

**ELABORACIÓN DE UNA HERRAMIENTA SOFTWARE PARA DETERMINAR
CLASES DE LOCALIDAD, UTILIZANDO TECNOLOGÍA ASOCIADA A
SISTEMAS DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA (SIG). CASO DE ESTUDIO,
GASODUCTO CALI-IPIALES.**

JACOBO ORTIZ AVILA



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2014**

**ELABORACIÓN DE UNA HERRAMIENTA SOFTWARE PARA DETERMINAR
CLASES DE LOCALIDAD, UTILIZANDO TECNOLOGÍA ASOCIADA A
SISTEMAS DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA (SIG). CASO DE ESTUDIO,
GASODUCTO CALI-IPIALES.**

JACOBO ORTIZ AVILA

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos

Director:
NICOLÁS SANTOS SANTOS.
Ingeniero de Petróleos, MS.c

Codirectores:

CESAR ERASO POLEO
Ingeniero de Petróleos.
Especialista en Ingeniería de Gas.

FAUSTINO CAMARGO SARMIENTO
Ingeniero de Petróleos.

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2014

AGRADECIMIENTOS

Aparentemente el trabajo lo hizo sólo un autor, sin embargo, nada habría resultado tan bien sin el apoyo de mi familia. Gracias por estar siempre fuertes y constantes en mi vida.

El contenido del libro se vio nutrido por profesionales que no dudaron en poner al servicio del proyecto su experiencia y conocimiento de ingeniería. Debo agradecer públicamente a aquellos que me abrieron las puertas e hicieron posible la ejecución del estudio. Gracias a:

- *MS.c Nicolás Santos Santos. Director del proyecto. Director de la escuela de petróleos de la UIS.*
- *Ing. Manuel Cabarcas. Asesor y evaluador del plan de proyecto. Profesor UIS.*
- *Ing. Sp. César Eraso. Codirector del proyecto.*
- *Ing. Carlos Burbano y su equipo de trabajo. Director de operaciones MONTAGAS S.A.*
- *Richard Briceño. Director regional Suramérica. Energy solutions. Pipeline Studio.*
- *Gabriel Guevara. Regional sales manager. MAN Diesel & Turbo Colombia.*
- *Ing. Lorena Rodríguez. Soporte técnico de ArcGIS 10.1.*

Gracias a mis amigos por hacerme sentir orgulloso de mi trabajo. Sus sonrisas y comentarios fueron tenidos en cuenta. Todos mis compañeros ingenieros y futuros profesionales que aportaron con ideas y sus ejemplares trabajos merecen mi admiración, respeto y gratitud.

DEDICATORIA

Este proyecto es una declaratoria. Un mensaje por parte del autor hacia la industria, hacia la comunidad, hacia el país, expresando la necesidad de ingeniería autóctona. Las soluciones significativas de los problemas de nuestra nación vendrán garantizadas en nuestro esfuerzo por progresar y encontrar un desarrollo acorde a las condiciones de nuestro entorno socio-económico y cultural.

Dedico el esfuerzo a mi tierra nariñense, haciendo un llamado para que resurja triunfante y hermosa. Considero que deberá levantarse por su mano propia. Por la capacidad de su intelecto académico, cultural y social.

Mis logros siempre irán en dirección de las personas que quiero. Por eso, mi familia y amigos hacen parte de mi mensaje. Me descubro fortalecido porque ellos están a mis espaldas, inspirándome con arte, con excelencia ingenieril, con la versatilidad que necesito para ser creador de ideas y generar el futuro con el que sueño.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	16
1. CONTEXTO JURÍDICO Y LICENCIAMIENTO AMBIENTAL DEL GAS NATURAL	17
1.1 DIAGNÓSTICO AMBIENTAL DE ALTERNATIVAS (DAA)	18
1.2 ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	19
1.3 PROCEDIMIENTO DEL LICENCIAMIENTO AMBIENTAL	20
1.4 PROCEDIMIENTO DE MODIFICACIÓN DE LA LICENCIA AMBIENTAL (LA)	21
1.5 REQUERIMIENTOS DE LA LICENCIA AMBIENTAL	22
1.6 MARCO JURÍDICO DEL TRANSPORTE DE GAS NATURAL	23
1.7 ENTES REGULADORES DEL TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN COLOMBIA.	25
1.8 NORMATIVIDAD DEL SECTOR GAS NACIONAL	26
2. CONTEXTO INTERNACIONAL DE LA INDUSTRIA DEL GAS	29
2.1 MARCO ECUATORIANO	35
3. BALANCE DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA	36
3.1 OFERTA	38
3.1.1 ACTIVIDAD EXPLORATORIA EN RESERVAS CONVENCIONALES: Aquellos yacimientos que poseen características que permiten su explotación con tecnologías convencionales.	39
3.1.2 ACTIVIDAD EXPLORATORIA EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES: Aquellos yacimientos con características desafiantes a la tecnología convencional.	42
3.2 DEMANDA.	44
4. DESARROLLO DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL REGIÓN SUR.	45

4.1	PRIMER MODELO: COMPRAS DEL DISTRIBUIDOR (2009-2013)	48
4.2	SEGUNDO MODELO: VENTAS DEL COMERCIALIZADOR MINORISTA (2009-2013).	50
4.3	TERCER MODELO. CORRELACIÓN POR POBLACIÓN Y ACTIVIDAD ECONÓMICA. “BOYACÁ ES A NARIÑO, COMO CASANARE ES A PUTUMAYO”	55
4.4	DESARROLLO DE ESCENARIOS DE ALTA DEMANDA	58
4.4.1	ESCENARIO DE EXPORTACIÓN	58
4.4.2	ESCENARIO TERMOELÉCTRICO	60
5.	DESARROLLO DE LA RUTA DEL GASODUCTO URCUGAS	63
5.1	INFORMACIÓN DESCARGADA DEL SIGOT Y DEMÁS FUENTES.	66
5.2	TRAZADO DE RUTAS	69
5.3	ZONAS DE INTERÉS. ALTITUDES MAYORES A 3000 M Y PROBLEMAS DE ESTABILIDAD.	74
5.4	CORRELACIÓN DE COSTOS.	76
6.	ELABORACIÓN DE UNA HERRAMIENTA SOFTWARE PARA DEFINIR CLASES DE LOCALIDAD.	78
7.	SIMULACIÓN HIDRÁULICA CON PIPELINESTUDIO	81
7.1	MARCO TEÓRICO	82
7.2	I CASO DE ESTUDIO JAMUNDÍ-IPIALES	89
7.2.1	ESCENARIO BASE CON DIÁMETRO DE 8.625”	89
7.2.1	ESCENARIO BASE CON DIÁMETRO DE 8.625”	91
7.2.2	ESCENARIO BASE CON DIÁMETRO DE 6.625”	92
7.2.3	ESCENARIO BASE CON DIÁMETRO DE 5.563”	94
7.2.4	ESCENARIO TERMOELÉCTRICO CON DIÁMETRO DE 6.625” Y ESTACIÓN COMPRESORA MOPICO.	95
7.3	II CASO DE ESTUDIO NEIVA-IPIALES	104
7.3.1	ESCENARIO BASE CON DIÁMETRO EXTERNO 8.625”	105
7.3.2	ESCENARIO BASE. DIÁMETRO EXTERNO: 6.625”.	108
7.3.3	ESCENARIO BASE CON DIÁMETRO EXTERNO DE 5.563	110

7.3.4 ESCENARIO TERMOELÉCTRICO CON DIÁMETRO DE 6.625" Y ESTACIÓN COMPRESORA MOPICO.	111
8. CONCLUSIONES	113
9. RECOMENDACIONES	115
BIBLIOGRAFÍA	116

LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 1 Procedimiento de licenciamiento ambiental.</i>	20
<i>Figura 2 Procedimiento de modificación de licencia ambiental.</i>	21
<i>Figura 3 Comparación latinoamericana sobre inversión en infraestructura de transporte de GN.</i>	26
<i>Figura 4 Plantas de regasificación a nivel mundial.</i>	30
<i>Figura 5 Plantas de licuefacción a nivel mundial.</i>	31
<i>Figura 6 Panorama latinoamericano. Plantas de regasificación y licuefacción (GNL).</i>	32
<i>Figura 7 Precios internacionales según el combustible.</i>	33
<i>Figura 8 Balance de Gas Natural 2013 – 2022.</i>	36
<i>Figura 9 Balance de gas natural con diferentes curvas de oferta.</i>	37
<i>Figura 10 Reservas y escenarios de proyección de gas natural – Colombia.</i>	38
<i>Figura 11 Bloques Offshore contratados en Colombia.</i>	39
<i>Figura 12 Bloques contratados en VIM.</i>	40
<i>Figura 13 Bloques contratados en Catatumbo y Piedemonte.</i>	41
<i>Figura 14 YNC en el Valle Medio del Magdalena VMM.</i>	42
<i>Figura 15 Oferta de campos de gas colombianos.</i>	43
<i>Figura 16 Escenario medio de demanda de gas natural en Colombia.</i>	44
<i>Figura 17 Población demandante.</i>	45
<i>Figura 18 Composición GLP en Colombia.</i>	46
<i>Figura 19 Poder calorífico de GLP en Colombia.</i>	47
<i>Figura 20 Proyección del primer modelo.</i>	49
<i>Figura 21 Datos de ventas y participación de cada departamento.</i>	51
<i>Figura 22 Regresiones lineales A y B.</i>	52
<i>Figura 23 Paralelas An, Bn.</i>	53
<i>Figura 24 Segundo modelo. Puntos intercepto.</i>	54
<i>Figura 25 Proyección del tercer modelo.</i>	57
<i>Figura 26 23% de la demanda ecuatoriana de GN.</i>	59
<i>Figura 27 Estimación de la demanda del sur colombiano + alternativas.</i>	61
<i>Figura 28 Flujo de GN en el sistema de transporte nacional.</i>	64
<i>Figura 29 Tipos de archivo en ArcGis 10.1.</i>	65
<i>Figura 30 Modelo de herramienta de trazado de rutas.</i>	70
<i>Figura 31 Rutas diseñadas.</i>	72
<i>Figura 32 Referenciamiento Lineal.</i>	73
<i>Figura 33 Área de Interés 1. AOI1.</i>	74
<i>Figura 34 Área de interés 2. AOI2.</i>	75
<i>Figura 35 Costos conceptuales de alternativas.</i>	77
<i>Figura 36 Clase de localidad equivalente a la densidad de viviendas de cada municipio atravesado por la ruta del gasoducto.</i>	79
<i>Figura 37 Herramienta para definir clases de localidad usando SIG.</i>	80
<i>Figura 38 Asignación de clases en las UCL a partir de diferenciales de 100 m.</i>	80

<i>Figura 39 Composición de GN con 5 lb/MMSCF</i>	81
<i>Figura 40 Envolverte de fases del gas natural en Colombia</i>	82
<i>Figura 41 Correlación T vs Z (altura sobre el nivel del mar).</i>	Fuente: Autor. 87
<i>Figura 42 Mapa de Isotermas.</i>	88
<i>Figura 43 Perfil topográfico Jamundí – Ipiales.</i>	89
<i>Figura 44 Caída de presión Jamundí 8.625"</i>	91
<i>Figura 45 Flujo vs distancia escenario base Jamundí 8.625"</i>	92
<i>Figura 46 Caída de presión Jamundí 6.625"</i>	93
<i>Figura 47 Caudal vs distancia Jamundí 6.625"</i>	94
<i>Figura 48 Caída de presión Jamundí 5.563"</i>	95
<i>Figura 50 Mapa de selección de compresores MOPICO</i>	96
<i>Figura 49 Tren de compresión MOPICO</i>	96
<i>Figura 51 Curvas conceptuales de performance MOPICO RM40+</i>	99
<i>Figura 52 Curvas de conceptuales performance de MOPICO RM50+</i>	100
<i>Figura 53 Esquema de la estación compresora</i>	101
<i>Figura 54 Caída de presión escenario termoeléctrico Caso I</i>	103
<i>Figura 55 Flujo caso Termoeléctrico Jamundí 6.625"</i>	103
<i>Figura 56 Perfil topográfico Neiva - Ipiales</i>	104
<i>Figura 57 Caída de presión Neiva 8.625"</i>	106
<i>Figura 58 Flujo y presión. Caso II. 8.625"</i>	107
<i>Figura 59 Caída de presión con diámetro de 6.625"</i>	108
<i>Figura 60 Flujos y caída de presión con diámetro de 6.625"</i>	109
<i>Figura 61 Caída de presión con diámetro de 5.563"</i>	110
<i>Figura 62 Caídas de Presión en el escenario termoeléctrico. Caso II</i>	111
<i>Figura 63 Caudales para el escenario termoeléctrico. Caso II</i>	112

LISTA DE TABLAS

<i>Tabla 1 Asociaciones que emiten la normativa del transporte de gas natural.</i>	27
<i>Tabla 2 Precios actuales de los combustibles.</i>	34
<i>Tabla 3 Modelo compras del distribuidor de GLP.</i>	48
<i>Tabla 4 Ventas del comercializador minorista. Datos SUI.</i>	51
<i>Tabla 5 Regresiones lineales escenario alto A y escenario bajo B.</i>	52
<i>Tabla 6 Correlación Boyacá – Nariño.</i>	55
<i>Tabla 7 Correlación Casanare - Putumayo.</i>	56
<i>Tabla 8 Aumento del 25% de resultados obtenidos por correlación.</i>	56
<i>Tabla 9 Proyección del tercer modelo.</i>	57
<i>Tabla 10 Demanda ecuatoriana de gas natural.</i>	59
<i>Tabla 11 Cuadro comparativo venta de potencias.</i>	60
<i>Tabla 12 Resultados del análisis de demanda.</i>	62
<i>Tabla 13 Capacidad de transporte. Cusiana - Neiva/Ipiales.</i>	63
<i>Tabla 14 Capas utilizadas en ArcGIS 10.1.</i>	67
<i>Tabla 15 Mapas utilizados para el trazado de la ruta.</i>	69
<i>Tabla 16 Weighted Overlay. Ponderación de pesos.</i>	71
<i>Tabla 17 Estimación de costos conceptual.</i>	76
<i>Tabla 18 Clasificación de las clases de localidad.</i>	78
<i>Tabla 19 Correlación de temperatura con la altura sobre el nivel del mar.</i>	87
<i>Tabla 20 Especificaciones de las tuberías de diseño.</i>	89
<i>Tabla 21 Constraints Caso I</i>	90
<i>Tabla 22 Setpoints compresores MOPICO</i>	97
<i>Tabla 23 Conversión de unidades</i>	97
<i>Tabla 24 Constraints caso II</i>	105

LISTA DE ANEXOS

Anexo A: Mapa UCL.

Anexo B: Mapa Restricciones.

Anexo C: Mapa Pendientes.

Anexo D: Mapa Distancia de vías.

Anexo E: Mapa Criterio de ponderación de pesos.

Anexo F: Geopedología.

Anexo G: Isotermas.

Anexo H: Esquema del Gasoducto Jamundí – Ipiales.

Anexo I: Caso I, Jamundí – Ipiales (EXCEL).

Anexo J: Caso II, Neiva – Ipiales (EXCEL).

Anexo K: Geodatabase.

**NOTA: ESTOS ANEXOS PUEDEN SER CONSULTADOS EN LA SALA BASE DE DATOS -
BIBLIOTECA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**

RESUMEN

TÍTULO: ELABORACIÓN DE UNA HERRAMIENTA SOFTWARE PARA DETERMINAR CLASES DE LOCALIDAD, UTILIZANDO TECNOLOGÍA ASOCIADA A SISTEMAS DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA (SIG). CASO DE ESTUDIO GASODUCTO CALI-IPIALES*.

AUTOR: JACOBO ORTIZ AVILA**.

PALABRAS CLAVE: Transporte de gas natural, estimación de demanda, SIG, análisis de clases de localidad, simulación hidráulica, Python.

La continuidad y ejecución de proyectos del transporte de gas natural en Colombia, está creciendo en la medida en que se incrementan las reservas y la oferta de gas. Sin embargo el país tomó la decisión de implementar un proyecto de importación de GNL para asegurar el suministro. Según lo anterior, es vital reconocer las diferencias en los costos de los combustibles para obtener energía. Bajo este contexto se desarrollaron modelos para predecir la demanda de gas natural de la región SUR y se diseñaron dos rutas de gasoducto hacia la ciudad de Ipiales, utilizando un geodatabase, natural a los sistemas de información geográfica, a partir de dos puntos de partida, Jamundí y Neiva.

Mediante el uso de tecnología SIG, se elaboró una herramienta para determinar las clases de localidad de las rutas y de esta manera determinar las especificaciones de las tuberías.

Adicionalmente, se debe considerar la temperatura ambiente de las zonas por las cuales cruzan los trazados obtenidos. Por lo tanto se construyó un modelo de temperaturas utilizando estaciones meteorológicas y relacionando el gradiente de la temperatura con la topografía de la región.

Finalmente se introdujo todo el modelo en el simulador especializado Pipeline Studio y se evaluaron cuatro escenarios, de los cuales tres, son diferentes diámetros bajo el escenario base, y el último, la simulación hidráulica para un escenario de alta demanda con la implementación de un compresor MOPICO.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director: Nicolás Santos Santos. Codirectores César Eraso y Faustino Camargo

ABSTRACT

TITLE: SOFTWARE TOOL DEVELOPMENT USING GEOGRAPHIC INFORMATION SYSTEMS TECHNOLOGY FOR CLASS LOCATION ANALYSIS. CASE OF STUDY, CALI - IPIALES GAS PIPELINE*.

AUTHOR: JACOBO ORTIZ AVILA.**

KEYWORDS: Gas pipelines, natural gas demand prediction, GIS, class location analysis, hydraulic simulation, Python.

The continuity and development of transporting natural gas networks in Colombia, is growing as the new additional gas reserves are taken into account. However, the government took the decision to build a regasification LNG plant, to import gas and guarantee gas supply. It is really important knowing about the costs differences between the fuel sources when producing energy. Under this context, models predicting natural gas demand in the SOUTH were developed and two pipeline routes designed, using a geodatabase in a geographic information system, from Jamundí and Neiva, to Ipiales.

Using GIS technology, a tool was designed to assign class locations to the routes and define the pipeline specifications. It showed the low population density in the Colombian south zone.

Additionally, a model predicting the environment temperature of the zones crossed by the gas pipeline routes was developed, according to the importance of this variable to the hydraulics involved. Weather stations were used to relate the temperature gradient with the area's topology.

Finally, the model was tested in the specialized simulator Pipeline Studio and four scenarios were tested, from which, three tested different diameters under the base demand scenario, and the last one made the hydraulic simulation for high demand scenario with MOPICO's compressor units.

* Undergraduate dissertation.

** Faculty of Physical-Chemical Engineering, School of Petroleum Engineering. Director: Nicolas Santos Santos. Co-directors César Eraso and Faustino Camargo.

INTRODUCCIÓN

La industria de gas a nivel mundial ha tomado un papel muy importante en el desarrollo de la industria mediante la generación termoeléctrica y la locomoción vehicular. Teniendo en cuenta que es una energía mucho más limpia que el resto de combustible fósiles, su tendencia en crecimiento a nivel global y nacional es un hecho.

Es por esta razón que en el trabajo se desarrollará un proyecto en el cual será posible determinar la mejor ruta del trazado de un gasoducto a la región SUR, comparando dos alternativas de puntos iniciales, Jamundí y Neiva. Bajo el contexto de modelos de demanda desarrollados por el autor. Posteriormente se utilizará un sistema de información geográfica para desarrollar una herramienta que ejecute un análisis de clases de localidad y será posible determinar las especificaciones de tubería de diseño.

Finalmente, los diseños se evaluarán hidráulicamente mediante el software especializado en transporte de hidrocarburos, PipelineStudio y se implementará una estación compresora con unidades de tecnología de alta velocidad, MOPICO.

1. CONTEXTO JURÍDICO Y LICENCIAMIENTO AMBIENTAL DEL GAS NATURAL

El ritmo de la industria de gas y petróleo, y la dinámica energética nacional, han hecho necesario que los entes encargados de las regulaciones y manejo de infraestructura concerniente a la industria de hidrocarburos se pronuncien en lo referente a preparar al país para el desarrollo y ejecución de proyectos como GNL (licuefacción del gas natural), fracturamiento hidráulico en la explotación de yacimientos de Shale gas, gas natural asociado a mantos de carbón (CBM) y ampliaciones de las capacidades de las redes de gasoductos existentes. Es por esta razón que es necesario enunciar los aspectos más importantes del contexto constitucional y aquellos referentes al licenciamiento ambiental.

La **licencia ambiental** (LA), según lo establecido en el Decreto 2820 de 2010, es la autorización otorgada por la Autoridad Ambiental competente para la ejecución de un proyecto, obra o actividad que, de acuerdo con la ley y los reglamentos, pueda producir un deterioro grave a los recursos naturales o al medio ambiente y lleva implícitas las autorizaciones para el uso y/o aprovechamiento de estos.

La sentencia C-746 del 2012, es una autorización que otorga el Estado para obras, o proyectos, o actividades que puedan ocasionar un deterioro grave al ambiente o a los recursos naturales (Ley 99/93 art. 49) y posee los siguientes destaques¹:

- Sus objetivos, prevenir, mitigar, manejar, corregir y compensar los efectos ambientales que produzcan tales actividades.
- Es de carácter obligatoria y previa, antes de la ejecución o realización de dichas obras, actividades o proyectos.

¹ Licenciamiento sector gas. Orozco 2014.

- Opera como instrumento, mediante el cual cumple diversos mandatos constitucionales, entre ellos proteger los recursos naturales y el medio ambiente
- Tiene simultáneamente un carácter técnico y otro participativo.
- Se concreta en la expedición de un acto administrativo de carácter especial, el cual puede ser modificado unilateralmente por la administración e incluso revocado.

Es vital recalcar que los permisos, autorizaciones y concesiones estarán implícitos en la licencia por el tiempo de vida útil del proyecto, y deberán identificarse en el EIA: Si el solicitante no indica y sustenta los permisos en el EIA, no se incluyen. Además, si después de 5 años de ejecutoriada la licencia no se ha dado inicio a la construcción del proyecto, la autoridad ambiental podrá declarar pérdida de vigencia, mediante resolución motivada. Sin embargo, se deberá pedir justificación al interesado del porqué no se ha iniciado la obra. En caso de haber una fuerza mayor tras la explicación, no tendrá validez lo anterior.

1.1 DIAGNÓSTICO AMBIENTAL DE ALTERNATIVAS (DAA)

EL DAA, tiene como objeto suministrar la información para evaluar y comparar las diferentes opciones que presente el peticionario, bajo las cuales sea posible desarrollar un proyecto, obra o actividad (artículo 17 Decreto 2820 de 2010).

1.2 ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)

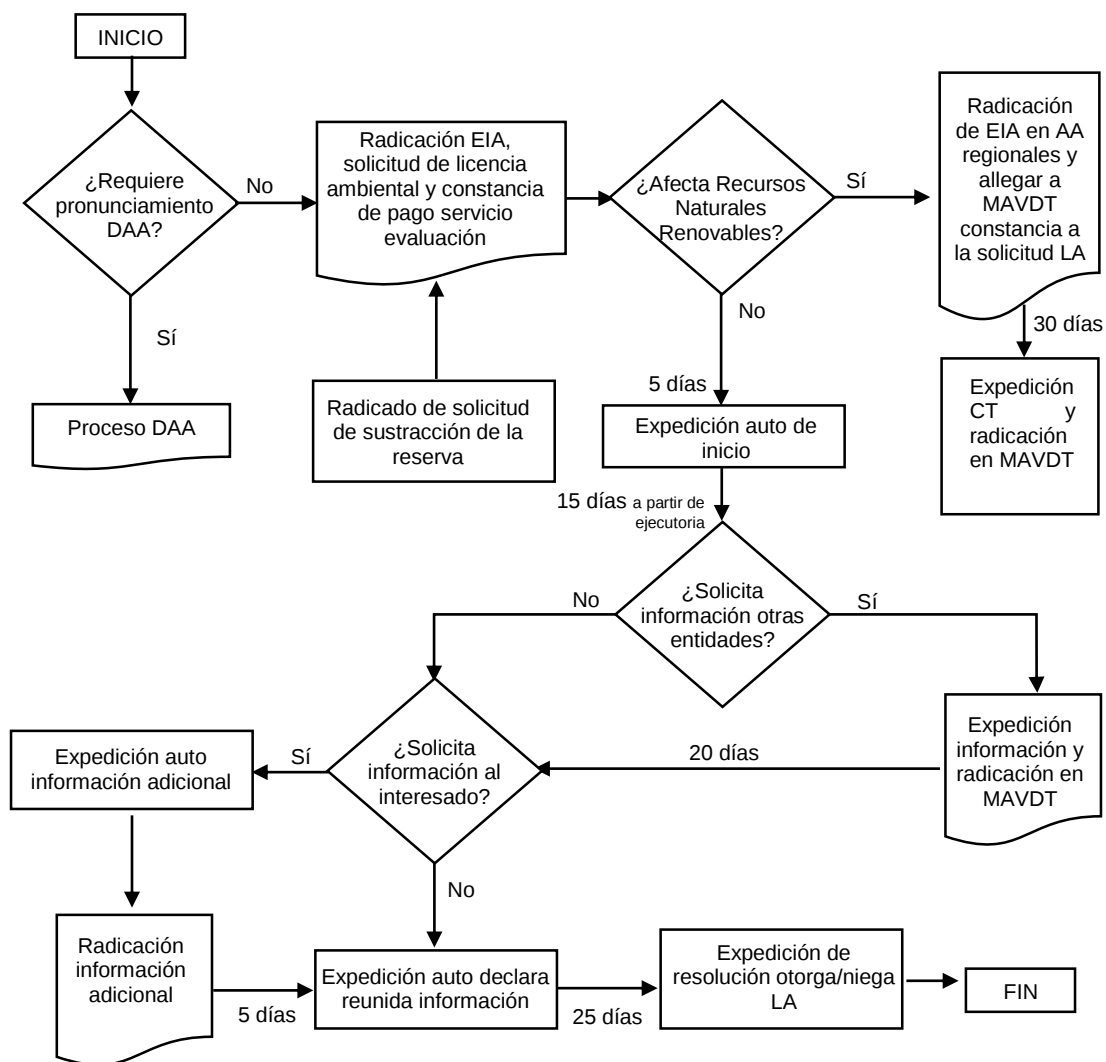
Involucra la localización del proyecto y derecho de vía, reconocimiento de los medios abióticos, bióticos y socioeconómicos. Genera una evaluación de los impactos de la obra.

El Plan de Manejo Ambiental (PMA), tiene como medidas obligatorias:

- Prevención: Evitar impactos y efectos ambientales negativos.
- Mitigación: Minimizar efectos e impactos ambientales negativos.
- Corrección: Recuperar, restaurar o reparar condiciones del medio afectado.
- Compensación: Resarcir y retribuir a comunidades, regiones, localidades y entorno natural, por los impactos o efectos negativos del proyecto, que no pueden ser evitados, corregidos o mitigados.

1.3 PROCEDIMIENTO DEL LICENCIAMIENTO AMBIENTAL²

Figura 1 Procedimiento de licenciamiento ambiental.



² DECRETO 2820 DE 2010. Ministerio de ambiente, vivienda y desarrollo territorial (MAVDT)

*CT: Concepto técnico.

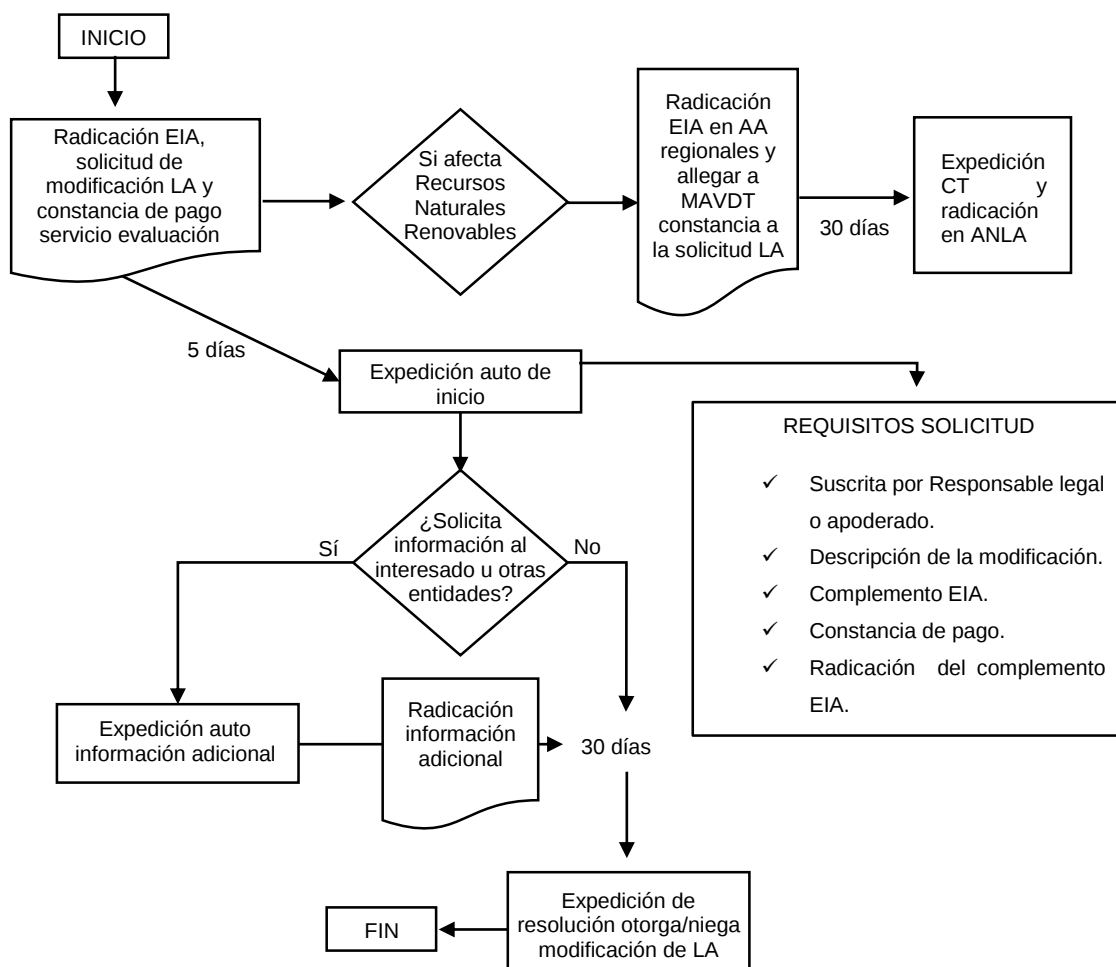
*TR: Términos de referencia.

*AA: Autoridades ambientales.

*LA: Licencia ambiental.

1.4 PROCEDIMIENTO DE MODIFICACIÓN DE LA LICENCIA AMBIENTAL³ (LA)

Figura 2 Procedimiento de modificación de licencia ambiental.



³ Licenciamiento sector gas. Orozco. N, 2014.

1.5 REQUERIMIENTOS DE LA LICENCIA AMBIENTAL⁴

- **Sustracción a la reserva:** El MADS⁵ es el encargado de decidir sobre la sustracción de las reservas forestales nacionales para el desarrollo de actividades de utilidad pública e interés social.
- **Conflicto de competencias:** La licencia ambiental sólo puede solicitarla la Autoridad Ambiental y Regional ante la cual se interpone la el trámite. La ANLA tiene 15 días para asignar al competente, quien debe adjuntar:
 - ✓ Descripción del proyecto.
 - ✓ Consideraciones técnicas.
 - ✓ Demanda de recursos, permisos o concesiones ambientales requeridos en cada jurisdicción.
- **Superposición de proyectos:** El interesado debe informar a la autoridad ambiental sobre la superposición, quien a su vez debe comunicar tal situación al titular de la Licencia superpuesta, para que este se pronuncie. Adicionalmente, para hacer factible la superposición, el interesado debe demostrar que los proyectos pueden coexistir y que cada titular tendrá responsabilidades individuales.
- **Cesiones Parciales:** Es posible hacer cesiones parciales derivadas de la Licencia Ambiental, siempre y cuando, las obligaciones y actividades puedan ser fraccionadas. Para el caso de la industria minera y de hidrocarburos, se

⁴ DECRETO 2820 DE 2010. Ministerio de ambiente, vivienda y desarrollo territorial (MAVDT)

⁵ Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

debe anexar la constancia de aprobación de la cesión del contrato por parte de las autoridades competentes.

- **Integración de Licencias:** Existe la posibilidad de integrar dos proyectos con licencias ambientales, cuyo objeto sea el mismo, áreas adyacentes y se hubieren podido adelantar en un solo instrumento de manejo y control ambiental. Remítase al diagrama de modificación de licencias ambientales.

Cuando existan varios titulares, deberán declarar responsabilidad solidaria en las obligaciones y condiciones ambientales establecidas para el efecto de hacer exitosa la integración.

1.6 MARCO JURÍDICO DEL TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Teniendo en cuenta el Decreto 2820 del 5 de Agosto de 2010, se destacan los siguientes apartes para el sector GN:

Artículo 8°: *“Competencia del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. El Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, otorgará o negará de manera privativa la licencia ambiental para los siguientes proyectos, obras o actividades:”*

- (1-d): *“El transporte y conducción de hidrocarburos líquidos y gaseosos que se desarrollen por fuera de los campos de explotación que impliquen la construcción y montaje de infraestructura de líneas de conducción con diámetros iguales o superiores a 6 pulgadas (15.24 cm), incluyendo estaciones de bombeo y/o reducción de presión y la correspondiente*

infraestructura de almacenamiento y control de flujo; salvo aquellas actividades relacionadas con la distribución de gas natural de uso domiciliario, comercial o industrial;”.

- (1-e): *“Los terminales de entrega y estaciones de transferencia de hidrocarburos líquidos, entendidos como la infraestructura de almacenamiento asociada al transporte de hidrocarburos y sus productos y derivados por ductos;”*

Artículo 18°: *“Exigibilidad del Diagnóstico Ambiental de Alternativas. Los interesados en los proyectos, obras o actividades que se describen a continuación deberán solicitar pronunciamiento a la autoridad ambiental competente sobre la necesidad de presentar el Diagnóstico Ambiental de Alternativas - DAA:”*

- (2). *“El transporte y conducción de hidrocarburos líquidos o gaseosos, que se desarrollen por fuera de los campos; de explotación que impliquen la construcción y montaje de infraestructura de líneas de conducción con diámetros iguales o superiores a 6 pulgadas (15.24 cm), excepto en aquellos casos de nuevas líneas cuyo trayecto se vaya a realizar por derechos de vía o servidumbres existentes.”*

Adicionalmente, el avance necesario en la exploración y explotación de yacimientos de gas no convencional (YNC), derivó en un manejo especial del licenciamiento ambiental de este tipo de yacimientos. Según la directora general del ANLA, Nubia Orozco Acosta, al decir: “Se incluye un adendo en los nuevos términos de referencia para exploración de hidrocarburos...incluye los TR para desarrollar un EIA con su respectivo PMA para la perforación exploratoria de hidrocarburos presentes en yacimientos no convencionales, exceptuando arenas bituminosas.”⁶

⁶ OROZCO, N. 2014. Congreso NATURGAS.

1.7 ENTES REGULADORES DEL TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN COLOMBIA.

Los entes reguladores de las empresas que producen, tratan y transportan gas natural en Colombia son:

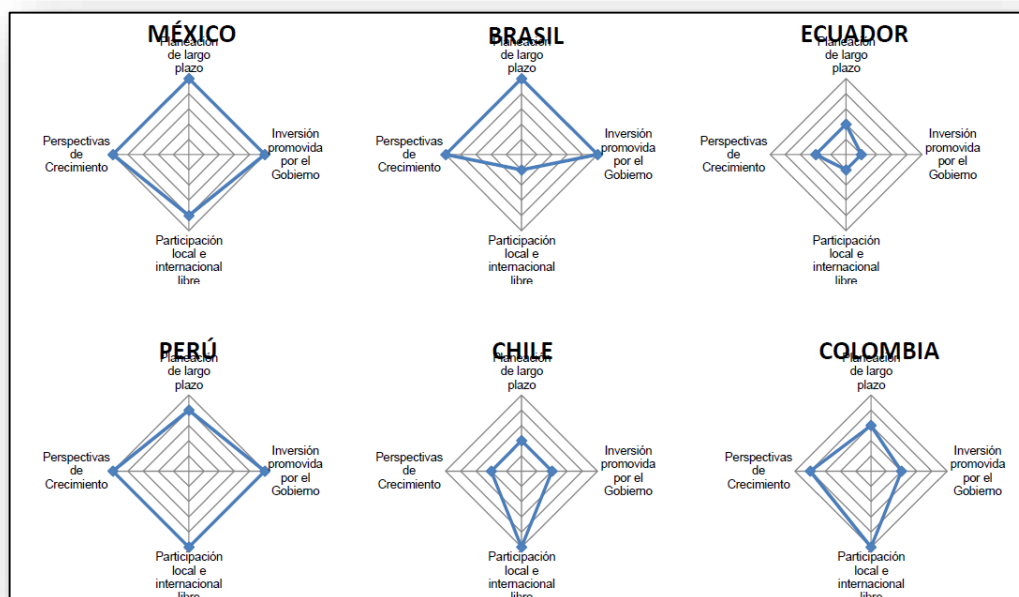
- Ministerio de minas y energía, que depende de la presidencia de la república es el responsable de establecer la política nacional.
- La CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas), dirigida por ministros, planeación nacional, comisionados, son los responsables de la regulación.
- Superintendencia de servicios públicos domiciliarios, dirigida por la presidencia de la república y se encarga de la supervisión y control.

El exministro de Minas y Energía, Mauricio Cárdenas, afirmó que el gobierno invertirá \$150,000 millones para el transporte de gas natural a la ciudad de Pasto. Además, anuncia la autorización de la Licencia para construir el Sistema de Distribución de Gas Natural para la ciudad de Pasto y el apoyo con inversión nacional para la construcción de la conexión del departamento de Nariño al Sistema Nacional.⁷

Cada país latinoamericano ha afrontado la inversión de proyectos de infraestructura de transporte de GN con diferentes niveles de participación de las entidades públicas y privadas. Las estrategias son naturales a las condiciones económicas y ambientales que posee cada uno.

