD	-	542.111,43 USD	=	1.816.169,84 USD
F ₂	=	2.521.259,76 USD	-	563.795,89 USD	=	1.957.463,87 USD
F ₃	=	2.695.501,53 USD	-	586.347,72 USD	=	2.109.153,81 USD
F ₄	=	2.881.784,98 USD	-	609.801,63 USD	=	2.271.983,35 USD
F ₅	=	3.080.942,30 USD	-	634.193,70 USD	=	2.446.748,60 USD
F ₆	=	3.293.863,18 USD	-	659.561,44 USD	=	2.634.301,73 USD
F ₇	=	3.521.498,81 USD	-	685.943,90 USD	=	2.835.554,91 USD
F ₈	=	3.764.866,12 USD	-	713.381,66 USD	=	3.051.484,46 USD
F ₉	=	4.025.052,30 USD	-	741.916,92 USD	=	3.283.135,37 USD
F ₁₀	=	4.303.219,69 USD	-	771.593,60 USD	=	3.531.626,08 USD
F ₁₁	=	4.600.610,95 USD	-	802.457,35 USD	=	3.798.153,60 USD
F ₁₂	=	4.918.554,63 USD	-	834.555,64 USD	=	4.083.998,99 USD
F ₁₃	=	5.258.471,08 USD	-	867.937,87 USD	=	4.390.533,22 USD
F ₁₄	=	5.621.878,83 USD	-	902.655,38 USD	=	4.719.223,45 USD
F ₁₅	=	6.010.401,32 USD	-	938.761,60 USD	=	5.071.639,73 USD
F ₁₆	=	6.425.774,23 USD	-	976.312,06 USD	=	5.449.462,17 USD
F ₁₇	=	6.869.853,14 USD	-	1.015.364,54 USD	=	5.854.488,60 USD
F ₁₈	=	7.344.621,91 USD	-	1.055.979,12 USD	=	6.288.642,78 USD
F ₁₉	=	7.852.201,47 USD	-	1.098.218,29 USD	=	6.753.983,19 USD
F ₂₀	=	8.394.859,36 USD	-	1.142.147,02 USD	=	7.252.712,35 USD

Dicho flujo también se puede representar gráficamente como se muestra en la **Figura 41**.

Figura 41. Flujo de Caja Neto Demanda Media 2



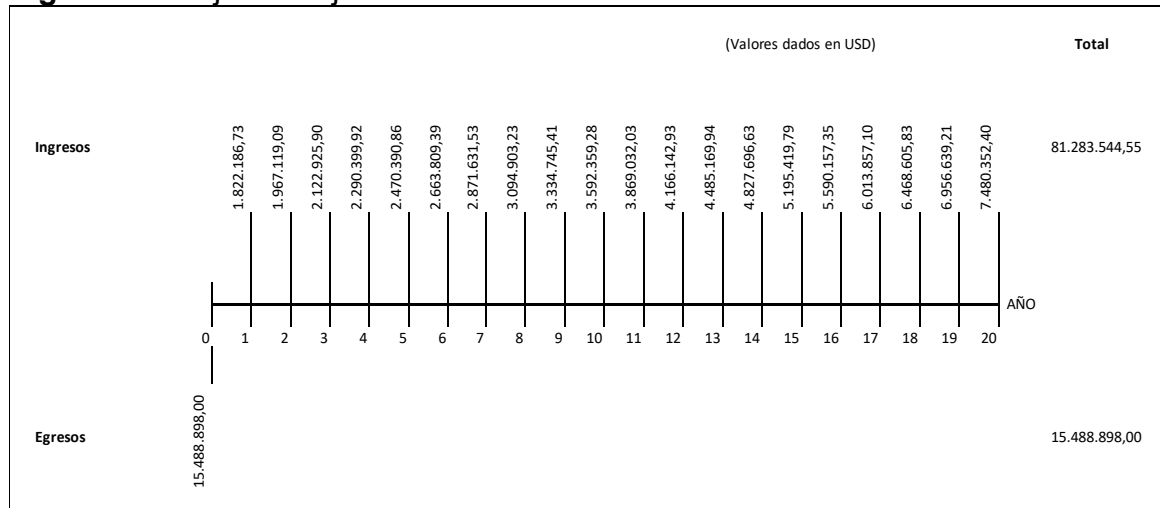
Aplicando la **Ecuación 12**, A continuación (**Figura 42**), se expondrá el flujo de caja neto correspondiente a los 20 años de la vida útil normativa del proyecto con la estimación de la demanda alta:

