

**ANÁLISIS TÉCNICO FINANCIERO DE LAS ALTERNATIVAS DE TRANSPORTE
PARA EL PROYECTO REFIBOYACÁ EN EL MUNICIPIO DE DUITAMA**

**BENJAMIN TORRADO NIÑO
REYNEL ISAAC VILLABONA GONZALEZ**

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

**ANÁLISIS TÉCNICO FINANCIERO DE LAS ALTERNATIVAS DE TRANSPORTE
PARA EL PROYECTO REFIBOYACÁ EN EL MUNICIPIO DE DUITAMA**

**BENJAMIN TORRADO NIÑO
REYNEL ISAAC VILLABONA GONZALEZ**

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

**DIRECTOR
Mario Fernando Zamora Santacruz
Ingeniero de petróleos**

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

Nota de Aceptación:

Ing. Nadim Elias Escaño Suarez
Presidente del Jurado

Ing. Adriangela Chiquinquirá Romero
Primer Jurado

Ing. Juan David Rengifo
Segundo Jurado

Bogotá, D.C. febrero de 2018

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Ing. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA

Decano Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CÉSAR CIFUENTES ARISMENDI

Director (e) Programa Ingeniería de Petróleos

Dr. JOSÉ HUMBERTO CANTILLO SILVA

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

Dedicado a mi padre quien fue un ejemplo de vida grande, mi madre por ser un constante apoyo durante todo este proceso, a mis hermanos, tías/os y amigos/as que estuvieron a lo largo de mi crecimiento y siempre aportaron y aportarán aspectos positivos a mi vida.

A la Universidad de América, junto con el claustro de maestros que lo conforman por haberme instruido y llenado no solo de conocimientos sino también por haberme enseñado que más vale uno como persona por sus valores y actos morales que por lo que se sabe.

A mi amigo Reynel, por haber estado presente en todo este proceso de formación con su apoyo durante este recorrido y por la constancia y ardua labor durante el desarrollo de este trabajo.

El éxito en la vida no se mide por lo que se logra, sino por lo que se supera, es por esto que este es el fin, de un nuevo comienzo.

Benjamín

Dedicado a mis padres, Reynaldo y Vilma, los cuales han sido un ejemplo a seguir por su perseverancia para alcanzar las cosas y por haberme apoyado en este sueño de convertirme Ingeniero de petróleos, a mis hermanos, Rhonald y Roberto por ser un apoyo incondicional a lo largo de la vida.

A la Universidad América por haberme dado el conocimiento necesario para llegar hasta este punto.

A mis abuelos, abuelas, tías, tíos, primos y primas que me han aportado enseñanzas a lo largo de mi vida.

A Juliana por ser esa persona que está en las buenas y en las malas.

A mi amigo Benjamín por su constante trabajo y dedicación por sacar este proyecto adelante.

Reynel Villabona.

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos en primer lugar a la empresa ESP Energy Group S.A.S dirigida por el ingeniero Mario Zamora, por permitirnos realizar este importante proyecto y además de eso por confiar en nosotros para la elaboración del mismo.

A las empresas Auto tanques de Colombia y Cingecon S.A.S por dedicar tiempo para el desarrollo de ciertos parámetros claves por medio de la atención brindada.

También queremos agradecer a los ingenieros Nadim Escaño y Juan David Rengifo por la ayuda prestada durante todo el proyecto, los cuales dedicaron de su tiempo para el desarrollo de este trabajo.

Finalmente, pero no menos importante, queremos agradecer a todas aquellas personas que hicieron parte de este camino de aprendizaje, lleno de enseñanzas y lecciones primordiales, las cuales nos ayudarán a desenvolvernos como unos ingenieros prácticos, versátiles y éticos.

CONTENIDO

	pág.
RESUMEN	21
INTRODUCCIÓN	22
OBJETIVOS	23
1. GENERALIDADES DEL PROYECTO REFIBOYACÁ	24
1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO REFIBOYACÁ	26
1.2 LOCALIZACIÓN	27
1.3 GEOGRAFÍA DEL MUNICIPIO	28
1.3.1 POSICIÓN GEOGRÁFICA	28
1.3.3 Extensión	29
1.3.4 Topografía	29
1.3.5 Hidrografía	29
2. DESCRIPCIÓN DE LA PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE DE PETRÓLEO EN LA ZONA DE INFLUENCIA	30
2.1 RESERVAS DE CRUDO POR DEPARTAMENTOS	30
2.1.1 Reservas de crudo departamento de boyacá	31
2.1.2 Reservas de crudo departamento de santander	31
2.1.4 Reservas de crudo departamento de casanare	32
2.2 PRODUCCIÓN DE CRUDO POR DEPARTAMENTOS	32
2.2.1 Producción de crudo departamento de boyacá	34
2.2.2 Producción de crudo departamento de santander	34
2.2.3 Producción de crudo departamento de casanare	34
2.3 INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE	35
2.3.1 Ocenso	36
2.3.1.1 Oleoducto bicentenario	37
2.3.2 Infraestructura vial	38
3. SELECCIÓN DE LOS PUNTOS DE DISTRIBUCIÓN	40
3.1 DEPARTAMENTO DE BOYACÁ	40
3.1.1 Rutas terrestres	41
3.1.2 Proyección del trazado para la alternativa de oleoducto	42
3.1.3 Análisis de producción	43
3.2 DEPARTAMENTO DE SANTANDER	45
3.2.1 Rutas terrestres	46
3.2.2 Proyección del trazado para la alternativa de oleoducto	47

3.2.2	Análisis de producción	47
3.3	DEPARTAMENTO DE CASANARE	48
3.3.1	Rutas terrestres	49
3.3.2	Proyección del trazado para la alternativa de oleoducto	52
3.2.3	Análisis de producción	53
4.	SELECCIÓN DEL CAMPO Y ALTERNATIVA DE TRANSPORTE	55
4.1	PARÁMETROS A EVALUAR	55
4.3	CALIFICACIÓN DE PARÁMETROS	57
4.3	MATRIZ DE SELECCIÓN	58
4.3.1	Aspectos generales	59
4.3.2	Aspectos de transporte	60
4.3.2.1	Oleoducto	60
4.3.2.2	Carro tanque	61
5.	DISEÑO DE UNA TERMINAL DE RECIBO PARA EL PROYECTO REFIBOYACÁ	68
5.1	ESQUEMA DEL DISEÑO DE LA TERMINAL DE RECIBO	70
5.2	SIMULACIÓN POR MEDIO DEL PROGRAMA PIPESIM	72
5.2.1	Componentes utilizados en el programa pipesim	73
5.2.2	Condiciones iniciales de la simulación	73
5.2.3	Modelo de descargue de crudo	76
5.2.3.1	Análisis de resultados	77
5.2.4	Modelo de mezcla de crudo	79
5.2.4.1	Análisis de resultados	80
6.	IMPACTO AMBIENTAL GENERADA POR LA ALTERNATIVA DE TRANSPORTE	83
6.1	MARCO LEGAL	83
6.2	NORMAS QUE RIGEN EL TRANSPORTE DE HIDROCARBURO	85
6.3	ETAPAS DE LA OPERACIÓN DEL TRANSPORTE TERRESTRE	86
6.3.1	Planificación de la operación	86
6.3.2	Aislamiento de la planta	87
6.3.3	Inspección del vehículo	87
6.3.4	Carga y descarga del producto	87
6.3.5	Transporte de hidrocarburo	88
6.4	PLAN DE CONTINGENCIA	88
7.	ANÁLISIS FINANCIERO	91
7.1	TERMINAL DE RECIBO	92
7.2	TRANSPORTE	93
7.2.1	Análisis de costo de inversión	94
7.2.1.1	Transporte propio	94
7.2.2	Análisis de costo de operación	95

7.2.2.1 Transporte tercerizado	95
7.2.2.2 Transporte propio	96
7.2.3 Análisis de transporte	97
7.2.3.1 CAUE para transporte tercerizado	97
7.2.3.2 CAUE para transporte propio	97
7.2.4 Análisis de ingresos	99
7.4 EVALUACIÓN FINANCIERA	100
7.4.1 Conclusiones de la evaluación financiera	104
8. CONCLUSIONES	105
9. RECOMENDACIONES	106
BIBLIOGRAFÍA	107
ANEXOS	110

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Principales indicadores históricos de reservas de Hidrocarburo	25
Tabla 2. Proyección de la demanda de gasolina y diésel	26
Tabla 3. Comparación entre reservas y producción	34
Tabla 4. Dimensionamiento de la red vial en Colombia	38
Tabla 5. Características de los campos en Boyacá	41
Tabla 6. Producción histórica de los campos seleccionados. ⁵	43
Tabla 7. Características de campos en Santander ⁵	45
Tabla 8. Producción histórica de los campos seleccionados ⁵	47
Tabla 9. Características de campos en Casanare ⁵	49
Tabla 10. Producción histórica de los campos seleccionados en Casanare ⁵	53
Tabla 11. Matriz de selección calificada	63
Tabla 12. Matriz de selección ponderada	64
Tabla 13. Resultados de la matriz	65
Tabla 14. Campos calificados según alternativa de transporte	66
Tabla 15. Tabla de resultados modelo de descargue. Presión vs. Distancia	78
Tabla 16. Tabla de resultados modelo de descargue. Flujo de crudo vs. Distancia	79
Tabla 17. Tabla de resultados modelo de mezcla. Presión vs. Distancia.	81
Tabla 18. Tabla de resultados modelo de mezcla. Flujo de crudo vs. Distancia	82
Tabla 17. Costos de diseño y construcción de la refinería	93
Tabla 18. Costos de inversión para el transporte propio	95
Tabla 19. Costos operativos escenario 1	96
Tabla 20. Costos operativos escenario 2	97
Tabla 21. Análisis de ingresos	100
Tabla 22. Estado de los resultados proyectados.	102

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Rendimiento del barril de Petróleo	27
Gráfica 2. Curva de producción Boyacá	44
Gráfica 3. Curva de declinación pozos de Boyacá	45
Gráfica 4. Curva de producción de Santander	47
Gráfica 5. Curva de declinación de los pozos de Santander	48
Gráfica 6. Curva de producción de los campos de Casanare	53
Gráfica 7. Curva de declinación de los campos de Casanare	54
Gráfica 8. Comportamiento de la presión. Pauto Sur.	78
Gráfica 9. Comportamiento de la presión. Tigana.	78
Gráfica 10. Comportamiento del flujo Vs. Distancia	79
Gráfica 11. Presión vs distancia horizontal	81
Gráfica 12. Flujo de crudo mezclado vs distancia horizontal	82
Gráfica 13. Flujo de caja del proyecto.	103

LISTA DE IMÁGENES

	pág.
Imagen 1. Polígono establecido para el proyecto Refiboyacá.	28
Imagen 2. Imagen de los departamentos aledaños y de interés al proyecto.	31
Imagen 3. Cuencas sedimentarias de la zona de interés	33
Imagen 4. Principales oleoductos de Colombia	36
Imagen 5. Oleoducto OCENSA y estaciones	37
Imagen 6. Oleoducto Bicentenario y estaciones	38
Imagen 7. Principales carreteras de la zona de interés	39
Imagen 8. Rutas terrestres generadas para el Departamento de Boyacá	42
Imagen 9. Trazado preliminar del oleoducto propuesto para el Departamento de Boyacá	43
Imagen 10. Rutas terrestres generadas para el Departamento de Santander	46
Imagen 11. Rutas terrestres generadas para el Departamento de Casanare.	51
Imagen 12. Trazado preliminar del oleoducto propuesto para el Departamento de Casanare	52
Imagen 13. Etapas de la implantación de la ISO 14001	86
Imagen 14. Rutas seleccionadas	92

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Valoración según el impacto	57
Cuadro 2. Aspectos generales	58
Cuadro 3. Aspectos generales	58
Cuadro 4. Ponderación de calidades	67
Cuadro 5. Herramientas utilizadas en la simulación	73
Cuadro 6. Descripción del concepto del marco legal	83

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Terminal de Recibo	71
Figura 2. Leyenda de la FIGURA 1	72
Figura 3. Condiciones del crudo desde el carro tanque	74
Figura 4. Black Oil Properties.	75
Figura 5. Configuración de la bomba	76
Figura 6. Modelo estación de recibo en PIPESIM.	77
Figura 7. Modelo de mezcla de crudos	80

LISTA DE ANEXO

Anexo A. Análisis curvas de declinación	pág. 111
--	-------------

ABREVIATURAS

ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
API	American Petroleum Institute (Medida estándar)
Bbl(s)	Barril (Barriles)
BPD	Barriles por día
COP	Pesos colombianos
EPC	Engineering Procure Construction
H	Hora
HP	Horse power
In	Pulgada
INVIAS	Instituto nacional de vías
Km	Kilometro
MBL	Millones de barriles
Min	Minutos
MIN MINAS	Ministerio de Minas
PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
Sch	Schedule
T	Total
TIO	Tasa interna de oportunidad
TIR	Tasa Interna de Retorno
TRM	Tasa de cambio representativa del mercado
UNPD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
USD	Dólar de Estados Unidos
VPN	Valor presente neto
VSM	Valle superior del Magdalena

GLOSARIO

API°: son los grados mediante los cuales, un crudo se clasifica en pesado, mediano o liviano, esta propiedad está ligada de la viscosidad.

ANLA: la autoridad Nacional de Licencias Ambientales, es la encargada de que los proyectos, obras o actividades sujetos de licenciamiento, permiso o trámite ambiental cumplan con la normatividad ambiental, de tal manera que contribuyan al desarrollo sostenible del país.

CAMPO: zona con abundancia de pozos de los que se extrae hidrocarburos del sub-suelo.

CENIT: es una compañía que nace con el objetivo específico de atender las necesidades de transporte, logística y almacenamiento de hidrocarburos y refinados. Es una compañía, filial de Ecopetrol.

CUENCA SEDIMENTARIA: es una zona deprimida de la corteza terrestre de origen tectónico donde se acumulan sedimentos. Si estos se combinan con las condiciones de profundidad y duración de sepultamiento, pueden generarse hidrocarburos.

CURVAS DE DECLINACIÓN: son curvas que representan gráficamente el descenso de la capacidad de producción de un yacimiento, esto se origina como consecuencia de una disminución de la presión interna de este, por consiguiente, conlleva a una reducción de los niveles energéticos del mismo.

CURVAS DE PRODUCCIÓN: son curvas que representan gráficamente la producción que un yacimiento ha tenido a lo largo de los años.

DOWN STREAM: es el sector de la industria petrolera de la refinación y comercialización de los productos.

GOOGLE EARTH PRO: programa que permite ver imágenes de la tierra por medio de fotos de satélites, pudiendo observar la distancia entre dos puntos, y así mismo el tiempo que hay entre estos, también se puede cambiar las capas de este dependiendo de la información que se necesite.

INVIAS: el instituto nacional de Vías es una agencia de la rama ejecutiva del gobierno a cargo de la asignación, regulación y supervisión de los contratos para la construcción de autopistas, carreteras y su respectivo mantenimiento.

NORMAS ISO: serie de normas creadas por la International Organization for Standardization para cumplir parámetros o requisitos de calidad para mantener en balance distintos sistemas de gestión.

OLEODUCTO: tubería para la conducción de petróleo desde el lugar de producción al de embarque o desde el lugar de descarga al de refinado.

PIPESIM: es un simulador de flujo de fluidos multifásicos en estado estacionario que se utiliza para el diseño y el análisis de sistemas de producción de petróleo y gas.

PRIMA DE RIESGO: es la rentabilidad que exigen los inversores (interés) a un país para comprar su deuda soberana en comparación con la que se exige a otros países. La prima de riesgo mide la confianza de los inversores en la solidez de una economía.

REFINERÍA: es un complejo industrial destinado a la refinación del petróleo crudo, que, mediante un proceso adecuado de destilación, se obtiene diversos derivados del mismo.

UP STREAM: en la industria petrolera se conoce como los sectores de exploración y producción.

RESUMEN

El presente trabajo de grado se realizó con el fin de evaluar la alternativa de transporte más eficiente para el proyecto REFIBOYACÁ en el Municipio de Duitama para la empresa E.S.P. Energy Group S.A.S., a partir de la selección de uno o más pozos que cumpla con las características de producción y parámetros de venta para una refinería modular y a su vez del sistema de transporte más eficiente para poder evaluar en lo que será según corresponda el diseño de un puerto de descarga o el diseño de un oleoducto, para finalmente determinar la viabilidad económica del mismo.

Para la selección de los posibles pozos candidatos para el proyecto, se evaluará aspectos como la producción diaria y parámetros de venta mencionadas anteriormente, para así estructurar por medio de las posibles rutas de transporte (Oleoducto o carro tanque) las distancias que tienen estos mismo hasta el proyecto por medio sistemas de información geográfica como lo es el servicio de Google Earth Pro. Para finalmente saber cuál es la mejor opción se estructurará un modelo de una matriz de selección diseñada por los estudiantes en el que se tendrán en cuenta todos los aspectos necesarios; en donde, cada uno de ellos tendrán un papel o factor de peso dependiendo de la afectación directa o indirecta que tengan en el plan.

A partir del software PIPESIM, otorgado por la empresa E.S.P. Energy Group S.A.S., se realizará el diseño del posible puerto de descargo u oleoducto según corresponda, teniendo en cuenta factores básicos de diseño como dimensiones, caudales, presiones, temperatura, factores de mezcla del crudo y demás características necesarias para la elaboración del proyecto.

Posterior a esta evaluación técnica, se realizó el análisis financiero por medio de la metodología del indicador Tasa Interna de Retorno (TIR), donde esquematizara los costos por barril generados a la empresa por el transporte del mismo, generando así, un estudio comparativo entre el valor esperado por la empresa y el obtenido en el presente trabajo.

Palabras claves: Transporte, carro tanque, oleoducto, PIPESIM, Duitama, Boyacá.

INTRODUCCIÓN

La demanda energética en Colombia a lo largo de los años ha venido incrementando por factores sociales (Como el aumento de la población, lo que conlleva al consumo de productos derivados del hidrocarburo directamente) o por el incremento de industrias basadas en el uso de este recurso energético. El hidrocarburo y sus derivados ha demostrado ser un recurso necesario en la vida cotidiana, influyendo en aspectos económicos, creando un aumento en las exigencias del mercado notablemente.

El presente proyecto se realizó para la empresa E.S.P. Energy Group S.A.S. la cual hizo un análisis del lote en donde se radicará el proyecto Refiboyacá, sin tener en cuenta el modelo de transporte que iba necesitar y al mismo tiempo, el lugar de donde se iba a obtener dicho recurso energético.

Por tal motivo se realizó el esquema del proyecto delimitándose a los departamentos cercanos para así reducir costos en el transporte y generar ganancias que se reflejaran en la utilidad neta del programa en un periodo de tiempo determinado reflejada en la evaluación financiera de manera detallada.

Para tal fin se efectuó una comparación técnica de la alternativa más eficiente, para evaluar cada una de las variables del trazado y simulación para la zona de la refinería. Por último, se realizó una evaluación financiera de los costos que genera dicha alternativa

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Analizar de forma técnica y financiera las alternativas de transporte para el proyecto Refiboyacá en el Municipio de Duitama.

OBJETIVOS ESPEFÍCOS

1. Describir las generalidades en materia de transporte del Proyecto Refiboyacá ubicado en el Municipio de Duitama.
2. Seleccionar los campos que cumplan con la demanda diaria de la Refinería Refiboyacá y las características exigidas.
3. Describir las características de los campos productores seleccionados.
4. Evaluar las alternativas de transporte las cuales contemplan los métodos de transporte terrestre y por oleoducto.
5. Seleccionar las alternativas de transporte más eficientes para la refinería de Refiboyacá.
6. Diseñar la alternativa más viable para el transporte del caudal necesario para el proyecto Refiboyacá.
7. Evaluar impactos ambientales generados por la alternativa de transporte escogida.
8. Evaluar la viabilidad financiera de la alternativa de transporte, por medio del indicador económico Tasa Interna de Retorno (TIR).

1. GENERALIDADES DEL PROYECTO REFIBOYACÁ

En el presente capítulo hablará acerca del proyecto Refiboyacá en el municipio de Duitama. Primero se va a caracterizar la refinería que va a ser construida, seguido de esto se enfocará en la localización y por último se hablará de la geografía del municipio donde se va a ubicar el proyecto, esto incluye localización geográfica, límites, extensión, topografía, entre otros aspectos que influyen en el proyecto de la refinería de manera directa pese a fenómenos naturales e infraestructura.

A lo largo de la historia el transporte en Colombia ha ido mejorando consecuentemente a los campos exitosos de grandes producciones para poderse distribuir hasta la refinería o puertos de exportación dependiendo del caso. El transporte en Colombia se hace por medio de dos medios de transporte: Por oleoducto o de manera virtual (carro tanques). La infraestructura de la malla vial como la construcción de los oleoductos ha crecido con el transcurso de los años directamente, demostrado en datos que los oleoductos han movilizad más de 1.218.600 BPD¹ y la reducción del tiempo de entrega ha disminuido por las nuevas carreteras haciendo que las necesidades del “Up Stream” cambiara el procedimiento junto a su crecimiento cumpliendo los parámetros de calidad legales para su transporte y posterior distribución y venta, dependiendo del uso al cual está predestinado.

La producción en Colombia es un indicativo del porqué esta refinería es un proyecto que espera resultados positivos, evidenciado los principales indicadores de hidrocarburos y combustibles en Colombia entre los años 2010-2015. Mostrados en la tabla 1, a continuación:

¹ Barrios, Marlene Judith, BELLIDO, Gina Marcela y Puello María Camila. Logística y de seguridad del transporte de hidrocarburos. Trabajo de grado en gestión de Naviera y Portuaria. Cartagena D.T y C.: Fundación tecnológica Antonio de Arévalo. Facultad de ciencias económicas. 108 p.