⁷ ACOLGEN, 2012

Figura 3 Comparación latinoamericana sobre inversión en infraestructura de transporte de GN.



Fuente: TGI S.A E.S.P.

Sin embargo, comparando los valores de la inversión gubernamental colombiana con el resto de países latinoamericanos, se hace evidente la falta de planeación a largo plazo y el marcado poco apoyo del gobierno a proyectos de infraestructura de transporte de gas natural. El escenario del sector gas nacional actual, obliga a mejorar la articulación entre las instituciones públicas y privadas.

1.8 NORMATIVIDAD DEL SECTOR GAS NACIONAL

El Sistema de Transporte y las conexiones existentes o futuras deben cumplir con los requisitos establecidos por las normas colombianas, expedidas por el ICONTEC o, en su defecto, las aceptadas por la Superintendencia de Industria y Comercio o

el Ministerio de Minas y Energía, quien las compilará en un “Reglamento de Normas Técnicas y de Seguridad en Gas Combustible”. Dado el escenario de no disponer de normas fijadas por estas entidades, se deberán adoptar las normas aplicables por una de las siguientes asociaciones:⁸

Tabla 1 Asociaciones que emiten la normativa del transporte de gas natural.

AGA:	American Gas Association
ANSI:	American National Standards Institute
API:	American Petroleum Institute
ASME:	American Society of Mechanical Engineers
ASTM:	American Society for Testing and Materials
DOT:	Department of Transportation
IEC:	International Electrothechnical Comission
NACE:	National Association of Corrosion Engineers
NEMA:	National Electrical Manufacturing Association
NFPA:	National Fire Protection Association
UL:	Underwrite Laboratories

La CNO-Gas⁹ presenta la actualización de la resolución 071 de 1999 hasta el 30 de diciembre de 2013, *“Por la cual se establece el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT)”*, la cual se ha sometido a varias modificaciones hasta la fecha. Es aquí donde se definen los requerimientos de calidad del gas transportado en el Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural.

La resolución 089 de la CREG, dispone la manera como se deben comercializar los contratos de gas natural en el país.

⁸ Resolución CREG-071 de 1999. Actualización de la Norma. CNO-Gas

⁹ Consejo Nacional de Operación de Gas Natural

El Código de Transporte se define en el numeral 73.22 de la ley 142 de 1994 como el conjunto de disposiciones expedidas por la comisión, a las cuales deben someterse las empresas de servicios públicos y otras personas que usen el sistema de gas nacional de transporte de gas combustible, por redes de tubería. (CREG - 057-1996, Art 1).

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

2. CONTEXTO INTERNACIONAL DE LA INDUSTRIA DEL GAS

El crecimiento acelerado de las investigaciones en yacimientos no convencionales como los de shale gas y nuevas tecnologías como el fracturamiento hidráulico en Estados Unidos, derivó en la inclusión de reservas probadas no convencionales a sus indicadores, proyectándose a convertirse en exportador de gas natural a mediados del 2020¹⁰. Si bien, esta tecnología ha tenido éxito en este país, se deben tener en cuenta las variables que rodean dicho suceso, puesto que la infraestructura de los campos Norteamericanos (vial, tecnológica, accesibilidad, política de hidrocarburos¹¹) y la tasa de perforación son considerablemente superiores a las condiciones actuales de la Nación. El escenario cercano del fin de la autosuficiencia (2018)¹² obliga al país a concurrir al mercado externo.

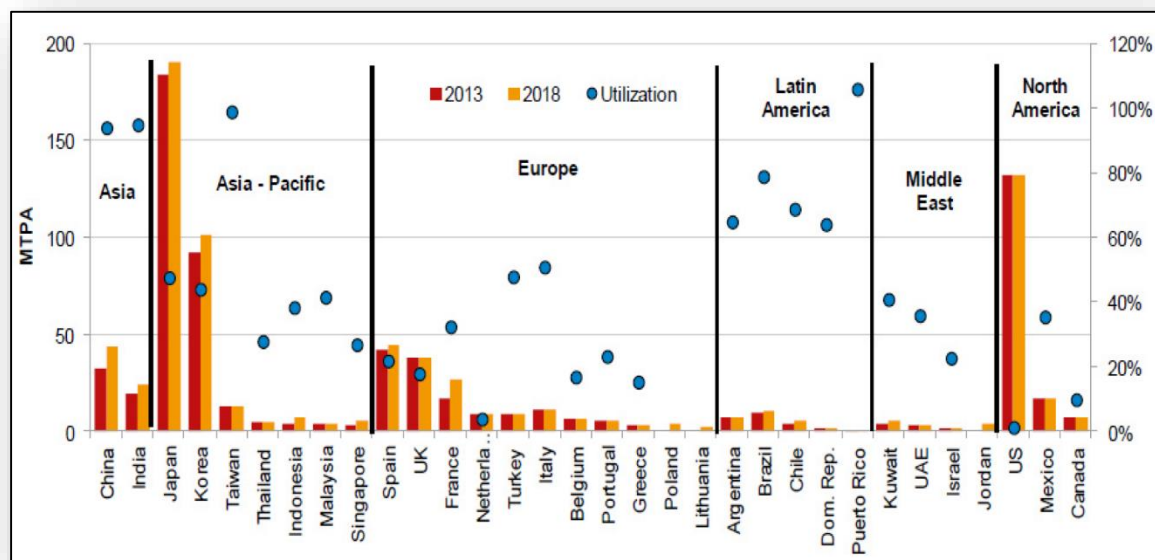
Es por esta razón, que se debe estudiar el panorama internacional de las plantas de licuefacción del gas (GNL).

¹⁰ Total U.S. natural gas production, consumption, and imports in the Reference case, 1990-2040: History: U.S. Energy Information Administration, *Natural Gas Annual 2012*, DOE/EIA-0131(2012) (Washington, DC, December 2013). Projections: AEO2014 National Energy Modeling System, run REF2014.D102413A.

¹¹ La política petrolera debe generar condiciones favorables para la ejecución de proyectos de alto impacto ambiental y altos niveles de inversión. La articulación estratégica y minuciosa entre las personas naturales y jurídicas agilizan y mecanizan la ejecución de dichos proyectos.

¹² Plan de abastecimiento de gas natural 2013. UPME

Figura 4 Plantas de regasificación a nivel mundial.



Fuente: World LNG Report 2014, International Gas Union.

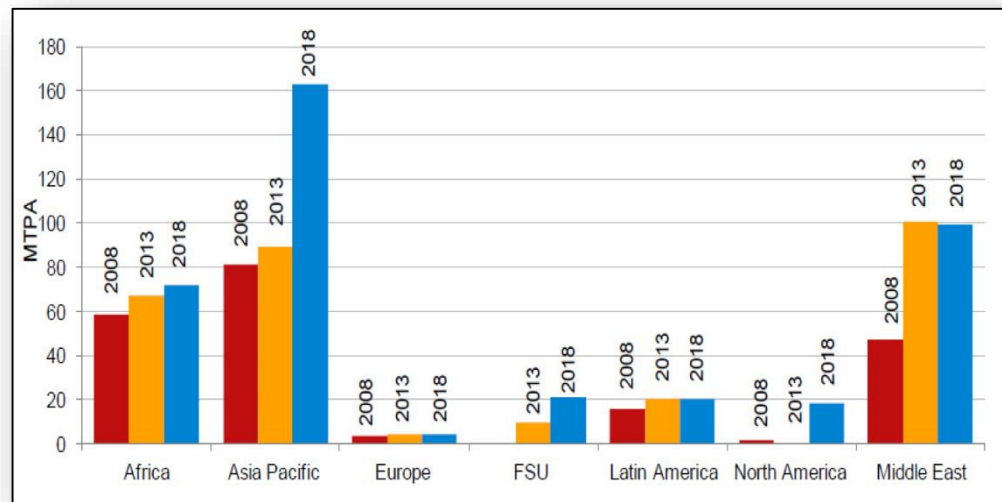
Existen 94 plantas de regasificación en 29 países y más de 26 nuevas plantas se encuentran en construcción. Existe una capacidad de regasificación de 291 MTPA con un uso del 34%. En contraste, durante el 2013 se contó con 69 plantas de licuefacción en 19 países y más de 29 plantas nuevas están en construcción. La capacidad de licuefacción es de 688 MTPA¹³, con un uso del 81%. La federación Rusa participa con 44 MTPA. Adicionalmente, se sabe que existen 357 barcos metaneros, mediante los cuales se negociaron 237 MT de GNL¹⁴ en el 2013.

En la siguiente figura se presentan las capacidades de licuefacción de cada región en el mundo y su evolución hasta 2018, evidentemente creciente para cada una. Menos en el medio oriente.

¹³ Metric Tons per Annum.

¹⁴ Presentación del presidente de Ecopetrol GUTIERREZ. J, en el marco del congreso de NATURGAS (Abril 2014)

Figura 5 Plantas de licuefacción a nivel mundial.



Fuente: World LNG Report 2014, International Gas Union.

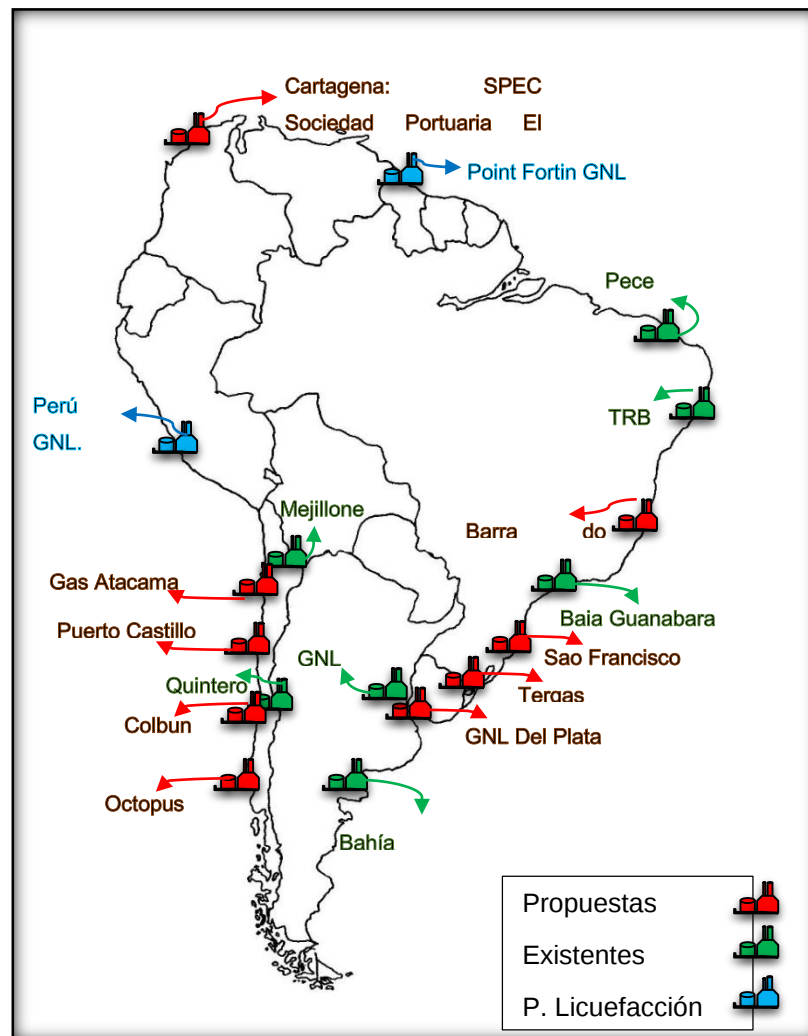
El escenario latinoamericano presenta resultados positivos y se considera relevante el avance alcanzado en este tipo de tecnología en países como Brasil, Chile y Argentina, quienes han impulsado su industria gasífera según las necesidades propias de cada nación. El promedio del valor de compra de GNL en la región es 15 USD/MBTU¹⁵.

El gobierno nacional ha puesto en marcha un proyecto de regasificación en Cartagena con una capacidad de regasificación de 400 MSCFD y con una capacidad de almacenamiento de 160.000 m³ (5,65 MSCFD).

Así, Colombia continuaría con la tendencia del uso de GNL de Suramérica.

¹⁵ Informe ICIS Heren LNG 07 Abril 2014.

Figura 6 Panorama latinoamericano. Plantas de regasificación y licuefacción (GNL).

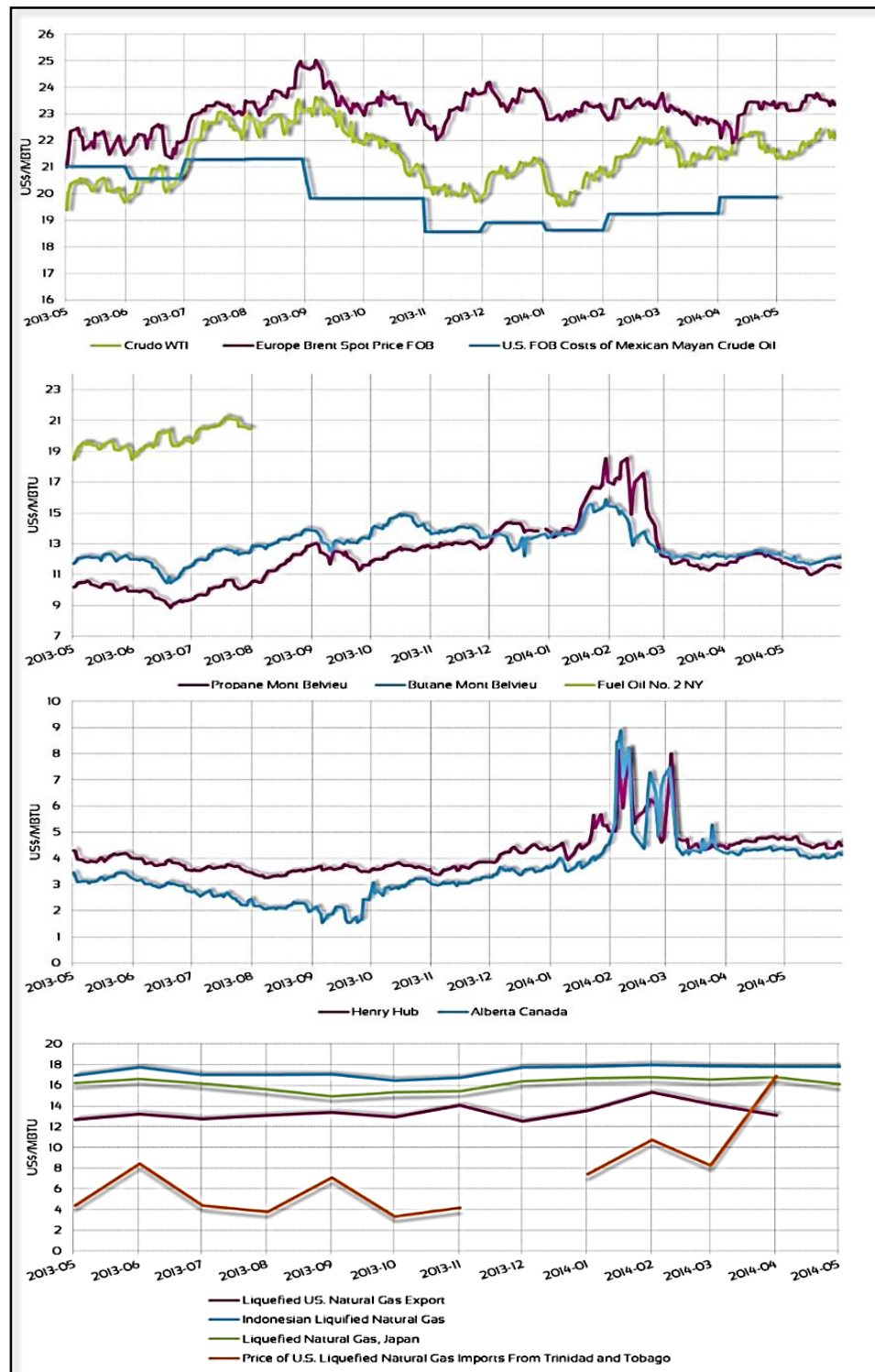


Fuente: UPME. Plan de abastecimiento de gas natural 2013. Modificada por el Autor

Adicionalmente, en lo que se refiere al contexto internacional, se debe traer a colación la comparación del precio de generación de energía según el tipo de combustible en cifras actualizadas por Concentra a mayo de 2014.¹⁶

¹⁶ Sistema de información de Concentra. Es una iniciativa de las empresas del sector de Gas Natural que desarrolla las funciones de crear y administrar, un Sistema de Información que responda a las necesidades del sector de Gas Natural.

Figura 7 Precios internacionales según el combustible.



Fuente: Concentra.

Tabla 2 Precios actuales de los combustibles.

Combustible	Precio (5/2014) USD/MBTU
WTI	21,83
BRENT	23,40
Propane Mont Belvieu	11,41
Butane Mont Belvieu	11,89
Henry Hub	4,58
Alberta Canadá	4,14
Liquefied US Natural Gas Export	13,11 (Abril 2014)
Indonesian Liquefied Natural Gas	17,75
Liquefied Natural Gas, Japan	16,08
US GNL imports from Trinidad y Tobago	16,92 (Abril 2014)
GUAJIRA ¹⁷	3,97 (15 Enero 2014)
CUSIANA ¹⁸	3,5 (Abril 2013)

La segunda opción que tiene el país para abastecerse de gas natural en un escenario de desabastecimiento, es la inversión o renegociación del contrato de exportación de gas natural a Venezuela, el cual estaba previsto para el 2012, año en el que se suponía, el vecino país debía comenzar a venderle gas a Colombia. En contraste, PDVSA, hizo una prórroga del contrato hasta el año 2015, con un volumen contratado de 80 MSCFD¹⁹. El gobierno Colombiano, sustenta, que por lo menos debería garantizarse la importación de gas para suministrar gas natural a las termoeléctricas, las cuales deben suplir la demanda energética ante las condiciones del fenómeno del Niño que disminuirían la generación en las hidroeléctricas.²⁰

¹⁷ Circular CREG 02/2014

¹⁸ NATURGAS. Gas Natural, insumo para el desarrollo de Colombia. Andesco, Medellín 27/06/2013.

¹⁹<http://www.caracol.com.co/noticias/economia/venezuela-prorrogo-contrato-de-exportacion-de-gas-desde-colombia/20140802/nota/2350096.aspx>

²⁰ Evaluación de un portafolio de generación de electricidad, utilizando dinámica de sistemas. MSc Franco Barrera. PhD Isaac Dyner

2.1 MARCO ECUATORIANO

El país vecino, espera reemplazar las cocinas que consumen GLP, por cocinas con estufas eléctricas a mediados del 2015, a fin de que el Estado reduzca el subsidio de este producto que alcanza los \$US 700 millones. El 88% del consumo de gas licuado del petróleo es importado, y se presenta un escenario comparativo tal que:²¹

Costo de un cilindro de 15 Kg de GLP	ECUADOR	COLOMBIA
	1,6 USD	10-20 USD

Para afrontar la transición, Ecuador, está implementando estudios y proyectos de tecnología de punta para la generación eléctrica. Así, el gobierno espera la entrada en operación a mediados del 2016, de las siguientes plantas hidroeléctricas: Toachi Pilatón, Coca Codo Sinclair, Sopladora, Delsitanisagua, San Francisco, Mazar, Quijos y Esmeraldas.

De igual manera, se estudia un proyecto binacional (Ecuador-Colombia) de generación eléctrica en base a la geotermia de la zona fronteriza.²²

Bajo este marco y política subsidiaria, un proyecto de exportación de gas natural, representaría elevados costos para el gobierno ecuatoriano e iría en contradicción a las políticas energéticas de dicho país. Es por eso, que un proyecto termoeléctrico en la región sur del país representaría una mejor justificación de la construcción de un gasoducto y generaría industria al exportar electricidad.²³

²¹ <http://www.telegrafo.com.ec/economia/item/el-88-del-glp-de-consumo-interno-es-importado.html>

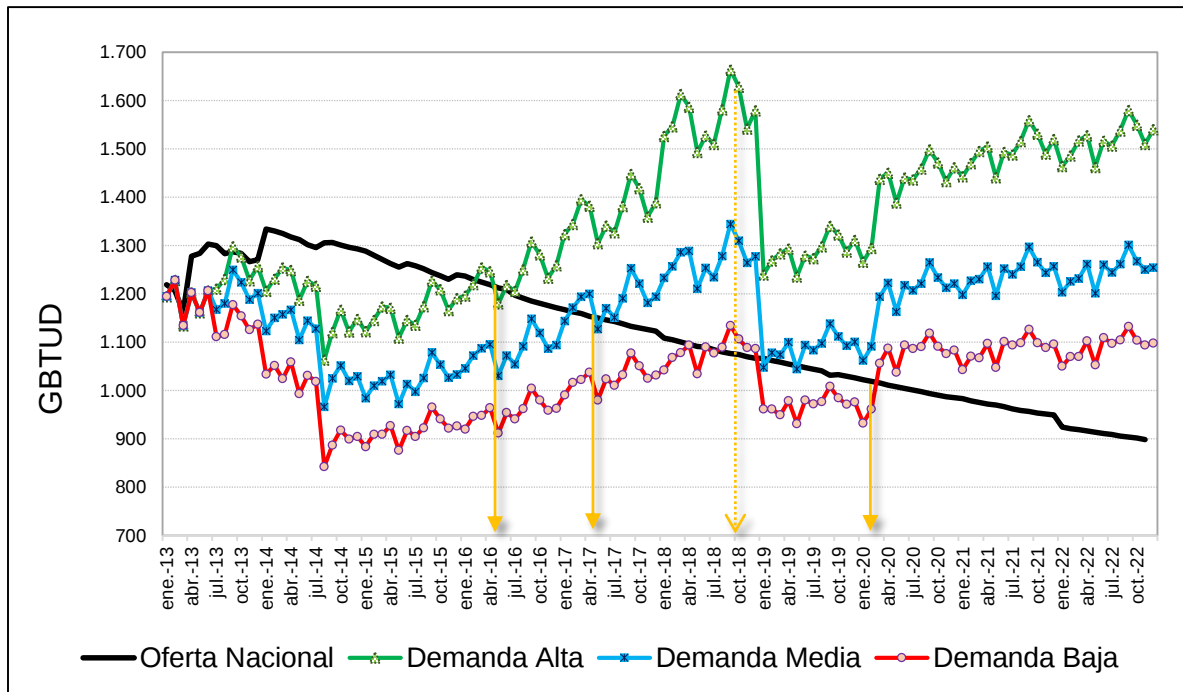
²² Proyecto Geotérmico Binacional "Tufiño-Chiles-Cerro Negro". CEPAL

²³ Debe someterse a estudio técnico financiero.

3. BALANCE DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA

Las curvas fueron estimadas por la UPME en el plan de abastecimiento de gas natural 2013. Representan una herramienta valiosa para la toma de decisiones gubernamentales y de ingeniería frente al futuro del sector gas nacional. Así, es posible determinar tres cortes de desabastecimiento, dependiendo de cuál es la curva de demanda cortada. Para el caso de demanda baja, este punto se daría en Marzo del 2020, en el caso de demanda media, en Mayo del 2017, y para la curva de demanda alta, en Mayo del 2016. En el mes de Octubre de 2018, la demanda de gas natural se reduce considerablemente debido a la entrada en operación de la línea de transmisión Cerro matoso-Chinú-Copey²⁴.

Figura 8 Balance de Gas Natural 2013 – 2022.

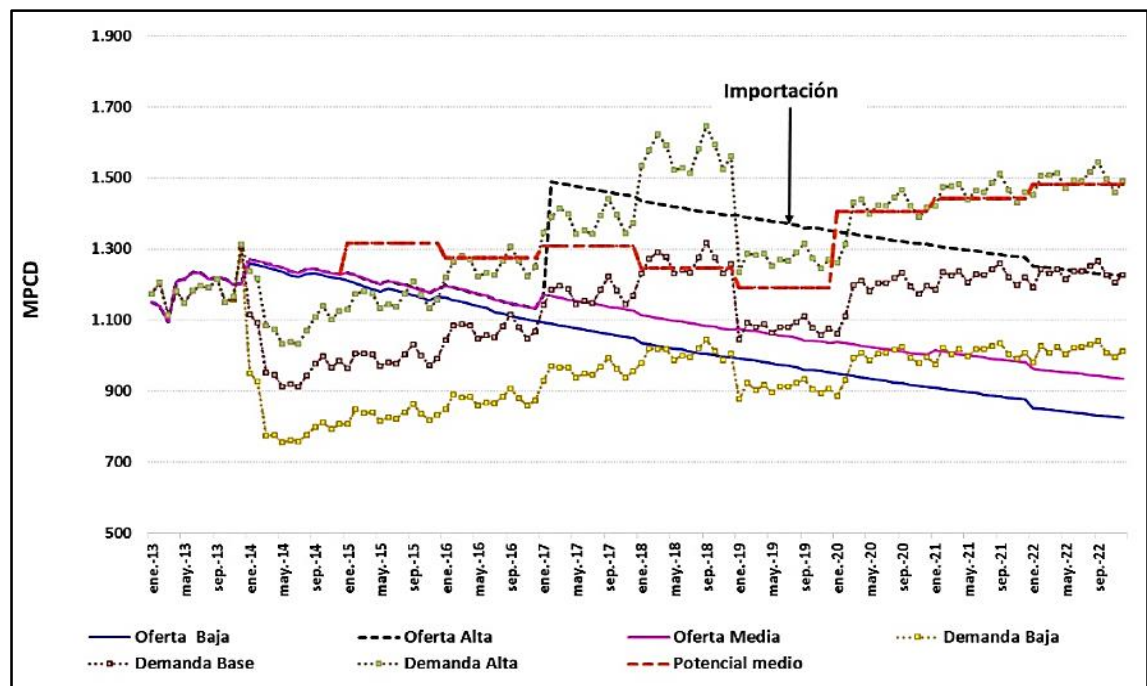


Fuente: UPME. Plan de abastecimiento de Gas Natural 2013.

²⁴ Plan de abastecimiento de gas natural UPME 2013.

Note en la siguiente figura los diferentes escenarios de oferta propuestos por la UPME, considerando el caso de importación de 400 MPCD de GNL en el mes de enero del 2017.

Figura 9 Balance de gas natural con diferentes curvas de oferta.



Fuente: UPME. Plan de abastecimiento de gas natural 2013.

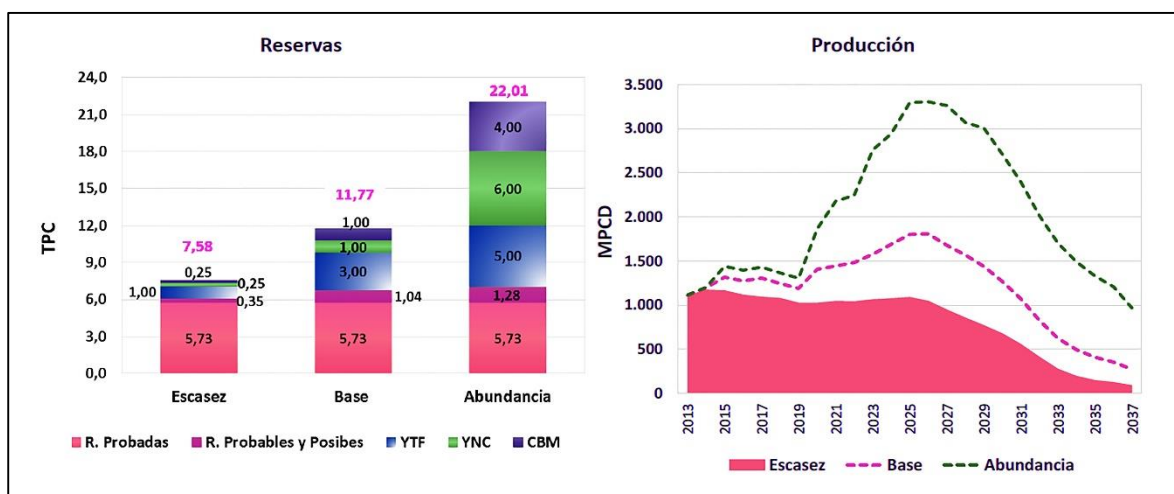
El potencial medio hace referencia a la capacidad de producción del país. Mientras que las curvas de oferta están compuestas por la producción declarada de cada campo ante el ministerio de minas y la ANH.

Es necesario entender el comportamiento de las curvas de oferta y demanda para poder contextualizar el diseño del gasoducto.

3.1 OFERTA

La oferta de gas natural en Colombia estuvo tradicionalmente dominada por los campos offshore de la Guajira, sólo hasta hace un par de años, en los cuales Cusiana tuvo grandes descubrimientos y se convirtió en un campo protagonista en el sector del gas natural. Sin embargo, dicho éxito tendrá un depletamiento marcado en los futuros años. Es por esta razón que a continuación se presenta el escenario exploratorio del país teniendo en cuenta los recursos y en un futuro cercano reservas no convencionales, es decir, yacimientos de shale gas/oil y yacimientos de gas natural asociados a mantos de carbón. Además se consideran los avances realizados en los yacimientos convencionales, es decir, onshore y offshore.

Figura 10 Reservas y escenarios de proyección de gas natural – Colombia.



Fuente: UPME. Plan de abastecimiento de gas natural 2013.

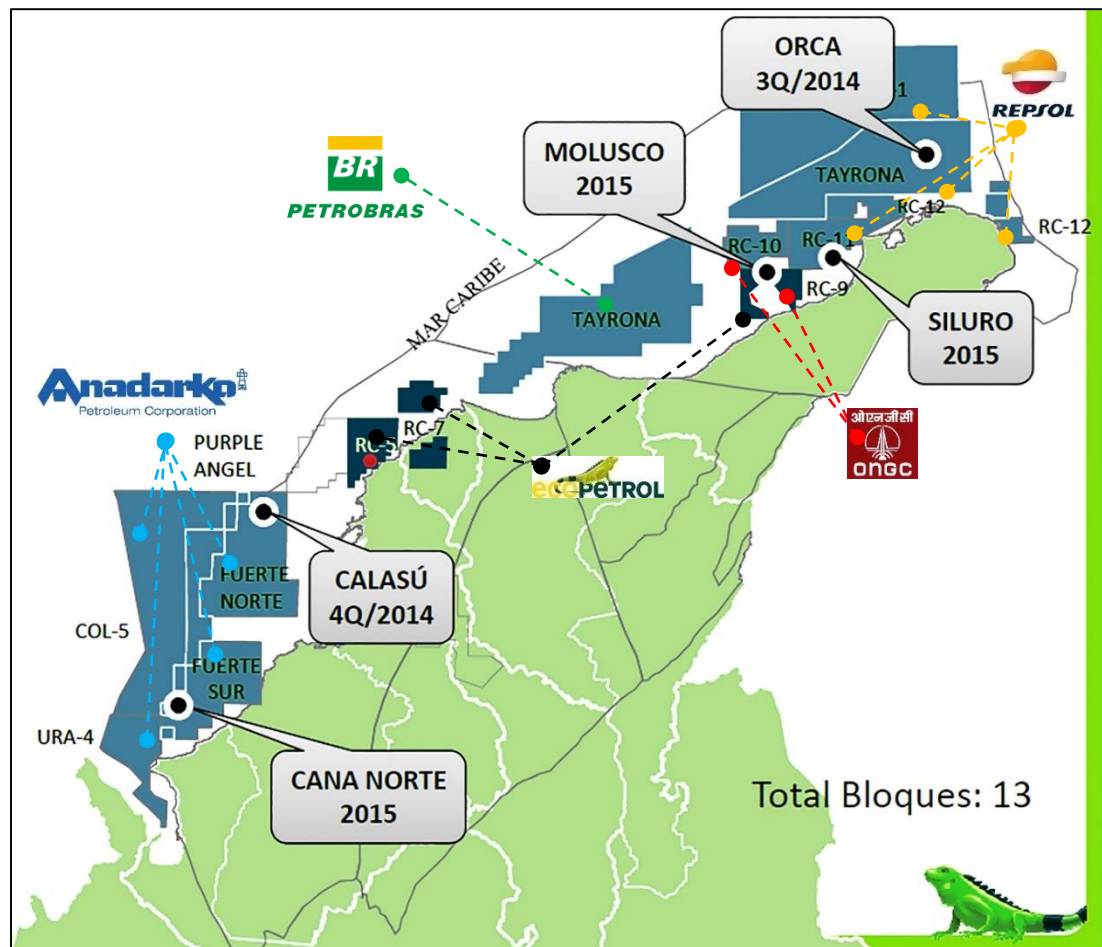
Es evidente que los YNC podrían aportar un 174.5% de las reservas probadas actuales en el escenario más optimista. Sin embargo, el escenario de escasez debe considerarse como el real debido a que su incertidumbre es la menor. Así, se pone al descubierto la necesidad de mejorar la tecnología e ingeniería para poder convertir la gran cantidad de recursos no convencionales, en reservas probadas.

3.1.1 ACTIVIDAD EXPLORATORIA EN RESERVAS CONVENCIONALES:

Aquellos yacimientos que poseen características que permiten su explotación con tecnologías convencionales.

3.1.1.1 OFFSHORE. Entre el 2014 y 2015 se perforarán 5 pozos exploratorios. Bloques Offshore contratados en Colombia. Tres son operados por ECOPETROL y el resto por empresas multinacionales.²⁵

Figura 11 Bloques Offshore contratados en Colombia.

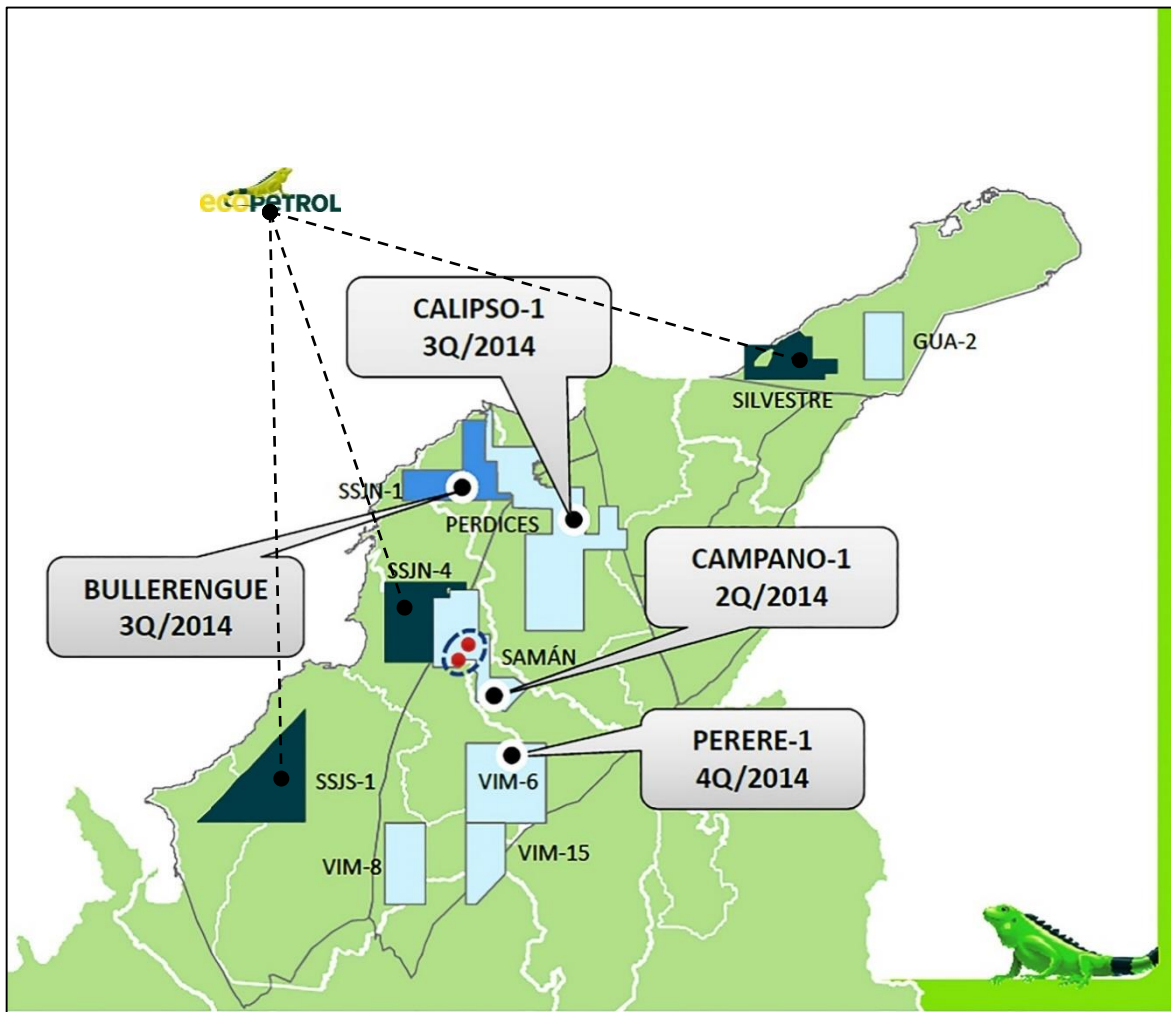


Fuente: GUTIERREZ, J. Evolución del mercado y apertura internacional. 2014. ECOPETROL. Modificado por autor.

²⁵ Presentación del presidente de Ecopetrol GUTIERREZ. J, en el marco del congreso de NATURGAS (Abril 2014). Modificado por autor.

3.1.1.2 VIM. VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA: Se espera perforar 4 pozos exploratorios en el año 2014. Bloques contratados en VIM. 3 bloques son operados por ECOPETROL. 6 por HOCOL S.A., y 1 por otra multinacional.²⁶

Figura 12 Bloques contratados en VIM.