Figura 42. Flujo de Caja Neto Demanda Alta 1

F ₀	=	0,00 USD	-	15.488.898,00 USD	=	-15.488.898,00 USD
F ₁	=	2.364.298,16 USD	-	542.111,43 USD	=	1.822.186,73 USD
F ₂	=	2.530.914,98 USD	-	563.795,89 USD	=	1.967.119,09 USD
F ₃	=	2.709.273,62 USD	-	586.347,72 USD	=	2.122.925,90 USD
F ₄	=	2.900.201,55 USD	-	609.801,63 USD	=	2.290.399,92 USD
F ₅	=	3.104.584,56 USD	-	634.193,70 USD	=	2.470.390,86 USD
F ₆	=	3.323.370,84 USD	-	659.561,44 USD	=	2.663.809,39 USD
F ₇	=	3.557.575,43 USD	-	685.943,90 USD	=	2.871.631,53 USD
F ₈	=	3.808.284,88 USD	-	713.381,66 USD	=	3.094.903,23 USD
F ₉	=	4.076.662,34 USD	-	741.916,92 USD	=	3.334.745,41 USD
F ₁₀	=	4.363.952,88 USD	-	771.593,60 USD	=	3.592.359,28 USD
F ₁₁	=	4.671.489,37 USD	-	802.457,35 USD	=	3.869.032,03 USD
F ₁₂	=	5.000.698,57 USD	-	834.555,64 USD	=	4.166.142,93 USD
F ₁₃	=	5.353.107,80 USD	-	867.937,87 USD	=	4.485.169,94 USD
F ₁₄	=	5.730.352,01 USD	-	902.655,38 USD	=	4.827.696,63 USD
F ₁₅	=	6.134.181,38 USD	-	938.761,60 USD	=	5.195.419,79 USD
F ₁₆	=	6.566.469,41 USD	-	976.312,06 USD	=	5.590.157,35 USD
F ₁₇	=	7.029.221,64 USD	-	1.015.364,54 USD	=	6.013.857,10 USD
F ₁₈	=	7.524.584,95 USD	-	1.055.979,12 USD	=	6.468.605,83 USD
F ₁₉	=	8.054.857,50 USD	-	1.098.218,29 USD	=	6.956.639,21 USD
F ₂₀	=	8.622.499,42 USD	-	1.142.147,02 USD	=	7.480.352,40 USD

Dicho flujo también se puede representar gráficamente como se muestra en la **Figura 43**.

Figura 43. Flujo de Caja Neto Demanda Alta 2



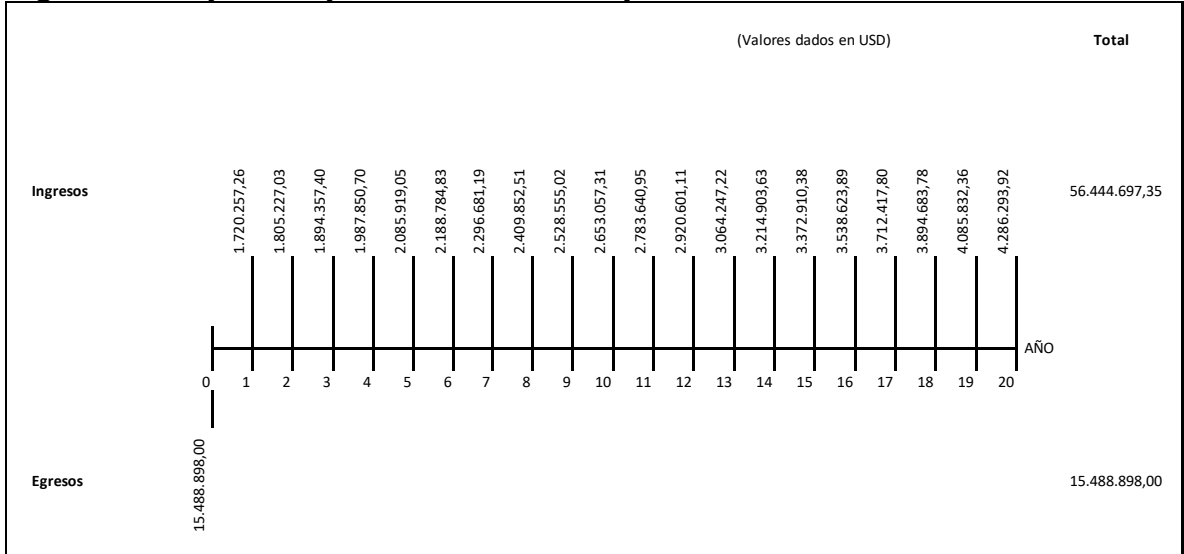
Aplicando la **Ecuación 12**, A continuación (**Figura 44**), se expondrá el flujo de caja neto correspondiente a los 20 años de la vida útil normativa del proyecto con la estimación de la demanda baja:

