

**ESTUDIO TÉCNICO - ECONÓMICO PARA EL ASEGURAMIENTO DE LA
INTEGRIDAD Y CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DEL POLIDUCTO DE
ORIENTE TRAMO SUTAMARCHAN-TOCANCIPÁ ENTRE EL PK 215 AL 217
EN EL MUNICIPIO DE GUACHETA.**

HENRY ANDRES REYES ANAYA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2017**

**ESTUDIO TÉCNICO - ECONÓMICO PARA EL ASEGURAMIENTO DE LA
INTEGRIDAD Y CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DEL POLIDUCTO DE
ORIENTE TRAMO SUTAMARCHAN-TOCANCIPÁ ENTRE EL PK 215 AL 217
EN EL MUNICIPIO DE GUACHETA.**

HENRY ANDRES REYES ANAYA

**Monografía de Grado presentada como requisito para optar el título de
Especialista en Gerencia de Hidrocarburos**

**Director: NICOLAS SANTOS SANTOS
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2017**

Dedicatoria:

A mis padres y hermana por el apoyo siempre recibido.

CONTENIDO

INTRODUCCION	15
1. CARACTERISTICAS DEL SISTEMA POLIDUCTO DE ORIENTE	17
1.1. GENERALIDADES Y CONCEPTOS.....	17
1.2. EL SISTEMA POLIDUCTO DE ORIENTE	19
1.2.1. Tramo sutamarchan - tocancipá.....	20
1.2.2. Antecedentes historicos de fallas.....	24
2. DEFINICIÓN DE CONFIGURACIÓN DE TUBERIA.....	26
2.1. ANALISIS DE TUBERIA ACTUAL.....	26
2.1.1. Analisis mediante sensores de fibra óptica	28
2.1.1.1. Resultados de sensor FBG del Pk 215+300	30
2.1.1.2. Resultados de sensor FBG del Pk 216+000	35
2.1.1.3. Resultados del sensor fbg del pk 216+379	41
2.2. CARACTERISTICAS GEOTECNICAS DEL SECTOR.....	44
2.2.1. Geologia - Geomorfologia	45
2.2.2. Tipos de suelos en el sector.....	47
2.3. CONCLUSIONES DEL ANALISIS DE LA TUBERIA EXISTENTE	48
3. REVISION TECNICA TRAMO AEREO LINEA SUTAMARCHAN – TOCANCIPA.....	50
3.1. SISTEMA DE SOPORTERIA	51
3.1.1. Estructuras de soporte a utilizar	51
3.2. MATERIALES A UTILIZAR EN LA CONSTRUCCIÓN.....	54
3.3. DISTANCIAS DE ESTRUCTURAS DE SOPORTE.....	55
3.4. ANALISIS DE ESFUERZOS DE LA REPOSICION DE TUBERIA	57
3.4.1. Consideraciones para el analisis de esfuerzos	58
3.4.2. Resultados del analisis de esfuerzos	60
3.4.2.1. Esfuerzos por prueba hidrostática y sostenimiento	60
3.4.2.2. Esfuerzos en situacion operativa.....	61
3.4.2.3. Esfuerzos en caso de expansión termica.....	61

3.4.2.4. Esfuerzos en caso de sismo	61
4. ANALISIS ECONOMICO Y DE RIESGOS PARA EL POLIDUCTO DE ORIENTE ENTRE SUTAMARCHAN Y TOCANCIPA	65
4.1. EVALUACIÓN SIN INCERTIDUMBRES.....	65
4.1.1. Costos de inversión	66
4.1.2. Ingresos del proyecto.....	67
4.2. ANALISIS DE RIESGO	70
4.2.1. Caracterización del riesgo	72
4.2.2. Identificación de los riesgos.....	73
4.2.3. Clasificación de los riesgos.....	75
4.2.3.1. Riesgos del entorno.....	75
4.2.3.2. Riesgos financieros	82
4.2.3.3. Riesgos de ejecución y operación	86
4.2.4. Análisis semicuantitativo	90
CONCLUSIONES	94
RECOMENDACIONES.....	95
BIBLIOGRAFIA.....	96

LISTA DE FIGURAS

Figura No. 1. Red de Poliductos en Colombia.	17
Figura No. 2. Plantas y tramos de tubería que componen los sistemas de transporte actuales del Poliducto de Oriente y poliducto Andino.	19
Figura No. 3. Tramo de tubería del Poliducto de Oriente en el sector Sutamarchán – Tocancipá.	21
Figura No. 4. Marrano inteligente usado para la conocer integridad de tuberías...27	
Figura No. 5. Diagrama de características de sensor del PK 215+300.	31
Figura No. 6. Datos de deformaciones en la sección 1 del PK 215+300 a lo largo del tiempo de lectura.....	32
Figura No. 7. Datos de deformaciones en la sección 2 del PK 215+300 a lo largo del tiempo de lectura.....	33
Figura No. 8. Datos de deformaciones en la sección 3 del PK 215+300 a lo largo del tiempo de lectura.....	33
Figura No. 9. Toma de datos y estado actual en el Pk 215+300.	35
Figura No. 10. Toma de datos y estado actual en el Pk 216+000.	36
Figura No. 11. Diagrama de características de sensor del PK 216+000.	36
Figura No. 12. Datos de deformaciones en la sección 1 del PK 216+000 a lo largo del tiempo de lectura.....	37
Figura No. 13. Datos de deformaciones en la sección 2 del PK 216+000 a lo largo del tiempo de lectura.....	38
Figura No. 14. Datos de deformaciones en la sección 3 del PK 216+000 a lo largo del tiempo de lectura.....	38
Figura No. 15. Datos de deformaciones en la sección 4 del PK 216+000 a lo largo del tiempo de lectura.....	39
Figura No. 16. Datos de deformaciones en la sección 5 del PK 216+000 a lo largo del tiempo de lectura.....	39
Figura No. 17. Toma de datos y estado actual en el Pk 216+379.	41
Figura No. 18. Diagrama de características de sensor del PK 216+379.	41
Figura No. 19. Datos de deformaciones en la sección 1 del PK 216+379 a lo largo del tiempo de lectura.....	42
Figura No. 20. Datos de deformaciones en la sección 2 del PK 216+379 a lo largo del tiempo de lectura.....	43
Figura No. 21. Datos de deformaciones en la sección 3 del PK 216+379 a lo largo del tiempo de lectura.....	43
Figura No. 22. Presencia de grietas en el DDV.	46
Figura No. 23. Condición de restricción total (enterrada) a condición sin restricción (aérea).	50
Figura No. 24. Esquema de marco H con protección de concreto.....	52
Figura No. 25. Esquema de marco “H” hincado.....	53

Figura No. 26. Distancia máxima entre marcos H para soportes de tubería.....	55
Figura No. 27. Cantidad transportada por el Poliducto Sebastopol – Tocancipa...67	
Figura No. 28. Grafica VPN del proyecto.....	70
Figura No. 29. Proceso de caracterización del riesgo.....	71
Figura No. 30. Diagrama de influencia de variables económicas sobre el VPN. ...	73
Figura No. 31. Ejemplo de diagrama de influencia.	74
Figura No. 32. Diagrama de influencia. Riesgos de entorno político.	75
Figura No. 33. Diagrama de influencia. Riesgos de entorno económico.	76
Figura No. 34. Diagrama de influencia. Riesgos de entorno ambiental y social. ...	79
Figura No. 35. Diagrama de influencia. Riesgos financieros.	82
Figura No. 36. Diagrama de influencia de riesgos de ejecución y operación.....	87
Figura No. 37. Matriz de riesgos del proyecto.....	92

LISTA DE TABLAS

Tabla No. 1. Volúmenes de hidrocarburos transportados por Cenit.	18
Tabla No. 2. Localización del Sistema Polioriente en el tramo Sutamarchán - Tocancipá.	21
Tabla No. 3. Ficha técnica del Poliducto de Oriente, tramo Sutamarchán – Tocancipá.	22
Tabla No. 4. Ficha técnica de los parámetros de operación del Poliducto de Oriente, tramo Sutamarchán – Tocancipá.	23
Tabla No. 5. Reposiciones de tubería en el Poliducto de Oriente, tramo Sutamarchán – Tocancipá.	25
Tabla No. 6. Distribución de los sensores tipo FBG y características de tubería. ...	29
Tabla No. 7. Datos del sensor FBG del PK 215+300.	30
Tabla No. 8. Datos en porcentaje de las últimas variaciones SMYS del sensor FBG del PK 215+300.	32
Tabla No. 9. Datos del sensor FBG del PK 216+000.	35
Tabla No. 10. Datos en porcentaje de las últimas variaciones SMYS del sensor FBG del PK 216+000.	37
Tabla No. 11. Datos del sensor FBG del PK 216+379.	41
Tabla No. 12. Datos en porcentaje de las últimas variaciones SMYS del sensor FBG del PK 216+379.	42
Tabla No. 13. Tubería para construcción del ducto disponible en las bodegas de Ecopetrol S.A.	55
Tabla No. 14. Distancias máximas de soportes de acuerdo al revestimiento de la tubería.	56
Tabla No. 15. Parámetros del espectro de aceleración horizontal.	59
Tabla No. 16. Espectros de aceleraciones planteados en la simulación.	59
Tabla No. 17. Ubicación y tipo de soportes de tubería.	61
Tabla No. 18. Costos de inversión para el cambio de configuración de tubería. ...	67
Tabla No. 19. Estimación de ingresos a lo largo del tiempo.	68
Tabla No. 20. Egresos del proyecto.	69
Tabla No. 21. Caracterización de riesgos del entorno.	80
Tabla No. 22. Caracterización del riesgo financiero.	84
Tabla No. 23. Caracterización del riesgo operacional.	88
Tabla No. 25. Análisis semicuantitativo de riesgos de entorno.	90
Tabla No. 26. Análisis semicuantitativo de riesgos financieros.	91
Tabla No. 27. Análisis semicuantitativo de riesgos de ejecución y/o construcción.	91

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. Datos de los sensores fbg instalados entre el pk 215 al 217.	98
ANEXO B. Modelo geologico del poliducto de oriente entre el pk 215 - 217	126
ANEXO C. Levantamiento topografico del poliducto de oriente entre el pk 215 – 217	127
ANEXO D. Análisis de costo de actividades de construccion	129

GLOSARIO

ANOMALÍA: Desviación en el material base de la tubería, revestimiento o la soldadura, detectada por el análisis de una indicación obtenida mediante una inspección con una técnica no destructiva que no ha sido directamente examinada.

DERECHO DE VÍA (DDV): Franja de terreno sobre la que la compañía adquiere derechos para ejecutar los trabajos requeridos de construcción, mantenimiento y operación del ducto o ductos de una manera segura de acuerdo a los lineamientos de los planos de diseños, así mismo sirve para proteger el ducto de desarrollos urbanísticos futuros.

EVALUACIÓN DIRECTA: Proceso de evaluación de integridad para la detección de la degradación dependiente del tiempo de una tubería que implican la realización de determinadas medidas, la realización de ciertos análisis, y la excavación de la tubería en su caso para examinar su condición.

GRIETA (CRACK): Separación en el metal inducido por un esfuerzo, el cual, sin otra influencia, es insuficiente en magnitud para causar rotura completa del material.

ILI (IN LINE INSPECTION): Inspección en línea de tubería mediante una herramienta instrumentada desde el interior del tubo. También llamado marrano inteligente.

INTEGRIDAD DE DUCTO: Capacidad permanente del sistema de tuberías que le permite mantener las características estructurales para el transporte de hidrocarburos de forma segura y confiable.

NPS (NOMINAL PIPE SIZE): Diámetro nominal de la tubería.

TIE IN: Punto de interconexión.

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO TÉCNICO - ECONÓMICO PARA EL ASEGURAMIENTO DE LA INTEGRIDAD Y CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DEL POLIDUCTO DE ORIENTE TRAMO SUTAMARCHAN-TOCANCIPÁ ENTRE EL PK 215 AL 217 EN EL MUNICIPIO DE GUACHETÁ*

AUTOR: HENRY ANDRES REYES ANAYA**

PALABRAS CLAVES: INTEGRIDAD, CONFIABILIDAD, DUCTOS, RIESGO, TOMA DE DECISIONES.

En la actualidad la demanda de combustibles en la capital del país hace necesario tener un plan de contingencia para asegurar el suministro de estos a los distintos consumidores, teniendo asegurado el abastecimiento por medio de las Estaciones de Transporte que se disponen por medio de dos Poliductos que finalizan en cercanías a los sitios de distribución.

Teniendo en cuenta la importancia del abastecimiento y la necesidad del aseguramiento de la entrega del producto por medio de los sistemas de transporte, es necesario garantizar la integridad y la confiabilidad de los sistemas, en especial el Poliducto de Oriente, debido a los problemas de fallas producidas por agentes externos a la operación, tales como deslizamientos que hacen necesario ejecutar obras para su operación segura y confiable.

Para la ejecución de estas obras se requieren estudios compuestos por un componente técnico y su parte económica, y a su vez un análisis de riesgos e incertidumbre para sustentar y dar viabilidad del proyecto, teniendo como base la metodología de gestión integral de riesgos, realizando un manejo eficiente de planificación y organización para tener una dirección y control en el momento de ejecutar las actividades del proyecto y su desarrollo.

* Monografía

** Facultad de Ingenierías Físico – Químicas. Especialización en Gerencia de Hidrocarburos
Director Nicolás Santos Santos

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL AND ECONOMIC STUDY FOR ASSURANCE OF INTEGRITY AND RELIABILITY OF POLIDUCTO DE ORIENTE PIPELINE SYSTEM BETWEEN SUTAMARCHAN-TOCANCIPÁ PK 215 TO 217 IN THE MUNICIPALITY OF GUACHETÁ.*

AUTHOR: HENRY ANDRES REYES ANAYA**

KEYWORDS: INTEGRITY, RELIABILITY, PIPELINE, RISK, TAKING DECISIONS.

Today the demand for fuel in the capital of the country is necessary to have a contingency plan to ensure the supply of these to individual consumers, having secured supply through transport stations that are arranged by two Pipelines that ending in nearby distribution sites.

Given the importance of supply and the need for assurance of product delivery through transport systems, it is necessary to ensure the integrity and reliability of the systems, especially Poliducto de Oriente, due to failure problems produced by external agents to the operation such as landslides that make it necessary to carry out works for safe and reliable operation.

For the execution of these works requires studies composed of a technical component and its economic part, and in turn a risk analysis and uncertainty to sustain and give viability of the project on the basis of the methodology of integrated risk management are required, making efficient management planning and organization to have a direction and control at the time of executing the project activities and development.

* Monograph

** Faculty of Physical and Chemical Engineering. Expertise in Hydrocarbons Management.
Tutor Nicolás Santos Santos

INTRODUCCION

El Poliducto de Oriente es una línea de transporte de hidrocarburos que inicia en la Estación de Bombeo de Sebastopol (Puerto Berrio) hasta la Terminal de Tocancipá. Construida en tubería de diámetro 16" en el tramo entre Sutamarchán (Boyacá) y Tocancipá (Cundinamarca), el cual transporta principalmente nafta para ser usada como diluyente para el transporte de crudos pesados provenientes de los Llanos Orientales y combustible tipo Diésel para la capital del país.

A pesar de no tener alta demanda de bombeo, este sistema de transporte se convierte en alternativa para garantizar el suministro de combustibles a Bogotá y las áreas cercanas en caso de eventos asociados a daños en el Poliducto Puerto Salgar - Mansilla y Mansilla - Puente Aranda, además de poder aumentar la capacidad de almacenamiento de hidrocarburos y aumentar el suministro a la Sabana de Bogotá en caso de ser necesario.

De acuerdo a lo anterior, y con el fin de mantener esta infraestructura de transporte disponible para poder cumplir con los objetivos de Ecopetrol S.A. y la Vicepresidencia de Transporte y Logística, es necesario realizar obras que permitan la operación segura y confiable, teniendo en cuenta que ya existen antecedentes de fallas en la tubería por perdida de contención de producto en el tramo entre el PK 215 y 217 de este Poliducto, debido a pandeo de la tubería, evento que fue atendido, y realizando el mantenimiento correctivo se llegó a cambiar secciones de tubería tanto del tramo afectado como de tramos aledaños con el fin de garantizar la operación de este sistema de transporte de hidrocarburos.

Sin embargo, a pesar de las reposiciones de tubería y los trabajos ejecutados en esa época, continúan los movimientos debido a la estructura y topografía del terreno, que no permiten la seguridad en la operación del ducto y hace necesaria la ejecución de monitoreos constantes que muestran el desplazamiento de la tubería fuera de los límites permisibles por las normas para este tipo de infraestructura, generando una probabilidad alta de la ocurrencia de un nuevo evento como el ya ocurrido en años anteriores.

Es por esto que se hace necesario realizar un estudio que permita conocer la mejor alternativa de mantenimiento o construcción de la línea (sistema de transporte), ya sea conservarla enterrada y/o levantar la tubería para soportarla sobre marcos H para dejarla en una configuración aérea con obras que permitan el aseguramiento de una operación segura y confiable, más aun cuando esta infraestructura - entre

los Kms 215 y 217 – se encuentra en cercanías al municipio de Guachetá en el departamento de Cundinamarca y en esta área operan canteras de carbón mineral que pueden proveer una fuente de ignición en caso de alguna pérdida de contención de un producto tan delicado como la nafta o cualquier otro tipo de hidrocarburo con alto riesgo de producir daños a personas, ambientales y económicos.

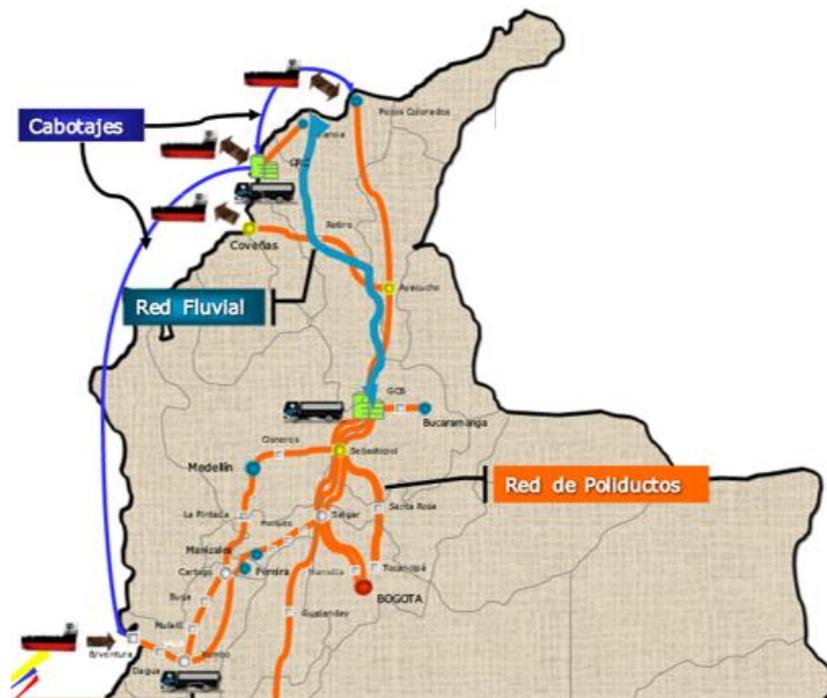
1. CARACTERISTICAS DEL SISTEMA POLIDUCTO DE ORIENTE

1.1. GENERALIDADES Y CONCEPTOS

Un poliducto es un sistema de tuberías interconectadas por donde se envían combustibles refinados (gasolina motor, diésel, keroseno, jet A1, etc.), desde un sitio como refinerías o puertos a otro lugar tal como los centros de distribución en las principales ciudades o centros productores, donde es utilizado el combustible, diferenciándose de los oleoductos, que son tuberías que exclusivamente transportan crudo de petróleo o las sustancias asociadas a él.

En la figura No.1. Se observa la red de Poliductos en Colombia, operada y mantenida en su mayoría por Ecopetrol S.A.

Figura No. 1. Red de Poliductos en Colombia.



Fuente: Ecopetrol S.A.

En nuestro medio, este tipo de Poliductos son construidos con tuberías de acero al carbono, convirtiéndolos en los sistemas más seguros, confiables y económicos de

los sistemas de transporte de hidrocarburos que existen, siendo además, los más amigables medioambientalmente, evitando transporte de hidrocarburos por medios alternativos (carro tanques o flota fluvial) que a menudo sufren accidentes por la exposición a distintos riesgos durante su desplazamiento. Sumado a lo anterior, estos sistemas permiten el transporte de distintos productos por una misma infraestructura, utilizando separadores tales como los mismos productos que se transportan – los cuales deben ser degradados a los de menor calidad – u otro tipo de sistemas como raspadores para dividir las interfaces cuando es utilizado para el despacho de más de un producto, optimizando las inversiones, transportando el producto necesario y de acuerdo a las necesidades que se tengan en la terminal del sistema.

En Colombia desde el año 2013, el negocio del transporte de hidrocarburos es controlado por el Grupo Ecopetrol, liderado por la compañía Cenit, filial 100% de Ecopetrol S.A. y es operada por Ecopetrol por medio de su Vicepresidencia de Transporte y Logística. Debido a la necesidad de abastecimiento de combustibles, la red de poliductos manejada por Ecopetrol S.A. es la de más kilómetros en el país con 3.078 km comparado con los oleoductos con 2.847 km, sin embargo, al incluir al sector privado se incrementa la red de oleoductos a 5.467 km debido a los sistemas de transporte para exportación de crudo y el transporte de este hidrocarburo a las refinerías existentes.

En la tabla No.1, se observan los volúmenes de hidrocarburos transportados por los sistemas de Cenit, lo cual muestra que el sistema de poliductos posee un crecimiento independiente de la producción de crudo reflejado en el transporte por Oleoductos, siendo impactado más por el consumo interno que por factores de producción.

Tabla No. 1. Volúmenes de hidrocarburos transportados por Cenit.

	2013	2014	2015
Oleoductos	950 Kbpd	954 Kbpd	976 Kbpd
Poliductos	237 Kbpd	251 Kbpd	267 Kbpd
Total	1.187 Kbpd	1.205 Kbpd	1.243 Kbpd

Fuente: Cenit.

El desafío más importante de Ecopetrol y Cenit es poner en marcha las acciones de mejoramiento para lograr un desempeño operativo de excelencia, alineado con los mejores de Latinoamérica (referenciado con los indicadores de Solomon),

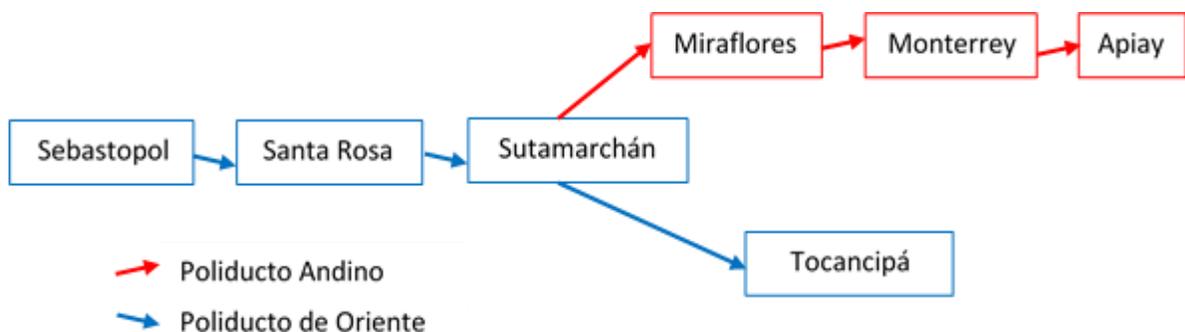
alcanzando eficiencias que permitan reducir los costos con prácticas sostenibles¹. Consolidándose el transporte de hidrocarburos como el tercer eslabón de la cadena productiva de Ecopetrol S.A., con un aumento del 2% en el volumen de transporte de hidrocarburos con respecto al año 2014 (ver tabla No.1).

1.2. EL SISTEMA POLIDUCTO DE ORIENTE

Mediante la Resolución 1107 del 8 de octubre de 1996, el Ministerio del Medio Ambiente, Actual Ministerio de Ambiente y Desarrollo sostenible, otorgo la Licencia Ambiental a Ecopetrol S.A. para la Construcción y Operación del Poliducto de Oriente, en donde se ven involucrados municipios de los departamentos de Santander, Boyacá y Cundinamarca. Localizado en jurisdicción de los municipios de Cimitarra, Guavatá, Landázuri, Puente Nacional y Vélez, en el departamento de Santander; Moniquirá, Ráquira, Santa Sofía y Sutamarchán, en el departamento de Boyacá; y Cucunubá, Guachetá, Gachancipá, Lenguazaque y Tocancipá en el departamento de Cundinamarca².

En la figura No.2, se muestran las estaciones y el sistema de transporte del Poliducto de Oriente y la división que existe para el manejo de distintos productos.

Figura No. 2. Plantas y tramos de tubería que componen los sistemas de transporte actuales del Poliducto de Oriente y Poliducto Andino.



Fuente: Autoridad Nacional de Licencias Ambientales.

¹ DIRECCIÓN DE ASUNTOS CORPORATIVOS. ECOPETROL S.A. Reporte Integrado de Gestión Sostenible, 2015. Bogotá: Panamericana Formas e Impresos, 2016. 671p.

² AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES. Resolución 0906, 28 de julio de 2015. Bogotá. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. 2015. 179P.

Ecopetrol S.A. realizó la construcción del sistema de transporte del Poliducto de Oriente a pesar de no tener alta demanda de bombeo, este sistema de transporte se convierte en alternativa para garantizar el suministro de combustibles a Bogotá y las áreas cercanas en caso de eventos asociados a daños en el Poliducto Puerto Salgar - Mansilla y Mansilla - Puente Aranda, además de poder aumentar la capacidad de almacenamiento de hidrocarburos y aumentar el suministro a la Sabana de Bogotá en caso de ser necesario; también, se debe tener en cuenta que la Estación Tocancipá proporciona una mayor seguridad en la entrega que la que se lleva a cabo en la Estación Puente Aranda, debido a que esta se encuentra dentro de la zona urbana en la Localidad de Fontibón en la ciudad de Bogotá, DC.

A lo largo de sus 273 kilómetros, el Poliducto de Oriente transporta Gasolina Regular, Gasolina Extra y Diésel, iniciando a partir de la Estación de bombeo Sebastopol (Puerto Olaya, Santander), seguido de una Estación intermedia de refuerzo llamada Santa Rosa (Bolívar, Santander), para luego seguir su rumbo a la Estación Sutamarchán (Sutamarchán, Boyacá) y posteriormente arribar a la Terminal Tocancipá (Tocancipá, Cundinamarca) para distribución de mayoristas al norte de Bogotá, la cual tiene capacidad de almacenamiento de 450 mil barriles, el estimado de consumo de la Capital de la Republica de aproximadamente 8 días.

1.2.1. Tramo sutamarchan - tocancipá. En nuestro caso nos concentraremos en el tramo comprendido entre las Estaciones de Sutamarchán (Boyacá) y la Terminal de Tocancipá (Cundinamarca), teniendo en cuenta que esta maneja los combustibles para las empresas y la movilidad de la capital, a diferencia del poliducto Andino, el cual maneja principalmente naftas que se utiliza como diluyente para el transporte de crudos pesados de los Llanos Orientales y su posterior exportación.

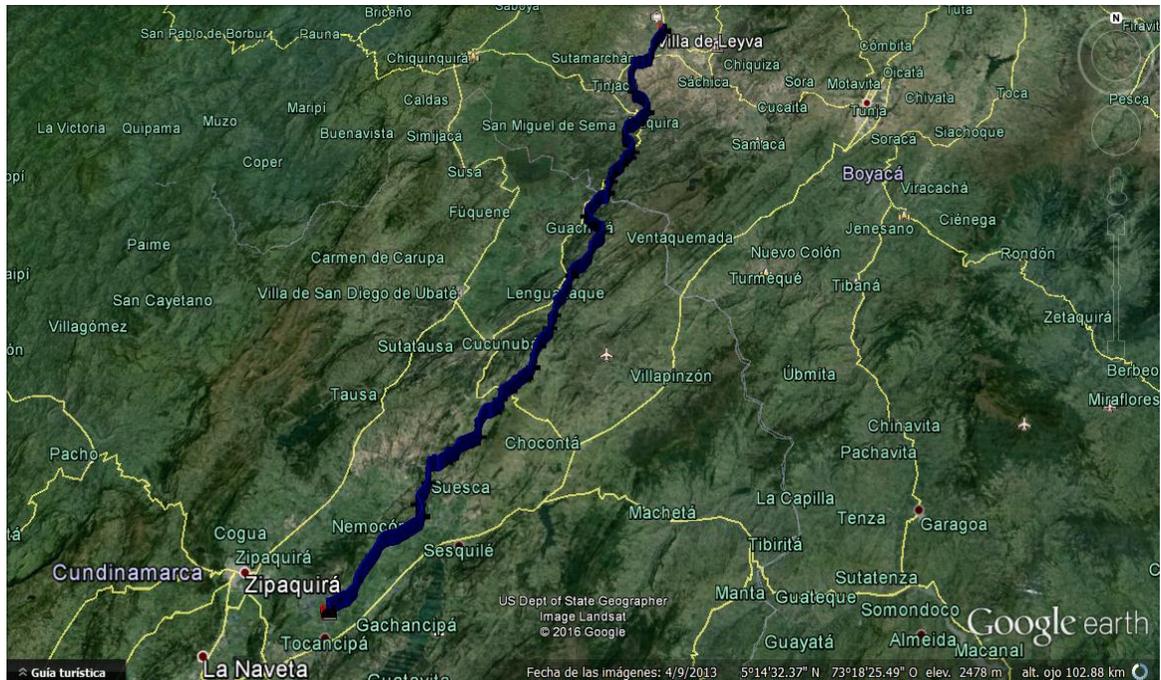
La tabla No.2. muestra el recorrido del Poliducto de Oriente desde su bifurcación en el municipio de Sutamarchán en el departamento de Boyacá hasta la Terminal de Tocancipá, ubicada en el municipio del mismo nombre. Este recorrido muestra las distintas longitudes por municipio, su localización y la abscisa correspondiente al PK – o kilometraje - tomando como referencia de inicio la Estación Sebastopol.

Así mismo, en la figura 3, se observa gráficamente el recorrido de este tramo del Poliducto de Oriente, su trazado y ubicación geográfica junto con los municipios vecinos.

Tabla No. 2. Localización del Sistema Polioriente en el tramo Sutamarchán - Tocancipá.

LOCALIZACION							
Nombre del Sistema : Polioriente							
Nombre del Sub-sistema: Sutamarchán-Tocancipá							
Departamento	Municipio	Longitud (km)	Coordenadas			Abscisa Inicial	Abscisa Final
			Longitud (w)	Latitud (N)	Altura		
Boyacá	Sutamarchán	14,15	73°34'49.312"	5°40'5.309"	2059,18	PK173+353	PK187+625
Boyacá	Ráquira	20,8	73°37'31.801"	5°34'10.896"	2410,21	PK187+625	PK208+454
Cundinamarca	Guachetá	15,17	73°39'22.786"	5°25'35.262"	2718,74	PK208+454	PK223+709
Cundinamarca	Lenguazaque	10,48	73°41'39.174"	5°19'43.939"	2559,42	PK223+709	PK234+249
Cundinamarca	Cucunuba	4,45	73°43'28.673"	5°15'2.271"	2928,24	PK234+249	PK238+712
Cundinamarca	Suesca	29,27	73°44'11.808"	5°12'57.493"	2952,65	PK238+712	PK267+809
Cundinamarca	Gachancipá	6,49	73°52'12.506"	5°2'48.647"	2588,38	PK267+809	PK274+253
Cundinamarca	Tocancipá	2,33	73°53'49.104"	4°59'58.421"	2556,81	PK274+253	PK276+565

Figura No. 3. Tramo de tubería del Poliducto de Oriente en el sector Sutamarchán – Tocancipá.



Fuente: Google Earth.

Este tramo del sistema Polioriente no opera al 100% de su capacidad, presentándose intervalos de tiempo durante el año donde no presenta ningún tipo de operación, debido a la demanda que se presenta y al funcionamiento del poliducto Puerto Salgar - Mansilla, y su terminal Mansilla, ubicada en el municipio de Facatativá (Cundinamarca) y su conexión con el sistema Mansilla – Puente Aranda, el cual distribuye a los mayoristas en Bogotá en la Estación Puente Aranda. Sin embargo, en los últimos años se ha incrementado su uso, especialmente para las entregas en el cargadero de carro tanques que se encuentra en cercanías a la Estación Tocancipá.

Las características del sistema del Poliducto de Oriente se muestran en la Tabla 3, mostrando diferentes datos del ducto.

Tabla No. 3. Ficha técnica del Poliducto de Oriente, tramo Sutamarchán – Tocancipá.

FICHA TÉCNICA DEL POLIDUCTO				
Sistema: Polioriente				
OPERADOR	ECOPETROL S.A.			
DEPARTAMENTO O&M	SABANA			
SUBSISTEMAS	SUTAMARCHAN - TOCANCIPÁ			
DATOS GENERALES DE CONSTRUCCIÓN				
AÑO DE CONSTRUCCIÓN	1999 - 2002	TIEMPO DE SERVICIO	Años	12
COMPAÑÍA CONSTRUCTORA	Morelco Distral - Salgado	DIAMETRO DE LA TUBERIA	in	16"
LONGITUDES	(Km)	CRUCES	No.	
Longitud total	103,112	Líneas eléctricas	0	
Tubería enterrada	103,030	Cuerpos de agua	48	
Tubería área	0,082	Carreteables y férreos	138	
Tubería subfluvial	0			
DATOS GENERALES DEL SISTEMA				
	No.		No.	
Postes kilometraje	102	URPC	2	
Trampas de raspadores	2	Válvulas	9	
Cupones monitoreo CI	3	Cheques	6	

Este tramo y el poliducto de Oriente en general tuvieron muchos inconvenientes desde su concepción hasta el inicio de su operación, ya que se inició su planeación en el año 1993 y se dio inicio a la construcción en 1999 por medio de un Consorcio del cual hacía parte Distral, lo cual propicio llevar a la caducidad del contrato de construcción debido a los inconvenientes y retrasos en la ejecución e iniciar un nuevo proyecto con otro contratista. Sin embargo, este no fue el único inconveniente, debido a que las proyecciones que se realizaron en cuanto a la demanda de combustible y la rentabilidad del proyecto, produjeron que a pesar de la inversión realizada, no fuera rentable la puesta en marcha del proyecto y el inicio de la operación de transporte de hidrocarburos. Finalmente, el proyecto se hizo financieramente rentable y se dio la puesta en marcha del sistema, dando inicio a las operaciones en el año 2005.