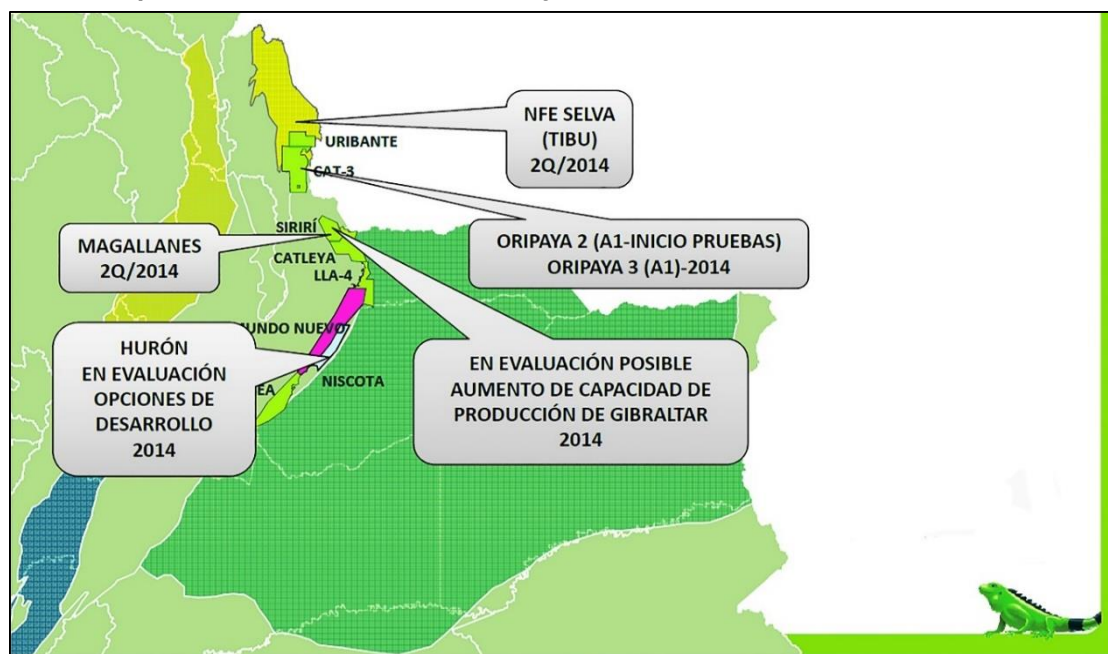


Fuente: GUTIERREZ, J. Evolución del mercado y apertura internacional. 2014. ECOPETROL. Modificado por autor.

²⁶ Presentación del presidente de Ecopetrol GUTIERREZ, J, en el marco del congreso de NATURGAS (Abril 2014). Modificado por autor.

3.1.1.3 CATATUMBO Y PIEDEMONTE: Los fluidos producibles son crudos livianos y gases ricos. En 2014 se espera perforar 2 pozos exploratorios. Bloques contratados en Catatumbo y Piedemonte. 6 bloques son operados por ECOPETROL, 1 por HOCOL S.A. El bloque que aparece en fucsia es operado en asociación por ECOPETROL y HOCOL S.A.²⁷

Figura 13 Bloques contratados en Catatumbo y Piedemonte.



Fuente: GUTIERREZ, J. Evolución del mercado y apertura internacional. 2014. ECOPETROL. Modificado por autor.

Esta zona petrolera ha hecho descubrimientos importantes de petróleo y gas, demostrados en el comportamiento del campo Cusiana en los últimos años. La calidad del gas es muy atractiva para la recuperación de condensados. Sin embargo, presenta problemas de estabilidad de pozos debido a la geomecánica.

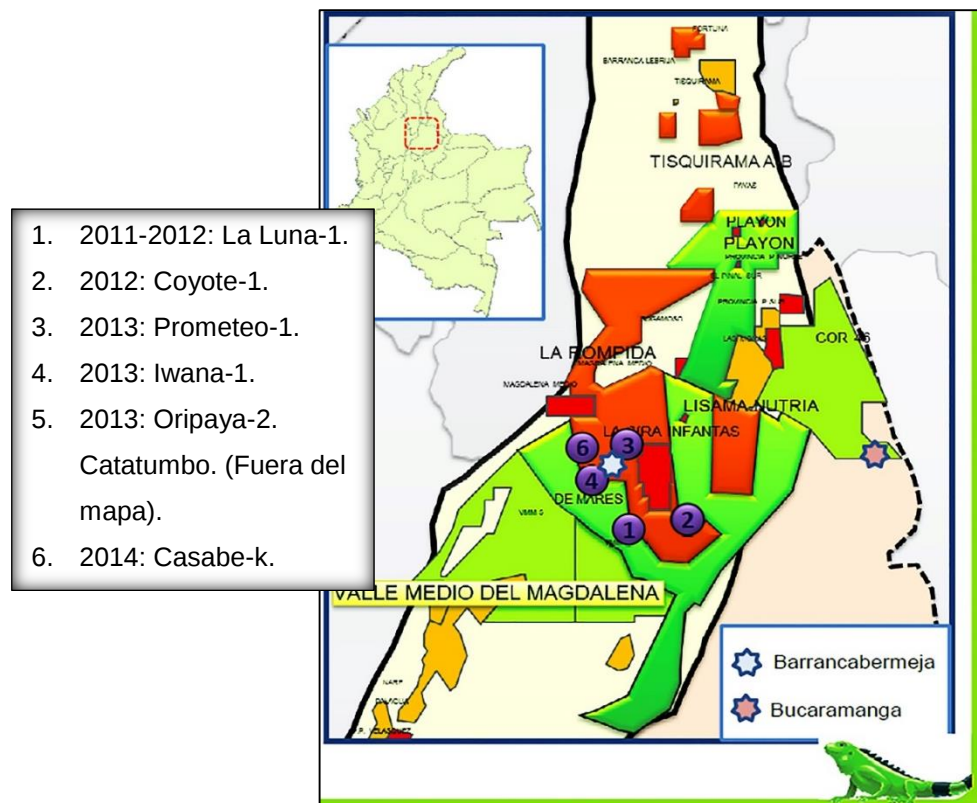
²⁷ Presentación del presidente de Ecopetrol GUTIERREZ, J, en el marco del congreso de NATURGAS (Abril 2014). Modificado por autor.

3.1.2 ACTIVIDAD EXPLORATORIA EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES: Aquellos yacimientos con características desafiantes a la tecnología convencional.

3.1.2.1 VMM. VALLE MEDIO DEL MAGDALENA: Las empresas que operan en la zona podrían adicionar reservas en el rango de 13-30 TPC. Hacen presencia, ExxonMobil, ConocoPhilips, Ecopetrol, Shell, Canacol.²⁸

Se está estudiando la zona con 5 pozos de evaluación:

Figura 14 YNC en el Valle Medio del Magdalena VMM.



Fuente: GUTIERREZ, J. Evolución del mercado y apertura internacional. 2014. ECOPETROL. Modificado por autor.

²⁸ Presentación del presidente de Ecopetrol GUTIERREZ, J, en el marco del congreso de NATURGAS (Abril 2014). Modificado por autor.

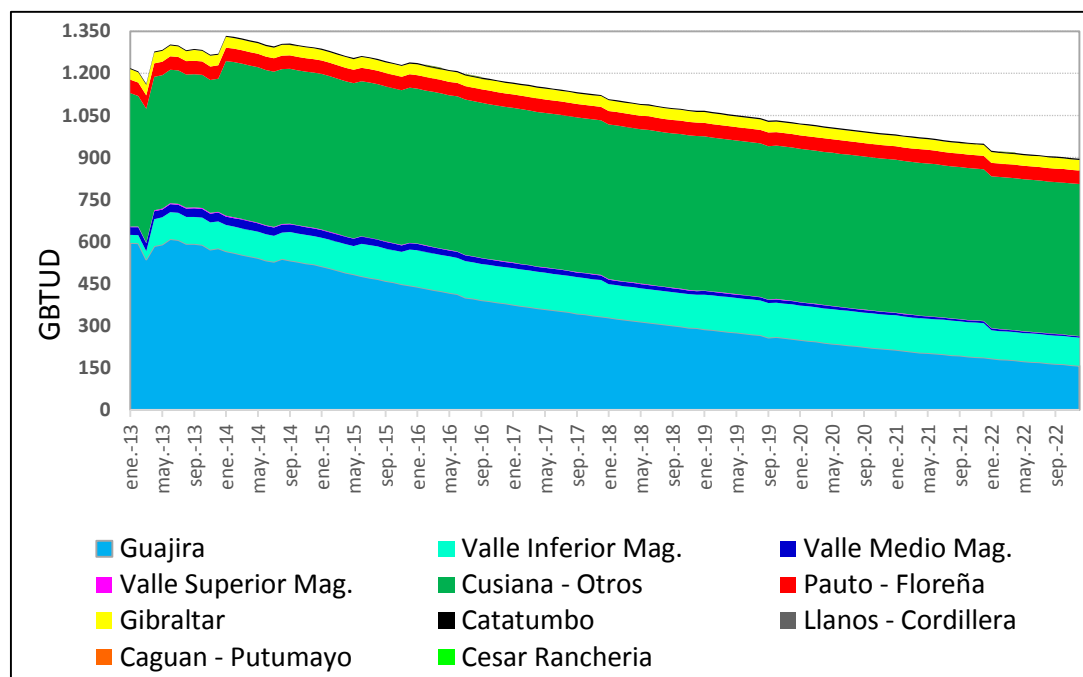
3.1.2.2 GAS NATURAL ASOCIADO A MANTOS DE CARBÓN (CBM)²⁹:

CESAR Y LA GUAJIRA.³⁰ Estos bloques poseen un potencial de 1.6 - 8 TPC. Así:

- Cesar. Operado por la Drummond en asociación con Ecopetrol. Se está avanzando en estudios de ingeniería y pozos de evaluación. Posee un potencial de 0.1 - 1.25 TPC.
- Guajira. Es un bloque en la plataforma continental con un potencial de 1.5 - 7 TPC.

Finalmente, aquí se presenta el gráfico de las participaciones de los campos más importantes en la industria del gas natural colombiano. La oferta en enero de 2013 fue 1218.49 GBTUD y a Diciembre del 2022, se prevé será de 895.79 GBTUD.³¹

Figura 15 Oferta de campos de gas colombianos.



Fuente: UPME. Plan de abastecimiento de gas natural. 2013.

²⁹ Coal Bed Methane.

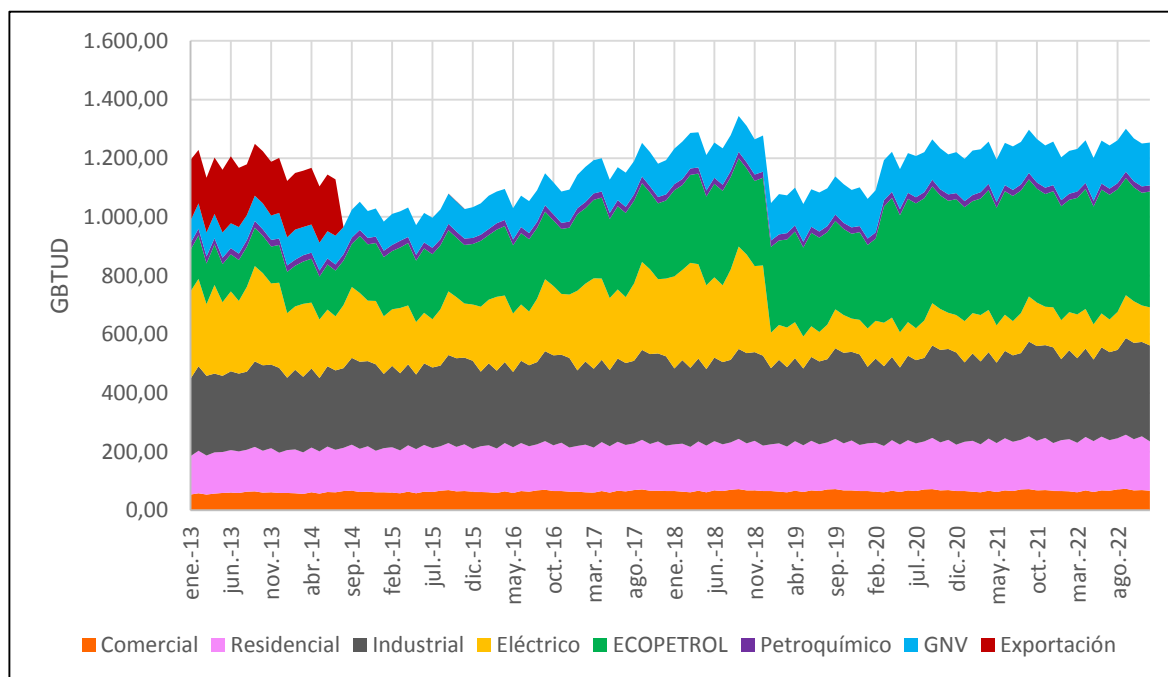
³⁰ Presentación del presidente de Ecopetrol GUTIERREZ. J, en el marco del congreso de NATURGAS (Abril 2014). Modificado por autor.

³¹ Plan de abastecimiento de gas natural UPME 2013.

3.2 DEMANDA.

La demanda está caracterizada por una fuerte disminución en el año 2018 como consecuencia de la entrada de operación del proyecto hidroeléctrico de Chinú. Este acontecimiento tiene un fuerte impacto en la demanda del sector eléctrico. Note que el resto de demandas que parecieran ser afectadas, no cambian su ancho, luego no sufren ningún cambio. La demanda de exportación se hace cero en el 2015 porque para esa fecha se invertirá el contrato con Venezuela. De la gráfica se puede concluir el peso que tiene el sector no regulado (Industrial, eléctrico, Ecopetrol y comercial) en la demanda. La demanda residencial sufre un leve aumento en diez años. En enero de 2013, la demanda total es 1094.4 GBTUD, mientras que para diciembre del 2022 se prevé en 1253.93 GBTUD.³²

Figura 16 Escenario medio de demanda de gas natural en Colombia.



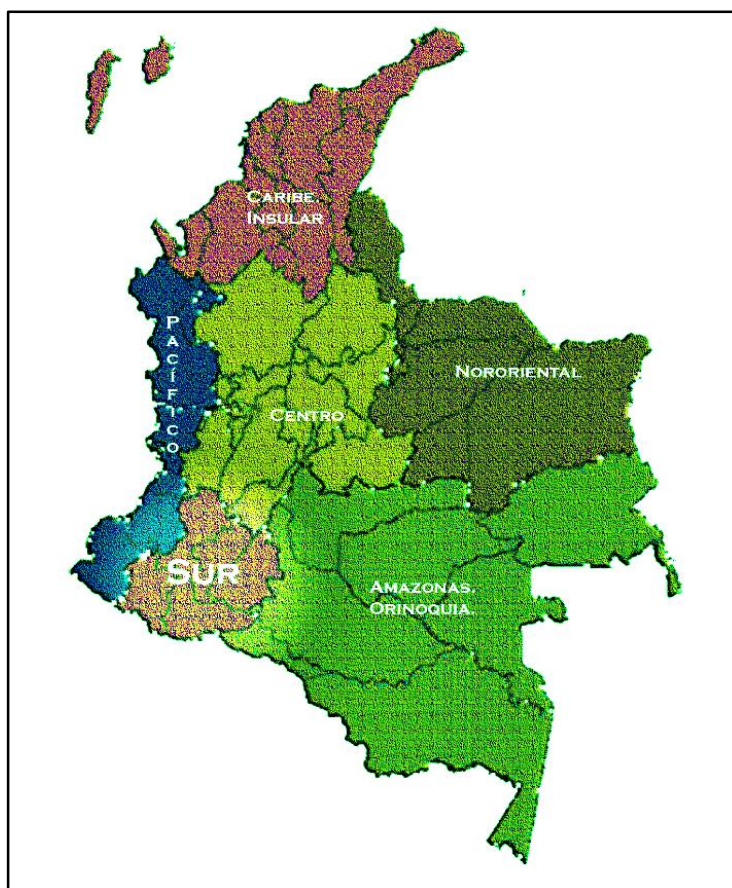
Fuente: UPME. Plan de abastecimiento de gas natural. 2013.

³² Plan de abastecimiento de gas natural UPME 2013.

4. DESARROLLO DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL REGIÓN SUR.

La población objetivo del proyecto es la ubicada en la región SUR, representando el 6.8%³³ de habitantes del país. Si se toma la población³⁴ de Colombia en el año 2020: 50'911747, se tiene que la región sur en el 2020 tendrá 3'461999.

Figura 17 Población demandante.



³³ Fuente: PhD. REYES, G. Condicionantes del Entorno Empresarial: Mapa Político Luego de Elecciones del 30 de Octubre de 2011. Boletín 5 del observatorio empresarial y del laboratorio de simulación. Universidad del Rosario.

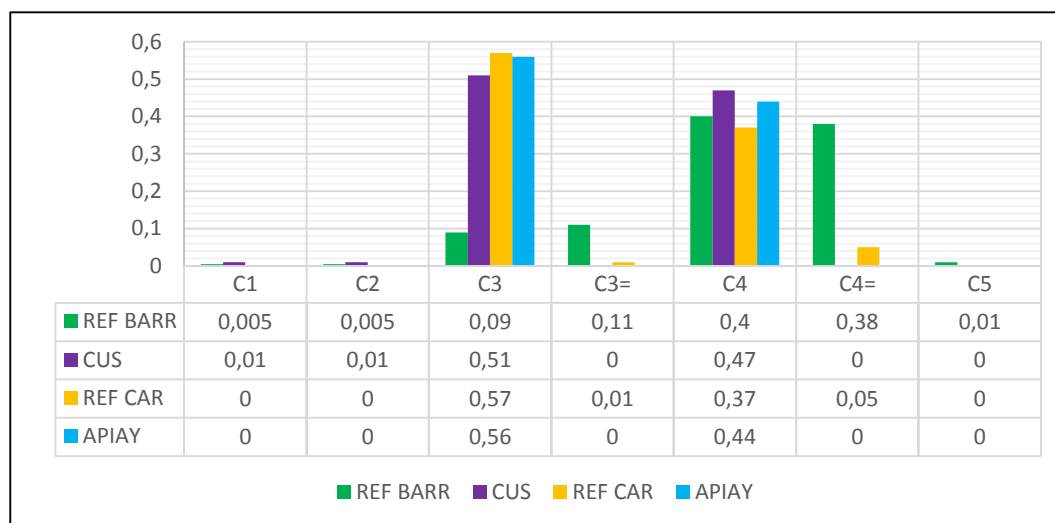
³⁴ DANE. Censo 2005. ESTIMACIONES DE POBLACIÓN 1985 - 2005 Y PROYECCIONES DE POBLACIÓN 2005 - 2020 TOTAL MUNICIPAL POR ÁREA.

La población base del estudio se estimó como 2'750402, es decir, aproximadamente el 80% de la región sur. Más adelante se explicará de dónde surgió tal porcentaje.

Para modelar la demanda del sur (Nariño, Putumayo, sur de Cauca, sur de Huila y Florencia, la capital de Caquetá), se descargaron los datos de la página de internet del Sistema Único de Información de servicios públicos (SUI).

Al ser una región que consume GLP únicamente, se hizo una equivalencia del volumen a energía, y para ello se calcularon los poderes caloríficos netos brutos, de los distintos GLP producidos en Colombia. ³⁵

Figura 18 Composición GLP en Colombia.



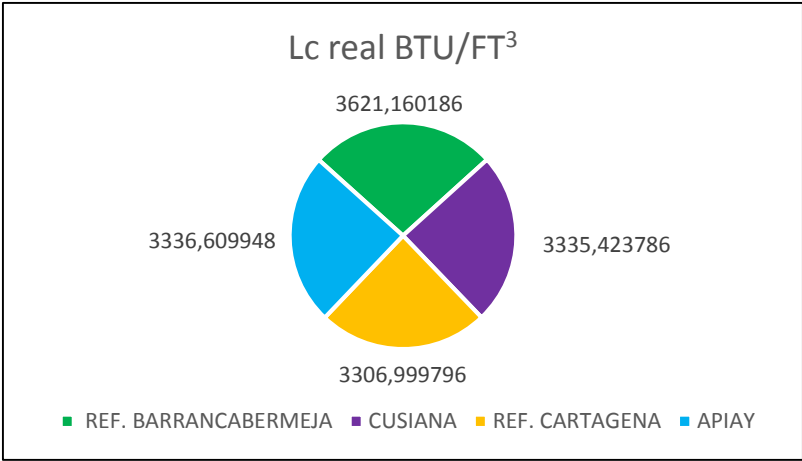
Fuente: UPME. Cadena GLP 2013. Graficado por el autor.

El cálculo del poder calorífico se determinó a condiciones estándar, es decir, 14,67 psi y 60°F. Para observar el procedimiento, refiérase a la bibliografía. ³⁶

³⁵ Cadena GLP 2013. La grafica la realizó el autor, pero se basó en las composiciones del documento hecho por la UPME.

³⁶ McCain Properties of petroleum fluids

Figura 19 Poder calorífico de GLP en Colombia.



Los datos descargados de consumo y ventas de GLP en la región son presentados en Kg, por lo cual, fue necesario calcular la densidad del gas a condiciones estándar. Se obtuvieron los siguientes valores promedio:

Densidad promedio	Poder calorífico promedio
0.158937428 lb/ft ³	3400 BTU/ft ³

El desarrollo de la demanda BASE³⁷, se abordó desde 4 fuentes de datos diferentes. Así

1. Compras del distribuidor de GLP (2009-2013).
2. Ventas comercializador minorista (2009-2013). Datos semestrales.
3. Correlación de población y actividad económica. “Boyacá es a Nariño, como Casanare es a Putumayo”.
4. Datos sobre consumo de GLP del ECUADOR³⁸.

³⁷ Demanda domiciliaria, comercial e industrial.
³⁸ Página del Banco Central del Ecuador. <http://www.bce.fin.ec/index.php/hidrocarburos> [08/10/2014]

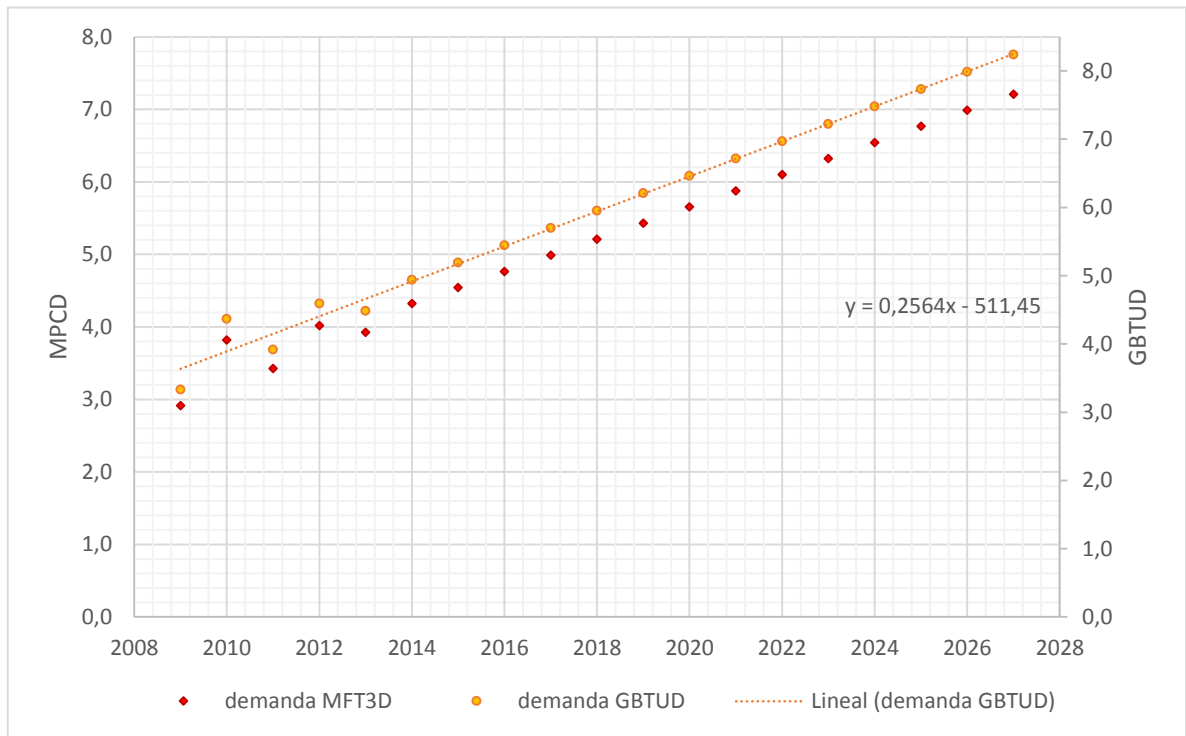
4.1 PRIMER MODELO: COMPRAS DEL DISTRIBUIDOR (2009-2013)

La empresa distribuidora de GLP con mayor cobertura en el sur, es MONTAGAS S.A, con la cual se hizo una reunión en la ciudad de Pasto y se obtuvieron directrices valiosas para el análisis de demanda de gas natural. De la página de internet SUI, se descargaron los datos de compras del distribuidor hechas en el periodo comprendido entre 2009-2013, a los distintos proveedores (ECOPETROL, etc) y en los diferentes puntos de distribución (Facatativá, Yumbo, Cusiana, Mansilla). La demanda se determinó mediante una regresión lineal y proyectada hasta el año 2027. Existe incertidumbre en el ¿cuánto y a quién se vendió?

Tabla 3 Modelo compras del distribuidor de GLP.

PODER CALORIFICO		1142.9	BTU/FT3	GN
		3400.048429	BTU/FT3	GLP
DENSIDAD GLP		0.158937428	lb/ft3	NARIÑO
fecha	Compras Kg/año	Compras MPCD	demanda GBTUD	demanda MPCD
	GLP	GLP		GN
2009	25775591	979533.71	3.3305	2.9140
2010	33794341	1284265.27	4.3666	3.8206
2011	30296092	1151323.50	3.9146	3.4251
2012	35541839	1350674.35	4.5924	4.0182
2013	34701457	1318737.84	4.4838	3.9232
2014			4.9374	4.320062998
2015			5.1915	4.54239216
2016			5.4456	4.764721323
2017			5.6997	4.987050486
2018			5.9538	5.209379648
2019			6.2079	5.431708811
2020			6.462	5.654037974
2021			6.7161	5.876367136
2022			6.9702	6.098696299
2023			7.2243	6.321025462
2024			7.4784	6.543354624
2025			7.7325	6.765683787
2026			7.9866	6.98801295
2027			8.2407	7.210342112

Figura 20 Proyección del primer modelo.



Datos tomados del Sistema Único de Información SUI.

Este modelo concuerda con los valores de demanda obtenidos en base a datos propios de MONTAGAS S.A realizado por ERASO, PEÑA en el 2013, en su monografía: EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DE UN GASODUCTO PARA EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL A LA CIUDAD DE PASTO, DEPARTAMENTO NARIÑO.

4.2 SEGUNDO MODELO: VENTAS DEL COMERCIALIZADOR MINORISTA (2009-2013).

La empresa comercializadora minorista también es MONTAGAS S.A. La distinción es válida según el tipo de contrato, la fecha de ejecución y el crecimiento de la empresa en el mercado. Actualmente MONTAGAS S.A, es comercializador mayorista de GLP. Se descargaron los datos semestrales en el periodo comprendido entre 2009-2014(1)³⁹ de las ventas contratadas en los departamentos de Nariño, Putumayo, Huila y Caquetá. Esta muestra de datos presentó una caída repentina en el segundo semestre del 2013 debido al paro agrícola que tuvo lugar en esa época; el cierre de la carretera, generó un desabastecimiento de GLP⁴⁰. El dato no debería utilizarse, pero se aprovechó la oportunidad para generar un modelo matemático que tuviera en cuenta un comportamiento oscilatorio, natural a las curvas típicas de demanda de gas natural, el cual está determinado por gran cantidad de variables como el precio del gas, la temperatura ambiente, etc. Dichas variables son desconocidas y la formulación de un modelo matemático preciso está por fuera del alcance del proyecto. Por lo tanto, se generaron dos regresiones lineales. La primera NO tuvo en cuenta el dato erróneo y se supuso que el volumen vendido en el segundo semestre de 2013 fue igual al del primero. La segunda, tuvo en cuenta el dato, como una manera de representar un límite inferior que condicionara el comportamiento oscilatorio. Es importante recalcar que los gasoductos a nivel nacional, detienen su funcionamiento aproximadamente 36 horas al año, ya sea por interrupciones programadas o indeseadas⁴¹.

³⁹ El dato de venta del primer semestre de 2014 ya existía para el momento del análisis.

⁴⁰ <http://www.tuquerres-narino.gov.co/noticias.shtml?apc=ccx-1-&x=2636441> [08/10/2014]

⁴¹ ITANSUCA. "Determinación y valoración económica de alternativas técnicas para asegurar la continuidad y confiabilidad de la prestación del servicio de gas natural a los usuarios de los mercados relevantes de distribución y comercialización."

Después de obtener las regresiones lineales A y B, se procedió a generar 10 rectas paralelas a cada una (A_n , B_n). Los puntos intercepto de dichas rectas, representan las soluciones de mayor probabilidad. Se obtuvieron 100 puntos. A continuación se presentan los datos del análisis.

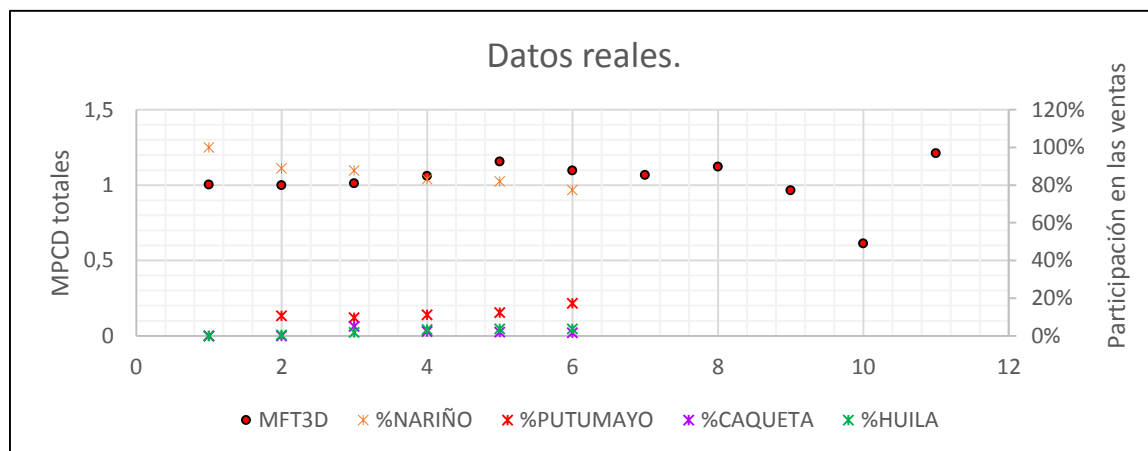
Tabla 4 Ventas del comercializador minorista. Datos SUI.

SEMESTRE	VENTAS COMERCIALIZADOR MINORISTA										
	DENSIDAD GLP		0.15894	LB/FT3							nota
	AÑO	NARIÑO		PUTUMAYO		CAQUETA		HUILA		TOTALES	
		Kg	MPCS	Kg	MPCS	Kg	MPCS	Kg	MPCS	MPCD	
1	2009	13031899	180.764	0	0	0	0	0	0	1.0042	1
2	2009	12958729	179.749	0	0	0	0	0	0	0.9986	1
3	2010	11707606	162.395	1353000	18.76728	0	0	57493	0.7975	1.0109	1
4	2010	12224525	169.565	1492113	20.6969	0	0	60823	0.8437	1.0617	1
5	2011	12609358	174.903	1465465	20.32727	871120	12.08	59719	0.8284	1.1563	1
6	2011	12026762	166.822	1217785	16.89173	548123	7.603	431216	5.9813	1.0961	1
7	2012	11757945	163.093	1376575	19.09429	273400	3.792	438298	6.0796	1.067	1
8	2012	11899992	165.063	1797087	24.92716	369135	5.12	510423	7.08	1.1233	1
9	2013	10260033	142.316	1547271	21.46199	290685	4.032	440097	6.1045	0.9662	1
10	2013	6534327	90.6368	969918	13.4536	125682	1.743	313551	4.3492	0.6121	1-2
11	2014	12168126	168.782	2711865	37.61592	248970	3.453	591270	8.2014	1.2114	1

1. SUI (SISTEMA ÚNICO DE INFORMACIÓN DE SERVICIOS PÚBLICOS): VENTAS COMERCIALIZADOR MINORISTA (MONTAGAS S.A E.S.P.)

2. MONTAGAS: "hoy 4 de septiembre nos encontramos con los inventarios en cero de gas GLP" por los bloqueos en la vía al Norte del país." 05 de Septiembre de 2013 | DE: SALA MUNICIPAL DE CRISIS DE TÚQUERRES.

Figura 21 Datos de ventas y participación de cada departamento.

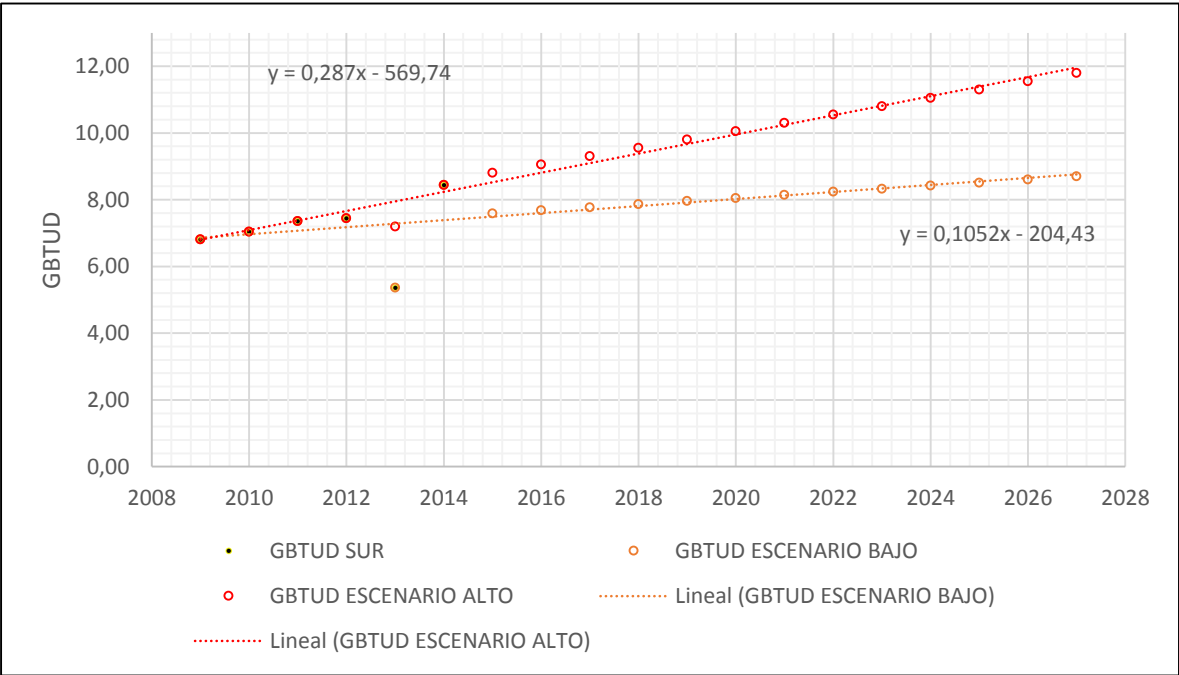


Datos tomados de la página del SUI.

Tabla 5 Regresiones lineales escenario alto A y escenario bajo B.

PODER CALORIFICO	1142.9	BTU/FT3	GN
	3400.04843	BTU/FT3	GLP
	SUI	SUR (N-P-C-H)	SUR (N-P-C-H)
fecha	demanda MF3D	demanda GBTUD	demanda MFT3D
	GLP	GLP	GN
2009	2.0028475	6.8098	5.9583
2010	2.0725819	7.0469	6.1658
2011	2.1630927	7.3546	6.4351
2012	2.1902759	7.4470	6.5159
2013	1.5783170	5.3664	4.6954
2014	2.4833841	8.4436	7.3879
2015		7.5915	8.81
2016		7.6836	9.06
2017		7.7757	9.31
2018		7.8678	9.56
2019		7.9599	9.80
2020		8.052	10.05
2021		8.1441	10.30
2022		8.2362	10.55
2023		8.3283	10.80
2024		8.4204	11.05
2025		8.5125	11.30
2026		8.6046	11.55
2027		8.6967	11.80

Figura 22 Regresiones lineales A y B.



Para obtener las rectas paralelas A_n y B_n , se variaron los cortes C de las ecuaciones y se eliminaron los valores por fuera del área comprendida entre A y B. Tal que:

$$A_n: Y_n = m_a * X_n - C_{n,a} \quad \text{Ecuación 1}$$

$$B_n: Y_n = m_b * X_n - C_{n,b} \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde:

A_n : Recta n Paralela a A.

B_n : Recta n Paralela a B.

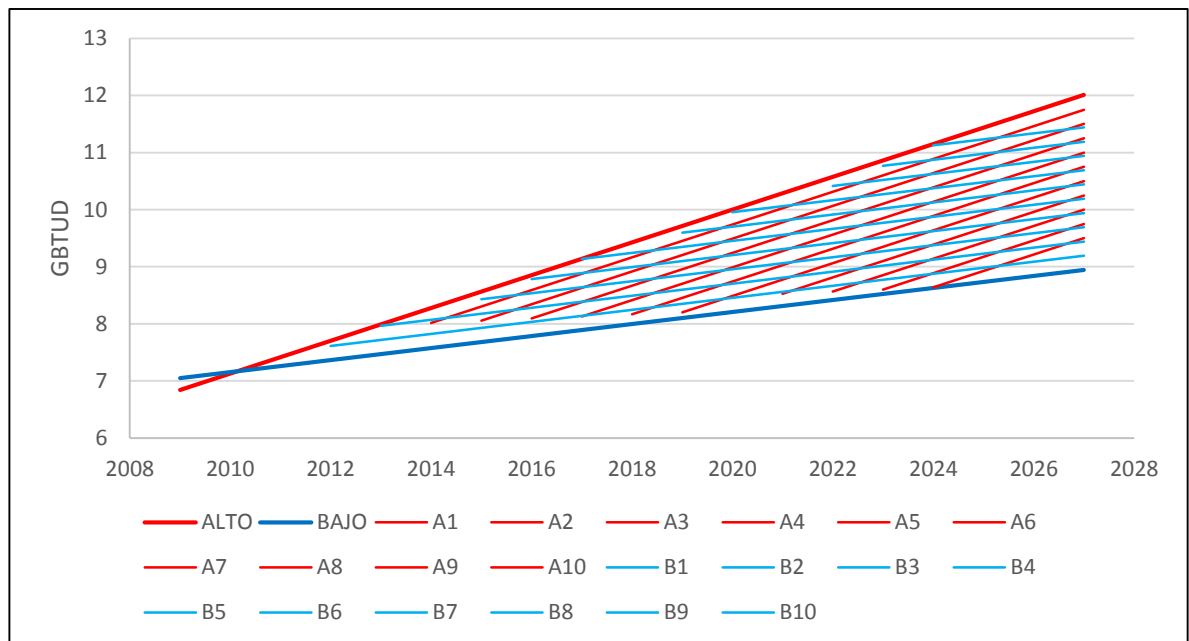
Y_n : solución para X_n (GBTUD).