Tabla 1. Principales indicadores históricos de reservas de Hidrocarburo

INDICADOR	UNIDAD	2010	2011	2012	2013	2014	2015
HIDROCARBUROS							
RESERVAS DE CRUDO	MBbl	2.058	2.259	2.377	2.445	2.308	2.002
PRODUCCIÓN ANUAL	MBbl	286,8	334,1	345,5	365,8	361,5	367
RELACIÓN RESERVAS/PRODUCCIÓN (R/P)	Años	7,18	6,76	6,88	6,68	6,38	5,46
CARGAS A REFINERÍAS	BDC	299.37	305.914	303.484	287.725	246.647	243.772
		1					
SÍSMICA TOTAL EJECUTADA EQUIVALENTE	Km	25.965	23.963	18.205	28.529	40.473	32.682
VALOR EXPORTACIONES CRUDOS Y DERIVADOS	Millones de US\$	16.502	28.421	31.559	32.483	28.926	14.239

FUENTE: SISTEMA DE INFORMACIÓN DE PETRÓLEO Y GAS COLOMBIANO. Principales indicadores de Hidrocarburos, gas natural y biocombustibles. [Consultado el 28/07/2017]. Disponible en <http://www.sipg.gov.co/sipg/Home/SectorHidrocarburos/PrincipalesCifras/tabid/65/language/es-ES/Default.aspx/>

Para finalmente poder destacar que la demanda de productos como la gasolina y el diésel (los cuales serán los principales productos a refinar de Refiboyacá) aumentaran de la forma como se ve en la tabla 2, pronosticada por la UPME, mediante una proyección basada desde el 2015 hasta el 2025 debido al aumento del consumo del mismo de la manera que:

Tabla 2. Proyección de la demanda de gasolina y diésel

PROYECCIÓN DE DEMANDA GASOLINA Y DIÉSEL (BDC)		
AÑO	Gasolina	Diésel
2016	87.322	142.991
2017	89.74	148.053
2018	93.655	152.744
2019	97.869	157.173
2020	101.451	161.195
2021	104.854	166.316
2022	107.455	169.964
2023	112.332	174.176
2024	115.934	181.204
2025	120.527	188.19

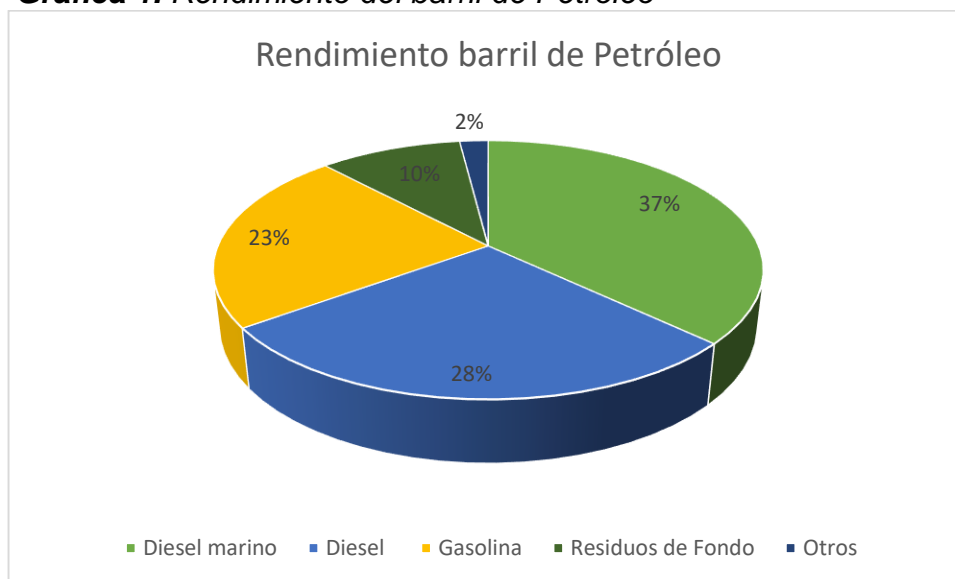
FUENTE: SISTEMA DE INFORMACIÓN DE PETRÓLEO Y GAS COLOMBIANO. Principales indicadores de Hidrocarburos, gas natural y biocombustibles. [Consultado el 30/07/2017]. Disponible en http://www.sipg.gov.co/sipg/documentos/Proyecciones/2015/Proy_Demanda_Mar_2015.pdf

1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO REFIBOYACÁ

El proyecto Refiboyacá corresponde a un plan netamente privado de la compañía ESP ENERGY GROUP, el cual se desarrollará en las inmediaciones de la zona rural pertenecientes al Municipio de Duitama (Boyacá). El objetivo del proyecto será refinar el crudo para poder obtener derivados y estos puedan comercializarse² dentro del mercado de los combustibles. Al comienzo la refinería tendrá una capacidad de 9.000 BPD y se proyecta una ampliación a 27.000 BPD en sus próximos 15 años. Los productos que se obtendrán de la refinación de un barril de crudo se puede observar en la gráfica 1. A diferencia de las refinerías estándares, Refiboyacá implementará una refinería tipo modular cuya diferencia radicará en la optimización de los equipos, reduciendo costos y tiempo.

² ESP Energy Group. Refiboyacá, primera versión. Trabajo de prefactibilidad del proyecto. Bogotá D.C. 1 p.

Gráfica 1. Rendimiento del barril de Petróleo



FUENTE: Trabajo de prefactibilidad del Proyecto Refiboyacá, Bogotá D.C. 2016, 5 p.

1.2 LOCALIZACIÓN

El proyecto Refiboyacá como se había mencionado tendrá lugar en El municipio de Duitama, de manera más específica tendrá unas coordenadas geográficas de 5°47'33.16"N en Latitud y 73° 2'37.88"O en Longitud. Tendrá un perímetro de trabajo de 2,189.2 metros aproximadamente para un total de un área de 178,141.46 m² o 17.81 hectáreas de extensión territorial distribuida de la manera mostrada en la Imagen 1.

Imagen 1. Polígono establecido para el proyecto Refiboyacá.



FUENTE: Imagen delimitada y tomada del programa Google Earth. Modificada por autores.

1.3 GEOGRAFÍA DEL MUNICIPIO

El municipio tiene diferentes características que lo sobresaltan de ser un lugar adecuado para dicho proyecto por factores³ tales como los que se ven a continuación:

1.3.1 Posición geográfica. Duitama por encontrarse en el altiplano Boyacense y entre dos fuentes hídricas la caracteriza por tener una posición valiosa como cabeza de la provincia del Tundama, además de eso determina un factor clave debido a su actividad industrial elevada en comparación con las otras provincias del Departamento, generando así, competitividad a nivel regional debido a la, producción económica y demás actividades de la región.

1.3.2 Límites El municipio se encuentra ubicado⁴ en el valle del río Chicamocha, con el cual limita con el departamento de Santander al Norte, y con distintos municipios del departamento (Paipa y Tibasoá) al sur. Además de esto, también tiene diferentes limitantes al oriente y al occidente, como con los municipios de Santa Rosa de Viterbo y floresta y al mismo tiempo nuevamente con Paipa respectivamente.

³ INFORMACIÓN GENERAL DEL MUNICIPIO DE DUITAMA, Alcaldía de Duitama – Boyacá [Consultado el 3/07/2017]. Disponible en http://www.duitama-boyaca.gov.co/informacion_general.shtml

⁴ INFORMACIÓN GENERAL DEL MUNICIPIO DE DUITAMA, Alcaldía de Duitama – Boyacá [Consultado el 3/07/2017]. Disponible en http://www.duitama-boyaca.gov.co/informacion_general.shtml

1.3.3 Extensión. El municipio tiene una extensión total de 266.93 Km² de las cuales se compone de dos áreas distintas, la rural y la urbana con una extensión de 258.07 Km² y 8.86 Km² respectivamente.

1.3.4 Topografía. El municipio de Duitama (Boyacá), por localizarse sobre el relieve de la cordillera Oriental, lo hace abundante de primordiales puntos orográficos de los que caben resaltar los páramos de Pan de Azúcar y el de La Rusia con alturas que sobrepasan los 3800 m.s.n.m.; además de los mencionados anteriormente, también se destacan La Cuchilla de la Laguna Seca por ser una zona donde se ubican antenas de radio, el Morro de la Rusia donde se sitúan torres y antenas de transmisión, Cerro de Pan de Azúcar, Morro de la Cruz, Morro de Peña Blanca, Cuchilla de Peña Negra donde se localiza la Base Militar 3 entre otros.

En el sector urbano, se caracteriza por tener ciertos cerros principales como lo son los tutelares de La Milagrosa, La Tolosa y San José y cerros perimetrales como los cerros de Las Cruces y del Cargua.

1.3.5 Hidrografía. El Municipio al encontrarse en un Sistema Montañoso tan diverso, da índole para que tenga una fuente hidrográfica extensa, a tal punto, que alimenta los departamentos de Boyacá y de Santander.

Los principales ríos y quebradas del Municipio son: Río Chicamocha el cual limita al municipio en el sur, río Surba que separa la parte occidental limitante del Municipio junto con la quebrada la zarza y demás de redes hidrográficas por sus afluentes y características topográficas mencionadas desde ríos hasta quebradas.

2. DESCRIPCIÓN DE LA PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE DE PETRÓLEO EN LA ZONA DE INFLUENCIA

Este capítulo está orientado hacia una breve reseña de las reservas de crudo, referente al Departamento de Boyacá y otros Departamentos que se encuentran cerca al proyecto que se va a desarrollar; en ese sentido saber con cifras exactas la cantidad de crudo disponible de los campos aledaños o cercanos al proyecto. De igual manera se presentarán informes con cifras de la producción actual de crudo, para tener conocimiento sobre cuáles campos cumplen con la futura demanda de 9.000 BPD. Por último, se hará una breve descripción de la infraestructura de transporte que se puede encontrar en la zona, tanto oleoductos como malla vial.

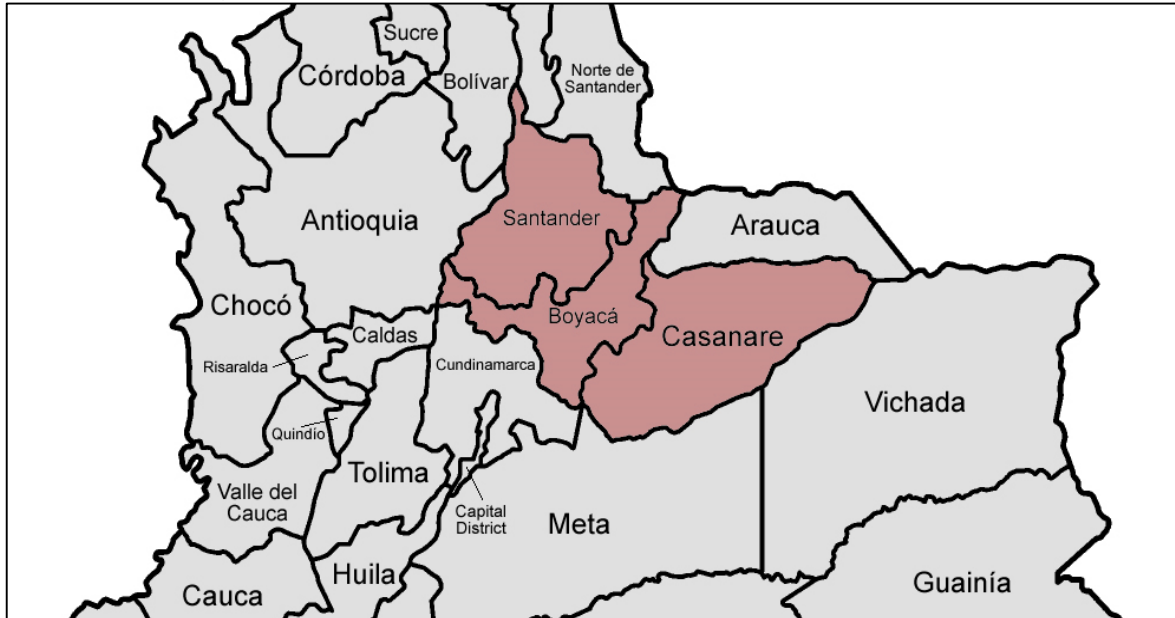
Al finalizar el capítulo se tendrá una idea de quién va a ser el potencial proveedor y de las posibles rutas por donde va a ser transportado el crudo, para finalmente ser procesado en la refinería.

2.1 RESERVAS DE CRUDO POR DEPARTAMENTOS

Según el Informe de recursos y reservas con corte al 31 de diciembre del 2016, realizado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, se cuantifico que en el país existen, 1.665.489.854 Bbl de crudo y condensados, estas son las reservas probables, las cuales se definen como el volumen de hidrocarburos estimado a condiciones atmosféricas y bajo circunstancias económicas actuales, que se estiman serán comercialmente recuperables en una fecha específica, con un grado de incertidumbre razonable, obtenido del análisis de información geológica y de ingeniera, conforme al informe de la UPME, Cadena del Petróleo 2014⁵.

⁵ CADENA DEL PETRÓLEO, UPME. [Consultado el 3/08/2017]. Disponible en: http://www.upme.gov.co/Docs/CadenadelPetroleo_sp.pdf

Imagen 2. Imagen de los departamentos aledaños y de interés al proyecto.



Fuente: MAPA DE COLOMBIA, Disponible en:

https://www.google.com.co/search?q=mapa+politico+de+colombia&dcr=0&source=lnms&tbm=isch&sa=X&ved=0ahUKEwjnqICc9jXAhUJ2SYKHeCxAtkQ_AUICigB&biw=1517&bih=707#imgrc=lv8I_tLSS1yyjM. Modificado por autores.

Como se puede apreciar en la imagen 2, los departamentos que se encuentran aledaños y de interés para el proyecto, al Departamento de Boyacá son: Santander y Casanare, la sumatoria de las reservas probadas de estos tres (3) departamentos tiene una totalidad de 553.652.965 Bbl de crudo y condensados.

2.1.1 Reservas de crudo Departamento de Boyacá. Las reservas probadas del Departamento de Boyacá, tienen una totalidad de 99.550.998 Bbl, las conforman 11 campos productores y están ubicadas en las cuencas del Valle Medio del Magdalena y de los Llanos Orientales⁶.

2.1.2 Reservas de crudo Departamento de Santander. Las reservas probadas del Departamento de Santander, tienen una totalidad de 167.240.340 Bbl, las conforman 28 campos productores y están ubicadas en la cuenca del valle Medio del Magdalena⁶.

⁶ SISTEMA INTEGRADO DE RESERVAS, ANH. [Consultado el 20/08/2017]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Documents/publicacion%20depto%20crudo%201p.pdf>

2.1.4 Reservas de crudo Departamento de Casanare. Las reservas probadas del Departamento de Casanare, tienen una totalidad de 287'861.627 Bbl, las conforman 103 campos productores y están ubicadas en las cuencas de los Llanos Orientales y la Cordillera oriental⁶.

Como se puede observar el Departamento de Casanare es el que mayores reservas probadas contiene dentro de su subsuelo de los departamentos de estudio, con un 17,28%, de las reservas probadas del país, por otro lado, el departamento de Boyacá es la que menos porcentaje abarca con un 5,97% de las reservas probadas totales de la nación. Según el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), en su publicación efectuada en junio del 2016, La Competitividad del sector de hidrocarburos en las diferentes regiones de Colombia, se hizo un promedio ponderado de los grados API de los crudos que se producen en cada departamento y los clasifico según su tipo de crudo predominante, dando como resultado que en los departamentos de Boyacá, Santander y Casanare, predomina el crudo pesado⁷.

2.2 PRODUCCIÓN DE CRUDO POR DEPARTAMENTOS

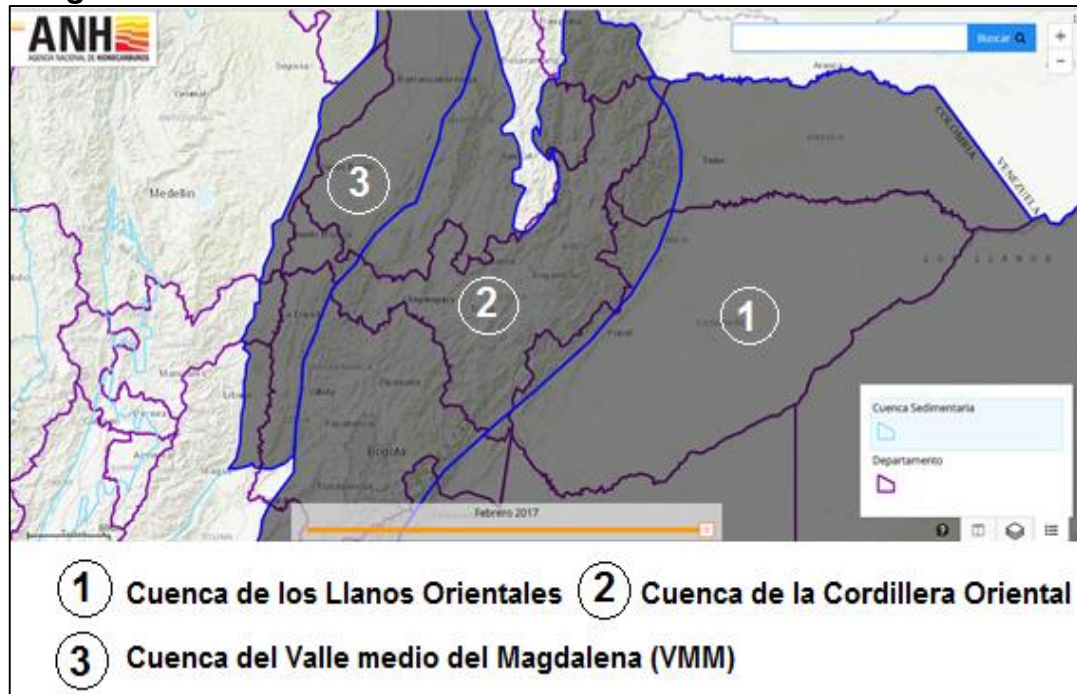
La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) en el año 2007, redactó un escrito sobre las cuencas sedimentarias de Colombia, donde determinó que en el país existen 23 cuencas sedimentarias, de las cuales siete (7) producen petróleo y dos (2) producen gas. Las cuencas que son de interés para el proyecto se muestran en la imagen 3, ya que dentro de estas se encuentran los campos de interés que suministrarán el crudo a la refinería⁸.

- Cordillera Oriental
- Valle medio del Magdalena (VMM)
- Llanos Orientales

⁷ LA COMPETITIVIDAD DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS EN LAS DIFERENTES REGIONES DE COLOMBIA, UNPD. [Consultado el 7/09/2017]. Disponible en: https://info.undp.org/docs/pdc/Documents/COL/Cuaderno%20PNUD_La%20competitividad%20del%20sector%20de%20hidrocarburos.pdf

⁸ COLOMBIAN SEDIMENTARY BASINS: NOMECLATURE, BOUNDARIES AND PETROLEUM GEOLOGY, A NEW PROPOSAL, ANH. [Consultado el 15/09/2017]. Disponible en: http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas_sedimentarias/Documents/colombian_sedimentary_basins.pdf

Imagen 3. Cuencas sedimentarias de la zona de interés



Fuente: CUENCAS SEDIMENTARIAS DE COLOMBIA, ANH, programa Geovisor ANH, [Consultado el 29/07/2017]. Disponible en <https://geovisor.anh.gov.co/>. Modificado por autores.

Actualmente la cuenca de los Llanos orientales es la principal productora de crudo del país con una participación de la producción del 68,9%, seguida por la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) con 15,2% y la cuenca del Valle Superior del Magdalena (VSM) con un 5,8%⁹; conforme lo dicho por parte del PNUD, en su escrito, “*La competitividad del sector de hidrocarburos en las diferentes regiones de Colombia*”, lo que nos deja entrever que estas tres (3) cuencas producen casi el 90% del crudo de la nación, por consiguiente es de vital importancia seguir haciendo estudios y desarrollar planes de recuperación secundaria, aprovechando su potencial para lograr aumentar las reservas probadas y así mismo el factor de recobro de los campos que son operados allí, los cuales son de interés en el proyecto.

La producción promedio de crudo al finalizar el año 2016, según informes y cifras de la ANH fue de 886.000 BPD⁹, lo que indica que teniendo en cuenta las reservas probadas totales a finales del mismo año (1.665.489.854 Bbl), se tendrá

⁹PRODUCCION MENSUAL DE PETROLEO, ANH. [Consultado el 19/09/2017]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>

autosuficiencia de crudo por 5,2 años; a continuación, se mostrará la producción actual de cada uno de los departamentos de interés en el proyecto.

2.2.1 Producción de crudo Departamento de Boyacá. Según el informe de la ANH sobre la producción fiscalizada de crudo determinada en barriles promedio día (BPD) en el año 2016, arrojo los siguientes datos de los campos petroleros, el promedio de producción diaria por campo fue de 3.479 BPD y la producción promedio mensual en todo el departamento fue 38.421 BPD.

2.2.2 Producción de crudo Departamento de Santander. Según el informe de la ANH sobre la producción fiscalizada de crudo determinada en barriles promedio día (BPD) en el año 2016, arrojo los siguientes datos de los campos petroleros, el promedio de producción diaria por campo fue de 1.140 BPD y la producción promedio mensual en todo el departamento fue 52.741 BPD.