Actualmente esta infraestructura se ha convertido de vital importancia para el negocio de transporte de hidrocarburos. Ecopetrol S.A. desea mejorar esta infraestructura, mediante la construcción de una nueva estación de re-bombeo en el Municipio de Puente Nacional y sus líneas de conexión al Poliducto de Oriente, el proyecto Diluyente 120 busca ampliar la capacidad de transporte de Diluyente-Nafta hacia la Estación Apiay, lo que apalanca la evacuación por oleoducto de los crudos pesados producidos en los campos de Castilla, Chichimene y Rubiales. De igual forma, incrementa el volumen transportado de la gasolina motor y ACPM a Tocancipá por el Poliducto de Oriente, para el abastecimiento del centro oriente del país.

Tabla No. 4. Ficha técnica de los parámetros de operación del Poliducto de Oriente, tramo Sutamarchán – Tocancipá.

Parámetro	Valor
Código de diseño de tubería	ASME B.31.4
Espesor de la tubería	8,89 mm (0,350")
Material de la tubería	API 5L Gr x65
Presión Operativa	782 psi
Presión de Prueba	1000 psi
Temperatura Operativa	90°F
Temperatura Ambiente Promedio	70°F
Densidad del Fluido	0,8 SG (0,02889 lb/in3)
Tipo de recubrimiento	Tricapa - Polietileno

Las condiciones actuales del sistema se presentan en las tablas 3 y 4, donde se muestra la ficha técnica del poliducto (Ver tabla No.3) y los parámetros y características del ducto como tal, teniendo en cuenta que se han tratado de mantener las condiciones de diseño durante la operación y el mantenimiento realizado.

1.2.2. Antecedentes históricos de fallas: El 30 de junio de 2012 la línea Sutamarchán – Tocancipá de 16” presentó una pérdida de contención en cercanías del km 215+300 – según la corrida del raspador inteligente, registro ILI 41+087 - teniendo como referencia de inicio la Estación Sutamarchán, punto que está ubicado aproximadamente a 2 Km del casco urbano del municipio de Guachetá, Cundinamarca. De acuerdo a los análisis realizados, la falla de la tubería se produjo por pandeo de esta, al estar sometida a esfuerzos de compresión, lo cual generó arrugas en la tubería, esta es una configuración física debido al cambio de dirección original de la tubería, produciendo protuberancias lizas, localizadas en el radio interno de la curvatura del tubo. Esta falla fue causada presuntamente por los movimientos del terreno, debido a la actividad minera presente en la zona por las diferentes excavaciones propias de la explotación de carbón mineral; además de presentarse movimientos geotécnicos y sísmicos propios de la zona. Otro factor que pudo producir esta falla es el clima y la generación de un movimiento de tierra debido a los factores externos antes descritos, lo cual produce que la cimentación de la infraestructura de la tubería realice movimientos no propicios para la integridad de un ducto de acero al carbono.

Como parte de la atención al evento de la pérdida de contención, Ecopetrol S.A., por intermedio de la Vicepresidencia de Transportes y el Departamento O&M Sabana, responsable del mantenimiento y operación de este sistema de transporte, realizó la reposición de varios tramos de tubería, incluyendo el tramo que fallo, con el fin de poder continuar prestando el servicio de bombeo por este ducto.

Inicialmente se realizó la reparación del tramo afectado en la falla que produjo la pérdida de contención y posteriormente se continuo con la reposición de dos tramos adicionales de tubería que incluían una parte de la tubería ya reparada, debido a la presencia nuevamente de fallas (Ver tabla No.5), sin embargo, en el año 2013 se continuo con la reposición de otro tramo del ducto, realizando el cambio de tres tubos adicionales al inicio de la falla presentada inicialmente. Todas las reparaciones se realizaron utilizando tubería de reemplazo de las mismas características de la existente, API 5L Gr X65 con espesor 0,350” (8,89 mm).

Tabla No. 5. Reposiciones de tubería en el Poliducto de Oriente, tramo Sutamarchán – Tocancipá.

REPOSICIONES DE TUBERÍA							
Nombre del sistema: Polioriente							
Nombre del sub-sistema: Sutamarchán-Tocancipá							
Municipio	Año	Espesor (in)	Grado API	Tipo de recubrimiento	Abscisa Inicial (km)	Abscisa Final (km)	Longitud (m)
Guachetá	2013	0,365	5LX65	Sigmaline 2500	219+672	219+732	60
Guachetá	2013	0,365	5LX65	Sigmaline 2500	215+450	215+486	36
Guachetá	2012	0,365	5LX65	Sigmaline 2500	215+850	215+898	48
Guachetá	2012	0,365	5LX65	Sigmaline 2500	215+300	215+396	96
Guachetá	2012	0,365	5LX65	Sigmaline 2500	215+600	215+900	300

Adicionalmente como parte de las medidas implementadas para prevenir una falla del ducto, se instalaron sensores de fibra óptica FBG (Fiber Bragg Grating) los cuales permiten realizar pruebas no destructivas estáticas y dinámicas con mediciones de deformación, desplazamiento, deflexión, temperatura y vibraciones para conocer los movimientos de la tubería que se encuentra enterrada y poder ser monitoreada con el fin de poder brindar el mantenimiento preventivo y correctivo en caso de ser necesario.

Debido a la ocurrencia de este tipo de eventos y con el fin de mitigar las consecuencias producto de las tensiones producidas por el terreno, se efectuaron una serie de excavaciones para la liberación de la tubería y así mismo las tensiones a las cuales estaba sometido el ducto, sin embargo, fue necesario volver a realizar el tapado de estas excavaciones, debido a que se presentaban movimientos y la tubería no poseía un sistema de soportería adecuado, ni se tenía el aseguramiento de los taludes y manejos de agua de estos sitios, sumado a que esta condición era sub estándar, ya que la tubería no presentaba el tipo de recubrimiento para permanecer a la intemperie y se presentaban inconvenientes con la comunidad por presentarse excavaciones en el sector, generando la probabilidad de ocurrencia de accidentes con los animales de la zona entre otras dificultades.

2. DEFINICIÓN DE CONFIGURACIÓN DE TUBERIA

2.1. ANALISIS DE TUBERIA ACTUAL

Como método para la evaluación de las condiciones de la tubería del sistema Sutamarchán -Tocancipá en el tramo del PK 215 al 217, la toma de decisiones sobre la ejecución de obras para garantizar la integridad del ducto en este tramo y como consideración inicial para la operación de este sistema, se analizará la mejor forma de construcción del ducto, teniendo en cuenta si se conservará la actual configuración enterrada del sistema o con el fin de garantizar una operación más segura y confiable de acuerdo a las condiciones del terreno, sea necesario optar por la configuración aérea sobre soportes.

En la actualidad el método de inspección más completo para conocer la integridad de las tuberías es el ILI – In Line Inspection -, método que por medio de una herramienta instrumentada, comúnmente llamada “marrano inteligente” (Ver figura No.4), la cual provee datos de las distintas anomalías que pueden presentar los ductos, tales como corrosión, fisuras, fallas en soldaduras, intervenciones, etc.; utilizando estos datos de inspección de la corrida del sistema de transporte examinado y realizando análisis combinados y la correlación que pueda existir entre las fallas encontradas, se puede conocer la calidad o integridad con la que cuenta la tubería en el momento de la inspección.

En el año 2011 por medio de la compañía ROSEN se realizó la verificación de la integridad del ducto de transporte por medio de una inspección con vehículo instrumentado ILI que registró distintos datos producto de la inspección al Poliducto de Oriente y usando métodos de ensayos no destructivos y otras técnicas para inspección de la tubería desde el interior, permitió obtener entre otros datos de la integridad de la tubería, los esfuerzos a los cuales está sometida la tubería a largo del sistema Sutamarchán-Tocancipá, además de este tipo de fallas, esta inspección también mostro otro tipo de anomalías entre las que se encuentran problemas de corrosión tanto interior como exterior. En nuestro caso los datos más importantes se centran en la atención de zonas por deformación por curvado (Bending Strain) – anomalía de deformación de la fibra externa de la tubería por el esfuerzo de curvado debido a fuerzas de tensión, compresión, torsión o esfuerzos combinados - y movimiento de la tubería, siendo necesario la ejecución de algunas obras menores para asegurar las acciones necesarias para garantizar la atención de las anomalías, imperfecciones y otras características que coloquen en peligro la integridad de la tubería y la operación del sistema.

De acuerdo a los resultados del ILLI y analizando el tramo del sector Guachetá (Cundinamarca), se encontraron indicaciones relevantes en cuanto a esfuerzos de la tubería entre las distancias 41+102 m ($5^{\circ}23'12,49''N$ - $73^{\circ}40'21,25''O$) y 42+087 m ($5^{\circ}22'55,62''N$ - $73^{\circ}39'56.13''O$), teniendo en cuenta que la referencia inicial de esta inspección se realizó en la Estación Sutamarchán. Estos resultados corroboraron los esfuerzos a los cuales estaba sometido el ducto, con eventos asociados a este tramo de tubería, la cual fue incrementando los esfuerzos hasta producir fallas como las ya antes descritas.

Figura No. 4. Marrano inteligente usado para la conocer integridad de tuberías.



Fuente: ROSEN.

Utilizando los registros históricos y medios que se tienen en la zona, se tuvieron en cuenta los resultados de los movimientos basados principalmente en los registros de esfuerzos y deformaciones dados por los sensores tipo FBG (Fiber Bragg Grating) que se encuentran instalados en la actualidad para la toma de decisiones, debido a la confiabilidad de este sistema de seguimiento y control, utilizando todos registros históricos que se tienen a partir del momento de su instalación en el año 2012.

Con base en estos datos y teniendo en cuenta las consideraciones geotécnicas y mecánicas propias del trazado actual – el cual no puede sufrir grandes modificaciones con el fin de evitar la necesidad de modificación de licencias ambientales y otros permisos – se realizará una propuesta para tener una mayor

confiabilidad en la operación del Poliducto Sutamarchán – Tocancipá en el sector de Guachetá, Cundinamarca.

2.1.1. Analisis mediante sensores de fibra óptica La tecnología instalada de sensores de fibra óptica, luz y el elemento sensor como medio de transmisión de señales, se realiza desde un sensor remoto hacia un dispositivo electrónico que procesa señales emitidas, permitiendo mediciones de deformación, esfuerzo (strain), temperatura, vibraciones, desplazamiento y deflexión. En nuestro caso se tiene principalmente en cuenta las medidas de esfuerzos y tensiones que puedan estar por fuera de los límites permisibles que afecten la integridad de la tubería.

Uno de los sensores ópticos más usados y ampliamente desplegado es el fiber bragg grating (FBG), el cual refleja una longitud de onda de luz que se transmite en respuesta a variaciones en temperatura y/o tensión. Los FBGs están hechos usando interferencia holográfica o una máscara de fase para exponer un tramo corto de fibra fotosensible a una distribución periódica de intensidad de luz. El índice refractivo de la fibra es alterado permanentemente de acuerdo a la intensidad de luz a la que es expuesto. La variación periódica que resulta en el índice refractivo se llama un fiber bragg grating³.

Cuando un rayo de luz de amplio espectro se envía a un FBG, las reflexiones de cada segmento al alternar el índice refractivo interfieren de un modo positivo para una longitud de onda específica de luz solamente, llamada la longitud de onda de Bragg, descrita en la ecuación (1). Esto provoca que el FBG refleje una frecuencia específica de luz al transmitir todos los demás.

$$\lambda_b = 2n\Lambda \quad (1)$$

λ_b = longitud de onda Bragg

n = índice refractivo efectivo del núcleo de la fibra

Λ = separación entre las redes, conocido como el periodo de red.

De acuerdo a los resultados arrojados por la inspección ILI en el año 2011 y debido a la pérdida de contención ocurrida en junio de 2012, se tomó la decisión de la instalación de tres (3) sensores tipo FBG en este sector, con el fin de monitorear la deformación que pudiera presentar la tubería a lo largo de este tramo crítico,

³ Micron Optics, Inc. (2013). Optical fiber sensor datasheet. Obtenido de [http:// www.micronoptics.com/products/sensing_solutions/sensors/](http://www.micronoptics.com/products/sensing_solutions/sensors/)

mostrando la necesidad de instalar estos sensores en cercanías a los registros ILI 41+115, por corresponder a una zona cercana donde se produjo la falla anteriormente descrita, además de los puntos ILI 41+520 y 41+950 para distribuirlos en la zona donde se presentan mayores indicaciones de movimiento de la tubería.

Apoyados en estos antecedentes, se inició el registro y análisis del comportamiento de los datos arrojados por los sensores de deformación tipo FBG instalados en la tubería enterrada, donde finalmente se definió ubicarlos en los Pk 215+300, 216+000 y 216+379 de acuerdo al abscisado de la línea Sutamarchán-Tocancipá (Tomado como referencia el Poliducto de Oriente en su totalidad, Sebastopol – Tocancipá), lo cual es mostrado en la Tabla No.6.

Tabla No. 6. Distribución de los sensores tipo FBG y características de tubería.

Pk	Coordenada Norte	Coordenada Este	# Anillos instalados	Grado API tubería	Diámetro tubería (in)	Umbral de seguridad ($\mu\epsilon$)
215+300	5° 23' 11.700"	-73° 40' 20.000"	3	X65	16"	1083
216+000	5° 23' 04.800"	-73° 40' 08.900"	5	X65	16"	1083
216+379	5° 22' 56.300"	-73° 39' 57.700"	3	X65	16"	1083

El monitoreo de los sensores de fibra óptica se inició a principios de 2013 y se ha venido ejecutando periódicamente con una frecuencia mensual, presentándose algunas excepciones por cambio de contratos del personal que ejecuta la labor y otras excepciones propias del mantenimiento realizado al sistema Sutamarchán-Tocancipá.

El procedimiento para toma de lectura de deformación unitaria en la tubería enterrada mediante sensores basados en fibra óptica es de fácil ejecución, teniendo en cuenta la tecnología utilizada. Se inicia con la localización del punto de lectura con la ayuda del GPS donde se localizan los puntos donde se encuentran instalados los sensores en la tubería. Se hace un análisis del entorno antes de realizar la actividad para identificar posibles movimientos de tierra y/o verificar las condiciones del terreno que puedan encontrarse a simple vista y se instalan los sensores, donde quedan las conexiones para posteriormente por medio de un equipo se obtengan los registros.

Para la toma de lecturas, una vez localizado los puntos, se procede a instalar la fuente de la toma de lecturas a los conectores que provienen de la tubería, los cuales transmiten la información a través de dicha fuente y haciendo posible la toma de lecturas en el equipo portátil (computador), se obtienen los datos para poder realizar el análisis respectivo con respecto a los valores permitidos. Realizada la toma de lecturas se realiza la desconexión de los equipos de los conectores y se procede al traslado a otro punto de lectura, cumpliendo con el objetivo de reportar la variación de deformación que se presenta en los sensores tipo FBG instalados en el Poliducto de Oriente sector Sutamarchán – Tocancipá sobre una tubería con grado API 5L X65.

Para conocer el estado de la línea en servicio y el estado del esfuerzo al que está sometido debemos conocer el SMYS (Specified Minimum Yield Strength), un valor que significa el límite elástico mínimo especificado para tuberías de acero de acuerdo a su fabricación y las especificaciones de propias del ducto. Este valor nos indica la tensión mínima de un tubo a la que puede estar sometido para que el estado de deformación del material sea plástico.

A continuación se muestra el resumen de los resultados de los datos obtenidos en los tres (3) sensores tipo FGB a lo largo del tiempo que han sido monitoreados, la totalidad de los datos obtenidos se muestran en el anexo A., los cuales muestran el comportamiento de los esfuerzos de la tubería a lo largo del tiempo, demostrando como han incrementado estos y las liberaciones de tensiones que se han realizado para evitar fallas.

2.1.1.1. Resultados de sensor FBG del Pk 215+300: El punto más crítico para los esfuerzos encontrados se encuentra en inmediaciones del PK 215+300 del Poliducto de Oriente, este está ubicado en la parte baja de la montaña y el abscisado continúa aumentando hacia el pico de la montaña, esta parte del ducto de transporte fue cambiada, sin embargo, se continua monitoreando para conocer el comportamiento de la tubería. (Ver Tabla No.7)

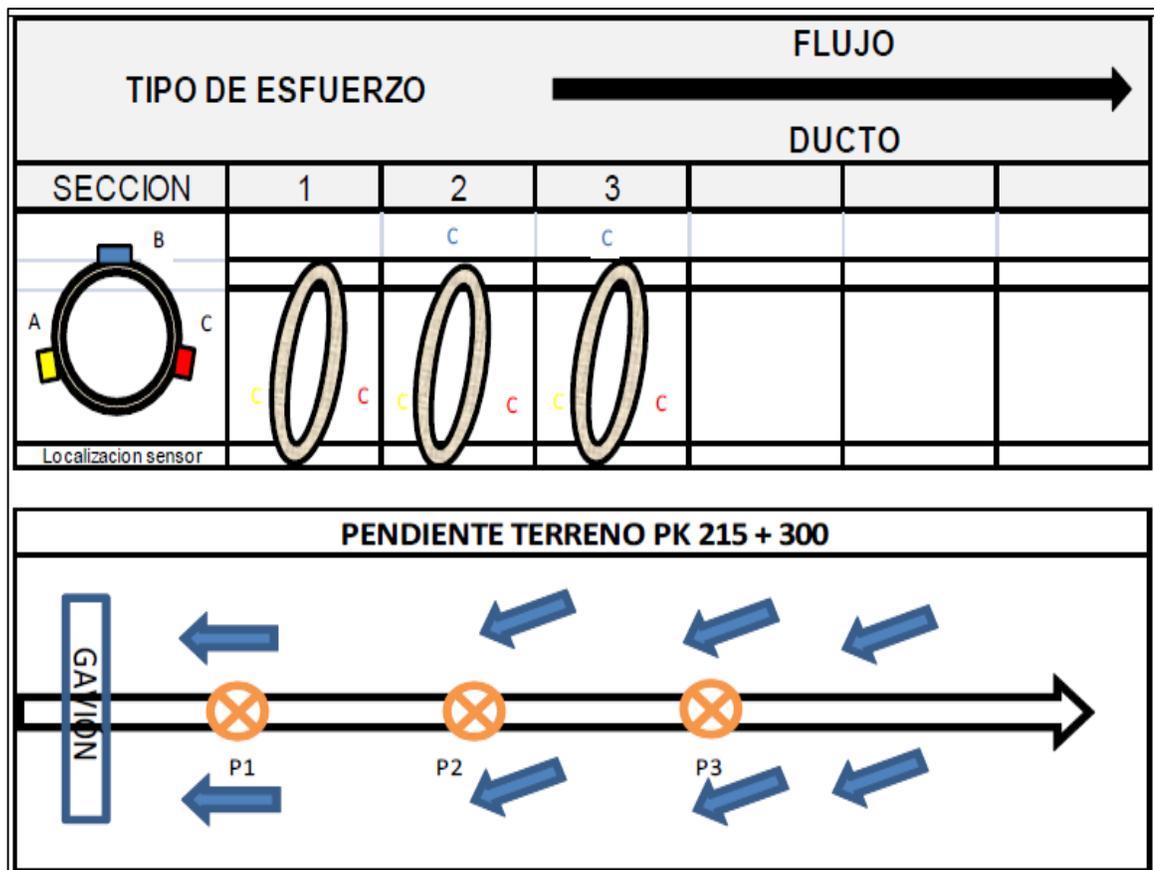
Tabla No. 7. Datos del sensor FBG del PK 215+300.

RESUMEN PK 215+300

No de secciones instaladas:	3	Numero de lecturas tomadas	103
Fecha inicial lectura	01/02/2013	Periodo monitoreado	1138
Fecha última lectura	19/03/2016	Coordenada Norte	5° 23'11.700"
Frecuencia promedio	Cada 15 días	Coordenada Oeste	-73° 40'20.000"

Por medio de la figura No.5. Se puede apreciar las características del terreno y la distribución de los sensores instalados.

Figura No. 5. Diagrama de características de sensor del PK 215+300.



Los valores de lecturas de este sensor se encuentran en el Anexo A, los datos que se presentan a continuación, están expresados en porcentaje con respecto al SMYS con el fin de conocer el riesgo de daño a la integridad de la tubería. En la Tabla No.8, se muestran los valores de las últimas lecturas registradas.

Tabla No. 8. Datos en porcentaje de las últimas variaciones SMYS del sensor FBG del PK 215+300.

PORCENTAJE CON RESPECTO AL UMBRAL DE SEGURIDAD (SMYS)			
SECCIÓN	1(%)	2(%)	3(%)
Sensor A	0,00	28,82	-44,88
Sensor B	0,00	-14,55	-6,23
Sensor C	0,00	-23,78	-2,09

Con el fin de analizar de una mejor manera los datos obtenidos de los sensores, se realizaron las gráficas de las distintas secciones instaladas (Ver figura 6 a 8), tomando unos rangos de tolerancia de 50% SMYS, tomando estos como valores fuera de rango.

Figura No. 6. Datos de deformaciones en la sección 1 del PK 215+300 a lo largo del tiempo de lectura.

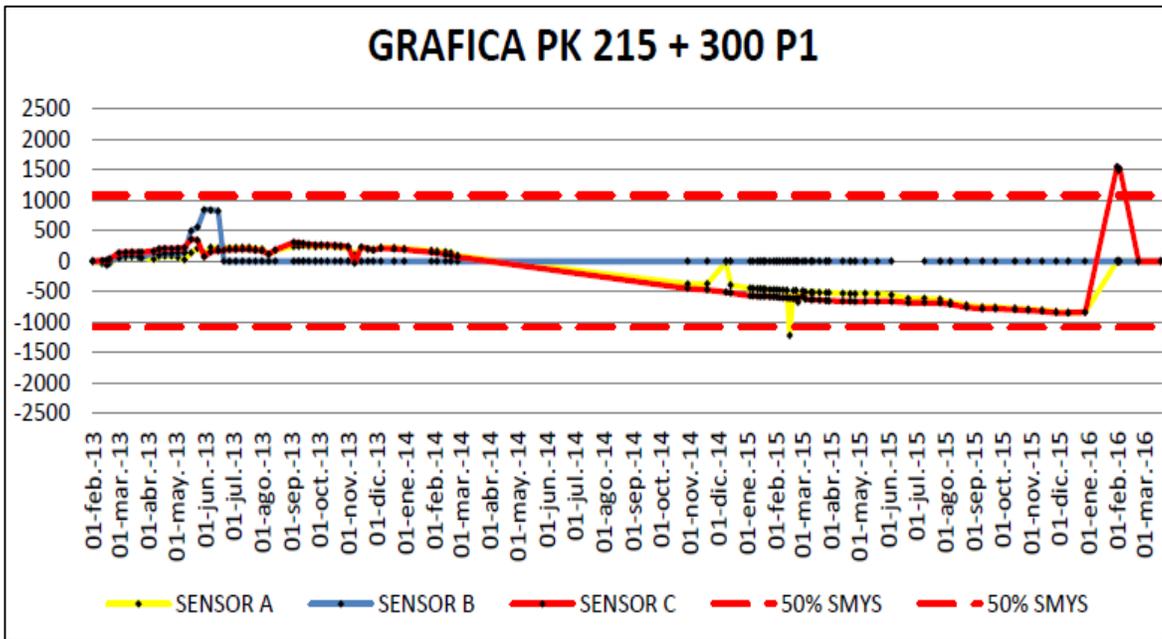


Figura No. 7. Datos de deformaciones en la sección 2 del PK 215+300 a lo largo del tiempo de lectura.

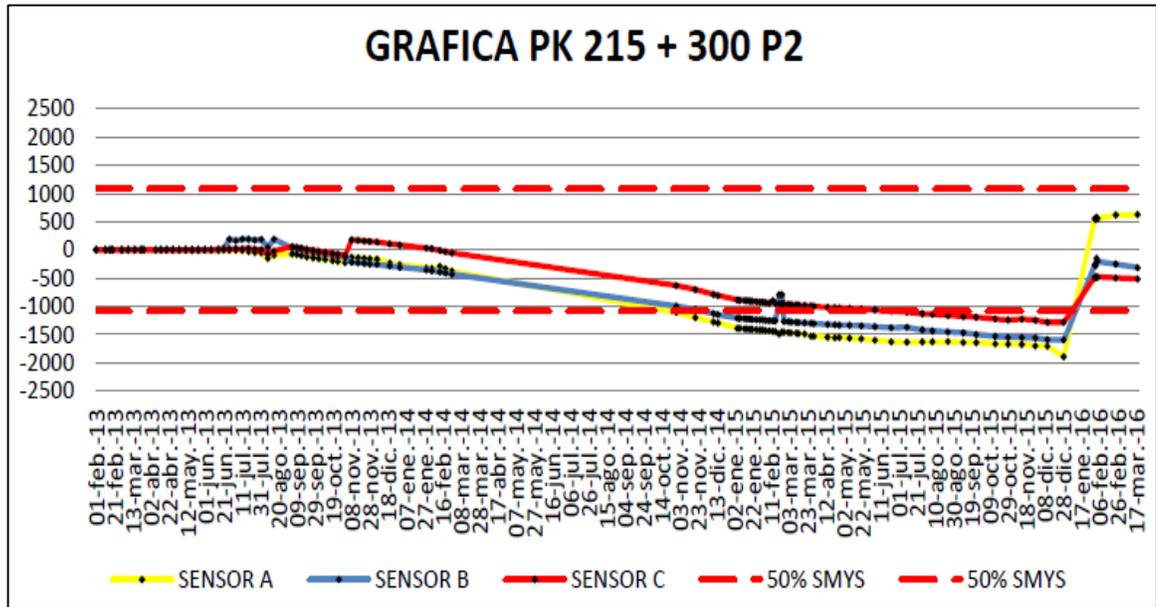
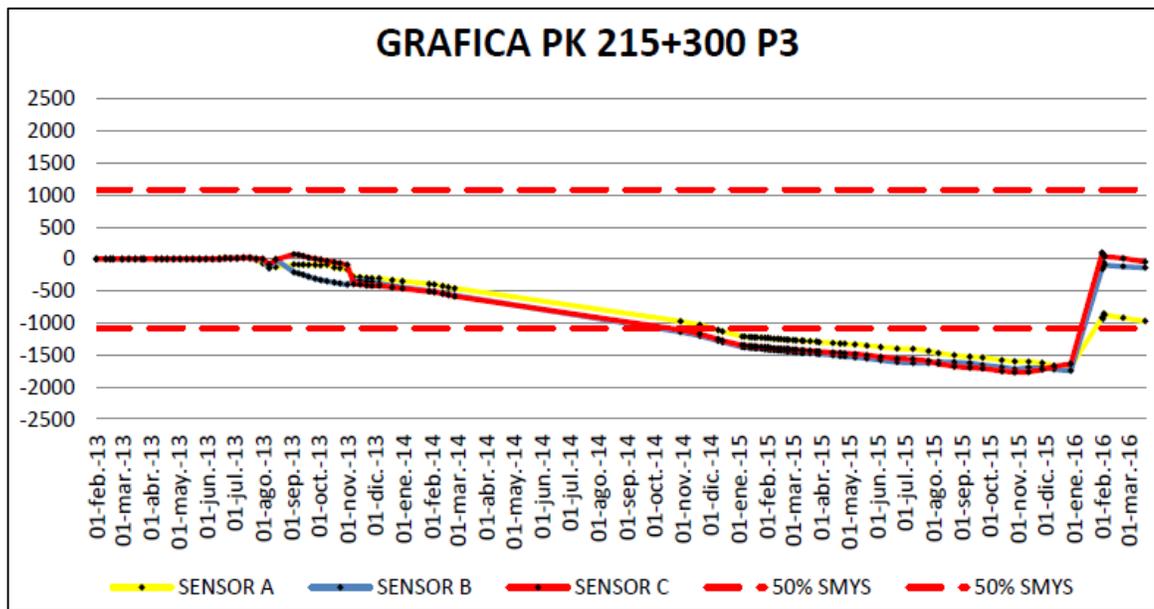


Figura No. 8. Datos de deformaciones en la sección 3 del PK 215+300 a lo largo del tiempo de lectura.



Los gráficos anteriormente presentados están soportados en 103 lecturas tomadas en 1138 días, desde el 01 de febrero del 2013 hasta el 19 de marzo de 2016, teniendo en cuenta que si la lectura no generaba valor de longitud de onda, se reportaba en blanco, lo cual genera una discontinuidad en la gráfica, pero no distorsiona el comportamiento de esfuerzos que se presenta en el sector.

Debido a los resultados obtenidos, es evidente como se presentaron esfuerzos, los cuales fueron aumentando gradualmente a lo largo del tiempo, sobrepasando los límites establecidos que se tenían del 50% SMYS, lo cual generó que se tomaran acciones para poder aliviar las tensiones en este punto, siendo necesaria la excavación de este tramo y dejando la tubería sin material a su alrededor, logrando la disminución de esfuerzos que actúan sobre el tubo, lo cual es claramente visible en la gráfica. Actualmente la tubería se encuentra enterrada en la parte donde se encuentra el sensor y destapada en sus inmediaciones (Ver figura No.9), ya que a pesar de liberarse los esfuerzos con la excavación, se solicitó realizar el tapado de un tramo para evitar riesgos de accidentes que involucraran a la comunidad del sector.

Las lecturas sensores en esta zona registran que la tubería se encuentra a compresión y la tendencia de las lecturas registradas por los sensores es que dicho esfuerzo de compresión han venido aumentando. De acuerdo a las visitas y análisis geotécnicos realizados, se ha evidenciado que se están presentando movimiento del terreno, los cuales se pueden haber incrementado en los últimos años debido a la explotación minera en la zona, lo cual puede generar que la tubería este sometida

a esfuerzos que causen deformación de la misma y posiblemente generar otro evento de pérdida de contención.

Figura No. 9. Toma de datos y estado actual en el Pk 215+300.



Este punto es el más crítico, ya que a pesar de lograr la liberación de esfuerzos a los cuales estaba sometido al momento de tener la configuración enterrada, presenta una condiciones distintas a las de diseño, tales como recubrimiento para tubería enterrada, inundación de la zanja y en general condiciones de seguridad no aptas para la zona donde se encuentra.

2.1.1.2. Resultados de sensor FBG del Pk 216+000: Este sensor posee una configuración de distinta (Ver Tabla No.9), teniendo en cuenta que no todos los sensores FBG instalados son iguales, este sensor posee un mayor número de secciones instaladas, lo que permite tener mayor información acerca del comportamiento en el sector.

Así mismo, en la Figura No.10, se puede observar el estado actual del derecho de vía - DDV -, donde las condiciones del sector son de un ducto completamente enterrado, realizando una reconfiguración del terreno luego de ser excavado la línea de transporte.

Tabla No. 9. Datos del sensor FBG del PK 216+000.

RESUMEN PK 216+000			
No de secciones instaladas:	5	Numero de lecturas tomadas	101
Fecha inicial lectura	28/01/2013	Periodo monitoreado	1143
Fecha última lectura	19/03/2016	Coordenada Norte	5° 23'04.80"
Frecuencia promedio	Cada 15 días	Coordenada oeste	-73° 40'08.90"

Figura No. 10. Toma de datos y estado actual en el Pk 216+000.



Las condiciones donde está instalado el sensor FBG del PK 216+000 se muestran en la figura No.11., con los respectivos esquemas de las fuerzas a las cuales está sometida la tubería.

Figura No. 11. Diagrama de características de sensor del PK 216+000.

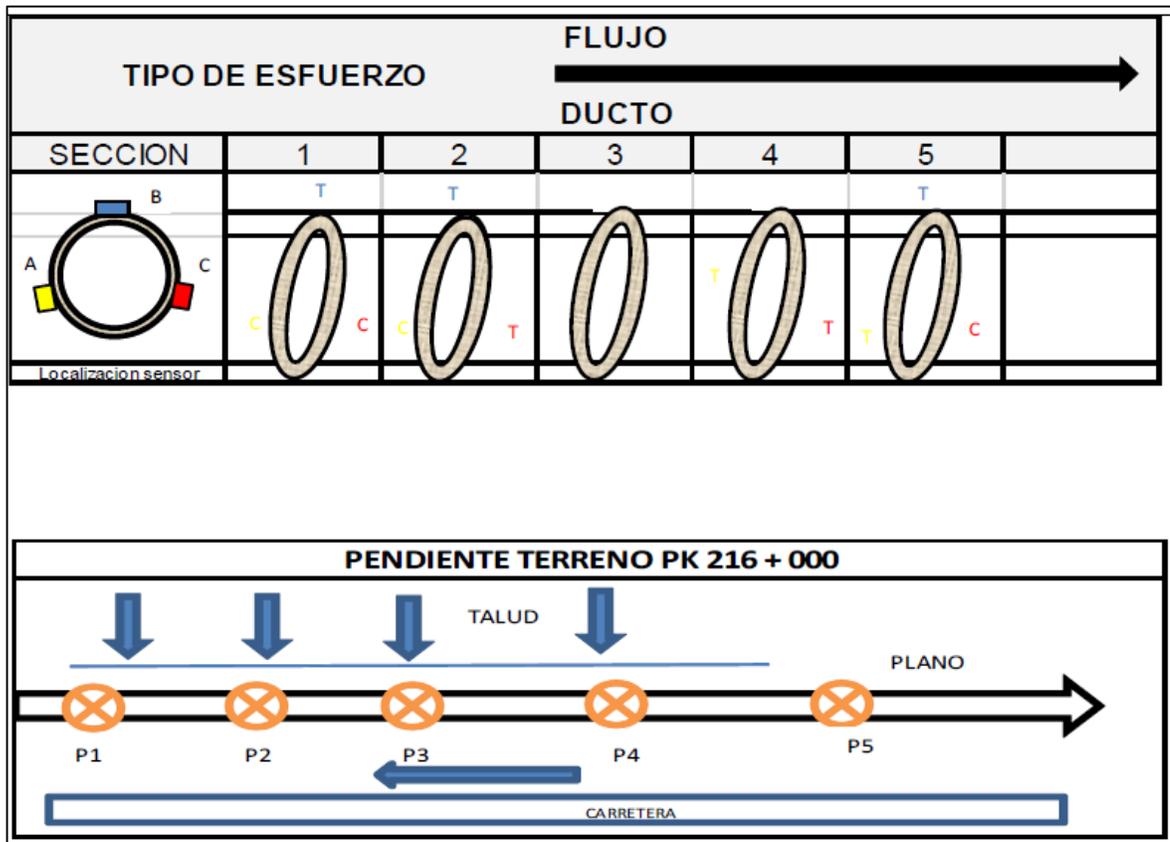


Tabla No. 10. Datos en porcentaje de las últimas variaciones SMYS del sensor FBG del PK 216+000.