Figura 44. Flujo de Caja Neto Demanda Baja 1

F ₀	=	0,00 USD	-	15.488.898,00 USD	=	-15.488.898,00 USD
F ₁	=	2.262.368,69 USD	-	542.111,43 USD	=	1.720.257,26 USD
F ₂	=	2.369.022,92 USD	-	563.795,89 USD	=	1.805.227,03 USD
F ₃	=	2.480.705,12 USD	-	586.347,72 USD	=	1.894.357,40 USD
F ₄	=	2.597.652,33 USD	-	609.801,63 USD	=	1.987.850,70 USD
F ₅	=	2.720.112,74 USD	-	634.193,70 USD	=	2.085.919,05 USD
F ₆	=	2.848.346,28 USD	-	659.561,44 USD	=	2.188.784,83 USD
F ₇	=	2.982.625,09 USD	-	685.943,90 USD	=	2.296.681,19 USD
F ₈	=	3.123.234,17 USD	-	713.381,66 USD	=	2.409.852,51 USD
F ₉	=	3.270.471,95 USD	-	741.916,92 USD	=	2.528.555,02 USD
F ₁₀	=	3.424.650,91 USD	-	771.593,60 USD	=	2.653.057,31 USD
F ₁₁	=	3.586.098,30 USD	-	802.457,35 USD	=	2.783.640,95 USD
F ₁₂	=	3.755.156,75 USD	-	834.555,64 USD	=	2.920.601,11 USD
F ₁₃	=	3.932.185,08 USD	-	867.937,87 USD	=	3.064.247,22 USD
F ₁₄	=	4.117.559,01 USD	-	902.655,38 USD	=	3.214.903,63 USD
F ₁₅	=	4.311.671,97 USD	-	938.761,60 USD	=	3.372.910,38 USD
F ₁₆	=	4.514.935,95 USD	-	976.312,06 USD	=	3.538.623,89 USD
F ₁₇	=	4.727.782,35 USD	-	1.015.364,54 USD	=	3.712.417,80 USD
F ₁₈	=	4.950.662,90 USD	-	1.055.979,12 USD	=	3.894.683,78 USD
F ₁₉	=	5.184.050,65 USD	-	1.098.218,29 USD	=	4.085.832,36 USD
F ₂₀	=	5.428.440,94 USD	-	1.142.147,02 USD	=	4.286.293,92 USD

Dicho flujo también se puede representar gráficamente como se muestra en la **Figura 45.**

Figura 45. Flujo de Caja Neto Demanda Baja



Fuente: Autores

Ya habiendo obtenido los valores del flujo de cada neto correspondiente a los 20 años de la vida útil normativa del proyecto se puede determinar el valor del VPN empleando la **Ecuación 11**. Para el claro entendimiento se realizó la **Figura 46**, que muestra el valor del flujo neto de caja anual resultado de la estimación de la demanda media y dicho valor traído desde su correspondiente periodo al presente, para luego realizar la sumatoria que corresponde al Valor Presente Neto,

Figura 46. Valor Presente Neto Demanda Media

Periodo	Flujo Neto de Caja	Valor Traído a Presente
0	-15.488.898,00	-15.488.898,00
1	1.816.169,84	1.614.229,70
2	1.957.463,87	1.546.363,20
3	2.109.153,81	1.480.931,18
4	2.271.983,35	1.417.883,82
5	2.446.748,60	1.357.168,36
6	2.634.301,73	1.298.729,69
7	2.835.554,91	1.242.510,85
8	3.051.484,46	1.188.453,42
9	3.283.135,37	1.136.497,98
10	3.531.626,08	1.086.584,41
11	3.798.153,60	1.038.652,22
12	4.083.998,99	992.640,82
13	4.390.533,22	948.489,76
14	4.719.223,45	906.138,94
15	5.071.639,73	865.528,80
16	5.449.462,17	826.600,47
17	5.854.488,60	789.295,90
18	6.288.642,78	753.557,99
19	6.753.983,19	719.330,72
20	7.252.712,35	686.559,15
VPN (USD)		6.407.249,37

La **Figura 47.** muestra el valor del flujo neto de caja anual resultado de la estimación de la demanda alta y dicho valor traído desde su correspondiente periodo al presente, para luego realizar la sumatoria que corresponde al Valor Presente Neto,

Figura 47. Valor Presente Neto Demanda Alta

Periodo	Flujo Neto de Caja	Valor Traído a Presente
0	-15.488.898,00	-15.488.898,00
1	1.822.186,73	1.619.577,58
2	1.967.119,09	1.553.990,66
3	2.122.925,90	1.490.601,18
4	2.290.399,92	1.429.377,10
5	2.470.390,86	1.370.282,30
6	2.663.809,39	1.313.277,18
7	2.871.631,53	1.258.319,25
8	3.094.903,23	1.205.363,61
9	3.334.745,41	1.154.363,43
10	3.592.359,28	1.105.270,35
11	3.869.032,03	1.058.034,80
12	4.166.142,93	1.012.606,40
13	4.485.169,94	968.934,19
14	4.827.696,63	926.966,90
15	5.195.419,79	886.653,18
16	5.590.157,35	847.941,79
17	6.013.857,10	810.781,79
18	6.468.605,83	775.122,68
19	6.956.639,21	740.914,53
20	7.480.352,40	708.108,10
VPN (USD)		6.747.589,00

La **Figura 48.** muestra el valor del flujo neto de caja anual resultado de la estimación de la demanda baja y dicho valor traído desde su correspondiente periodo al presente, para luego realizar la sumatoria que corresponde al Valor Presente Neto,

Figura 48. Valor Presente Neto Demanda Baja

Periodo	Flujo Neto de Caja	Valor Traído a Presente
0	-15.488.898,00	-15.488.898,00
1	1.720.257,26	1.528.981,66
2	1.805.227,03	1.426.098,68
3	1.894.357,40	1.330.113,02
4	1.987.850,70	1.240.564,25
5	2.085.919,05	1.157.022,56
6	2.188.784,83	1.079.086,66
7	2.296.681,19	1.006.381,95
8	2.409.852,51	938.558,76
9	2.528.555,02	875.290,64
10	2.653.057,31	816.272,91
11	2.783.640,95	761.221,15
12	2.920.601,11	709.869,88
13	3.064.247,22	661.971,33
14	3.214.903,63	617.294,22
15	3.372.910,38	575.622,73
16	3.538.623,89	536.755,39
17	3.712.417,80	500.504,20
18	3.894.683,78	466.693,72
19	4.085.832,36	435.160,21
20	4.286.293,92	405.750,86
VPN (USD)		1.580.316,78

7.5 CONCLUSIONES EVALUACIÓN FINANCIERA

Tras la sensibilización realizada con los escenarios de alta, media y baja demanda del recurso de gas natural en el municipio de Yopal, el valor presente neto del proyecto resultó ser mayor a cero en cualquiera de los tres escenarios, por lo tanto, desde el punto de vista financiero el proyecto es viable dado que los inversionistas obtendrán una rentabilidad más alta que la mínima exigida.