2.2.3 Producción de crudo Departamento de Casanare. Según el informe de la ANH sobre la producción fiscalizada de crudo determinada en barriles promedio día (BPD) en el año 2016, arrojo los siguientes datos de los campos petroleros, el promedio de producción diaria por campo fue de 973 BPD y la producción promedio mensual en todo el departamento fue 150.726 BPD.

De acuerdo a las reservas presentadas anteriormente, discriminadas por departamento de interés y la producción actual de cada uno de los departamentos aledaños a la ubicación de la refinería, discriminado por campo se construyó la siguiente tabla 3:

Tabla 3. Comparación entre reservas y producción

DEPARTAMENTO	RESERVAS (BBL)	PRODUCCIÓN ACTUAL (BPD)	AÑOS AUTOSUFICIENCIA
BOYACÁ	99.550.998	38.421	7
SANTANDER	167.240.340	52.741	9
CASANARE	287.861.627	150.726	5

Según la información presentada en la tabla, se infiere que el Departamento de Boyacá, podría ser el potencial proveedor debido a su gran cantidad de reservas probadas y su baja tasa de producción, teniendo en cuenta que la tecnología avanza de manera exponencial cada año, por consiguiente, es posible que cuando el proyecto entre en operación, se tenga la demanda que la refinería requiere; además que la cercanía de los campos petroleros, disminuiría los costos en materia de transporte.

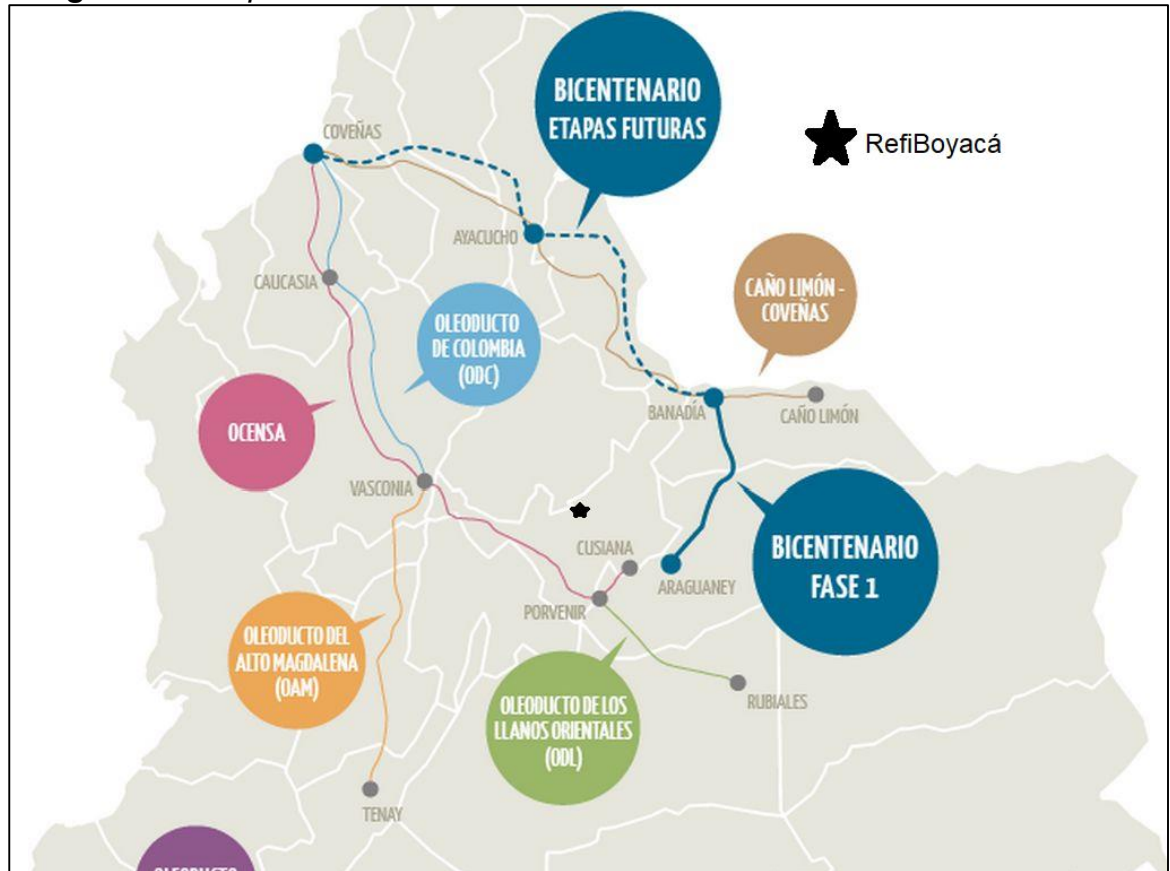
2.3 INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE

El transporte de crudo en Colombia, se realiza por medio de dos modalidades, oleoductos y por carretera por medio de carro-tanques. El crudo es transportado desde las facilidades producción del campo productor, hasta cualquiera de sus dos puntos finales refinación o exportación. El sistema de oleoductos es el método más usado debido a su bajo costo, mientras que el otro método es decisivo para algunos campos que tienen que recorrer largas distancias hasta su punto final, ya sea refinería o a alguna estación compresora ubicada cerca a este.

Según el informe realizado por la PNUD, la red nacional de oleoductos es propiedad de Ecopetrol S.A., la cual transporta aproximadamente el 80% del crudo producido en el país, por lo que la red está diseñada con base a las necesidades de la empresa estatal. El sistema de oleoductos se divide en dos: primario y secundarios. Los primarios llevan el crudo hasta sus destinos finales, contrario a los secundarios que llevan el crudo desde los centros de explotación hasta los primarios.

En la imagen 4, se puede observar los oleoductos primarios de Colombia:

Imagen 4. Principales oleoductos de Colombia



FUENTE: PRINCIPALES OLEODUCTOS DE COLOMBIA, [Consultado el 30/07/2017]. Disponible en: https://img.haikudeck.com/mg/OrPw9JrJxz_1429237139394.jpg

2.3.1 Ocesa. El oleoducto central S.A., Ocesa, se seleccionó por su cercanía con el municipio de Duitama, este tiene una longitud de 836km bajo tierra y 12km costa afuera. Se construyó con la finalidad de transportar el crudo proveniente de los campos Cusiana y Cupiaga (Casanare), hasta el puerto de Coveñas para su exportación. El oleoducto Ocesa, se divide en segmentos y posee diez estaciones que se encargan de bombear y almacenar el crudo.

La imagen 5, enseñada en seguida, muestra el oleoducto Ocesa y sus estaciones.

Imagen 5. Oleoducto OCENSA y estaciones



FUENTE: RECORRIDO DEL OLEODUCTO, OcenSA, [Consultado el 30/07/2017].

Disponible en

<https://www.ocensa.com.co/Paginas/Recorrido%20del%20oleoducto.aspx>

Según las funciones de las estaciones, se determinó que las estaciones de Cupiagua, El Porvenir y Vasconia, debido a que poseen tanques de almacenamiento se podría obtener el crudo en estos puntos, además de la cercanía que poseen con el Municipio de localización del proyecto; las estaciones Páez, Miraflores y La Belleza a pesar de ser las estaciones más cercanas solo tienen como función re-bombar el crudo y servir como centrales de control de presión a través de la línea.

2.3.1.1 Oleoducto Bicentenario. El Oleoducto Bicentenario, se seleccionó debido a su cercanía con el proyecto RefiBoyaca, tiene una longitud de 230 Km y una capacidad de 240.000 BPD, conecta la estación Arguaney ubicada en el Departamento de Casanare con la estación Banadía en el Departamento de Arauca, como se evidencia en la imagen 6, a través de una tubería de 42 pulgadas de diámetro y 0,688 pulgadas de espesor. Este oleoducto tiene como finalidad transportar el crudo proveniente del piedemonte llanero, hasta la terminal en Coveñas para su posterior exportación; la conexión con el oleoducto Caño Limón-Coveñas es la estación Banadía.

Imagen 6. Oleoducto Bicentenario y estaciones



FUENTE: RECORRIDO DEL OLEODUCTO, Bicentenario, [Consultado el 30/07/2017]. Disponible en <http://bto.bicentenario.com.co/modulos/main/Login.aspx?ReturnUrl=%2f>

Dado que el Oleoducto Bicentenario consta de dos estaciones, el único punto posible para la compra del crudo sería la estación Araguaney, ya que se encuentra aledaño al proyecto.

2.3.2 Infraestructura Vial. La red vial nacional está compuesta por red vial primaria que son las carreteras que unen los principales centros de producción y consumo del país, la secundaria que une las cabeceras municipales entre si y la red vial terciaria que une las cabeceras municipales con las veredas.

Tabla 4. Dimensionamiento de la red vial en Colombia

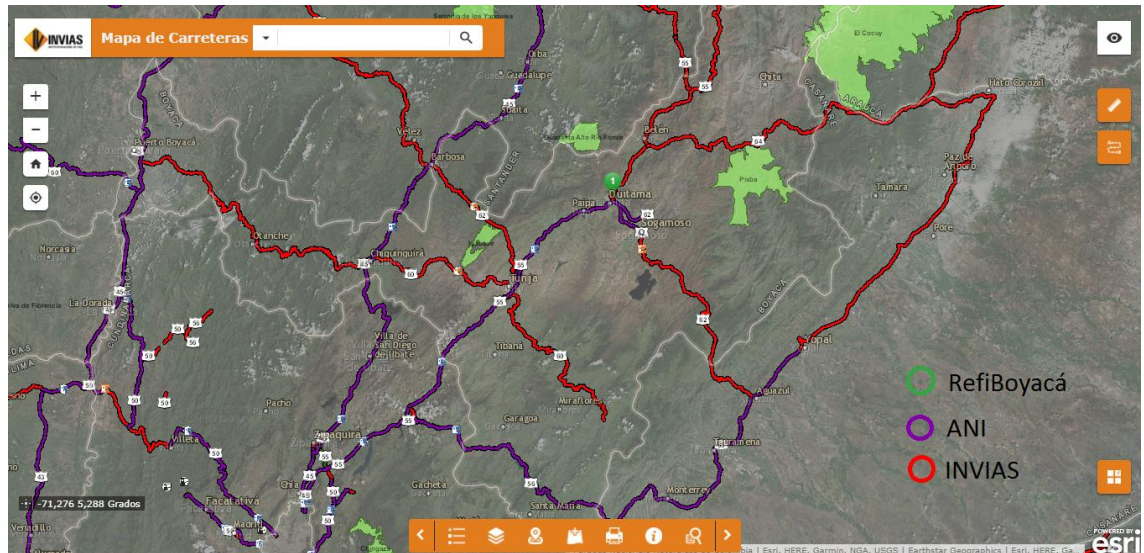
RED DE CARRETERAS	LONGITUD (KM)	%
RED VIAL PRIMARIA	19.079	9.24
RED VIAL SECUNDARIA	45.137	21.86
RED VIAL TERCIARIA	142.284	68.9
TOTAL	206.500	100

FUENTE: PLAN DE DESARROLLO 2016-2019. Infraestructura. [Consultado el 28/09/2017]. Disponible en: <http://asamblea-boyaca.gov.co/apc-aa-files/32313531333664323939323136633237/6.-t-infraestructura.pdf>

Como se puede ver en la tabla 4. más del 50%, corresponde a la red vial terciaria, esto se puede explicar ya que la mayoría de la población colombiana vive en zonas rurales, además de que la economía del país depende en gran medida de la agricultura y la ganadería, sectores que se desarrollan en zonas rurales.

Según el Plan de desarrollo 2016-2019 presentado por la asamblea de Boyacá, el Departamento cuenta con la tercera red vial más extensa del país con un total de 9.350 Km, lo que facilita la comunicación entre los diferentes centros de producción de hidrocarburos y refinerías o terminales de exportación, denotado en la imagen 7.

Imagen 7. Principales carreteras de la zona de interés



FUENTE: MAPAS DE LAS PRINCIPALES CARRETERAS DE LA ZONA, Invias.
[Consultado el 31/07/2017]. Disponible en:
<http://hermes.invias.gov.co/carreteras/>

3. SELECCIÓN DE LOS PUNTOS DE DISTRIBUCIÓN

En este capítulo se va a denotar los campos que han demostrado ser un posible candidato para el proyecto Refiboyacá debido al comportamiento que ha tenido la producción de estos mismos a lo largo de su historia, conjuntamente, también presentan características favorables para garantizar el buen uso de las capacidades y equipos modulares.

Para ello se dividió la producción promedio día a la fecha del presente año de los campos junto a sus propiedades de venta, discriminados por departamento. Además, se evidenciará su respectiva distancia lineal y vial ya que son factores que aportan a la selección del campo. Así mismo, se mostrará la producción de los campos comprendida entre los años 2007 a 2016 (o año de inicio de operación) y de esta manera mostrar el comportamiento que ha tenido el mismo a lo largo de este tiempo y posteriormente realizar un análisis de curvas de declinación el cual se tendrá de soporte para visualizar la cantidad de crudo disponible para el tiempo en que la refinería empiece a operar, teniendo en cuenta las estadísticas de producción de la ANH y ministerio de minas; estos análisis asumen que no se realizaran ningún tipo de campaña de recobro mejorado ya que esta información es confidencial de cada empresa.

3.1 DEPARTAMENTO DE BOYACÁ

Según el informe de producción de crudo 2016 presentado por la ANH¹⁰, se seleccionaron los campos Moriche, Velásquez y Palagua por tener una producción promedio de 14.781 BPD, 3.183 BPD y 5.844 respectivamente; aunque dos (2) de estos tienen una gravedad API de 13,5^o (Moriche) y 14,71^o (Palagua)¹¹ lo que los clasifica como crudos pesados, no sería viable solo emplear alguno de estos crudo producidos en la refinería, por lo que se tendría que hacer una mezcla con un crudo de una gravedad API mayor; en este caso el proveniente del campo Velásquez.

Estos campos se encuentran localizados en el Municipio de Puerto Boyacá; Moriche y Velásquez son operados por Mansarovar Energy Colombia Ltda en asociación con Ecopetrol por medio del contrato Guaguaqui Teran y Nare asociación en el mismo orden. Por otro lado, el Campo Palagua es operado por Ecopetrol Alto Magdalena por medio del contrato Palagua Incremental y Palagua⁴. A continuación,

¹⁰ INOFRME DE PRODUCCIÓN ANUAL, ANH, [Consultado el 30/07/2017]. Disponible en <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>

¹¹ Respuesta escrita ministerio de minas

se mostrará las características de venta y demás datos afines necesarios de cada uno con la respectiva distancia al proyecto en la tabla 5.

Tabla 5. Características de los campos en Boyacá

CAMPO	PRODUCCIÓN (BPD)	% DE AZUFRE	% DE BS&W	GRAVEDAD API ^o	DISTANCIA LINEAL (KM)	DISTANCIA VIAL (KM)	TIEMPO PROMEDIO
VELÁSQUEZ	3.183	1,03	0,15	21,9	161	308	7hr 20min
MORICHE	14.781	1,43	0,37	13,5	171	310	6hr 47min
PALAGUA	5.844	1,31	0,36	14,71	165	328	7hr 6min

3.1.1 Rutas terrestres. De acuerdo a los campos que se seleccionaron, se trazaron unas rutas terrestres a través de las vías nacionales; el medio de transporte que se va a utilizar es carro-tanque; las rutas se calcularon desde la entrada principal de los campos. Las rutas que se generaron se pueden ver en la Imagen 8:

Ruta RefiBoyacá-Velasquez.

Desde el campo Velásquez hasta la terminal de recibo de Refiboyacá. La vía que se escogió para llevar el crudo fue Puerto Romero-Otanche, esta atraviesa el departamento de Boyacá, hasta llegar a su punto final.

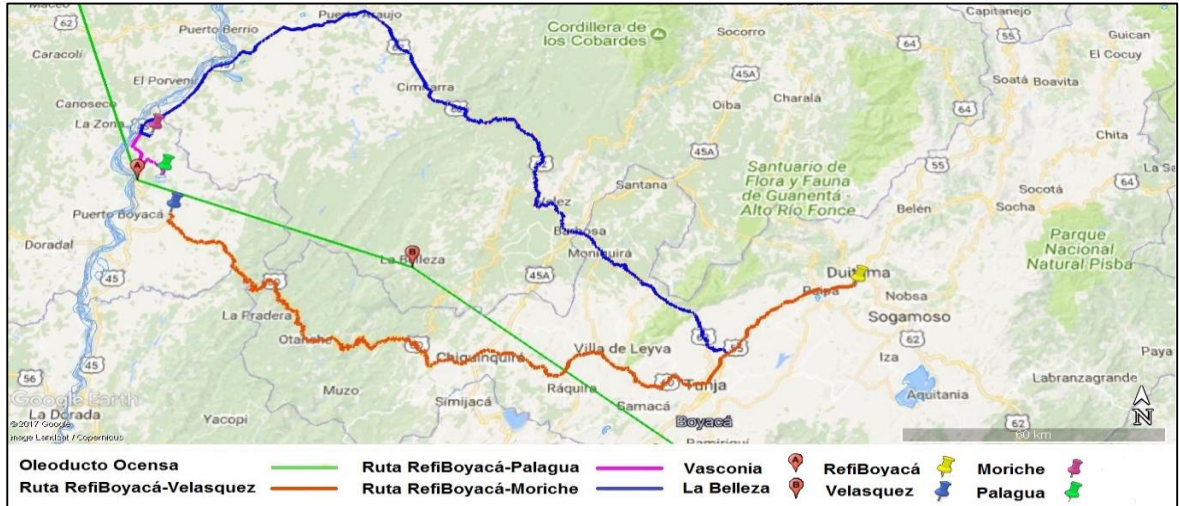
Ruta RefiBoyacá-Palagua.

Desde el campo Palagua hasta la terminal de recibo de Refiboyacá. La ruta que se escogió para llevar el crudo fue salir por el noreste hacia la vía Puerto Boyacá-Puerto Nare, el crudo es conducido hasta Puerto Araujo ubicado en el departamento de Santander, allí se voltea por la carretera 62 en dirección hacia Tunja, estando allí se coge finalmente la vía Paipa-Duitama.

Ruta RefiBoyacá-Moriche.

Desde el campo Moriche hasta la terminal de recibo de Refiboyacá. La ruta que se escogió para llevar el crudo es la misma que la descrita en la ruta 2 con la diferencia que el campo moriche se encuentra localizado un poco más al norte y se incorpora a la vía Puerto Boyacá- Puerto Nare mas adelante.

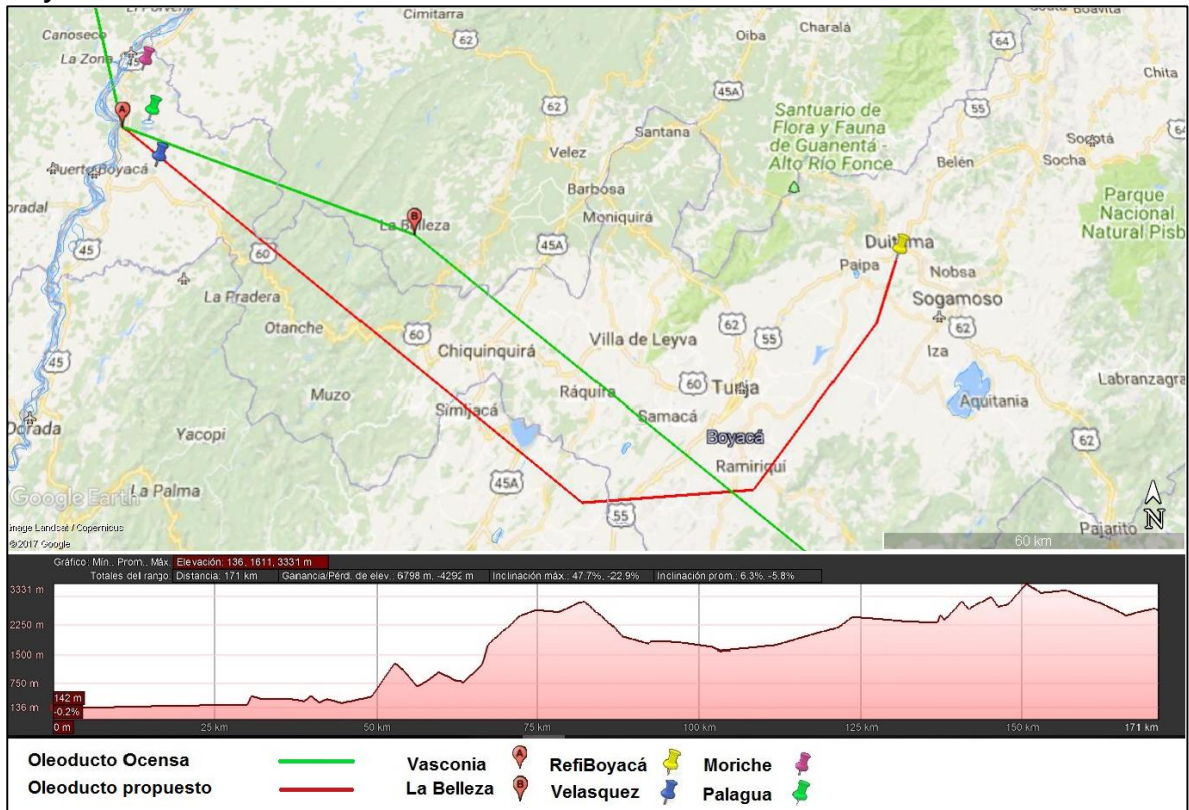
Imagen 8. Rutas terrestres generadas para el Departamento de Boyacá



FUENTE: Imagen obtenida del programa Google Earth Pro. Modificado por autores

3.1.2 Proyección del trazado para la alternativa de oleoducto. Este trazado preliminar del oleoducto se realizó teniendo en cuenta las fuentes hídricas, los planes de ordenamiento territorial de los municipios por donde pasa y las reservas forestales y zonas protegidas por las entidades ambientales. Su punto de inicio es la estación Vasconia ya que esta se encuentra cercana a los pozos seleccionados además es la única estación del Oleoducto Ocesa de la zona que tiene bahía de descargue lo que permite la conexión de una línea nueva; el punto final es la terminal de recibo ubicada en el terreno donde se va a realizar la refinería. En la imagen 9 se puede observar el trazado preliminar del oleoducto junto con su altimetría.