X_n : Abscisa n. (2009, 2010, 2012...)

$C_{n,a,b}$: Constante de corte del eje Y.

n: Número de paralela: $1 \leq n \leq 10$.

Figura 23 Paralelas A_n , B_n .



Para solucionar el sistema de ecuaciones se deben encontrar las abscisas X_n para las cuales se tiene que:

$$m_a * X_n - C_{n,a} = m_b * X_n - C_{n,b}$$

Ecuación 3

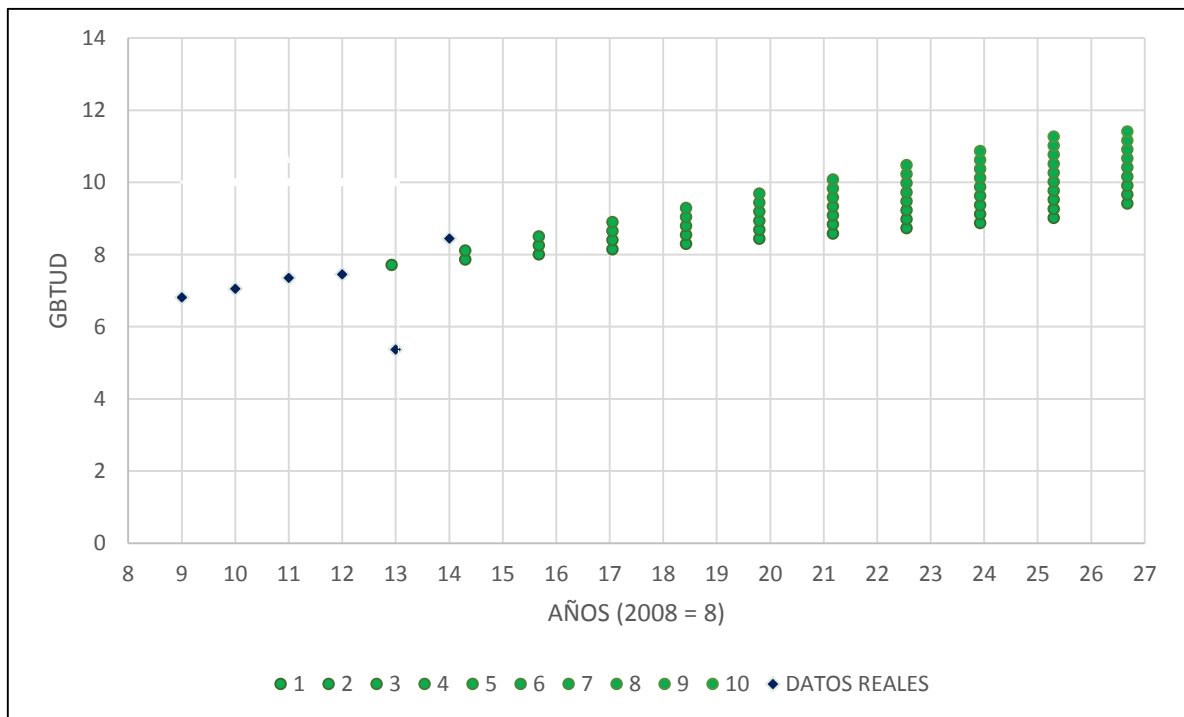
Despejando X_n , se obtiene:

$$X_n = \frac{C_{n,a} - C_{n,b}}{m_a - m_b}$$

Ecuación 4

Evaluando X_n , en A_n , o B_n , se obtendrá Y_n , y se habrán encontrado los 100 puntos intercepto. Para observar las matrices que solucionaron el sistema, refiérase a los anexos.

Figura 24 Segundo modelo. Puntos intercepto.



4.3 TERCER MODELO. CORRELACIÓN POR POBLACIÓN Y ACTIVIDAD ECONÓMICA. “BOYACÁ ES A NARIÑO, COMO CASANARE ES A PUTUMAYO”

Los modelos anteriores tienen la desventaja de no poseer datos reales de consumo de gas natural. Es por esta razón que se genera una correlación para relacionar el consumo de departamentos que ya son beneficiados por el sistema de transporte, con los departamentos de mayor relevancia en el modelo anterior, es decir, Nariño y Putumayo.

Se descargaron datos semestrales de la página del sistema único de información de servicios públicos SUI, comprendidos en el periodo de 2009-2013, referentes al consumo regulado y no regulado, es decir, domiciliario y comercial/industrial respectivamente, de los departamentos de Boyacá y Casanare. Los valores de la población se determinaron a partir del censo hecho por la DANE en el 2005 y se proyectaron a 2027 con una regresión exponencial. La correlación es muy sencilla. Una regla de tres. Por ejemplo: Si Boyacá consume X con Y habitantes, cuánto consumiría Nariño si tiene Z habitantes. Así se asigna la proporcionalidad de consumo real a los departamentos sin abastecimiento de gas natural.

Tabla 6 Correlación Boyacá – Nariño.

Poder calorífico		1142.9	BTU				
			FT3				
año	semestre	BOYACA				NARIÑO	
		población	Qv [PC/sem]	Qc+i [PC/sem]	GBTUD	población	GBTUD*
2009	1	1265513	412878883.3	190865814.9	3.83344342	1619461	4.90560912
2009	2	1265513	422482000.6	196663918.1	3.931232614	1619461	5.030748717
2010	3	1267652	364778718.1	170148253.8	3.39648909	1639560	4.392962463
2010	4	1267652	457448323.5	230461148.9	4.367842978	1639560	5.649295416
2011	5	1269405	469202880.9	238443358.4	4.493160483	1660062	5.875922166
2011	6	1269405	487875157.8	255803059.7	4.721943527	1660062	6.175112762
2012	7	1271133	509419823.7	241444292.8	4.767569993	1680795	6.304067165
2012	8	1271133	521126494.5	242987084.7	4.85169672	1680795	6.415306336
2013	9	1272855	522739350.7	250468567.4	4.90944072	1701782	6.563825296
2013	10	1272855	554845644.2	263165104.8	5.193913806	1701782	6.944160194

Tabla 7 Correlación Casanare - Putumayo.

Poder calorífico		1142.9	BTU				
			FT3				
año	semestre	CASANARE				PUTUMAYO	
		población	Qv [PC/sem]	Qc+i [PC/sem]	GBTUD	población	GBTUD*
2009	1	319515	128301928	39191793.4	1.06349208	322681	1.07402997
2009	2	319515	138037651	53681401.1	1.21730947	322681	1.22937151
2010	3	325621	141020999	46611722.7	1.19136354	326093	1.19309047
2010	4	325621	154033041	67737945.1	1.40812256	326093	1.41016368
2011	5	331734	158802605	57622729.8	1.37418064	329598	1.36533244
2011	6	331734	169396970	74759277.8	1.55025653	329598	1.54027459
2012	7	337886	177939022	63947127.5	1.53584267	333247	1.51475635
2012	8	337886	150057740	72001802.7	1.40995473	333247	1.39059678
2013	9	344040	180352497	68038896.7	1.57714736	337054	1.54512215
2013	10	344040	137095032	74280905.3	1.34211977	337054	1.31486699

Los GBTUD de Nariño y Putumayo se sumaron y se incrementó cada valor en un 25% debido a que la población objetivo es Nariño, Putumayo, Sur de Cauca, Sur de Huila, Florencia-Caquetá.

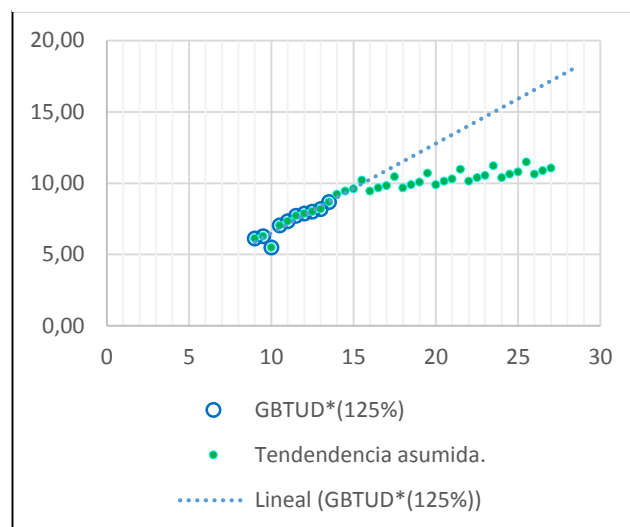
Tabla 8 Aumento del 25% de resultados obtenidos por correlación.

semestre	TOTAL NARIÑO + PUTUMAYO	
	GBTUD*(125%)	GBTUD*(+)
1	6.1320114	5.979639092
2	6.288435896	6.260120227
3	5.491203078	5.586052933
4	7.06161927	7.059459101
5	7.344902708	7.241254602
6	7.718890952	7.715387353
7	7.880083956	7.81882351
8	8.01913292	7.805903115
9	8.20478162	8.108947448
10	8.680200243	8.259027181

Tabla 9 Proyección del tercer modelo.

años	GBTUD	Población
9.5	6.2884359	1942142
10	5.49120308	1965653
10.5	7.06161927	1965653
11	7.34490271	1989660
11.5	7.71889095	1989660
12	7.88008396	2014042
12.5	8.01913292	2014042
13	8.20478162	2038836
13.5	8.68020024	2038836
14	9.23076651	2359258.04
14.5	9.44923545	2373218.81
15	9.60693499	2387262.19
15.5	10.2237426	2401388.67
16	9.45120353	2415598.74
16.5	9.67488966	2429892.9
17	9.83635517	2444271.64
17.5	10.4678926	2458735.47
18	9.67690473	2473284.89
18.5	9.90593264	2487920.4
19	10.0712541	2502642.52
19.5	10.717873	2517451.75
20	9.90799583	2532348.62
20.5	10.1424931	2547333.64
21	10.3117625	2562407.33
21.5	10.9738231	2577570.22
22	10.1446055	2592822.84
22.5	10.3847027	2608165.71
23	10.5580144	2623599.37
23.5	11.2358855	2639124.36
24	10.3868657	2654741.22
24.5	10.6326966	2670450.49
25	10.810147	2686252.72
25.5	11.5042062	2702148.45
26	10.6349111	2718138.25
26.5	10.8866126	2734222.67
27	11.0683007	2750402.27

Figura 25 Proyección del tercer modelo.



Como se puede observar en la gráfica, la regresión lineal extrapolada hasta el 2027, resultaría en una demanda anormal, de aproximadamente 17 GBTUD en el 2027. Cercano al consumo domiciliario del 2013 de toda la región suroeste, 19,1 GBTUD. Esta región está compuesta por Cali, Popayán y los municipios que actualmente son beneficiarios del sistema de transporte de gas natural nacional en el suroeste. Lo anterior no tiene validez y derivó en condicionar el crecimiento mediante una regla de tres, de tal manera que al año que se quiera calcular los GBTUD, se le asignará la misma proporcionalidad de crecimiento que la de dos años atrás. Vea la gráfica.

4.4 DESARROLLO DE ESCENARIOS DE ALTA DEMANDA

Los modelos anteriores estiman valores de demanda para un escenario base, de consumo domiciliario, comercial e industrial en la región SUR del país. No se tuvo en cuenta el GNV porque existe un mercado de GLP importante en esa zona, el cual se prevé, se destine a proyectos de GLP vehicular.⁴²

La población objetivo es 2'750402.27, en el 2027, determinada en el tercer modelo. La cual corresponde al 80% de la población en el año 2020 de la región SUR.

La construcción de un gasoducto debe ser justificada con una demanda alta para generar la rentabilidad suficiente en el proyecto, ya que la inversión es de alto impacto. Es evidente que la población de toda la región SUR, es de carácter rural, con una densidad de población baja. Es por esto que se desarrollan dos escenarios de alta demanda:

- Exportación al Ecuador.
- Termoeléctrica PUCAURCO con una demanda supuesta de 4.2 GBTUD.⁴³
Localizada en las periferias de la ciudad de Pasto.

4.4.1 ESCENARIO DE EXPORTACIÓN

Se descargaron los datos mensuales de consumo de GLP de todo el Ecuador en el periodo comprendido entre 2011-2013 y se descargó el censo del 2010 para estimar que la población objetivo serían los habitantes de la Zona 1, 23% del Ecuador, correspondiente a los distritos Imbabura, Carchi, Esmeraldas, Pichincha (QUITO).

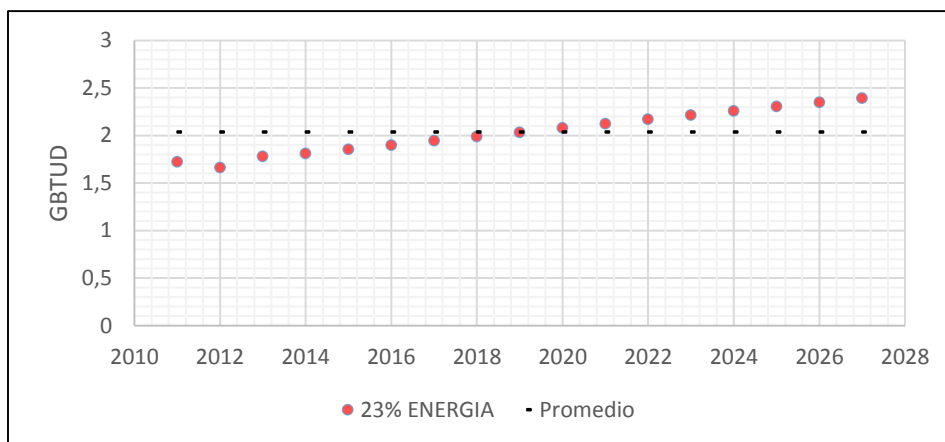
⁴² Cadena del GLP. 2013. UPME.

⁴³ Este valor es equivalente a la cogeneración del ingenio INCAUCA en el Valle del Cauca. <http://www.andeg.org/node/366>

Tabla 10 Demanda ecuatoriana de gas natural⁴⁴.

PODER CALORÍFICO	3400	BTU/FT3	ENERGIA	23% ENERGIA	23% ECUADOR
	1142.9	BTU/FT3			GN
	GLP	GLP			GN
año	KBbl/m	MPCD	GBTUD	GBTUD	MPCD
2011	11766.7	2.20233402	7.48793566	1.7222252	1.50689054
2012	11352.2	2.12475343	7.22416167	1.66155718	1.45380802
2013	12172.9	2.27836112	7.7464278	1.78167839	1.55891013
2014	12361.3956	2.31364121	7.86638011	1.80926743	1.58304963
2015	12668.8716	2.37119047	8.06204759	1.85427095	1.62242624
2016	12977.0496	2.42887112	8.2581618	1.89937721	1.66189274
2017	13284.666	2.48644665	8.45391862	1.94440128	1.70128732
2018	13592.142	2.54399591	8.6495861	1.9894048	1.74066393
2019	13899.618	2.60154517	8.84525357	2.03440832	1.78004053
2020	14207.796	2.65922582	9.04136778	2.07951459	1.81950703
2021	14515.4124	2.71680135	9.2371246	2.12453866	1.85890162
2022	14822.8884	2.77435061	9.43279208	2.16954218	1.89827822
2023	15130.3644	2.83189987	9.62845956	2.2145457	1.93765482
2024	15438.5424	2.88958052	9.82457377	2.25965197	1.97712133
2025	15746.1588	2.94715606	10.0203306	2.30467604	2.01651591
2026	16053.6348	3.00470531	10.2159981	2.34967956	2.05589251
2027	16361.1108	3.06225457	10.4116655	2.39468307	2.09526912

Figura 26 23% de la demanda ecuatoriana de GN.



Datos tomados del banco central del Ecuador.

⁴⁴ Banco central del Ecuador. <http://www.bce.fin.ec/index.php/hidrocarburos>. Cálculos del autor.

4.4.2 ESCENARIO TERMOELÉCTRICO

El escenario termoeléctrico es el más atractivo debido a que el país afronta problemas de sequía como consecuencia del fenómeno del niño y la capacidad de generación hidroeléctrica sufre una gran disminución debido a esto. Aumentar la capacidad de generación termoeléctrica beneficiaría a la nación y representaría un escenario de exportación eléctrica al Ecuador. Política que se descubre más coherente con la realidad del país vecino.

Se supone una demanda promedio de 4.2 GBTUD, la cual, con una relación Calor/Electricidad de 1, equivale a una potencia instalada de 51.28 MW. Si se hace una breve comparación entre un escenario de venta de potencia de gas y venta de potencia eléctrica, sin tener en cuenta los costos de transporte a la termoeléctrica Se tiene que:

Tabla 11 Cuadro comparativo venta de potencias. ⁴⁵

PRECIO Kwh	180	^{46/} (\$pesos/Kwh)@31/07/2014	
TRM	2040.31	^{47/} (\$pesocol/\$US)@09/10/2014	
PRECIO GN	5	US/MBTU	
Conversión			
1	GBTU	293072.2222	Kwh
Equivalencias			
GBTUD	BTU/H	MW	Kwh/D
4.2	175000000	51.287639	1230903.33
VENTA DE GAS \$US/D		VENTA DE ELECTRICIDAD \$US/D	
\$	21,000.00	\$	108,592.62

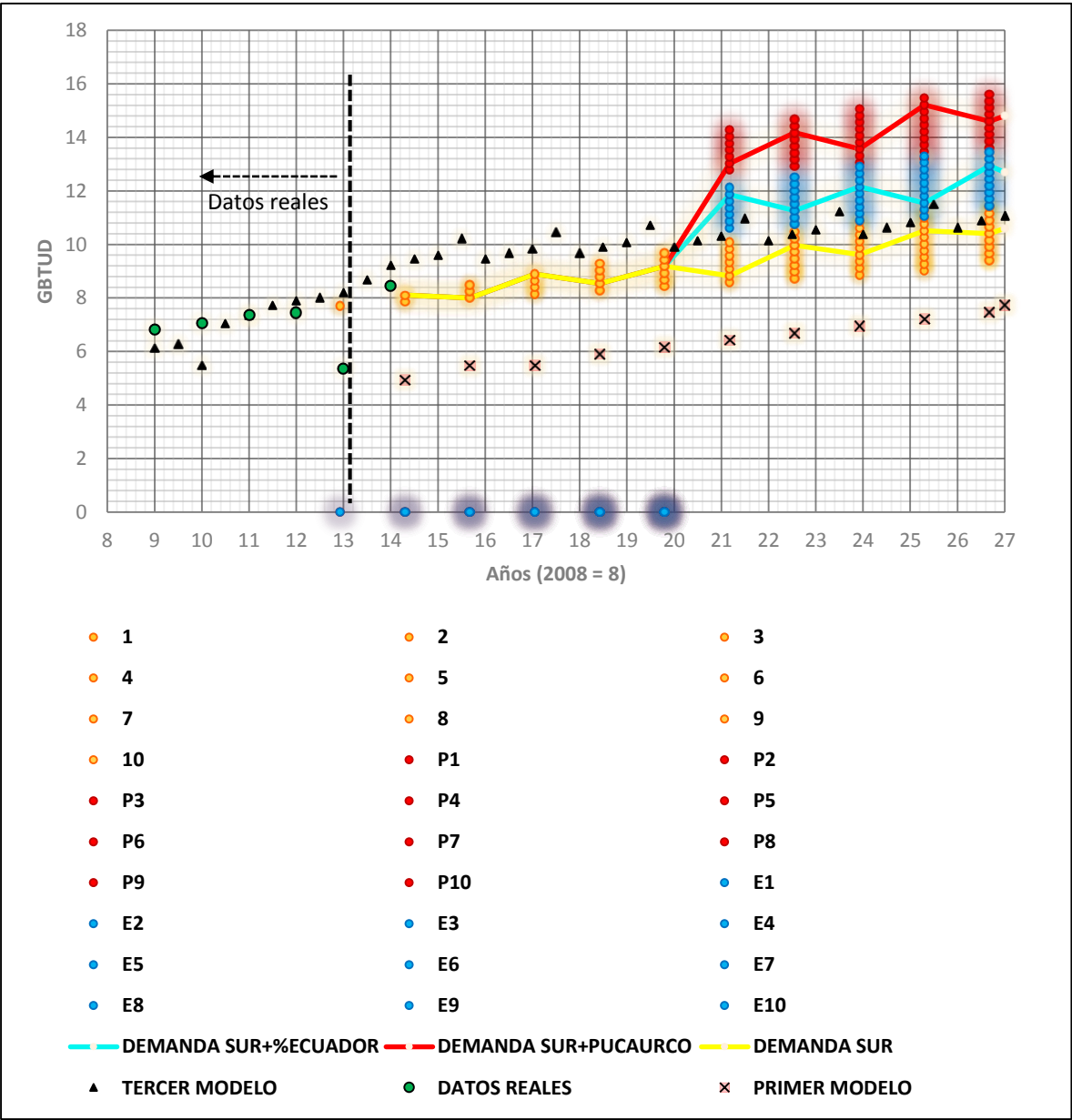
⁴⁵ Fuente: Autor

⁴⁶ Fuente: XM

⁴⁷ Fuente: Banco de la república de Colombia. <http://www.banrep.gov.co/es/trm> [09/10/2014]

Finalmente, graficando todos los escenarios analizados, se obtiene la siguiente gráfica⁴⁸.

Figura 27 Estimación de la demanda del sur colombiano + alternativas.



⁴⁸ Fuente: Autor.

Es posible concluir que la regresión A del segundo modelo, tiene valores de demanda estimados que concuerdan considerablemente con el tercer modelo. Luego, es posible definir la fuente de datos de ventas del comercializador minorista como la más apropiada para predecir la demanda. Por lo cual se determina que el valor de demanda base en el 2027 será de 11,07 GBTUD para la región SUR de Colombia. En base a esto se tiene finalmente:

Tabla 12 Resultados del análisis de demanda.

EN EL 2027	GBTUD	MMSCFD
BASE	11,07	9,638659121
EXP. ECUADOR	13,105	11,41053548
PUCAURCO	15,27	13,29560296

5. DESARROLLO DE LA RUTA DEL GASODUCTO URCUGAS

Para empezar, se debe contextualizar la infraestructura actual en Colombia para el transporte de gas natural. Existen dos alternativas, dos puntos iniciales, Neiva y Cali, de los cuales ya existen ramales hacia Hobo y Popayán respectivamente. Actualmente se planea extender el ramal de 8" que llega a Hobo, hasta el municipio de Pitalito, con la finalidad de transportar gas a la capital de Caquetá, Florencia.⁴⁹ A pesar de que el tubo ramal posee un diámetro relativamente grande, en la literatura se encontró que posee menos capacidad de transporte que el ramal que llega a Popayán⁵⁰. Lo cual hace concluir al autor que la mejor opción es diseñar desde Neiva, considerando varias presiones iniciales.

En un estudio anterior, se concluye que el ramal de 4" que llega a Popayán, no tiene la capacidad de transportar gas a la región sur del país cuando se tengan en cuenta diseños de alta demanda (ERASO, PEÑA, 2013). Por lo tanto, se conectará el gasoducto al TDO Mariquita-Cali (20") en las mediaciones del municipio de Jamundí.

Tabla 13 Capacidad de transporte. Cusiana - Neiva/Ipiales⁵¹.

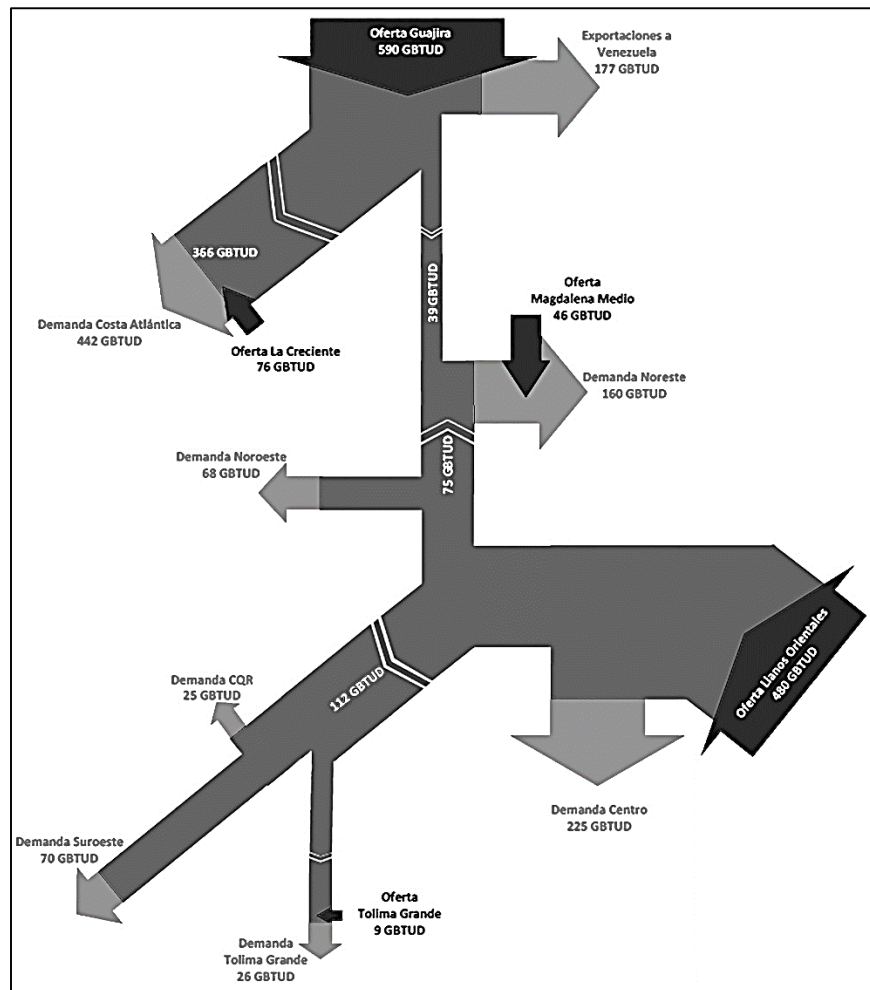
TRAMO REGULADORIO		CAPACIDAD NOMINAL GBTUD	CAPACIDAD DISPONIBLE GBTUD	PODER CALORÍFICO BTU/FT3	MMSCFD	CNOGAS (ACTA) INFORME BALANCE DE GAS 19 MAYO 2014
CUSIANA	PORVENIR	448.64	448.64	1144.5	391.996505	
PORVENIR	LA BELLEZA	448.64	448.64	1144.5	391.996505	
LA BELLEZA	VASCONIA	244.47	244.47	1144.5	213.604194	
VASCONIA	MARIQUITA	220.42	220.42	1148	192.0034843	
MARIQUITA	GUALANDAY	20.92	20.92	1142.9	18.30431359	
GUALANDAY	NEIVA	12.57	12.57	1142.9	10.99833756	
MARIQUITA	PEREIRA	192.95	192.95	1148.5	168.0017414	
PEREIRA	ARMENIA	181.46	181.46	1148.5	157.9973879	
ARMENIA	CALI	169.98	169.98	1148.5	148.0017414	
NEIVA	HOBO	¿?		1142.9	2.765	
CALI	POPAYAN			1148.5	3.729	

⁴⁹ Memorias al Congreso de la República. 2009-2010. Sector Gas. Ministerio de minas y energía.

⁵⁰ <http://www.progasur.com.co>

⁵¹ CNOGAS (ACTA) INFORME BALANCE DE GAS 19 MAYO 2014

Figura 28 Flujo de GN en el sistema de transporte nacional.



Fuente: UPME.

Este proyecto evaluará ambas rutas para poder generar un marco comparativo y que en un futuro se decida la mejor opción para la región SUR y para el país:

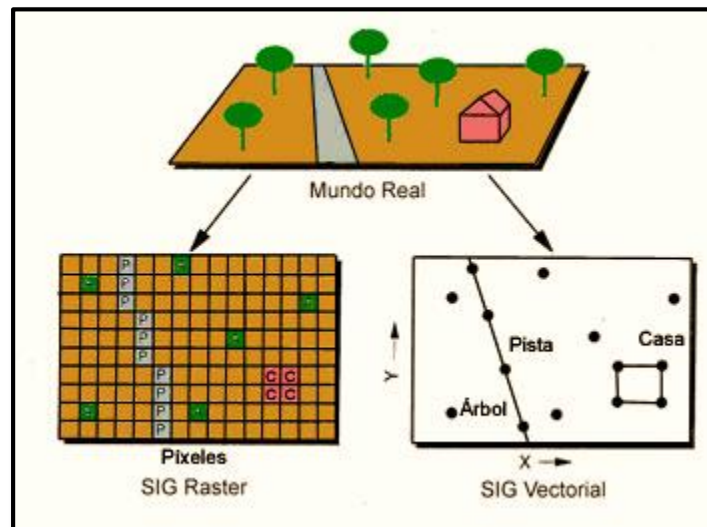
- Ruta 1: Jamundí-Ipiales.
- Ruta 2: Neiva-Ipiales.

Para determinar el trazado del gasoducto, se utilizó el software ArcGIS 10.1, sistema de información geográfica, ampliamente utilizado en la toma de decisiones de ordenamiento territorial. Es importante diferenciar los tipos de archivo utilizados en el programa.

Estructura de datos para representar la información espacial

La mayoría de los elementos que existen en la naturaleza pueden ser representados mediante formas geométricas (puntos, líneas o polígonos, esto es, vectores) o mediante celdillas con información (raster). Son formas intuitivas y versátiles de ilustrar el espacio, que ayudan a comprender mejor los elementos objeto de estudio según su naturaleza. En función de la forma de representar el espacio de la que hacen uso podemos clasificar los SIGs en dos grandes formatos:

Figura 29 Tipos de archivo en ArcGis 10.1.



Fuente: http://concurso.cnice.mec.es/cnice2006/material121/unidad2/td_sig.htm

La elección de un modelo u otro dependerá de si las propiedades topológicas son importantes para el análisis. Sí es así, el modelo de datos vectorial es la mejor

opción, pero su estructura de datos, aunque muy precisa, es mucho más compleja y esto puede ralentizar el proceso. Por ello, si el análisis que nos interesa no requiere acudir a las propiedades topológicas, es mucho más rápido, sencillo y eficaz el uso del formato raster.

También es más fácil decantarse por una estructura de datos vectorial cuando hay que reflejar más de un atributo en un mismo espacio. Usar un formato raster nos obligaría a crear una capa distinta para cada atributo.

5.1 INFORMACIÓN DESCARGADA DEL SIGOT Y DEMÁS FUENTES.

Las capas que se descargan desde la página del sistema de información geográfica para el ordenamiento territorial (SIGOT), presentan coordenadas geográficas MAGNA-SIRGAS y son archivos tipo vectorial, (.shp). Para realizar el análisis en la región SUR, se establecieron las coordenadas proyectadas COLOMBIA WEST ZONE, Bogotá. Esto significa que se dan las distancias en m, en los ejes (X, Y) con referencia en Bogotá. Además se convirtieron los archivos (.shp) a archivos raster (.tif), con la finalidad de asignar valores a cada celda, cuya resolución se predeterminó como 30 píxeles.

Las herramientas de ArcToolbox que se utilizaron están localizadas en las cajas de herramientas Spatial analyst tools, Data Management tools, Linear referencing, Conversion tools y las herramientas creadas por el autor.

Tabla 14 Capas utilizadas en ArcGIS 10.1.

	Dato	Contenido	Uso
1	Superficie de Área protegida declarada. (Reservas) (2005). Fuente: Ministerio de Medio Ambiente, Vivienda y Desarrollo territorial.	Reserva Forestal del Pacífico Reserva Forestal de la Amazonía Reserva Forestal El Cocuy Reserva Forestal Central Reserva Forestal del Magdalena Reserva Forestal de la Sierra Nevada de Santa Marta Reserva Forestal los Motilones	Se unió a un conjunto de capas y se generó una nueva capa raster llamada RESTRICCIONES.
2	Parques nacionales según categoría. (2012) Fuente: Parques nacionales.	Área Natural Única Parque Nacional Natural Reserva Nacional Natural Santuario de Fauna y Flora Vía Parque	Se unió a un conjunto de capas y se generó una nueva capa raster llamada RESTRICCIONES.
3	Resguardos Indígenas. (2012). IGAC	Nombres resguardos indígenas	Se unió a un conjunto de capas y se generó una nueva capa raster llamada RESTRICCIONES.
4	Amenaza Volcánica (2007) Fuente: Instituto colombiano de geología y minería. INGEOMINAS.	Niveles de riesgo: Alto, Medio, Bajo.	Se unió a un conjunto de capas y se generó una nueva capa raster llamada RESTRICCIONES.
5	Movimientos de remoción en masa ocurridos en el periodo (2009-2014). Fuente: SIMMA, Sistema de Información de Movimientos de Masa.	Se tuvieron en cuenta todos los tipos de movimientos de remoción en masa comprendidos en el rango de tiempo y la zona establecida.	Se unió a un conjunto de capas y se generó una nueva capa raster llamada RESTRICCIONES. Se define un radio restrictivo de 500 m.
6	Cabecera Municipal y sitios de interés. (2014) Fuente: SIGOT.	Cabeceras municipales	Se unió a un conjunto de capas y se generó una nueva capa raster llamada RESTRICCIONES. Se define un radio restrictivo de 1 Km
7	Drenajes (ríos) (2014) Fuente: SIGOT	Ríos	Se generó una capa raster de restricción llamada RIOS (ancho de ríos = 40m) y se usó para ubicar válvulas de seccionamiento en los cruces de agua.
8	Red vial primaria (2006) Fuente: Ministerio de Transporte.	Carreteras nacionales.	Se generó un criterio llamado DIST_VIAS. El cual definió tres distancias perpendiculares a la carretera, tal que:

			D < 40m: Camino prohibido. 40 < D < 100: Camino preferencial. 100 < D < 1000: Camino para evitar restricciones.
9	Red de distribución de gas natural. (2006). Fuente: UPME. ⁵²	Sistema nacional de transporte de gas natural.	Se determinaron los puntos de conexión del gasoducto.
10	Geopedología. (2008). Fuente IGAC	Caracteriza el suelo. Composición, tipo de suelo y ambiente.	Evitar cuerpos de agua y suelos de ambientes difíciles como el de alta montaña.
11	Número de viviendas por municipio. Urbano/Rural. (2005) Fuente: DANE.	Áreas urbanas y rurales relacionadas con el número de viviendas.	Se generaron los rangos para definir las clases de localidad.
12	Modelo de elevación digital (DEM) con resolución de 30 píxeles, descargado desde la página de la Nasa, EOSDIS (Nasa's Earth Observing System Data and Information System). Para descargarlo diríjase al tutorial: blog.sigrid.es	Elevación del terreno. Topografía.	Se construye una capa de PENDIENTES, tal que: 1 = 0 -10 % 2 = 10.1 - 20 % 3 = 20.1 - 30 % 4 = 30.1 - 40 % 5 = 40.1 - 50 % 6 = 50.1 - 60 % 7 = 60.1 - 70 % 8 = 70.1 - 80 % 9 = 80.1 - 90 %

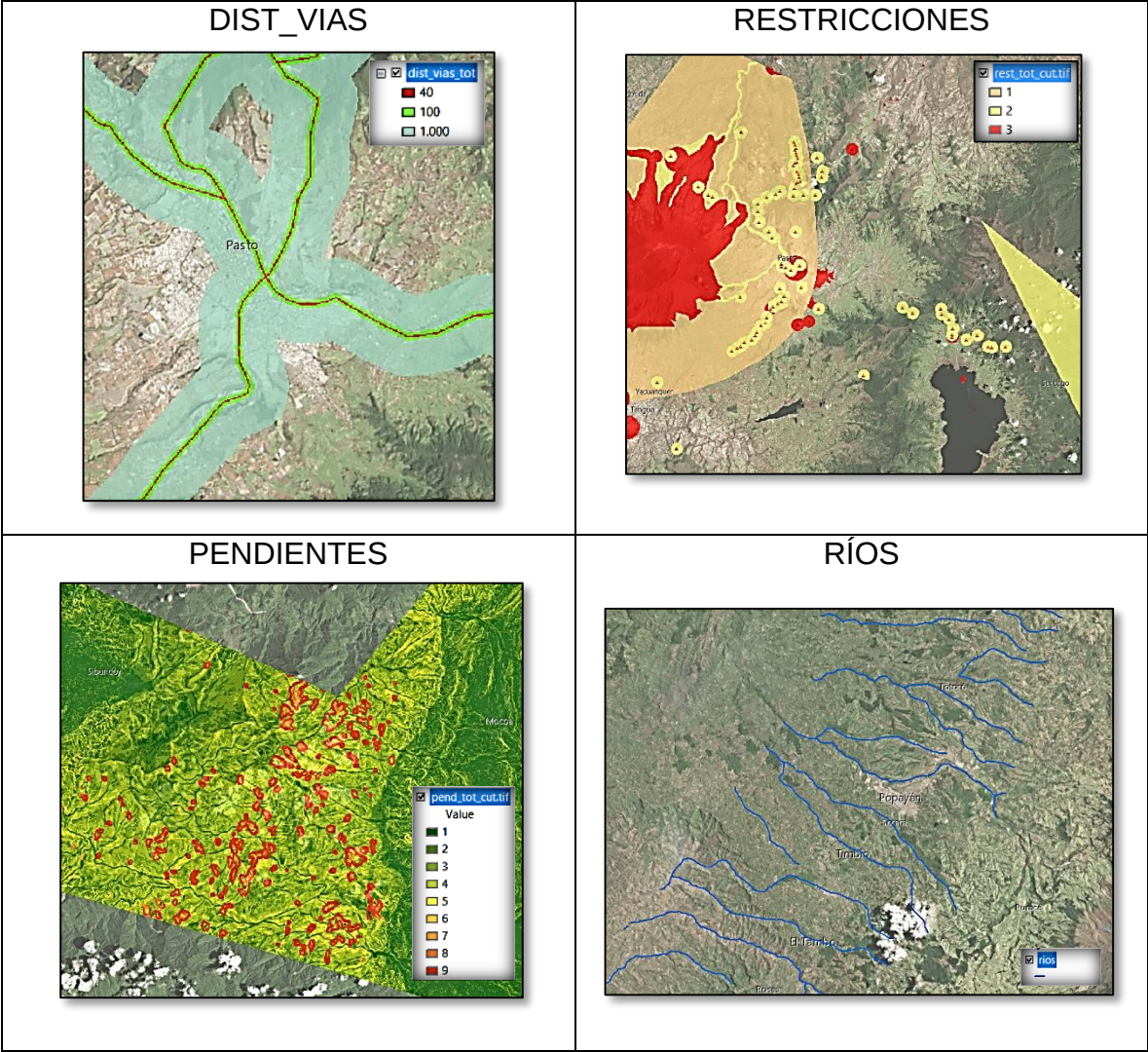
Continuación. Tabla 14.