PORCENTAJE CON RESPECTO AL UMBRAL DE SEGURIDAD SMYS					
SECCIÓN	1(%)	2(%)	3(%)	4(%)	5(%)
Sensor A	13,134	-1,276	0,000	0,000	17,187
Sensor B	5,731	0,000	0,000	0,000	9,086
Sensor C	-2,108	17,357	0,000	0,000	5,366

Figura No. 12. Datos de deformaciones en la sección 1 del PK 216+000 a lo largo del tiempo de lectura.

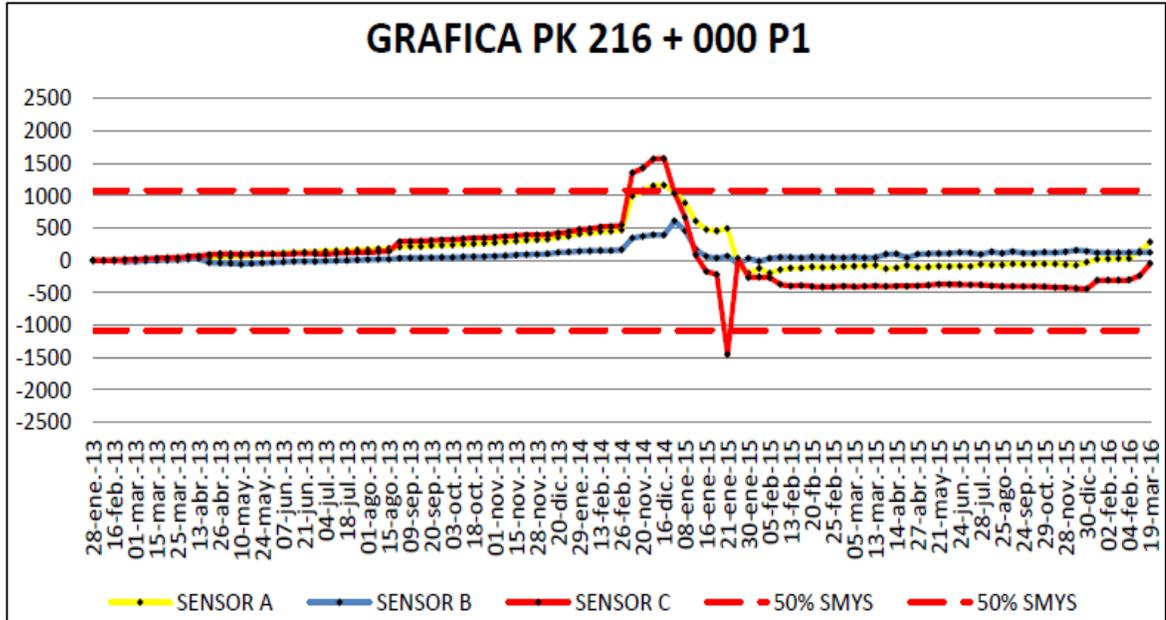


Figura No. 13. Datos de deformaciones en la sección 2 del PK 216+000 a lo largo del tiempo de lectura.

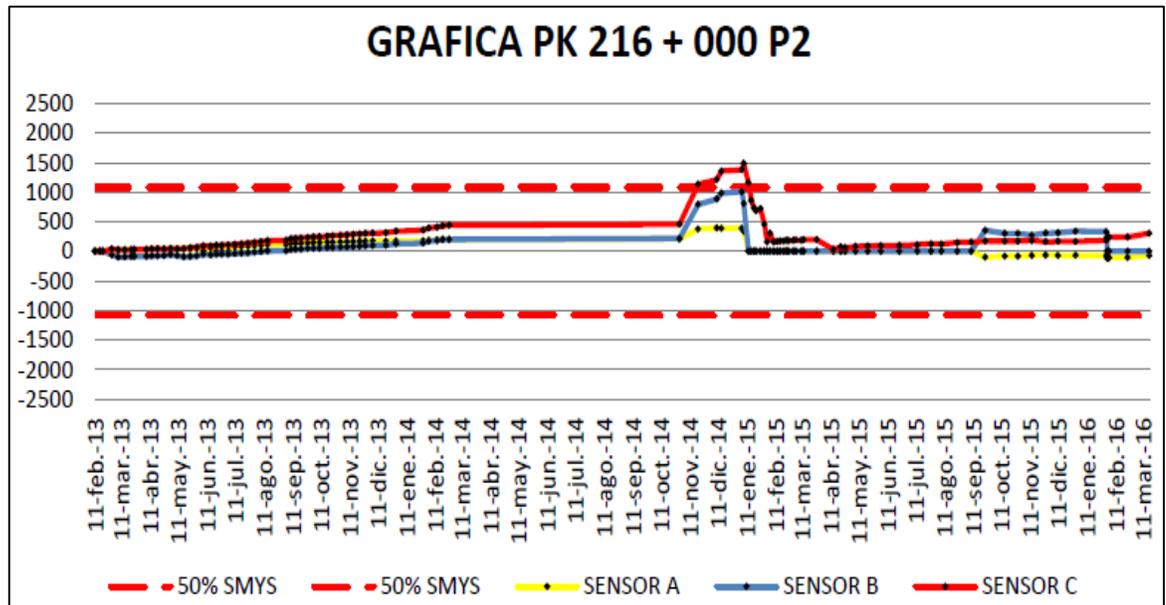


Figura No. 14. Datos de deformaciones en la sección 3 del PK 216+000 a lo largo del tiempo de lectura.

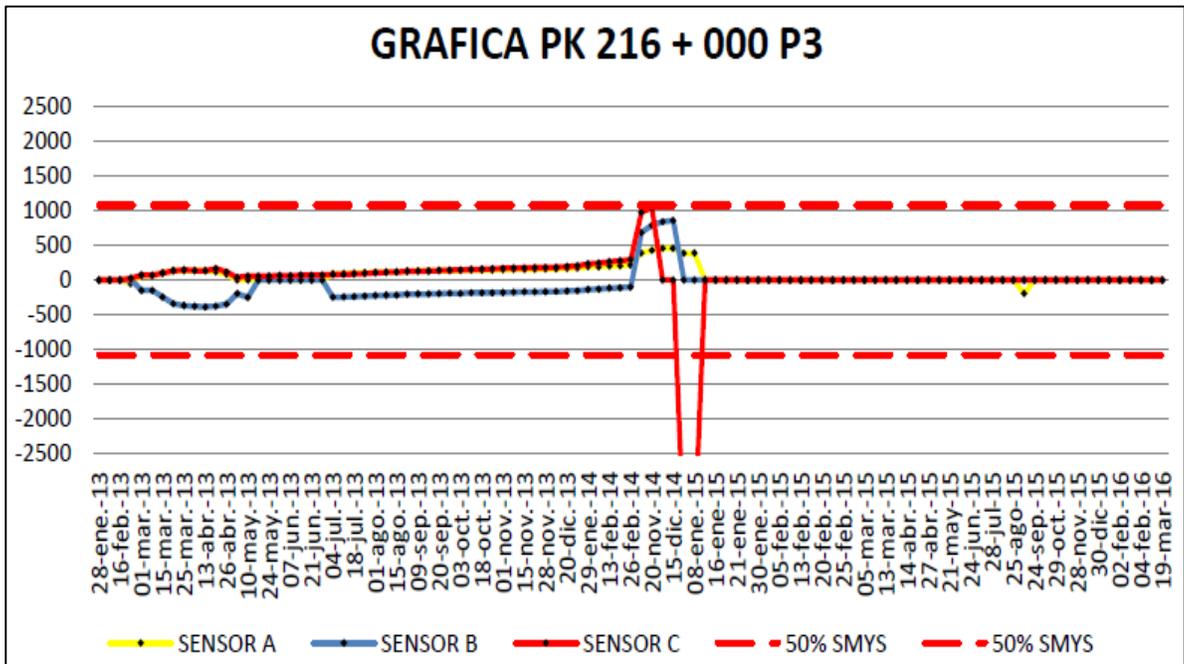


Figura No. 15. Datos de deformaciones en la sección 4 del PK 216+000 a lo largo del tiempo de lectura.

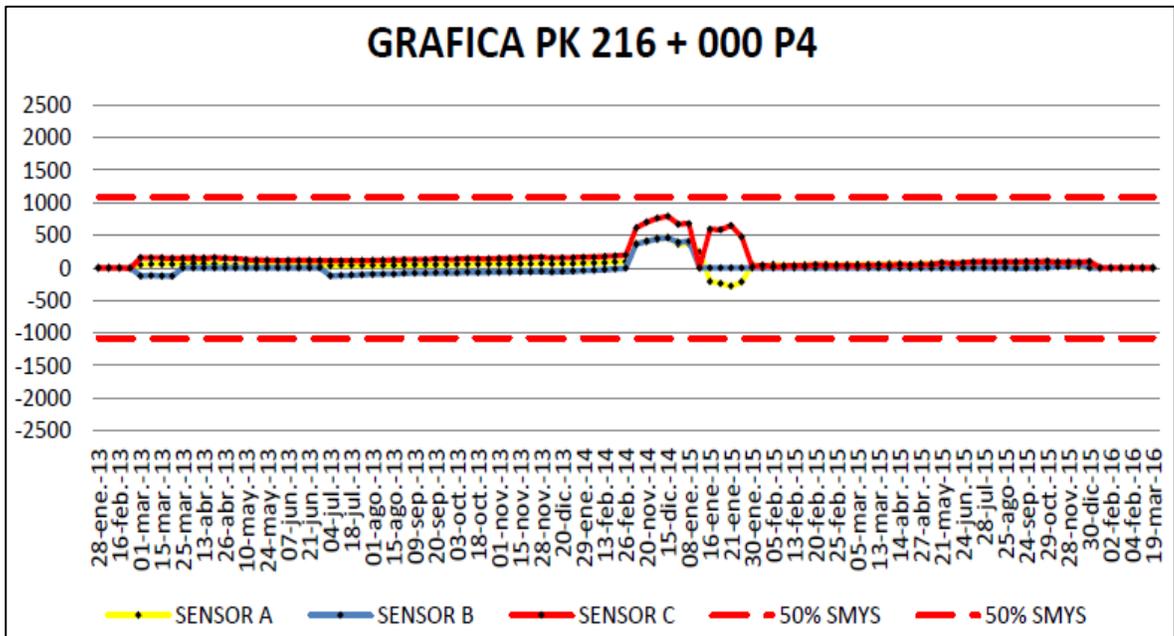
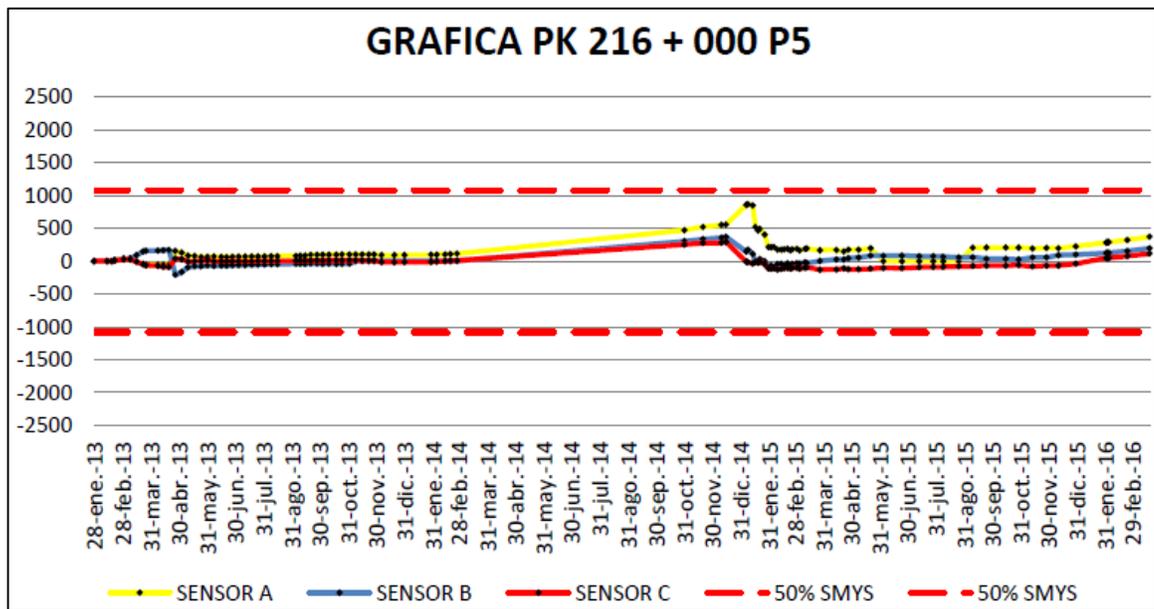


Figura No. 16. Datos de deformaciones en la sección 5 del PK 216+000 a lo largo del tiempo de lectura.



Las figuras 12 a 16, anteriormente mostradas están soportadas en 101 lecturas tomadas en 1141 días, desde el 28 de enero del 2013 hasta el 19 de marzo de 2016, teniendo en cuenta que los sensores A, B y C de P3 no funcionan, presentando al parecer un daño. Así mismo, en P4 la comunidad daño la fibra óptica, por lo tanto no se pueden tomar lecturas (Ver Tabla No.10).

Como punto relevante se deben analizar los resultados de los sensores y su comportamiento a través del tiempo, observando que al momento de realizar las excavaciones a principios del año 2015 se logró aliviar los esfuerzos sobre el tubo, sin embargo al realizar el nuevamente el tapado como está actualmente (Ver figura No.10), se inició un nuevo fenómeno de tensión sobre la tubería. Factor muy importante para la toma de decisiones sobre la configuración que debe tener la línea de transporte en este tramo, ya que se presenta la liberación de esfuerzos pero nuevamente se presenta tensionamiento al momento de tapar, presentándose mayores esfuerzos a medida del tiempo.

Sumado al fenómeno descrito anteriormente, también se puede analizar que en los sensores P1, P2 y P3, se presentaron esfuerzos que superaron el 50% del SMYS, los cuales a pesar de ser liberados, poseen esfuerzos residuales donde las características de la tubería pueden haber cambiado.

2.1.1.3. Resultados del sensor fbg del pk 216+379: Este sensor se encuentra en la parte más alta de la montaña sobre la que se encuentra la línea de transporte, este sector no ha tenido intervenciones de tipo mecánico en los últimos años, se han realizado pequeñas obras de geotecnia tales como cortacorrientes para el mantenimiento del DDV, pero las características del ducto instalado y su configuración se ha mantenido, conservando su infraestructura inicial con cambios no relevantes a su estado actual (Ver Figura 17). La ubicación, fechas y periodos monitoreados, así como otras características de este sensor están dadas en la Tabla No.11 y los últimos datos obtenidos en el sensor en la Tabla No.12.

Figura No. 17. Toma de datos y estado actual en el Pk 216+379.



Tabla No. 11. Datos del sensor FBG del PK 216+379.

RESUMEN PK 216+379			
No de secciones instaladas:	3	Numero de lecturas tomadas	84
Fecha inicial lectura	28/01/2013	Periodo monitoreado	1143
Fecha última lectura	19/03/2016	Coordenada Norte	5° 22'56.300"
Frecuencia promedio	Cada 15 Días	Coordenada oeste	-73° 39'57.700"

En la Figura No.18, se observan las secciones de los sensores y los esfuerzos a los que se encuentra sometidos, así como la pendiente del terreno de la zona.

Figura No. 18. Diagrama de características de sensor del PK 216+379.

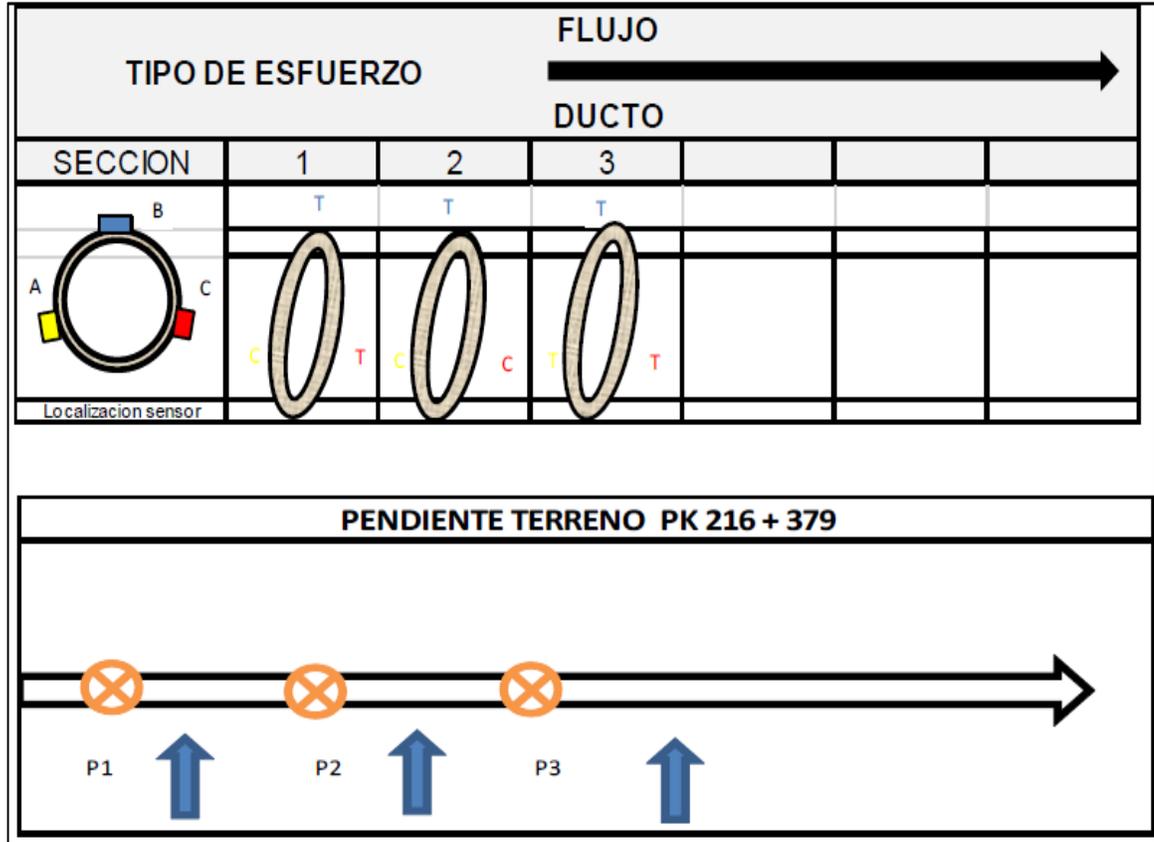


Tabla No. 12. Datos en porcentaje de las últimas variaciones SMYS del sensor FBG del PK 216+379.

PORCENTAJE CON RESPECTO AL UMBRAL DE SEGURIDAD (SMYS)			
SECCIÓN	1(%)	2(%)	3(%)
Sensor A	-55,784	-11,108	3,006
Sensor B	18,548	18,071	4,465
Sensor C	16,286	-21,667	16,175

Figura No. 19. Datos de deformaciones en la sección 1 del PK 216+379 a lo largo del tiempo de lectura.

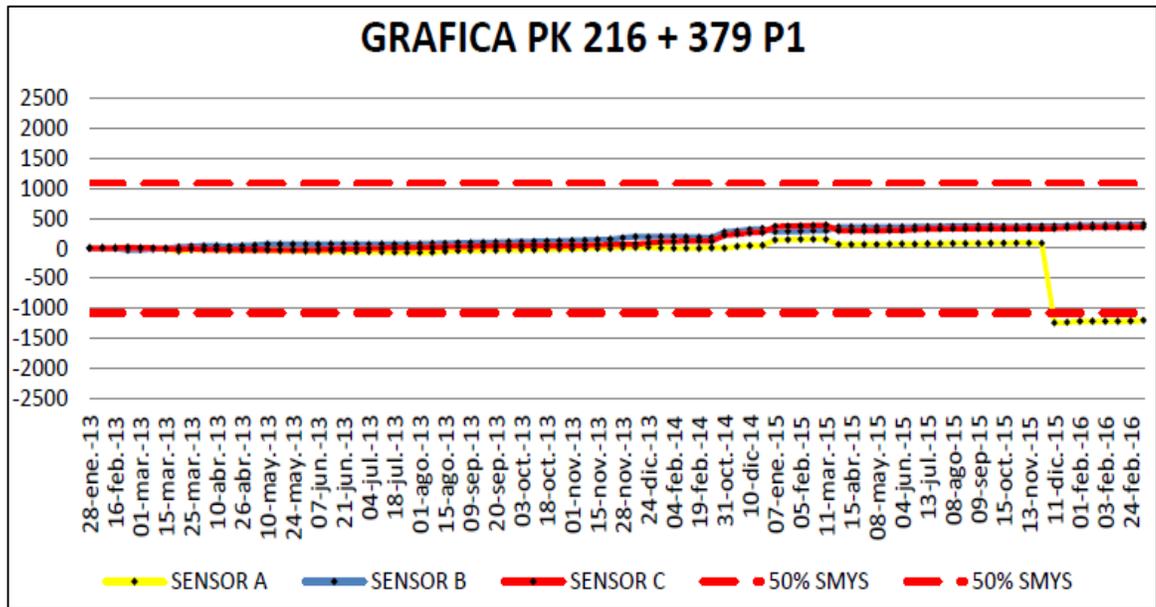


Figura No. 20. Datos de deformaciones en la sección 2 del PK 216+379 a lo largo del tiempo de lectura.

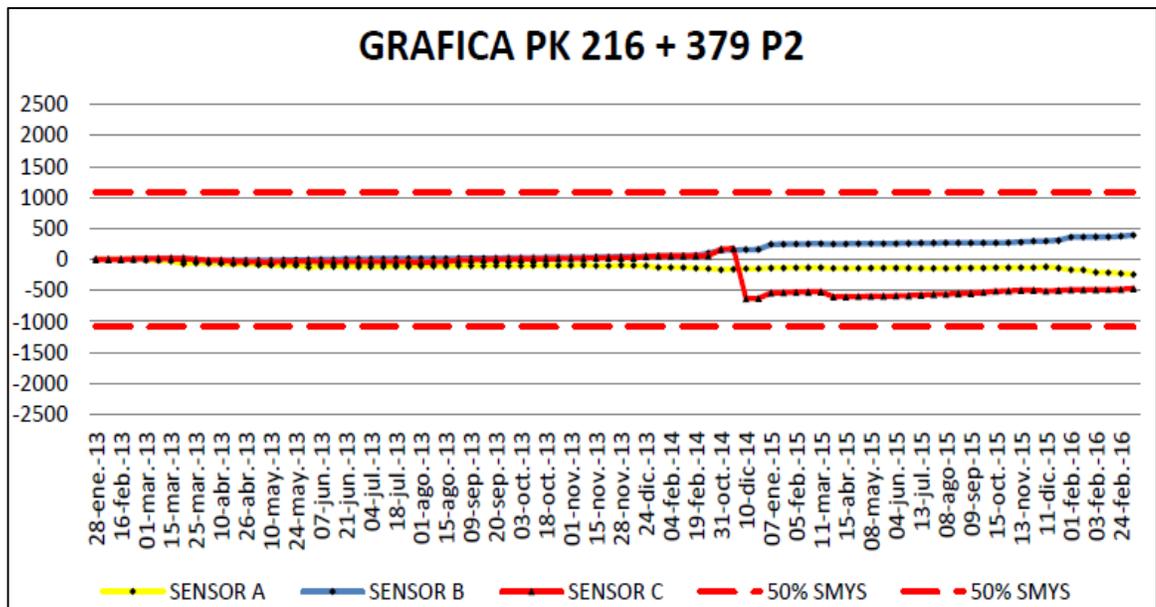
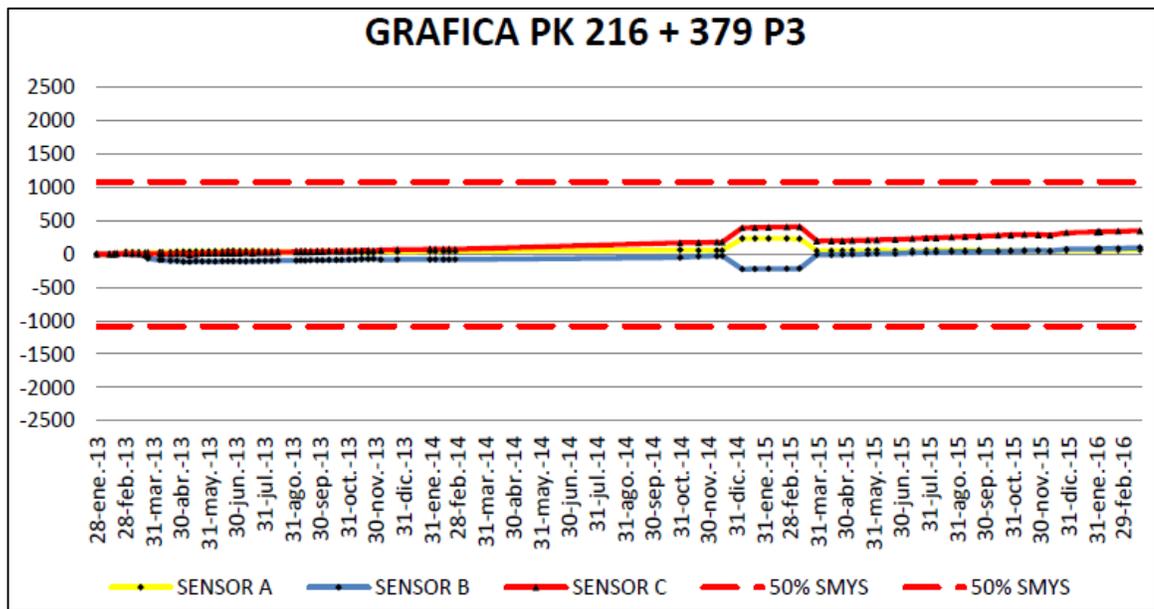


Figura No. 21. Datos de deformaciones en la sección 3 del PK 216+379 a lo largo del tiempo de lectura.



Las figuras 19 a 21, están soportadas en 84 lecturas tomadas en 1141 días, desde el 28 de enero del 2013 hasta el 19 de marzo de 2016, estos sensores FBG al igual que la fibra óptica y el conjunto en general se encuentran en buenas condiciones, encontrándose actualmente un reservorio de agua al lado derecho del Derecho de Vía.

Las lecturas registradas por los sensores FBG permiten concluir que la mayoría de las lecturas no superan el 50 % de los límites permitidos, presentándose un aumento considerable de la compresión sensor A 56% del anillo P1 (Ver Tabla No.12). Se debe continuar el monitoreo, haciendo seguimiento al dato de compresión señalado.

2.2. CARACTERISTICAS GEOTECNICAS DEL SECTOR

Con el fin de conocer los procesos geomorfológicos presentes en inmediaciones del tramo PK 215+000 al 216+300 del Poliducto de Oriente y hacer una caracterización geomorfológica y geotécnica del sector inspeccionado, se realizaron visitas con especialistas para emitir conceptos y datos que permitieran conocer las recomendaciones que permitieran continuar con la ejecución de medidas para efectuar el alivio de tensiones que se presenta en la zona.

El derecho de vía en este sector transcurre por el flanco occidental del sinclinal de Guachetá entre algunos depósitos coluviales, ubicados sobre la formación guaduas en inmediaciones del PK 215+000 y arcillas en las cuales se encuentran mantos de

carbón extraíbles, con intercalaciones areniscas desde el PK 215+000 hasta el PK 216+300.

2.2.1. Geología – Geomorfología: El tramo analizado, a pesar de tratarse únicamente de 1,5 km, posee diferentes características que impactaran la construcción de una nueva infraestructura, debido a que se encuentra en la parte alta de la zona montañosa y a presencia de factores externos como la extracción de carbón que ejecutan compañías en la zona, que, a pesar de no estar sobre el DDV, si influyen debido a los socavones y cambio en la composición del terreno.

En el PK 215+000 hacia el lado Santa Rosa, se encuentran areniscas de grano fino, levemente cementadas con sílice, de textura granular, de estratificación levemente ondulada, dispuesta en capas de 0.80m en promedio, las cuales actúan como un macizo rocoso. Hacia el lado Tocancipá, se presenta un suelo residual, compuesto por restos de arcillas de textura granular color ocre, gris moteado con rojo que se extiende hasta el PK 215+550. De acuerdo a las observaciones geológicas de campo se estima su profundidad en 3 a 4 metros, teniendo en cuenta la presencia de las explotaciones de carbón, se infiere que el deposito coluvial supra yace en forma discordante arcillas de la Formación Guaduas. En esta zona hacia el lado izquierdo del derecho de vía se encuentra la entrada a una mina de carbón y tambores de ventilación.

A partir del PK 215+550 hacia el lado Tocancipá hasta el PK 215+650 (inicio de tramo descubierto), se encuentra un segmento de areniscas arcillosas de estratificación laminada, con intercalaciones de arcillas color gris claro y color amarillo claro de estratificación laminada sin presencia de trazas de mantos de carbón.

A partir del PK 215+650 (inicio del tramo descubierto) hacia el lado Tocancipá hasta el PK 216+050, se encuentran arcillas de color amarillo, gris claro, de estratificación laminar, levente onduladas con intercalaciones de algunas areniscas mal cementadas y presencia de mantos de carbón. En esta zona hacia el lado derecho del derecho de vía se encuentran socavones de explotaciones de carbón.

Entre el PK216+050 al 216+200 se encuentra un afloramiento de areniscas de color amarillo claro con estratificación ondulada, mal cementas.

A partir del PK 216+200 hasta el PK 216+450, se diferencia una morfología ondulada hacia abajo, conformada por arcillas. La diferencia entre los datos de rumbo y buzamiento del lado sur norte de este segmento, y la geo forma permiten inferir una falla geológica de tipo inverso. Hacia el lado sur a 300 metros se encuentra explotaciones de carbón⁴.

El principal factor externo que se debe analizar como ya se ha expuesto es la extracción de carbón, ya que con este proceso se presentan abatimientos del nivel freático, lo cual modifica la condición de los suelos en la superficie, desconfinando los mantos de rocas en los sitios cercanos a la explotación de carbón, lo cual produce que al presentarse este desconfinamiento de la roca existente, se produzca un movimiento de terreno unido con las arcillas y areniscas presentes en la zona. Esto puede evidenciarse en la separación en los contactos entre los diferentes estratos rocosos y la generación de fallas en cuña, así como grietas (Ver Figura 22).

Figura No. 22. Presencia de grietas en el DDV.



Este sector se encuentra muy impactado por la explotación minera, encontrándose en el sector del PK 216+300 a mayores, hundimientos en toda la superficie, un poste inclinado y una casa con grietas que forma una falla en forma de cuña de morfología similar a la encontrada en la zanja del tramo descubierto. Teniendo en cuenta lo

⁴ ECOPETROL S.A. DEPARTAMENTO DE DUCTOS Y OFFSHORE – VIT. Gestión de la amenaza de clima y fuerzas externas, Poliducto de Oriente K215+300. Bogotá. 2015. 10p.

anterior, evidencia que existe un desplazamiento en bloque que afecta toda la zona, mostrando hundimientos en la masa de suelo que se encuentran entre los mantos rocosos.

En cuanto a la influencia sobre la línea de transporte de hidrocarburos y la tubería en sí, los movimientos de la parte alta (suelo - roca) empujan el ducto hacia abajo, induciéndole a la tubería esfuerzos de compresión en las inmediaciones del PK 215+250. Esto produce levantamientos de la tubería en el PK 215+350 (sitio de apique), evidenciados en desarrollo de grietas paralelas al ducto. También se identificaron hundimientos sobre el ducto como lo indican los gaviones ubicados en el PK 215+300 los cuales fueron construidos en el año 2014 y ya evidencian un hundimiento en el centro de su estructura. Por el desplazamiento de la tubería hacia abajo, es de esperar que en la parte alta de la ladera, es decir hacia el PK 217+000, la tubería este sometida a esfuerzos de tracción.

2.2.2. Tipos de suelos en el sector: Se debe tener en cuenta que existen dos tipos de terrenos en los cuales está instalada la tubería para el transporte de hidrocarburos:

Un sector en cercanías del PK 215+500, donde afloran arcillas con escasas arenas, por lo cual se asumen las siguientes propiedades mecánicas, las cuales se tornan conservadoras debido a que no se cuenta con resultados de laboratorio para estos suelos:

- Densidad: 1900 kg/m^3 ($0,06864 \text{ lb/in}^3$)
- Ángulo de fricción: $20 - 25^\circ$
- Cortante $3 - 30 \text{ N/mm}^2$

Para el sector del PK 216+050 y sus cercanías, afloran areniscas mal cementadas, por lo cual se asumen las siguientes propiedades mecánicas, las cuales también se tienen datos con factor de seguridad debido a no contarse con resultados de laboratorio propiamente ejecutados.

- Densidad: 1600 kg/m^3 ($0,0578 \text{ lb/in}^3$)
- Ángulo de fricción: $25 - 35^\circ$
- Cortante: $8-40 \text{ N/mm}^2$

La representación gráfica total de la caracterización de la geología se encuentra en el Anexo A.2. Mapa Modelo Geológico, donde se aprecia claramente las distintas composiciones y sus distribuciones a lo largo del tramo estudiado.

2.3. CONCLUSIONES DEL ANALISIS DE LA TUBERIA EXISTENTE

De acuerdo a las mediciones realizadas y analizando el comportamiento geotécnico de la zona donde se encuentra la tubería, se evidencia la presencia de movimientos del terreno, los cuales han ido aumentando durante los últimos años debido a la explotación minera por la construcción de socavones, excavaciones varias y las grietas propias de esta actividad. Debido a esto y teniendo en cuenta que el sistema de transporte está actualmente con una configuración enterrada, ocasiona que los esfuerzos producidos por el movimiento del terreno sean transmitidos y causen deformaciones al ducto, lo cual en un tiempo cercano pueden llegar a promover otra pérdida de contención como la ya ocurrida en años anteriores.

Adicionalmente, los estudios de geotecnia han identificado tres zonas con mayor tendencia a los asentamientos, los cuales están ubicados entre los puntos PK 215+000 a 215+550, 215+650 a 216+050 y 216+200 a 216+450, zonas donde se reportan arcillas con mantos de carbón y socavones asociados a estos mantos.

Como alternativa a la solución del problema geotécnico que está afectando la tubería se ha propuesto dejar como tubería aérea el tramo comprendido entre los puntos ILI 41+102 y 42+087, con el fin de evitar que los movimientos del terreno sean transmitidos directamente a la tubería, minimizando los esfuerzos sobre la misma debido a este fenómeno.

Con el fin de realizar seguimiento de los movimientos del ducto y conocer la integridad de la tubería en tiempo real y de una manera más sencilla, teniendo en cuenta que actualmente en el Plan Anual de Integridad (PAI) de Ecopetrol S.A. para este sector realiza recorridos de inspección del derecho de vía (DDV) a lo largo del año, compuesto cuatro inspecciones periódicas y dos inspecciones semestrales, se tiene como la mejor alternativo la configuración aérea de este tramo crítico, ya que permite realizar las inspecciones directamente sobre la tubería del sistema y verificar su estado con mucha mayor facilidad.