Imagen 9. Trazado preliminar del oleoducto propuesto para el Departamento de Boyacá



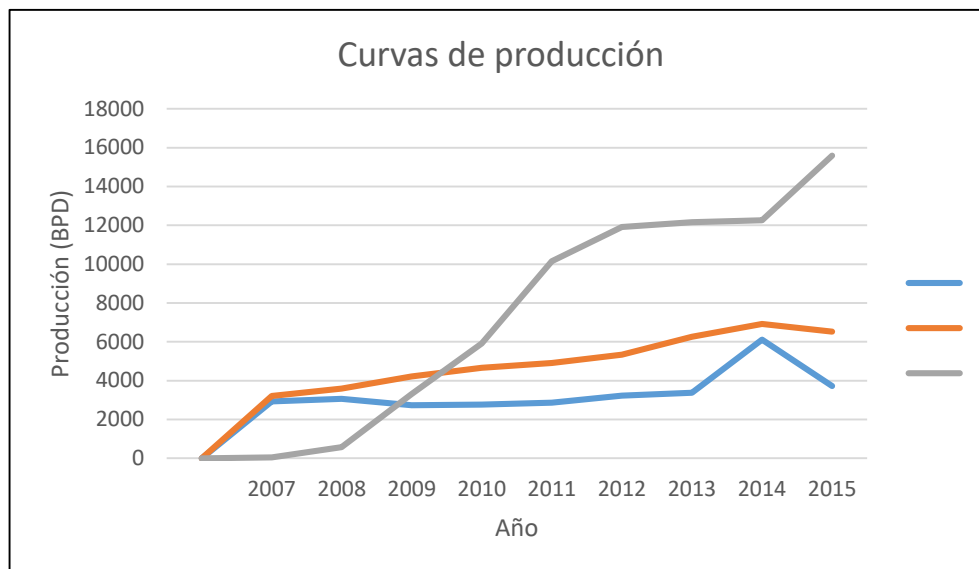
FUENTE: Imagen obtenida del programa Google Earth Pro. Modificado por autores

3.1.3 Análisis de producción. Respecto al pronóstico de producción que se realizó para estos tres (3) campos localizados en el municipio de Puerto Boyacá, en la gráfica 2 se puede observar que tienen una tendencia variable estacional. A partir del año 2015 la producción de estos campos empezó a declinar, excepto para el campo Moriche el cual empezó su declinación el año anterior (2016). En la tabla 6 se puede observar la producción en barriles promedio día de cada campo.

Tabla 6. Producción histórica de los campos seleccionados.⁵

AÑO	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
CAMPO										
VELASQUEZ	2.903	3.061	2.730	2.773	2.870	3.221	3.374	6.110	3.176	3.183
PALAGUA	3.217	3.594	4.220	4.666	4.912	5.338	6.266	6.927	6.519	5.844
MORICHE	43	580	3.308	5.912	10.147	11.905	12.165	12.264	15.588	14.781

Gráfica 2. Curva de producción Boyacá

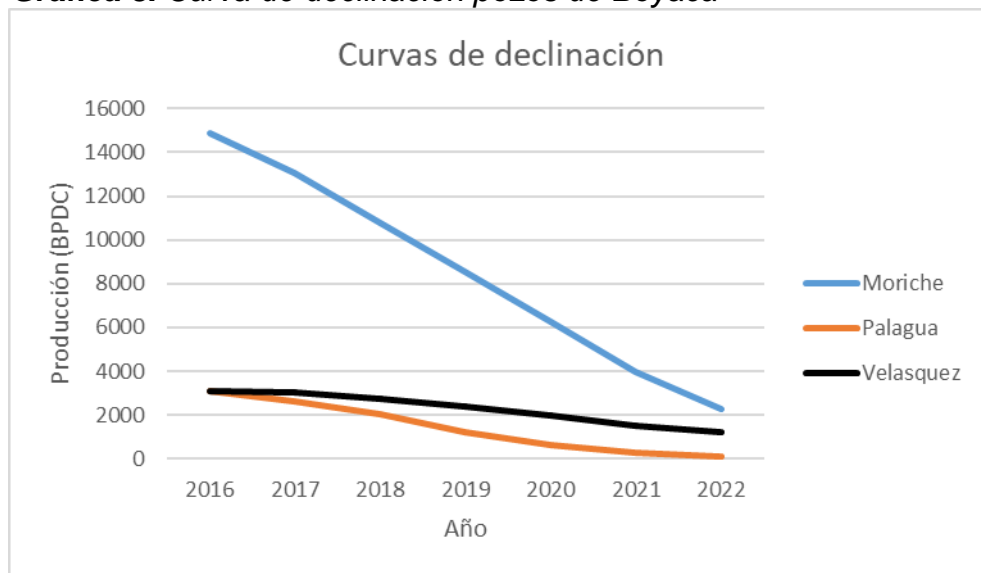


De acuerdo al análisis de las curvas de declinación respectiva para cada campo que se realizó con la producción promedio día del periodo comprendido entre junio del 2016 y junio del 2017 se observó que los campos de Palagua y Moriche tienen una declinación lineal mientras que el campo Velásquez tiene una declinación hiperbólica. En la gráfica 3 se puede apreciar que para el año 2022, los campos de Palagua, Moriche y Velásquez van a tener una producción aproximada de 113 BPD, 2.300 BPD y 1.200 BPD respectivamente, cabe resaltar que no se puede ver actualmente reflejado en producción los proyectos que se están llevando a cabo como los son la inyección de agua en el campo Palagua según el informe de gestión del 2016 presentado por la ANH¹² y la expansión de inyección de agua en el campo Velásquez, el cual tuvo una inversión cercana a los US\$ 70 millones por parte de Mansarovar S.A.¹³; por otro lado el campo Moriche es relativamente joven lo que se espera mantenga sus niveles de producción apoyado en proyectos de recobro mejorado.

¹² INFORME DE GESTIÓN, ANH, [Consultado el 6/08/2017]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/la-anh/Informes%20de%20Gestin/Informe%20de%20gesti%C3%B3n%202016.pdf>

¹³ PROYECTOS DE RECOBRO, Dinero, [Consultado el 07/08/2017]. Disponible en: <http://www.dinero.com/edicion-impres/negocios/articulo/mansarovar-presentara-plan-de-inversion-a-ecopetrol/237315>

Gráfica 3. Curva de declinación pozos de Boyacá



3.2 DEPARTAMENTO DE SANTANDER

De acuerdo al informe de producción fiscalizada del año 2016⁴ presentado por la ANH, se seleccionaron los campos La Cira-Infantas y Yariguí-Cantagallo por tener una producción promedio de 32.902 BPD y 4.145 BPD respectivamente; el campo La Cira-Infantas tiene una gravedad API de 24, 5^o, lo que lo posiciona como una buena opción para el suministro de crudo a la refinería; por otro lado, el campo Yariguí-Cantagallo posee un crudo pesado con gravedad API 17, 5^o.

Estos campos se encuentran localizados en el Municipio de Barrancabermeja, con distancias mostradas en la tabla 7 los cuales son operados por Ecopetrol por medio del contrato La Cira-Infantas Incremental y Yariguí-Cantagallo Incremental, en su orden⁴.

Tabla 7. Características de campos en Santander⁵

CAMPO	PRODUCCIÓN (BPD)	% DE AZUFRE	% DE BS&W	GRAVEDAD API ^o	DISTANCIA LINEAL (KM)	DISTANCIA VIAL (KM)	TIEMPO PROMEDIO
LA CIRA	22.798	0.84	0.18	23.9	150	299	6hr 48min
INFANTAS	10.104	0.84	0.18	23.9	150	299	6hr 48min
YARIGUÍ-CANTAGALLO	4.145	1.95	0.20	17,5	199	392	8hr 4min

3.2.1 Rutas terrestres. De acuerdo a los campos que se seleccionaron, se trazaron unas rutas terrestres a través de las vías nacionales; el medio de transporte que se va a utilizar es carro-tanque; las rutas se calcularon desde la entrada principal de los campos. Las rutas que se generaron se pueden ver en la imagen 10:

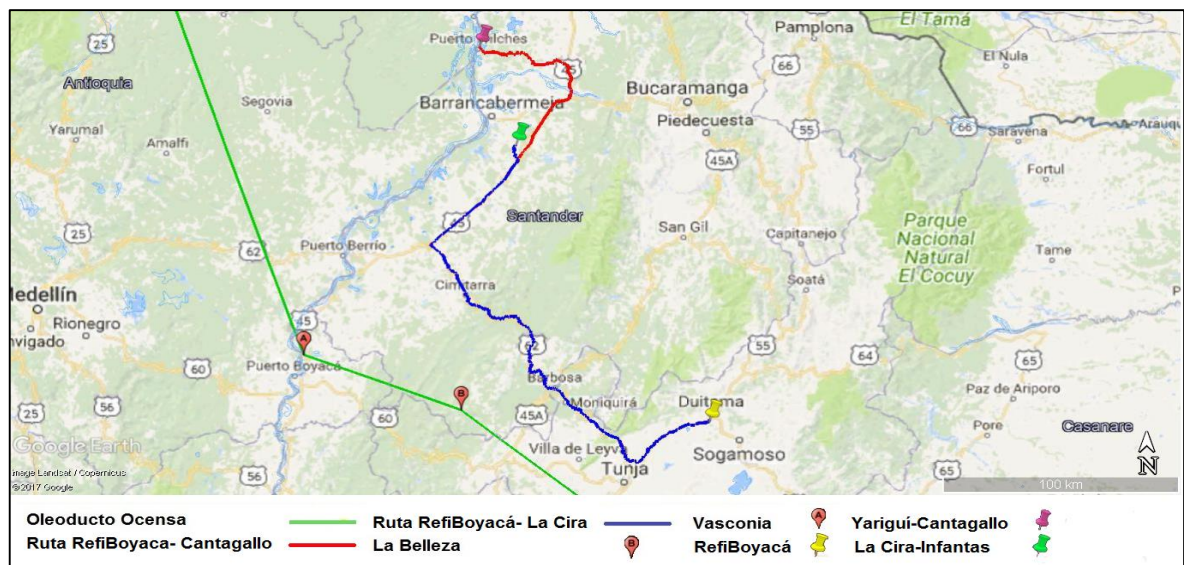
Ruta La Cira-Infantas.

Debido a la cercanía que tienen los campos La Cira e Infantas se decidió tomar como uno solo, por lo que la ruta que se determino fue desde un punto de fiscalización intermedio de los dos campos hasta la terminal de recibo de Refiboyacá. La ruta que se seleccionó para transportar el crudo fue salir por el sur del campo con dirección hacia puerto Araujo, estando allí se coge la vía nacional número 62 que nos conducirá hasta Tunja, para finalmente coger la ruta 55 de la vía nacional conocida como Paipa-Duitama.

Ruta Yarigüí-Cantagallo.

Desde el campo Yarigüí-Cantagallo hasta la terminal de recibo de Refiboyacá. La ruta que se escogió para llevar el crudo fue salir por el sur de la vía puerto Wilches, luego tomar la vía Puerto Boyacá- Puerto Nare, hasta Puerto Araujo, allí tomar la ruta nacional 62 en dirección hacia Tunja, estando allí se coge finalmente la vía Paipa-Duitama.

Imagen 10. Rutas terrestres generadas para el Departamento de Santander



FUENTE: Imagen obtenida del programa Google Earth Pro. Modificado por autores

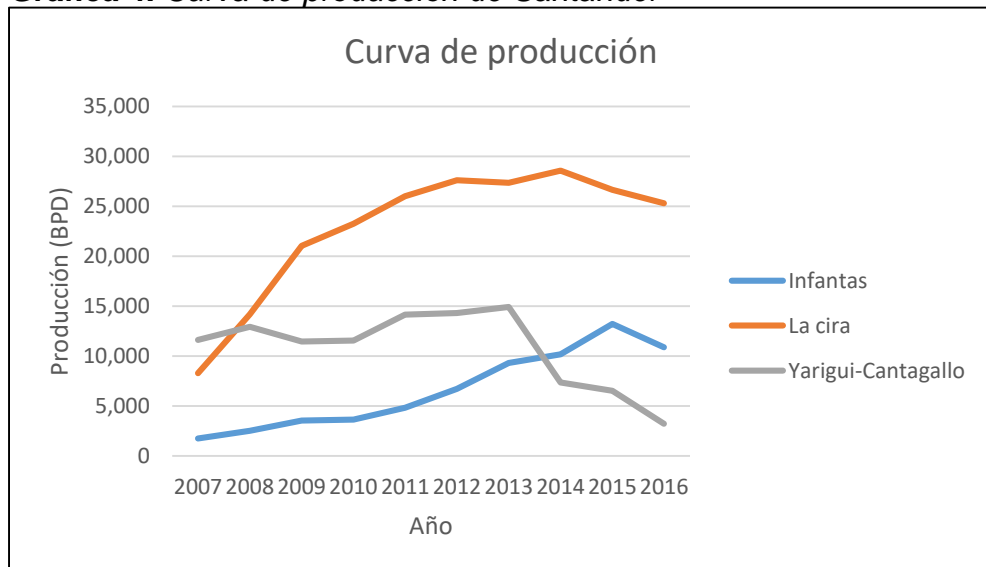
3.2.2 Proyección del trazado para la alternativa de oleoducto. Para este departamento no se realizó el diseño de la alternativa por tubería debido a que los campos estudiados presentan largas distancias respecto a las estaciones de recibo del oleoducto Ocensa y no se cuenta con una estructura para la implementación de un oleoducto.

3.2.2 Análisis de producción. Respecto al pronóstico de producción que se realizó para estos dos (2) campos localizados en el municipio de Barrancabermeja (La Cira-Infantas) y Puerto Wilches (Yarigui-Cantagallo), en la gráfica 4 se puede observar que el campo La Cira e Infantas tienen una tendencia clara de crecimiento esto debido al exitoso proyecto de inyección de agua que se implementó para estos dos campos, por otro lado el campo Yarigui-Cantagallo deja ver una tendencia de variable estacional la cual a partir del año 2013 empezó a declinar, mientras que para los otros dos campos estudiados empezó su declinación el año anterior (2016). En la tabla 8 se puede observar la producción histórica de cada campo.

Tabla 8. Producción histórica de los campos seleccionados⁵

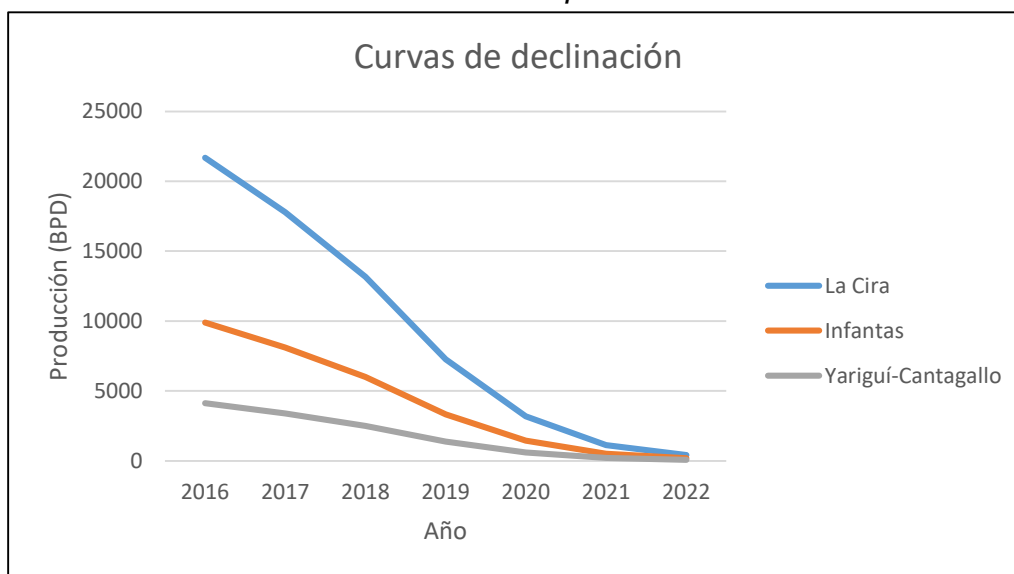
AÑO	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
CAMPO										
LA CIRA	8.274	14.192	21.044	23.239	26.007	27.600	27.359	28.578	26.632	25.312
INFANTAS	1.747	2.501	3.551	3.631	4.825	6.693	9.307	10.165	13.214	10.863
YARIGUÍ-CANTAGALLO	11.608	12.916	11.448	11.559	14.148	14.303	14.911	7.336	6.509	3.220

Gráfica 4. Curva de producción de Santander



En relación al análisis de las curvas de declinación realizado para cada campo con la producción promedio día del periodo comprendido entre junio del 2016 y junio del 2017 se observó que los campos de La cira, Infantas y Yariguí-Cantagallo tienen una declinación hiperbólica. En la gráfica 5 se puede apreciar que para el año 2022, los campos van a tener una producción aproximada de 419 BPD, 191 BPD y 79 BPD respectivamente, sin embargo es importante señalar que en estos campos se realizó de manera exitosa proyectos de inyección de agua aumentando el factor de recobro para el campo La cira e infantas en la arena C de 22% a 32% y en el campo Yarigui-Cantagallo de 21% a 29%; además se están llevando a cabo pilotos de inyección de agua en la arena A y B del campo La Cira e infantas e inyección de químicos en el campo Yariguí-Cantagallo y en la arena C de los otros dos campos restantes, según el informe realizado por Ecopetrol en septiembre del presente año (2017) para sus inversionistas¹⁴, estas inversiones se verán reflejadas en una producción incremental en los años posteriores.

Gráfica 5. Curva de declinación de los pozos de Santander



3.3 DEPARTAMENTO DE CASANARE

De acuerdo al informe de la ANH en acuerdo a la producción fiscalizada de crudo del año 2016⁴, se seleccionaron los campos Pauto Sur, Floreña y Cupiagua por tener una producción promedio cercana a la requerida por el proyecto, y gravedades API que los clasifica como crudos livianos; a pesar de no cumplir con los

¹⁴INVERSIONES FUTURAS PARA CAMPOS, Ecopetrol S.A.S., [Consultado el 10/08/2017]. Disponible en <http://www.ecopetrol.com.co/documentos/inversionistas/Presentaci%C3%B3n%20Inversionistas%20-%2018092017-%20Esp.pdf>

requerimientos se podría hacer una mezcla con los crudos de los campos restantes que son Tua (15,3 API°) y Jacana (16,9 API°), de esta manera alcanzar la normatividad del crudo requerido.

Tabla 9. Características de campos en Casanare⁵

CAMPO	PRODUCCIÓN (BPD)	% DE AZUFRE	% DE BS&W	GRAVEDAD API°	DISTANCIA LINEAL (KM)	DISTANCIA VIAL (KM)	TIEMPO PROMEDIO
CUPIAGUA	5.358	0	0,05	45,39	80,15	116	3h 16min
PAUTO SUR	26.563	0	2,01	44,1	158	170	4h 23min
TUA	9.709	1,6	0,31	15,3	80	233	5h 42min
FLOREÑA	6.434	0	0,86	47,5	77	164	4h 27min
JACANA	7.477	1.6	0,28	15.4	160	280	6h 17min
TIGANA	12.283	1.01	0.3	15.4	149	224	5h 00 min

Los campos Floreña y Pauto Sur se encuentran en el municipio de Yopal, Cupiagua en Aguazul, Jacana en Tauramena y por ultimo Tua y Tigana en Villa Nueva. Los campos que localizan en Yopal son operados por la subsidiaria de Ecopetrol, Equion Energia Limited, los tres últimos por Geopark Colombia, y Cupiagua es operado directamente por la empresa estatal; y están bajo los contratos Piedemonte Equion, E&P llanos 34 y Ecop-Sdla-Op-Directa⁴, respectivamente.

3.3.1 Rutas terrestres. De acuerdo a los campos que se seleccionaron, se trazaron unas rutas terrestres a través de las vías nacionales; el medio de transporte que se va a utilizar es carro-tanque; las rutas se calcularon desde la entrada principal de los campos. Las rutas que se generaron se pueden ver en la imagen 11:

Ruta RefiBoyacá-Cupiagua.

Desde el campo Cupiagua hasta Refiboyacá. La ruta que se seleccionó para transportar el crudo fue coger la vía nacional 62 hasta llegar a Pajarito, estando allí tomar la vía Pajarito- Recetor con dirección a la población de Aquitania, luego se toma la vía Villa Alarcon-Aquitania, hasta encontrarse con la ruta nacional número 62 que nos conducirá hasta Sogamoso para finalmente coger la vía Duitama-Sogamoso.

Ruta RefiBoyacá-Pauto sur.

Desde el campo Pauto Sur hasta la terminal de recibo de Refiboyacá. La ruta que se escogió para llevar el crudo fue tomar la vía que nos conduce hasta Yopal, allí

tomar la ruta Yopal- Aguazul y luego conectarnos al mismo recorrido ya definido para la ruta Refiboyacá- Cupiagua.

Ruta RefiBoyacá-Floreña.