8. CONCLUSIONES

- Luego de proponer y analizar tres posibles rutas de trazado para el gasoducto, empleando una matriz de selección se eligió la alternativa 2 como la alternativa que mejor satisface los criterios requeridos, dicha alternativa cuenta con 29,9 km de longitud y requiere de la ejecución de nueve cruces especiales.
- Después de haber realizado un análisis sobre el crecimiento de la demanda de gas tanto en Colombia como en el Municipio de Yopal, se determinó que anualmente dicho crecimiento es de 2,68%, según esto, se espera que para el 2038, la demanda de gas en el Municipio de Yopal sea de 10740000 metros cúbicos por día, este valor a la vez será la capacidad máxima de transporte del gasoducto.
- Teniendo en cuenta que la presión de entrada del gasoducto es de 1200 psi, la densidad del gas a transportar 0.67, una longitud de 29.9 km, y un caudal de 10740000 metros cúbicos por día, se determinó mediante la ecuación de Weymouth que una tubería de seis pulgadas genera una caída de presión de 109.29 psi, la cual es menor a la caída de presión máxima admitida (130.08 psi) por lo tanto una tubería API 5XL42 de rango doble de 6 pulgadas y SCH 40, resulta óptima para el diseño del gasoducto.
- Habiendo establecido una tarifa entre argos fijos y variables para el transporte de gas natural equivalente a 1.019 dólares por cada mil pies cúbicos transportados, en términos financieros la realización del gasoducto Aguazul-Yopal es viable en cualquiera de los tres escenarios de demanda ya que la inversión generará ganancias por encima de la rentabilidad mínima exigida.
- La realización de este tipo de proyectos no solo depende de un ingeniero de petróleos, sino que también requiere de la integración del conocimiento de diversas ramas de la ingeniería como lo con la civil, mecánica, eléctrica y de control, entre más información y más herramientas se tengan a disposición, mayor detalle y precisión tendrá el desarrollo de este tipo de proyectos.

9. RECOMENDACIONES

- Elaborar la ingeniería de detallada del gasoducto Aguazul-Yopal basándose en los conocimientos y datos obtenidos en el diseño conceptual, con el fin de llevar este proyecto un paso más cerca de la puesta en operación.
- Fortalecer los conocimientos académicos impartidos que conciernen al sector de transporte e ingeniería del gas, ya que actualmente tener conocimiento en estas áreas amplia el campo de acción del ingeniero de petróleos.
- Aplicar y generar planes de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo con el objetivo de reducir los riesgos que puedan generar el desgaste generados en la operación rutinaria del gasoducto.

BIBLIOGRAFÍA

BACA CURREA G. *Ingeniería económica 8va edición* 8va ed. Bogotá: Fondo Educativo Panamericano; 2006:196-198.

Citizens Energy Group. Energy information Administration Distribution System. <http://www.citizensenergygroup.com/For-Partners/HVAC-Contractors/Distribution-System>.

Comisión de Regulación de Energía y Gas, Misión y Visión, 2000, Bogotá.

Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución 001.2000, Bogotá.

Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución 180. 2015, Bogotá.

CREG. Resolución No.028.

<http://apolo.creg.gov.co/PUBLICAC.NSF/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1999-CREG028-99?OpenDocument>. 02 Julio 1999.

Ecopetrol. ¿Qué es el gas natural? http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/productos-y-servicios/productos/gas-natural/Informaci%C3%B3n%20General/que-es-el-gas-natural!/ut/p/z0/04_Sj9CPykssy0xPLMnMz0vMAfIjo8ziLQIMHd09DQy9DZwt3Qw-cjTwsQxw9g4I8nlz0C7ldFQEONbdQ/. Updated 2014. Accessed Nov 29, 2017.

Ecopetrol. Sector doméstico y comercial. <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/productos-y-servicios/productos/gas-natural/Informaci%C3%B3n%20General/usos-del-gas-natural/sector-domestico-y-comercial>. Updated 2014. Accessed Nov 29, 2017.

Ecopetrol. Sector termoeléctrico. <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/productos-y-servicios/productos/gas-natural/Informaci%C3%B3n%20General/usos-del-gas-natural/sector-termoelectrico>. Updated 2014. Accessed Nov 29, 2017.

Erica Aislamiento- Estandarización. Dimensiones Juntas Bridas DIN-ANSI-ASME-ASA-ISO. <http://www.eric.es/web/dimensiones-juntas-bridas/>.