De acuerdo al análisis y a las características de la tubería en cuanto a esfuerzos y espesores existentes, no es posible asegurar la integridad de la tubería de acuerdo

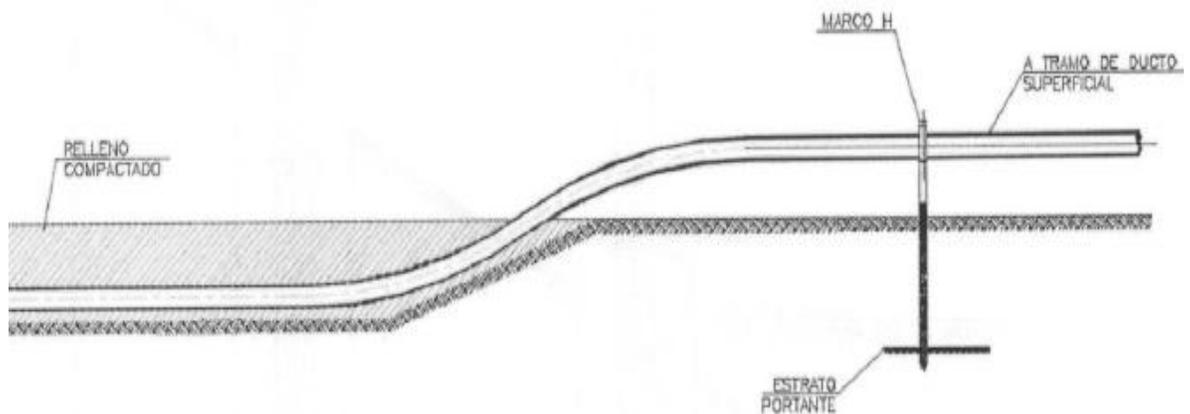
al uso que se ha dado y las condiciones a las cuales ha estado expuesta, con lo cual los esfuerzos residuales que puede haber afectado las propiedades mecánicas del ducto y a la alteración en las características del poliducto como resultado de los desplazamientos previos del terreno que han influido en los movimientos no garantizan el correcto funcionamiento de la tubería existente para poder realizar un uso de la misma y relocalizarla para el apoyo sobre soportes, para lo cual será necesario realizar una reposición del ducto con tubería nueva, para lo cual será necesario realizar un nuevo alineamiento (trazado) del sistema, con el fin de permitir la construcción sin limitar el bombeo y la operación del Poliducto.

3. REVISION TECNICA TRAMO AEREO LINEA SUTAMARCHAN – TOCANCIPA

Se realizó la evaluación técnica para conocer la viabilidad de modificar el carácter enterrado de un tramo de la línea de 16" entre los municipios de Sutamarchán (Boyacá) y Tocancipá (Cundinamarca) como respuesta a las fallas de contención presentadas por la inestabilidad geotécnica de la zona. Se inició con el diseño de los componentes para posteriormente ser validados con respecto a las condiciones dadas en el lugar de construcción.

Esta evaluación pretende confirmar que es posible el cambio de configuración de la tubería de enterrada a aérea como la mostrada en la Figura 23, conociendo si los esfuerzos del tramo aéreo en el caso de construirse este poliducto de esta manera, se encuentren dentro de los límites de código de diseño de tuberías (ASME B.31.4. Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries), tomando como referencias de diseño las normas, procedimientos y estándares establecidos, para finalmente realizar una estimación teórica de los efectos sobre el ducto ante un evento geotécnico posterior, tomando las normas establecidas para estos eventos dadas por el Código Colombiano de Construcción Sismo resistente (NSR-10).

Figura No. 23. Condición de restricción total (enterrada) a condición sin restricción (aérea).



Fuente: Ecopetrol S.A.

3.1. SISTEMA DE SOPORTERIA

Tomando como base la decisión de construir la línea de transporte con una configuración aérea y conociendo que es necesario utilizar tubería nueva debido a los esfuerzos a los cuales ya está sometida la tubería en funcionamiento, es necesario definir los apoyos con los que se ejecutará el nuevo sistema.

Así mismo, los tramos más propensos a sufrir de asentamientos de acuerdo a los datos obtenidos se encuentran en:

- K215+000 a 215+550, en este tramo se presentaría la bayoneta para cambio de configuración del sistema de tubería, quedando la interfase Aéreo-enterrada.
- K 215+650 a K 216+050, tramo que quedaría en su totalidad aéreo.
- K 216+200 a K 216+450, tramo donde finalizaría el tramo aéreo y quedaría la interfase Aéreo-enterrada.

La estructura más utilizada en la industria para la construcción superficial de ductos para el transporte de hidrocarburos son los soportes tipos marco “H”, llamados así por su forma. Estos proveen el soporte necesario para garantizar la integridad de la tubería, sin embargo, se deben tener en cuenta sobre qué tipo de suelo se va a realizar la instalación y el tipo de cimentación de esta estructura, ya que estos son los encargados de transmitir los esfuerzos al terreno donde se construirá la línea.

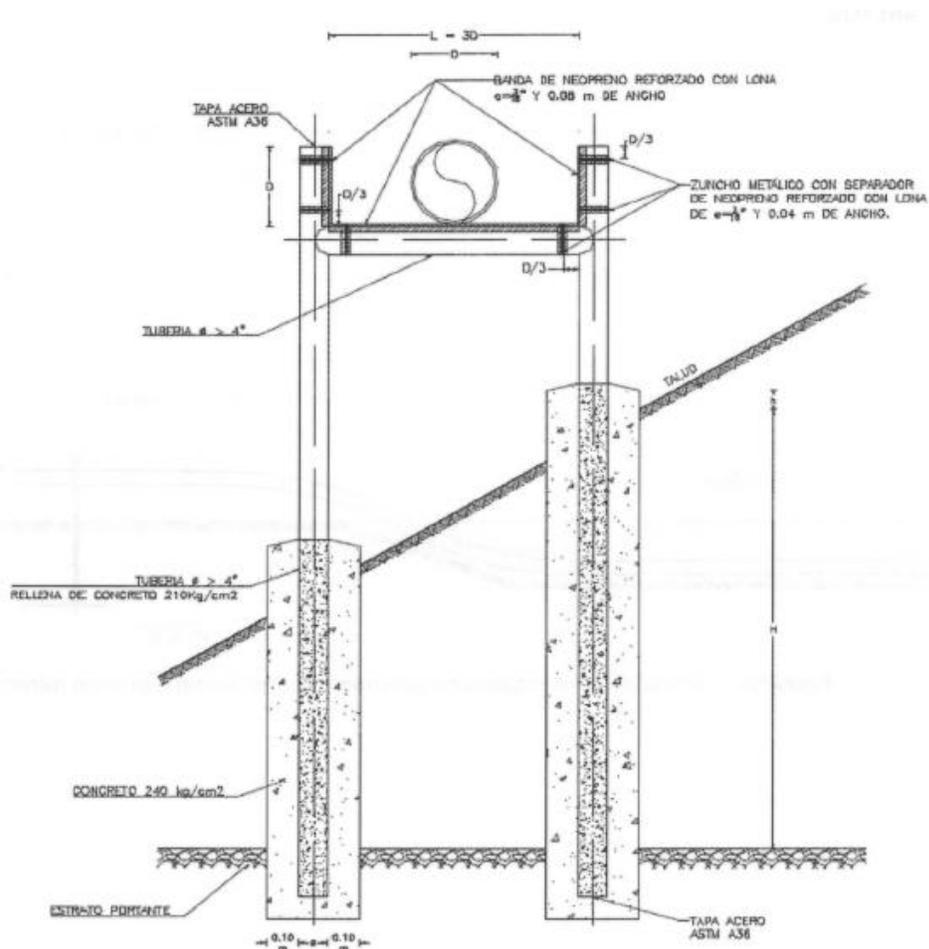
3.1.1. Estructuras de soporte a utilizar: Con el objeto de establecer los tipos de estructura de soporte tipo marco H para la construcción superficial de ductos para el sistema de transporte a reponer, se realizó de acuerdo a la especificación técnica – Estructuras para la instalación superficial de ductos de Ecopetrol S.A.⁵, el cual describe los tipos de estructuras cuando el ducto para transporte no pueda ser enterrado y se haga necesario instalarlo superficialmente, tal como es nuestro caso.

⁵ VICEPRESIDENCIA DE TRANSPORTE Y LOGÍSTICA, GERENCIA DE ACTIVOS Código VIT-GTA-P-CIV-ET-044. Especificación técnica estructuras para la instalación superficial de ductos. Versión 1., Bogotá, Ecopetrol S.A., 2015. 10p.

Teniendo en cuenta los dos tipos de suelo y las posibilidades de asentamientos que se analizaron anteriormente, es necesario tener en cuenta dos tipos de cimentaciones para los soportes tipo marco H.

Para la zona más inestable o con menor capacidad portante es necesario realizar la cimentación de los soportes con protección de concreto, como los mostrados en la figura No.24, lo cual garantiza una mayor estabilidad, ya que esta estructura funciona como fundación que aumenta la capacidad de carga de la estructura, sumado a que en tiempos de invierno donde existe el contacto permanente con el agua protege la estructura contra la corrosión.

Figura No.24. Esquema de marco H con protección de concreto.

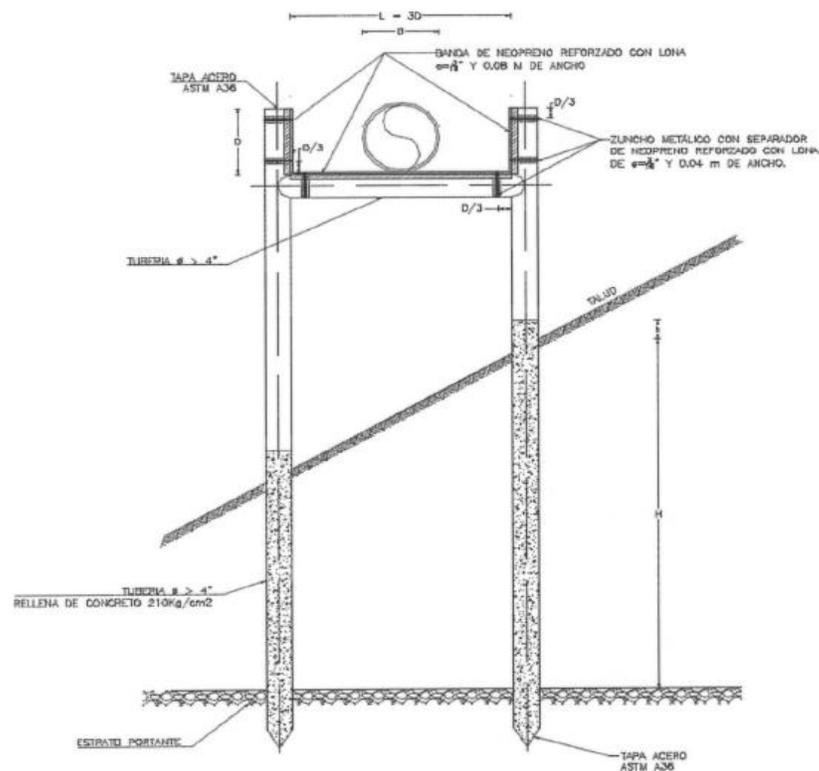


Fuente: Ecopetrol S.A.

En la construcción de estas estructuras se debe garantizar un recubrimiento en concreto de mínimo de 10 cm a lo largo de toda la tubería enterrada, incluyendo en la parte inferior, donde debe ir una tapa en lámina soldada a la tubería, garantizando una superficie plana que evite el ingreso del concreto y tenga una mayor área para soportar las cargas transmitidas en la tubería; así mismo, se debe cumplir este recubrimiento hasta 20 cm por encima del nivel del terreno, lo cual lo protegerá del efecto del agua, en este sector no es necesario realizar un mayor recubrimiento debido a que por su topografía montañosa no presenta inundaciones.

Para el tramo con menores problemas geológicos o con suelos con mayor capacidad portante, se define la utilización de soportes tipo marco H hincados, como los mostrados en la figura No.25. Para la construcción de esta estructura es necesario realizar el hincado de los soportes verticales hasta una profundidad que garantice la resistencia o capacidad de carga de la tubería a soportar para posteriormente soldar el tramo horizontal de acuerdo a la altura establecida.

Figura No.25. Esquema de marco “H” hincado.



Fuente: Ecopetrol S.A.

Para ambos casos debe tenerse en cuenta que se deben instalar aislantes que eviten el contacto directo de este contra el ducto de transporte de hidrocarburos; así mismo se debe realizar el recubrimiento de acuerdo al estándar de Ecopetrol S.A., protegiendo así la tubería contra la corrosión causada por la acción externa de agentes agresivos presentes en el suelo o en el agua.

Estos soportes deben diseñarse para sostener la tubería, sin causar excesivos esfuerzos locales y sin imponer grandes fuerzas de fricción axiales o laterales que puedan impedir el libre desplazamiento del tubo, teniendo en cuenta que se desea liberar los esfuerzos a los que está sometido por los movimientos del terreno y permitir que se liberen las tensiones que actualmente posee este ducto.

3.2. MATERIALES A UTILIZAR EN LA CONSTRUCCIÓN

Con el fin de continuar con las definiciones y tener en cuenta los pesos, medidas y distintas características necesarias para la construcción del ducto de transporte de hidrocarburos y las estructuras de soporte de este, se definieron las características mínimas que deben tener los materiales, teniendo en cuenta que estos deben ser diferentes a la tubería que actualmente transporta el hidrocarburo, debido a los esfuerzos residuales que posee este ducto.

A pesar de requerirse tubería nueva, Ecopetrol S.A. no aprueba ni permite la compra de materiales para ejecutar proyectos de este tipo, debido a los planes de austeridad y aprovechamiento de materiales que se tienen en las bodegas a nivel nacional. De acuerdo a lo anterior, fue necesario iniciar la búsqueda principalmente de tuberías para el ducto y los soportes al interior de las bodegas e inventarios sobrantes.

Realizando la búsqueda de materiales, esta tubería se encuentra en la Estación Galán (Barrancabermeja, Santander), la cual cumple con las características necesarias para la construcción del ducto (Ver Tabla No.13), sin embargo, se debe tener especial atención en el tipo de recubrimiento tipo tricapa – polietileno de la mayoría de tubería disponible, ya que es necesario realizar un tipo adicional de recubrimiento con el fin de garantizar la integridad de la línea por estar en configuración aérea y en contacto con rayos ultravioleta, situación a la cual no es resistente este tipo de recubrimiento.

Tabla No. 13. Tubería para construcción del ducto disponible en las bodegas de Ecopetrol S.A.

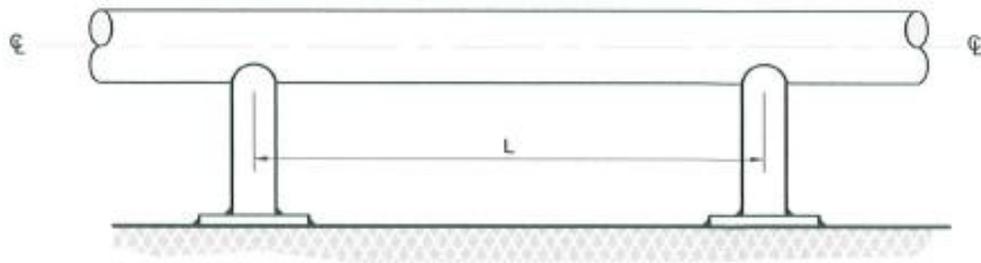
Parámetro	Tubería No.1	Tubería No.2
Código de diseño de tubería	ASME B.31.4	ASME B.31.4
Espesor de la tubería	8,89 mm (0,350")	8,89 mm (0,350")
Material de la tubería	API 5L Gr x65	API 5L Gr x65
Tipo de recubrimiento	Desnuda	Tricapa - Polietileno
Longitud disponible	192 m	1200 m

Para el tema de la soportaría, a pesar de que el diámetro óptimo para la construcción de estas estructuras es de 4", no existe esta tubería disponible en bodegas cercanas y pertenecientes al negocio de Ecopetrol donde se ejecutará la obra; se define entonces como material para los marcos H tubería de diámetro 6", la cual se tienen existencias en las bodegas de la Estación Mansilla (Facatativá, Cundinamarca), cumpliendo con los requerimientos mínimos y en cercanías al sitio de ejecución de las obras.

3.3. DISTANCIAS DE ESTRUCTURAS DE SOPORTE

Conociendo los materiales a utilizar en cuanto a tuberías, se debe iniciar al posicionamiento de las estructuras de soporte, teniendo en cuenta que los espaciamientos entre soportes deben cumplir con los estándares de Ecopetrol S.A., según lo mostrado en la Figura No.26.

Figura No. 26. Distancia máxima entre marcos H para soportes de tubería.



Fuente: Ecopetrol S.A.

De acuerdo a el Código CNE ECP-VIN-P-MET-TI-0020 donde se especifican las distancia máximas entre soportes para tuberías de 2” a 30” según ASME B31.4 y teniendo en cuenta que Ecopetrol S.A. posee tubería de 16” espesor estándar en la Estación Galán, la cual fue comprada con anterioridad para otros proyectos y se encuentra disponible para ser trasladada y utilizada en el proyecto, se tienen como distancia máxima entre soportes una longitud (l) de 12,5 metros entre marcos H⁶ (Ver Tabla No.14).

Tabla No. 14. Distancias máximas de soportes de acuerdo al revestimiento de la tubería.

RECUBRIMIENTO	CON AISLAMIENTO TERMICO		SIN AISLAMIENTO TERMICO	
DIAMETRO DE TUBERIA	16”		16”	
SCHEDULE	STD	XS	STD	XS
DISTANCIA (L)	12,5	14,5	12,5	14,5

Estas distancias proveen una referencia, pero debido a la topografía del terreno y los movimientos del suelo que se presentan en la zona se determinará como distancia máxima entre soportes una longitud aproximada de 10 metros, lo cual se deberá corroborar en campo para poder garantizar un adecuado soporte de la tubería.

Conociendo los materiales, distancias, geología, entre otros aspectos para la construcción del ducto de transporte de hidrocarburos se procede a un levantamiento topográfico del sitio para el diseño del trazado de la línea y la ubicación de cada uno de los soportes para la construcción definitiva. Este alineamiento debe conservar una cercanía con sistema actual, debido a que no está claramente definido las referencias para el DDV en cuanto a escrituras y ubicaciones específicas, quedando como norma respetar una distancia de 24 metros alrededor de la infraestructura existente, adicionalmente, se debe tener especial atención a los permisos ambientales, tomando esta actividad como un mantenimiento preventivo para el mejoramiento de la confiabilidad del ducto de

⁶ VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGIA. CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTANDARES. Código CNE ECP-VIN-P-MET-TI-0020. Típico de soporteria distancia máxima entre soportes para tuberías 2” a 48” diámetro ASME B31.4. Versión 1, Bogotá. Ecopetrol S.A., 2p.

transporte y no como un proyecto nuevo, donde predominan las mismas condiciones que actualmente tiene la tubería en operación.

Se ejecutó el levantamiento topográfico y diseño del trazado, el cual se encuentra en el Anexo A.3. Levantamiento Poliducto PK 215 - PK 216. Durante este levantamiento se definieron los puntos de inicio de cambio de configuración de enterrado a aéreo en el PK 215+000 aproximadamente hasta nuevamente iniciar con la tubería enterrada en el PK 216+300, lo cual garantiza la disminución de esfuerzos en la zona más crítica.

3.4. ANALISIS DE ESFUERZOS DE LA REPOSICION DE TUBERIA

De acuerdo a la decisión tomada de realizar la evaluación técnica para el cambio de configuración del Sistema Sutamarchán – Tocancipá a un ducto aéreo soportado sobre marcos H de tubería, se pretende confirmar que los esfuerzos a los cuales va a ser sometidos el nuevo trazado en su tramo aéreo del poliducto se encuentren dentro de los límites de los códigos de diseño que rigen este tipo de construcciones, en este caso el Código ASME B.31.4, así mismo, tener los requisitos que en materia nacional rigen para la construcción sismo-resistente en el territorio colombiano, teniendo en cuenta la NSR-10 – Reglamento Colombiano de Construcción Sismo Resistente – con el fin de realizar un estudio que permita conocer los efectos teóricos que pueden llegar a tener sobre el ducto un evento de tipo geotécnico de acuerdo a las características del terreno donde se ejecutará la obra

Teniendo en cuenta que el diseño, construcción y supervisión técnica de este tipo de construcciones en el territorio de la Republica de Colombia debe someterse a los criterios y requisitos mínimos que se establecen en las Normas Sismo Resistentes Colombianas, reduciendo al mínimo el riesgo en la pérdida de vidas humanas, y defender en lo posible el patrimonio del Estado y de los ciudadanos. La construcción de ductos debe estar diseñada siguiendo los requisitos de la NSR-10, debe ser capaz de resistir, además de las fuerzas que le impone su uso, temblores de poca intensidad sin daño, temblores moderados sin daño estructural, pero posiblemente con algún daño a los elementos no estructurales y un temblor fuerte con daños a elementos estructurales y no estructurales, pero sin colapso. Además de la defensa de la vida, con el cumplimiento de los niveles prescritos en la norma para los movimientos sísmicos de diseño, los cuales corresponden a requisitos mínimos establecidos, permitiendo proteger en alguna medida el patrimonio⁷.

⁷ ASOCIACION COLOMBIANA DE INGENIERIA SIMICA. Reglamento colombiano de construcción sismo-resistente NSR-10. Decreto 926 de marzo 19 de 2010. Bogotá: 3R Editores, 2010. 2360p.

Este análisis se realizó con apoyo de la Gerencia Técnica de Activos de la Vicepresidencia de Transportes y Logística de Ecopetrol S.A. con el fin de obtener el modelamiento del nivel de esfuerzos de la propuesta de cambio de configuración de la tubería, teniendo en cuenta inicialmente el cambio de un tramo de aproximadamente 1300 metros de tubería de 16" de diámetro nominal del ducto Sutamarchán - Tocancipá teniendo en cuenta una nueva ubicación aérea, apoyada sobre soportes.

3.4.1. Consideraciones para el análisis de esfuerzos. Se realizaron las consideraciones geotécnicas necesarias de acuerdo a lo encontrado en el sector, los desplazamientos que ya se han presentado, así como los esperados de acuerdo a la zona y estimando la presentación, tipo de movimientos y magnitud, teniendo en cuenta a la dirección del movimiento y la respuesta mecánica teórica que el sistema de transporte - Poliducto - pueda llegar a comportarse de acuerdo a las características de la tubería y la respuesta ante estos esfuerzos.

Sumado a las características de la tubería en cuanto a calidad, espesor, presión, etc., que ya ha sido nombrada en capítulos anteriores, se tuvieron las siguientes consideraciones:

- Se consideró un coeficiente de fricción de 0,3 entre la tubería y su punto de apoyo.
- La rigidez de las estructuras de soporte modeladas (marcos H) se consideró como infinita, es decir sin incluir una deflexión de las mismas.
- Los parámetros de diseño están dados en la tabla No.4. Ficha técnica de los parámetros de operación del Poliducto de Oriente, tramo Sutamarchán – Tocancipá.
- Para las restricciones del suelo sobre la tubería, se tomaron los dos tipos de suelo dados en el estudio geotécnico.
- El material de la tubería utilizada en el análisis se tomó como nueva o sin uso, sin incluir esfuerzos residuales, de flexión o cualquier defecto de fabricación.

Para la verificación de esfuerzos por las cargas sísmicas que pueden llegar a presentarse en la zona de estudio, se realizó un análisis siguiendo los parámetros e información de referencia incluidos en el Título A de la Norma NSR – 10, en lo referente al diseño y construcción de estructuras sismo resistentes, usando los valores dados en el código que rige en Colombia, teniendo en cuenta la cercanía al

Municipio de Guachetá (Cundinamarca), con el fin de hallar el espectro de aceleración S_a . De acuerdo a lo anterior, se definieron los valores mostrados en la Tabla No.15.

Tabla No. 15. Parámetros del espectro de aceleración horizontal.

Localización	Tipo de Suelo	Coficiente aceleración horizontal Pico A_a	Zona de Amenaza Sísmica	Coficiente amplificación F_v	Coficiente Importancia I
Guachetá, Cundinamarca	D	0,15	Intermedia	1,5	1,1

Fuente: NSR-10

Se consideró un suelo tipo “D” ante la no disponibilidad de datos del estudio de suelos realizado y la no existencia de bases de datos, conociendo que los valores utilizados para este tipo de suelo son conservadores; en cuanto al coeficiente de importancia se tomó un Grupo II - Estructuras de ocupación especial, lo cual es lo aplicable para tuberías teniendo en cuenta la criticidad de la estructura y el manejo de hidrocarburo que va a tener. Con base en los datos anteriores y siguiendo lo estipulado en la NSR 10, se define el espectro de aceleraciones para diseño S_a con un valor de 0.619G.

Tabla No. 16. Espectros de aceleraciones planteados en la simulación.

Dirección	“X”	“Z”
U1	0,619	0,186
U2	0,186	0,619
U3	-0,619	0,186
-U1	-0,619	-0,186
-U2	-0,186	-0,619
-U3	0,619	-0,186

Para la simulación no se consideró la aplicación de sismo trepidatorio, es decir, con componentes en dirección vertical, por lo tanto, se definieron los valores con respecto al S_a planteado y realizando combinaciones (100% - 30%) en las direcciones principales de los ejes de diseño, es decir, norte-sur y este-oeste. Los datos de los espectros se muestran en la Tabla No.16.

Al momento de iniciar el modelamiento y el análisis de los primeros resultados se vio la necesidad de definir unas restricciones adicionales para los puntos de apoyo en sitios intermedios a lo largo del nuevo ducto de transporte, lo anterior con el fin de cumplir con los valores de esfuerzo admisible indicados en el código ASME B.31.4⁸ para los casos de aceleraciones planteados.

3.4.2. Resultados del analisis de esfuerzos. Los resultados de la simulación realizada se encuentran en el documento Análisis de esfuerzos Poliducto Sutamarchán – Tocancipá, Zona Guachetá⁹, donde principalmente se busca estar dentro de los parámetros permisibles en los códigos y normas establecidas. De acuerdo a esta simulación se encontraron los valores de los esfuerzos de la tubería en situaciones tales como prueba hidrostática, operación de transporte de hidrocarburos, expansión térmica, sostenimiento y una carga sísmica ocasional de acuerdo a las aceleraciones dadas anteriormente Tabla No.15 y 16.

Estos resultados se evaluaron tomando como nodos los soportes del ducto de transporte, lo cual condiciona y da indicaciones de los puntos críticos con respecto a los esfuerzos que se presenten y confirmar las ubicaciones que se tienen para estas estructuras.

3.4.2.1. Esfuerzos por prueba hidrostática y sostenimiento Teniendo como valor admisible según ASME B31.4 un valor de 52000 psi (0,8 x SMYS), de acuerdo a la calidad de la tubería a utilizar, los mayores esfuerzos que se encontraron durante la simulación para el momento en que se realice la prueba hidrostática corresponden a los soportes No.82 y 83, (PK 216+210 y 216+222) con un valor del 29,56% del admisible (15370 psi). Así mismo, los esfuerzos bajo cargas sostenidas se encuentran también en estos lugares con un valor de 40,75% del esfuerzo admisible (35100 psi).

⁸ THE AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. ASME B31.4-2012. Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries. New York: ASME, 2012. 136p.

⁹ VICEPRESIDENCIA DE TRANSPORTE Y LOGÍSTICA. GERENCIA TECNICA DE ACTIVOS. STM-0406STO-16595-ST-MET-IF-001. Análisis de esfuerzos Poliducto Sutamarchán – Tocancipá, Zona Guachetá. Versión 0. ECOPETROL S.A. 2016. 14p.

3.4.2.2. Esfuerzos en situación operativa. El punto de máximo esfuerzo para el análisis cuando la línea se encuentre en operación se encuentra en cercanías al marco H No.10 (Pk 215+530) con un valor de esfuerzo del 20,39% con respecto al admisible (58500 psi – 0,9 x SMYS) en este caso de carga.

3.4.2.3. Esfuerzos en caso de expansión térmica. Para el caso de las cargas que se presentan debido a la expansión térmica de la tubería, el punto con mayor nivel de esfuerzo se encuentra en cercanías al soporte No. 34 (PK 215+766) con un valor correspondiente al 11,62% del admisible (46800 psi – 0,7 x SMYS). Este valor corresponde al lugar previo al cruce de vía que fue necesario permitir para el paso ocasional de personas y animales hacia los distintos predios, por lo tanto es un pequeño tramo que se maneja como un tramo enterrado.

3.4.2.4. Esfuerzos en caso de sismo. En el caso de la presencia ocasional de un sismo, se tienen en cuenta las aceleraciones dadas en la Tabla No. 16, realizando los distintos casos que se puedan presentar, teniendo en cuenta estos datos se obtuvo como resultado un esfuerzo máximo en el soporte No. 76 (PK 216+157), con un valor de 44302 psi para un porcentaje de 85,2% del admisible, este valor se considera apropiado a pesar de la magnitud elevada de esfuerzo, ya que cumple con el límite establecido en ASME B31.4 (0,8 x SMYS – 52000 psi).

Finalmente se define la localización de tubería, usando distancias en lo posible de 10 metros para esta construcción, las cuales son apropiadas de acuerdo a los esfuerzos calculados para los casos de carga analizados, teniendo en cuenta el código ASME B31.4 y la configuración definida. Sin embargo, para mantener el sistema por debajo de los límites de evaluación de código para los casos de sismo fue necesaria la inclusión de restricciones adicionales (Guías) al apoyo simple previsto inicialmente – marco H -, la localización de las mismas se ubican en la tabla No.17. Este tipo de restricciones deben proveer una restricción al movimiento pero permitir un espacio libre para poder permitir la liberación de esfuerzos.

Tabla No. 17. Ubicación y tipo de soportes de tubería.

Soporte No.	Localización (PK)	Tipo de Soporte
S001	215+438	Marco H
S002	215+450	Marco H

S003	215+460	Marco H + Guía
S004	215+470	Marco H
S005	215+480	Marco H
S006	215+490	Marco H + Guía
S007	215+500	Marco H
S008	215+509	Marco H
S009	215+516	Marco H + Guía
S010	215+530	Marco H
S011	215+540	Marco H
S012	215+550	Marco H + Guía
S013	215+564	Marco H
S014	215+570	Marco H
S015	215+580	Marco H + Guía
S016	215+590	Marco H
S017	215+600	Marco H
S018	215+606	Marco H
S019	215+610	Marco H
S020	215+620	Marco H + Guía
S021	215+630	Marco H
S022	215+640	Marco H
S023	215+650	Marco H + Guía
S024	215+660	Marco H
S025	215+671	Marco H
S026	215+683	Marco H
S027	215+696	Marco H
S028	215+700	Marco H + Guía
S029	215+710	Marco H
S030	215+723	Marco H
S031	215+737	Marco H
S032	215+751	Marco H
S033	215+758	Marco H + Guía
S034	215+766	Marco H
S035	215+773	Marco H
S036	215+782	Marco H
S037	215+790	Marco H
S038	215+805	Marco H + Guía
S039	215+815	Marco H
S040	215+822	Marco H
S041	215+827	Marco H
S042	215+832	Marco H

S043	215+837	Marco H
S044	215+842	Marco H + Guía
S045	215+848	Marco H
S046	215+860	Marco H
S047	215+870	Marco H
S048	215+878	Marco H
S049	215+886	Marco H + Guía
S050	215+895	Marco H
S051	215+903	Marco H
S052	215+911	Marco H
S053	215+920	Marco H + Guía
S054	215+930	Marco H
S055	215+940	Marco H
S056	215+950	Marco H
S057	215+960	Marco H
S058	215+970	Marco H
S059	215+974	Marco H
S060	215+979	Marco H + Guía
S061	216+005	Marco H
S062	216+014	Marco H
S063	216+020	Marco H
S064	216+030	Marco H
S065	216+040	Marco H
S066	216+050	Marco H
S067	216+060	Marco H
S068	216+070	Marco H
S069	216+080	Marco H
S070	216+088	Marco H + Guía
S071	216+099	Marco H
S072	216+111	Marco H
S073	216+123	Marco H
S074	216+134	Marco H
S075	216+146	Marco H
S076	216+157	Marco H + Guía
S077	216+166	Marco H
S078	216+174	Marco H
S079	216+183	Marco H
S080	216+191	Marco H + Guía
S081	216+200	Marco H
S082	216+210	Marco H

S083	216+222	Marco H
S084	216+235	Marco H + Guía
S085	216+248	Marco H
S086	216+254	Marco H

De acuerdo al análisis técnico realizado para construir un sistema de transporte de hidrocarburos bajo una configuración aérea en el tramo del Pk 215 al 217 del Poliducto de Oriente e instalándolo sobre soportes tipo marco H es válida de acuerdo con los resultados obtenidos, aliviando los esfuerzos para la tubería con respecto a la condición enterrada.

El cambio de configuración no asegura totalmente la integridad del ducto de transporte, ya que existen factores externos cambiantes como la extracción de minerales de las minas de carbón y factores climáticos que pueden afectar notoriamente la estabilidad del Poliducto. De acuerdo a estas condiciones se debe continuar con el programa de inspecciones a la tubería aérea - lo cual con esta configuración es más sencillo y en tiempo real - y seguimiento mediante los sensores FBG con el fin de poder detectar deformaciones y/o movimientos inusuales de la tubería y de esta forma reducir los impactos económicos, ambientales y de cualquier otra índole que pueda ocasionar una nueva falla de contención en la zona.,

4. ANALISIS ECONOMICO Y DE RIESGOS PARA EL POLIDUCTO DE ORIENTE ENTRE SUTAMARCHAN Y TOCANCIPA

Durante los últimos años la explotación de hidrocarburos ha estado ligada principalmente a la extracción de crudos pesados en los llanos orientales, dando como principal importancia la reducción de costos de transporte para poder exportarlos y moverlos hacia las refinerías existentes. Sin embargo, el uso de refinados de petróleo hace imprescindible que los sistemas de transporte lleguen hasta las cabeceras municipales con el fin de proveer de combustibles a la industria y la movilización de la ciudadanía bajo estándares de calidad y seguridad, siendo necesarios estudios técnicos y económicos para brindar este servicio.

Para darle viabilidad a la ejecución del proyecto, en nuestro caso la reposición de 1,3 km de tubería y su cambio de configuración, como primera medida se debe realizar un análisis técnico para definir su aplicabilidad, lo cual fue realizado en los capítulos anteriores. De la misma manera se debe tener en cuenta un estudio económico, definiendo claramente la factibilidad de la construcción e implementación del proyecto.