Desde el campo Floreña hasta la terminal de recibo de Refiboyacá. La ruta que se escogió para llevar el crudo fue salir por el sur del campo con dirección hacia Yopal, estando allí se coge la vía Yopal-Aguazul, que nos conducirá hasta la ruta nacional número 62, para finalmente seguir el mismo recorrido de la ruta 1.

Ruta RefiBoyacá-Jacana.

Desde el campo Jacana hasta la terminal de recibo de Refiboyacá. La ruta que se escogió para llevar el crudo fue salir por el noreste hacia el municipio de Villanueva en Casanare, estando allí tomar la carretera 65 hasta llegar al municipio Aguazul, pasando por las poblaciones de Aguaclara y Monterrey, para luego coger la ruta nacional número 62 y seguir el recorrido de la ruta 1 hasta llegar a Duitama.

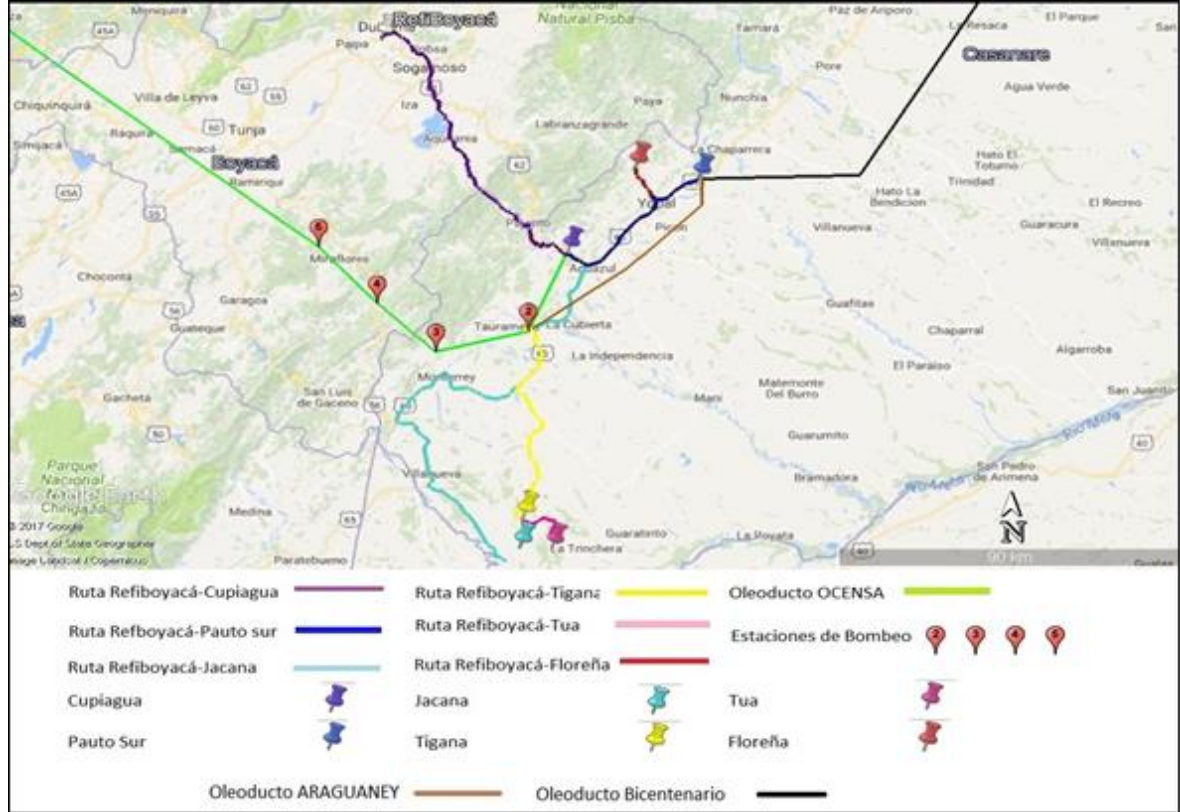
Ruta RefiBoyacá-Tigana.

Desde el campo Tigana hasta la terminal de recibo de Refiboyacá. La ruta que se escogió para llevar el crudo fue salir por el este, hasta encontrarse con la carretera Aguazul-Monterrey, y conducir por esta hasta llegar al municipio Aguazul, para luego coger la ruta nacional número 62 y seguir el recorrido de la ruta 1 hasta llegar a Duitama.

Ruta RefiBoyacá-Tua.

Desde el campo Tua hasta la terminal de recibo de Refiboyacá. La ruta que se escogió para llevar el crudo fue salir por el oeste y conducir hasta converger con la ruta Aguazul-Monterrey, con dirección al municipio de Aguazul, para posteriormente tomar la vía nacional 62 y seguir el camino descrito hasta llegar a Duitama por la ruta 1.

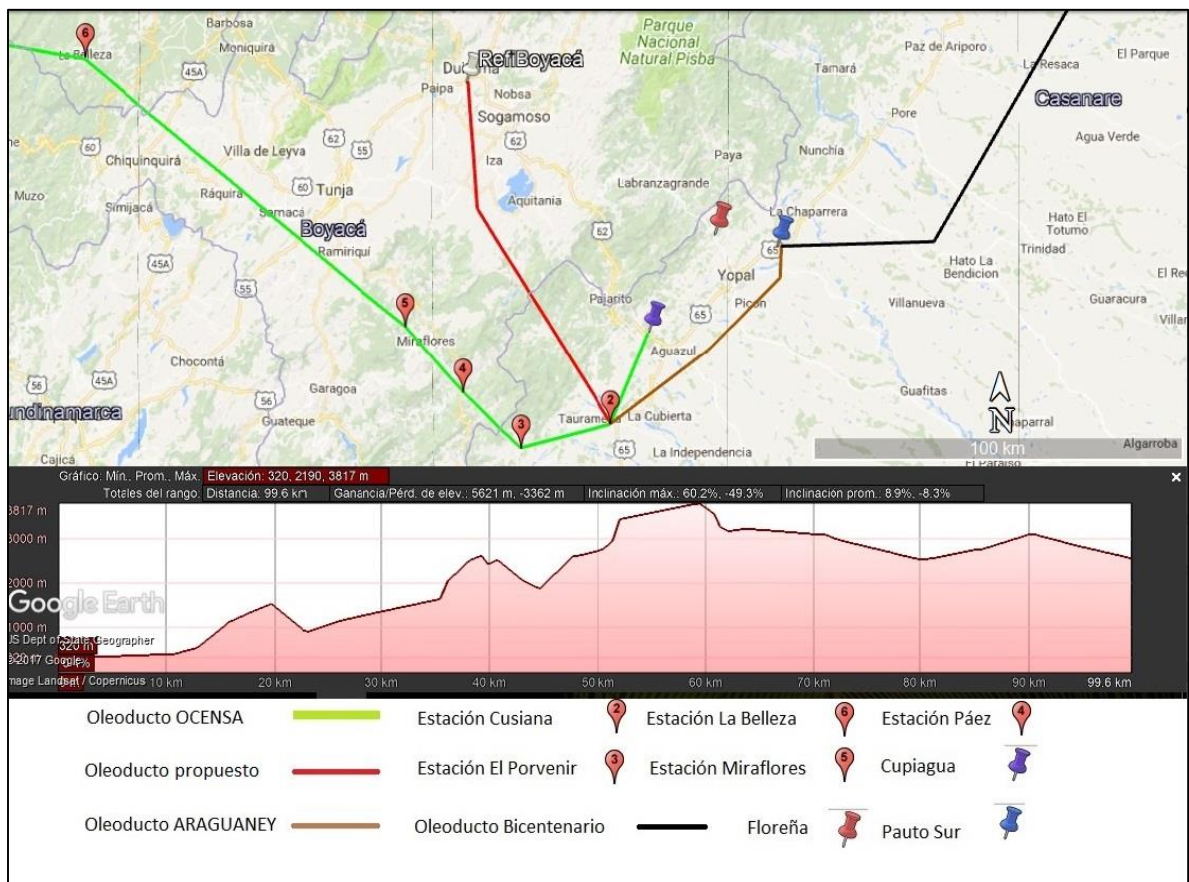
Imagen 11. Rutas terrestres generadas para el Departamento de Casanare.



FUENTE: Imagen obtenida del programa Google Earth Pro. Modificado por autores

3.3.2 Proyección del trazado para la alternativa de oleoducto. Este trazado preliminar del oleoducto se realizó teniendo en cuenta las fuentes hídricas, los planes de ordenamiento territorial y zonas protegidas por las entidades ambientales. Su punto de inicio es la estación Cusiana ya que esta se encuentra cercana a los pozos seleccionados, además es la única estación del Oleoducto Ocesa que tiene bahía de descarga en la zona, lo que permite la conexión de una nueva línea. El punto final es la terminal de recibo ubicada en el terreno donde se va a realizar la refinería. En la imagen 12 se puede observar el trazado preliminar del oleoducto junto con su altimetría.

Imagen 12. Trazado preliminar del oleoducto propuesto para el Departamento de Casanare



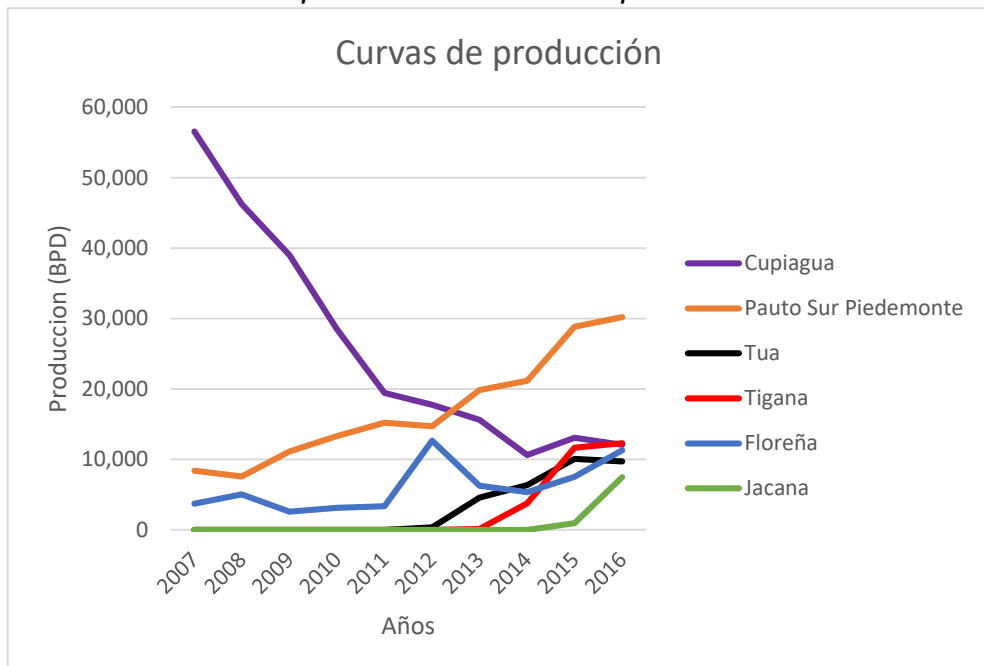
FUENTE: Imagen obtenida del programa Google Earth Pro. Modificado por autores

3.2.3 Análisis de producción. Correspondiente al pronóstico de producción que se realizó para estos seis (6) campos localizados en los municipios de Yopal (Floreña y Pauto Sur), Tauramena (Tua y Tigana), Villanueva (Jacana) y Aguazul (Cupiagua), en la gráfica 6 se puede observar que los campos Tua, Jacana y Tigana tienen una tendencia clara de crecimiento ya que fueron descubiertos en años recientes, por otro lado los campos Pauto sur y Floreña dejan ver una tendencia de variable estacional que para el último año en estudio fue creciente, mientras que el campo Cupiagua ha venido declinando desde el año de inicio del estudio. En la tabla 10 se puede observar la producción histórica de cada campo.

Tabla 10. Producción histórica de los campos seleccionados en Casanare⁵

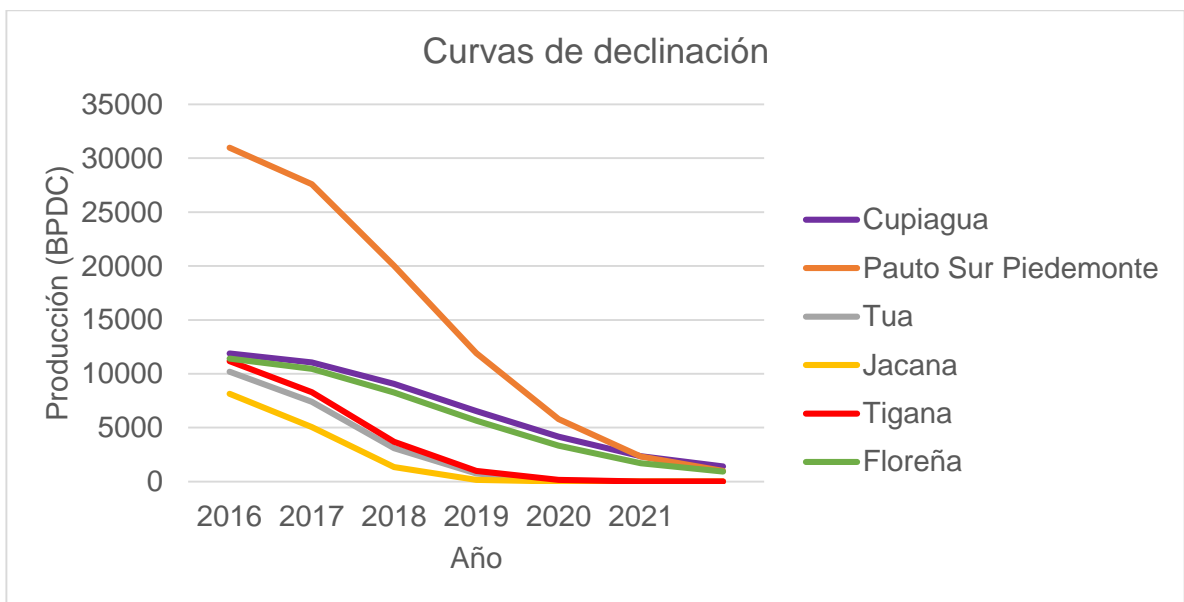
AÑO	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
CAMPO										
CUPIAGUA	56.554	46.225	39.027	28.492	19.412	17.740	15.622	10.628	13.055	12.045
PAUTO SUR	8.368	7.574	11.105	13.282	15.214	14.711	19.836	21.167	28.845	30.205
FLOREÑA	3.708	5.000	2.569	3.136	3.344	12.644	6.248	5.361	7.514	11.291
TUA	-	-	-	-	-	351	4.579	6.349	10.047	9.702
JACANA	-	-	-	-	-	-	-	-	930	7.482
TIGANA	-	-	-	-	-	-	63	3.742	11.649	12.283

Gráfica 6. Curva de producción de los campos de Casanare



En cuanto al análisis de las curvas de declinación realizado para cada campo con la producción promedio día del periodo comprendido entre junio del 2016 y junio del 2017 se observó que los campos de Cupiagua, Floreña, Tua, Jacana y Tigana tienen una declinación hiperbólica y el campo Pauto sur un crecimiento hiperbólico no tan pronunciado. En la gráfica 7 se puede apreciar que para el año 2022, los campos van a tener una producción aproximada de 1.400 BPD, 915 BPD, 79 BPD respectivamente; los campos de Tua, Tigana y Jacana van a producir 0 BPD y por otro lado el campo Pauto sur va a aumentar su producción llegando hasta los 38.600 BPD, sin embargo es importante señalar que los campos de Tua, Tigana, Cupiagua y Pauto se encuentran entre los campos con mayores reservas de petróleo 1P según la vicepresidencia de operaciones, regalías y participaciones de la ANH en su informe de gestión del año 2016⁶.

Gráfica 7. Curva de declinación de los campos de Casanare



4. SELECCIÓN DEL CAMPO Y ALTERNATIVA DE TRANSPORTE

Se presentaron distintas opciones que indicaron ser un buen prospecto para que el proyecto Refiboyacá tenga abastecimiento con la cantidad solicitada. Las condiciones de venta, el caudal y la accesibilidad de cada uno de estos campos hacen que tengan particularidades sobresalientes, entre sí. La selección del método de transporte más eficiente a partir de cierto(s) campo(s) va a tomar aspectos que influyan desde cualquier punto de vista haciendo que se pueda interpretar de una manera eficaz los resultados que lo(s) vuelve un(os) candidato(s) perfecto(s) para el desarrollo del proyecto. Para ello se va a construir una matriz de decisión de análisis jerárquico en donde entran a jugar aspectos operacionales y técnicos teniendo en cuenta la manera en que se va a transportar el crudo, ya que las alternativas juegan un papel importante a la hora de la selección.

Situando el proyecto en lo mencionado, una matriz de selección es un gráfico o tabla que permite estudiar, analizar e identificar la fuerza de un parámetro debido a la información de esta. Las matrices se van a construir a base de todos y cada uno de los aspectos que entran a jugar de manera directa o indirecta en el proyecto, y dependiendo del grado de influencia que tenga sobre el desarrollo del mismo, se le asignara un porcentaje, dando como resultado un valor ponderado con base de cálculo total del 100%.

Existen aspectos que entran a jugar en los parámetros de la obtención del crudo y dentro de estos se encuentran: su cercanía y vías de acceso al proyecto, producción actual en barriles promedio día junto a su producción estimada y por último, pero no menos importante la calidad del crudo. También se tendrá en cuenta características y aspectos operacionales que afectan indirectamente el estado económico como: Capacidad de ampliación, trazado, accesibilidad a la alternativa, tiempo de entrega; y por supuesto, los cuales se explicaran de manera detallada a continuación.

Con ello se busca saber si el transporte por oleoducto o la contratación de un carro tanque es la alternativa más eficiente para llevar la cantidad de crudo solicitada.

4.1 PARÁMETROS A EVALUAR

A continuación, se van a describir las características que se tendrán en cuenta para el desarrollo de la matriz de decisión, las cuales competen:

Cercanía (Cer): Este parámetro se refiere a la distancia que hay entre el proyecto de Refiboyacá hasta el lugar de donde se obtiene el crudo.

Producción Actual (Pact): Con esto se tomará en cuenta si el campo candidato tiene una producción con suficiente caudal con el fin de que pueda abastecer el proyecto diariamente.

Producción Estimada (Pest): Con las curvas de declinación obtenidas, este parámetro ayudará a saber si el pozo postulado va a tener un caudal suficiente para proveer al proyecto a lo largo de la vida del mismo.

Calidad del crudo (Cal): La gravedad API, viscosidad y otros parámetros de calidad tenidos en cuenta para las condiciones de venta ya que como se ha mencionado en el capítulo uno, la refinería es modular y solo puede recibir el crudo bajo ciertas características para trabajar de manera eficiente.

Capacidad de ampliación (CapAmp): Este parámetro alude a cómo afecta a la alternativa en el momento de que la refinería quiera aumentar la capacidad diaria de crudo.

Trazado (Traz): (Para el caso de los oleoductos) Con esta característica se busca saber si el diseño técnico de la alternativa es eficiente respecto al camino que debe recorrer, afectado directamente por la elevación del terreno del camino y a su vez, su distancia. El hecho de que el terreno presente prominencias influye en que el proyecto necesitará de estaciones de bombeo de crudo para que puedan vencer la fricción causada.

Vías de acceso al proyecto (Viac): (Para el caso de la contratación de carro tanque) Esta característica alude a la facilidad con la que se puede acceder al proyecto desde donde se obtuvo el crudo, tomando en cuenta, la ruta más corta seleccionada por la aplicación de Google Earth.

Tiempo de entrega (Tiem): Este parámetro busca calificar la eficiencia de entrega de la cantidad solicitada diaria tomando en cuenta el tiempo que puede llegar a tardar en cumplir con lo solicitado.

Inversión inicial (InvIn): Cada alternativa tiene un valor de capital inicial, entre más alto sea el costo de este, afectará directamente a la hora de tomar la decisión debido al capital que se tiene para el proyecto.

Cantidad de personal operacional (PerOp): Cada alternativa requerirá de personal calificado para la operación de dicha opción, como lo es en el caso de los oleoductos, se necesitará de personal calificado para el manejo en las estaciones de entrega, de recibo y de bombeo. También requerirá de cierta nomina aparte, calificado, ya sea para el mantenimiento correctivo o mantenimiento preventivo según lo necesite.

Para carro tanque se necesitará el personal calificado en el proceso de entrega y despacho del crudo, además, de un personal técnico encargado de conducir el carro que transportará el aceite, el cual ira

Mantenimiento preventivo y mantenimiento correctivo (Mant): Este parámetro identifica que cada alternativa no presenta el mismo proceso de mantenimiento,

debido a que una generara costos más elevado que otra, afectando el proyecto en ámbitos económicos.

Facilidad de Transporte (Fact): Este factor permite saber si el crudo a transportar en dicha alternativa exige algún proceso externo para poder ser movido a través de este.

Para el caso de los oleoductos es necesario hacer una mezcla south blent, en donde debe presentar propiedades que corresponden a gravedades de 28° API, ya que es un requisito para ser transportado por la red nacional de oleoductos. Los carro tanques pueden transportar cualquier tipo de crudos, exceptuando que, presentan inconvenientes al transportar crudos pesados, es decir, con densidades menores a 18° API, ya que debe presentar cierta tecnología en donde permita calentar al crudo y condescender su fácil movimiento;

Logística (Log): Con este parámetro busca calificar la gestión administrativa que presenta la alternativa para que se cumpla parámetros de venta del crudo, tiempos y medidas para el desarrollo de la entrega del crudo de manera correcta y efectiva.

Recuperación inversión: Este factor apunta al ámbito económico, debido a que como se puede ver, dependiendo de la alternativa escogida, puede generar recuperación económica a lo largo del tiempo, siendo un factor positivo para la opción escogida.