FLORES Roberto. Aplicación de normas ANSI B16 para las tolerancias de espesor. prezi.com Web site. <https://prezi.com/lr0knevithh/aplicacion-de-normas-ansi-b16-para-las-tolerancias-de-espeso/>. Updated 2014. Accessed Nov 30, 2017.

Gas natural Fenosa. Cadena de valor. /es/conocenos/que+hacemos/papel+del+distribuidor/1297105259321/cadena+de+valor.html. Accessed Nov 29, 2017.

Gas natural Fenosa. Gasodomésticos: Más eficiencia y menor consumo en casa. /es/conocenos/eficiencia+y+bienestar/en+casa/consumo+eficiente/electrodomesticos/1297101135038/gasodomesticos.html. Accessed Nov 29, 2017.

GNU Gas natural. ¿Cómo se transporta el gas natural comprimido? 2015. <http://www.gasnaturalgnu.com/como-se-transporta-el-gas-natural-comprimido/>. Accessed Nov 29, 2017.

GNU gas natural. ¿Sabes cuáles son los usos del gas natural industrial? 2017. <http://www.gasnaturalgnu.com/usos-del-gas-natural-industrial/>. Accessed Nov 29, 2017.

Gobernación de Casanare. Infraestructura de Transporte. Departamento de Casanare. <http://www.casanare.gov.co/?idcategoria=1199>.

GUERRERO SUÁREZ F, LLANO CAMACHO F. Gas natural en Colombia - gas e.s.p. *Estudios Gerenciales*. 2003;19(87):115-146. http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_abstract&pid=S0123-59232003000200006&lng=en&nrm=iso&tlng=es. Accessed Nov 29, 2017.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Referencias bibliográficas. Contenido, forma y estructura. NTC 5613. Bogotá D.C.

_____. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Bogotá D.C.

_____. Referencias documentales para fuentes de información electrónicas. NTC 4490. Bogotá D.C El instituto, 1998.23p.

Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales. *Conceptos y definiciones básicas*; Bogotá: 2004:9-17.

Jason L.SZABO,M. Alan Murray,Ph.d. Ben Asante, M.Sc. "Gas pipeline Design and distribution Networks". Optimum pressure Drop. April 13-25.1998.

LATORRE CHACÓN Leonardo. Tecnología del gas natural *Ingeniería e investigación. Unniversidad Nacional de Colombia*. :78-79.

Macías J.MARTÍNEZ. Cálculo de Tubería y Redes de gas. Ingenieros Consultores y Asociados, C.A, MENON, E. Sashi. Gas Pipeline Hydraulics. Edit. Taylor & Francis Group. 2005.

Promigas. Informe del sector gas natural Colombia 2017. 2016. <http://www.promigas.com/Es/Noticias/Documents/Informe-Sector-Gas/Informe%20del%20Sector%20Gas%20Natural%20Colombia%202017.pdf>.

Promigas. Usos del gas. *Tesoro lexicográfico del español de Puerto Rico*. 2005:475.

Secretaría de Gobierno Municipal. Plan municipal de gestión del riesgo de desastres municipio de Aguazul- Casanare. <http://repositorio.gestiondelriesgo.gov.co/bitstream/handle/20.500.11762/476/PMGRD%20Aguazul%202012.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.

Secretaría de Planeación municipal. Plan básico de ordenamiento territorial municipio de Yopal- Casanare diagnóstico territorial. 2013.

Sistemas de transporte de gas natural | hidrocarburos en el Perú – sociedad nacional de minería, petróleo y energía. 2012. <http://www.loshidrocarburosenelperu.org/2012/09/sistemas-de-transporte-de-gas-natural/>. Accessed Nov 29, 2017.

TGI. Boletín Electrónico de Operaciones. Capacidad de Transporte.<http://beo.tgi.com.co/index.php/remitentes/capacidad-de-transporte>

Unidad de Planeación Minero-Energética, UPME. Balance de gas natural en Colombia 2016-2025.2016. http://www.upme.gov.co/SeccionHidrocarburos_sp/Publicaciones/2016/Balance_Gas_Natural_2016_2025.pdf.

ANEXOS

ANEXO A

CARTERA TOPOGRÁFICA AGUAZUL-YOPAL.

Consta de 106 tramos equidistantes con 250m de diferencia, con su respectiva Longitud, latitud y elevación, elaborado con datos obtenidos de la herramienta Google Earth.