⁵² Asume que el gasoducto Hobo - Pitalito, ya existe.

5.2 TRAZADO DE RUTAS

(Para ver los mapas en detalle diríjase a los anexos):

Tabla 15 Mapas utilizados para el trazado de la ruta.⁵³

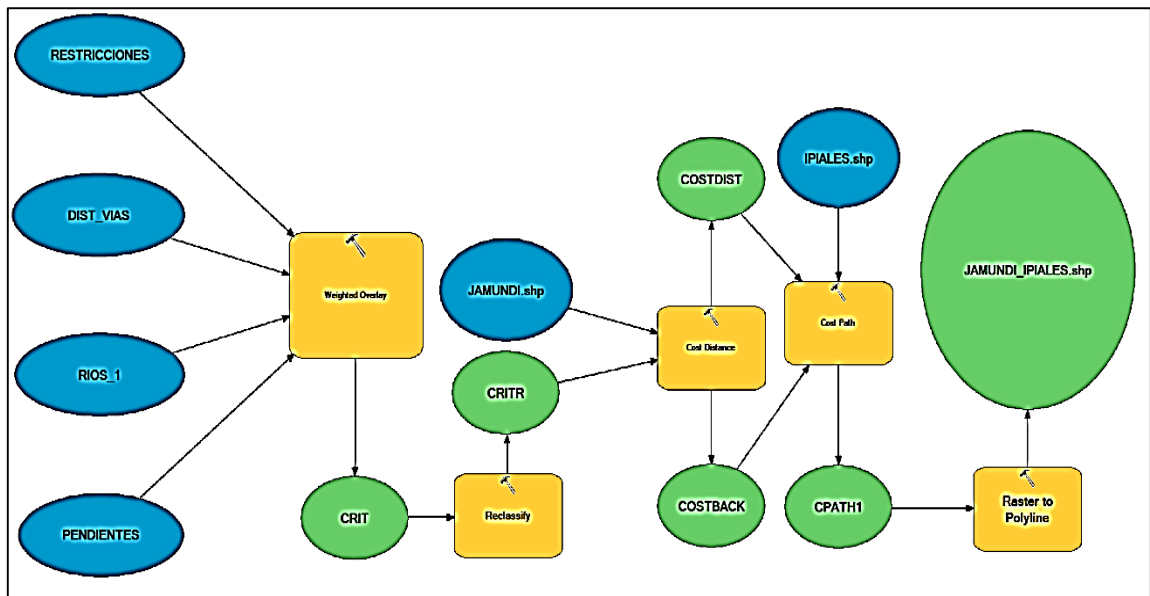


⁵³ Autor.

Mediante el Model Builder de ArcToolbox, es posible construir una herramienta para determinar la ruta. Está configurada de la siguiente manera:

Las figuras en azul son datos de entrada, las amarillas, herramientas de ArcToolbox y las verdes son los datos de salida. Los mapas mostrados anteriormente se cargan en la herramienta Weighted Overlay y se asignan pesos de importancia, de tal manera que cada mapa tenga un porcentaje de influencia y a su vez, se asignan a cada uno de los atributos valores de 1 a 9, representando un coste cualitativo que generará una capa CRITERIO (CRIT).

Figura 30 Modelo de herramienta de trazado de rutas.



Fuente: Model builder ArcGIS 10.1.

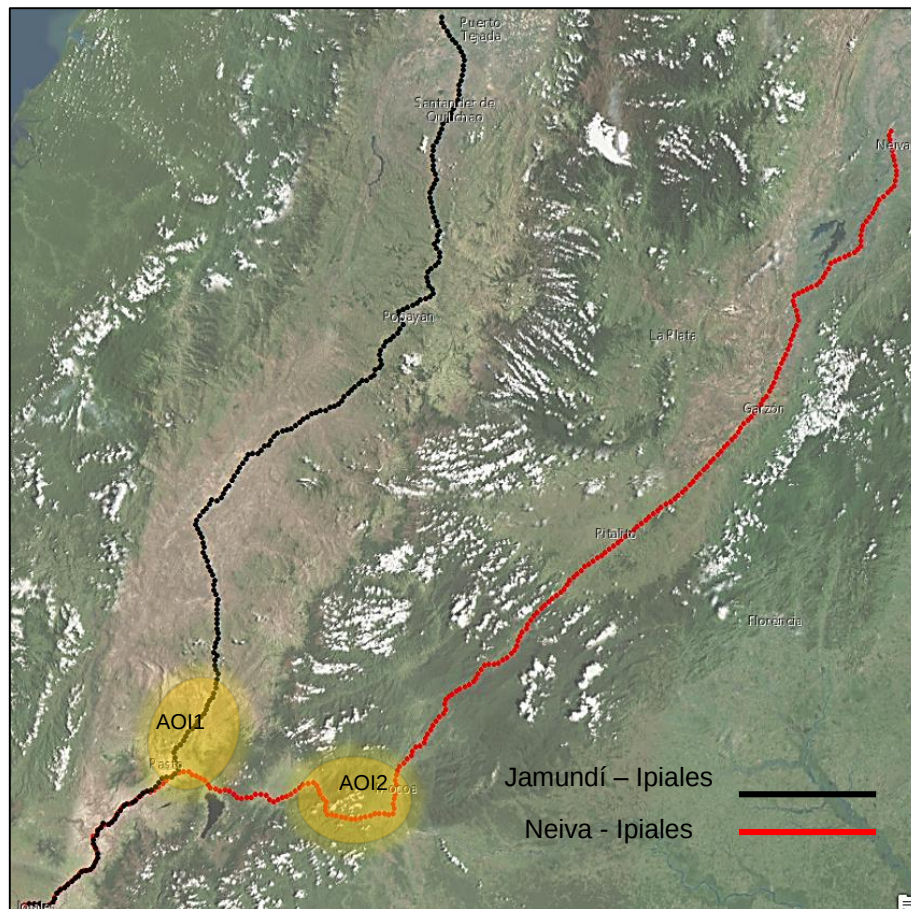
Tabla 16 Weighted Overlay. Ponderación de pesos.

RASTER	%INFLUENCIA	CAMPO	ESCALA (1-9)
RESTRICCIONES	30	VALUE	
		0	1
		1	9
		2	8
		3	7
		NoData	1
DIST_VIAS	25	VALUE	
		0	9
		1	9
		2	1
		3	3
		NoData	NoData
RIOS	10	VALUE	
		0	1
		1	9
		NoData	NoData
PENDIENTES	35	VALUE	
		1	1
		2	1
		3	7
		4	9
		5	9
		6	9
		7	9
		8	9
		9	9
		NoData	NoData

Se debe reclasificar la capa CRIT para alimentar la siguiente herramienta, llamada Cost Distance, la cual genera dos capas a partir del punto inicial (JAMUNDI), que contienen información del coste en función de la distancia (COSTDIST) y relaciona la información de menor coste de una celda adyacente a otra (COSTBACK). Después de este paso, las capas generadas alimentan la herramienta Cost Path, la cual hace el trazado de la ruta de menor coste desde el punto inicial hasta el punto final (IPIALES), teniendo en cuenta todo el análisis cuantitativo hecho anteriormente. La salida CPATH1, es un raster, por lo cual, para tener la ruta

Ambas rutas se trazaron de la misma manera y se obtuvo lo siguiente:

Figura 31 Rutas diseñadas.

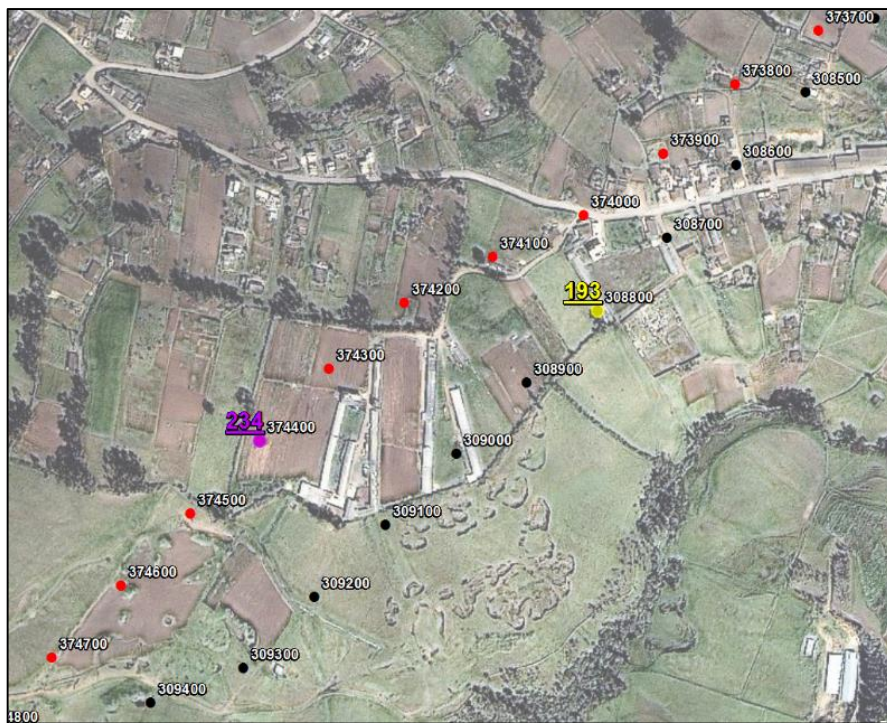


Fuente: Resultados ArcGIS 10.1. Modificado por el Autor.

Para poder continuar con el análisis de clases de localidad, fue necesario utilizar las herramientas de Linear Referencing: Create Route, y Make Route Event Layer. La primera, asigna un medidor sobre una línea que se denomina ruta a partir del vector obtenido en el paso anterior. Con la segunda herramienta es posible ubicar puntos sobre la ruta, a la distancia de preferencia. Para el análisis de las clases, se tiene que la UCL (Unidad de Clase de Localidad) tiene una longitud de 1 milla de largo y

$\frac{1}{4}$ milla de ancho⁵⁴. Por lo tanto se ubicaron dos familias de puntos, cada 1600 metros, y cada 100 metros a lo largo de las rutas.

Figura 32 Referenciamiento Lineal.



Fuente: Resultados ArcGIS 10.1.

En la figura se pueden observar las distancias corregidas por topografía. Los puntos rojos son la ruta Neiva – Ipiales, los negros, Jamundí – Ipiales. Es posible observar las millas en números grandes y los diferenciales de 100 metros en números pequeños. Aparte de esto, se define la milla 234 como el punto en el que se unen ambas rutas, debido a que el trazado desde Neiva se corrigió aguas debajo de este punto. La imagen muestra las periferias de la ciudad de Pasto.

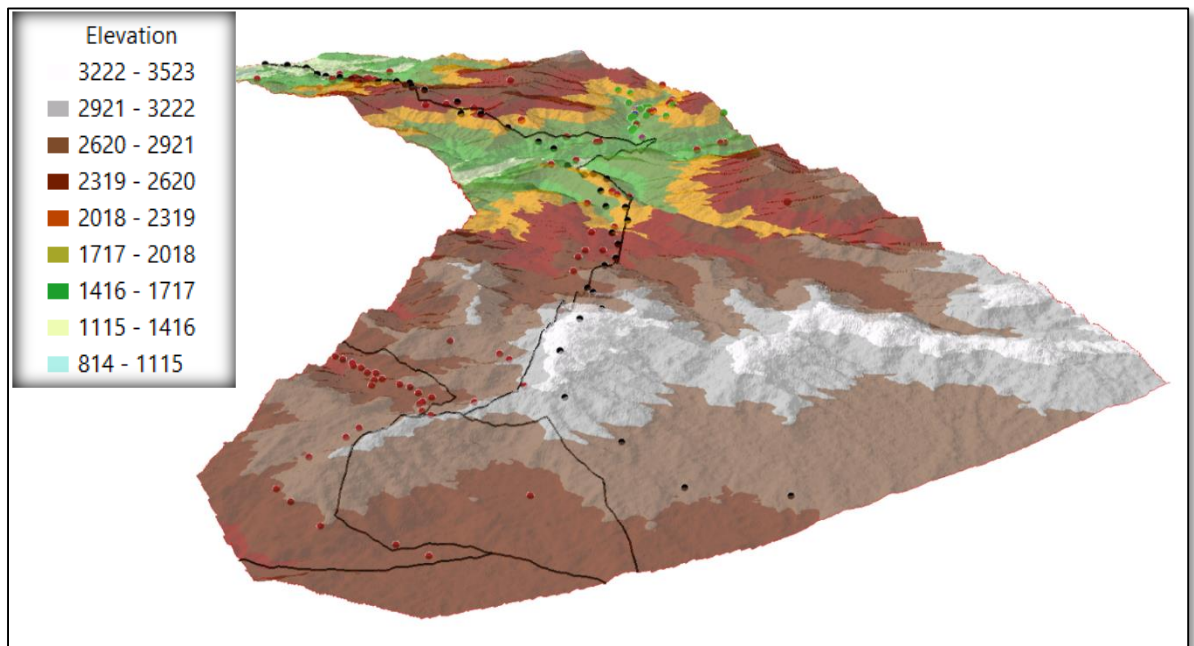
⁵⁴ ASME B31.8

5.3 ZONAS DE INTERÉS. ALTITUDES MAYORES A 3000 M Y PROBLEMAS DE ESTABILIDAD.

A. Jamundí – Ipiales [AOI1].

En la milla 152, el trazado comienza el ascenso hasta llegar a una altura máxima de 3498 m en la milla 186. Es en este lugar donde se da la menor temperatura ambiente de las alternativas (37 °F). Favoreciendo el riesgo de formación de hidratos dentro de la tubería. Además, la zona es altamente inestable, pues presenta gran número de eventos de deslizamientos (SIMMA). En la figura 33 está representada la carretera como una línea negra, los eventos de remoción en masa como puntos de colores (deslizamientos en rojo) y los puntos de la ruta separados cada milla son negros. Definitivamente la ruta debe evitar esta zona y en un diseño de ingeniería básica y de detalle deberá corregirse y evitarse a toda costa. Sin embargo, alturas entre 3000-3200 m son inevitables. A no ser que se decida desviarse una distancia considerable de la carretera.

Figura 33 Área de Interés 1. AOI1.

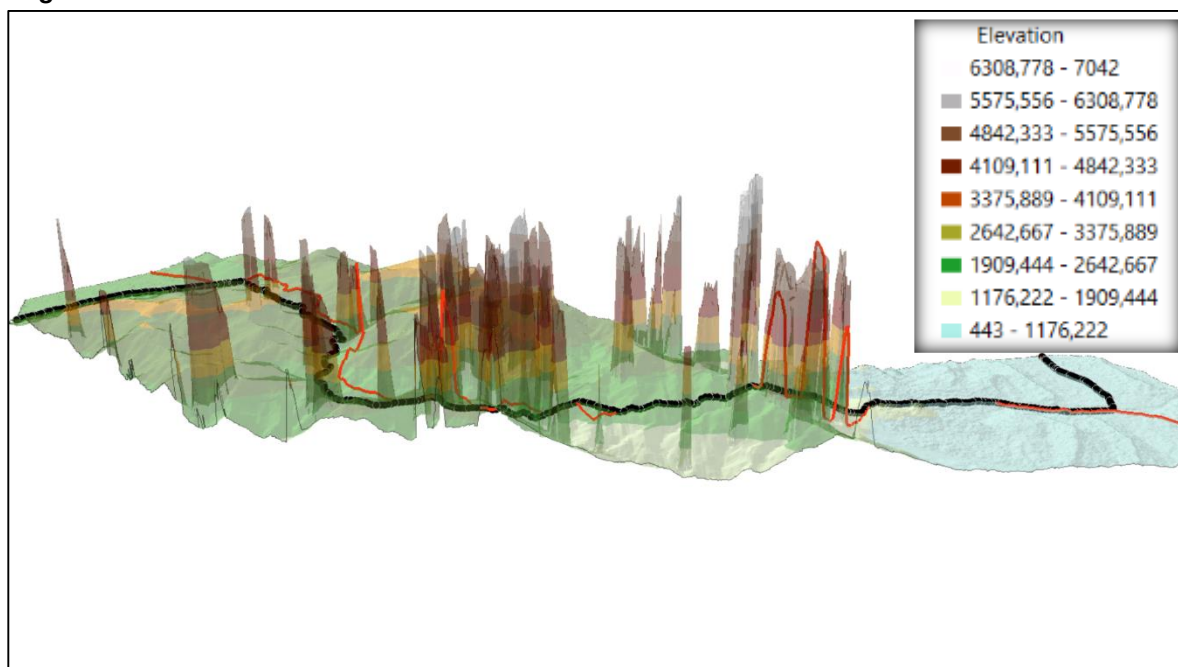


Fuente: ArcScene View. TIN Jamundí-Ipiales (millas 152-191).

B. Neiva – Ipiales [AOI2].

Esta alternativa presenta inconvenientes en la vía Mirador, también conocida como “el trampolín de la muerte”⁵⁵, considerada como una de las carreteras más peligrosas del mundo, que conecta a los municipios de Mocoa y San Francisco (Putumayo). La carretera debió evitarse al máximo porque su trazado es absurdamente inseguro. En una milla, puede llegar a tener diferenciales de altitud de más de 2000 metros, recorriendo pendientes de casi 90°. El autor ha realizado el viaje desde Mocoa hasta Pasto, y puede concluir que se debe construir una nueva carretera. El proyecto de un gasoducto que pase por esta zona, podría hacerse conjuntamente con el diseño de una nueva vía, más segura, más eficiente, más lógica. El autor propone un trazado de ruta de gasoducto que podría utilizarse como base de estudio para este objetivo. Vea la figura 34. La línea roja representa la carretera. Note los cambios bruscos de altitud. La ruta está representada por los puntos cada 100 m (negros). Extrañamente, el SIMMA no presenta datos en la zona.

Figura 34 Área de interés 2. AOI2.



Fuente: ArcScene View. TIN Neiva-Ipiales (millas 178-206).

⁵⁵ http://www.carroya.com/contenido/clasificar/Chicas_famosos/top_carroya/home/ARTICULO-WEB-PTL_NOTA-7894687.html [10/10/2014]

5.4 CORRELACIÓN DE COSTOS.

A partir de la resolución CREG 123-2012, se pueden saber los costos unitarios de los gasoductos existentes en Colombia. Se usaron tres casos para correlacionar los costos de diseño del proyecto.

- 1 Gasoducto Cali-Popayán (21.65 US₂₀₁₄/m*in).^{*56}
- 2 Gasoducto Gibraltar-Bucaramanga (59.14 US₂₀₁₄/m*in).^{*}
- 3 Propanoducto Galán-Bucaramanga (40.3 US₂₀₁₄/m*in).^{*}

Se deben correlacionar las zonas de mayor altitud, menores temperaturas y mayor inestabilidad con el valor de construcción del gasoducto más costoso. La zona Pasto–Ipiates presenta características similares a la ruta Galán-Bucaramanga.

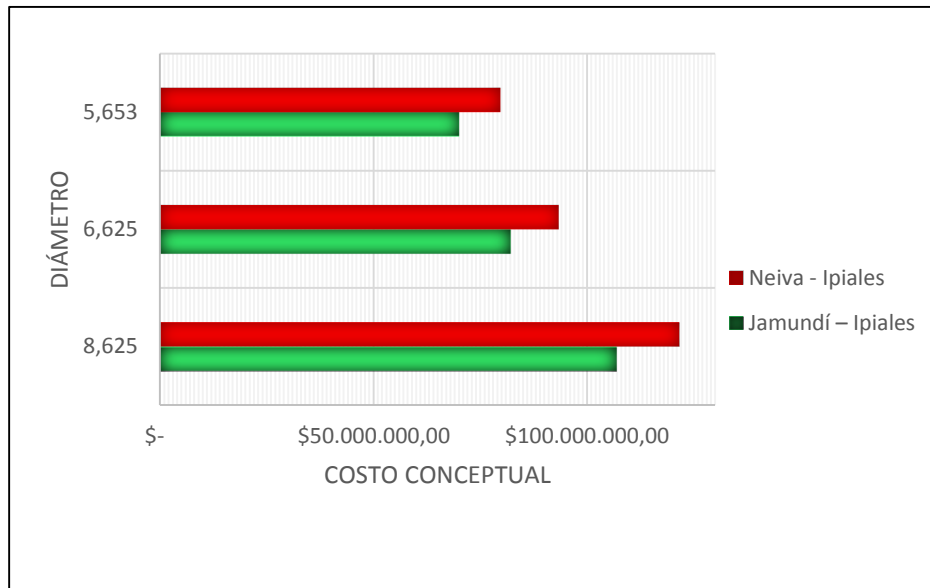
Tabla 17 Estimación de costos conceptual⁵⁷.

T R A M O	COSTO	Jamundí – Ipiates				Neiva - Ipiates			
		X (mi)	DIÁMETRO			X (mi)	DIÁMETRO		
			8.625 in	6.625 in	5.653 in		8.625 in	6.625 in	5.653 in
1	21.65	152	\$ 45,678,252.15	\$ 35,086,193.68	\$ 29,938,453.27	185	\$ 55,595,241.11	\$ 42,703,591.00	\$ 36,438,249.04
2	59.14	48	\$ 39,403,114.12	\$ 30,266,160.12	\$ 25,825,600.48	49	\$ 40,224,012.33	\$ 30,896,705.13	\$ 26,363,633.82
3	40.3	39	\$ 21,816,126.45	\$ 16,757,314.52	\$ 14,298,731.92	46	\$ 25,731,841.45	\$ 19,765,037.64	\$ 16,865,170.98
		239	\$ 106,897,492.72	\$ 82,109,668.32	\$ 70,062,785.66	280	\$ 121,551,094.89	\$ 93,365,333.76	\$ 79,667,053.85

⁵⁶ Se llevaron los costos desde el año 2009, al 2014 mediante la calculadora inflacionaria: <http://www.usinflationcalculator.com/>. La tasa de inflación es del 10.9%

⁵⁷ Autor, en base a resolución CREG 123 2012.

Figura 35 Costos conceptuales de alternativas.



Los costos unitarios tienen en cuenta⁵⁸:

- I. Tipo de conexión.
- II. Clase de localidad.
- III. Cruces subfluviales.
- IV. Cruces sísmicos.
- V. Terreno cultivado.
- VI. Terreno extremo.
- VII. Topografía.
- VIII. Tipo de suelo.
- IX. Tipo de Vegetación.
- X. Técnicas de manejo del nivel freático.
- XI. Uniones dobles.
- XII. Economías de escala por diámetro.
- XIII. Economías de escala por longitud.

⁵⁸ CREG 123 de 2012. “Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución CREG 115 de 2011, por la cual se establecen los cargos regulados para el gasoducto Yumbo – Cali, propiedad de Transoccidente S.A. E.S.P.”

6. ELABORACIÓN DE UNA HERRAMIENTA SOFTWARE PARA DEFINIR CLASES DE LOCALIDAD.

Se organizó la información del número de viviendas y área en una tabla para calcular la relación entre ellas y encontrar la densidad de viviendas (#viviendas/área) de cada municipio afectado por las rutas, y se georreferenció con ArcGIS 10.1. Se halló dificultad en encontrar información pertinente a la altura de los edificios. Por lo tanto, no se tiene en cuenta el análisis de clase 4. Si la UCL corta la carretera, se asigna clase 3, según norma ASME B31.8.

Tabla 18 Clasificación de las clases de localidad^{59,60}

	UCL	L	1.6	Km
		ANCHO	0.4	Km
CLASE	1	2	3	4
#VIV	10	$10 < X < 46$	$X > 46$	PRED. Ed > 4 pisos
Área	0.64	0.64	0.64	NO SE TUVO EN CUENTA.
densidad	15.625	$< X <$	71.875	

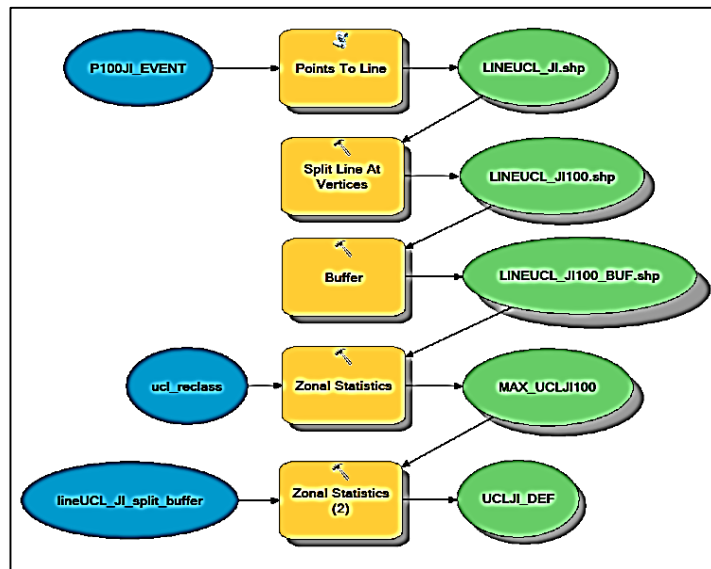
Como se puede observar en la tabla, todos los municipios con densidades por debajo de 15.625 viv/km^2 se determinaron como clase 1. Aquellos municipios con densidades intermedias superiores a 15.625 viv/km^2 pero inferiores a 71.875 viv/km^2 , se caracterizaron como clase 2. Finalmente, los que poseían densidades superiores a 71.875 viv/km^2 se definieron como clase 3. Esta clasificación se georreferenció y se

⁵⁹ASME B31.8. Gas Transmission and Distribution. Piping Systems. 2004.

⁶⁰ PRIDE. Russel. A Gas Pipeline model to support Critical European Energy Infrastructure Assessment. JRC Scientific and technical reports. European commission. EUR 23434 EN - 2008

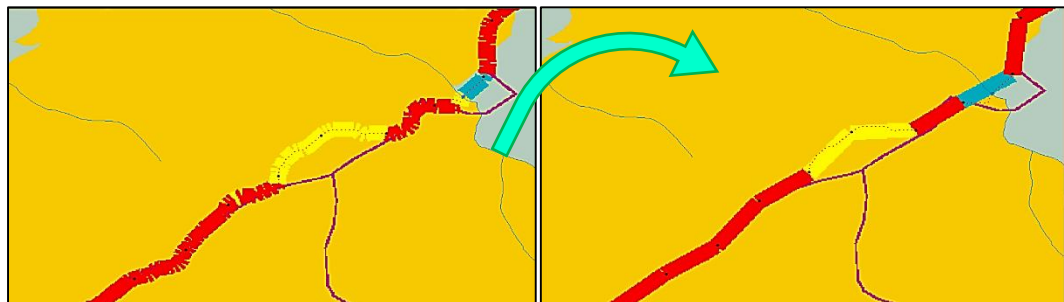
Luego la línea generada debe dividirse en segmentos de 100 m usando Split Line At Vertices. Posteriormente se debe aplicar un Buffer para definir un área diferencial de (200m*100m). Con Zonal Statistics, se le asigna a cada diferencial el valor máximo de la capa de equivalencias de densidad de viviendas. Finalmente, cada UCL tomará el valor de clase de localidad que prevalezca, es decir, el valor que se repita en la mayoría de diferenciales. Así:

Figura 37 Herramienta para definir clases de localidad usando SIG.



Fuente: ArcGIS model builder.

Figura 38 Asignación de clases en las UCL a partir de diferenciales de 100 m.



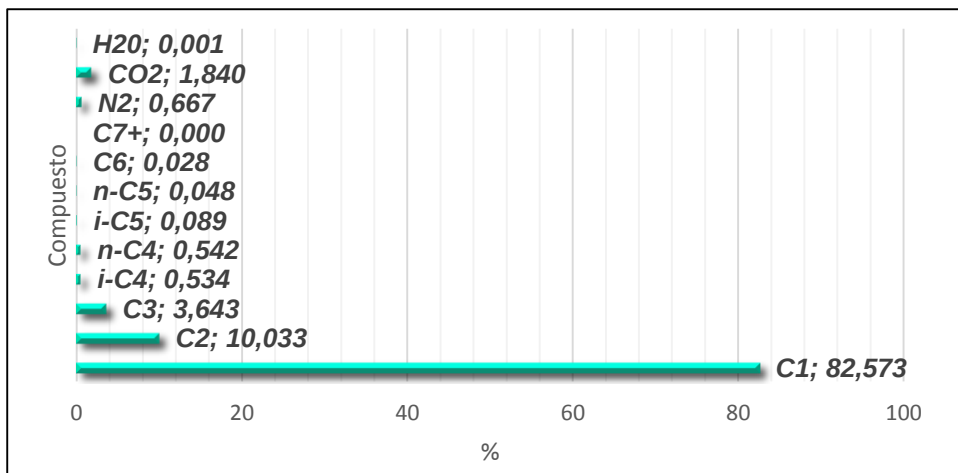
Fuente: ArcGIS view.

7. SIMULACIÓN HIDRÁULICA CON PIPELINESTUDIO

A continuación se explicará el análisis realizado con el simulador PipelineStudio de la compañía Energy Solutions el cual abarcará los siguientes casos:

- ❖ Caso I. Gasoducto Jamundí – Ipiales.
 - Escenario base. Diámetro externo de 8.625”.
 - Escenario base. Diámetro externo de 6.625”.
 - Escenario base. Diámetro externo de 5.563”.
 - Escenario termoeléctrico. Diámetro externo de 6.625”.
 - Escenario termoeléctrico con estación compresora MOPICO.
- ❖ Caso II. Gasoducto Neiva – Ipiales
 - Escenario base. Diámetro externo de 8.625”.
 - Escenario base. Diámetro externo de 6.625”.
 - Escenario base. Diámetro externo de 5.563”.
 - Escenario termoeléctrico. Diámetro externo de 6.625”.
 - Escenario termoeléctrico con estación compresora MOPICO.
- ❖ Composición del gas⁶²:

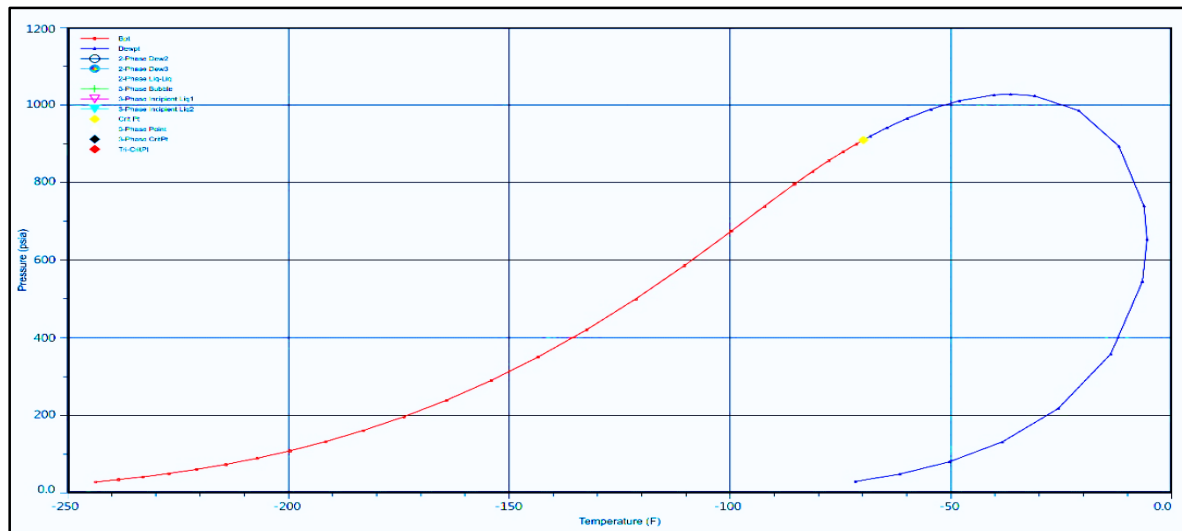
Figura 39 Composición de GN con 5 lb/MMSCF



Fuente: TGI, normalizado por el autor.

⁶² En base a la cromatografía hecha por TGI el día 10/07/2014 en el nodo MARIQUITA.

Figura 40 Envolvente de fases del gas natural en Colombia



Fuente: ASPEN 8.6. HYSYS. Ecuación de estado: BWRS.

Se tuvieron en cuenta los ramales hacia las diferentes poblaciones que son atravesadas por las rutas del gasoducto. La demanda de cada nodo de entrega se calculó en base al porcentaje que representará cada población en la proyección hecha hasta 2027. Todas las poblaciones se proyectaron individualmente, con el censo del 2005 hecho por el DANE. Para ver con más detalle las propiedades de los nodos de entrega, diríjase a los anexos.

7.1 MARCO TEÓRICO

- **Ecuación de estado**

La ecuación utilizada para predecir las propiedades termodinámicas del gas es la BWRS (Benedict – Webb – Rubin - Starling) utilizada para gases con altos contenidos de no hidrocarburos como el CO₂ y el N₂.⁶³

⁶³ TGNET. Gas Training Manual. Energy solutions international.

- **Ecuación del flujo**

El fundamento teórico del flujo a través de las tuberías está sujeto al teorema de Bernoulli. Se estudió el flujo en estado estacionario, es decir⁶⁴:

$$\frac{dm}{dt} = 0 \quad \text{Ecuación 5}$$

$$\frac{1}{g_c} \cdot u \cdot du + v \cdot dP + dH + \frac{v}{A} \cdot \pi \cdot D \cdot dy \cdot \tau = 0 \quad \text{Ecuación 6}$$

Energía cinética + Energía de Presión + Energía potencial + Pérdidas por fricción = 0

Donde:

gc: Constante de proporcionalidad.

u: velocidad del gas.

du: Diferencial de velocidad.

v: volumen específico del gas.

dP: Diferencial de presión.

dH: Diferencial de altura.

dy: Diferencial de longitud.

Integrando cada término del teorema de Bernoulli se obtiene la ecuación 7:

⁶⁴ Refiérase al libro Mohitpour Pipeline Design and Construction para estudiar la demostración de la ecuación en detalle.

$$Q_b = \pi \sqrt{\frac{(g_c \cdot R)}{1,856}} \cdot \frac{Z_b \cdot T_b}{P_b} \sqrt{\frac{P_1^2 - P_2^2 - \frac{58G \cdot \Delta H \cdot P_{ave}^2}{R \cdot T_{ave} \cdot Z_{ave}}}{Z_b \cdot T_{ave} \cdot G \cdot L}} \cdot \sqrt{\frac{1}{f}} \cdot D^{2,5} \quad \text{Ecuación 7}$$

Donde:

Q_b = Flujo de gas a condiciones estándar, MMSCFD.

g_c = Constante de proporcionalidad 32,2 (lb-ft / [lbf-s²]).

Z_b = Factor de compresibilidad a condiciones estándar ≈ 1 .

T_b = Temperatura a condiciones estándar, 520°R.

P_b = Presión a condiciones estándar, 14.7 psia.

P_1 = Presión de succión, psia.

P_2 = Presión de descarga, psia.

P_{avg} = Presión promedio, psia.

R = Constante del gas, 10.732 (psia-ft³ / lbmol-°R).

T_{avg} = Temperatura promedio, °R.

Z_{avg} = Factor de compresibilidad a condiciones promedio (P_{avg} , T_{avg}).

$\sqrt{(1/f)}$ = Factor de transmisibilidad.

L = Distancia de la tubería, millas

f = Coeficiente de fricción.

G = Gravedad específica del gas.

ΔH = Diferencial de altura, ft

D = Diámetro interno.

Dependiendo del régimen de flujo y cómo se determine el término del factor de fricción se han generado diferentes ecuaciones para predecir el flujo a través de la

tubería⁶⁵. El caso particular, es de flujo totalmente turbulento y con un factor de dragado de 0.96. A partir de lo anterior la ecuación utilizada en el simulador fue

AGA⁶⁶:

$$Q_b = 38,774 \cdot \frac{T_b}{P_b} \left[\frac{P_1^2 - P_2^2 - E}{G \cdot L \cdot T_{ave} \cdot Z_{ave}} \right]^{0,5} \cdot 4 \log \left(\frac{3,7D}{K_e} \right) \cdot D^{2,5} \quad \text{Ecuación 8}$$

Donde,

$$\sqrt{\frac{1}{f}} = 4 \log \left(\frac{3,7D}{K_e} \right) \quad \text{Ecuación 9}$$

- **Transferencia de calor⁶⁷**

La tubería se diseñó enterrada a 1 m de profundidad (Deep burial⁶⁸) y se determinó la conductividad del suelo como 207.871 BTU/ft-hr-°F.⁶⁹.

Para hallar el coeficiente global de transferencia de calor, se tiene que:

$$\frac{1}{U} = \frac{R_i}{R_o} * \left[\frac{1}{k_{env}} + R_o * \ln \left(\frac{R_o}{R_i} \right) \frac{1}{k_{steel}} \right] \quad \text{Ecuación 10}$$

⁶⁵ TGNET. Gas Training Manual. Energy solutions international.

⁶⁶ AGA studies (IGT Technical Report Number 10 "Steady Flow in Gas Pipelines", July, 1965)

⁶⁷ TGNET. Gas Training Manual. Energy solutions international.

⁶⁸ El simulador determina la transferencia de calor de manera distinta, categorizando la profundidad tal que si el tubo se entierra una profundidad > 2*(diámetro externo) entonces "Deep Burial".

⁶⁹ Adriana Rojas, PhD Orlando Zúñiga, PhD Marina Sánchez de Prager, Ing. Jesús Pérez, Ing. José María Gascó. Acta Agronómica, Vol. 56, núm. 1 (2007). Conductividad térmica del suelo, materia orgánica, actividad y biomasa microbianas en sistemas de cultivo de maracuyá en Toro, Valle del Cauca.