4.3 CALIFICACIÓN DE PARÁMETROS

La matriz de selección va a tener un orden de calificación. De 1 a 4, en donde evidencia, que mientras más afecte al proyecto de manera técnica o indirectamente su ámbito económico, este factor va a tener una calificación de 1. Por otro lado, si lo afecta de manera positiva en cualquier aspecto, este va a tener una calificación de 4 o según corresponda, mostrado su viabilidad dependiendo del impacto que esta tenga comenzara a aumentar su grado de calificación, explicándose detalladamente en el siguiente cuadro 1.

Cuadro 1. Valoración según el impacto

Valoración	Impacto
1	No viable
2	Poco Viable
3	Moderadamente viable
4	Viable

Al final, según se evidencie en la matriz quien(es) tenga(n) una sumatoria ponderada mayor, será quien represente una buena alternativa de transporte para el proyecto, teniendo en cuenta factores generales del campo y de la alternativa. A continuación, en los siguientes cuadros 2 y 3 se mostrarán el peso que tiene cada parámetro dependiendo de la incidencia del mismo en el proyecto, debido a que unos son más importantes que otros a la toma de decisiones para este, según lo acordado con la empresa operadora, se tiene que:

Cuadro 2. Aspectos generales

Parámetro	Peso (%)
Cercanía	12
Calidad	12
Producción actual	12
Producción Estimada	5

Cuadro 3. Aspectos generales

Parámetro	Peso (%)
Capacidad de ampliación	1
Trazado (Oleoducto)	12
Vía acceso (Carro tanque)	12
Tiempo de entrega	3
Inv. Inicial	11
Personal de Operación	5
Mantenimiento	6
Logística	7
Facilidad de transporte	4
Ahorro en el tiempo	10

Nota: Los parámetros de trazado y vía de acceso cuentan como uno dependiendo de la alternativa nombrada a su lado.

Para un total del 100% para cada alternativa, permitiendo así definir cuál es la eficiente para el proyecto.

4.3 MATRIZ DE SELECCIÓN

Llevando a la evaluación por campo de la manera estipulada se tiene que:

4.3.1 Aspectos generales. Hay parámetros que afectan a los campos de manera general como la cercanía al proyecto, ya que entre más aumente la distancia, más afecta al proyecto, reflejado en el proyecto en factores económicos, es por ello que se adquirió que si el campo se encuentra a menos de 85 kilómetros linealmente se calificara con 4 ya que es muy favorable, entre 90 y 150 kilómetros obtendrá un cálculo de 3, entre 150 y 180 kilómetros se asignará 2 y finalmente si es mayor a 185 kilómetros se calificará con 1 debido a que es una distancia relativamente lejana al proyecto.

La producción actual es un factor que permite indicar o ayudar si el campo escogido es un buen prospecto para el proyecto, como Refiboyacá exige una suma de 9.000 barriles diarios, se decidió que los campos con producción mayor al doble esta cantidad son muy favorables para el mismo, es decir, 4. Si produce en sus alrededores, es decir entre 9.000 a 15.000 BPD, se asignará una calificación de 3. Si la producción es menor a la que demanda el proyecto ya se opta por evaluarlo con un 2 debido a la falta de caudal, pero si produce menos de la mitad del caudal especificado, no será nada favorable, es decir, 1.

A lo largo de la vida productiva del crudo, se muestra el comportamiento que tiene este por medio de una curva de declinación, sin tener en cuenta campañas de recobro o recuperación de crudo, debido a que estas son confidenciales de cada empresa, de allí el valor tan bajo comparado con los otros parámetros generales. Para la calificación de estos, se tendrán en cuenta la producción que se tiene entre ellos. Si la vida productiva de esta comienza a progresar, será muy efectivo para el proyecto, lo que tendrá una calificación de 4, si su declinación no es tan pronunciada, moderadamente será efectiva para el proyecto (3), pero si su declinación cae de manera más pronunciada será poco favorable para ello. Finalmente, si su declinación es de manera pronunciada y directa no será muy favorable para el proyecto, ya que este depende de la producción del mismo.

Al ser una refinería modular, como se ha mencionado, la calidad del crudo es algo que influye a la hora de tomar la decisión del campo seleccionado. Por ello, si el crudo tiene densidades mayores a 35°API será muy favorable para la refinería (4), si se encuentra entre 27° y 35° API será favorable ya que hace referencia a las características de un crudo South Blend o mezcla (3). Pero si ya comienza a tener densidades menores a esta hasta 20° API será poco favorable (debido a las propiedades de viscosidad y movilidad que van ligadas. Por ende, crudos menores a esta densidad será poco favorable (1) para el proyecto.

4.3.2 Aspectos de transporte.

4.3.2.1 Oleoducto. La capacidad de ampliación es un factor favorable para la refinería ya que le permitiría recibir, procesar y ganar en cantidades mayores, excluyendo la inversión inicial para dicha ampliación, por eso no es del todo favorable.

Entre más obstáculos se tenga para la construcción de un oleoducto, más largo será su camino, y entre más elevación tenga para dicho proceso, necesitará de más bombas para que el líquido pueda vencer la fuerza de fricción. Debido a la cantidad de relieve que tiene no hace que sea tan favorable para el proyecto, y como en Casanare esta elevación es más pronunciada exige mayor inversión a la hora de la construcción del mismo.

El oleoducto permite transportar el crudo de manera eficiente, solo es cuestión de poner a disposición de entrega el crudo y su demora dependerá de la velocidad a la que esta se desplace, es por ello que para el proyecto es muy favorable ya que se tendrá la cantidad requerida en corto tiempo.

Económicamente, la construcción de un oleoducto exige una inversión alta ya que se cobra por kilómetro lineal, permisos legales y ambientales y demás. Por razones como estas, es que es poco favorable para el proyecto.

Un oleoducto presenta personal operario para recibir el crudo, ponerlo en marcha, en las estaciones de bombeo y en la terminal de recibo, por lo que se ve reflejado en costos fijos en el tiempo, por lo que a una cantidad de crudo diaria no tan alta, el ahorro siempre es un factor influyente a la hora de tener en cuenta que no es tan favorable para la refinería.

El mantenimiento es un factor usual para prevenir o corregir errores técnicos (en la terminal de recibo o entrega) u operacionales (en las estaciones de bombeo) o hasta de fuerza mayor, por lo que en el momento no representa un factor tan favorable para el proyecto.

El hecho de transportar un crudo por la red nacional de oleoductos, debe tener ciertas características que deben ser pagadas o castigadas dependiendo del aceite, lo cual favorece a la empresa, debido a que llegaría el crudo con las especificaciones requeridas, mas no del todo dependiendo de las particularidades ya nombradas.

Como se ha mencionado en párrafos anteriores, el oleoducto presenta ciertas gestiones operacionales durante su recorrido como lo son estaciones de bombeo, de control, entre otras, explicando la respuesta del porqué es SI.

Para poder cumplir con la empresa de la cantidad necesaria demandada diariamente, se debe presentar orden y logística a la hora de enviar el caudal

solicitado, lo que se verá evidenciado en personal extra que desarrolle esta actividad, por lo que favorece para que no se presenten contingencias durante esta labor, pero no del todo por su ámbito económico.

Una inversión es favorable cuando en el transcurso del tiempo se comienza a recuperar el capital inicial, por factores como estos es que es muy favorable para la empresa, más no en su totalidad ya que el tiempo de duración del proyecto (10 años) no se cree que se alcance a recuperar esta suma.

Como se mencionó en el capítulo 3, en el departamento de Santander no se realizó el diseño de la alternativa por tubería debido a que los campos estudiados presentan largas distancias respecto a las estaciones de recibo del oleoducto Orensa y no se cuenta con una estructura para la implementación de un oleoducto.

4.3.2.2 Carro tanque. Para el transporte por carro tanque, la capacidad de ampliación se ve reflejada en el aumento de carros encargados de trasladar el aceite; en donde, los costos para los gastos de inversión dependerán de las contrataciones que se hagan para transportar este recurso, economizando estos gastos iniciales ya nombrados y de mantenimiento mas no del todo porque serían costos fijos. De igual manera, esto afecta a factores como lo son la Inversión inicial, el Personal de operación, el mantenimiento correctivo y preventivo, la logística y el ahorro en el tiempo. Se tiene que tener en cuenta que puede que al principio resulte benéfico, pero en el transcurso del tiempo el flujo de caja evaluará eso, dependiendo de si los aspectos si son viables técnicamente, ya que todo lo que no se gasta se va cobrando en el transporte por parte de la empresa transportadora.

Trasladar el crudo desde un pozo escogido hasta el proyecto en algunos momentos dependerá de la viabilidad de las carreteras, por eso se dividió la calificación dependiendo del camino y a su vez, horas promedio de transporte mostrada por Google Earth de la manera de que: Si tiene una distancia terrestre no mayor a 186 kilómetros favorecerá bastante al proyecto por la distancia que tiene entre estos, sin embargo, hasta 256 kilómetros seguirá favoreciendo al proyecto. Mientras que si su distancia supera este valor y alcanza hasta una distancia de 320 kilómetros comenzará a desfavorecer al proyecto ya que como se ha mencionado, la distancia es un factor que más adelante se representa en dinero y ya sobrepasando estos valores no beneficiara al proyecto por la distancia tan larga. El tiempo es un factor que va ligado a la distancia por carretera, igual las condiciones de las vías no son iguales, es por eso que para la refinería es conveniente de manera notable con viajes no mayores a cuatro (4) horas y 30 minutos, y seguirá siendo así hasta las seis (6) horas y 15 minutos. Ya teniendo un trayecto de hasta siete (7) horas y 45 minutos comienza a afectar ya que ocupa ya casi un tercio del día. Finalmente, el

proyecto se verá totalmente afectado eficientemente si el desplazamiento toma más de nueve (9) horas y 15 minutos.

Al transportar crudo, se debe contratar empresas que puedan trasladar el crudo sin importar las condiciones en que se presentan, es decir, deben de tener maquinaria disponible, es por eso que es favorable para el proyecto que independientemente del crudo, se sepa que si se puede transportar.

Con lo que se ha explicado, el transporte de crudo por esta alternativa no cuenta con factores externos durante el proceso de transporte, sin contar el operario de manejar el vehículo, ni denotará este tipo de factores ya que, de eso, se encarga la empresa transportadora.

Cabe resaltar que para la evaluación de esta alternativa se tuvo en cuenta el transporte tercerizado debido a que es el peor escenario, ya que los precios se suben debido a que ese dinero que se invierte en la contratación pasa a ser un costo operacional que se pagaría a medida que se realice la operación, mientras que cuando se invierte en la compra de los carro tanques, el dinero se recupera a medida que avanza el proyecto.

Finalmente, por lo mencionado anteriormente, se tiene una asignación de criterios de la manera que se muestra en la Tabla 11:

Tabla 11. Matriz de selección calificada

CAMPO	PARÁMETRO				CARRO TANQUE										OLEODUCTO								
	CER	PACT	PEST	CAL	CapAmp	Viac	Tiem	InvIn	PerOp	Mantc	Fact	Log	AhTi	CapAmp	Traz	Tiem	InvIn	PerOp	Mantc	Fact	Log	AhTi	
VELÁSQUEZ	2	1	3	2	3	2	1	3	3	4	4	4	1										
MORICHE	2	3	1	1	3	2	2	3	3	4	4	4	1	3	2	4	1	2	3	3	3	3	3
PALAGUA	2	2	2	1	3	1	1	3	3	4	4	4	1										
LA CIRA	2	4	1	2	3	2	2	3	3	4	4	4	1										
INFANTAS	2	3	2	2	3	2	2	3	3	4	4	4	1					-					
CANTAGALLO	1	1	2	1	2	1	1	3	3	4	4	4	1										
CUPIAGUA	4	2	1	4	3	4	4	3	3	4	4	4	1										
PAUTO SUR PIEDEMONTE	2	4	4	4	3	4	4	3	3	4	4	4	1										
TIGANA	2	3	3	1	3	4	3	3	3	4	4	4	1										
TUA	4	3	1	1	3	3	3	3	3	4	4	4	1	3	1	4	1	2	2	3	3	3	3
FLOREÑA	4	2	3	4	3	4	4	3	3	4	4	4	1										
JACANA	2	2	1	1	3	4	2	3	3	4	4	4	1										

Procedente a la calificación de los parámetros en la Tabla 11, se multiplicará su valoración junto con el peso correspondiente para obtener el ponderado, y así, poder seleccionar la sumatoria cuyo número que, en conjunto de su alternativa de transporte, sea mayor. Obteniendo como resultado la tabla 12

Para resultado, se tiene una tabla nueva, la cual muestra el resultado de los aspectos generales por departamento y de manera contigua el valor o aporte que tiene cada alternativa de transporte en la tabla 13 a continuación.

Tabla 13. Resultados de la matriz

CAMPO	PARÁMETRO	ASPECTOS GENERALES	CARRO TANQUE	OLEODUCTO
VELÁSQUEZ		0,75	1,56	
MORICHE		0,77	1,59	1,41
PALAGUA		0,7	1,44	
LA CIRA		1,01	1,59	
INFANTAS		0,94	1,59	-
CANTAGALLO		0,46	1,43	
CUPIAGUA		1,25	1,89	
PAUTO SUR PIEDEMONTE		1,4	1,89	
TIGANA		0,87	1,86	
TUA		1,01	1,74	1,23
FLOREÑA		1,35	1,89	
JACANA		0,65	1,83	

Finalmente, sumando el total de los parámetros generales, con su respectiva alternativa, se tiene el total de la viabilidad de cada campo teniendo en cuenta sus cuantificaciones, mostradas en la tabla 14 a continuación:

Tabla 14. Campos calificados según alternativa de transporte

PARÁMETRO	CARRO TANQUE	OLEODUCTO
CAMPO		
VELÁSQUEZ	2,31	2,16
MORICHE	2,36	2,18
PALAGUA	2,14	2,11
LA CIRA	2,6	1,01
INFANTAS	2,53	0,94
CANTAGALLO	1,89	0,46
CUPIAGUA	3,14	2,48
PAUTO SUR PIEDEMONTE	3,29	2,63
TIGANA	2,73	2,1
TUA	2,75	2,24
FLOREÑA	3,24	2,58
JACANA	2,48	1,88

Como se puede observar, la viabilidad por carro tanque respecto al transporte por oleoducto dio un valor superior en la matriz de selección, por lo que se descarta la opción del oleoducto debido a que técnicamente, el proyecto no se encuentra preparado para la inversión por efectos de la recuperación del dinero en el tiempo, ya que el caudal a transportar no es tan grande en el momento del inicio de la refinería.

Para efectos de la selección de punto de donde se obtendrá el crudo se seleccionarán dos campos, dentro de los cuales están:

- El campo Pauto Sur Piedemonte, debido a que este presenta la mejor opción en la matriz (valor más alto) debido a los parámetros que tiene este crudo, contando aspectos al mismo tiempo de distancia y estimado de producción del mismo ya que se encuentra en ascenso y con una cantidad mayor a 30.000 BPD a la fecha, lo que lo hace un buen candidato para este proyecto.
- El campo Tigana, que a pesar de que se encuentra por debajo del campo Cupiagua y, no a una diferencia muy notable del campo Tua, este presenta características favorables para el proyecto, debido a que la mezcla de este, con el crudo del campo Pauto Sur, puede llegar a generar una mezcla South blent, la requerida por el proyecto Refiboyacá. Consecuente a lo mencionado, la producción de este ha venido creciendo de manera no muy radical y esto se debe a que es un campo relativamente joven, lo que para efecto de Refiboyacá es ideal debido a que puede seguir evolucionando positivamente su producción a lo largo del tiempo.

Para conocer las características de mezclado con las que estas llegaran a la refinería, CENIT, la empresa de transporte y logística de hidrocarburos de Colombia, tiene un modelo para obtener la mezcla final de crudo con sus características dependiendo de las mismas de los diferentes crudos de la manera que dependerá del caudal del mismo. Para la mezcla se dispondrá de 4.600 Bbls y 4.400 Bbls de los campos Pauto Sur Piedemonte y Tigana respectivamente, que para efecto de la refinería se hará diariamente esta mezcla teniendo como resultado el cuadro 4, mostrada en seguida.

Cuadro 4. Ponderación de calidades

Ponderación de calidades Hidrocarburo			
GSV (Bls)	API	BS&W	% Azufre
4.600	44,1	2,01	0
4.400	15,4	0,3	0,3
TOTAL			
9.000	28,8	1,174	0,2

FUENTE: CENIT, Modelo de cantidades ponderadas.
Modificado por autores

Nota: la tabla anterior se rige bajo las premisas¹⁵ de que:

- Las propiedades que tienen comportamiento lineal en volumen son: Densidad (para cálculos de Gravedad API), contenido de Agua, sedimento y agua (% Vol).
- Las propiedades que tienen comportamiento lineal son: porcentaje de sedimentos y contenido de metales.
- Las propiedades que tienen comportamiento NO lineal son: API y punto de fluidez.

Los parámetros obtenidos anteriormente se tendrán en cuenta a la hora de almacenar dicho crudo, ya que tendrán estas características de mezclas para su futuro refinamiento, siendo de manera efectiva ya que es lo solicitado por el proyecto.

¹⁵ CENIT, Modelo de cantidades ponderadas. "Premisas necesarias para la elaboración de las cantidades ponderadas"

5. DISEÑO DE UNA TERMINAL DE RECIBO PARA EL PROYECTO REFIBOYACÁ

En el presente capítulo se evaluará y se explicará todos aquellos parámetros necesarios que se deben tener en cuenta al momento de diseñar la estación de recibo, incluyendo la simulación hidráulica, con el fin de obtener distintos parámetros necesarios para la construcción de la nombrada estación a diseñar.

Para los datos de la ingeniería conceptual se tomaron aquellas especificaciones que la empresa Cingecon S.A.S. proveyeron para efectos del desarrollo del proyecto bajo especificaciones civiles, mecánicas, eléctricas, de proceso y de instrumentación y control de la terminal de descarga.

Para la construcción u obras civiles de la terminal de recepción de crudo es necesario disponer del dominio en donde se cimentará el proyecto. Este ocupará 2 Hectáreas de la propiedad ya delimitada para Refiboyacá, en el que se le tendrán que hacer adecuaciones y mejoramiento del terreno, más, el movimiento de tierras para las bases de los tanques con su respectiva cimentación y cimentación de equipos, estructuras y sistemas de drenaje y agua (Lluvia y aceitosas). El diseño incluirá un espacio necesario para la adaptación de cada uno de los carro tanques que se encuentren presentes a la hora de la operación, teniendo en cuenta que se dispondrán de 5 bahías (Considerando la que se tiene de Back-up) de la manera en que se organizará un plan estructural e industrial para que en el momento de que termine de descargar los 4 carro tanques presentes, ya se estén acercando los otros con más fluidez para entregar y se puedan disponer de 840 barriles por hora aproximadamente; es decir, que en un tiempo de 10 a 11 horas, la cantidad de crudo solicitada por la empresa ya se encuentre en proceso de mezcla o almacenamiento en la refinería.

Para los procesos mecánicos se tendrá en cuenta los tanques bajo la norma API 650¹⁶, ya que esta habla de la normatividad correspondiente para la construcción de tanques soldados y estáticos para el almacenamiento de hidrocarburo cuyas presiones no sean elevadas (no más de 18 kPa) o, como lo es en este caso, presiones internas que no sobrepasen el peso del techo y al mismo tiempo, temperaturas menores de 93°C. Como finalidad del proyecto, se tendrán en cuenta 6 tanques de almacenamiento con su respectivo aislamiento térmico, con una capacidad de 3.000 Bbls cada uno, en donde constan 3 para el crudo proveniente de Tigana y otros 3 para el que se obtiene de Pauto Sur; se debe tener en cuenta,

¹⁶TANQUES DE ALMACENAMIENTO, Consultora Arveng. [Consultado el 25/11/2017]. Disponible en <https://arvengconsulting.com/wp-content/uploads/2016/02/STI-NOTAS-DE-ESTUDIO-PRUEBA-1.pdf>

que los tanques que almacenen el crudo proveniente de Tigana deben tener calentadores de vapor con caldera y demás sistemas auxiliares que demanden este proceso debido a las condiciones que presentan. Finalmente, se tendrá dos (2) tanques de almacenamiento de 10.000 Bls cada uno. Uno de estos alimentará directamente la refinería, mientras el otro se encontrará recirculando para evitar problemas de operación y manejo de crudo. La tubería será Sch 40 ya que maneja presiones bajas y para efectos de la cantidad que distribuye (entre 200-300 Barriles aproximadamente) se utilizará una tubería de diámetro interno de 4 pulgadas. Se agregará una válvula mezcladora estática en uno de los tramos de la tubería para asegurar que el proceso de mezcla sea eficiente. Como se sabe, la refinería está proyectada para un proceso de 9.000 BPD, sin embargo, se decidió implementar tanques con capacidades de hasta 28.000 Bbls, con el fin de tener contenido para trabajar hasta dos (2) días de más en la refinería si se presenta algún problema de fuerza mayor (Contingencias). Además de esto, se manejarán bombas centrífugas con una potencia de 10 caballos de fuerza (HP) y que sean “explosion proof” para efectos de seguridad (Sugerido por la empresa EPC) para evitar daños agravados en el proyecto.