Actualmente las compañías de Oil&Gas están viviendo un momentos de cambios y migrando hacia la optimización de recursos, viéndose disminuida la aprobación y ejecución de proyectos, así como el ajuste de sus operaciones con el fin de reducir costos para suplir los bajos precios del crudo que rige en gran medida las ganancias generadas. Ecopetrol S.A. no es la excepción a este tipo de ajustes, en el año 2013 se creo Cenit S.A.S. Transporte y Logística de Hidrocarburos, la compañía es filial de Ecopetrol, la cual es la dueña de todos los activos que poseía Ecopetrol S.A. para el transporte de hidrocarburos en Colombia y maneja el presupuesto y aprobación para cualquier tipo de proyecto que se ejecute en su infraestructura, siendo necesaria la justificación técnico-económica para poder llevar a cabo el proyecto objeto del estudio.

4.1. EVALUACIÓN SIN INCERTIDUMBRES

A pesar que este proyecto no es considerado como una iniciativa de negocio o como una parte de alternativas para una actividad de crecimiento de la compañía, es necesario conocer los costos asociados al mejoramiento del sistema de transportes, con el fin de poder administrar de una manera eficiente los recursos asignados.

El Poliducto de Oriente posee una infraestructura en funcionamiento la cual tiene como objetivo principal el transporte de refinados de petróleo, en especial naftas y combustibles para la sabana de Bogotá, con lo que recibe los ingresos de acuerdo al volumen transportado por el Sistema.

Actualmente la infraestructura cuenta con un a lleno de línea 246.322 barriles y una capacidad operacional de 75,8 kbl/día. Sin embargo este sistema no funciona a un 100% de su capacidad, teniendo como finalidad también un aspecto de confiabilidad y aseguramiento de entregas de combustibles a la capital del país en caso de falla de otros sistemas de transporte.

4.1.1. COSTOS DE INVERSIÓN. Para construir el monto inicial de las inversiones para la ejecución del proyecto, se debe tener en cuenta las condiciones actuales del poliducto de oriente y su funcionamiento, el cual no posee mayores problemas de integridad a parte del estudiado en este documento. El mantenimiento de estos sistemas de transporte posee contratos que definen cuadrillas de mantenimiento rutinario que se encuentran disponibles para cualquier eventualidad, sin embargo, debido a que el sistema de transporte no posee un tiempo largo de construcción y su inicio tardío de operación, se tienen pocos trabajos para este personal.

De acuerdo a los planes de austeridad que actualmente posee la Vicepresidencia de Transporte y Logística de Ecopetrol S.A., lideradas por Cenit, se tiene contemplado el uso de estas cuadrillas de mantenimiento, suministrando personal adicional del contrato Macro de mantenimiento para asegurar la ejecución del proyecto, con lo cual se evitaría realizar una nueva contratación y disminuir costos de inversión.

Así mismo, al realizar los estudios de viabilidad técnica se solicitó no incluir los costos de tubería para el ducto de transporte, utilizando los materiales comprados con anterioridad por Ecopetrol S.A., lo cual disminuirá sustancialmente los costos asociados al proyecto, disminuyendo la inversión y volviendo más factible la ejecución del proyecto.

Los costos de inversión para el proyecto se centran en tres aspectos, la construcción de la soportería donde ira el ducto de transporte, la construcción del ducto de transporte como tal y los costos del conexionado final y puesta en servicio del sistema de transporte, lo cual esta resumido en la Tabla No.18.. El cálculo de estos costos se muestra en el Anexo D.

Tabla No. 18. Costos de inversión para el cambio de configuración de tubería.

Descripción (Actividad)	Valor (\$)
Construcción de soportes	\$451.525.578
Construcción del ducto	\$1.125.964.405
Corte y empalme de tubería	\$40.859.422
Costo Total	\$1.618.349.405

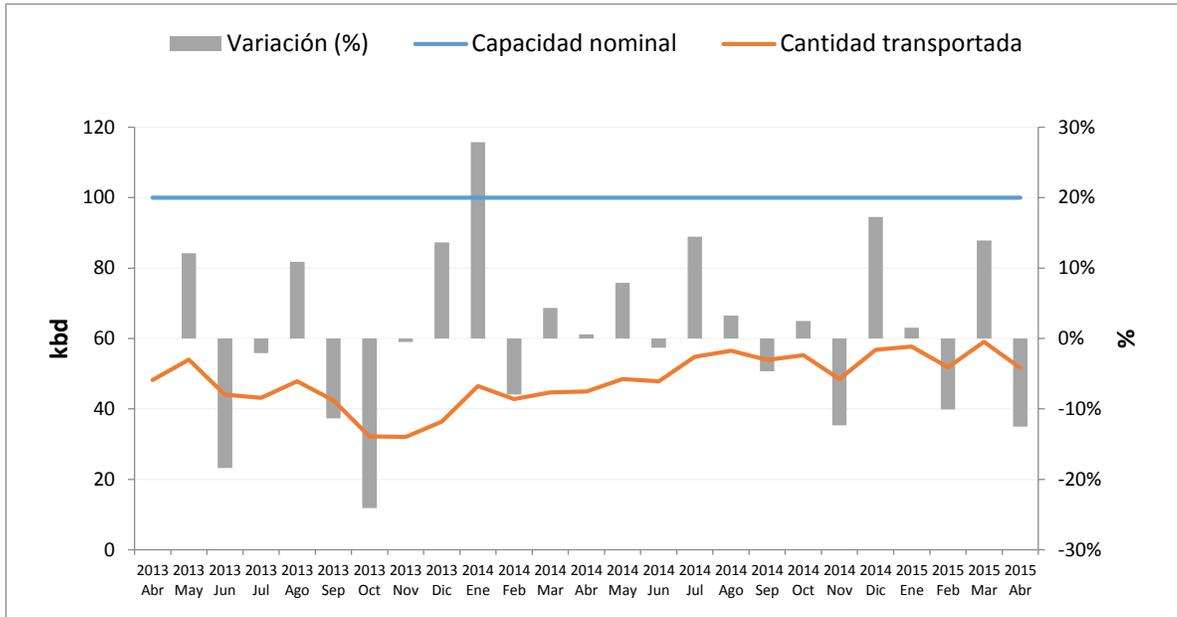
A pesar que se tiene un contrato de mantenimiento donde se tienen costos fijos por el personal de mantenimiento básico que se tienen, se incluyeron estos costos con el fin de conocer todas las inversiones realizadas, lo cual permite el aprovechamiento de los recursos existentes.

4.1.2. Ingresos del proyecto. Las características operativas del poliducto de oriente difieren de los diseños iniciales, ya que la proyección de transporte de combustibles y la demanda en la capital del país no se encuentra acorde a la planeación del proyecto en su etapa de concepción, siendo más bajas que las inicialmente proyectadas. El tramo sebastopol – tocancipá cuenta con una capacidad nominal de transporte de 100 kbd. Durante el periodo que cubre abril de 2013 a abril de 2015, se transportaron en promedio 48 kbd, para un porcentaje de utilización promedio de 48,06%. Este tramo ha sido utilizado principalmente para transportar nafta (98,48%) y la volatilidad mensual de la cantidad transportada ha sido de 3%¹⁰.

Teniendo en cuenta los datos obtenidos en la Figura No.27 y conociendo los valores establecidos y aprobados por las autoridades, se puede realizar una proyección de ingresos para el Poliducto de Oriente con respecto al valor que se tiene para el transporte de refinados en el sistema Sebastopol – Tocancipa con una tarifa de \$202.5 pesos por galón transportado.

Figura No. 27. Cantidad transportada por el Poliducto Sebastopol – Tocancipá.

¹⁰ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 222 de 2015. Bogotá. Ministerio de Minas y Energía. 2015. 76p.



Fuente: Cálculos CREG. Datos Cenit.

Teniendo en cuenta los datos obtenidos en la gráfica anterior y conociendo los valores establecidos y aprobados por las autoridades, se puede realizar una proyección de ingresos para el Poliducto de Oriente con respecto al valor que se tiene para el transporte de refinados en el sistema Sebastopol – Tocancipa con una tarifa de \$202.5 pesos por galón transportado.

Para la proyección de los consumos o cantidad de combustible transportado, se conservara el promedio que se ha tenido en los últimos años, incrementando un 3% de acuerdo al comportamiento estable durante los últimos años y tomando la volatilidad de la estabilidad que se tiene. Así mismo, para el incremento de la tarifa establecida se tomó el comportamiento del precio durante los últimos años, teniendo un valor de 3% de incremento en los últimos años, excepto en el 2015 donde debido a la cancelación del proyecto Mansilla – Tocancipá se realizó un reajuste al precio de ese momento. La estimación de los ingresos para los 3 primeros años se muestran en la Tabla No.19.

Tabla No. 19. Estimación de ingresos a lo largo del tiempo.

Tiempo (Años)	Tarifa (\$/gl)	Volumen transportado (kbd)	Ingresos (Millones \$)
Año 1	\$202,50	17.520	\$149.008
Año 2	\$208,58	18.046	\$158.082
Año 3	\$214,83	18.587	\$167.709

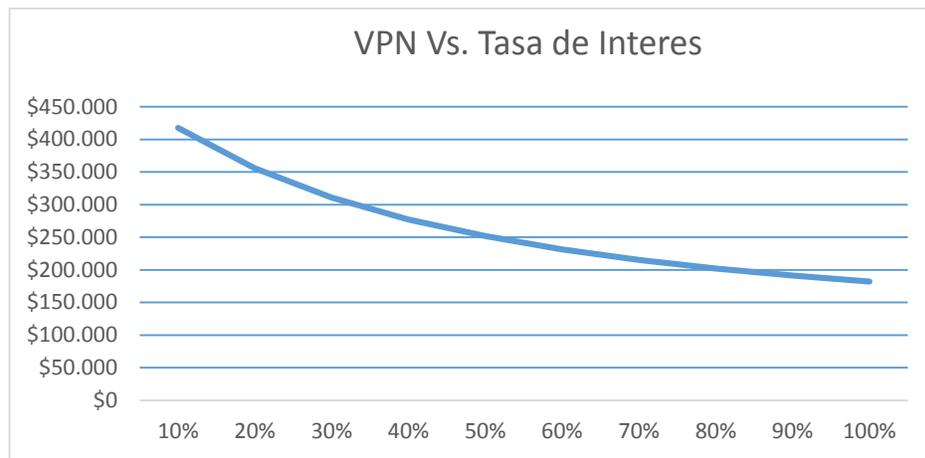
Tabla No. 20. Egresos del proyecto.

Millones \$	Años				
	1	2	3	4	5
CAPEX	-\$1.618				
Ingresos					
Transporte de combustibles	\$149.008	\$158.082	\$167.709	\$177.922	\$188.757
Total ingresos	\$149.008	\$158.082	\$167.709	\$177.922	\$188.757
OPEX					
Mantenimiento Preventivo	\$470	\$503	\$538	\$576	\$617
Mantenimiento por Condición	\$3.717	\$3.977	\$4.256	\$4.554	\$4.872
Operación	\$11.387	\$12.184	\$13.037	\$13.950	\$14.926
Total OPEX	\$15.574	\$16.665	\$17.831	\$19.079	\$20.415
Utilidad operacional	\$133.434	\$141.417	\$149.878	\$158.843	\$168.342
Depreciación	\$324	\$324	\$324	\$324	\$324
Utilidad antes impuestos	\$133.110	\$141.094	\$149.554	\$158.519	\$168.019
Impuestos (32.5%)	\$43.261	\$45.855	\$48.605	\$51.519	\$54.606
Utilidad neta (P&G)	\$89.849	\$95.238	\$100.949	\$107.000	\$113.413
Flujo de caja libre	\$88.555	\$95.562	\$101.273	\$107.324	\$113.746
Tasa	10%				
VPN	\$ 417.450				

En cuanto a los egresos que se tienen para el funcionamiento del Poliducto de Oriente, se tienen principalmente los costos del mantenimiento preventivo y por condición, el cual está enmarcado dentro del Plan Anual de Integridad (PAI) del sistema de transporte. Así mismo, los costos operativos del bombeo por este sistema. El flujo de caja del proyecto se puede observar en la Tabla No.20.

A continuación se presenta la evaluación económica, mediante el método del VPN. Así mismo, en la Figura No.28, se muestra el cambio de acuerdo a la tasa de interés que se tenga en cuenta. Finalmente se presentan los resultados, con los cuales se determina la viabilidad económica del proyecto, tomando en cuenta que la evaluación no contempla ningún tipo de riesgo.

Figura No. 28. Grafica VPN del proyecto.



La evaluación económica muestra que este proyecto es muy viable, ya que con tasas de oportunidad de hasta 100%, el valor presente neto (VPN) es positivo, representando una ganancia bastante atractiva para ejecutar el proyecto. No se realizó una evaluación a más a largo plazo, debido a que a mayor cantidad de años incluidos, el VPN tendrá un mejor comportamiento, debido a que los costos de inversión son despreciables por la existencia de la infraestructura actual para el transporte de hidrocarburos que posee el Poliducto de Oriente.

Se realizó el olvido de los costos o inversiones hundidas, dando una inversión bastante rentable, lo cual no significa un error sino en cambio el costo de oportunidad de realizar una inversión para alcanzar los ingresos y una rentabilidad bastante atractiva que apoya la realización del proyecto.

4.2. ANALISIS DE RIESGO

El análisis de riesgo e incertidumbre es el proceso que permite determinar cuán frecuentemente pueden ocurrir eventos específicos y la magnitud de sus

consecuencias¹¹. Con este proceso podemos conocer el nivel de tolerancia o aceptación del riesgo, determinando las posibles variaciones que se presenten en las ganancias esperadas de la compañía y/o su influencia en los flujos de caja esperados. Una vez conocidos los mayores factores de riesgo, es necesario proceder a realizar su gestión, tomando las acciones necesarias para mitigar, evitar o aceptar y aprovechar los factores identificados. Esta cuantificación de la incertidumbre permite identificar y controlar las posibles fallas, realizando la evaluación de los riesgos, realizando su tratamiento y si es posible convertir la existencia de riesgos en una oportunidad.

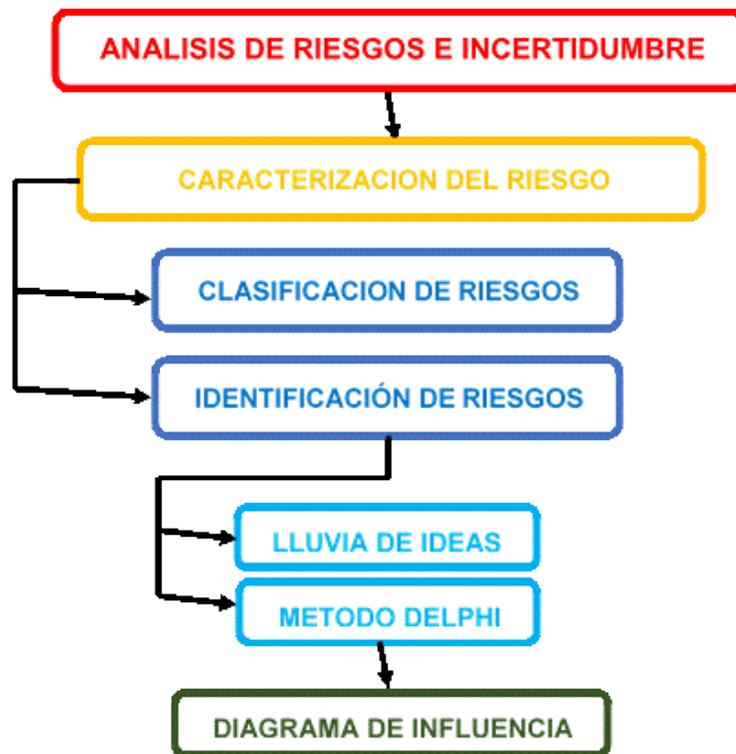
El mayor inconveniente al cual se ve enfrentado el personal que realiza la planeación y concepción del proyecto es la identificación de los riesgos a los que está expuesto el proyecto, ya que siempre estará presente la ausencia de algunos riesgos, ya que puede presentarse desconocimiento u omisión de situaciones que puedan presentarse, ocurriendo dificultades al momento de la evaluación correspondiente.

El primer paso para realizar una caracterización del riesgo será la identificación y clasificación de parámetros asociados a la reposición del tramo de tubería del Poliducto de Oriente en el sector de Guachetá para posteriormente poder entrar a evaluarlos y cuantificarlos.

En la Figura No.29, se muestra el procedimiento que se tiene en cuenta para la caracterización del riesgo, con el fin de poder desglosar cada uno de los riesgos de acuerdo a su clasificación e identificación, para finalmente poderlos llevar a un diagrama de influencia que muestre más unificadamente su interrelación para una mejor comprensión.

Figura No. 29. Proceso de caracterización del riesgo.

¹¹ BRAVO MENDOZA, Oscar y SANCHEZ CELIS, Marleny. Gestión Integral de Riesgos. Segunda Edición. Bogotá: BRAVO & SANCHEZ, 2012. 469p.



4.2.1. Caracterización del riesgo. Inicialmente se realizará el proceso de caracterización del riesgo, el cual consiste en la identificación y clasificación de los riesgos que puedan existir en las distintas fases del proyecto de reposición de tubería. Se debe tener en cuenta las fases de construcción y de implementación del proyecto, teniendo en cuenta que los mayores riesgos se pueden dar durante la etapa de construcción, debido a la inversión que debe realizarse y no se tiene una certeza de la rentabilidad que podrá generar el proyecto.

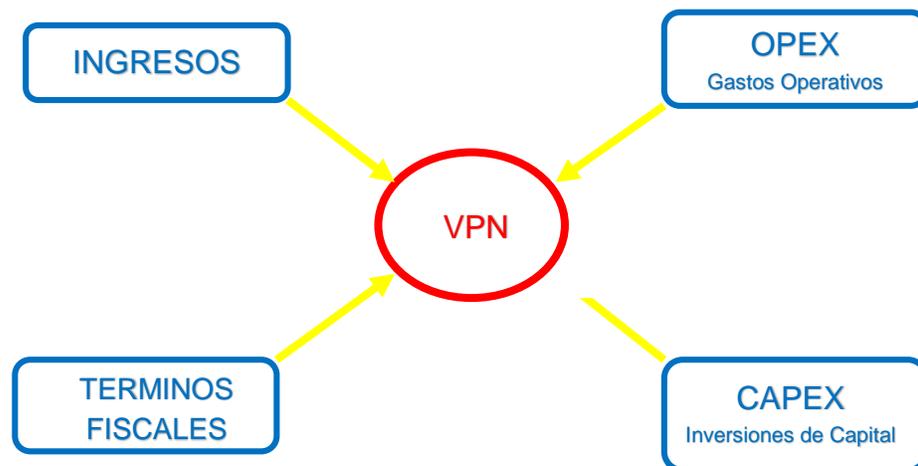
Las etapas que se llevaran a cabo para este proceso son las siguientes:

- Identificar los riesgos y sus posibles impactos.
- Determinar posibles causas.
- Realizar los diagramas de influencia
- Plantear acciones de mitigación

Para la estimación de riesgos y su identificación, es común que esos se reconozcan con respecto a su impacto o el efecto que puedan llegar a producir con respecto a las utilidades, generación de valor u otro aspecto relevante del proyecto (Figura No.30), en este caso se tienen como variables principales los ingresos, gastos operativos (OPEX), inversiones (CAPEX) y gastos gubernamentales.

Para el proyecto de la reposición del kilómetro de tubería correspondiente a tramo del Poliducto de Oriente en cercanías al municipio de Guachetá, los riesgos se clasificaron en tres categorías: riesgos del entorno, riesgos financieros y riesgos por la ejecución/construcción.

Figura No. 30. Diagrama de influencia de variables económicas sobre el VPN.



4.2.2. Identificación de los riesgos. Los riesgos a los que está expuesto un proyecto se presentan a lo largo de su vida útil, iniciando por establecer los riesgos para la concepción y ejecución del proyecto, los cuales son necesarios de tratar para poder llevar a cabo el proyecto de acuerdo a lo planeado, así como los asociados a los ingresos futuros y costos durante su funcionamiento los cuales son los que finalmente unidos darán la viabilidad al proyecto.

Existen diversos métodos y procedimientos para la identificación de riesgos, entre los más comunes se encuentran la lluvia de ideas y el método Delphi. La lluvia de ideas es muy utilizada con el fin de lograr la consecución de ideas o identificación de riesgos por parte de personal experimentado de distintos niveles de jerarquía. El método Delphi es una técnica más estructurada donde un panel de expertos es

interrogado con el fin de obtener los pronósticos del futuro para lograr un consenso en un aspecto específico.

Con el fin de poder identificar las variables no controlables (eventos inciertos) y poder interrelacionarlos, se utilizan diagramas de influencia, herramienta que nos permite considerar todas las variables claves para la toma de decisiones y como se impactan unas con otros para obtener un resultado final.

Los diagramas de influencia (Ver Figura No.31), son herramientas complementarias que permiten representar una situación con muchos factores involucrados en una forma global, manteniendo información detallada en otro nivel.

Figura No. 31. Ejemplo de diagrama de influencia.



Como lineamientos básicos se encuentran:

- **Nodos:** Existen distintos modos los cuales pueden estar representados por figuras geométricas.
 - **Circulares:** Indican una incertidumbre, variable no controlable.
 - **Cuadrados:** Indican una decisión a tomar para el objetivo final.

- Hexágono: Submodelo a realizar, depende de las variables y/o decisiones que lo condicionan.
 - Octogonal: Es el objetivo final a alcanzar con la decisión.
- Las flechas: indican que las probabilidades o valores de una variable dependen de los valores de la variable o decisión que la precede, o que la decisión afecta de alguna manera el objetivo final.

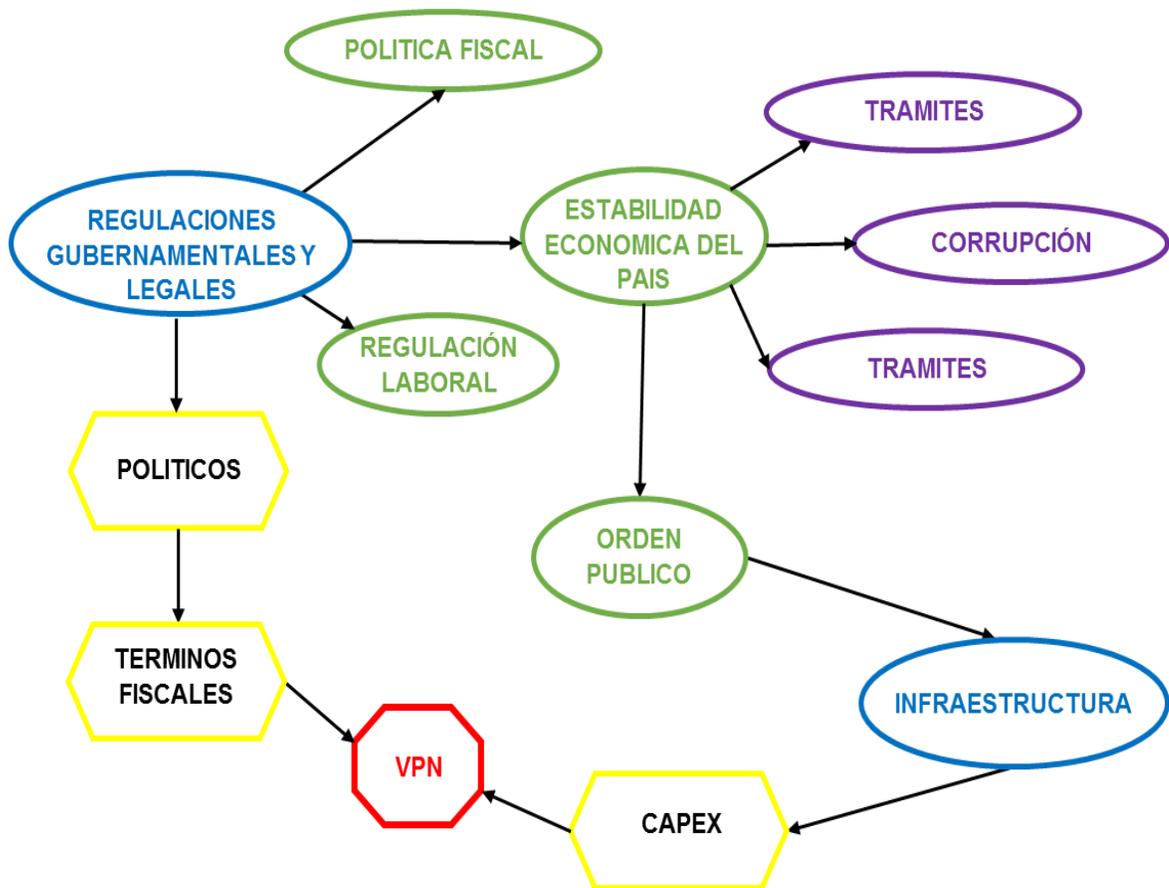
4.2.3. Clasificación de los riesgos. Posteriormente a analizar las variables asociadas a la evaluación económica del proyecto de reposición de tubería del poliducto de oriente, se determinaron una serie de riesgos e incertidumbres relacionados con la ejecución y puesta en marcha del proyecto; se realizó una identificación y con el fin de analizarlos es necesario realizar una clasificación de acuerdo a las tres categorías según nuestro caso: riesgos de entorno, riesgos financieros y riesgos operacionales.

4.2.3.1. Riesgos del entorno. Este tipo de riesgos debe tener en cuenta los aspectos más importantes del entorno en los que se desarrolla el proyecto y la forma en que puede afectar su viabilidad.

Para nuestro proyecto se identifican los riesgos de entorno de tipo político, económico, social y ambiental más relevantes del entorno, los cuales se pueden observar en el diagrama de influencia de la Figura No.32.

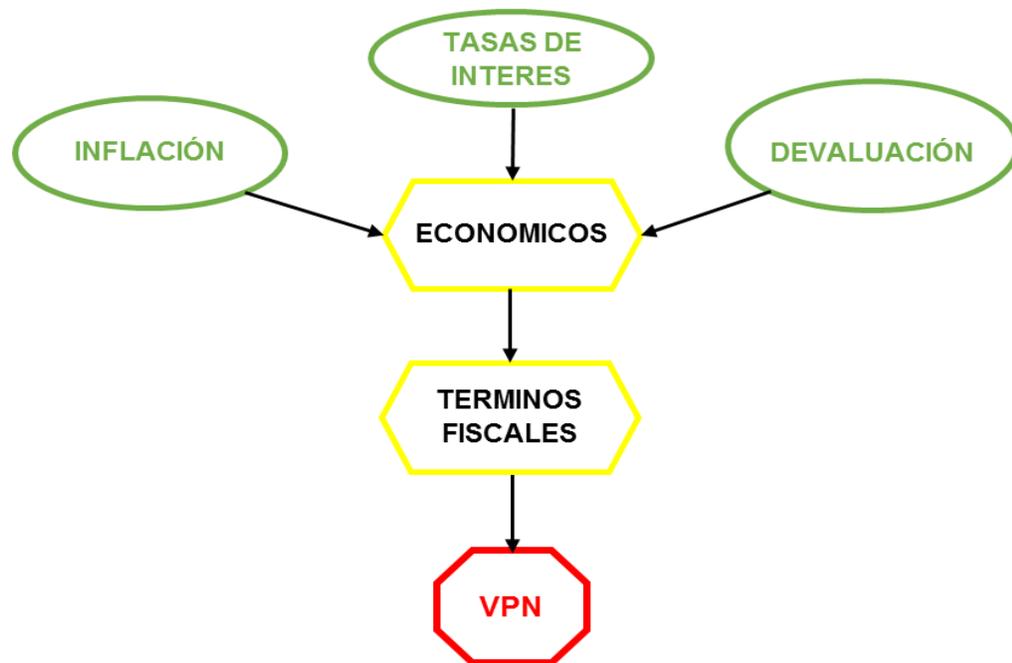
En los factores políticos encontramos regulaciones gubernamentales y legales, como son los permisos para las distintas actividades, regulación laboral y la estabilidad política del país. Estas variables se transforman en esenciales, debido a que pueden de inicio modificar la decisión de ejecución del proyecto, debido a cambios en las reglas de juego o como exigencia como resultado de nuevas leyes. En cuanto a la situación política del país, se tienen dificultades debido a la actual situación que viven los proyectos petroleros, así como cambios en la estabilidad política de la nación, demoras en la aprobación de trámites y el cumplimiento de los acuerdos establecidos.

Figura No. 32. Diagrama de influencia. Riesgos de entorno político.



En cuanto a los términos económicos, estos marcan la viabilidad del proyecto, ya que estas variables afectan los retornos esperados y el VPN, afectando el costo de la compañía. Aspectos tales como a inflación, tasas de interés, devaluación y tasas de cambio no pueden ser controlados por los involucrados del proyecto, pero les impacta directamente. El resumen de los riesgos de entorno económico es mostrado en el diagrama de influencia de la Figura No.33.

Figura No. 33. Diagrama de influencia. Riesgos de entorno económico.



En el aspecto social, se incluyen los aspectos demográficos y culturales que afectan el proyecto entre los que se incluyen un aspecto de la concepción de la ejecución de obras del sector petrolero donde la sociedad ve con malos ojos la ejecución de proyectos que tengan que ver con hidrocarburos y la dificultad de socialización con las comunidades.

En cuanto a la parte ambiental se tienen en cuenta la regulación ambiental, permisos requeridos para la operación y el mantenimiento, los cuales serán enmarcados en la infraestructura existente como un mejoramiento del sistema de transporte con el fin de evitar la tramitología que esto puede llegar a representar, llegando a convertirse en factor determinante si se presenta la situación de solicitud de cambio de la licencia ambiental del proyecto, lo anterior por el cambio de configuración de enterrada a aérea.

Los riesgos de entorno también tienen incidencia en factores particulares debido a la naturaleza del proyecto, su localización y los inconvenientes asociados a la ejecución del trabajo en este sector.

SEGURIDAD FÍSICA DEL PERSONAL Y DE LA INFRAESTRUCTURA:

Durante la ejecución de la construcción del tramo de tubería aérea a reemplazar, se pueden presentar daños o impactos que pueden afectar el medio ambiente y la seguridad del personal que ejecuta las actividades, los cuales deben ser manejados con el fin de evitar daños de gran magnitud.

La presencia de la tubería actual, la cual se encuentra en funcionamiento con altas presiones y de acuerdo a la condición actual de funcionamiento proporciona el mayor riesgo, para lo cual se continua realizando el monitoreo y seguimiento necesario de acuerdo a la temporada de lluvias que se presenta en la región, lo cual incrementa la probabilidad de ocurrencia de un evento.

Al identificarse los riesgos, se evaluaron y realizaron procedimientos como medida de control que eviten las pérdidas de contención de producto y la forma de minimizar las pérdidas o daños y los respectivos planes de contingencia para dar una respuesta rápida a los efectos que puedan presentarse y poder seguir operando.

RIESGOS POR ORDEN PÚBLICO:

En las condiciones actuales del país, el tema del orden público siempre es una prioridad, más aun en el sector del transporte de hidrocarburos, debido a las amenazas o riesgos de orden público que son hechos donde los grupos al margen de la ley o la misma delincuencia común entran a ser factores para tener en cuenta. Estos problemas de orden público se pueden reflejar en sobrecosidos de operación y mantenimiento debido a los saboteos, voladuras o atentados a la infraestructura del sistema de transporte, donde se ve afectada la producción, llevando a paros de bombeo por el daño del ducto, ya sea parcial o totalmente, los costos de reparación de la tubería y la remediación ambiental producto de los derrames que se presentan, afectando la rentabilidad y desarrollo del proyecto.

RIESGOS POR AGENTES CLIMÁTICOS:

Uno de los factores de gran influencia en el proyecto son los factores climáticos, que asociados con la topografía del terreno donde se está analizando el proyecto conforman el riesgo más importante, enmarcado en la seguridad operativa del ducto de transporte, debido a la presencia de lluvias, sumado a las condiciones del terreno producen un movimiento que lleva a sufrir esfuerzos a la tubería hasta producir su posible rotura.

Este riesgo se ve enmarcado en la seguridad tanto de la infraestructura como de las personas involucradas en el proyecto y la comunidad del sector, teniendo en cuenta los factores de presencia de minas de carbón que producen puntos calientes que pueden maximizar un evento en caso de presentarse.

RIESGOS POR IMPACTO AMBIENTAL

Este factor condiciona la ejecución del proyecto, convirtiéndose en el de mayor importancia, debido a que se pueden presentar situaciones de afectación a la producción o el transporte de producto por el ducto, como consecuencia de derrames de hidrocarburos, ya sea por problemas operacionales tales como pérdidas de contención por daño en la integridad del tubo o por agentes externos tales como problemas de orden público - atentados, perforación para realizar hurtos de combustible, etc. - que conllevan a producir daños ambientales y/o movimientos de terreno producidos por la temporada invernal o como ya fue analizado debido a la explotación minera que conlleva a que se produzcan fallas en la cohesión del terreno y produzca el movimiento de la masa de suelo. El diagrama para estos riesgos, incluyendo un componente social, es mostrado en la Figura No.34.

Como compañía responsable, Ecopetrol S.A. reconoce la existencia de riesgos en sus procesos y operaciones que pueden desviar a la compañía del cumplimiento de sus objetivos y con el fin de asegurar el cumplimiento de los objetivos de la organización y prevenir las amenazas, se presenta el interés de la ejecución del proyecto de reposición de la tubería en este sector, minimizando los impactos negativos que pueden presentarse en el negocio.

La caracterización de los riesgos de entorno, los cuales son externos a los procedimientos de los ejecutores, así como factores ocasionales que pueden afectar el proyecto se presentan en la Tabla No.21.

Figura No. 34. Diagrama de influencia. Riesgos de entorno ambiental y social.