Donde,

U = Coeficiente global de transferencia de calor, BTU/hr-ft²-°F

R_o = Radio externo de la tubería, ft.

R_i = Radio interno de la tubería, ft.

K_{steel} = Conductividad térmica del acero BTU/hr-ft²-°F.

K_{env} = Conductividad térmica del ambiente (aire, agua, suelo, etc) BTU/hr-ft²-°F.

Las pérdidas de calor unitarias (BTU/ft) son calculadas de la siguiente manera:

$$Q = 2 * \pi * r_i * U * (T_f - T_a) \quad \text{Ecuación 11}$$

Donde,

Q = Calor perdido o ganado, BTU/ft.

T_f = Temperatura promedio del fluido, °F.

T_a = Temperatura promedio ambiente, °F.

Para determinar la transferencia de energía ocurrida en el intercambiador de calor, se utilizó la siguiente ecuación:

$$Q = \dot{m} * C_p * \Delta T \quad \text{Ecuación 12}$$

Q = Duty del intercambiador. MBTU/h

$\dot{m}$ = Flujo másico, MLb/h.

C_p = Calor específico, BTU/lb-°F

ΔT = Reducción de temperatura determinado, °F

- **Modelo de temperatura ambiente.**

Así como se asignó una clase de localidad a cada milla del trazado, también se calculó la temperatura ambiente para cada UCL, de tal manera que el proceso tuviera en cuenta la variación de temperatura, comprendida en el rango (38 – 60 °F). Para hacerlo, se obtuvieron las temperaturas mínimas de algunos puntos de control y se correlacionaron con la altura sobre el nivel del mar. Así:

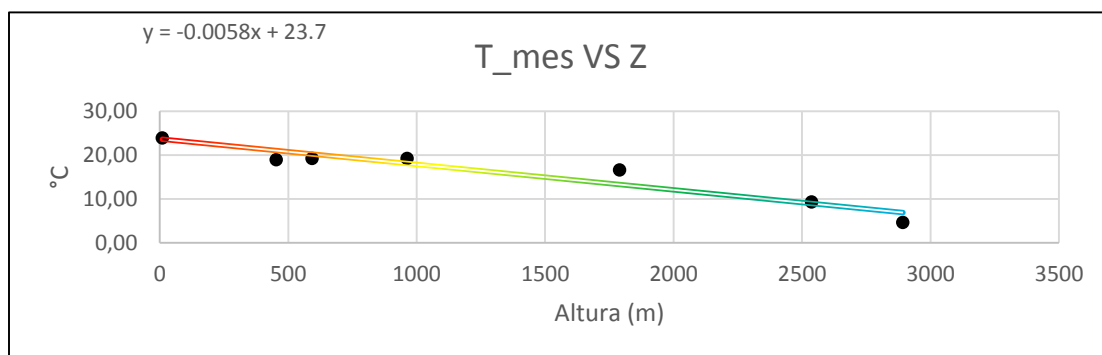
Tabla 19 Correlación de temperatura con la altura sobre el nivel del mar. ⁷⁰

ID	X	Y	Z	NOMBRE	T_MENSUAL ⁷¹	T_DET
1	937,431.37	583,264.36	2892.631348	IPIALES	4.67	9.84392849
2	978,706.45	625,428.45	2537.104248	PASTO	9.33	12.448538
3	1,048,397.84	618,581.02	593.084534	MOCOA	19.33	11.1732236
4	1,055,806.19	764,536.06	1790.047253	POPAYAN	16.67	15.4489407
5	1,063,201.06	871,899.38	962.940669	CALI	19.33	13.3150559
6	1,200,996.34	814,114.26	453.434039	FLORENCIA	19	10.0299174
7	809,835.56	688,384.01	10.161903	TUMACO	24	12.458939

T_DET se calculó de la siguiente manera,

$$T_{det} = T_{mensual} + (r(Z_{det} - Z_{est})) \quad \text{Ecuación 13}$$

Figura 41 Correlación T vs Z (altura sobre el nivel del mar).

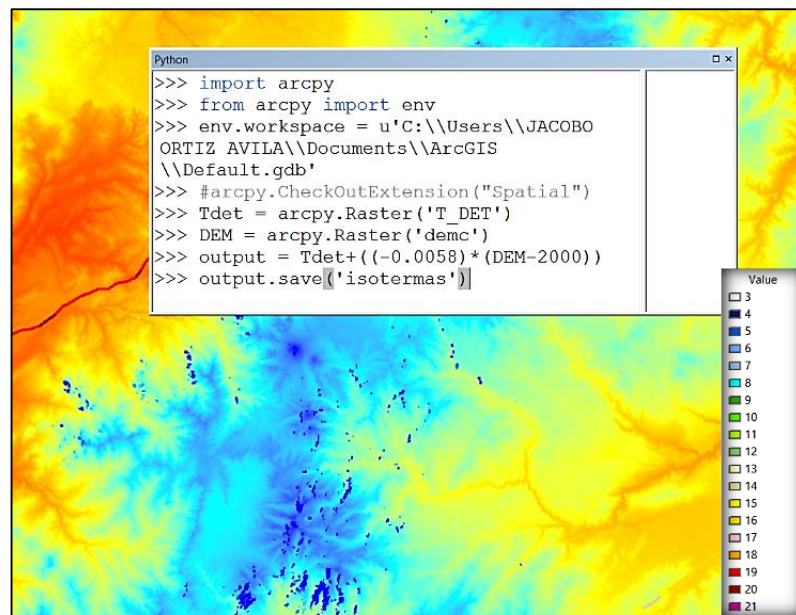


⁷⁰ <http://www.youtube.com/watch?v=kkgC6qT2otM>. El blog de Franz. Basado en el artículo "Near Surface air humidity in a megadiverse Andean mountain ecosystem of southern Ecuador and its regionalization" Andreas Fries, Rütger Rollenbeck, Thombas Nauß, Thorsten Peters, Jörg Bendix. Agricultural and forest meteorology. 2012

⁷¹ IDEAM.

Lo que se hizo fue obtener las temperaturas de las estaciones a una altura (Zdet = 2000) común para todas, de tal manera que se obtengan dos puntos de temperatura para cada estación y mediante una interpolación (IDW⁷²) en ArcGIS 10.1, se obtiene una capa que muestra la variación de la temperatura sobre Zdet. Teniendo en cuenta la proporcionalidad (r: pendiente de la figura 41), se debe aplicar la ecuación dentro de ArcMap para obtener los valores de temperatura corregidos a cada altura del archivo de elevación digital. Se utilizó el lenguaje Python para generar el mapa ISOTERMAS, así:

Figura 42 Mapa de Isotermas.



Fuente: ArcGIS view. Python.

- **Especificaciones de tubería**

Los resultados de clase de localidad obtenidos fueron tenidos en cuenta en la simulación hidráulica para seleccionar las tuberías correspondientes a cada caso estudiado.

⁷² Herramienta de ArcGIS. Presente en la caja de herramientas 3D Analyst. Interpola la superficie de un raster en base a información georeferenciada en puntos. IDW: Inverse Distance Weighted.

Tabla 20 Especificaciones de las tuberías de diseño. ⁷³

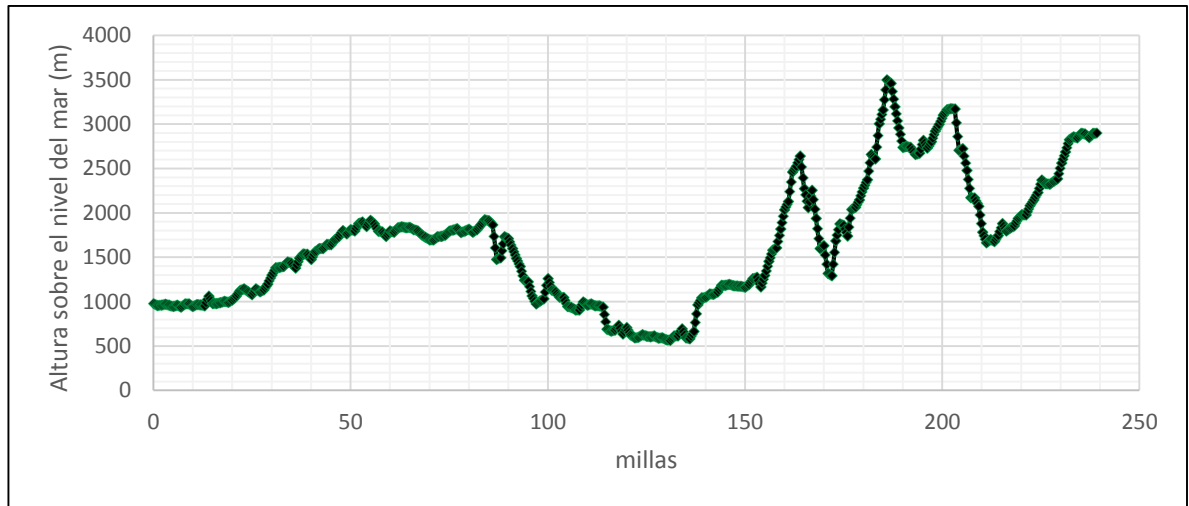
ESPESOR (in)						F	E	T	PIPELINESTUDIO			
Do	8.625		6.625		5.563				Densidad	Cp	C. térmica	
Wall	t	t'	t	t'	t				t'	lb/ft3	BTU/lb.F	BTU/ft-hr-F
Steel 1	0.156	0.142	0.109	0.109	0.125	0.092	0.7	1	1	490.059	0.119423	28.8895
Steel 2	0.188	0.166	0.125	0.127	0.156	0.107	0.6	1	1	490.059	0.119423	28.8895
Steel 3	0.203	0.199	0.156	0.153	0.188	0.128	0.5	1	1	490.059	0.119423	28.8895

Las tuberías escogidas son referencia API 5L STD X52.⁷⁴ Diríjase a los anexos para observar las especificaciones de cada milla de tubería.

7.2 I CASO DE ESTUDIO JAMUNDÍ-IPIALES

El gasoducto se diseñó a partir de 1 punto de entrada, 27 puntos de entrega, 109 válvulas de seccionamiento.

Figura 43 Perfil topográfico Jamundí – Ipiales.



Fuente: PipelineStudio.

⁷³ Autor. La nomenclatura t' significa que son espesores calculados por el autor, mientras que t, se refiere a las especificaciones reales de la tubería y las utilizadas en el simulador. Los espesores se calcularon con la ecuación de Barlow.

⁷⁴ API 5L: Specification for Line Pipe. 2004

Los constraints de la simulación se presentan en la tabla 20. El simulador genera la caída de presión a partir de los flujos en los puntos de entrega y un valor de presión inicial. El punto de entrega TERMOPUCAURCO, solamente es utilizado en el escenario termoeléctrico.

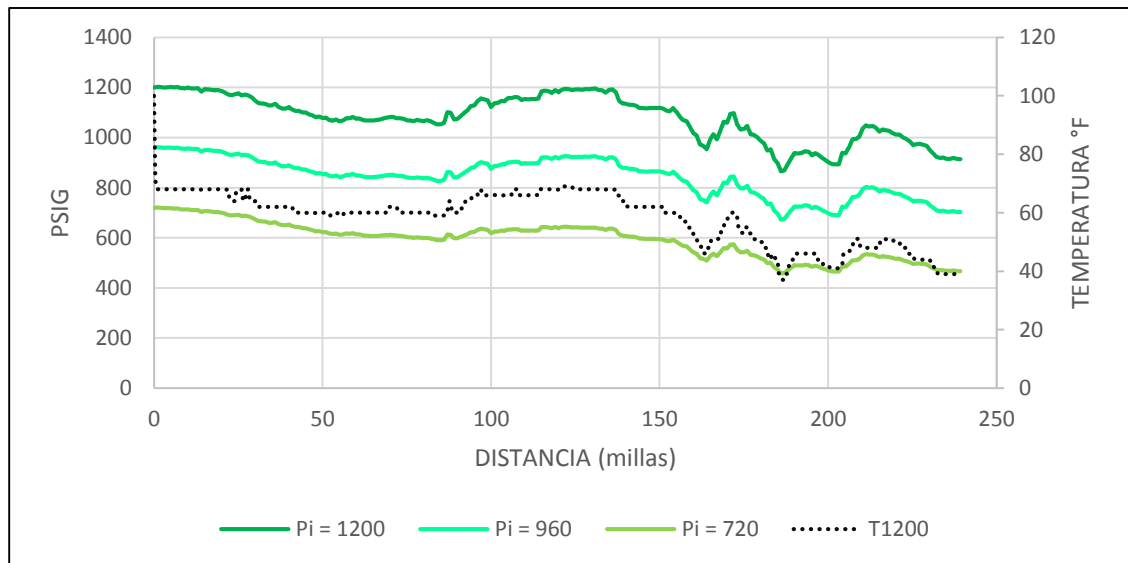
Tabla 21 Constraints Caso I

Pi (psig)	1200
Pi (psig)	960
Pi (psig)	720
Puntos de entrega	MMSCFD
FLORENCIA	0.0218156
LA SIERRA	0.0348559
MERCADERES	0.0647293
EL BORDO	0.1409174
ROSAS	0.0507593
TIMBÍO	0.134462
TERMOCAUCA	2.03194
ALBAN_SANBERNARDO_EL TABLON	0.219529
BUESACO	0.100884
CHACHAGUI	0.0533582
LA UNION	0.0809483
SAN LORENZO	0.07756
SAN PEDRO DE CARTAGO	0.0286369
TAMINANGO	0.0834293
ALDANA_CUASPUD	0.0507253
CONTADERO	0.0254373
CORDOBA_PUERRES	0.0526213
FUNES	0.0190533
ILLES	0.0342232
IMUES	0.0174281
IPIALES_PUPIALES	0.612145
POTOSÍ	0.0398516
YACUANQUER	0.0439458
TANGUA	0.0262142
PASTO	1.76293
SOBRANTE JAMUNDI	3.7295
TERMOPUCAURCO	3.6613409

7.2.1 ESCENARIO BASE CON DIÁMETRO DE 8.625"

Es evidente la relación existente entre la temperatura y la caída de presión. Esto significa que las pérdidas por fricción en la tubería son tan insignificantes que la presión llega a aumentar como consecuencia del aumento de temperatura. La presión cae solamente 300 psig aproximadamente, lo cual es muy poco, considerando la distancia del trazado.

Figura 44 Caída de presión Jamundí 8.625"

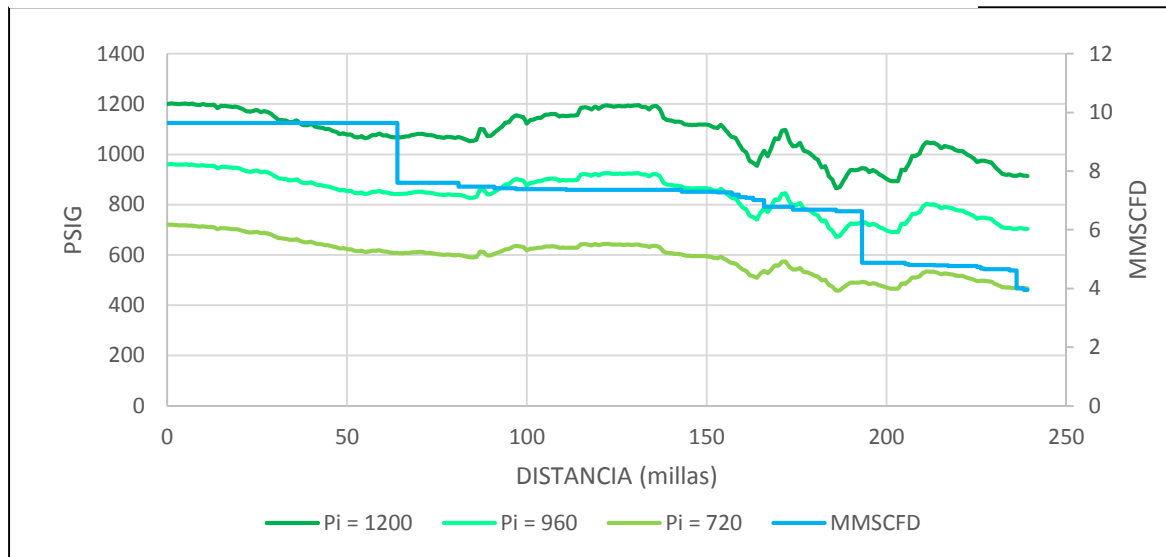


Fuente: Resultados de simulación. PipelineStudio

El flujo inicial del escenario base es 9.6386 MMSCFD. Se tiene que la población beneficiada por el gasoducto es menor a la de diseño, 1'373228 habitantes, esto es el 60.3% del consumo de demanda de la población base. Esto implica que a la salida del gasoducto sobran 3.7294 MMSCFD. Esta situación evidencia un sobredimensionamiento ya que las poblaciones beneficiadas por el gasoducto son únicamente las que se encuentran a menos de 11 millas de distancia.

Las velocidades dentro de la tubería permanecieron dentro del rango de 3.24 y 1.8 ft/s. Considerando que las velocidades máximas permitidas son 60 ft/s. Se puede concluir que el diámetro de 8.625" reproduce resultados sobredimensionados.

Figura 45 Flujo vs distancia escenario base Jamundí 8.625"



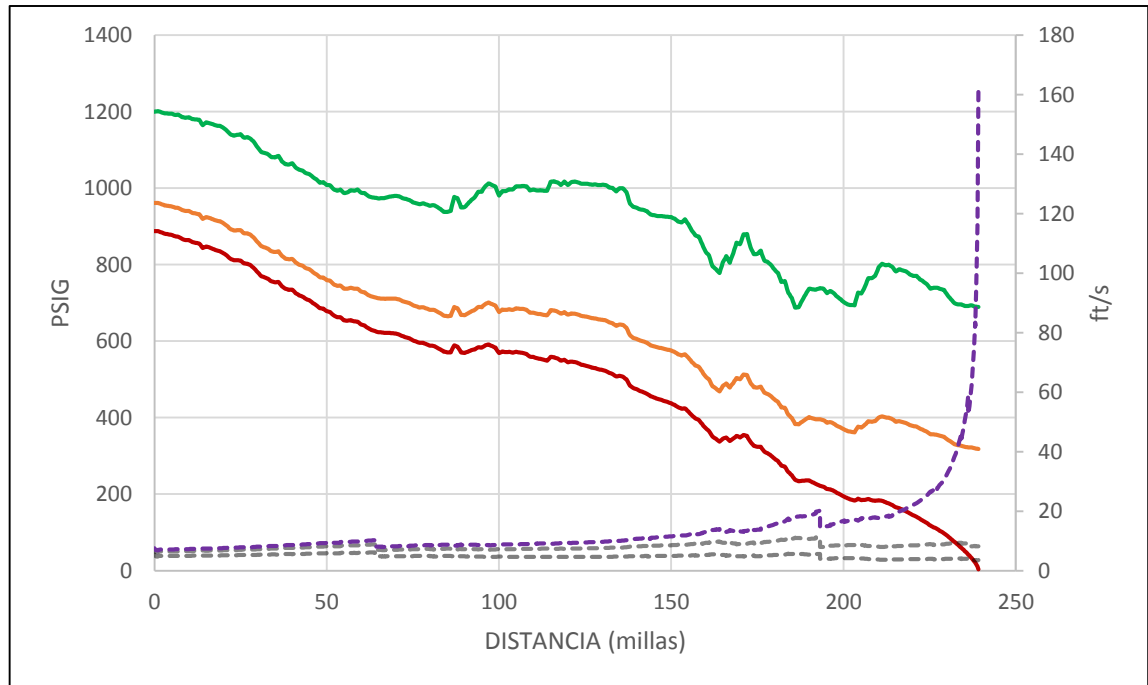
Fuente: Resultados de simulación PipelineStudio

7.2.2 ESCENARIO BASE CON DIÁMETRO DE 6.625"

El escenario base con un diámetro de 6.625" funciona bien con las presiones iniciales de 1200 y 960 psig. El impacto de la temperatura se ve disminuido aunque aún tiene una influencia importante en la caída de la presión. Con una presión inicial de 720 psig, el simulador recalcula automáticamente la presión inicial a 888 psig para evitar presiones negativas que impiden la convergencia de la simulación. La presión en Ipiales es 3.51 psig, muy por debajo del mínimo (250 psig). Incluso con

la presión recalculada, se consiguen velocidades alarmantes en Ipiales, con un valor máximo de 162 ft/s. El límite de velocidad ($v < 60 \text{ ft/s}$)⁷⁵ se viola en la milla 236.

Figura 46 Caída de presión Jamundí 6.625"



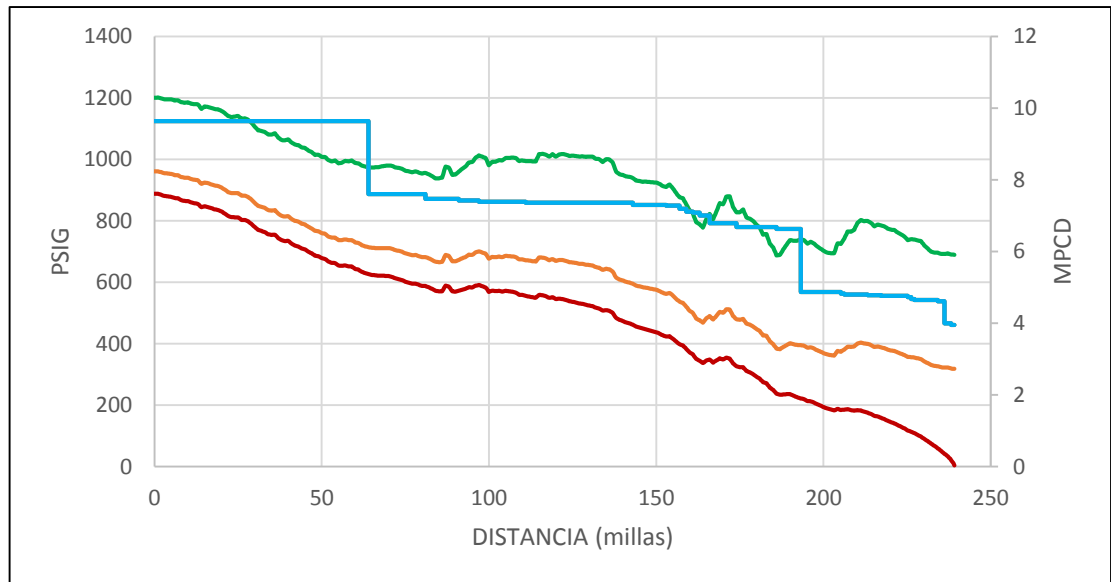
Fuente: Resultados de simulación PipelineStudio.

Es evidente que con el aumento acelerado de la velocidad, la presión cae rápidamente. Las pérdidas por fricción son directamente proporcionales a la velocidad del gas.

A pesar de las altas velocidades con la presión de 888 psig, el modelo converge y los caudales cumplen con el balance de masa.

⁷⁵ ASME B31.8. Gas Transmission and Distribution. Piping Systems. 2004.

Figura 47 Caudal vs distancia Jamundí 6.625"

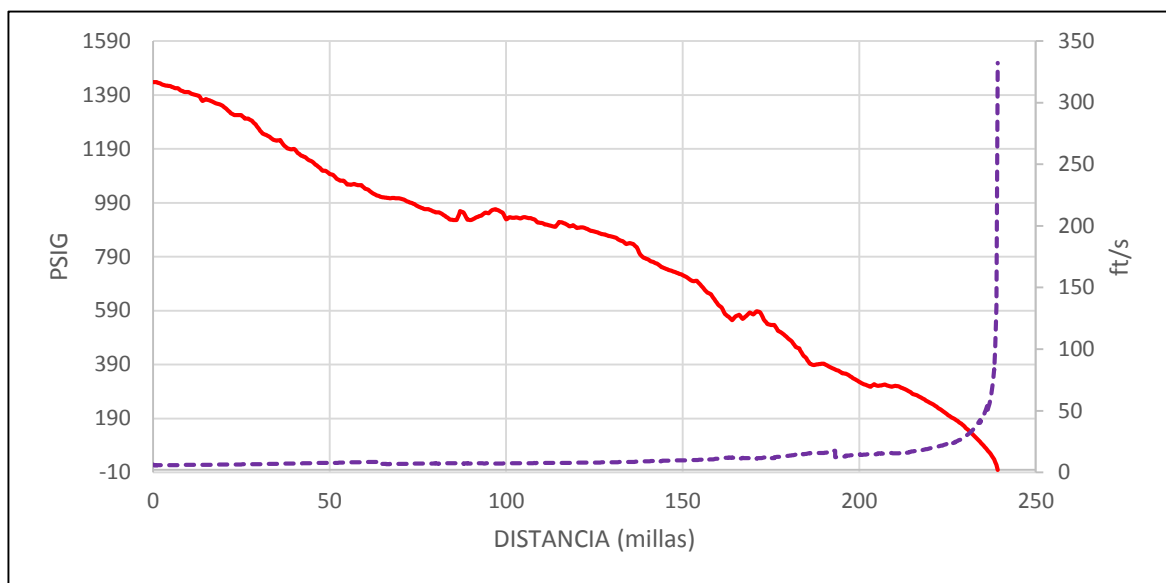


Fuente: Resultados de simulación PipelineStudio.

7.2.3 ESCENARIO BASE CON DIÁMETRO DE 5.563"

En este caso de estudio, el simulador tuvo que recalcular la presión inicial a 1437 psig y se obtuvieron presiones negativas en los resultados. En Ipiales el gas llegó a -1.29 psig. Además, las velocidades alcanzaron niveles exorbitantes, con un valor máximo en el nodo final de 332.17 ft/s. Con este resultado se concluye que esta opción no se debería considerar ya que su rango operativo se reduciría al funcionamiento constante de un compresor, el cual podría fallar en caso de un escenario de alta demanda. El diámetro de 5.563" no podría manejar flujos mayores al caudal base, 9,6386 MMSCFD, lo cual es bastante perjudicial para un proyecto de transporte de gas natural.

Figura 48 Caída de presión Jamundí 5.563”



Fuente: Resultados simulación PipelineStudio.

7.2.4 ESCENARIO TERMOELÉCTRICO CON DIÁMETRO DE 6.625” Y ESTACIÓN COMPRESORA MOPICO.

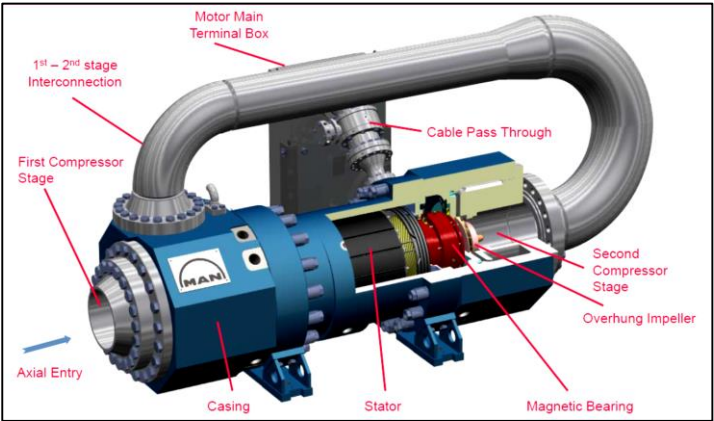
En base a los avances tecnológicos y la propaganda que se le hizo a los compresores MOPICO en el marco del congreso de NATURGAS 2014, se decidió buscar las curvas de “performance” de este tipo de compresores con motor integrado, electromagnéticos, de velocidad variable, de menor tamaño que los actuales, para aprovechar la oportunidad de entender mejor su funcionamiento y aplicarlo a un escenario de transporte de gas natural.⁷⁶

En base al mapa de selección de compresores MOPICO⁷⁷ y a las curvas de un compresor centrífugo estándar del software PipelineStudio, se generaron las curvas de performance. Diríjase a la referencia de MAN diésel&turbo para más información.

⁷⁶ Presentación TGI, en el marco del congreso NATURGAS 10/04/2014

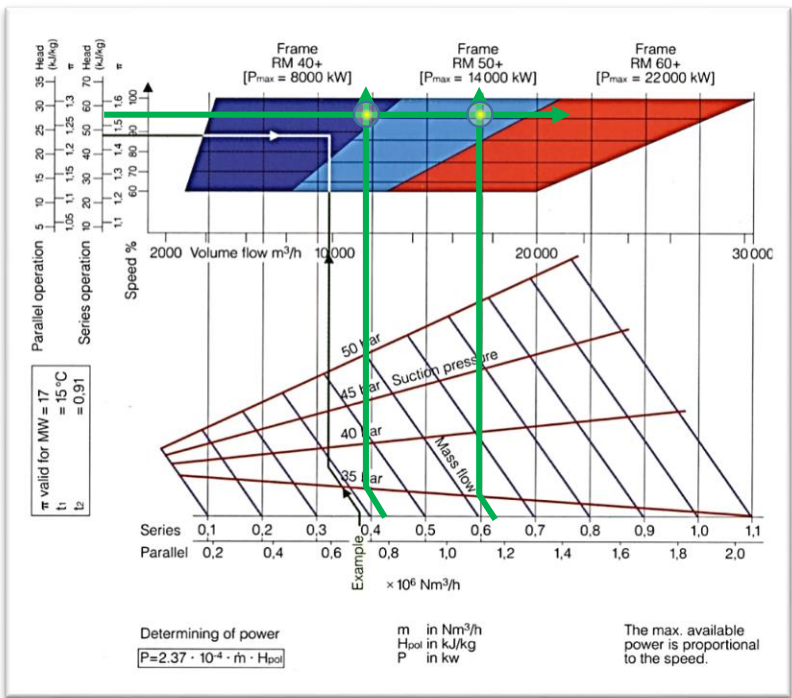
⁷⁷ MAN diesel & turbo. <http://www.mandieselturbo.com/0000002/Home.html>

Figura 50 Tren de compresión MOPICO



Fuente: MAN Diesel & Turbo.

Figura 49 Mapa de selección de compresores MOPICO



Fuente: MAN turbo. Modificado por el autor.

La conversión de unidades y los puntos relevantes se presentan en la tabla 23.

Tabla 22 Setpoints compresores MOPICO

TIPO	RPM	LINEA	M3/h	VELOCIDAD	CR	HEAD	RPM
RM40+	12000	SURGE SL1	3000	0.6	1.23	25000	7200
		SURGE SL1	4600	1	1.61	64000	12000
		CHOKE CH1	8300	0.6	1.23	25000	7200
		CHOKE CH1	13541.66	1	1.61	64000	12000
RM50+	8600	SURGE SL2	8300	0.6	1.23	25000	5160
		SURGE SL2	13541.66	1	1.61	64000	8600
		CHOKE CH2	12708.33	0.6	1.23	25000	5160
		CHOKE CH2	21250	1	1.61	64000	8600
	SET POINT	9.6386591 FT3	11590.91	0.956521739	1.54	56000	11478.26087
		14.3386591 FT3	17272.72	0.956521739	1.54	56000	8226.086957

El mapa tiene unidades de m³ de aire normalizada, por lo tanto se debe convertir el flujo másico kg/h a 1*10⁶Nm³/h. Para ello se necesita la densidad y el peso molecular.⁷⁸

$$1 \frac{Nm^3}{h} * 1 \frac{Kmol}{22.414 m^3} * \left(M_a \frac{Kg}{Kmol} \right) = X \frac{Kg}{h} \quad \text{Ecuación 14}$$

Entonces,

Tabla 23 Conversión de unidades

CONVERSION Nm3/h--->Kg/h						
1			Nm3/h			
0.873066735			Kg/h			
1.920746817			Lb/h			
4.60979E-05			MLB/D			
flujos		Q _{@SUCCIÓN}		Nm3/h	10 ⁶ Nm3/h	M3/H
9.63865912	MMSCFD	2.02747253	Lb/FT3	423926.178	0.42392618	11590.91
14.3386591	MMSCFD	2.02747253	Lb/FT3	630640.931	0.63064093	17272.72

⁷⁸ <http://www.convert-me.com/en/bb/viewtopic.php?t=14189> [10/10/2014]

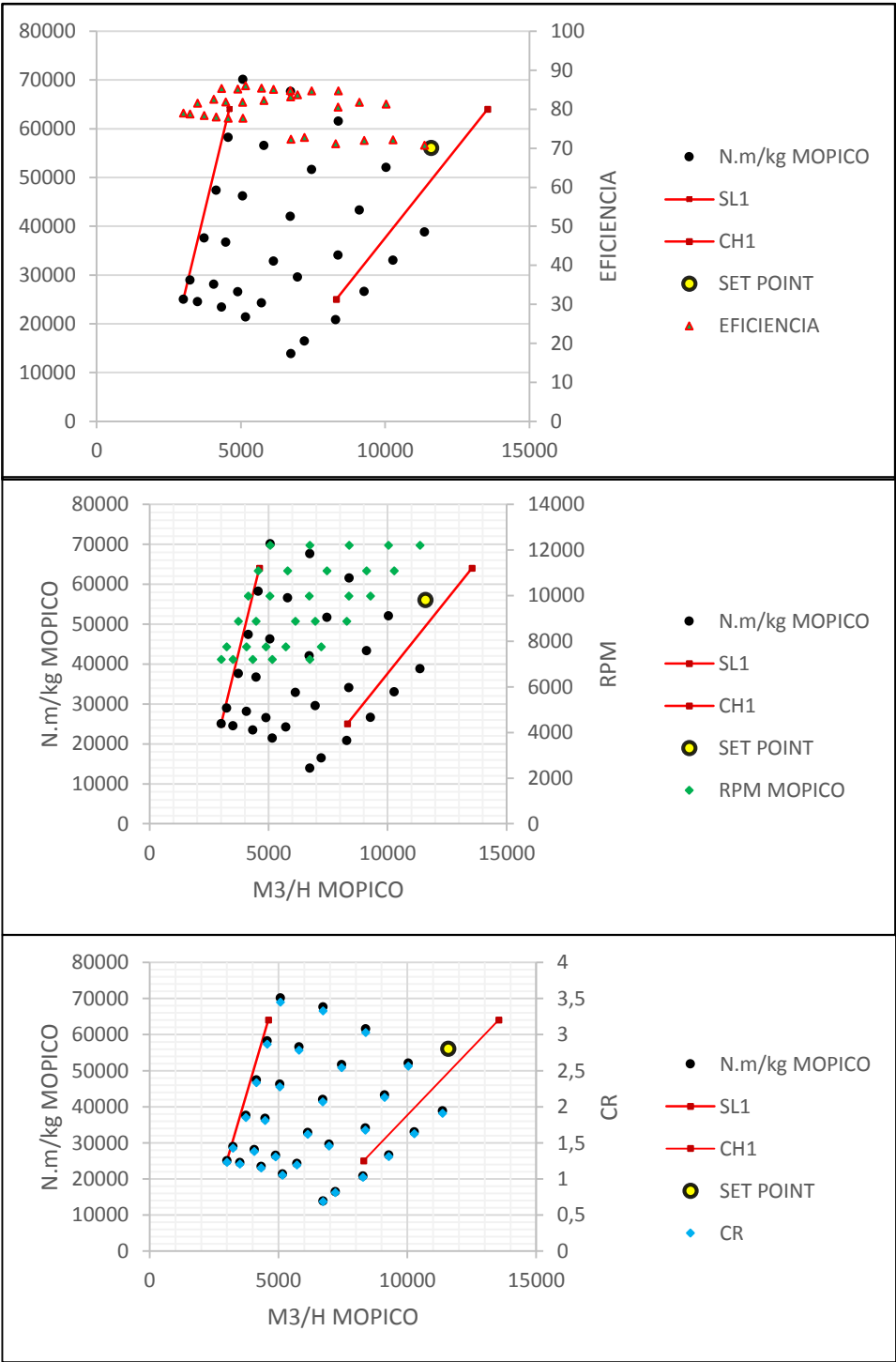
Se aumentó en un 7% el caudal del escenario termoeléctrico para acercarse al límite del funcionamiento del compresor RM50+. Así, se puede tener una idea del área operativa del caso de estudio. Como resultado se observa que se deben usar dos tipos de compresores. Para el escenario base, se debe usar el tipo RM40+, y para el caso termoeléctrico el tipo RM50+.

La presión mínima de succión es 35 bar, es decir, 507 psig. La temperatura de succión es 15°C, es decir 60°F.

Se construyeron las gráficas en base a los límites operacionales (SL_n , CH_n)⁷⁹ y curvas típicas de un compresor centrífugo disponibles en el simulador.