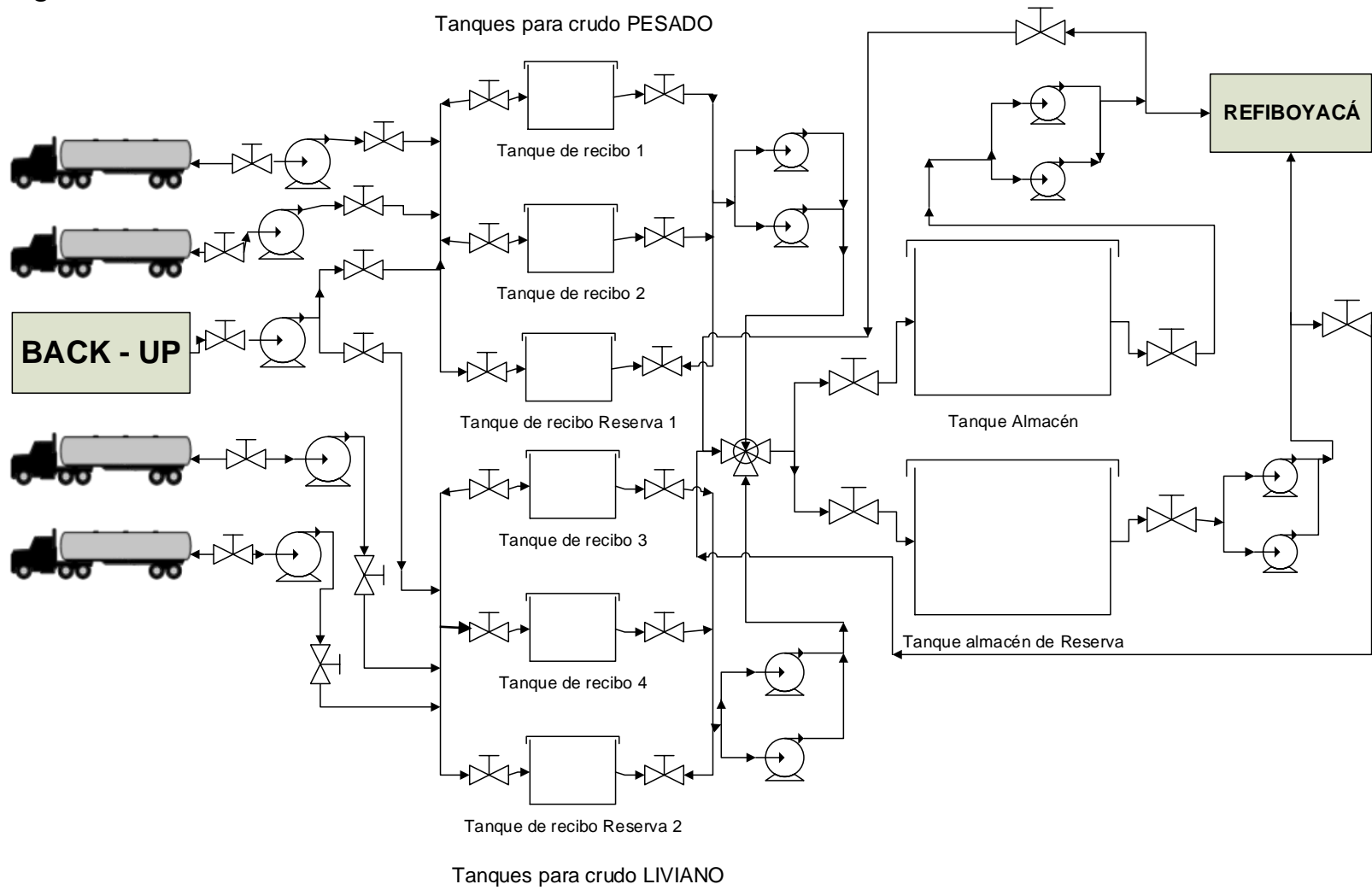
Los procesos eléctricos como no han sido definidos, serán tomadas en cuenta las dos alternativas posibles de obtener la energía, dentro de las cuales competen por medio de un generador eléctrico, como segunda posibilidad, se puede optar por adquirir la energía de la red pública, en donde se tendrá que tener en cuenta factores como una subestación que controlará los rangos de obtención y distribución de la energía y corriente proporcionada por este medio, teniendo en cuenta el sistema de distribución de energía a la estación (Iluminación), sistemas de apantallamiento (Para las descargas atmosféricas, como los rayos) y finalmente se deberá tener en cuenta una alimentación eléctrica para las bombas.

La terminal de recibo requerirá de distintos dispositivos relacionados con la instrumentación y control de los procesos en el descargue del hidrocarburo, los cuales corresponden a sensores y controladores de nivel, de presión, de flujo y de temperatura. Además de esto, se tendrán válvulas de control a la entrada y salida de los tanques, con el fin de, como su nombre lo indica, controlar el manejo del fluido. Finalmente se instalarán sistemas auxiliares, como se había mencionado anteriormente, los cuales asegurarán el manejo y prevención de situaciones, tales como, un sistema de vapor (comprendiendo la caldera que ya se mencionó, una planta de tratamiento de agua suavizada, un desaireador y por último un suministro de agua en reposición), un sistema contra incendio (comprendiendo sistemas de detección y extinción) para la prevención de accidentes debido al manejo de fluidos inflamables y para el funcionamiento de los procesos neumáticos, exigirá un generador de aire de instrumentación e industrial.

5.1 ESQUEMA DEL DISEÑO DE LA TERMINAL DE RECIBO

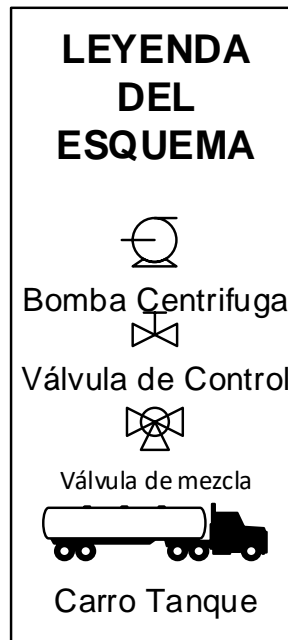
Con la información que se mencionó anteriormente, se planea realizar un boceto esquemático, de la estación de recibo, el cual se realiza por medio del programa Microsoft Visio versión 2016, cabe resaltar que, de los tanques de almacenamiento que corresponden a una capacidad de 10.000 Bbls, tendran dos salidas con el fin de que si en algun momento la operación no puede avanzar por alguna circunstancia, se evita el asentamiento y separacion del crudo ya mezclado por medio de una recirculación. Esto se vera esquematizado en la Figura 1 a continuación:

Figura 1. Terminal de Recibo



De la Figura 1, que se mostró anteriormente, se puede observar diferentes rótulos, los cuales son especificados en la Figura 2, de en seguida.

Figura 2. Leyenda de la FIGURA 1



5.2 SIMULACIÓN POR MEDIO DEL PROGRAMA PIPESIM

El software de Pipesim es una herramienta creada por Schlumberger, el cual ayuda a dominar distintos parámetros y “conceptos de planificación en unidades segmentadas mediante una interfaz muy sencilla y un funcionamiento muy descriptivo”¹⁷. Además de esto permite al usuario modelar sistemas de producción, transporte y facilidades de producción por medio de comportamiento turbulento o estable a través de la línea por la que el fluido circula. A partir de lo mencionado anteriormente uno de los parámetros o variables que más tiene en cuenta a la hora de dar resultados es la presión, ya que ayudará para efectos de seguridad.

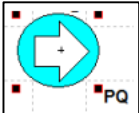

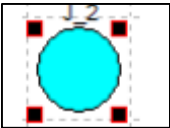

Las variables que se tuvieron en cuenta para realizar el modelo de simulación fueron:

¹⁷ José M. Chaves González, Miguel A. Vega Rodríguez, Juan A. Gómez Pulido, Juan M. Sánchez Pérez, PipeSim: Simulador para la planificación de unidades funcionales segmentadas. España. Escuela Politécnica. Pág. 1

- La potencia de las bombas centrifugas.
- La gravedad API de los fluidos transportados.
- El diámetro de la tubería por donde el crudo pasa.
- Presión de los tanques.

5.2.1 Componentes utilizados en el programa Pipesim. En el cuadro 5 se presentan las herramientas que fueron utilizadas, para la generación del modelo de simulación de la terminal de recibo en PIPESIM.

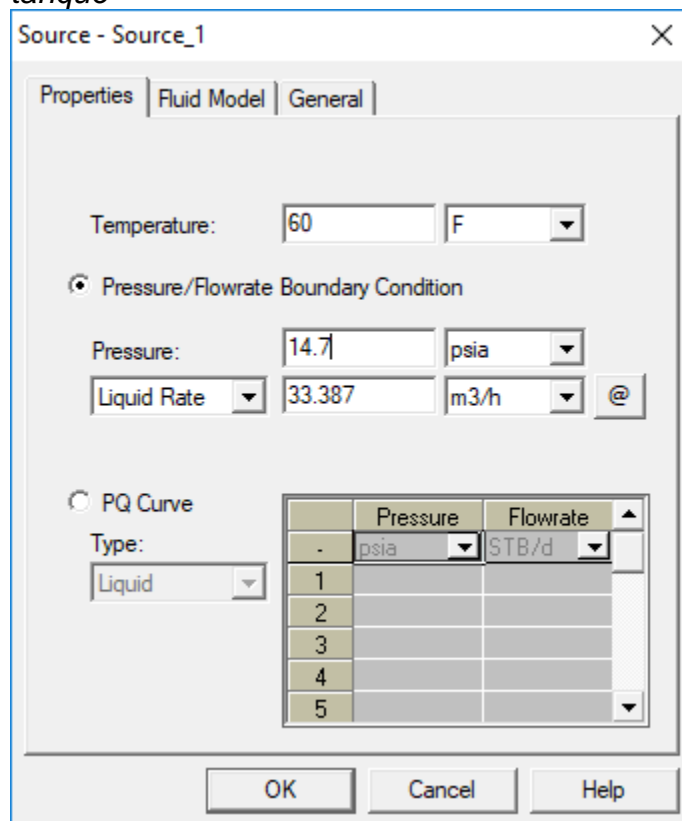
Cuadro 5. Herramientas utilizadas en la simulación

Herramienta	Descripción
Source 	Allí se introducen las condiciones iniciales del crudo, aquí se puede estructurar la temperatura del crudo, la presión inicial con la cual entra al sistema y el caudal inicial
Branch 	Esta herramienta sirve como conexión para unir dos puntos, allí se puede introducir diámetro interno, tipo de tubería y rugosidad.
Junction 	Sirve como unión entre varios elementos que se puedan intersectar.
Sink 	Esta herramienta representa la llegada del crudo a algún punto final, aquí se puede configurar el caudal de salida.

5.2.2 Condiciones iniciales de la simulación. Las condiciones iniciales de la fuente (source) vienen dadas por los escenarios en que viene el crudo del carro-tanque, allí se manejan la presión y la temperatura ambiente y el caudal inicial es la capacidad de este por una hora que dura la descarga (220 Bbl/hr).

En la figura 3 se introdujeron los datos que se mencionaron anteriormente.

Figura 3. Condiciones del crudo desde el carro tanque



FUENTE: Schlumberger. PipeSim. Modificada por autores.

En cuanto a las condiciones iniciales del fluido, se debe ir a la pestaña “Fluid Model”, para poder editarlas. En la ventana emergente “Black oil properties” (figura 4) se puede configurar el corte de agua del crudo, que para este caso es de 2,01%, la gravedad API del crudo es de 44,1; la información restante se encuentra pre-determinada por el simulador.

Figura 4. Black Oil Properties.

Source_1 - Black Oil Properties

Black Oil Properties | Viscosity Data | Advanced Calibration Data | Contaminants | Thermal Data

Import...
Export

Fluid Name: oil Optional Comment:

Stock Tank Properties

WCut: 2.01 %
GOR: 0 scf/STB
Gas S.G.: 0.64
Water S.G.: 1.02
API: 44.1

Calibration Data at Bubble Point
(Optional but Recommended)

Pressure: psia
Temperature: F
Sat. Gas: scf/STB

Solution Gas Correlation

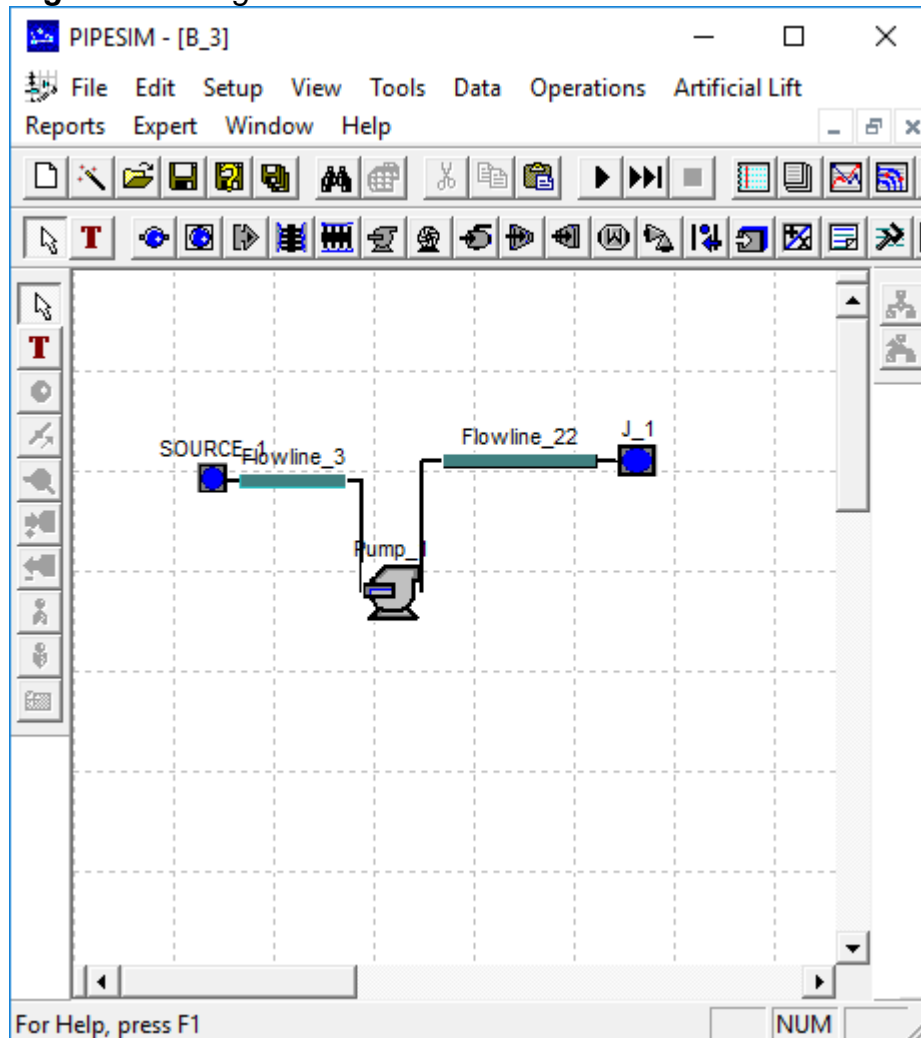
Rs and Pb: Lasater

OK Cancel Help

FUENTE: Schlumberger. PipeSim. Modificada por autores.

Posteriormente se configura la bomba para la línea de salida, como se puede ver en la figura 5, a la bomba se le ingresan datos como diferencial de presión, potencia de esta (Hp) y la presión de descarga. Esto viene determinado para cada tipo de bomba y depende de la que se utilice en el proyecto a realizar.

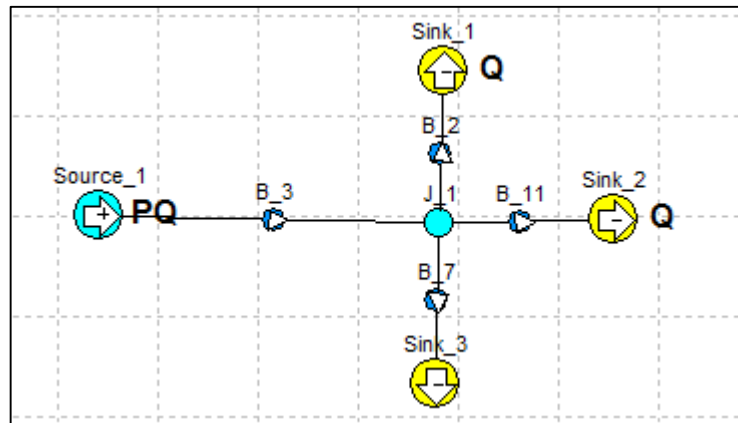
Figura 5. Configuración de la bomba



FUENTE: Schlumberger. PipeSim Modificada por autores.

5.2.3 Modelo de descargue de crudo. Reanudando el proceso se procede a mostrar la configuración final de la terminal de recibo para el descargue del crudo de Pauto Sur en el software PIPESIM, en la figura 6. Para efectos del diseño del modelo se evaluará el descargue mediante la simulación teniendo en cuenta solo una bahía de recibo, allí entrará el caudal determinado por cada tipo de crudo y se dirigirá hacia los tanques de almacenamiento.

Figura 6. Modelo estación de recibo en PIPESIM.



FUENTE: Schlumberger. PipeSim

La configuración para la estación de recibo, perteneciente al crudo de Tigana es igual que la presentada anteriormente, solo se deben cambiar las características del crudo y el caudal de entrada.

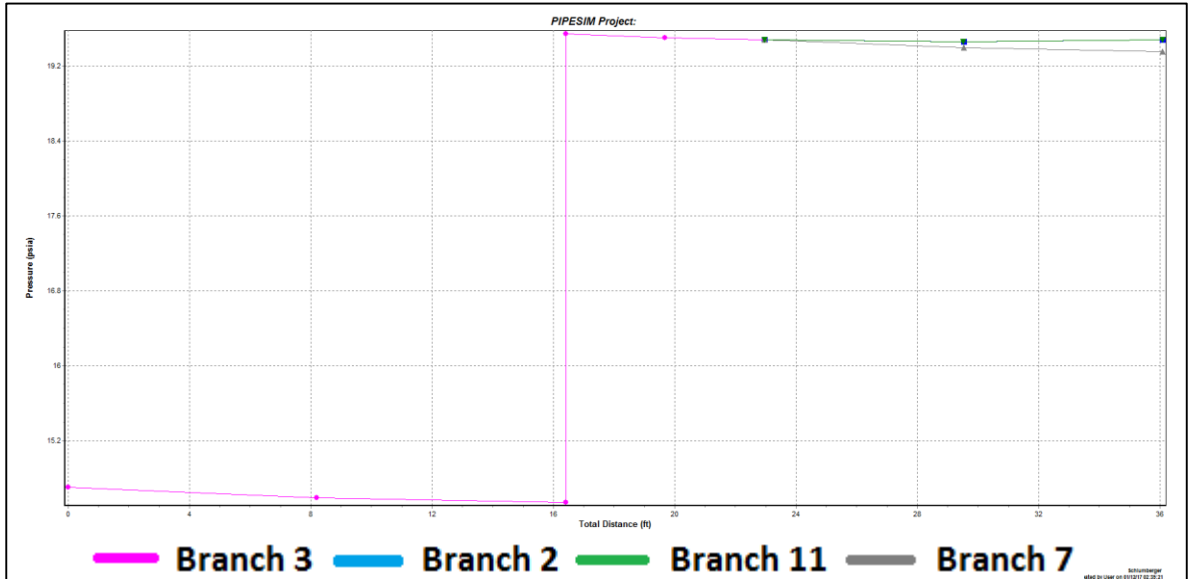
5.2.3.1 Análisis de resultados. A continuación, se puede ver cómo se comporta el fluido después de que sale del carro-tanque y se dirige hacia los tanques de almacenamiento, observando el comportamiento de sus variables.

➤ **Presión vs. Distancia horizontal.** En las gráficas 8 y 9, se puede observar que el fluido cuando sale del carro tanque a una presión atmosférica y entra en contacto con la bomba; inmediatamente sube la presión permitiendo la llegada a los tanques sin ningún inconveniente.

Para poder aumentar la presión desde 14,7 psia, la cual es la presión atmosférica, hasta 20 psia, se necesitó de una bomba centrífuga de 20 Hp con una presión de descarga de 150 psi, de esta manera se observa en la gráfica 8 (Pauto) que se cumple el objetivo de suministrar energía al fluido para su normal desplazamiento por la red de tuberías que comunica los carro-tanques con los tanques de almacenamiento.

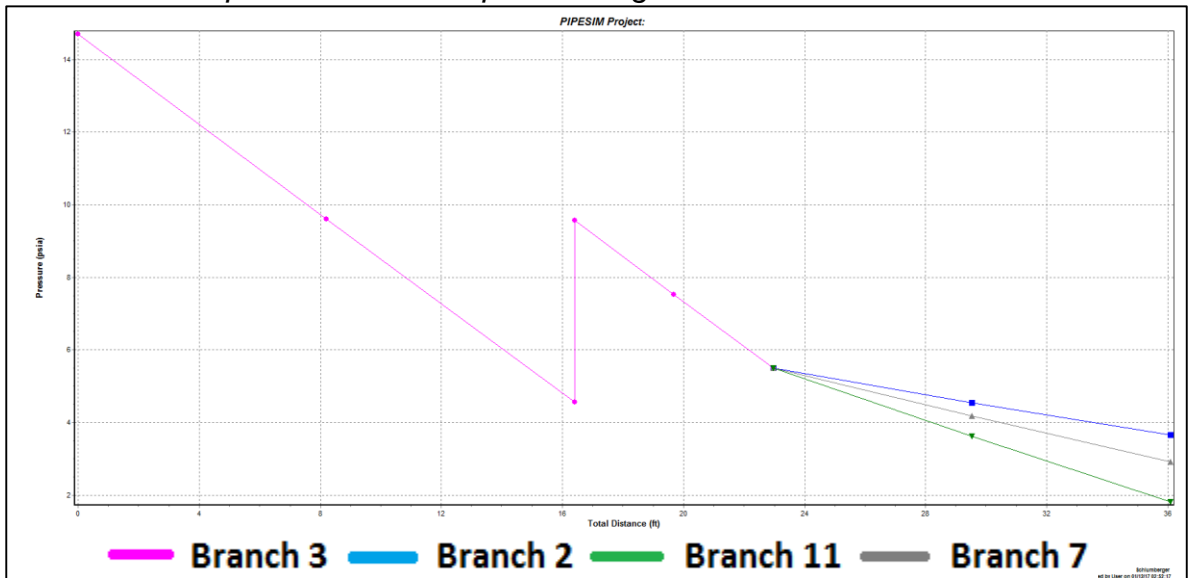
Por otro lado, se puede apreciar en la gráfica 9 (Tigana) que la presión cae abruptamente luego de que sale del carro-tanque, esto se debe a que es un crudo pesado con API° de 15,4. La bomba que se utilizó es la misma que para el crudo de Pauto Sur, pero se observa que la potencia no es suficiente para hacer llegar de manera eficiente el crudo a los tanques

Gráfica 8. Comportamiento de la presión. Pauto Sur.