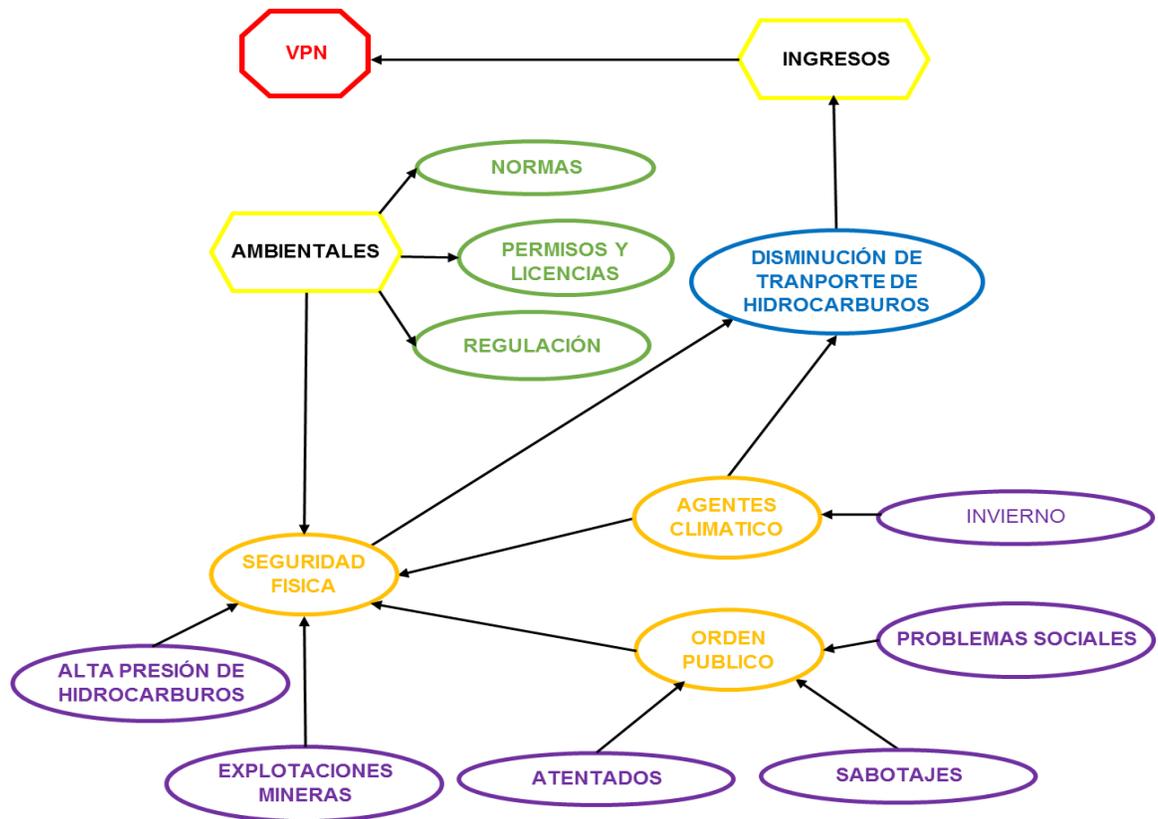


Tabla No. 21. Caracterización de riesgos del entorno.

	RIESGO ENTORNO	CONSECUENCIAS DEL RIESGO POSIBLES DAÑOS	ACCIONES DE MITIGACIÓN
E.1	Seguridad física del personal	<ul style="list-style-type: none"> • Accidentes de trabajo • Fatalidades 	<ul style="list-style-type: none"> • Capacitar periódicamente al personal y concientizar acerca de la seguridad en el trabajo. • Socializar los procedimientos de trabajo y planes de emergencia.

E.2	Seguridad física de la infraestructura	<ul style="list-style-type: none"> • Accidentes de trabajo • Contaminación del área de influencia. • Mayor inversión de capital. • Retrasos en la ejecución de actividades. 	<ul style="list-style-type: none"> • Verificación de condiciones y seguimiento. • Caracterización de áreas de acuerdo a condiciones ambientales. • Supervisión adecuada para verificar infraestructura.
E.3	Orden publico	<ul style="list-style-type: none"> • Retrasos en la ejecución de actividades. • Malestar e incomodidad de personal ejecutor • Retiro de personal especializado • Demora en inicio de actividades 	<ul style="list-style-type: none"> • Implementar política de seguridad • Realizar socialización con la Comunidad. • Movilización de fuerza pública.
E.4	Clima de la región	<ul style="list-style-type: none"> • Problemas operacionales. • Retraso en la ejecución de actividades. • Dificultades de acceso y movilización en obra. 	<ul style="list-style-type: none"> • Realizar análisis de los efectos climáticos para proteger la infraestructura por este aspecto. • Descripción de las condiciones del terreno, tales como geología, hidrología, climatología, estudios de suelos y coberturas vegetales.
E.5	Impacto ambiental	<ul style="list-style-type: none"> • Problemas con la comunidad por negativa al proyecto. • Contaminación visual y pérdida de continuidad de terrenos • Falta de permisos por parte de las autoridades (Ministerio, ANLA, etc.). • Afectación al medio ambiente. 	<ul style="list-style-type: none"> • Aseguramiento de la integridad del ducto con respecto a los estudios técnicos realizados. • Supervisión de las condiciones operativas una vez construido el ducto. • Cumplimiento de procedimientos aprobados tanto para la construcción como para la operación. • Realizar las mediciones de desplazamiento vs. esfuerzo en los recorridos periódicos de

			<p>línea y/o como actividad puntual.</p> <ul style="list-style-type: none"> Continuar con el monitoreo remoto y tener los planes de emergencia actualizados para poder responder en caso de contingencia.
--	--	--	--

4.2.3.2. Riesgos financieros. Los riesgos financieros son más difíciles de predecir, debido a que no es posible en la mayoría de veces ser controlados por los involucrados en el proyecto; entre los más importantes se encuentra la volatilidad de los precios de los hidrocarburos, ya que estos tienen un impacto directo sobre los ingresos de cualquier proyecto de esta índole y por ende sobre el vpn. El diagrama de influencia para los riesgos financieros es presentado en la figura no.35.

Figura No. 35. Diagrama de influencia. Riesgos financieros.



Hay que considerar las inversiones necesarias para el proyecto en cuanto a la construcción e implementación, así como la fase de desarrollo, la cual pueden presentarse sobrecostos y desviaciones del presupuesto inicial por posibles

imprevistos, mayores precios, etc. El énfasis en el análisis de estos riesgos se debe ver reflejado en el riesgo total del proyecto, ya que influencia el flujo de caja. Es por esto que deben verse con el aseguramiento de la inversión y lograr el cometido establecido.

FORMULACIÓN Y EVALUACIÓN DEL PROYECTO

Para la ejecución de la reposición de tubería, donde a pesar que hace parte de un sistema de transporte que inicia en la Estación Galán (Barrancabermeja), se deben tener en cuenta las características presentes en el proyecto, ya que se debe evaluar los costos asociados teniendo en cuenta la infraestructura existente.

La correcta definición, evaluación y gestión del proyecto de reposición de tubería determina el éxito o fracaso del logro de los objetivos propuestos y por ende la generación de beneficios. A pesar que la inversión y la rentabilidad del proyecto son analizados mediante la planeación y el control del tiempo, costo y alcance, con el fin de mantener una buena administración como objetivo del negocio, se hace necesario no perder el horizonte de logro de la manejo del riesgo por las pérdidas de contención que puedan llegar a presentarse en el sistema de transporte y producir perdidas por daños ambientales, de imagen, entre otros factores que la compañía debe evitar como parte de su responsabilidad social y desarrollo sostenible.

VOLATILIDAD DEL PRECIO DE LOS HIDROCARBUROS

La volatilidad del precio del crudo implica un riesgo para la economía tanto mundial como nacional y por lo tanto para el desarrollo de las actividades asociadas a los hidrocarburos, tales como el transporte. A lo largo de la historia el precio del crudo no ha presentado una estabilidad, presentándose variaciones de acuerdo a temas políticos, fluctuación del dólar, economía y acontecimientos que influyen directamente la cotización de este, convirtiéndose en una incertidumbre sobre el valor futuro de los precios del crudo.

A pesar de que en Colombia los precios del transporte de refinados (poliductos) no es calculado con respecto a un porcentaje de los precios del crudo o formulas similares, este es un valor fijo que claramente dependerá de la capacidad del negocio de Oil & Gas de poder manejar estas tarifas, ya que hacen parte de la cadena de valor. Algunas compañías lo manejan en dólares, sin embargo, en nuestro caso es manejado en pesos colombianos.

VOLUMEN NO ESPERADO DE HIDROCARBUROS

Debido a la complejidad y posibilidad de nuevos descubrimientos entre otros factores, es muy difícil establecer con un alto grado de certidumbre el nivel de ingresos esperados, debido a que este depende del volumen de los hidrocarburos transportado y el precio principalmente. En nuestro caso existe otro tipo de inconvenientes como lo es la proyección del consumo de combustibles en Bogotá D.C. y las zonas aledañas.

En todo proyecto petrolero, uno de los problemas más comunes en el proceso de toma de decisiones es el poder pronosticar eventos futuros con precisión. El riesgo frente a la incertidumbre de garantizar la generación de las ganancias esperadas. Los consumos de hidrocarburos que se transportan por el Poliducto de Oriente dependen de factores como la producción de crudo en los Llanos Orientales para usar la nafta como diluyente de transporte por ductos de transporte, lo cual depende de la producción de los pozos y sus declinaciones esperadas de producción. Sumado a lo anterior, para este caso se tiene el caso particular de la tasa de consumo de combustibles en Bogotá, donde desde la concepción del proyecto inicial se han proyectado consumos que no han tenido el comportamiento esperado, esto debido a factores como la movilidad por medio de transporte masivo, restricciones vehiculares y la onda ambiental, que han imposibilitado el crecimiento en el consumo de combustibles de acuerdo a las proyecciones establecidas.

En la Tabla No.22, se muestran los principales riesgos financieros identificados y las acciones de mitigación para cada uno de ellos.

Tabla No. 22. Caracterización del riesgo financiero.

	RIESGO FINANCIERO	CONSECUENCIAS DEL RIESGO POSIBLES DAÑOS	ACCIONES DE MITIGACIÓN
F.1.	Volatilidad del precio del crudo	<ul style="list-style-type: none">• Falta de información confiable• Proyecciones de inversión con respecto a la incertidumbre del precio	<ul style="list-style-type: none">• Tener en cuenta un portafolio apoyado en los históricos del mercado.• Hacer uso de métodos estadísticos de valor con respecto a los riesgos,

	RIESGO FINANCIERO	CONSECUENCIAS DEL RIESGO POSIBLES DAÑOS	ACCIONES DE MITIGACIÓN
		<ul style="list-style-type: none"> • Bajo interés en la inversión del sector 	obteniendo todo el panorama que pueda presentarse.
F.2.	Cálculos de transporte de hidrocarburos inadecuados	<ul style="list-style-type: none"> • Incumplimiento con proyecciones de transporte de hidrocarburos • Disminución de ingresos del proyecto 	<ul style="list-style-type: none"> • Revisión de consumos tanto de diluyente de crudos pesados - Llanos Orientales - como de refinados para el consumo de la Capital - Bogotá - y sus alrededores • Administración del sistema de transporte de acuerdo a los requerimientos, monitoreo, evaluación y revisión de procesos operativos para optimización de la infraestructura.
F.3.	Costos de construcción diferentes a los planeados	<ul style="list-style-type: none"> • Sobrecostos por inversiones adicionales • Retrasos en las operaciones 	<ul style="list-style-type: none"> • Uso de contratos en ejecución para aseguramiento de costos e inversiones • Aseguramiento de la planeación para lograr una ejecución de acuerdo al proyecto • Diseñar planes de seguimiento para identificación de riesgos de incumplimiento
F.4.	Altos costos de operación	<ul style="list-style-type: none"> • Disminución de ingresos del proyecto • Retrasos de operación 	<ul style="list-style-type: none"> • Mejorar la planeación financiera de los flujos de caja para reducir presencia de sobrecostos. • Obtener posibles pérdidas de inversión para el proyecto
F.5.	Ejecución de las obras civiles	<ul style="list-style-type: none"> • Sobrecostos por inversiones adicionales • Retrasos en el inicio de las operaciones 	<ul style="list-style-type: none"> • Ejecución eficiente de acuerdo a lo programado • Seguimiento al cumplimiento del cronograma planeado

	RIESGO FINANCIERO	CONSECUENCIAS DEL RIESGO POSIBLES DAÑOS	ACCIONES DE MITIGACIÓN
F.6.	Abandono de infraestructura de transporte	<ul style="list-style-type: none"> • Limitaciones de infraestructura existente • Problemas operativos • Disminución de la demanda de combustibles 	<ul style="list-style-type: none"> • Asegurar la confiabilidad e integridad de la infraestructura • Planes de mantenimiento para minimizar costos, maximizando seguridad y confiabilidad • Evaluación de decisión de abandono, partiendo de las inversiones realizadas y el riesgo asumido

4.2.3.3. Riesgos de ejecución y operación. Dentro de este grupo de riesgos, se consideran principalmente aquellos que impiden lograr los beneficios en el tiempo estimado inicialmente. Se presentan por no contemplar o considerar aspectos que se debieron tener en cuenta en la planeación inicial y cronogramas de ejecución ajustados a la realidad. Dentro de la mala planeación se incluye el tema de no contar con personal idóneo, gestión de compras de materiales, demoras en la obtención de permisos, retrasos y problemas operativos en la puesta en marcha del proyecto, aspectos que producen costos no contemplados e impactan en el vpn del proyecto.

GESTIÓN DE COMPRAS

En la ejecución de proyectos petroleros la gestión de compras es un factor negativo para llevar a cabo los proyectos en los tiempos establecidos en la planeación de estos, debido a la cantidad de factores que pueden conllevar a que se produzcan demoras en la compra de equipos o materiales, así como sus precios que son principalmente en moneda extranjera e imprevistos durante el suministro como el transporte de estos insumos.

Para el tema de transporte de hidrocarburos y en especial en esta reposición de tubería, esta gestión de compras no debe tener mayor influencia, debido a que el ducto de transporte no necesita materiales especiales o elementos de difícil consecución diferentes a la tubería para transporte y tubería para las estructuras de soporte.

RIESGOS DE CONSTRUCCIÓN

Los riesgos asociados a la construcción de la nueva infraestructura para el transporte de hidrocarburos están relacionado con los tiempos en los cuales se debe ejecutar la obra, en general el cumplimiento del cronograma y la planeación para la entrega de la obra, evitando que se materialicen los riesgos de pérdida de contención en el tramo que se desea reemplazar.

Se debe contar con personal experimentado desde la concepción hasta la finalización de la construcción del ducto de transporte, con el fin de garantizar que se realice una adecuada planeación y ejecución, sin inconvenientes de calidad o retrasos por una planeación inadecuada.

La Figura No.36, muestra el diagrama de influencia de los riesgos durante la ejecución del proyecto y los asociados a sus procesos.

Figura No. 36. Diagrama de influencia de riesgos de ejecución y operación.



RETRASO EN OPERACIONES

Para poder disponer del sistema de transporte operativo, es necesario contar con factores operativos, tales como la disponibilidad del poliducto, producto a utilizar durante el corte y empalme con el fin de evitar problemas de seguridad industrial por las condiciones del combustible tipo nafta, para lo cual se deberá utilizar un combustible tipo diésel o similar.

Los riesgos asociados a la actividad operacional y de ejecución del proyecto se muestran en la Tabla No.23, junto con sus acciones de mitigación para su control, teniendo planes de contingencia para minimizar su impacto.

Tabla No. 23. Caracterización del riesgo operacional.

	RIESGO EJECUCION/ CONTRUCCION	CONSECUENCIAS DEL RIESGO POSIBLES DAÑOS	ACCIONES DE MITIGACIÓN
O.1.	Demoras en el proceso de compra de materiales	<ul style="list-style-type: none"> • Dificultades para el inicio de ejecución del proyecto • Cumplimiento del cronograma planeado • Retrasos en la construcción del ducto de transporte 	<ul style="list-style-type: none"> • Realizar estudio de materiales existentes en la compañía en áreas donde no sean necesarias y construir un plan de compras. • Dirección y control de recursos con el fin de asegurar la construcción de acuerdo costos y tiempos. • Contar con personal experimentado, asegurando el cumplimiento de la planeación
O.2.	Disponibilidad de la infraestructura a intervenir	<ul style="list-style-type: none"> • Limitaciones a problemas de acceso a la infraestructura • Atrasos en cronograma de trabajo 	<ul style="list-style-type: none"> • Estructurar la ejecución de las actividades, incluyendo su puesta en marcha • Fomentar confianza en la zona a intervenir y mostrar los beneficios para el sector • Aseguramiento del abastecimiento en el momento de intervención de la infraestructura.

	RIESGO EJECUCION/ CONTRUCCIÓN	CONSECUENCIAS DEL RIESGO POSIBLES DAÑOS	ACCIONES DE MITIGACIÓN
O.3.	Ejecución inadecuada del trabajo	<ul style="list-style-type: none"> • Construcción del ducto sin los requerimientos adecuados. • Retrasos en el proyecto 	<ul style="list-style-type: none"> • Diseñar procedimientos que permitan alcanzar los estándares de calidad necesarios, sin afectar los costos del proyecto • Dirección y control de recursos con el fin de asegurar la construcción de acuerdo a las especificaciones técnicas
O.4.	Paradas inesperadas del Poliducto	<ul style="list-style-type: none"> • Fallas operacionales que generan sobrecosidos • Retrasos en el proyecto 	<ul style="list-style-type: none"> • Supervisión de la operación • Programa de inspección para definir y realizar las actividades necesarias para detectar el deterioro del ducto instalado, antes de producir falla. • Elaborar sistema de mantenimiento de ductos de acuerdo a la criticidad.
O.5.	Daños en la infraestructura	<ul style="list-style-type: none"> • Desgaste operacional • Trabajos de mantenimiento 	<ul style="list-style-type: none"> • Evaluar los modos de falla más probables y los tipos de daño que se puedan presentar • Mantenimiento preventivo de los equipos e infraestructura • Elaborar y realizar seguimiento a los procedimientos de inspección
O.6.	Disponibilidad de diésel	<ul style="list-style-type: none"> • Retrasos y demoras en la finalización del proyecto • Afectación del proyecto 	<ul style="list-style-type: none"> • Programación de entregas de acuerdo al cronograma de construcción • Consolidar la entrega de combustibles en la Estación Tocancipá. • Seguridad en el mercado

	RIESGO EJECUCION/ CONTRUCCIÓN	CONSECUENCIAS DEL RIESGO POSIBLES DAÑOS	ACCIONES DE MITIGACIÓN
O.7.	Falla en sistema de transporte	<ul style="list-style-type: none"> • Incremento en costos • Incumplimiento de producción y entregas • Cambios en el cronograma del proyecto 	<ul style="list-style-type: none"> • Evaluar los tipos de falla probables y los daños asociados • Continuación con el monitoreo y mantenimiento preventivo • Seguir los procedimientos de integridad establecidos

4.2.4. Análisis semicuantitativo. El paso siguiente consiste en analizar el riesgo; en esta etapa se valora el riesgo (basado en supuestos) de acuerdo con la probabilidad de ocurrencia y las consecuencias y/o impactos. Este análisis semicuantitativo, hace una aproximación inicial al riesgo y su distribución por medio de colores de la matriz, permitiendo la identificación y definición de criterios sobre los niveles de riesgo para iniciar la priorización.

Para el análisis semicuantitativo de los riesgos se utilizaron valores que van desde riesgo bajo (valor 1) hasta crítico (valor 100), sin embargo, en la caracterización se incluyeron los riesgos que tienen relevancia de nivel moderado (valor 50) y superiores, con el fin de poder identificar y analizar los de mayor relevancia.

En la Tabla No.25, se realiza la valoración de los riesgos de entorno, donde se valora principalmente el daño que puede ocasionar el riesgo con respecto a la infraestructura y su duración.

Tabla No. 24. Análisis semicuantitativo de riesgos de entorno.

Riesgo		Consecuencias y/o impacto	Probabilidad de ocurrencia	P x I
Entorno				
E.1.	Seguridad física del personal	50	2	100
E.2.	Seguridad física de la infraestructura	100	2	200
E.3.	Orden publico	15	5	75
E.4.	Clima de la región	50	5	250

E.5.	Impacto ambiental	100	5	500
-------------	-------------------	-----	---	-----

Para la valoración de los riesgos financieros mostrados en la Tabla No.26, se tienen en cuenta las inversiones y las consecuencias en términos económicos no solamente en lo que tiene que ver con el proyecto como tal, si no influenciado por el mercado externo que condiciona la viabilidad de la ejecución.

Tabla No. 25. Análisis semicuantitativo de riesgos financieros.

Riesgo		Consecuencias y/o impacto	Probabilidad de ocurrencia	P x I
Financieros				
F.1.	Volatilidad del precio del crudo	100	10	1000
F.2.	Cálculos de transporte de hidrocarburos inadecuados	100	2	200
F.3.	Costos de construcción diferentes a los planeados	50	5	250
F.4.	Altos costos de operación	50	2	100
F.5.	Ejecución de las obras civiles	15	2	30
F.6.	Abandono de infraestructura de transporte	100	5	500

En la Tabla No.27, se muestran los resultados para el análisis semicuantitativo de los riesgos que condicionan la operación como tal del Poliducto de Oriente, teniendo como consecuencia la imposibilidad del transporte de hidrocarburos como objetivo para conseguir los ingresos del proyecto.

Tabla No. 26. Análisis semicuantitativo de riesgos de ejecución y/o construcción.

Riesgo		Consecuencias y/o impacto	Probabilidad de ocurrencia	P x I
Ejecución/construcción				

O.1.	Demora en proceso de compra de materiales	50	2	100
O.2.	Disponibilidad de la infraestructura a intervenir	15	1	15
O.3.	Ejecución inadecuada del trabajo	15	1	15
O.4.	Paradas inesperadas del Poliducto	15	5	75
O.5.	Daños en la infraestructura	50	2	100
O.6.	Disponibilidad de diésel	5	5	25
O.7.	Falla en sistema de transporte	50	5	250

Finalmente y realizando un compendio de los riesgos analizados, se obtiene en la Figura No.37., la matriz de riesgos del proyecto, la cual muestra con un valor numérico, la influencia que puede llegar a tener cada uno de los riesgos para el cumplimiento de los objetivos que posee el proyecto y la necesidad de adoptar el plan de acción y/o mejora de los riesgos más críticos que puedan llegar a ser controlables por el proyecto.

Figura No. 37. Matriz de riesgos del proyecto

				PROBABILIDAD DE OCURRENCIA				
CONSECUENCIAS Y/O IMPACTO	VALORACIÓN			REMOTO	IMPROBABLE	POSIBLE	PROBABLE	FRECUENTE
				A	B	C	D	E
				0,5	1	2	5	10
	Critico	5	100			E.2. - F.2.	F.6. - E.5.	F.1.
	Alto	4	50		E.3	E.1. - F.4. O.1. - O.5.	O.7.- F.3. E.4.	
	Moderado	3	15		O2. - O.5. O.3.	E.3. - F.5.	O.4.	
Menor	2	5				O.6.		
Bajo	1	1						

5. CONCLUSIONES

- Se evidencia que se continúan presentando movimientos del terreno, los cuales se incrementaron en los últimos años por la explotación minera de la zona, lo cual puede generar que la tubería este sometida a esfuerzos que posiblemente ocasionen otro evento de pérdida de contención en un futuro cercano.
- Se debe cambiar la configuración de la tubería de enterrada a aérea en el tramo comprendido entre el Pk 215+000 y 216+000 aproximadamente, con el fin de evitar que los movimientos del terreno sean transmitidos directamente a la tubería, minimizando los esfuerzos causados por los deslizamientos, adicionalmente permitiendo la inspección visual del ducto para verificar su estado.
- La evaluación económica del proyecto es bastante rentable, ya que, al presentarse los costos hundidos de la existencia del Poliducto de Oriente, se cuenta con todos los ingresos proyectados.
- Es necesaria la ejecución del proyecto, ya que existen riesgos asociados a la no construcción del ducto de transporte que deben ser tratados y reducidos. Con la modificación del poliducto a una configuración aérea se reduce el riesgo hasta niveles tolerables para el dueño del activo.

6. RECOMENDACIONES

- Instalar los soportes tipo marco H con un “sobre ancho”, de forma que los movimientos laterales no contemplados, no comprometan las condiciones de soporteria de la tubería.
- Establecer un programa de inspección del Poliducto de Oriente (posterior a la implementación de cambio propuesto) de forma que puedan identificarse (por lo menos en el tramo aéreo) deformaciones y/o movimientos inusuales de la tubería y de esta forma reducir los impactos económicos, ambientales y de cualquier otra índole que pueda ocasionar una nueva falla de contención en la zona.
- Incluir los sensores actualmente instalados (previa reconfiguración) en los programas de inspección, como medida adicional de control de comportamiento del sistema.
- Realizar una evaluación geotécnica estructural en la zona de influencia del Poliducto, que permita la implementación de obras de protección definitivas (gaviones, reemplazo de terreno, etc.) que permitan estabilizar y/o evitar el avance de los deslizamientos presentados.

BIBLIOGRAFIA

AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES. Resolución 0906, 28 de julio de 2015. Bogotá. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. 2015. 179P.

ASOCIACION COLOMBIANA DE INGENIERIA SISMICA. Reglamento colombiano de construcción sismo-resistente NSR-10. Decreto 926 de marzo 19 de 2010. Bogotá: 3R Editores, 2010. 2360p.

BRAVO MENDOZA, Oscar y SANCHEZ CELIS, Marleny. Gestión Integral de Riesgos. Segunda Edición. Bogotá: Bravo & Sánchez, 2012. 469p.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 222 de 2015. Bogotá. Ministerio de Minas y Energía. 2015. 76p.

DIRECCIÓN DE ASUNTOS CORPORATIVOS. ECOPETROL S.A. Reporte Integrado de Gestión Sostenible, 2015. Bogotá: Panamericana Formas e Impresos, 2016. 671p.

DEPARTAMENTO DE DUCTOS Y OFFSHORE – VIT. Gestión de la amenaza de clima y fuerzas externas, Poliducto de Oriente K215+300. Bogotá. Ecopetrol S.A. 2015. 10p.

Micron Optics, Inc. (2013). Optical fiber sensor datasheet. Obtenido de http://www.micronoptics-.com/products/sensing_solutions/sensors/

PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE, Guía de los Fundamentos para la Dirección de Proyectos. PMBOK. Quinta Edición. Pensilvania. Project Management Institute Inc., 2013. 589p.

THE AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. ASME B31.4-2012. Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries. New York: ASME, 2012. 136p.

VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGIA. CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTANDARES. Código CNE ECP-VIN-P-MET-TI-0020. Típico de soporteria distancia máxima entre soportes para tuberías 2” a 48” diámetro ASME B31.4. Versión 1, Bogotá. Ecopetrol S.A., 2p.

VICEPRESIDENCIA DE TRANSPORTE Y LOGÍSTICA, GERENCIA DE ACTIVOS Código VIT-GTA-P-CIV-ET-044. Especificación técnica estructuras para la instalación superficial de ductos. Versión 1., Bogotá, Ecopetrol S.A., 2015. 10p.

VICEPRESIDENCIA DE TRANSPORTE Y LOGÍSTICA. GERENCIA TECNICA DE ACTIVOS. STM-0406STO-16595-ST-MET-IF-001. Análisis de esfuerzos Poliducto Sutamarchán – Tocancipá, Zona Guachetá. Versión 0. ECOPETROL S.A. 2016. 14p.

ANEXO A. Datos de los sensores fbg instalados entre el pk 215 al 217.

A continuación se muestran las lecturas obtenidas en los sensores FBG en los tres puntos instalados entre los PK 215 y 217 del Poliducto de Oriente, teniendo en cuenta el número de secciones y los sensores de cada uno de ellos.

Tabla No. A.1. Lecturas obtenidas en los sensores FBG del PK 215+300

SECCION 1		LECTURAS		
No.	FECHA	SENSOR A	SENSOR B	SENSOR C
1	01-feb.-13	0	0	0
2	11-feb.-13	-36,9885	-6,60204	14,02931
3	16-feb.-13	-52,2971	-57,8015	18,37359
4	19-feb.-13	-34,1788	5,3223	39,21778
5	01-mar.-13	57,23	55,37	141,75
6	08-mar.-13	67,85	95,25	146,47
7	15-mar.-13	74,23	93,02	153,17
8	22-mar.-13	67,96	83,38	148,45
9	25-mar.-13	69,5	54,79	149,82
10	07-abr.-13	32,54	147,01	169,29
11	13-abr.-13	78,22	103,63	204,7
12	19-abr.-13	83,77	130,42	210,44
13	26-abr.-13	87,79	121,69	207,63
14	03-may.-13	66,12	141,24	213,73
15	10-may.-13	24,57	138,03	223,43
16	17-may.-13	140,47	501,22	363,01
17	24-may.-13	210,74	558,45	344,73
18	31-may.-13	126,49	844,79	71,71
19	07-jun.-13	226,83	843,47	158,35
20	15-jun.-13	214,63	824,85	171,32
21	21-jun.-13	225,3	0	180,59
22	27-jun.-13	217,68	0	190,13
23	04-jul.-13	224,1	0	194,82
24	11-jul.-13	225,92	0	196,25
25	18-jul.-13	226,22	0	194,66
36	10-oct.-13	246,02	0	268,27
37	18-oct-13	238,07	0	260,64
38	24-oct.-13	231,01	0	253,68
39	01-nov.-13	221,44	0	243,11

40	08-nov.-13	108,07	0	-31,36
41	15-nov.-13	223,74	0	235,84
42	22-nov.-13	196,51	0	207,26
43	28-nov.-13	190,86	0	185,65
44	06-dic.-13	230,68	0	211,83
45	20-dic.-13	220,89	0	203,16
46	31-dic.-13	210,62	0	191,7
47	29-ene.-14	177,13	0	150,22
48	04-feb.-14	169,18	0	138,96
49	13-feb.-14	154,81	0	114,32
50	19-feb.-14	140,34	0	98,05
51	26-feb.-14	93,32	0	73,35
52	30-oct.-14	-371,87	0	-446,86
53	20-nov-14	-365,798	0	-468,985
54	10-dic-14	-386,81	0	-508,62
55	15-dic-14	-391,66	0	-518,7
56	05-ene-15	-441,46	0	-568,5
57	08-ene-15	-443,91	0	-568,64
58	13-ene-15	-450,19	0	-572,89
59	16-ene-15	-451,92	0	-572,54
60	19-ene-15	-454,08	0	-571,71
61	21-ene-15	-456,19	0	-573,56
62	26-ene-15	-464,47	0	-581,93
63	30-ene-15	-467,69	0	-584,57
64	02-feb-15	-470,1	0	-587,27
65	05-feb-15	-471,58	0	-595,1
66	09-feb-15	-473,4	0	-600,77
67	13-feb-15	-476,8	0	-602,73
68	16-feb-15	-479,13	0	-604,69
69	20-feb-15	-483,81	0	-607,71
70	23-feb-15	-485,75	0	-608,44
71	25-feb-15	-486,53	0	-603,01
72	02-mar-15	-490,32	0	-612,5
73	05-mar-15	-505,6	0	-620,23
74	11-mar-15	-508,14	0	-630,25
75	13-mar-15	-508,62	0	-631,94
76	20-mar-15	-509,47	0	-638,11
77	27-mar-15	-515,5	0	-644,64
78	30-mar-15	-518,99	0	-648,35
79	14-abr-15	-528,42	0	-655,77

81	27-abr-15	-533,44	0	-661,033
82	08-may-15	-530,07	0	-659,99
83	21-may-15	-535,6	0	-658,18
84	05-jun-15	-553,163	0	-657,914
85	23-jun-15	-608,174	0	-677,451
86	10-jul-15	-611,133	0	-679,162
87	27-jul-15	-624,258	0	-683,647
88	07-ago-15	-666,559	0	-705,327
89	24-ago-15	-721,267	0	-757,006
90	10-sep-15	-748,206	0	-779,25
91	24-sep.-15	-752,507	0	-779,643
92	15-oct.-15	-772,943	0	-794,239
93	29-oct.-15	-784,844	0	-805,381
94	13-nov-15	-803,405	0	-822,831
95	28-nov-15	-828,188	0	-843,696
96	11-dic-15	-838,001	0	-846,845
97	29-dic-15	-834,532	0	-834,407
98	01-feb-16	0	0	1.551,83
99	02-feb-16	0	0	1.534,14
100	03-feb-16	0	0	1.502,12
101	04-feb-16	0	0	1.527,04
102	24-feb-16	0	0	0
103	19-mar-16	0	0	0

SECCION 2		LECTURAS		
No.	FECHA	SENSOR A	SENSOR B	SENSOR C
1	01-feb.-13	0	0	0
2	11-feb.-13	0	0	0
3	16-feb.-13	0	0	0
4	19-feb.-13	0	0	0
5	01-mar.-13	0	0	0
6	08-mar.-13	0	0	0
7	15-mar.-13	0	0	0
8	22-mar.-13	0	0	0
9	25-mar.-13	0	0	0
10	07-abr.-13	0	0	0
11	13-abr.-13	0	0	0
12	19-abr.-13	0	0	0
13	26-abr.-13	0	0	0

14	03-may.-13	0	0	0
15	10-may.-13	0	0	0
16	17-may.-13	0	0	0
17	24-may.-13	0	0	0
18	31-may.-13	0	0	0
19	07-jun.-13	0	0	0
20	15-jun.-13	-10,77	9,22	7,47
21	21-jun.-13	4,22	23,21	6,79
22	27-jun.-13	-4,09	190,26	14,4
23	04-jul.-13	-4,57	162,07	17,87
24	11-jul.-13	-9,28	188,8	16,69
25	18-jul.-13	-25,21	190,04	25,25
26	25-jul.-13	-45,52	175,92	8,87
27	01-ago.-13	-50,74	183,06	3,94
28	08-ago.-13	-148,93	46,21	-77,56
29	15-ago.-13	-93,7	188,7	-19,19
30	04-sep.-13	-71,32	28,69	56,48
31	09-sep.-13	-81,66	18,93	44,26
32	14-sep.-13	-95,63	1,91	30,1
33	20-sep.-13	-119,36	-23,97	6,42
34	27-sep.-13	-139,23	-43,48	-9,22
35	03-oct.-13	-153,86	-61,33	-24,36
36	10-oct.-13	-170,99	-78,13	-42,06
37	18-oct.-13	-191,67	-98,05	-62,66
38	24-oct.-13	-205,04	-112,37	-75,9
39	01-nov.-13	-224,45	-130,98	-96,39
40	08-nov.-13	-133,67	-216,77	177,57
41	15-nov.-13	-136,71	-226,47	169,16
42	22-nov.-13	-153,36	-238,45	155,94
43	28-nov.-13	-158,02	-249,1	147,06
44	06-dic.-13	-161,79	-258,71	138,81
45	20-dic.-13	-235,04	-287,69	106,31
46	31-dic.-13	-259,75	-307,59	85,42
47	29-ene.-14	-319,93	-355,97	29,49
48	04-feb.-14	-328,96	-365,59	17,63
49	13-feb.-14	-294,75	-390,89	-9,84
50	19-feb.-14	-330,23	-412,53	-32,88
51	26-feb.-14	-380,02	-432,34	-55,43
52	30-oct.-14	-1105,54	-994,87	-631,56
53	20-nov-14	-1197,23	-1053,8	-703,667