Grid	Lon/Lat								
Datum	WGS	84							
Track	Yopal	Aguazul						Total	26.5km
<i>Header</i>		<i>Longitude</i>		<i>Latitude</i>		<i>Elevation</i>		<i>Distance</i>	
Trackpoint	1	N5	19.609	W72	22.443	309	m	0	m
Trackpoint	2	N5	19.510	W72	22.533	310	m	250	m
Trackpoint	3	N5	19.411	W72	22.627	311	m	500	m
Trackpoint	4	N5	19.306	W72	22.718	311	m	750	m
Trackpoint	5	N5	19.204	W72	22.803	311	m	1000	m
Trackpoint	6	N5	19.100	W72	22.894	311	m	1250	m
Trackpoint	7	N5	18.989	W72	22.966	311	m	1500	m
Trackpoint	8	N5	18.872	W72	23.034	310	m	1750	m
Trackpoint	9	N5	18.748	W72	23.094	308	m	2000	m
Trackpoint	10	N5	18.636	W72	23.165	307	m	2250	m
Trackpoint	11	N5	18.530	W72	23.254	306	m	2500	m
Trackpoint	12	N5	18.446	W72	23.357	305	m	2750	m
Trackpoint	13	N5	18.346	W72	23.451	304	m	3000	m
Trackpoint	14	N5	18.246	W72	23.538	303	m	3250	m
Trackpoint	15	N5	18.155	W72	23.641	301	m	3500	m
Trackpoint	16	N5	18.060	W72	23.741	299	m	3750	m
Trackpoint	17	N5	17.970	W72	23.839	298	m	4000	m
Trackpoint	18	N5	17.874	W72	23.935	296	m	4250	m
Trackpoint	19	N5	17.773	W72	24.024	294	m	4500	m
Trackpoint	20	N5	17.677	W72	24.121	292	m	4750	m
Trackpoint	21	N5	17.576	W72	24.212	292	m	5000	m
Trackpoint	22	N5	17.481	W72	24.310	290	m	5250	m
Trackpoint	23	N5	17.378	W72	24.392	288	m	5500	m
Trackpoint	24	N5	17.280	W72	24.488	287	m	5750	m
Trackpoint	25	N5	17.180	W72	24.580	285	m	6000	m
Trackpoint	26	N5	17.070	W72	24.662	284	m	6250	m
Trackpoint	27	N5	16.958	W72	24.736	282	m	6500	m
Trackpoint	28	N5	16.857	W72	24.830	280	m	6750	m

Trackpoint	29	N5	16.762	W72	24.926	279	m	7000	m
Trackpoint	30	N5	16.668	W72	25.018	277	m	7250	m
Trackpoint	31	N5	16.568	W72	25.111	276	m	7500	m
Trackpoint	32	N5	16.471	W72	25.207	274	m	7750	m
Trackpoint	33	N5	16.376	W72	25.302	272	m	8000	m
Trackpoint	34	N5	16.278	W72	25.398	270	m	8250	m
Trackpoint	35	N5	16.183	W72	25.491	268	m	8500	m
Trackpoint	36	N5	16.094	W72	25.594	266	m	8750	m
Trackpoint	37	N5	15.993	W72	25.689	264	m	9000	m
Trackpoint	38	N5	15.899	W72	25.783	264	m	9250	m
Trackpoint	39	N5	15.797	W72	25.874	264	m	9500	m
Trackpoint	40	N5	15.669	W72	25.911	264	m	9750	m
Trackpoint	41	N5	15.538	W72	25.952	264	m	10000	m
Trackpoint	42	N5	15.430	W72	26.033	264	m	10250	m
Trackpoint	43	N5	15.336	W72	26.134	264	m	10500	m
Trackpoint	44	N5	15.225	W72	26.210	264	m	10750	m
Trackpoint	45	N5	15.108	W72	26.279	264	m	11000	m
Trackpoint	46	N5	14.994	W72	26.354	264	m	11250	m
Trackpoint	47	N5	14.879	W72	26.419	264	m	11500	m
Trackpoint	48	N5	14.758	W72	26.487	265	m	11750	m
Trackpoint	49	N5	14.643	W72	26.554	265	m	12000	m
Trackpoint	50	N5	14.522	W72	26.616	265	m	12250	m
Trackpoint	51	N5	14.394	W72	26.665	266	m	12500	m
Trackpoint	52	N5	14.270	W72	26.719	266	m	12750	m
Trackpoint	53	N5	14.160	W72	26.795	266	m	13000	m
Trackpoint	54	N5	14.060	W72	26.886	267	m	13250	m
Trackpoint	55	N5	13.957	W72	26.973	267	m	13500	m
Trackpoint	56	N5	13.849	W72	27.058	267	m	13750	m
Trackpoint	57	N5	13.758	W72	27.156	268	m	14000	m
Trackpoint	58	N5	13.666	W72	27.259	268	m	14250	m
Trackpoint	59	N5	13.570	W72	27.350	268	m	14500	m
Trackpoint	60	N5	13.480	W72	27.456	268	m	14750	m
Trackpoint	61	N5	13.398	W72	27.564	269	m	15000	m
Trackpoint	62	N5	13.307	W72	27.664	269	m	15250	m
Trackpoint	63	N5	13.214	W72	27.761	269	m	15500	m
Trackpoint	64	N5	13.121	W72	27.857	269	m	15750	m
Trackpoint	65	N5	13.036	W72	27.963	269	m	16000	m
Trackpoint	66	N5	12.935	W72	28.054	270	m	16250	m
Trackpoint	67	N5	12.840	W72	28.149	270	m	16500	m