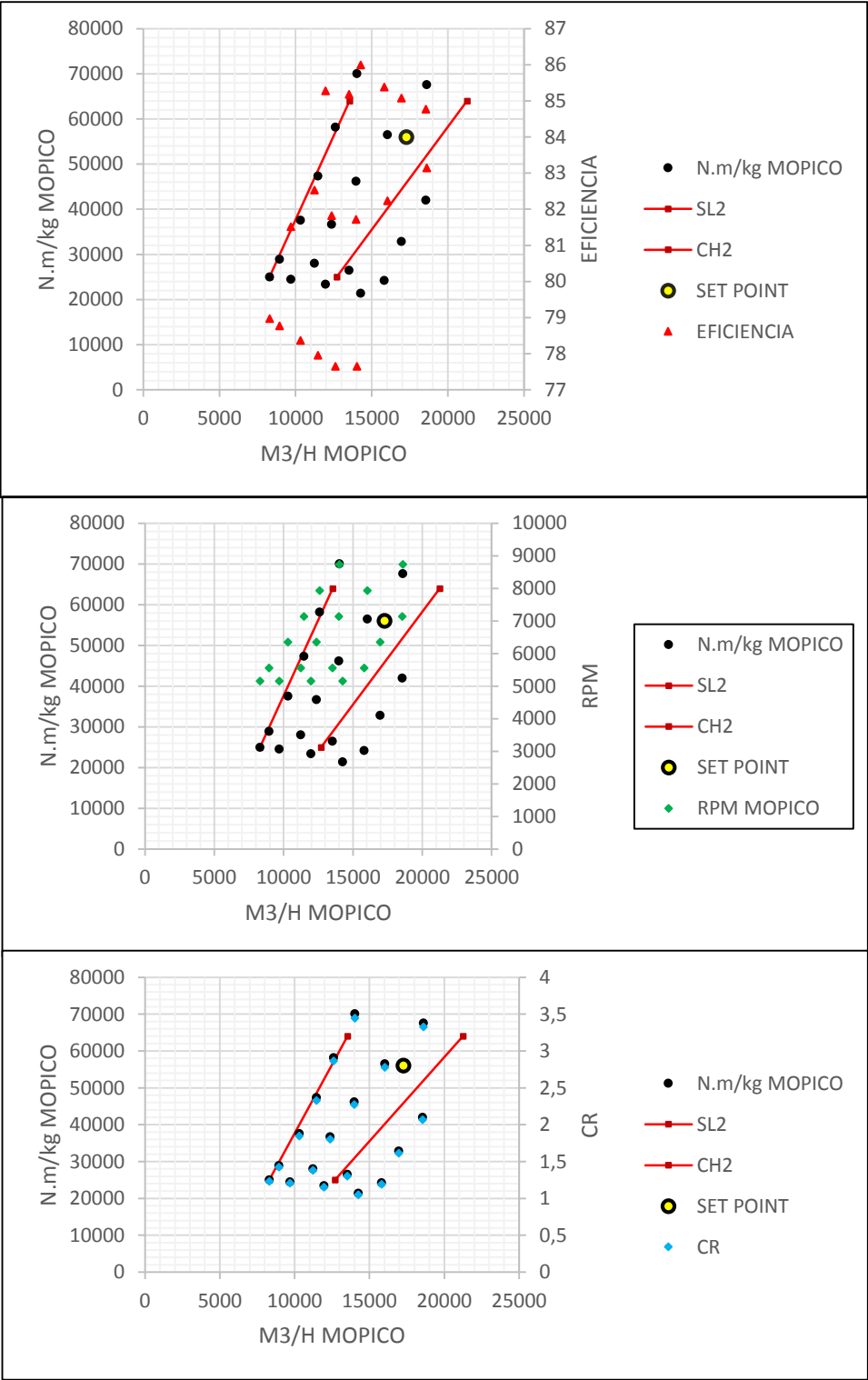
⁷⁹ Autor. SL_n : Surge Line, CH_n : Choke Line.

Figura 51 Curvas conceptuales de performance MOPICO RM40+



Realizadas, en base a curvas típicas de un compresor centrífugo de PipelineStudio.

Figura 52 Curvas de conceptuales performance de MOPICO RM50+

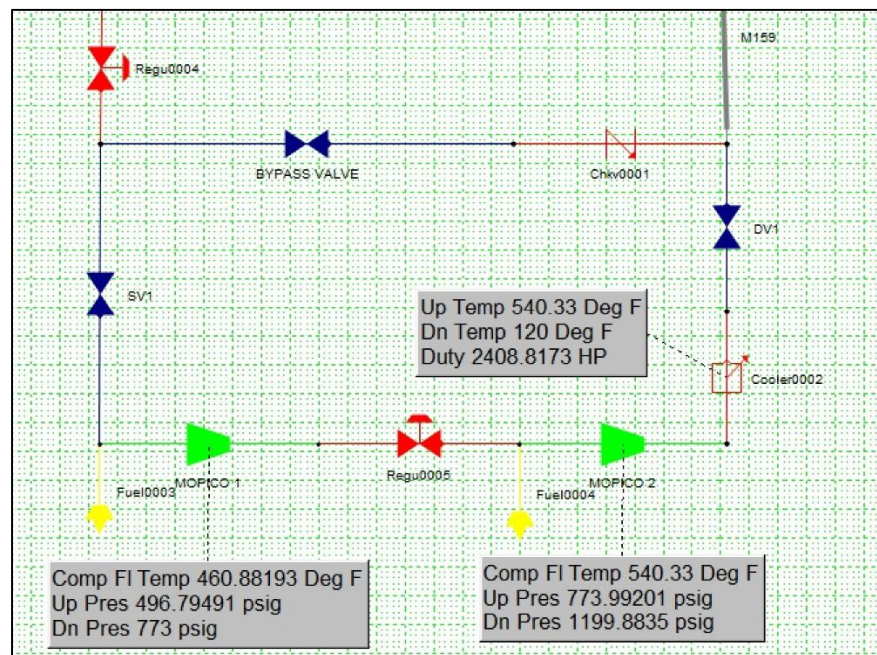


Realizadas, en base a curvas típicas de un compresor centrífugo de PipelineStudio.

El simulador se alimentó con las tablas fuente de las gráficas.

A partir de este punto ya se puede comparar el flujo en el tubo de diámetro de 6.625” teniendo en cuenta dos escenarios. Con el compresor en funcionamiento, y sin compresor. Con presiones iniciales de 1200, 960 y 720 psig.

Figura 53 Esquema de la estación compresora



Fuente: PipelineStudio user's view.

La temperatura de descarga de la estación compresora es de 120 °F, gracias a un cooler ubicado al final del proceso de compresión. El duty determinado es 6129060.80 BTU/hr. Adicionalmente la potencia de cada compresor fue 1308.2296 HP, es decir, la potencia requerida por la estación compresora es 2616.4592 HP

Se calcularon las caídas de presión para los siguientes escenarios. (13.3 MMSCFD)

- Caída de presión sin estación compresora.
- Caída de presión con estación compresora en la milla 158. $P_i = 1200$ psig.
- Caída de presión con estación compresora en la milla 118. $P_i = 960$ psig.
- Caída de presión con estación compresora en la milla 90. $P_i = 720$ psig.

En las gráficas pueden observarse tres condiciones operativas de compresión diferentes. Para todas se consigue estar por encima de los 250 psig en cada nodo de entrega.

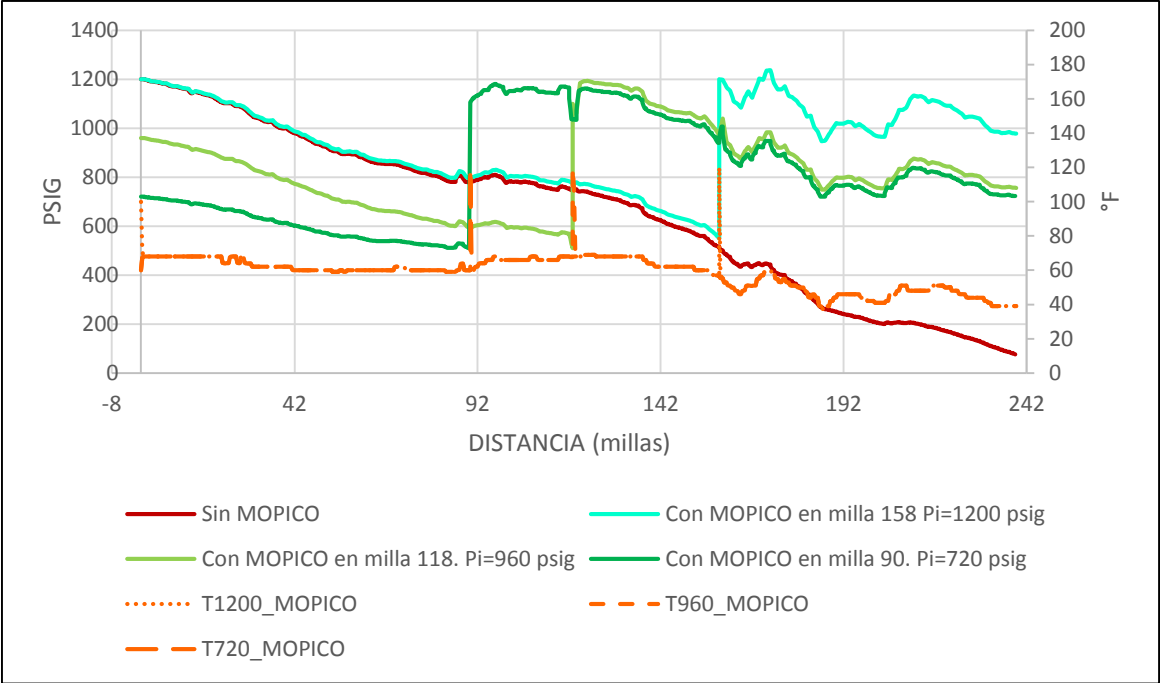
El gas sale de la estación a 120 °F. Lo cual significa que cumple con la temperatura máxima de descarga del compresor, que debe ser siempre menor a 300 °F⁸⁰ y que la temperatura de entrada al sistema nacional de transporte debe ser menor a 120°F⁸¹.

Sin embargo, en el primer escenario compresivo, el gas de descarga alcanza 480°F. Esto incumple la condición de temperatura máxima de descarga de un compresor (300° F).

⁸⁰ MOHITPOUR. Pipeline design & Construction. 3th edition.

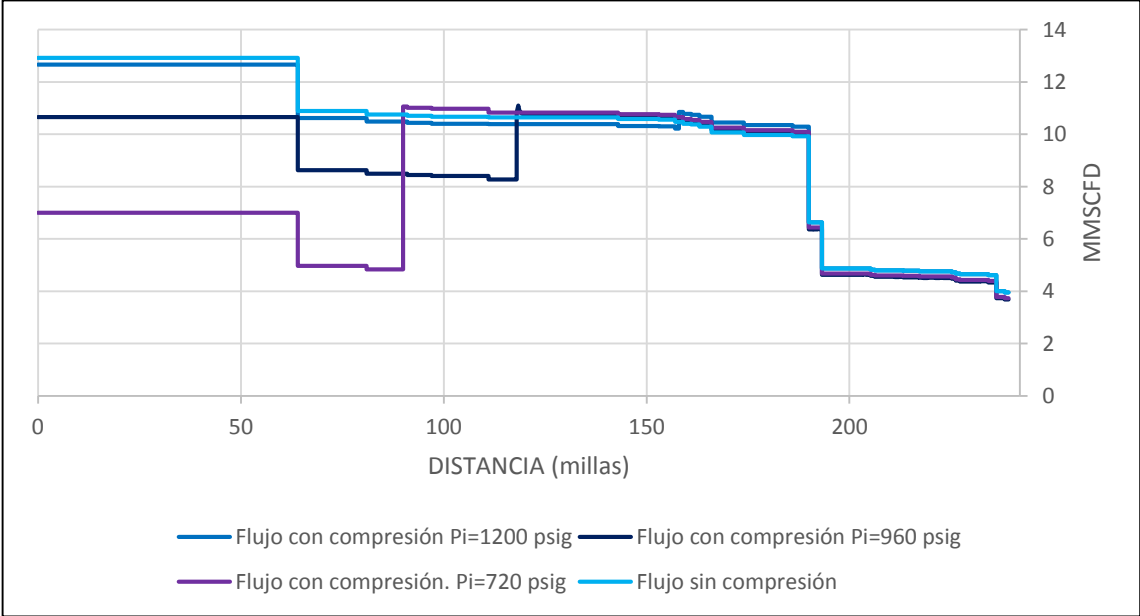
⁸¹ ASME B31.8. Gas Transmission and Distribution. Piping Systems. 2004.

Figura 54 Caída de presión escenario termoelectrico Caso I



Fuente: Resultados PipelineStudio.

Figura 55 Flujo caso Termoelectrico Jamundí 6.625”

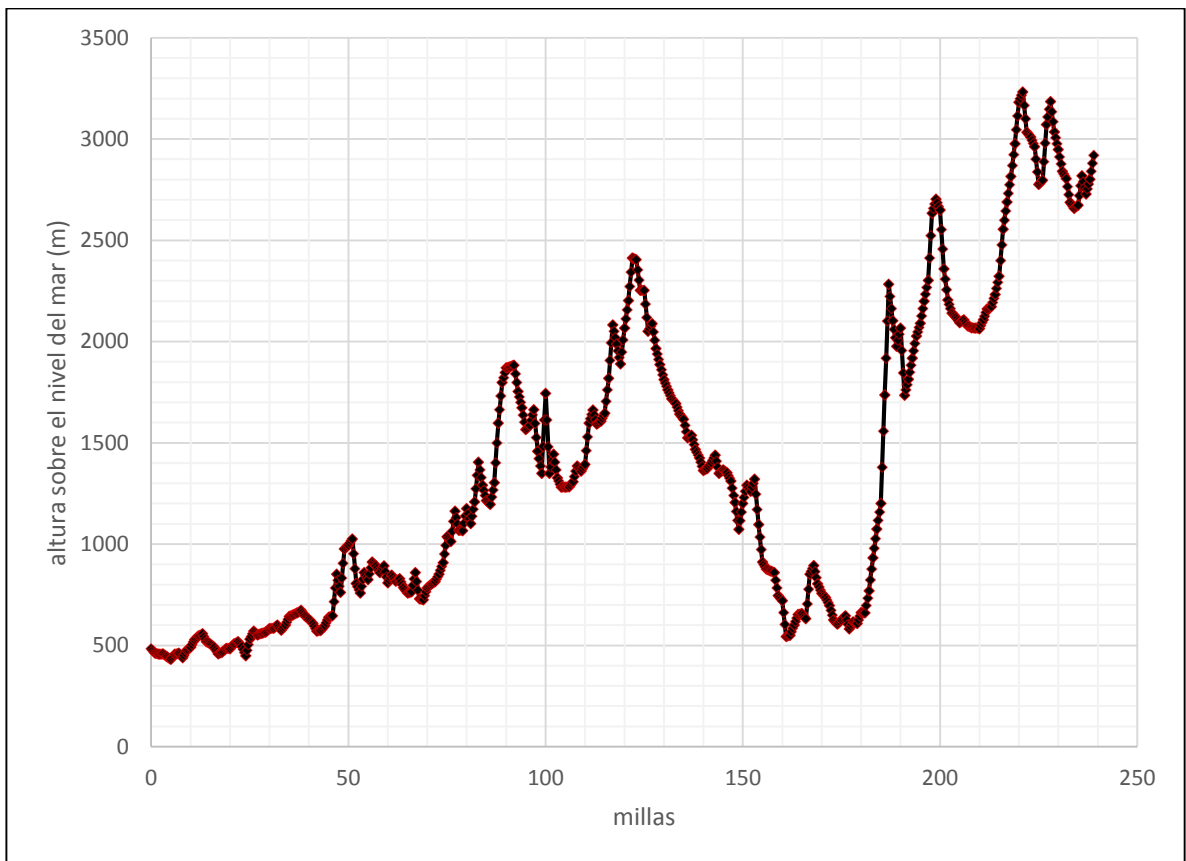


Fuente: Resultados PipelineStudio.

7.3 II CASO DE ESTUDIO NEIVA-IPIALES

Se diseñó el gasoducto a partir de 1 punto de entrada, 26 puntos de entrega, 61 válvulas de seccionamiento.

Figura 56 Perfil topográfico Neiva - Ipiales



Fuente: Resultados PipelineStudio.

Los constraints de la simulación se presentan en la tabla. El simulador genera la caída de presión a partir de los flujos en los puntos de entrega y un valor de presión inicial. El punto de entrega TERMOPUCAURCO, solamente es utilizado en el escenario termoeléctrico.

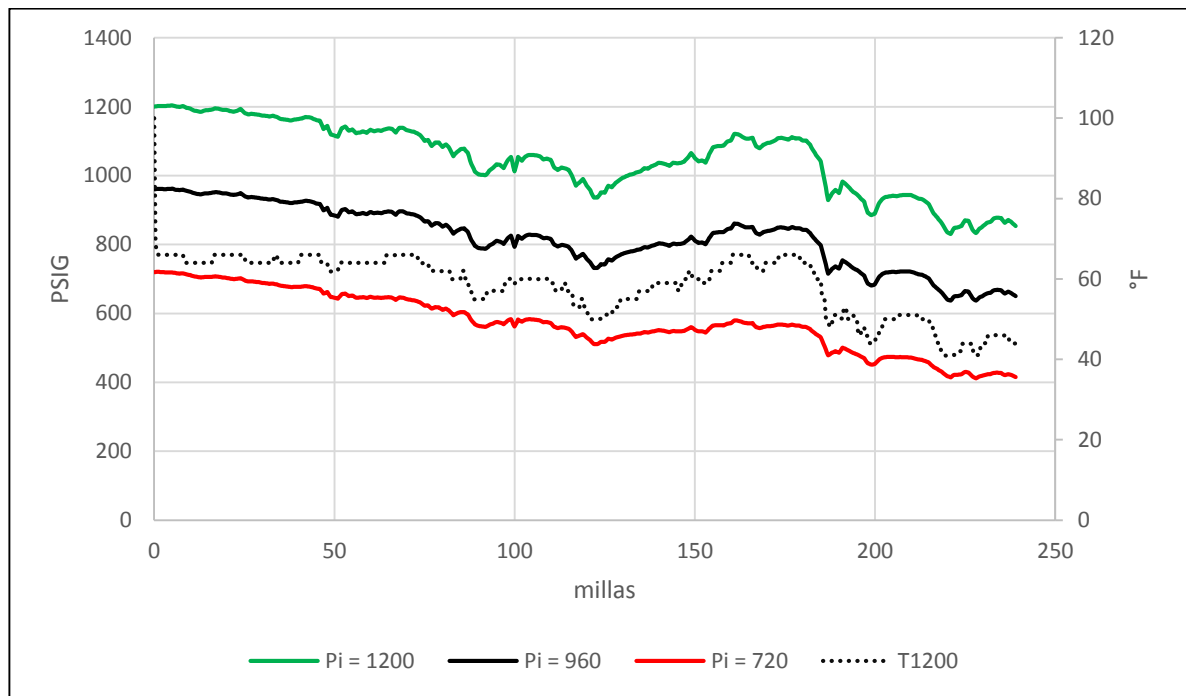
Tabla 24 Constraints caso II

Pi (psig)	1200
Pi (psig)	960
Pi (psig)	720
Puntos de entrega	MMSCFD
CONTADERO	0.0254373
FUNES	0.019053277
ILLES	0.034223204
IMUES	0.01742812
IPIALES_PUPIALES	0.61214476
POTOSÍ	0.039851631
YACUANQUER	0.043945787
TANGUA	0.026214159
ALTAMIRA_TARQUI	0.086532
ELÍAS_TIMANA	0.088035
GARZON	0.3841695
GIGANTE	0.13955312
GUADALUPE	0.090895592
HOBO	0.02610297
PALESTINA	0.046004724
PITALITO	0.54243696
SUAZA	0.083538551
MOCOA	0.17692371
COLON_SIBUNDOY_S.FRANCISCO	0.10103
SANTIGAGO	0.041127435
VILLAGARZON	0.0764502
FLORENCIA-CAQUETA	0.71407743
SOBRANTE NEIVA	4.3572071
PASTO	1.76293
CORDOBA_PUERRES	0.05262133
ALDANA_CUASPUD	0.05072526
TERMOPUCAURCO	3.6613409

7.3.1 ESCENARIO BASE CON DIÁMETRO EXTERNO 8.625"

Es evidente la relación existente entre la temperatura y la caída de presión. Esto significa que las pérdidas por fricción en la tubería son tan insignificantes que la presión llega a aumentar como consecuencia del aumento de temperatura. La presión cae solamente 300 psig aproximadamente, lo cual es muy poco, considerando la distancia del trazado

Figura 57 Caída de presión Neiva 8.625"



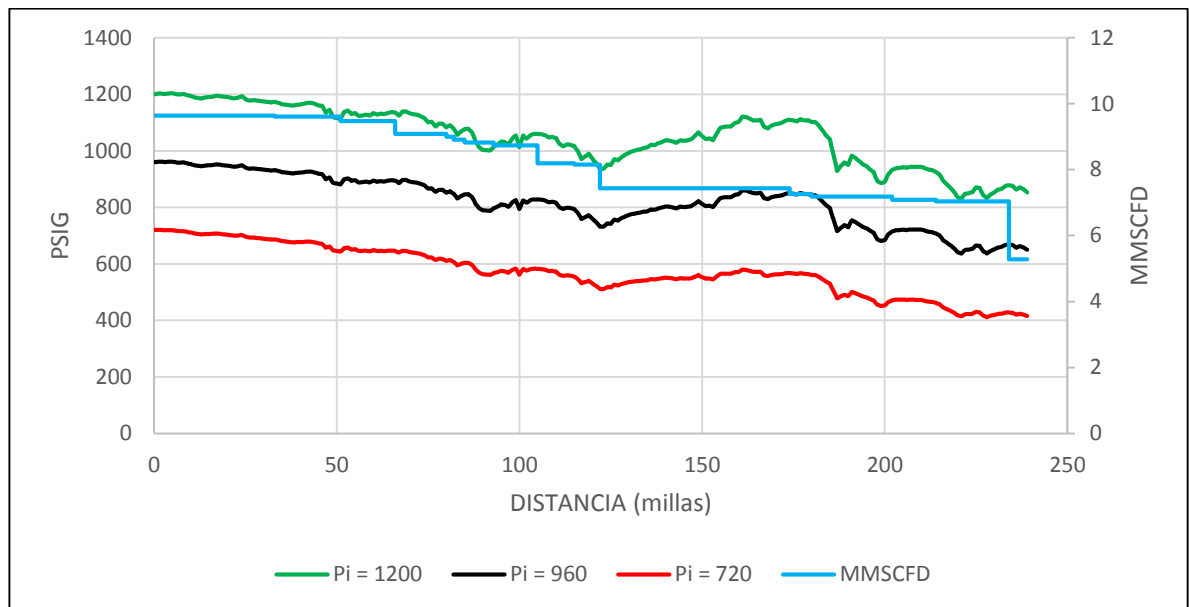
Fuente: Resultados PipelineStudio

El flujo inicial del escenario base es 9.6386 MMSCFD. Se tiene que la población beneficiada por el gasoducto es menor a la de diseño, 1361051 habitantes, esto es el 55.83% del consumo de demanda de la población base. Esto implica que a la salida del gasoducto sobren 4.3572 MMSCFD. Esta situación evidencia un sobredimensionamiento ya que las poblaciones beneficiadas por el gasoducto son únicamente las que se encuentran a menos de 11 millas de distancia.

Las velocidades dentro de la tubería permanecieron dentro del rango de 5 y 1.8 ft/s. Considerando que las velocidades máximas permitidas son 60 ft/s⁸². Se puede concluir que el diámetro de 8.625" reproduce resultados sobredimensionados.

⁸² ASME B31.8. Gas Transmission and Distribution. Piping Systems. 2004.

Figura 58 Flujo y presión. Caso II. 8.625"



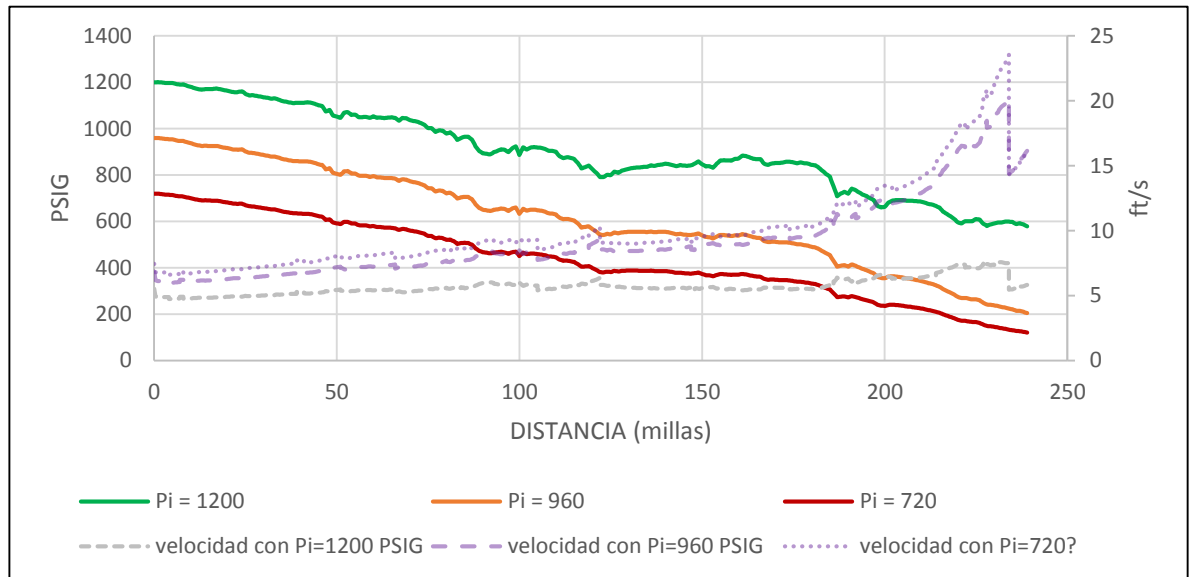
Fuente: Resultados PipelineStudio.

Al igual que con el caso I, en la gráfica 58 se puede observar que la reducción del caudal tiene un impacto favorable sobre la caída de la presión y que el modelo converge debido a que tiene gran facilidad para fluir dentro de la tubería de 8.625".

Es posible concluir que el diámetro de 8.625" no es conveniente debido a que la demanda de gas natural es muy pequeña y no es necesario un diámetro tan grande.

7.3.2 ESCENARIO BASE. DIÁMETRO EXTERNO: 6.625".

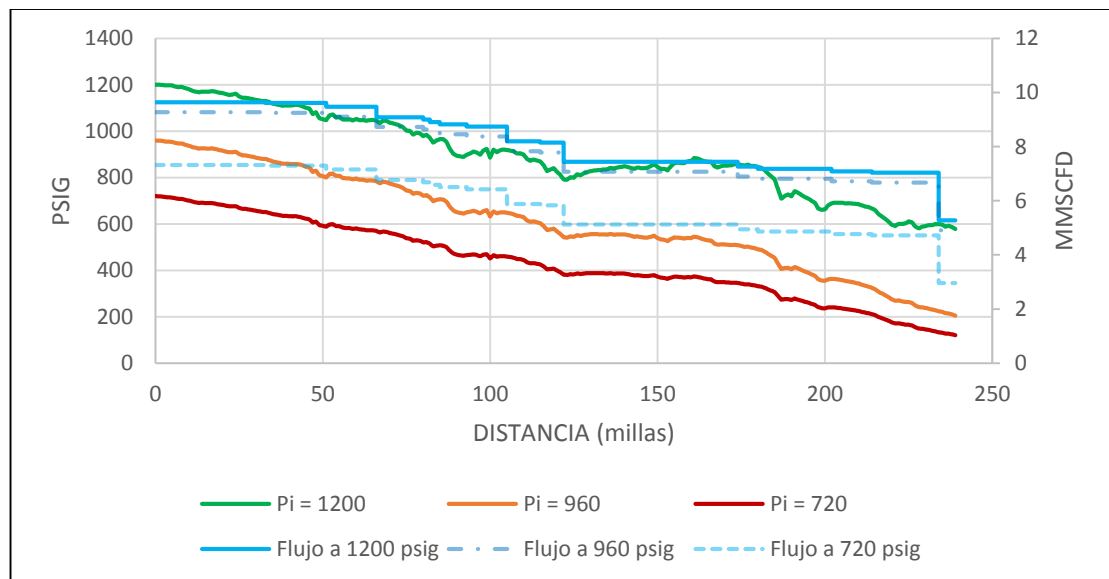
Figura 59 Caída de presión con diámetro de 6.625"



Fuente: Resultados PipelineStudio.

Con un diámetro de 6.625" se presentan problemas de aumento de las velocidades para las presiones iniciales 960 y 720 psig. Tomando un valor máximo de 23 ft/s para el caso de menor presión. Sin embargo, estas velocidades podrían ser mucho mayores si se deja el caudal constante para los tres escenarios de presión. Para que el simulador pueda converger en los resultados se definió una presión de 0 psig en el último nodo, con el fin de eliminar las presiones negativas producto del aumento acelerado de la velocidad. Con esta modificación los resultados de los flujos manejados para cada situación operativa se presentan a continuación.

Figura 60 Flujos y caída de presión con diámetro de 6.625"

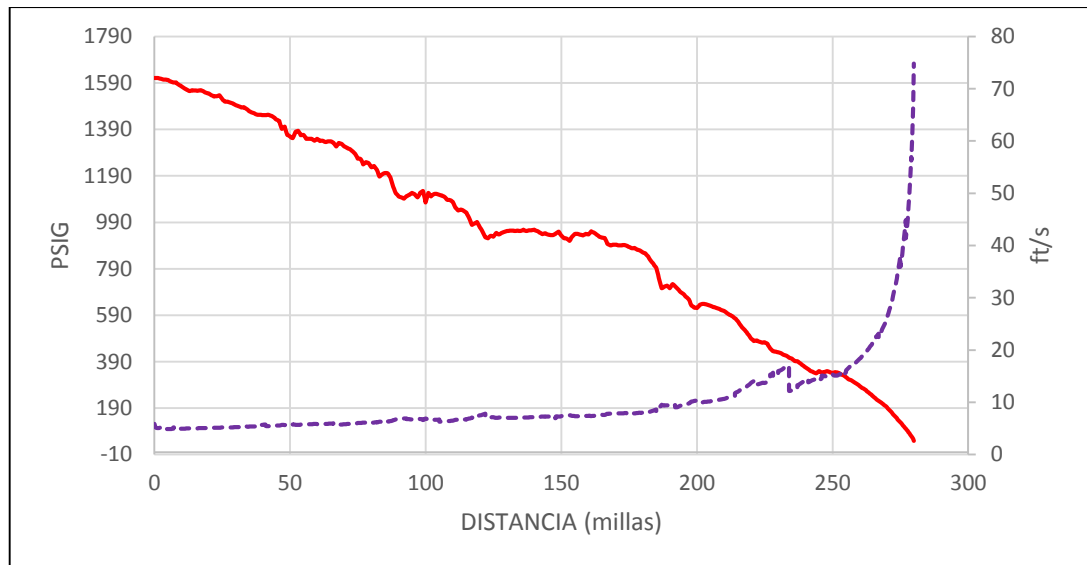


Fuente: Resultados PipelineStudio.

Se considera que las presiones mínimas en los puntos de entrega deben ser de 250 psig, luego desde este punto de vista operativo, a presiones iniciales de 960 y 720 psig, debe ubicarse una estación compresora para manejar el flujo de 9.6386 MMSCFD.

7.3.3 ESCENARIO BASE CON DIÁMETRO EXTERNO DE 5.563

Figura 61 Caída de presión con diámetro de 5.563"



Fuente: Resultados PipelineStudio.

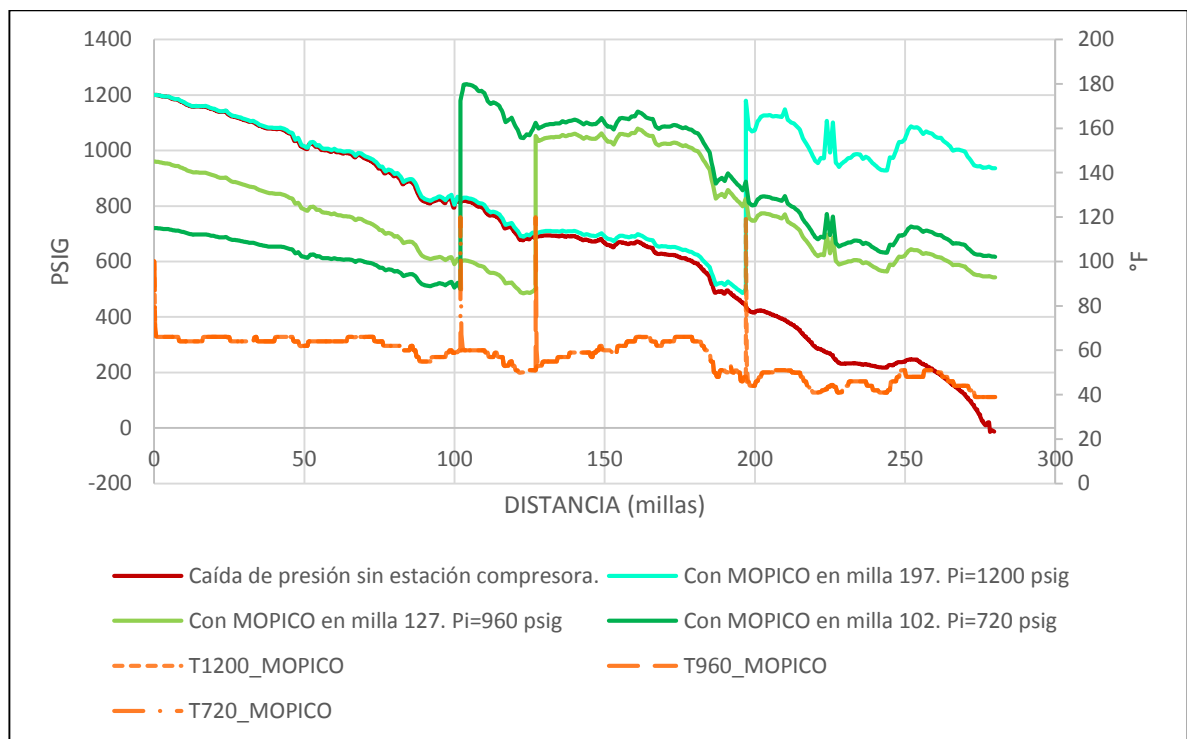
Como se puede observar en la gráfica, el simulador recalcula la presión inicial a 1612 psig para evitar presiones negativas y que el modelo pueda converger. Esto significa que para manejar 9.6386 MMSCFD dentro del tubo se necesitan presiones por fuera de los límites establecidos por las regulaciones de transporte de gas natural en Colombia. Adicionalmente, las velocidades en los nodos finales incumplen con los límites establecidos. Para corregir esto debe ubicarse una estación compresora.

7.3.4 ESCENARIO TERMOELÉCTRICO CON DIÁMETRO DE 6.625" Y ESTACIÓN COMPRESORA MOPICO.

Se calcularon las caídas de presión para los siguientes escenarios. (13.3 MMSCFD)

- Caída de presión sin estación compresora.
- Caída de presión con estación compresora en la milla 197. $P_i = 1200$ psig.
- Caída de presión con estación compresora en la milla 127. $P_i = 960$ psig.
- Caída de presión con estación compresora en la milla 102. $P_i = 720$ psig.

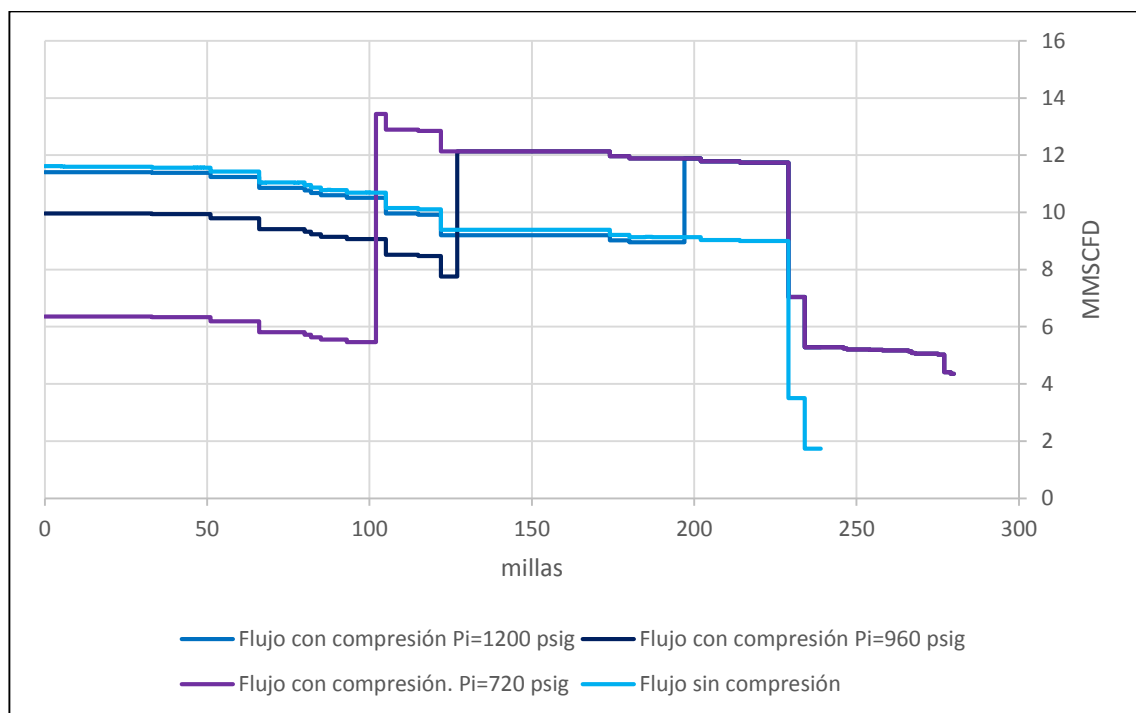
Figura 62 Caídas de Presión en el escenario termoeléctrico. Caso II



Fuente: Resultados PipelineStudio.

Las temperaturas de descarga de las estaciones compresoras es de 120 °F. Límite de temperatura dentro del sistema nacional de transporte.⁸³ La compresión tiene una relación de presiones de 2.4 (resultado de dividir 1200/500 psig). Teniendo en cuenta que en la realidad el compresor MOPICO, está compuesto por dos estaciones, de tal forma que para cada estación compresora, una relación de compresión de 1.54 sería equivalente a lo propuesto.⁸⁴

Figura 63 Caudales para el escenario termoeléctrico. Caso II



Fuente: Resultados PipelineStudio.

En la figura 63 se hace evidente el aumento de la capacidad en cada caso de las estaciones compresoras. De esta manera, cada punto de entrega recibe el caudal de diseño a presiones por encima de 250 psig.

⁸³ RUT. Resolución CREG 071 de 1999.

⁸⁴ MOHITPOUR. Pipeline design & Construction. 3th edition.

8. CONCLUSIONES

1. Los sistemas de información geográfica son de gran utilidad para los proyectos de ingeniería. Favorecen a la creación de diseños geoespacialmente referenciados, con el objeto de analizar el impacto sobre su entorno.
2. La ruta de Neiva es más larga que la ruta desde Jamundí y atraviesa zonas cuyas densidades poblacionales son muy inferiores si se comparan con la otra ruta. Esto se puede observar en el mapa de densidad de viviendas. Adicional a esto, sobra más gas en el nodo final respecto de la otra ruta.
3. El diámetro de 6.625" es el más adecuado para el gasoducto que transporte gas hacia el SUR puesto que permite la operación de los dos escenarios propuestos, con y sin compresor. Es posible obtener presiones por encima de los 250 psig para cada uno de los nodos de entrega si se diseña el proceso de compresión adecuadamente.
4. Si se decide diseñar el gasoducto desde Jamundí, debería estudiarse la posibilidad de aprovechar la capacidad de transporte que llega hasta Popayán, con una termoeléctrica de demanda estimada de 2.03 GBTUD.
5. La estabilidad y los trabajos de geotecnia de ambas rutas son bastante rigurosos debido a que su geología presenta cambios bruscos de pendiente y carreteras en mal estado.