54	10-dic-14	-1277,06	-1126,51	-788,706
55	15-dic-14	-1294,05	-1145,82	-809,86
56	05-ene-15	-1421,91	-1409,27	-1168,45
57	08-ene-15	-1425,3	-1412,4	-1172,52
58	13-ene-15	-1431,88	-1416,98	-1180,09
59	16-ene-15	-1436,23	-1419,54	-1182,87
60	19-ene-15	-1437,44	-1424,47	-1187,33
61	21-ene-15	-1439,52	-1428,07	-1191,47
62	26-ene-15	-1447,27	-1434,31	-1200,25
63	30-ene-15	-1454,28	-1437,56	-1206,16
64	02-feb-15	-1457,6	-1441,98	-1210,79
65	05-feb-15	-1463	-1446,59	-1214,83
66	09-feb-15	-1471,38	-1454,15	-1224,93
67	13-feb-15	-1476,32	-1456,93	-1227,84
68	16-feb-15	-1479,83	-1459,05	-1231,29
69	20-feb-15	-1487,97	-1461,85	-1234,79
70	23-feb-15	-1487,49	-1464,31	-1236,37
71	25-feb-15	-1491,39	-1466,56	-1239,24
72	02-mar-15	-1497,8	-1471,12	-1245,79
73	05-mar-15	-1503,95	-1474,58	-1250,39
74	11-mar-15	-1510,76	-1481,63	-1257,4
75	13-mar-15	-1514,29	-1482,49	-1258,45
76	20-mar-15	-1521,42	-1492,21	-1267,64
77	27-mar-15	-1530,71	-1299,6	-993,76
78	30-mar-15	-1562,17	-1565,69	-1282,5
79	14-abr-15	-1584,61	-1519,33	-1301,43
81	27-abr-15	-1.553,66	-1.332,45	-1.030,78
82	08-may-15	-1560,68	-1334,81	-1034,65
83	21-may-15	-1.575,97	-1.345,09	-1.047,28
84	05-jun-15	-1.599,04	-1.359,69	-1.065,80
85	23-jun-15	-1.626,63	-1.376,81	-1.084,77
86	10-jul-15	-1.634,12	-1.369,44	-1.103,70
87	27-jul-15	-1.630,99	-1.417,07	-1.130,74
88	07-ago-15	-1.629,50	-1.432,77	-1.139,54
89	24-ago-15	-1.623,04	-1.453,03	-1.160,98
90	10-sep-15	-1.639,20	-1.468,10	-1.178,14
91	24-sep.-15	-1.638,52	-1.496,30	-1.191,94
92	15-oct.-15	-1.664,93	-1.528,43	-1.222,25
93	29-oct.-15	-1.668,18	-1.550,32	-1.241,24
94	13-nov-15	-1.673,28	-1.549,75	-1.227,54

95	28-nov-15	-1.698,87	-1.560,41	-1.244,74
96	11-dic-15	-1.705,27	-1.588,47	-1.283,26
97	29-dic-15	-1.891,14	-1.593,93	-1.282,72
98	01-feb-16	557,04	-263,517	-481,655
99	02-feb-16	538,984	-277,633	-492,981
100	03-feb-16	572,146	-153,345	-480,086
101	04-feb-16	558,297	-204,994	-479,484
102	24-feb-16	618,811	-251,961	-497,484
103	19-mar-16	624,199	-315,187	-515,089

SECCION 3		LECTURAS		
No.	FECHA	SENSOR A	SENSOR B	SENSOR C
1	01-feb.-13	0	0	0
2	11-feb.-13	0	0	0
3	16-feb.-13	0	0	0
4	19-feb.-13	0	0	0
5	01-mar.-13	0	0	0
6	08-mar.-13	0	0	0
7	15-mar.-13	0	0	0
8	22-mar.-13	0	0	0
9	25-mar.-13	0	0	0
10	07-abr.-13	0	0	0
11	13-abr.-13	0	0	0
12	19-abr.-13	0	0	0
13	26-abr.-13	0	0	0
14	03-may.-13	0	0	0
15	10-may.-13	0	0	0
16	17-may.-13	0	0	0
17	24-may.-13	0	0	0
18	31-may.-13	0	0	0
19	07-jun.-13	0	0	0
20	15-jun.-13	9,67	-5,48	3,15
21	21-jun.-13	17,78	17,73	6,85
22	27-jun.-13	13,75	14,41	6,26
23	04-jul.-13	17,18	12,18	8,12
24	11-jul.-13	18,89	21,83	19,69
25	18-jul.-13	10,69	21,16	17,29
26	25-jul.-13	-11,85	-1,02	2,6
27	01-ago.-13	-68	-0,34	1,16

28	08-ago.-13	-124,22	-146,33	-88,01
29	15-ago.-13	-125,63	-4,96	-9,85
30	04-sep.-13	-84,76	-207,97	74,97
31	09-sep.-13	-89,89	-226,72	64,02
32	14-sep.-13	-90,03	-245,83	48,18
33	20-sep.-13	-92,61	-277,99	21,22
34	27-sep.-13	-95,2	-307,45	3,19
35	03-oct.-13	-98,94	-328,67	-11,66
36	10-oct.-13	-88,32	-347,06	-31,07
37	18-oct.-13	-135,32	-368,25	-52,66
38	24-oct.-13	-143,49	-381,96	-67,06
39	01-nov.-13	-162,67	-401,64	-89,12
40	08-nov.-13	-278,33	-340	-392,51
41	15-nov.-13	-284,76	-339,18	-398,3
42	22-nov.-13	-296,51	-353,01	-412,8
43	28-nov.-13	-304,04	-355,96	-419,88
44	06-dic.-13	-303,99	-385,4	-419,94
45	20-dic.-13	-328,79	-422,2	-444,43
46	31-dic.-13	-346,96	-444,55	-461,49
47	29-ene.-14	-388,68	-498,32	-508,4
48	04-feb.-14	-398,12	-508,83	-517,9
49	13-feb.-14	-421,97	-532,81	-542,67
50	19-feb.-14	-441,19	-554,17	-563,9
51	26-feb.-14	-459,34	-570,44	-582,74
52	30-oct.-14	-972,8	-1140,9	-1108,03
53	20-nov-14	-1029,29	-1201,31	-1170,72
54	10-dic-14	-1110,27	-1278,58	-1254,53
55	15-dic-14	-1134,4	-1299,84	-1278,4
56	05-ene-15	-1176,2	-1169,77	-1067,3
57	08-ene-15	-1179,52	-1174,02	-1072,24
58	13-ene-15	-1185,37	-1181,35	-1080,61
59	16-ene-15	-1187,32	-1185,21	-1084,25
60	19-ene-15	-1189,94	-1189,53	-1086,99
61	21-ene-15	-1192,22	-1192,37	-1089,59
62	26-ene-15	-1196,98	-1200,96	-1097,06
63	30-ene-15	-1201,32	-1204,25	-1100,49
64	02-feb-15	-1205,33	-1208,92	-1104,96
65	05-feb-15	-1207,95	-1214,19	-1109,25
66	09-feb-15	-1213,77	-1219,12	-1116,64
67	13-feb-15	-1216,8	-1222,98	-1121,77

68	16-feb-15	-1220,43	-1226,32	-1122,42
69	20-feb-15	-1224,35	-1230,42	-1127,22
70	23-feb-15	-1227,14	-1236,96	-1127,41
71	25-feb-15	-1229,47	-1238,77	-1130,66
72	02-mar-15	-1234,32	-1246,1	-1135,04
73	05-mar-15	-1237,06	-1252,01	-1138,85
74	11-mar-15	-1243,21	-1259,26	-1148,14
75	13-mar-15	-1245,73	-1261,59	-1150,14
76	20-mar-15	-1252,59	-1267,64	-1157,02
77	27-mar-15	-1292,27	-1477,57	-1443,42
78	30-mar-15	-1264,47	-1279,49	-1168,02
79	14-abr-15	-1279,94	-1297,62	-1183,45
81	27-abr-15	-1.325,12	-1.523,83	-1.474,59
82	08-may-15	-1336,442	-1536,281	-1484,591
83	21-may-15	-1.354,56	-1.554,48	-1.503,11
84	05-jun-15	-1.377,03	-1.579,58	-1.529,86
85	23-jun-15	-1.400,23	-1.612,93	-1.558,19
86	10-jul-15	-1.406,42	-1.622,66	-1.565,91
87	27-jul-15	-1.437,53	-1.625,67	-1.592,55
88	07-ago-15	-1.473,78	-1.608,50	-1.639,57
89	24-ago-15	-1.506,04	-1.616,34	-1.679,77
90	10-sep-15	-1.528,52	-1.627,47	-1.701,13
91	24-sep-15	-1.541,24	-1.660,47	-1.712,19
92	15-oct-15	-1.581,65	-1.692,65	-1.754,08
93	29-oct-15	-1.603,21	-1.722,67	-1.771,62
94	13-nov-15	-1.604,67	-1.701,02	-1.766,32
95	28-nov-15	-1.626,65	-1.700,86	-1.727,79
96	11-dic-15	-1.672,63	-1.723,60	-1.676,21
97	29-dic-15	-1.682,57	-1.745,67	-1.639,49
98	01-feb-16	-914,082	-146,533	97,731
99	02-feb-16	-932,777	-148,339	77,955
100	03-feb-16	-855,303	-54,976	50,655
101	04-feb-16	-874,046	-94,528	39,866
102	24-feb-16	-920,034	-117,437	10,388
103	19-mar-16	-972,08	-134,872	-45,193

Tabla No. A.2. Lecturas obtenidas en los sensores FBG del PK 216+000.

SECCION 1		LECTURAS		
No.	FECHA	SENSOR A	SENSOR B	SENSOR C
1	28-ene.-13	0	0	0
2	11-feb.-13	0	0	0
3	16-feb.-13	0	0	0
4	19-feb.-13	9,19	-16,04	13,31
5	01-mar.-13	-1,27	-11,72	16,82
6	08-mar.-13	6,93	-5,04	28,15
7	15-mar.-13	13,62	0,3	34,17
8	22-mar.-13	20,3	5,63	40,19
9	25-mar.-13	25,36	10,56	43,53
10	07-abr.-13	36,39	23,28	62,4
11	13-abr.-13	40,24	28,28	68,15
12	19-abr.-13	38,64	-33,75	88,69
13	26-abr.-13	59,49	-41,07	101,53
14	03-may.-13	62,23	-45,85	102,63
15	10-may.-13	64,53	-58,14	95,28
16	17-may.-13	77,58	-48,03	99,12
17	24-may.-13	90,49	-39,99	100,1
18	31-may.-13	95,2	-31,41	99,12
19	07-jun.-13	112,29	-23,09	94,66
20	15-jun.-13	122,93	-15,52	105,2
21	21-jun.-13	126,07	-14,77	109,95
22	27-jun.-13	131,47	-13,99	103,42
23	04-jul.-13	142,93	-7,6	101,92
24	11-jul.-13	147,07	-4,51	108,63
25	18-jul.-13	153,13	0,29	117,05
26	25-jul.-13	160,97	6,77	126,5
27	01-ago.-13	168,24	12,88	125,68
28	08-ago.-13	179,23	18,52	136,39
29	15-ago.-13	185,04	18,57	143,29
30	04-sep.-13	209,08	35,69	288,81
31	09-sep.-13	214,41	38,28	295,33
32	14-sep.-13	216,61	38,41	299,08
33	20-sep.-13	228,93	44,59	308,84
34	27-sep.-13	235,67	48,07	316,72
35	03-oct.-13	237,16	46,83	320,86
36	10-oct.-13	251,01	56,49	335,64
37	18-oct.-13	256,37	57,26	342,57

38	24-oct.-13	264,45	58,47	347,94
39	01-nov.-13	276,01	66,88	358,46
40	08-nov.-13	289,79	72,32	368,7
41	15-nov.-13	300,58	82,6	382,23
42	22-nov.-13	311,05	91,5	392,62
43	28-nov.-13	318,47	92,91	395,03
44	06-dic.-13	326	100,18	400,03
45	20-dic.-13	357,74	122,09	425,46
46	31-dic.-13	373,91	130,59	438,8
47	29-ene.-14	412,88	143,66	478,78
48	04-feb.-14	424,21	148,64	489,39
49	13-feb.-14	443,61	152,09	514,67
50	19-feb.-14	449,3	152,53	525,7
51	26-feb.-14	471,73	165,28	542,24
52	31-oct.-14	993,55	345,07	1351,25
53	20-nov-14	1078,37	373,83	1425,33
54	10-dic-14	1152,28	396,15	1568,72
55	16-dic-14	1162,61	391,95	1574,39
56	06-ene-15	1050,79	611,28	1038,33
57	08-ene-15	889,27	455,51	664,28
58	13-ene-15	605,56	169,18	85,06
59	16-ene-15	475,29	60,75	-170,17
60	19-ene-15	453,59	37,79	-214,49
61	21-ene-15	496,74	66,6	-1454,21
62	26-ene-15	-74,43	-50,26	32,07
63	30-ene-15	-198,32	31,43	-264,15
64	02-feb-15	-123,58	-11,69	-256,3
65	05-feb-15	-198,32	31,43	-264,15
66	09-feb-15	-142,71	48,87	-369,08
67	13-feb-15	-120,32	46,49	-394,18
68	16-feb-15	-117,69	39,41	-387,83
69	20-feb-15	-100,61	54,25	-402,31
70	23-feb-15	-106,8	48,01	-408,32
71	25-feb-15	-102,69	47,29	-405,93
72	02-mar-15	-94,95	43,12	-397,49
73	05-mar-15	-91,26	53,26	-405,18
74	11-mar-15	-85,9	41,59	-398,97
75	13-mar-15	-76,42	43,94	-395
76	27-mar-15	-127,94	96,95	-399,99
77	14-abr-15	-114,91	100,78	-396,46

78	22-abr-15	-76,35	41,83	-396,9
79	27-abr-15	-110,63	95,83	-393,36
80	08-may-15	-100,71	103,34	-383,55
81	21-may-15	-88,323	107,943	-367,908
82	04-jun-15	-92,461	108,867	-369,434
83	24-jun-15	-90,502	122,034	-370,557
84	13-jul-15	-92,908	115,395	-378,559
85	28-jul-15	-60,24	93,761	-378,188
86	08-ago-15	-70,192	131,646	-392,192
87	25-ago-15	-69,55	111,635	-400,002
88	09-sep-15	-55,574	137,603	-400,461
89	24-sep.-15	-58,029	113,842	-402,52
90	15-oct.-15	-58,029	113,842	-402,52
91	29-oct.-15	-52,694	124,311	-404,86
92	13-nov.-15	-54,822	119,606	-415,748
93	28-nov.-15	-66,794	132,05	-422,551
94	11-dic.-15	-76,917	157,826	-432,318
95	30-dic-15	-26,313	142,406	-439,957
96	01-feb.-16	19,52	118,565	-307,25
97	02-feb.-16	22,679	121,538	-305,15
98	03-feb.-16	26,099	120,009	-302,95
99	04-feb.-16	30,107	122,226	-301,93
100	24-feb-16	140,29	124,066	-234,744
101	19-mar-16	284,485	124,141	-45,669

SECCION 2		LECTURAS		
No.	FECHA	SENSOR A	SENSOR B	SENSOR C
1	28-ene.-13	0	0	0
2	11-feb.-13	0	0	0
3	16-feb.-13	0	0	0
4	19-feb.-13	22,34425	-58,70402	37,77385
5	01-mar.-13	21,4	-100,62	21,75
6	08-mar.-13	23,72	-95,17	21,55
7	15-mar.-13	27,43	-90,57	26,04
8	22-mar.-13	31,13	-85,97	30,53
9	25-mar.-13	30,32	-86,18	29,73
10	07-abr.-13	34,93	-78,12	37,95
11	13-abr.-13	38,85	-74,88	42,71

12	19-abr.-13	37,89	-71,47	37,81
13	26-abr.-13	42,51	-55,17	44,48
14	03-may.-13	34,61	-73,84	41,39
15	10-may.-13	39,86	-94,51	40,86
16	17-may.-13	37,15	-86,01	61,38
17	24-may.-13	45,61	-78,59	70,04
18	31-may.-13	12,88	-51	91,96
19	07-jun.-13	53,5	-60,88	89,37
20	15-jun.-13	0	-49,98	99,37
21	21-jun.-13	0	-49,77	103,27
22	27-jun.-13	0	-46,91	108,02
23	04-jul.-13	74,3	-39,15	117
24	11-jul.-13	80,41	-35,15	124,97
25	18-jul.-13	87,61	-27,93	135,48
26	25-jul.-13	96,57	-16,37	149,92
27	01-ago.-13	102,63	-7,24	163,3
28	08-ago.-13	111,45	4,15	177,4
29	15-ago.-13	115,77	7,1	185,47
30	04-sep.-13	132,98	28,82	213,53
31	09-sep.-13	135,95	33,6	219,96
32	14-sep.-13	137,48	34,9	224,64
33	20-sep.-13	141,92	43,94	233,71
34	27-sep.-13	145,43	50,5	243,33
35	03-oct.-13	147,19	48,94	245,72
36	10-oct.-13	152,87	60,79	258,17
37	18-oct.-13	154,43	63,71	264,68
38	24-oct.-13	157,05	67,31	270,73
39	01-nov.-13	161,47	73,85	279,77
40	08-nov.-13	165,95	79,33	286,73
41	15-nov.-13	167,04	84,42	292,01
42	22-nov.-13	170,97	93,26	302,37
43	28-nov.-13	172,25	98,43	308,4
44	06-dic.-13	170,08	101,5	313,65
45	20-dic.-13	175,49	127,08	341,46
46	31-dic.-13	179,32	140,79	357,45
47	29-ene.-14	186,03	169,63	395,28
48	04-feb.-14	190,79	180,76	407,93
49	13-feb.-14	200,15	196,63	431,15
50	19-feb.-14	199,05	201,6	441,38
51	26-feb.-14	209,43	214	458,7

52	31-oct.-14	377,9	794,95	1135,53
53	20-nov-14	394,04	882,95	1213,98
54	10-dic-14	387,66	985,58	1355,17
55	15-dic-14	388,43	1010,43	1381,48
56	06-ene-15	338,76	804,39	1488,3
57	08-ene-15	0	0	1158,99
58	13-ene-15	0	0	860,49
59	16-ene-15	0	0	736,71
60	19-ene-15	0	0	684,51
61	21-ene-15	0	0	720,67
62	26-ene-15	0	0	456,56
63	30-ene-15	0	0	158,16
64	02-feb-15	0	0	305,66
65	05-feb-15	0	0	158,16
66	09-feb-15	0	0	167,01
67	13-feb-15	0	0	173,7
68	16-feb-15	0	0	175,19
69	20-feb-15	0	0	187,85
70	23-feb-15	0	0	178,72
71	25-feb-15	0	0	185,43
72	02-mar-15	0	0	188,71
73	05-mar-15	0	0	185,4
74	11-mar-15	0	0	195,4
75	13-mar-15	0	0	199,1
76	27-mar-15	0	0	34,1
77	14-abr-15	0	0	71,7
78	22-abr-15	0	0	62,2
79	27-abr-15	0	0	84,5
80	08-may-15	0	0	89,5
81	21-may-15	0	0	95,581
82	04-jun-15	0	0	98,911
83	24-jun-15	0	0	109,741
84	13-jul-15	0	0	126,607
85	28-jul-15	0	0	119,803
86	08-ago-15	0	0	148,196
87	25-ago-15	0	0	155,899
88	09-sep-15	-100,3	355,971	173,209
89	24-sep-15	-82,573	302,566	171,744
90	15-oct-15	-82,573	302,566	171,744
91	29-oct-15	-70,473	270,73	182,614

92	13-nov-15	-63,515	306,779	162,326
93	28-nov-15	-69,667	311,941	167,127
94	11-dic-15	-67,279	336,82	165,851
95	30-dic-15	-70,012	333,596	183,782
96	01-feb-16	-114,196	0	232,5
97	02-feb-16	-113,291	0	235,08
98	03-feb-16	-109,443	0	237,94
99	04-feb-16	-104,567	0	240,86
100	24-feb-16	-71,776	0	303,989
101	18-mar-16	-27,635	0	375,962

SECCION 3		LECTURAS		
No.	FECHA	SENSOR A	SENSOR B	SENSOR C
1	28-ene.-13	0	0	0
2	11-feb.-13	0	0	0
3	16-feb.-13	0	0	0
4	19-feb.-13	-52,6474	5,113481	26,92398
5	01-mar.-13	68,39	-149,36	69,21
6	08-mar.-13	66,2	-150,43	66,85
7	15-mar.-13	100,99	-246,94	100,38
8	22-mar.-13	135,78	-343,45	133,91
9	25-mar.-13	137,96	-371,63	143,69
10	07-abr.-13	137,92	-379,79	135,95
11	13-abr.-13	135,33	-386,6	133,55
12	19-abr.-13	121,41	-377,95	163,2
13	26-abr.-13	85,15	-348,26	116,17
14	03-may.-13	0	-196,49	36,57
15	10-may.-13	0	-252,41	56,59
16	17-may.-13	0	0	56,83
17	24-may.-13	0	0	56,96
18	31-may.-13	0	0	64,27
19	07-jun.-13	0	0	63,72
20	15-jun.-13	0	0	69,14
21	21-jun.-13	0	0	68,47
22	27-jun.-13	0	0	73,17
23	04-jul.-13	90,3	-248,76	79,99
24	11-jul.-13	93,49	-244,97	82,28

25	18-jul.-13	98,38	-240,96	87,02
26	25-jul.-13	105,58	-232,08	94,75
27	01-ago.-13	110,64	-226,41	102,78
28	08-ago.-13	115,56	-220,81	110,43
29	15-ago.-13	117,49	-217,85	112,95
30	04-sep.-13	128,52	-204,43	124,83
31	09-sep.-13	130,05	-201,33	128,33
32	14-sep.-13	130,96	-200,44	130,38
33	20-sep.-13	135,67	-196,98	138,42
34	27-sep.-13	135,97	-192,66	142,94
35	03-oct.-13	136,51	-193,39	145,02
36	10-oct.-13	141,33	-184,89	152,96
37	18-oct.-13	141,72	-185,56	157,44
38	24-oct.-13	143,59	-183,6	161,09
39	01-nov.-13	146,87	-179,72	169,44
40	08-nov.-13	151,36	-176,7	172,41
41	15-nov.-13	151,99	-173,26	175,04
42	22-nov.-13	155,8	-171,56	179,2
43	28-nov.-13	158,12	-169,15	182,39
44	06-dic.-13	160,79	-168,49	183,44
45	20-dic.-13	167,41	-159,45	196,92
46	31-dic.-13	173,23	-154,74	205,76
47	29-ene.-14	191,31	-138,43	233,38
48	04-feb.-14	193,69	-130,67	243,6
49	13-feb.-14	200,38	-118,07	264,59
50	19-feb.-14	204,3	-111,88	278,82
51	26-feb.-14	218,1	-102,65	294,79
52	31-oct.-14	391,7	688,07	978,63
53	20-nov-14	429,49	792,011	1045,42
54	10-dic-14	456,14	842,91	0
55	15-dic-14	458,54	860,07	0
56	06-ene-15	384,57	0	-3768
57	08-ene-15	388,23	0	-3758
58	13-ene-15	0	0	0
59	16-ene-15	0	0	0
60	19-ene-15	0	0	0
61	21-ene-15	0	0	0
62	26-ene-15	0	0	0
63	30-ene-15	0	0	0
64	02-feb-15	0	0	0

65	05-feb-15	0	0	0
66	09-feb-15	0	0	0
67	13-feb-15	0	0	0
68	16-feb-15	0	0	0
69	20-feb-15	0	0	0
70	23-feb-15	0	0	0
71	25-feb-15	0	0	0
72	02-mar-15	0	0	0
73	05-mar-15	0	0	0
74	11-mar-15	0	0	0
75	13-mar-15	0	0	0
76	27-mar-15	0	0	0
77	14-abr-15	0	0	0
78	22-abr-15	0	0	0
79	27-abr-15	0	0	0
80	08-may-15	0	0	0
81	21-may-15	0	0	0
82	04-jun-15	0	0	0
83	24-jun-15	0	0	0
84	13-jul-15	0	0	0
85	28-jul-15	0	0	0
86	08-ago-15	0	0	0
87	25-ago-15	0	0	0
88	09-sep-15	-195,786	0	0
89	24-sep.-15	0	0	0
90	15-oct.-15	0	0	0
91	29-oct.-15	0	0	0
92	13-nov.-15	0	0	0
93	28-nov.-15	0	0	0
94	11-dic.-15	0	0	0
95	30-dic-15	0	0	0
96	01-feb.-16	0	0	0
97	02-feb.-16	0	0	0
98	03-feb.-16	0	0	0
99	04-feb.-16	0	0	0
100	24-feb-16	0	0	0
101	19-mar-16	0	0	0

SECCION 4	LECTURAS
------------------	-----------------

No.	FECHA	SENSOR A	SENSOR B	SENSOR C
1	28-ene.-13	0	0	0
2	11-feb.-13	0	0	0
3	16-feb.-13	0	0	0
4	19-feb.-13	-0,78	-1,34	-8
5	01-mar.-13	48,67	-125,58	157,03
6	08-mar.-13	54,43	-121,63	154,35
7	15-mar.-13	54,32	-124,96	150,91
8	22-mar.-13	54,22	-128,29	147,46
9	25-mar.-13	54,82	0	149,81
10	07-abr.-13	69,05	0	152,03
11	13-abr.-13	67,94	0	146,21
12	19-abr.-13	59,36	0	156,21
13	26-abr.-13	42,88	0	146,04
14	03-may.-13	37,32	0	139,9
15	10-may.-13	36,15	0	124,74
16	17-may.-13	35,28	0	118,96
17	24-may.-13	31,01	0	115,15
18	31-may.-13	24,81	0	109,81
19	07-jun.-13	28,74	0	112,04
20	15-jun.-13	28,88	0	113,07
21	21-jun.-13	31,11	0	110,44
22	27-jun.-13	32,3	0	110,51
23	04-jul.-13	33,82	-124,27	108,91
24	11-jul.-13	35,43	-119,45	108,16
25	18-jul.-13	35,84	-114,74	108,41
26	25-jul.-13	36,59	-106,2	110,67
27	01-ago.-13	37,29	-100,28	112,17
28	08-ago.-13	38,92	-94,81	115,54
29	15-ago.-13	40,01	-95,97	120,46
30	04-sep.-13	44,38	-82,56	124,59
31	09-sep.-13	45,24	-81,7	123,96
32	14-sep.-13	47,23	-81,4	124,72
33	20-sep.-13	46,39	-77,58	134,33
34	27-sep.-13	47,88	-76,96	131,61
35	03-oct.-13	50,54	-77,42	131,5
36	10-oct.-13	51,36	-69,69	138,51
37	18-oct.-13	54,26	-71,24	135,38
38	24-oct.-13	55,17	-69,67	137,27
39	01-nov.-13	55,95	-65,69	144,84

40	08-nov.-13	57,44	-63,7	147,99
41	15-nov.-13	57,45	-61,66	151,91
42	22-nov.-13	59,95	-60,44	154,99
43	28-nov.-13	60,52	-57,61	161,07
44	06-dic.-13	58,53	-64,19	149,73
45	20-dic.-13	60,35	-58,03	152,76
46	31-dic.-13	63,11	-54,46	154,78
47	29-ene.-14	70,72	-43,82	162,19
48	04-feb.-14	73,63	-39,05	164,79
49	13-feb.-14	79,57	-27,31	173,64
50	19-feb.-14	86,79	-19,77	180,25
51	26-feb.-14	91,72	-9,79	194,53
52	31-oct.-14	367,63	363,05	612,66
53	20-nov-14	407,79	406,91	700,011
54	10-dic-14	438,44	445,84	760,66
55	15-dic-14	465,29	459,71	790,16
56	06-ene-15	361,56	391,6	669,23
57	08-ene-15	368,29	407,78	678,52
58	13-ene-15	243,7	0	0
59	16-ene-15	-210,73	0	593,11
60	19-ene-15	-241,72	0	583,39
61	21-ene-15	-282,56	0	649,51
62	26-ene-15	-219,32	0	471,73
63	30-ene-15	47,53	0	13,35
64	02-feb-15	21,12	0	39,82
65	05-feb-15	47,53	0	13,35
66	09-feb-15	32,91	0	24,82
67	13-feb-15	35,03	0	28,71
68	16-feb-15	44,09	0	24,84
69	20-feb-15	32,92	0	48,54
70	23-feb-15	51,14	0	33,14
71	25-feb-15	46,58	0	30,47
72	02-mar-15	45,68	0	32,9
73	05-mar-15	51,53	0	31,21
74	11-mar-15	49,29	0	38,47
75	13-mar-15	41,31	0	46,35
76	27-mar-15	59,91	0	34,1
77	14-abr-15	56,54	0	53,33
78	22-abr-15	35,98	0	41,69
79	27-abr-15	61,96	0	50,81

80	08-may-15	61,39	0	47,23
81	21-may-15	60,729	0	79,346
82	04-jun-15	64,314	0	66,12
83	24-jun-15	68,473	0	76,243
84	13-jul-15	58,079	0	90,4
85	28-jul-15	55,808	0	93,116
86	08-ago-15	49,571	0	88,968
87	25-ago-15	37,409	0	92,99
88	09-sep-15	46,977	-9,773	90,347
89	24-sep.-15	43,497	-2,814	96,098
90	15-oct.-15	43,497	-2,814	96,098
91	29-oct.-15	42,467	3,161	101,609
92	13-nov.-15	31,06	18,817	85,87
93	28-nov.-15	30,192	21,59	87,808
94	11-dic.-15	29,831	55,251	85,098
95	30-dic-15	23,578	0	97,047
96	01-feb.-16	0	0	0
97	02-feb.-16	0	0	0
98	03-feb.-16	0	0	0
99	04-feb.-16	0	0	0
100	24-feb-16	0	0	0
101	19-mar-16	0	0	0

SECCION 5		LECTURAS		
No.	FECHA	SENSOR A	SENSOR B	SENSOR C
1	28-ene.-13	0	0	0
2	11-feb.-13	0	0	0
3	16-feb.-13	0	0	0
4	19-feb.-13	13,45781	15,40218	9,567175
5	01-mar.-13	38,24	33,62	25,07
6	08-mar.-13	45,51	39,09	24,48
7	15-mar.-13	-1,15	92,92	-11,11
8	22-mar.-13	-47,81	146,75	-46,69
9	25-mar.-13	-61,31	157	-62,49
10	07-abr.-13	-53,57	161,09	-70,73
11	13-abr.-13	-56,83	166,73	-85,23
12	19-abr.-13	-48,37	171,45	-92,29
13	26-abr.-13	155,19	-209,98	39,75
14	03-may.-13	128,6	-165,96	31,92

15	10-may.-13	84,64	-91,99	-6,31
16	17-may.-13	79,7	-78,55	0,87
17	24-may.-13	62,73	-76,24	-0,24
18	31-may.-13	65,52	-64,67	16,77
19	07-jun.-13	73,29	-72,03	-2,32
20	15-jun.-13	64,7	-67,3	-0,53
21	21-jun.-13	63,39	-66,7	-1,48
22	27-jun.-13	67,35	-63,07	-0,16
23	04-jul.-13	69,71	-59,85	0,06
24	11-jul.-13	70,95	-58,38	-0,99
25	18-jul.-13	70,33	-56,02	-1,13
26	25-jul.-13	70,17	-52,42	1,77
27	01-ago.-13	73,06	-49,01	3,71
28	08-ago.-13	75,64	-45,26	5,47
29	15-ago.-13	77,92	-45,31	2,95
30	04-sep.-13	81,66	-40,12	7,3
31	09-sep.-13	83,26	-39,85	8,99
32	14-sep.-13	84,87	-39,6	9,48
33	20-sep.-13	98,06	-37,09	8,03
34	27-sep.-13	98,3	-37,92	12,59
35	03-oct.-13	97	-39,66	9,99
36	10-oct.-13	98,74	-37,77	12,96
37	18-oct.-13	99,29	-39,04	14,61
38	24-oct.-13	100,7	-39,68	14,82
39	01-nov.-13	101,63	-38,58	15,43
40	08-nov.-13	101,82	0	14,76
41	15-nov.-13	102,12	0	11,46
42	22-nov.-13	103,09	0	12,49
43	28-nov.-13	103,08	0	11,02
44	06-dic.-13	92,91	0	-15,9
45	20-dic.-13	93,76	0	-16,85
46	31-dic.-13	94,9	0	-15,07
47	29-ene.-14	97,74	0	-10,34
48	04-feb.-14	99,61	0	-6,02
49	13-feb.-14	104,32	0	1,81
50	19-feb.-14	108,31	-1,17	6,43
51	26-feb.-14	114,93	4,03	8,93
52	31-oct.-14	473,37	305,24	252,9
53	20-nov-14	523,013	336,18	276,096
54	10-dic-14	551,96	357,45	282,13

55	15-dic-14	558,97	368,87	293,41
56	06-ene-15	858,76	147,29	-8,05
57	08-ene-15	869,07	172,67	-13,6
58	13-ene-15	849,52	111,71	-34,99
59	16-ene-15	522,63	-12,85	-8,8
60	19-ene-15	469,27	-0,8	-21,75
61	21-ene-15	492,3	30,22	-8,68
62	26-ene-15	405,36	-0,11	-46,85
63	30-ene-15	213,09	-95,1	-109,27
64	02-feb-15	211,8	-68	-117,49
65	05-feb-15	213,09	-95,09	-109,27
66	09-feb-15	176,52	-44,23	-127,23
67	13-feb-15	172,84	-42,34	-118,15
68	16-feb-15	179,61	-71,78	-110,2
69	20-feb-15	186,17	-32,64	-106,36
70	23-feb-15	163,84	-66,71	-111,32
71	25-feb-15	180,21	-46,86	-102,04
72	02-mar-15	190,15	-33,23	-101,95
73	05-mar-15	162,86	-34,89	-115,35
74	11-mar-15	186,66	-20,69	-98,27
75	13-mar-15	190,64	-29,92	-93,08
76	27-mar-15	166,05	1,83	-129,16
77	14-abr-15	172,231	28,078	-126,5
78	22-abr-15	146,207	27,979	-108,78
79	27-abr-15	173,826	45,101	-124,44
80	08-may-15	172,947	53,476	-122,77
81	21-may-15	195,124	84,037	-113,318
82	04-jun-15	0	80,963	-102,517
83	24-jun-15	0	86,571	-105,019
84	13-jul-15	0	74,384	-92,874
85	28-jul-15	0	73,716	-88,227
86	08-ago-15	0	68,519	-87,162
87	25-ago-15	0	56,6	-77,857
88	09-sep-15	208,225	57,82	-73,362
89	24-sep-15	208,084	35,308	-67,273
90	15-oct-15	208,084	35,308	-67,273
91	29-oct-15	208,012	25,742	-60,261
92	13-nov-15	194,432	56,078	-77,346
93	28-nov-15	200,736	57,362	-66,281
94	11-dic-15	199,469	90,569	-67,6

95	30-dic-15	224,71	100,169	-36,786
96	01-feb-16	284,005	124,45	48,85
97	02-feb-16	285,837	125,914	48,126
98	03-feb-16	286,642	126,319	49,386
99	04-feb-16	290,251	127,472	50,327
100	24-feb-16	323,329	152,479	77,71
101	19-mar-16	372,265	196,794	116,235

Tabla No. A.3. Lecturas obtenidas en los sensores FBG del PK 216+379.