Trackpoint	68	N5	12.746	W72	28.251	270	m	16750	m
Trackpoint	69	N5	12.646	W72	28.343	270	m	17000	m
Trackpoint	70	N5	12.551	W72	28.438	270	m	17250	m
Trackpoint	71	N5	12.450	W72	28.525	271	m	17500	m
Trackpoint	72	N5	12.344	W72	28.613	271	m	17750	m
Trackpoint	73	N5	12.234	W72	28.692	271	m	18000	m
Trackpoint	74	N5	12.129	W72	28.772	271	m	18250	m
Trackpoint	75	N5	12.022	W72	28.857	271	m	18500	m
Trackpoint	76	N5	11.909	W72	28.938	271	m	18750	m
Trackpoint	77	N5	11.807	W72	29.020	270	m	19000	m
Trackpoint	78	N5	11.709	W72	29.118	269	m	19250	m
Trackpoint	79	N5	11.617	W72	29.216	269	m	19500	m
Trackpoint	80	N5	11.513	W72	29.302	268	m	19750	m
Trackpoint	81	N5	11.411	W72	29.391	268	m	20000	m
Trackpoint	82	N5	11.305	W72	29.479	267	m	20250	m
Trackpoint	83	N5	11.213	W72	29.577	267	m	20500	m
Trackpoint	84	N5	11.114	W72	29.667	267	m	20750	m
Trackpoint	85	N5	11.010	W72	29.757	266	m	21000	m
Trackpoint	86	N5	10.917	W72	29.857	265	m	21250	m
Trackpoint	87	N5	10.834	W72	29.964	264	m	21500	m
Trackpoint	88	N5	10.750	W72	30.067	264	m	21750	m
Trackpoint	89	N5	10.668	W72	30.176	264	m	22000	m
Trackpoint	90	N5	10.598	W72	30.295	264	m	22250	m
Trackpoint	91	N5	10.540	W72	30.414	264	m	22500	m
Trackpoint	92	N5	10.468	W72	30.526	265	m	22750	m
Trackpoint	93	N5	10.394	W72	30.642	265	m	23000	m
Trackpoint	94	N5	10.315	W72	30.749	266	m	23250	m
Trackpoint	95	N5	10.232	W72	30.863	267	m	23500	m
Trackpoint	96	N5	10.164	W72	30.974	267	m	23750	m
Trackpoint	97	N5	10.096	W72	31.091	267	m	24000	m
Trackpoint	98	N5	10.030	W72	31.214	267	m	24250	m
Trackpoint	99	N5	09.977	W72	31.336	268	m	24500	m
Trackpoint	100	N5	09.930	W72	31.461	269	m	24750	m
Trackpoint	101	N5	09.877	W72	31.590	269	m	25000	m
Trackpoint	102	N5	09.826	W72	31.713	270	m	25250	m
Trackpoint	103	N5	09.785	W72	31.840	270	m	25500	m
Trackpoint	104	N5	09.745	W72	31.974	271	m	25750	m
Trackpoint	105	N5	09.711	W72	32.103	272	m	26000	m
Trackpoint	106	N5	09.682	W72	32.236	272	m	26250	m

ANEXO B

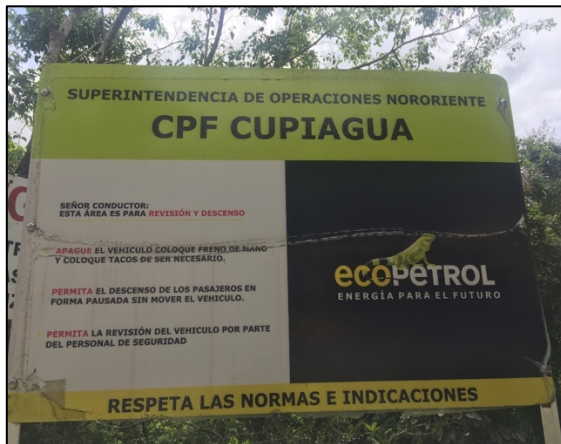
TRABAJO DE CAMPO REGISTRO FOTOGRÁFICO EN CARRETERA VÍA AGUAZUL-YOPAL.



Letrero City Gate Aguazul-Enerca.



City Gate Aguazul.



CPF Campo Cupiagua-Ecopetrol



Letrero Campo Cupiagua-Ecopetrol



Oleoducto Arguaney.



City Gate 2 Aguazul.



Letrero TGI City Gate 2 AguazulKm 0) Tubería Gas hacia estación GNV-Enerca



Km 1. Subestación Aguazul Enerca.



Km 2. Carretera lateral derecha.



Km 3. Carretera lateral derecha.



Tubería Gas hacia estación GNV-Enerca



Km 4. Carretera lateral derecha.



Km 5. Carretera lateral derecha.



Km 6. Carretera lateral derecha.



Km 7. Carretera lateral derecha.



Km 8. Carretera lateral derecha.



Km 9. Carretera lateral derecha.



Centro procesamiento Arroz Sonora



Tubería Gas hacia estación GNV-Enerca



Estación Enerca GNV



Km 10. Carretera lateral derecha.



Km 11. Carretera lateral derecha.



Km 12. Entrada carretera



Km 13. Carretera lateral derecha.



Km 14. Carretera lateral derecha.



Río Charte.



Km 15. Carretera lateral derecha.



Km 16. Carretera lateral derecha.



Km 17. Carretera lateral derecha.



Km 18. Carretera lateral derecha.



Km 19. Entrada carretera lateral derecha



Km 20. Carretera lateral derecha.



Km 21. Carretera lateral derecha.



Km 22. Carretera lateral derecha.



Km 23. Carretera lateral derecha.



Km 24. Carretera lateral derecha.



Km 25. Carretera lateral derecha.



Km 26. Carretera lateral derecha.