6. La estación compresora MOPICO tiene la capacidad suficiente para levantar la presión y es aplicable a las condiciones de transporte que se requieren en el caso SUR. Sin embargo, debe aplicarse esta tecnología en un estudio más profundo para decidir finalmente su factibilidad y viabilidad económica.
7. El análisis de demanda para el escenario base, presenta un sobredimensionamiento debido a que la población de diseño es casi el doble a la población directamente beneficiada por las rutas. Sin embargo, esto no tiene por qué ser un error, pues podría buscarse un mercado para la capacidad de transporte que sobra. Por ejemplo, podría considerarse a las poblaciones del norte del Ecuador dentro del escenario base.

9. RECOMENDACIONES

1. Hacer un análisis técnico financiero con la estación compresora MOPICO, teniendo en cuenta que este tipo de tecnología es más costosa que la convencional.
2. Diseñar una planta termoeléctrica con la capacidad de generación supuesta por el autor en este trabajo y evaluar su viabilidad con un análisis financiero. Teniendo en cuenta la comparación entre un escenario de exportación de gas y un escenario de exportación de electricidad.
3. Establecer las condiciones operativas del gasoducto bajo las cuales podrían formarse hidratos dentro de la tubería.
4. Diseñar una estrategia de mercado para facilitar la transición del GLP hacia el uso vehicular. Determinar la demanda y oferta existente en el SUR.

BIBLIOGRAFÍA

ArcGIS Básico 10. Ing. Msc PUERTA TUESTA, RONALD. Ing. RENGIFO TRIGOZO, JUAN. BRAVO MORALES NINO. UNIVERSIDAD NACIONAL AGRARIA DE LA SELVA.

ASME B31.8 “GAS TRANSMISSION AND DISTRIBUTION PIPING SYSTEMS”.

Banco central del Ecuador. <http://www.bce.fin.ec/index.php/hidrocarburos> [10/10/2014/].

CENTRO DE RECURSOS DE ESRI. 2012. Spatial Analyst: <http://resources.arcgis.com/en/help/main/10.1/index.html#//009z00000003000000> [10/10/2014].

Circular CREG 02/2014.

CREG 123 de 2012. “Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución CREG 115 de 2011, por la cual se establecen los cargos regulados para el gasoducto Yumbo – Cali, propiedad de Transoccidente S.A. E.S.P.”

DANE. Censo 2005. ESTIMACIONES DE POBLACIÓN 1985 - 2005 Y PROYECCIONES DE POBLACIÓN 2005 - 2020 TOTAL MUNICIPAL POR ÁREA.

ERASO, Cesar y PEÑA, Fabián. EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DE UN GASODUCTO PARA EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL A LA CIUDAD DE PASTO, DEPARTAMENTO NARIÑO. Trabajo de grado especialización ingeniería del gas. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Fisicoquímicas. 2013.

Evaluación de un portafolio de generación de electricidad, utilizando dinámica de sistemas. MSc Franco Barrera. PhD Isaac Dyner. 2004.

EVOLUCIÓN DEL MERCADO Y APERTURA INTERNACIONAL. GUTIERREZ, J. 2014.

<http://sigotn.igac.gov.co/sigotn/> [10/10/2014/].

<http://www.banrep.gov.co/es/trm> [09/10/2014/].

<http://www.crc.gov.co/> [10/10/2014/].

<http://www.usinflationcalculator.com/> [10/10/2014/].

LICENCIAMIENTO SECTOR GAS. OROZCO, N. 2014.

M. MOHITPOUR, H. GOLSHAN, A. MURRAY. "PIPELINE DESIGN & CONSTRUCTION: A PRACTICAL APPROACH" Edición 2. [2000].

NATURGAS. Gas Natural, insumo para el desarrollo de Colombia. Andesco, Medellín 27/06/2013.

NUEVAS TECNOLOGÍAS Y DESARROLLOS PARA EL GAS NATURAL. EXPERIENCIAS INTERNACIONALES. CADENA, A. 2014.

PhD. REYES, G. Condicionantes del Entorno Empresarial: Mapa Político Luego de Elecciones del 30 de Octubre de 2011. Boletín 5 del observatorio empresarial y del laboratorio de simulación. Universidad del Rosario. 2011.

Pipeline investigation report, P00H0061. Natural gas compressor occurrence. GAZODUC TQM INC. CANADÁ.

PRIDE. Russel. A Gas Pipeline model to support Critical European Energy Infrastructure Assessment. JRC Scientific and technical reports. European commission. EUR 23434 EN – 2008.

TGNET. PipelineStudio training manual. Energy solutions.

UPME, 2009. Actualización, soporte técnico y programa de entrenamiento para el manejo y operación del software PIPELINE STUDIO.

UPME, 2013. CADENA DEL GLP.

UPME, 2013. Plan de Abastecimiento para el Suministro y Transporte de Gas Natural.

WWW.CORPONARIÑO.GOV.CO [10/10/2014/].

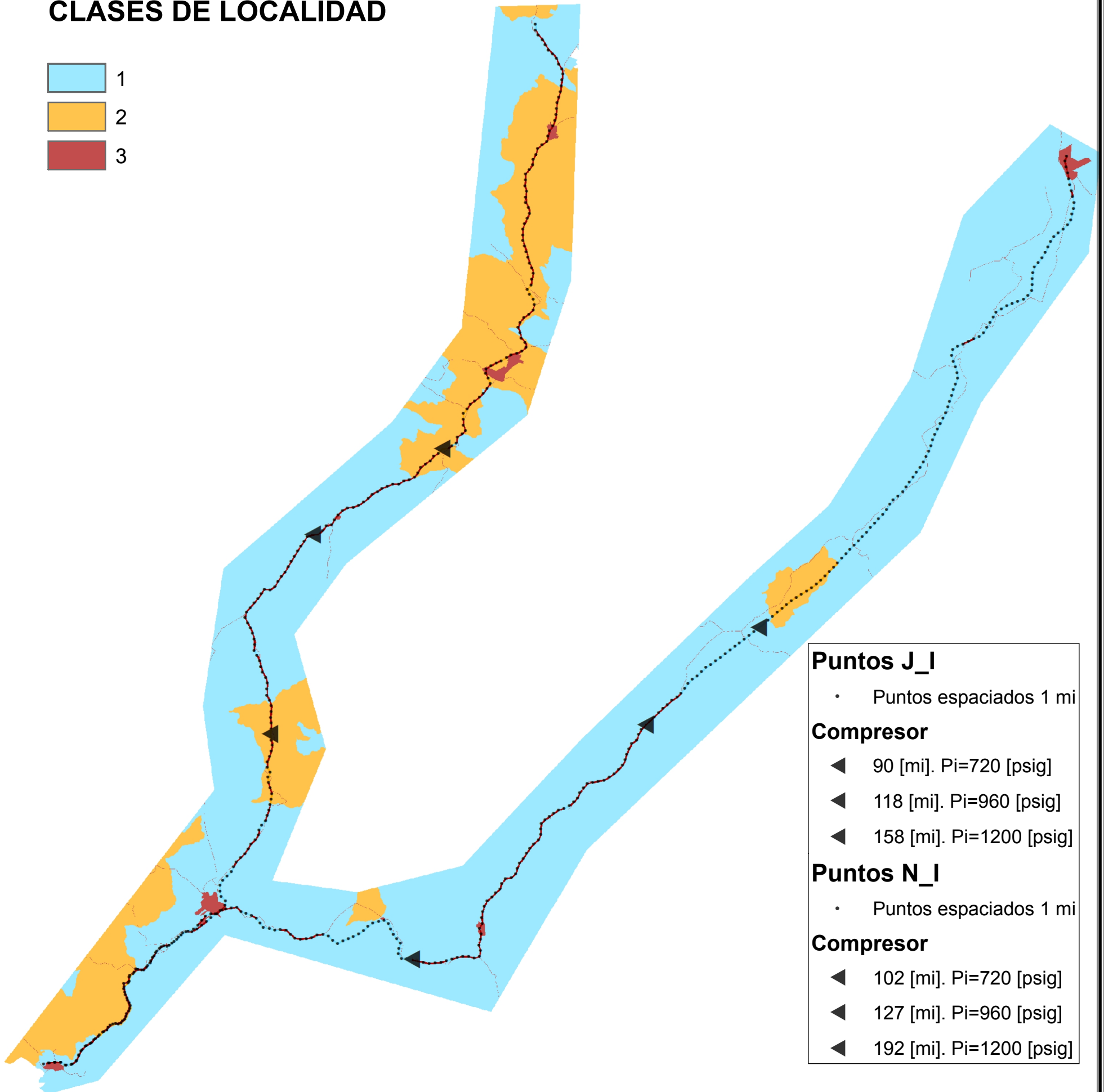
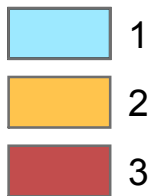
www.youtube.com. El blog de Franz. [08/7/2014].

MAPA CLASES DE LOCALIDAD

1:1.100.000



CLASES DE LOCALIDAD



Puntos J_I

- Puntos espaciados 1 mi

Compresor

- ◀ 90 [mi]. Pi=720 [psig]
- ◀ 118 [mi]. Pi=960 [psig]
- ◀ 158 [mi]. Pi=1200 [psig]

Puntos N_I

- Puntos espaciados 1 mi

Compresor

- ◀ 102 [mi]. Pi=720 [psig]
- ◀ 127 [mi]. Pi=960 [psig]
- ◀ 192 [mi]. Pi=1200 [psig]

ELABORACIÓN DE UNA HERRAMIENTA SOFTWARE PARA DEFINIR CLASES DE LOCALIDAD,
UTILIZANDO TECNOLOGÍA ASOCIADA A SISTEMAS DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA (SIG).
CASO DE ESTUDIO GASODUCTO CALI-IPIALES.

Autor: Jacobo Ortiz Avila.
2014

0 20 40 80 120 160 Miles

MAPA RESTRICCIONES

1:1.100.000

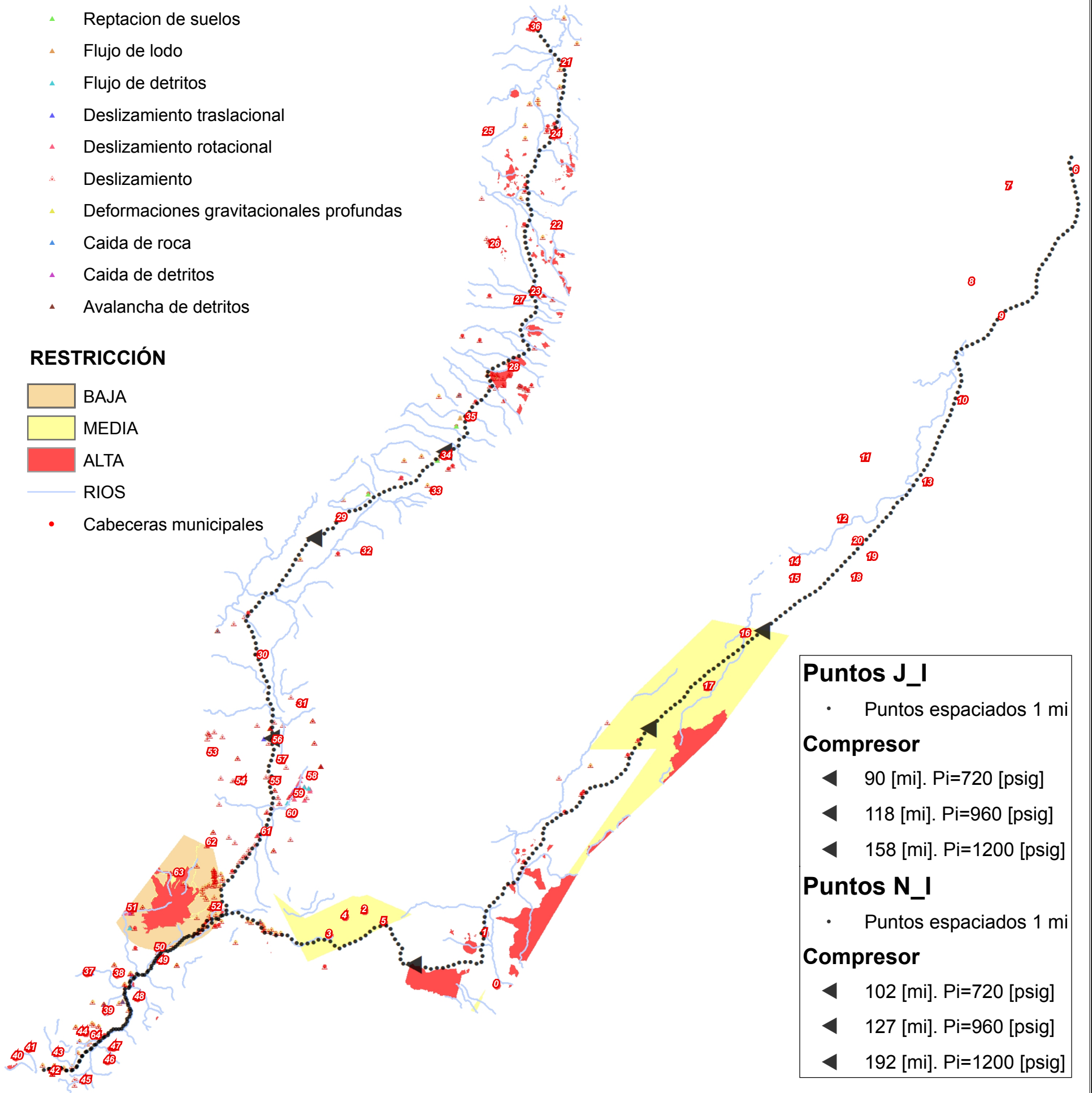


SIMMA

- ▲ Volcamiento flexural de roca
- ▲ Reptacion de suelos
- ▲ Flujo de lodo
- ▲ Flujo de detritos
- ▲ Deslizamiento traslacional
- ▲ Deslizamiento rotacional
- ▲ Deslizamiento
- ▲ Deformaciones gravitacionales profundas
- ▲ Caída de roca
- ▲ Caída de detritos
- ▲ Avalancha de detritos

RESTRICCIÓN

- BAJA
- MEDIA
- ALTA
- RIOS
- Cabeceras municipales



Puntos J_I

- Puntos espaciados 1 mi

Compresor

- ◀ 90 [mi]. Pi=720 [psig]
- ◀ 118 [mi]. Pi=960 [psig]
- ◀ 158 [mi]. Pi=1200 [psig]

Puntos N_I

- Puntos espaciados 1 mi

Compresor

- ◀ 102 [mi]. Pi=720 [psig]
- ◀ 127 [mi]. Pi=960 [psig]
- ◀ 192 [mi]. Pi=1200 [psig]

ELABORACIÓN DE UNA HERRAMIENTA SOFTWARE PARA DEFINIR CLASES DE LOCALIDAD,
UTILIZANDO TECNOLOGÍA ASOCIADA A SISTEMAS DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA (SIG).
CASO DE ESTUDIO GASODUCTO CALI-IPIALES.

Autor: Jacobo Ortiz Avila.
2014

0 20 40 80 120 160 Miles

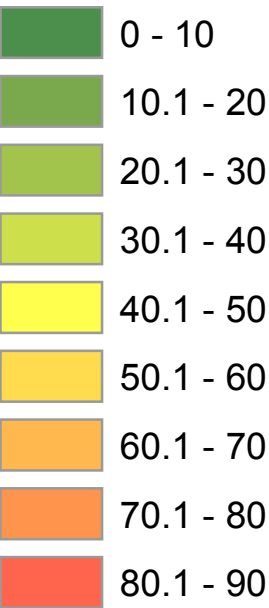


MAPA PENDIENTES

1:1.100.000



PENDIENTES



Puntos J_I

- Puntos espaciados 1 mi

Compresor

- ◀ 90 [mi]. Pi=720 [psig]
- ◀ 118 [mi]. Pi=960 [psig]
- ◀ 158 [mi]. Pi=1200 [psig]

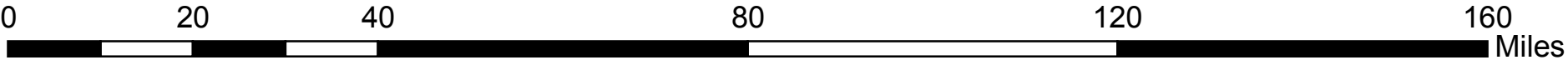
Puntos N_I

- Puntos espaciados 1 mi

Compresor

- ◀ 102 [mi]. Pi=720 [psig]
- ◀ 127 [mi]. Pi=960 [psig]
- ◀ 192 [mi]. Pi=1200 [psig]

ELABORACIÓN DE UNA HERRAMIENTA SOFTWARE PARA DEFINIR CLASES DE LOCALIDAD,
UTILIZANDO TECNOLOGÍA ASOCIADA A SISTEMAS DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA (SIG).
CASO DE ESTUDIO GASODUCTO CALI-IPIALES.
Autor: Jacobo Ortiz Avila.
2014





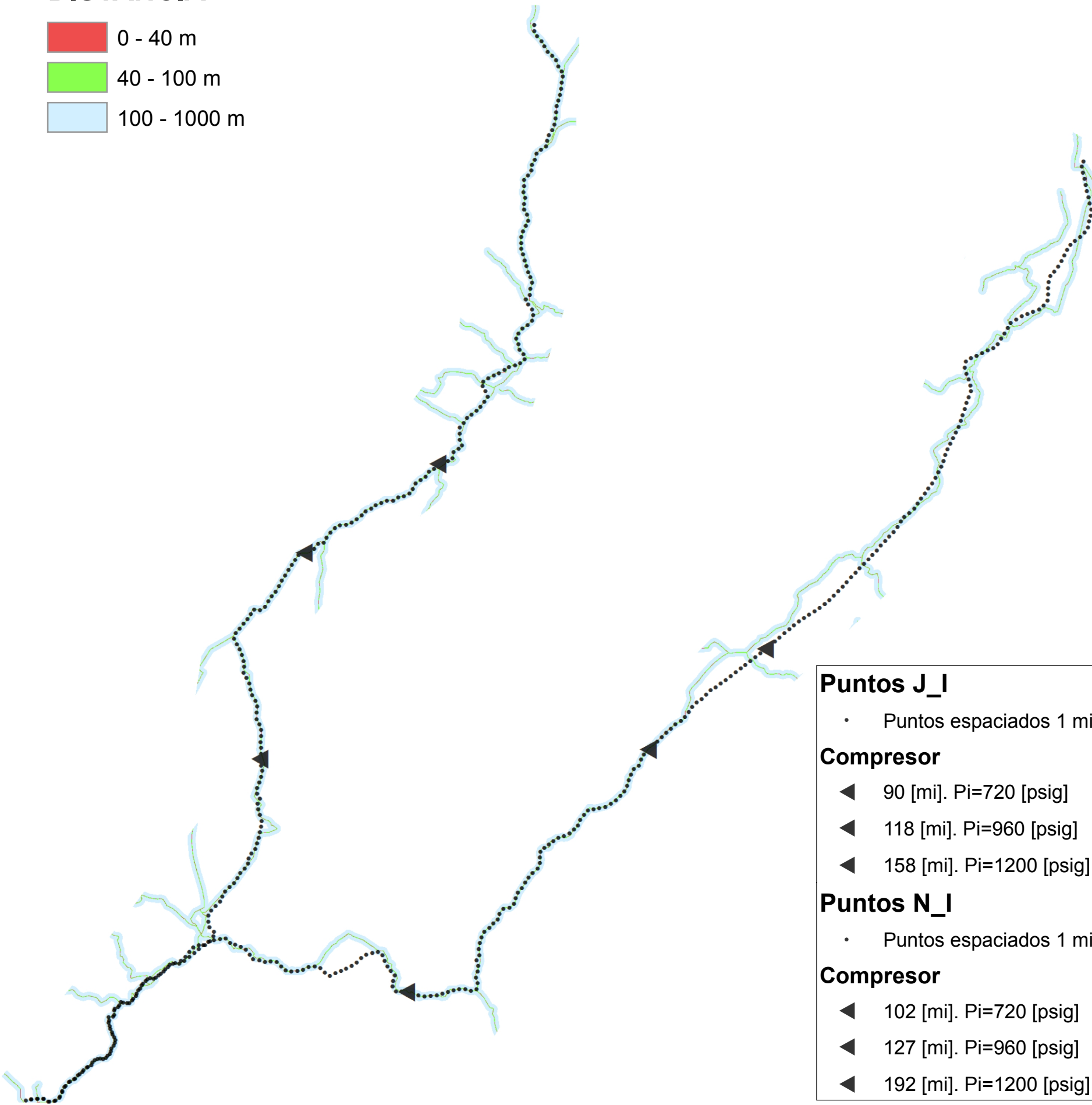
MAPA DISTANCIAS

1:1.100.000



DISTANCIA

- 0 - 40 m
- 40 - 100 m
- 100 - 1000 m



Puntos J_I

- Puntos espaciados 1 mi

Compresor

- 90 [mi]. Pi=720 [psig]
- 118 [mi]. Pi=960 [psig]
- 158 [mi]. Pi=1200 [psig]

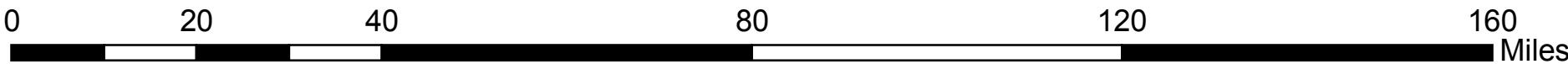
Puntos N_I

- Puntos espaciados 1 mi

Compresor

- 102 [mi]. Pi=720 [psig]
- 127 [mi]. Pi=960 [psig]
- 192 [mi]. Pi=1200 [psig]

ELABORACIÓN DE UNA HERRAMIENTA SOFTWARE PARA DEFINIR CLASES DE LOCALIDAD,
UTILIZANDO TECNOLOGÍA ASOCIADA A SISTEMAS DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA (SIG).
CASO DE ESTUDIO GASODUCTO CALI-IPIALES.
Autor: Jacobo Ortiz Avila.
2014

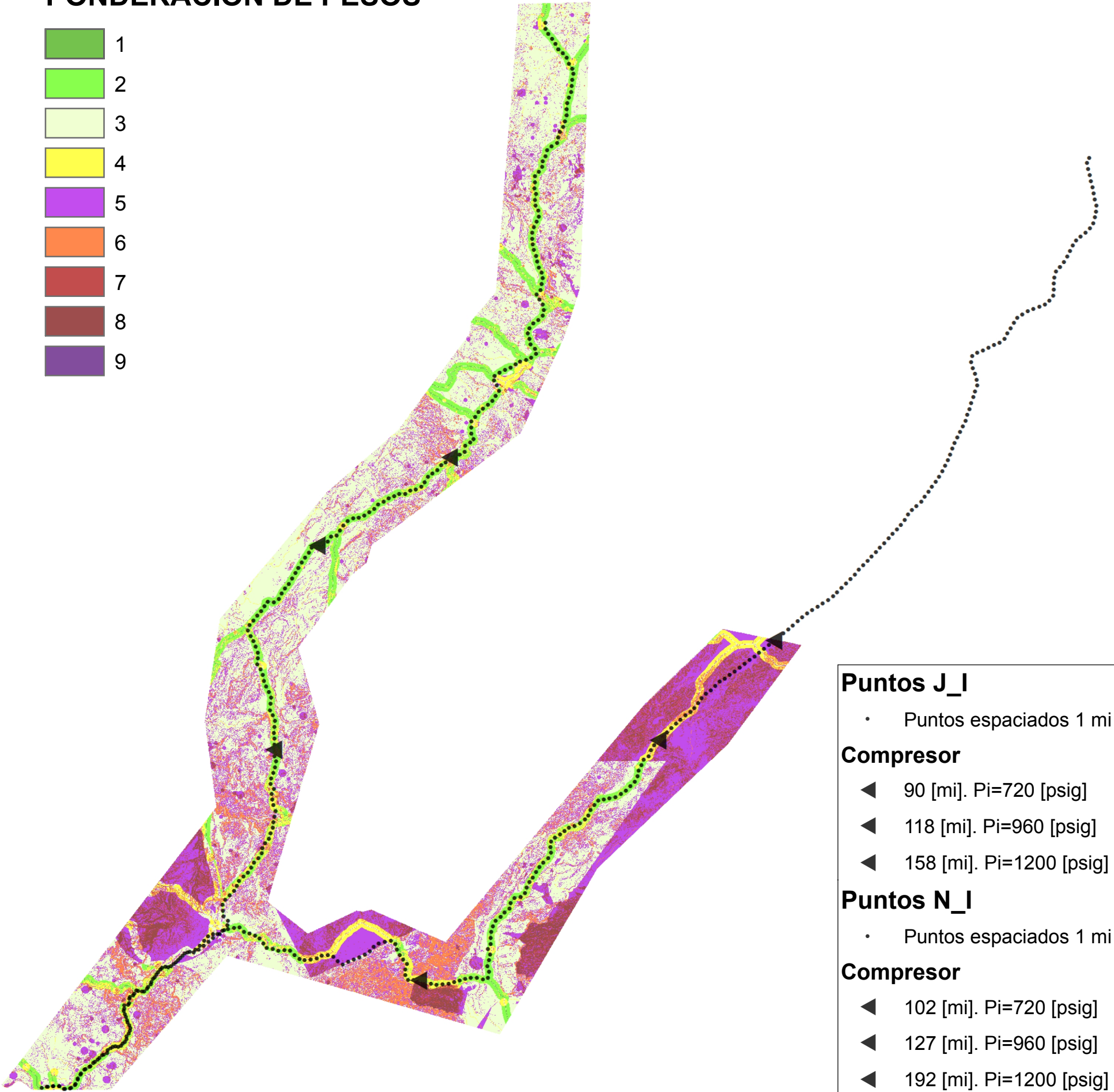
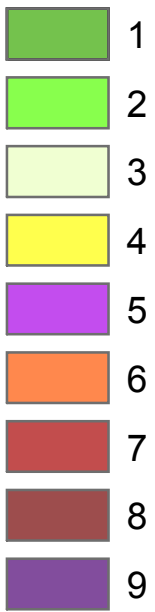


MAPA PONDERACIÓN DE PESOS

1:1.100.000



PONDERACIÓN DE PESOS



Puntos J_I

- Puntos espaciados 1 mi

Compresor

- ◀ 90 [mi]. Pi=720 [psig]
- ◀ 118 [mi]. Pi=960 [psig]
- ◀ 158 [mi]. Pi=1200 [psig]

Puntos N_I

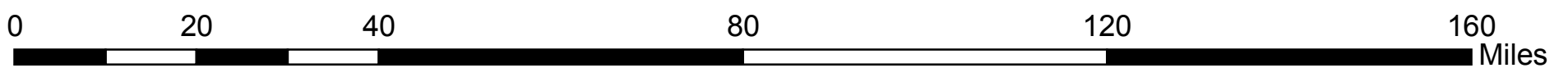
- Puntos espaciados 1 mi

Compresor

- ◀ 102 [mi]. Pi=720 [psig]
- ◀ 127 [mi]. Pi=960 [psig]
- ◀ 192 [mi]. Pi=1200 [psig]

ELABORACIÓN DE UNA HERRAMIENTA SOFTWARE PARA DEFINIR CLASES DE LOCALIDAD,
UTILIZANDO TECNOLOGÍA ASOCIADA A SISTEMAS DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA (SIG).
CASO DE ESTUDIO GASODUCTO CALI-IPIALES.

Autor: Jacobo Ortiz Avila.
2014





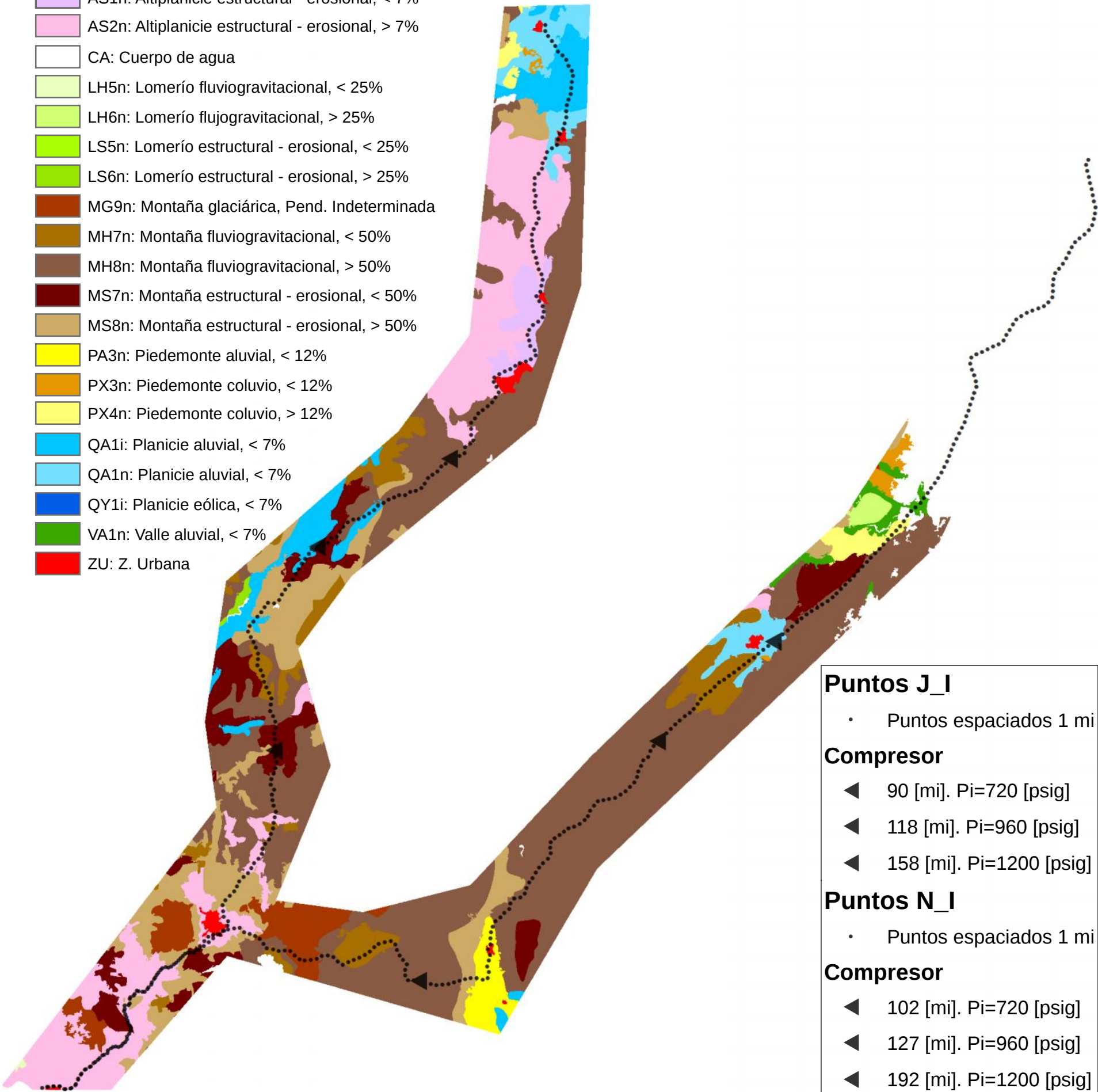
MAPA GEOPEDOLOGÍA

1:1.100.000



UNIDAD GEOLÓGICA

- AS1n: Altiplanicie estructural - erosional, < 7%
- AS2n: Altiplanicie estructural - erosional, > 7%
- CA: Cuerpo de agua
- LH5n: Lomerío fluviogravitacional, < 25%
- LH6n: Lomerío flujogravitacional, > 25%
- LS5n: Lomerío estructural - erosional, < 25%
- LS6n: Lomerío estructural - erosional, > 25%
- MG9n: Montaña glaciárica, Pend. Indeterminada
- MH7n: Montaña fluviogravitacional, < 50%
- MH8n: Montaña fluviogravitacional, > 50%
- MS7n: Montaña estructural - erosional, < 50%
- MS8n: Montaña estructural - erosional, > 50%
- PA3n: Piedemonte aluvial, < 12%
- PX3n: Piedemonte coluvio, < 12%
- PX4n: Piedemonte coluvio, > 12%
- QA1i: Planicie aluvial, < 7%
- QA1n: Planicie aluvial, < 7%
- QY1i: Planicie eólica, < 7%
- VA1n: Valle aluvial, < 7%
- ZU: Z. Urbana



Puntos J_I

- Puntos espaciados 1 mi

Compresor

- 90 [mi]. Pi=720 [psig]
- 118 [mi]. Pi=960 [psig]
- 158 [mi]. Pi=1200 [psig]

Puntos N_I

- Puntos espaciados 1 mi

Compresor

- 102 [mi]. Pi=720 [psig]
- 127 [mi]. Pi=960 [psig]
- 192 [mi]. Pi=1200 [psig]

ELABORACIÓN DE UNA HERRAMIENTA SOFTWARE PARA DEFINIR CLASES DE LOCALIDAD, UTILIZANDO TECNOLOGÍA ASOCIADA A SISTEMAS DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA (SIG). CASO DE ESTUDIO GASODUCTO CALI-IPIALES. Autor: Jacobo Ortiz Avila. Fuente: Instituto Geográfico Agustín Codazzi. 2014

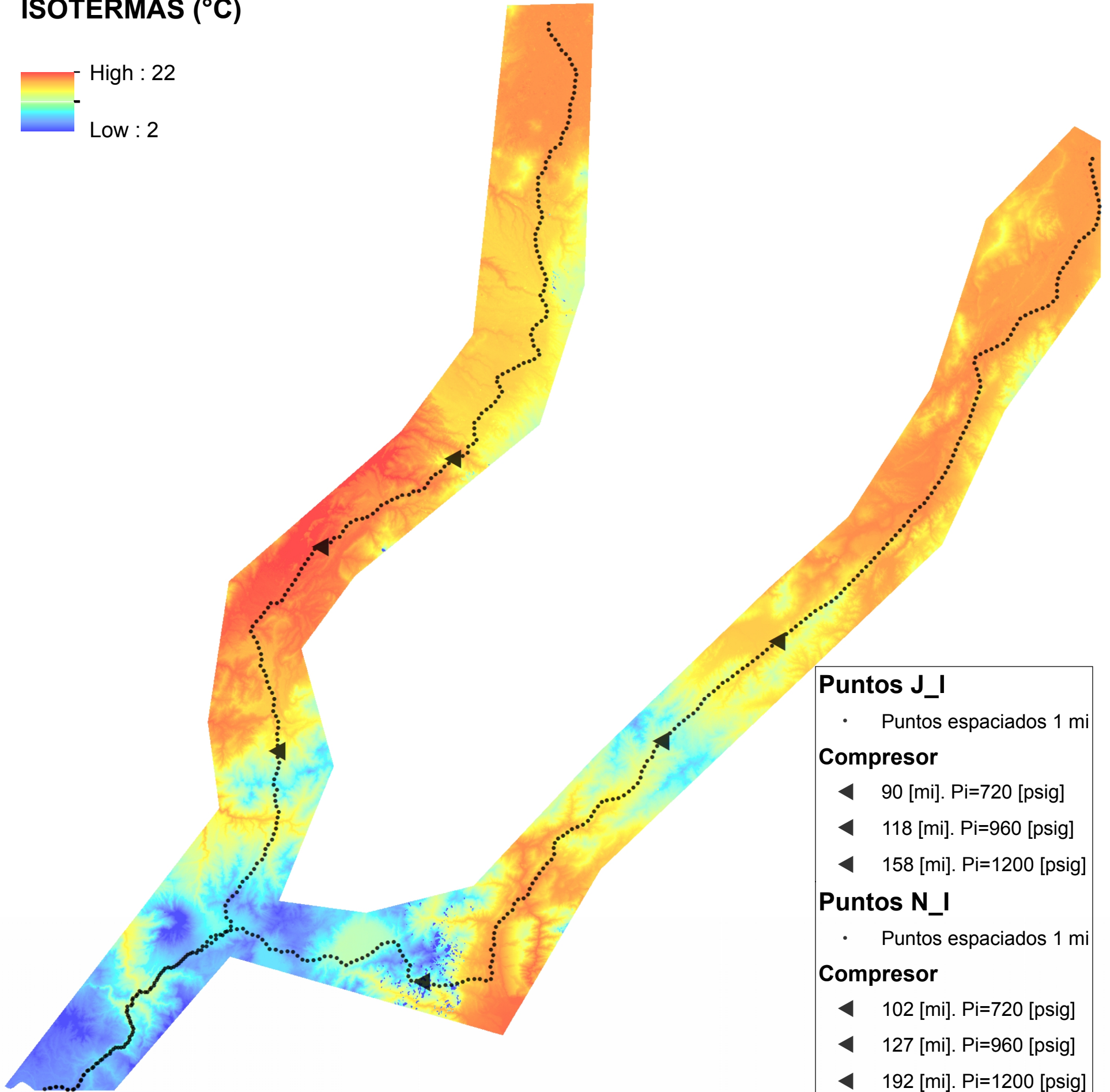
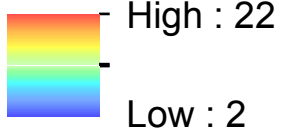
0 20 40 80 120 160 Miles

MAPA ISOTERMAS

1:1.100.000



ISOTERMAS (°C)



Puntos J_I

- Puntos espaciados 1 mi

Compresor

- ◀ 90 [mi]. Pi=720 [psig]
- ◀ 118 [mi]. Pi=960 [psig]
- ◀ 158 [mi]. Pi=1200 [psig]

Puntos N_I

- Puntos espaciados 1 mi

Compresor

- ◀ 102 [mi]. Pi=720 [psig]
- ◀ 127 [mi]. Pi=960 [psig]
- ◀ 192 [mi]. Pi=1200 [psig]

ELABORACIÓN DE UNA HERRAMIENTA SOFTWARE PARA DEFINIR CLASES DE LOCALIDAD,
UTILIZANDO TECNOLOGÍA ASOCIADA A SISTEMAS DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA (SIG).
CASO DE ESTUDIO GASODUCTO CALI-IPIALES.

Autor: Jacobo Ortiz Avila.
2014