SECCION 1		LECTURAS		
No.	FECHA	SENSOR A	SENSOR B	SENSOR C
1	28-ene.-13	0	0	0
2	11-feb.-13	0	0	0
3	16-feb.-13	0	0	0
4	19-feb.-13	8,07	-34,33	12,19
5	01-mar.-13	-3,88	-27,2	6,02
6	08-mar.-13	-10,52	-13,35	-0,01
7	15-mar.-13	-15,15	-7,42	-3,92
8	22-mar.-13	-45	19,24	-18,22
9	25-mar.-13	-29,33	33,24	-8,24
10	07-abr.-13	-23,73	37,14	-19,4
11	10-abr.-13	-24,76	38,27	-20,45
12	19-abr.-13	-34,35	29,76	-29,84
13	26-abr.-13	-27,82	42,62	-25,48
14	03-may.-13	-29,62	51,09	-27,32
15	10-may.-13	-33,77	68,18	-26,46
16	17-may.-13	-41,53	67,48	-30,2
17	24-may.-13	-43,38	66,04	-31,4
18	31-may.-13	-47,76	68	-30,31
19	07-jun.-13	-50	63,42	-25,69
20	15-jun.-13	-48,66	68,55	-17,98
21	21-jun.-13	-52,53	68,21	-13,22
22	27-jun.-13	-57,15	66,5	-10,04
23	04-jul.-13	-58,84	64,71	-6,68
24	11-jul.-13	-61,25	64,97	-1,65
25	18-jul.-13	-63,87	67,45	4,07
26	25-jul.-13	-67,32	69,74	6,82
27	01-ago.-13	-69,98	72,67	12,56

28	08-ago.-13	-68,73	76,15	15,08
29	15-ago.-13	-49,38	78,67	19,31
30	04-sep.-13	-39,07	88,38	27,3
31	09-sep.-13	-37,13	91,56	29,45
32	14-sep.-13	-35,27	93,83	31,72
33	20-sep.-13	-35,41	98,74	35,11
34	27-sep.-13	-29,81	103,4	39,38
35	03-oct.-13	-27,1	106,93	42,97
36	10-oct.-13	-23,83	111,58	48,91
37	18-oct.-13	-19,18	117,47	44,87
38	24-oct.-13	-15,73	121,66	43,6
39	01-nov.-13	-12,62	126,9	44,27
40	08-nov.-13	-6,68	133,6	48,93
41	15-nov.-13	-5,45	143,24	54,89
42	22-nov.-13	-1,15	147,95	58,67
43	28-nov.-13	8,93	174,29	66,84
44	06-dic.-13	12,57	193,91	70,89
45	24-dic.-13	16,56	188,47	85,31
46	29-ene.-14	1,32	194,19	105,97
47	04-feb.-14	-0,64	193,46	110,62
48	13-feb.-14	-0,74	187,94	116,52
49	19-feb.-14	-0,39	183,14	120,43
50	26-feb.-14	3,3	180,83	116,82
51	31-oct.-14	0	268,96	218,49
52	20-nov-14	31,05	284,53	233,57
53	10-dic-14	41,92	312,98	259,03
54	16-dic-14	45,74	325,76	263,33
55	07-ene-15	140,66	276,94	365,16
56	21-ene-15	142,64	284,26	369,04
57	05-feb-15	147,25	283,2	372,97
58	25-feb-15	149,86	294,17	381,77
59	11-mar-15	148,74	294,34	385,6
60	30-mar-15	61,22	355,52	294,03
61	15-abr-15	62,33	356,72	292,46
62	27-abr-15	63,12	354,8	292,44
63	08-may-15	64,79	353,65	294,46
64	25-may-15	69,038	353,396	297,551
65	04-jun-15	73,287	354,319	300,462
66	24-jun-15	66,078	358,29	312,004
67	13-jul-15	73,893	362,289	320,375

68	28-jul-15	78,093	365,415	324,221
69	08-ago-15	79,884	366,113	325,278
70	25-ago-15	80,424	367,805	328,127
71	09-sep-15	80,782	368,712	329,401
72	24-sep.-15	82,099	369,39	329,797
73	15-oct.-15	83,752	364,955	329,977
74	29-oct.-15	84,595	364,757	330,075
75	13-nov.-15	85,739	368,263	331,204
76	28-nov.-15	82,179	371,134	331,707
77	11-dic.-15	-1.249,59	369,89	329,795
78	29-dic-15	-1.240,42	376,568	343,574
79	01-feb.-16	-1.224,93	386,723	348,995
80	02-feb.-16	-1.223,81	386,949	348,905
81	03-feb.-16	-1.223,28	386,532	349,004
82	04-feb.-16	-1.224,90	388,524	349,163
83	24-feb.-16	-1.218,37	392,138	349,521
84	19-mar.-16	-1.208,28	401,749	352,753

SECCION 2		LECTURAS		
No.	FECHA	SENSOR A	SENSOR B	SENSOR C
1	28-ene.-13	0	0	0
2	11-feb.-13	0	0	0
3	16-feb.-13	0	0	0
4	19-feb.-13	-1,414438	0,876341	9,115057
5	01-mar.-13	-9,98	9,57	15,2
6	08-mar.-13	-17,09	16,88	14,39
7	15-mar.-13	-24,13	21,82	12,26
8	22-mar.-13	-72,02	22,04	8,95
9	25-mar.-13	-55,94	1,26	-0,59
10	07-abr.-13	-63,92	-14,26	-14,03
11	10-abr.-13	-66,51	-13,09	-15,24
12	19-abr.-13	-74,15	-12,13	-36,3
13	26-abr.-13	-72,11	-9,3	-33,48
14	03-may.-13	-85,78	-10,78	-40,16
15	10-may.-13	-91,82	-9,08	-41,9
16	17-may.-13	-97,23	-7,07	-36,17
17	24-may.-13	-97,04	-4,41	-36,07
18	31-may.-13	-126,97	-3,76	-29,62
19	07-jun.-13	-111,7	-1,15	-37,71

20	15-jun.-13	-111,77	0,04	-32,82
21	21-jun.-13	-110,15	4,6	-36,75
22	27-jun.-13	-115,07	6,3	-37,98
23	04-jul.-13	-114,8	9,01	-39,08
24	11-jul.-13	-114,68	10,53	-37,74
25	18-jul.-13	-110,99	12,75	-39,59
26	25-jul.-13	-110,92	12,59	-41,49
27	01-ago.-13	-109,27	13,88	-43,88
28	08-ago.-13	-107,5	14,91	-40,96
29	15-ago.-13	-107,38	15,25	-38,7
30	04-sep.-13	-103,57	18,54	-15,42
31	09-sep.-13	-101,54	20,32	-7,85
32	14-sep.-13	-101,42	20,86	-2,33
33	20-sep.-13	-96,56	22,32	-0,41
34	27-sep.-13	-103,46	24,25	0,88
35	03-oct.-13	-101,72	25,03	4,44
36	10-oct.-13	-98,16	26,59	4,99
37	18-oct.-13	-92,79	28,81	8,25
38	24-oct.-13	-96,61	29,65	13,13
39	01-nov.-13	-96,01	32,43	13,68
40	08-nov.-13	-91,05	32,62	16,08
41	15-nov.-13	-99,65	36,37	23,16
42	22-nov.-13	-103,17	40,75	24,24
43	28-nov.-13	-94,53	43,95	27,34
44	06-dic.-13	-97,44	48,68	29,11
45	24-dic.-13	-104,15	49,8	42,85
46	29-ene.-14	-127,73	56,32	57,2
47	04-feb.-14	-129,64	57,17	58,39
48	13-feb.-14	-131,62	58,59	59,38
49	19-feb.-14	-141	68,19	59,88
50	26-feb.-14	-145,82	103,56	61,25
51	31-oct.-14	-166,54	152,2	166,92
52	20-nov-14	-156,9	153,6	177,595
53	10-dic-14	-148,66	159,37	-630,5
54	16-dic-14	-149,49	161,15	-625,7
55	07-ene-15	-137,3	243,1	-538,09
56	21-ene-15	-135,88	246,06	-535,1
57	05-feb-15	-134,32	248,47	-528,35
58	25-feb-15	-133,41	251,87	-523
59	11-mar-15	-133,29	253,95	-520,55

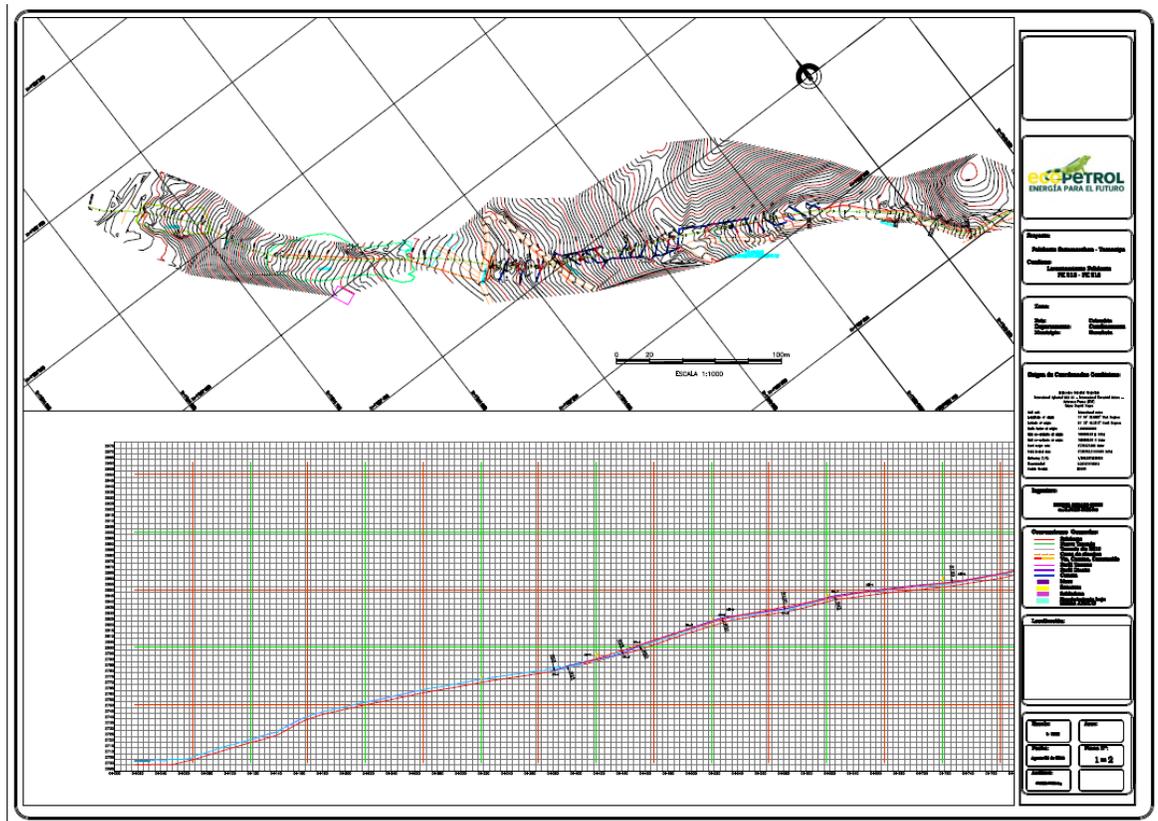
60	30-mar-15	-144,1	249,26	-602,07
61	15-abr-15	-142,19	251,55	-599,51
62	27-abr-15	-140,77	253,02	-595,62
63	08-may-15	-139,45	253,67	-593,57
64	25-may-15	-137,145	254,536	-590,984
65	04-jun-15	-135,101	257,185	-585,315
66	24-jun-15	-138,561	260,612	-583,583
67	13-jul-15	-141,573	264,27	-571,068
68	28-jul-15	-140,83	263,57	-563,152
69	08-ago-15	-140,355	265,193	-559,087
70	25-ago-15	-139,285	266,456	-551,27
71	09-sep-15	-136,343	265,755	-543,014
72	24-sep.-15	-135,202	265,528	-531,498
73	15-oct.-15	-134,371	267,296	-510,741
74	29-oct.-15	-133,504	270,596	-505,831
75	13-nov.-15	-133,602	281,051	-495,772
76	28-nov.-15	-133,444	292,9	-497,015
77	11-dic.-15	-119,446	296,963	-508,418
78	29-dic-15	-135,798	306,711	-501,834
79	01-feb.-16	-168,92	362,75	-487,311
80	02-feb.-16	-169,915	362,86	-487,197
81	03-feb.-16	-208,395	363,31	-487,064
82	04-feb.-16	-212,002	364,44	-486,628
83	24-feb.-16	-227,718	375,269	-482,305
84	19-mar-16	-240,596	391,413	-469,303

SECCION 3		LECTURAS		
No.	FECHA	SENSOR A	SENSOR B	SENSOR C
1	28-ene.-13	0	0	0
2	11-feb.-13	0	0	0
3	16-feb.-13	0	0	0
4	19-feb.-13	10,21	3,18	5,13
5	01-mar.-13	31,55	4,26	8,09
6	08-mar.-13	28,17	1,41	7,47
7	15-mar.-13	25,76	-1,56	5,9
8	22-mar.-13	17,1	-13,45	-13,93
9	25-mar.-13	24,18	-63,15	2,36
10	07-abr.-13	26,62	-88,16	8,63
11	10-abr.-13	28,01	-88,5	6,78

12	19-abr.-13	27,54	-100,84	-4,52
13	26-abr.-13	37,02	-99,14	6,47
14	03-may.-13	38,03	-112,32	3,88
15	10-may.-13	38,01	-111,95	-8,28
16	17-may.-13	40,5	-106,46	3,08
17	24-may.-13	35,42	-107,08	12,65
18	31-may.-13	39,44	-107,01	13,29
19	07-jun.-13	39,42	-109,62	14,11
20	15-jun.-13	42,16	-104,84	20,01
21	21-jun.-13	47,84	-105,07	19,4
22	27-jun.-13	48,66	-106,36	19,94
23	04-jul.-13	45,66	-106,34	20,19
24	11-jul.-13	47,01	-107,03	21,66
25	18-jul.-13	46,55	-104,58	20,97
26	25-jul.-13	41,65	-104,16	22,5
27	01-ago.-13	41,21	-101,67	25,33
28	08-ago.-13	39,22	-100,89	25,41
29	15-ago.-13	39,29	-97,59	28,27
30	04-sep.-13	40,37	-94,06	34,46
31	09-sep.-13	43,21	-93,37	35,21
32	14-sep.-13	43,63	-93,63	37,06
33	20-sep.-13	42,31	-90,98	37,87
34	27-sep.-13	43,04	-90,1	41,29
35	03-oct.-13	45,55	-90,96	41,19
36	10-oct.-13	44,28	-88	43,91
37	18-oct.-13	44,07	-87,46	45,66
38	24-oct.-13	47,02	-87,28	45,81
39	01-nov.-13	47,25	-84,64	47,06
40	08-nov.-13	48,6	-81,5	50,37
41	15-nov.-13	24,86	-75,62	55,13
42	22-nov.-13	22,21	-72,38	56,94
43	28-nov.-13	24,36	-67,86	53,17
44	06-dic.-13	44,06	-84,36	62,5
45	24-dic.-13	35,7	-81,01	70,46
46	29-ene.-14	43,96	-77,89	75,83
47	04-feb.-14	44,73	-78,54	75,38
48	13-feb.-14	46,26	-78,87	75,95
49	19-feb.-14	46,16	-79,28	74,51
50	26-feb.-14	48,72	-79,31	73,42
51	31-oct.-14	62,07	-49,64	169,24

52	20-nov-14	56,25	-31,83	172,57
53	10-dic-14	54,87	-28,02	180,55
54	16-dic-14	55,84	-24,5	180,53
55	07-ene-15	234,77	-224,08	397,95
56	21-ene-15	235,58	-222,69	399,96
57	05-feb-15	237,04	-219,71	402,73
58	25-feb-15	235,22	-220,1	409,77
59	11-mar-15	230,28	-216,1	412,48
60	30-mar-15	50,41	-9,69	198,37
61	15-abr-15	51,83	-10,56	200,54
62	27-abr-15	50,691	-7,138	201,32
63	08-may-15	53,873	-4,732	205,21
64	25-may-15	58,365	1,643	210,524
65	04-jun-15	59,183	8,685	214,998
66	24-jun-15	51,064	7,848	220,213
67	13-jul-15	52,421	19,053	233,433
68	28-jul-15	57,347	24,654	241,749
69	08-ago-15	58,482	27,712	245,25
70	25-ago-15	54,659	34,917	255,87
71	09-sep-15	54,594	36,858	261,598
72	24-sep-15	56,556	39,218	268,884
73	15-oct-15	51,035	40,418	281,814
74	29-oct-15	53,684	43,626	288,225
75	13-nov-15	55,355	50,458	295,252
76	28-nov-15	55,131	54,813	293,447
77	11-dic-15	47,508	46,772	284,545
78	29-dic-15	54,405	73,685	321,546
79	01-feb-16	51,219	78,351	333,917
80	02-feb-16	51,869	78,754	334,565
81	03-feb-16	52,349	78,92	334,423
82	04-feb-16	52,776	80,316	335,82
83	24-feb-16	58,521	85,475	343,249
84	19-mar-16	65,109	96,707	350,351

Figura C.2. Levantamiento de Poliducto del K0+700 al 1+300.



ANEXO D. Análisis de costo de actividades de construcción

Tabla D.1. Orden de trabajo para construcción de soportería.

OBJETO OT	TRABAJOS DE FABRICACION Y CONSTRUCCION DE SOPORTERIA PARA CAMBIO DE CONFIGURACIÓN DE TUBERIA EN EL PK 215 - 217						
JUSTIFICACION	ASEGURAMIENTO DE LA INTEGRIDAD DE LA TUBERIA			BASE		# OT SAP	
				COTA		Fecha de Solicitud	
LINEA / PLANTA O TANQUE	POLIDUCTO SEBASTOPOL - TOCANCIPA Ø16"			TIPO		Fecha Inicio	
VEREDA	N.A	ABSCISA	PV: Preventivo		Fecha Fin		
MUNICIPIO	Guacheta	PK 37+164,395	Plazo estimado		30 DÍAS		
DEPARTAMENTO	CUNDINAMARCA		ESPECIALIDAD		Lineas & Tanques		
Item	Descripción	Unidad de Medida	Cant.	Duración (días)	Total Solicitado	Valor Unitario	Valor Planeado
1	ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO						
1,1,1	Excavación manual en tierra para labores convencionales	m3	15,00		15,00	\$ 180.224	\$ 2.703.360
1,26,56,1	Colocación de concreto de 3000 psi para labores convencionales en Plantas	m3	3,00		3,00	\$ 1.543.858	\$ 4.631.574
1,4,1	Lleno compactado con material de préstamo para labores convencionales	m3	5,50		5,50	\$ 119.345	\$ 656.398
1,7,1	Preparación de superficie wet blasting - incluye rasqueteo	m2	210,00		210,00	\$ 89.062	\$ 18.703.020
1,8,1	Aplicación manual de recubrimiento a tubería aérea, múltiples y componentes asociados, con altos sólidos, de cualquier diámetro	m2	210,00		210,00	\$ 166.684	\$ 35.003.640
1,26,17	Hincado de pilotes metálicos	un	82,00		82,00	\$ 909.090	\$ 74.545.380
1,26,23	Instalación de soportes para los ductos y accesorios en las líneas y estaciones	kg	11912,00		11912,00	\$ 19.227	\$ 229.032.024
1,26,57	Colocación de acero de refuerzo	kg	40,00		40,00	\$ 8.309	\$ 332.360
SUB-TOTAL : ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO						\$	365.607.756
TOTAL COSTOS DIRECTOS						\$	365.607.756
4	COSTOS INDIRECTOS						
4,1	ADMINISTRACION	%			17,5%		\$ 63.981.357
4,2	IMPROVISTOS	%			1%		\$ 3.656.078
4,3	UTILIDAD	%			5%		\$ 18.280.388
TOTAL : COSTOS INDIRECTOS						\$	85.917.823
VALOR TOTAL ORDEN DE TRABAJO No.						\$	451.525.578

Tabla D.2. Orden de trabajo para construcción de ducto de transporte con configuración aérea.

ACTIVIDAD		REQUERIMIENTOS			
CONSTRUCCION DE DUCTO DE TRANSPORTE POR CAMBIO DE CONFIGURACION DE ENTERRADA A AEREA					
JUSTIFICACION	FECHA CREACION OT	FECHA INICIO	FECHA FIN	PLAZO PLANEADO	
GARANTIZAR LA INTEGRIDAD DE LA TUBERIA POR MOVIMIENTOS DEL TERRENO					
LOCACION		ABSCISA		TIPO	
TODOS LOS SISTEMAS		217 - 217		PV : Preventivo	
VEREDA		MUNICIPIO	DEPARTAMENTO		
N.A.		GUACHETÁ	CUNDINAMARCA		

Ítem	Descripción	Unidad de Medida	Cant.	Duración (días)	Total	Valor Unitario	Valor Planeado
1	ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO						
1,26,82	Prueba Hidrostática, Intervalo Longitud: mayor a 500 m	Unidad	1,00	1	1,00	\$66.736.479	\$ 66.736.479
SUB-TOTAL : ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO							\$ 66.736.479
Ítem	Descripción	Unidad de Medida	No. Persona	Duración (días)	Total	Valor Unitario	Valor Planeado
2	PERSONAL						
2,1	Personal Convencional Básico						
2,1,2	A2 Obrero, Operador de Equipos como: Plantas Eléctricas, Motobombas, Hidrolavadora. Electrobombas, etc.	Día	2	60	120	\$ 137.846	\$ 16.541.520
2,1,4	B4 Ayudante Técnico Mecánico/Electricista/Instrumentista/Metal mecánico/Pailero/Soldadura/Tubero/Bisel adorz, Aparejador de Carga Grúa de hasta 30 Ton, Ayudante de Pintura, etc.	Día	2	60	120	\$ 150.327	\$ 18.039.240
2,1,5	C5 Auxiliar de Enfermería, Capitán A/B de Embarcación - Lancha Menor, Esmerilador, Pintor, etc.	Día	1	60	60	\$ 155.980	\$ 9.358.800
2,1,9	D9 Electricista I, Instrumentista I, Mecánico I, Operador de Grúa de hasta 30 Ton / Retro de Oruga / Sideboom, Pailero I / Tubero I, Soldador I, Buzo Profesional, etc.	Día	1	60	60	\$ 188.557	\$ 11.313.420
2,1,11	E11 Alineador – Tubero / Tubero IA / Pailero IA, Capitán A/B de Embarcación - Lancha Mayor, Electricista IA, Instrumentista IA, Mecánico IA, Operador de Grúa Mayor de 70 Ton, Patrón de	Día	1	60	60	\$ 206.478	\$ 12.388.680

	Embarcación, Soldador IA, Supervisor de Buceo, etc.							
SUB-TOTAL : Personal Convencional Básico							\$	67.641.660
2,2	Personal Convencional Variable							
2,2,2	A2 Obrero, Operador de Equipos como: Plantas Eléctricas, Motobombas, Hidrolavadora. Electrobombas, etc.	Día	4	60	240	\$ 158.044	\$ 37.930.560	
2,2,4	B4 Ayudante Técnico Mecánico/Electricista/Instrumentista/Metal mecánico/Pailero/Soldadura/Tubero/Bisel adorz, Aparejador de Carga Grúa de hasta 30 Ton, Ayudante de Pintura, etc.	Día	3	60	180	\$ 173.121	\$ 31.161.780	
2,2,5	C5 Auxiliar de Enfermería, Capitán A/B de Embarcación - Lancha Menor, Esmerilador, Pintor, etc.	Día	2	60	120	\$ 178.824	\$ 21.458.880	
2,2,9	D9 Electricista I, Instrumentista I, Mecánico I, Operador de Grúa de hasta 30 Ton / Retro de Oruga / Sideboom, Pailero I / Tubero I, Soldador I, Buzo Profesional, etc.	Día	1	60	60	\$ 220.950	\$ 13.257.000	
2,2,11	E11 Alineador – Tubero / Tubero IA / Pailero IA, Capitán A/B de Embarcación - Lancha Mayor, Electricista IA, Instrumentista IA, Mecánico IA, Operador de Grúa Mayor de 70 Ton, Patrón de Embarcación, Soldador IA, Supervisor de Buceo, etc.	Día	1	60	60	\$ 239.027	\$ 14.341.620	
SUB-TOTAL : Personal Convencional Variable							\$	118.149.840
2,3	Personal Legal Básico Supervisión							
2,3,1	Profesional Pleno Nivel X - Profesional Residente I, Profesional Civil, Analista de Riesgos del Entorno, etc.	Día	1	60	60	\$ 358.536	\$ 21.512.160	
2,3,2	Profesional Junior Nivel IX - Profesional de Aseguramiento Técnico, Protección Católica, Prof. Gestion Social, Gestion y Finanzas, Forestal, Civil, Ambiental, Coordinador HSE, ingeniero Residente II, etc.	Día	1	60	60	\$ 276.979	\$ 16.618.740	
2,3,3	Profesional Nivel VIII - HSE Operativo I, Prof. Prog y Control Obra, etc.	Día	1	60	60	\$ 213.254	\$ 12.795.240	
2,3,4	Nivel IX - Supervisor I, etc.	Día	1	60	60	\$ 276.979	\$ 16.618.740	
SUB-TOTAL : Personal Legal Básico Supervisión							\$	67.544.880
2,5	Personal Legal Variable de Supervisión							
2,5,1	Profesional Senior Nivel XI	Día	1	60	60	\$ 463.953	\$ 27.837.180	
2,5,5	Supervisor I Nivel IX	Día	1	60	60	\$ 310.691	\$ 18.641.460	
SUB-TOTAL : Personal Legal Variable de Supervisión							\$	46.478.640
SUB-TOTAL : PERSONAL							\$	299.815.020
Ítem	Descripción	Unidad de Medida	Cant. Ítem	Duración (días)	Total Solicitado	Valor Unitario	Valor Planeado	
3	EQUIPOS							

3,1	Equipo Básico						
3,1,1	Baño Portátil	día	1	60	29	\$ 71.307	\$ 2.067.903
3,1,5	Buseta para 12 Pasajeros, Con Conductor	día	1	60	60	\$ 424.770	\$ 25.486.200
3,1,7	Cabezote Con Cama Baja, Con Operador	día	1	60	29	\$ 1.080.387	\$ 31.331.223
3,1,8	Camión Con Grúa Hiab 200c-3 O Similar, Con Operador	día	1	60	29	\$ 987.865	\$ 28.648.085
3,1,11	Carrotaller Tipo Turbocargado O Similar, Con Conductor	día	1	60	60	\$ 579.504	\$ 34.770.240
3,1,16	Elementos Especiales De Seguridad Industrial Para El Personal	día	1	60	29	\$ 108.230	\$ 3.138.670
3,1,20	Equipo De Comunicaciones, Intrínsecamente Seguro	día	1	60	122	\$ 22.457	\$ 2.739.754
3,1,28	Herramienta Tipo I	día	1	60	60	\$ 94.042	\$ 5.642.520
3,1,35	Oficina Bodega Tipo I	día	1	60	60	\$ 283.527	\$ 17.011.620
3,1,41	Planta Eléctrica 10 Kw Con Tres Reflectores	día	1	60	29	\$ 36.840	\$ 1.068.360
3,1,44	Retroexcavadora Sobre Orugas equivalente a CAT 320, Con Operador	día	1	60	60	\$ 1.112.061	\$ 66.723.660
3,1,48	Vehículo 4x4 doble cabina con platón con conductor legal	día	2	60	120	\$ 386.151	\$ 46.338.120
SUB-TOTAL : Equipo Básico							\$ 264.966.355
3,2	Equipo Opcional						
3,2,13	Baño portátil.	día	1	60	60	\$ 97.608	\$ 5.856.480
3,2,55	Camión con Grúa HIAB 200C-3 o similar, con operador legal.	día	1	30	30	\$ 1.293.158	\$ 38.794.740
3,2,44	Cabezote con cama alta, 40 toneladas, con operador legal.	día	1	14	14	\$ 1.558.835	\$ 21.823.690
3,2,57	Camión tipo turbo cargado o similar, con conductor legal.	día	1	20	20	\$ 492.529	\$ 9.850.580
3,2,67	Carro taller tipo turbo cargado o similar, con operador convencional.	día	1	60	60	\$ 594.729	\$ 35.683.740
3,2,98	Diferencial capacidad entre 3 y 5 toneladas.	día	2	60	120	\$ 31.124	\$ 3.734.880
3,2,102	Dobladora de tubería con zapatas de 12" a 16" con operador convencional.	día	1	20	20	\$ 1.319.915	\$ 26.398.300
3,2,124	Equipo para aplicación Airless 45:1, sin operador.	día	1	15	15	\$ 197.111	\$ 2.956.665
3,2,142	Grapa alineadora 16" a 20".	día	2	40	80	\$ 41.497	\$ 3.319.760
3,2,154	Herramienta Tipo I.	día	1	60	60	\$ 110.942	\$ 6.656.520
3,2,181	Planta Eléctrica tipo Estadio.	día	1	5	5	\$ 192.400	\$ 962.000
3,2,197	Retroexcavadora Oruga CAT-320 o equivalente, con operador convencional.	día	1	60	60	\$ 1.756.953	\$ 105.417.180
3,2,236	Volqueta de 12 m3, con conductor legal.	día	1	5	5	\$ 1.510.887	\$ 7.554.435
SUB-TOTAL : Equipo Opcional							\$ 269.008.970
SUB-TOTAL : EQUIPOS							\$ 533.975.325
TOTAL COSTOS DIRECTOS							\$ 900.526.824
4	COSTOS INDIRECTOS						

4,1	ADMINISTRACION	%			17,50 %		\$ 157.592.194
4,2	IMPREVISTOS	%			1,00 %		\$ 9.005.268
4,3	UTILIDAD	%			5,00 %		\$ 45.026.341
TOTAL : COSTOS INDIRECTOS							\$211.623.804
5,2	HORAS EXTRAS						
5,2,1	Horas Extras Personal Convencional						\$ 1.000.000
5,2,2	Factor Salarial y Prestacional Horas Extras Personal Convencional	%			61,96 %		\$ 619.600
SUB-TOTAL : HORAS EXTRAS							\$ 1.619.600
5,5	ADMINISTRACIÓN						
	Administración	%			4,58 %		\$ 74.178
TOTAL : ADMINISTRACIÓN							\$ 74.178
6	GASTOS REEMBOLSABLES						
6,1	Compras y Servicios						\$ 12.000.000
	Administración	%			1%		\$ 120.000
TOTAL : GASTOS REEMBOLSABLES							\$ 12.120.000
VALOR TOTAL ORDEN DE TRABAJO No.							\$ 1.125.964.405

Tabla D.3. Orden de trabajo para trabajos de corte y empalme.

OBJETO OT	CORTE Y EMPALME PKS 215+000 Y 217+300 POLIDUCTO DE ORIENTE						
JUSTIFICACION	INSTALACIÓN Y PUESTA EN SERVICIO DE TRAMO AEREO PARA GARANTIZAR INTEGRIDAD DEL DUCTO			BASE	# OT SAP	0	
				COTA	Fecha de Solicitud	18-ago-16	
LINEA / PLANTA O TANQUE	POLIDUCTO SEBASTOPOL - TOCANCIPA Ø16"			TIPO	Fecha Inicio	19-ago-16	
VEREDA	N.A.	ABSCISA	PV: Preventivo	Fecha Fin	18-sep-16		
MUNICIPIO	Guacheta	215+00 - 216+300	Plazo estimado		30 Días		
DEPARTAMENTO	CUNDINAMARCA		ESPECIALIDAD		Lineas & Tanques		
Item	Descripción	Unidad de Medida	Cant.	Duración (días)	Total Solicitado	Valor Unitario	Valor Planeado
1	ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO						
1,26,71	Disponibilidad Tecnico nivel II en UT, MT, PT, VT y técnico Auxiliar (incluye transporte y viáticos) Disponibilidad Equipo: Ultrasonido A-B Scan, Phased Array, Durómetro, Medidor de espesores por Ultrasonido, Equipo magnético tipo Yoke, Kit de Inspección Visual y cámara fotográfica y Computador Portátil	Día	2,00		2,00	\$ 1.800.000	\$ 3.600.000
SUB-TOTAL : ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO							\$ 3.600.000
Item	Descripción	Unidad de Medida	Cant. Item	Duración (días)	Total Solicitado	Valor Unitario	Valor Planeado
3	EQUIPOS						
3,2	Equipo Opcional						
3,2,3	Ambulancia tipo TAB.	día	1	4	4	\$ 972.874	\$ 3.891.496
3,2,75	Carro tanque para refinados superior a 9000 galones, con operador legal.	día	5	3	15	\$ 1.574.019	\$ 23.610.285
3,2,81	Compresor mínimo de 150 CFM, sin operador.	día	1	4	4	\$ 328.026	\$ 1.312.104
SUB-TOTAL : Equipo Opcional							\$ 28.813.885
SUB-TOTAL : EQUIPOS							\$ 28.813.885
TOTAL COSTOS DIRECTOS							\$ 32.413.885
4	COSTOS INDIRECTOS						
4,1	ADMINISTRACION	%			17,5%		\$ 5.672.430
4,2	IMPROVISTOS	%			1%		\$ 324.139
4,3	UTILIDAD	%			5%		\$ 1.620.694
TOTAL : COSTOS INDIRECTOS							\$ 7.617.263
	Raciones						
5,10	Raciones			66		12.000	\$ 792.000
TOTAL : Raciones							\$ 792.000
	Administración Gastos de Viaje, Horas Extras y Raciones (4,58%)	%			4,58%		\$ 36.274
TOTAL GASTOS DE VIAJE, HORAS EXTRAS Y RACIONES							\$ 828.274
VALOR TOTAL ORDEN DE TRABAJO No.							\$ 40.859.422
Observaciones y/o Comentarios							
Los trabajos de metalmecánica se realizaran con el grupo Básico de Mantenimiento de lineas y grupo metalmecánico para cortes y empalmes.							