Letrero City Gate Yopal-Enerca



City Gate Yopal. Límite final de trazado.

ANEXO C

INFORMES DEL SECTOR GAS NATURAL.

Realizado por la empresa Promigas SA ESP, Gas transportado en Mpcd en Colombia, por empresa. Tablas encontradas en Gas natural en Colombia- Transporte de gas por redes.

Informe del sector Gas Natural 2011

Gas transportado - Mpcd					
EMPRESA	2007	2008	2009	2010	2011
Interior del País	456	469	496	524	528
Coinobras	4	3	6	3	4
Progasur	2	2	2	2	3
TGI	364	371	396	422	420
Transgastol	6	8	11	11	13
Transmetano	35	35	34	37	41
Transoccidente	33	36	35	36	34
Transoriente	12	13	12	12	13
Costa Caribe - Promigas	304	364	364	390	345
Total	760	832	860	915	873
Variación anual	6%	10%	3%	6%	(5%)
Variación periodo					15%

Informe del sector Gas Natural 2012

Gas transportado - Mpcd						
Empresa	2008	2009	2010	2011	2012	Variación promedio anual
Interior del país	469	496	524	527	558	4%
Coinogas	3	6	3	3	3	2%
Progasur	2	2	2	3	5	26%
TGI	371	396	422	420	422	3%
Transgastol	8	11	11	13	12	10%
Transmetano	35	34	37	41	45	7%
Transoccidente	36	35	36	34	36	0%
Transoriente	13	12	12	13	34	28%
Costa Caribe - Promigas	364	364	390	345	337	(2%)
Total	832	860	915	872	895	2%
Relación 2008 - 2012 = 1.1 veces						

Fuente: Empresas del sector Promigas

Informe del sector Gas Natural 2013

GAS TRANSPORTADO - Mpcd						
EMPRESA	2000	2010	2011	2012	2013	TACC 2010-013
INTERIOR DEL PAÍS	211	524	527	558	604	5%
COINOGAS	0	3	3	3	5	11%
PROGASUR	3	14	16	17	25	21%
PROMIORIENTE *	9	12	13	34	28	33%
TGI	178	422	420	422	454	2%
TRANSMETANO	5	37	41	45	46	7%
TRANSOCCIDENTE	15	36	34	36	47	10%
COSTA CARIBE - PROMIGAS	359	390	345	337	365	(2%)
TOTAL	569	915	872	895	969	2%

Fuente: empresas del sector.
 Nota: las empresas Progasur y TGI contienen las cifras de Transgastal y Transcogas.
 * Anteriormente Transorientte.

Informe del sector Gas Natural 2014

GAS TRANSPORTADO - Mpcd						
EMPRESA	2010	2011	2012	2013	2014	TACC 2010-2014
INTERIOR DEL PAÍS	524	527	558	596	668	6 %
COINOGAS	3	3	3	5	5	10 %
PROGASUR	14	16	17	17	19	8 %
PROMIORIENTE	12	13	34	28	51	44 %
TGI	422	420	422	454	494	4 %
TRANSMETANO	37	41	45	46	49	7 %
TRANSOCCIDENTE	36	34	36	47	50	9 %
COSTA CARIBE - PROMIGAS	390	345	337	365	368	(1 %)
TOTAL	915	872	895	961	1.036	3 %

Fuente: empresas del sector.
 Nota: las empresas Progasur y TGI contienen las cifras de Transgastal y Transcogas.

Informe del sector Gas Natural 2016 con cifras del 2015

GAS TRANSPORTADO - Mpcd						
Empresa	2005	2010	2014	2015	TACC 2005-2015	VARIACIÓN 2014-2015
Interior del país	335	524	668	703	8 %	5 %
Coinogas	NA	3	5	5	5 %	0 %
Progasur	5	14	19	19	15 %	2 %
Promioriente	11	12	51	52	17 %	1 %
TGI	271	422	494	526	7 %	6 %
Transmetano	23	37	49	51	8 %	3 %
Transoccidente	26	36	50	50	7 %	0.5 %
Costa Caribe - Promigas	322	390	368	331	0.3 %	(10 %)
Total	657	915	1.036	1.034	5 %	(0.2 %)

Fuente: empresas del sector.
Nota: las empresas Progasur y TGI contienen las cifras de Transgasol y Transcogas.

Informe del sector Gas Natural Año 2017 con cifras del 2016

GAS TRANSPORTADO - Mpcd							
Empresa	2012	2013	2014	2015	2016	TACC 2012-2016	Variación 2015-2016
Interior del país	558	596	668	701	678	5 %	(3 %)
Coinogas	3	5	5	5	6	16 %	14 %
Progasur	17	17	19	19	20	4 %	4 %
Promioriente	34	28	51	52	58	14 %	12 %
TGI	422	454	494	523	500	4 %	(4 %)
Transmetano	45	46	49	51	50	3 %	(1 %)
Transoccidente	36	47	50	50	43	5 %	(14 %)
Costa Caribe - Promigas	322	390	368	331	339	1 %	2 %
Total	880	987	1.036	1.032	1.017	4 %	(1 %)

Fuente: Empresas del sector.
Nota: Las empresas Progasur y TGI contienen las cifras de Transgasol y Transcogas.