FUENTE: Schlumberger. PipeSim. Modificada por autores.

Gráfica 9. Comportamiento de la presión. Tigana.



FUENTE: Schlumberger. PipeSim. Modificada por autores.

A continuación, se mostrará la tabla 15 de resultados para el modelo de descargue.

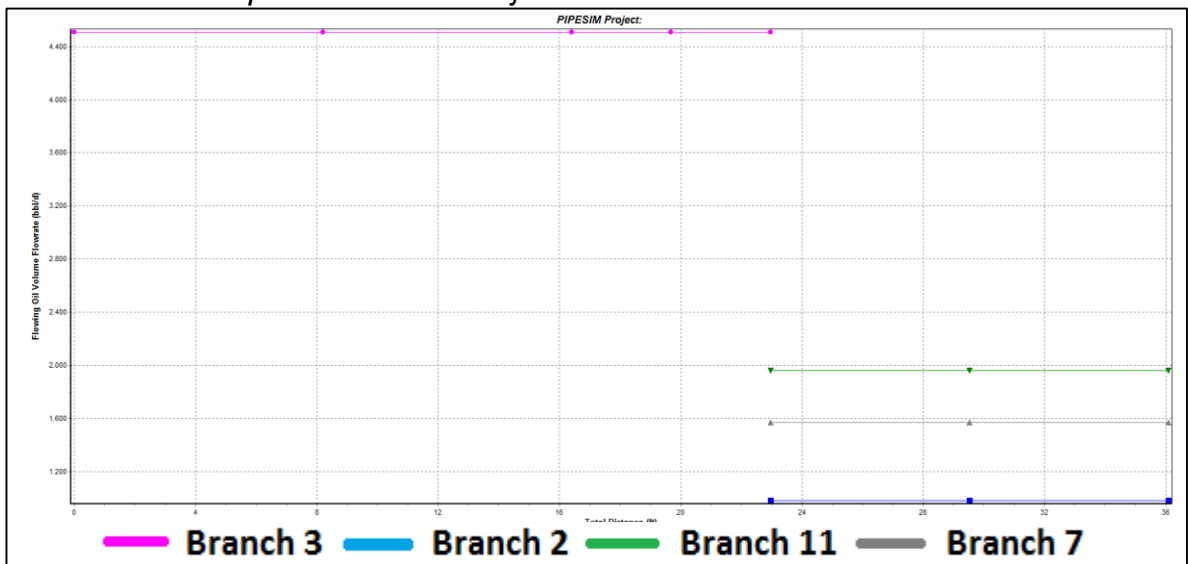
Tabla 15. Tabla de resultados modelo de descargue. Presión vs. Distancia

BAHÍA DE DESCARGA	PRESIÓN INICIAL (PSIA)	PRESIÓN FINAL (PSIA)	CAUDAL (BBL/HR)
PAUTO SUR	14,7	20	4.600
TIGANA	14,7	9,8	4.400

➤ **Flujo de crudo vs. Distancia.** Como se puede observar en la gráfica 10, a la línea principal entran 4600 bbl de crudo y posteriormente cuando llegan al juego de válvulas, el crudo se distribuye de acuerdo a la configuración que se le asigne, para este caso se puede ver que el flujo inicial se distribuye en las tres (3) líneas de flujo que finalizan en los tanques de almacenamiento.

Esto es de gran importancia debido a que cada tanque tiene su función dentro de la terminal, por lo que en función de esta se le asigna un caudal a almacenar. Para el crudo de Tigana se comporta de igual manera.

Gráfica 10. Comportamiento del flujo Vs. Distancia



FUENTE: Schlumberger. PipeSim. Modificada por autores.

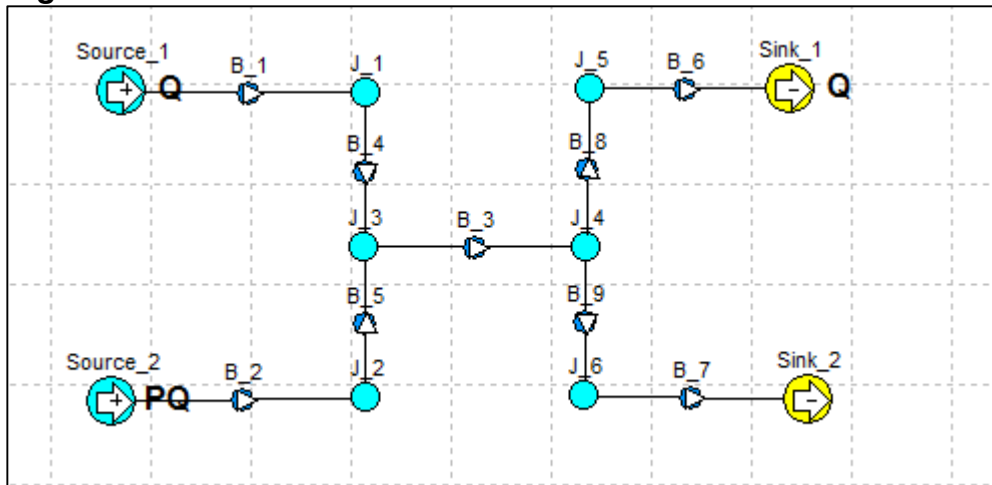
Tabla 16. Tabla de resultados modelo de descargue. Flujo de crudo vs. Distancia

TUBERÍA DE DESCARGA	VOLUMEN DE CRUDO INICIAL (BBL)	VOLUMEN DE CRUDO FINAL (BBL)
BRANCH 3	4600	0
BRANCH 2	0	2.000
BRANCH 11	0	1.600
BRANCH 7	0	1.000

5.2.4 Modelo de mezcla de crudo. Para la configuración de este modelo, se debe tener en cuenta que se tiene el crudo en los tanques, las condiciones iniciales van a ser iguales y para introducirlas se harán de la misma manera como se describió al principio. A diferencia en este modelo vamos a colocar una bomba centrífuga a la salida del tanque de Tigana, esto para darle energía al fluido y poder darle la energía suficiente para que llegue a los tanques de almacenamiento, pero de la mezcla.

En la figura 7 se puede observar el modelo de mezcla, donde los dos crudos se mezclan y luego se dividen para alimentar los dos tanques de almacenamiento, que son de mayor capacidad. Para efectos del diseño se debe tener en cuenta que no se mostraran los tres (3) tanques de almacenamiento, ya que se reemplazaron por una fuente de suministro que tendrá un caudal equivalente al de estos.

Figura 7. Modelo de mezcla de crudos



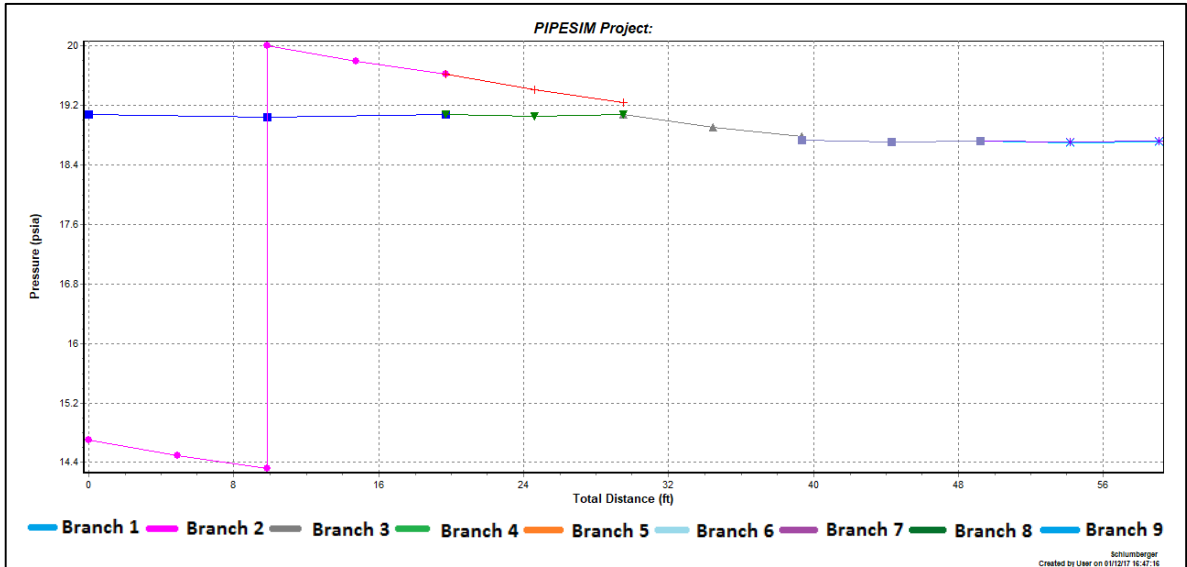
FUENTE: Schlumberger. PipeSim

5.2.4.1 Análisis de resultados. A continuación, se puede ver cómo se comporta el fluido después de que sale de los tanques de almacenamiento y se dirige hacia la línea de mezcla, se puede apreciar el comportamiento de sus variables.

➤ **Presión vs. Distancia horizontal.** Se puede observar en la gráfica 11 que la presión cuando sale del tanque de tigrana, aumenta su presión debido a la bomba que se encuentra a la salida, la potencia que se le inyecta al fluido permite alcanzar la presión a la cual sale el crudo de Pauto Sur y de esta manera asegurando un proceso de mezcla eficiente.

Posteriormente la presión de la unión de los dos crudos se mantiene uniforme hasta llegar a los tanques de almacenamiento del crudo mezclado.

Gráfica 11. Presión vs distancia horizontal



FUENTE: Schlumberger. PipeSim. Modificada por autores.

A continuación, se mostrará la tabla 17 de resultados para el modelo de mezcla.

Tabla 17. Tabla de resultados modelo de mezcla. Presión vs. Distancia.

TANQUES DE ALMACENAMIENTO	DE PRESIÓN INICIAL (PSIA)	PRESIÓN FINAL (PSIA)	CAUDAL (BBL/HR)
PAUTO SUR	19	18,5	4.600
TIGANA	14,6	18,5	4.400

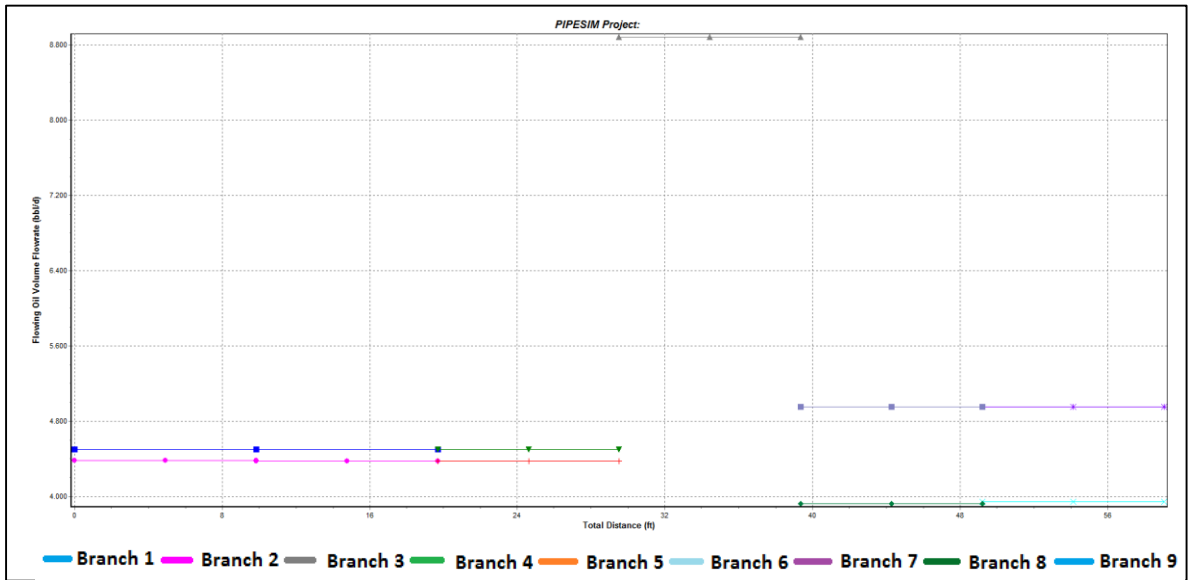
➤ **Flujo de crudo vs. Distancia.** En la gráfica 12 se aprecia, que el caudal que empieza a transportarse es el configurado, para asegurarle a la refinería la demanda diaria de crudo, con las condiciones exigidas por esta, para ello se instala una línea de mezclado la cual contiene una válvula de mezclado estático que permite combinar las propiedades de los dos y de esta manera llegar a las condiciones deseadas.

Más adelante del recorrido se puede observar cómo se combinan los dos flujos y en la línea se concentra todo el caudal que requiere la refinería para su funcionamiento, luego de mezclados los crudos, este flujo resultante con condiciones nuevas de API, %s y BSW, se divide en dos corrientes, para posteriormente llegar a los tanques.

Esta división de flujo se realiza debido a que cada tanque cumple con su función, además cada tanque debe tener su propio flujo, ya que cuando uno se encuentra en mantenimiento el otro sigue suministrando crudo a la refinería, para evitar

problemas operacionales de esta. De igual forma un tanque puede servir de reserva

Gráfica 12. Flujo de crudo mezclado vs distancia horizontal



para posibles contingencias por problemas de fuerza mayor.

FUENTE: Schlumberger. PipeSim. Modificada por autores.

Tabla 18. Tabla de resultados modelo de mezcla. Flujo de crudo vs. Distancia

TUBERÍA DE DESCARGA	VOLUMEN DE CRUDO INICIAL (BBL)	VOLUMEN DE CRUDO FINAL (BBL)
BRANCH 1	4.600	0
BRANCH 2	4.400	0
BRANCH 4	4.600	0
BRANCH 5	4.400	0
BRANCH 3	0	9.000
BRANCH 6	0	3.900
BRANCH 7	0	5.100
BRANCH 8	0	3.900
BRANCH 9	0	5.100

6. IMPACTO AMBIENTAL GENERADA POR LA ALTERNATIVA DE TRANSPORTE

La actividad de transportar hidrocarburo por carro tanque nace del esquema de explotación de pozos nuevos que están siendo descubiertos a distancias no muy cercanas a las refinerías o a una de las redes de oleoductos del país. Cada una de estas actividades de transportar hidrocarburo genera riesgo de impactos ambientales, por lo que siempre es importante tener un control estricto en la evaluación y control para cumplir los parámetros legales ambientales durante el cumplimiento de este plan.

Los principales impactos ambientales que genera esta actividad son los accidentes de tránsito que se pueden presentar duran el transporte de este recurso, generando derrames o bien sea errores de operación durante la carga y descarga en los lugares de obtención del crudo y estaciones de recibo respectivamente. Las consecuencias de estos accidentes sobre el ambiente son irremediables y dependiendo del entorno en que se desenvuelva dicha situación, hará que la gravedad aumente y así mismo, desencadenar demandas y aspectos muy negativos tanto para la empresa quien realiza la diligencia, como para la empresa operadora de crudo (dependiendo del caso, en algunas ocasiones, es la misma).

6.1 MARCO LEGAL

Como es de saber, la entidad gubernamental, encargada de tramitar licencias ambientales es la ANLA, en donde se solicitan permisos legales para proceder a realizar ciertas actividades bajo el cumplimiento de la norma. Como es en este caso, el transporte por carretera se procederá a hacerse en rutas ya existentes, donde se comprueba que para la construcción de dichas carreteras ya se obtuvieron los permisos necesarios para el flujo de un vehículo a través de la misma. Sin embargo, hay ciertas leyes, decretos y resoluciones, las cuales se explicará una breve descripción de cada una en el cuadro a continuación:

Cuadro 6. Descripción del concepto del marco legal

POLÍTICA AMBIENTAL	DESCRIPCIÓN
LEYES	
Ley 9 de 1979	Medidas sanitarias
Ley 46 de 1988	Se crea y organiza el Sistema Nacional para prevención y Atención a Desastres
Ley 99 de 1993	Se crea el Ministerio del Medio Ambiente y se organiza el Sistema Nacional Ambiental (SINA)

DECRETOS	
Decreto 2811 de 1974	Se dicta el Código Nacional de Recursos Naturales Renovables y de Protección al Medio Ambiente
Decreto 3065 de 1984	Por medio del cual se toman medidas sobre la distribución de hidrocarburos y sus derivados
Decreto 0283 de 1990	Se reglamenta el almacenamiento, manejo, transporte, distribución de combustibles líquidos derivados del Petróleo y el transporte de crudo por carro tanques
Decreto 2190 de 1995	Se ordena la elaboración y desarrollo del Plan Nacional de Contingencia contra derrames de Hidrocarburos, Derivados y Sustancias Nocivas en aguas marinas, fluviales y lacustres.
Decreto 948 de 1995	En relación con la prevención y control de la contaminación atmosférica y la protección del aire
Decreto 321 de 1999	Se adopta el Plan Nacional de Contingencia contra derrames de Hidrocarburos y Derivados.
Decreto 1609 de 2002	Se reglamenta el manejo y transporte terrestre automotor de mercancías peligrosas por carretera
Decreto 216 de 2003	Se determinan los objetivos, la estructura orgánica del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial.
RESOLUCIONES	
Resolución 4093 de 1991	Se reglamenta la planilla para transporte de sustancias químicas de uso restringido, se establece un procedimiento y se adopta el formato D.E.T.C
Resolución 1609 de 2002	Se reglamenta el manejo y transporte terrestre automotor de mercancías peligrosas por carretera.
Resolución 1208 de 2003	Se dictan normas sobre prevención y control de contaminación atmosférica por fuentes fijas y protección de la calidad del aire
Resolución 0601 de 2006	Norma de Calidad del Aire o Nivel de Inmisión, para el territorio nacional. Establece los niveles máximos permisibles para contaminantes no convencionales (Hidrocarburos: Límite máximo=1,5 mg/m ³ ; tiempo de exposición=4 meses)
Resolución 1401 de 2012	Se señala el criterio para definir la autoridad ambiental competente para aprobar el plan de contingencia del transporte de hidrocarburos

FUENTE: Duque Simón y Uribe Susana. Plan de negocios para la constitución de una empresa de transporte de crudo mediante tracto camiones en Colombia. Trabajo de grado ingeniería Industrial. Envigado, Antioquia. Escuela de Ingeniería de Antioquia. Pág 57 y 58.

En las operaciones de transporte que incluyen llenado y descarga de hidrocarburos, limpieza y/o lavado de carro tanque involucran acciones que pueden llegar a afectar

de manera negativa el aspecto ambiental; es por ello, que la empresa transportadora debe de tomar ciertas medidas a la hora de proceder a hacer estas labores por medio de planes mencionados anteriormente. Así mismo, será responsabilidad de la empresa la elaboración de un plan de contingencia teniendo en cuenta ciertos estatutos ya establecidos en el Plan Nacional de Contingencias contra derrame de hidrocarburo e inspecciones de seguridad y ambientales programadas para evitar errores alternos durante el uso del vehículo.

6.2 NORMAS QUE RIGEN EL TRANSPORTE DE HIDROCARBURO

Para que el transporte por carro tanque sea efectuado bajo las medidas correctas, es necesario cumplir ciertos estándares de calidad principales o normas ISO, donde, las principales que deben regir según los estándares de calidad propuestos por la empresa estatal ECOPETROL S.A. corresponden a las normas ISO 9001, ISO 18001 e ISO 14001, en donde se explicará detalladamente la última, debido a que detalla normas o procesos de gestión ambiental.

La norma ISO 9001 abarca una serie de normas o estándares de gestión de la calidad refiriéndose a, en este caso, empresas de servicios ya que se enfoca alrededor del desarrollo y eficacia y eficiencia. Mientras que por otra parte la norma ISO 18001¹⁸ incluye los cumplimientos de gestiones laborales, donde rodea el ámbito de seguridad laboral, en donde busca la no exposición de un trabajador a un riesgo bajo la orientación, principios y aplicación de la misma.

En otro orden de ideas la norma ISO 14001¹⁹ es un estándar internacional, el cual muestra un sistema de gestión ambiental sostenible y efectivo a medida que la empresa progresa cumpliendo requerimientos legales y regulatorios mediante las necesidades socioeconómicas no se afectan. Esta norma especifica los requisitos del propio sistema de gestión, el cual, demuestra que, si se mantiene de manera adecuada, mejorará la actuación medioambiental reduciendo los impactos, dentro de los cuales cabe destacar emisiones de óxido nitroso y efluentes bacteriológicos en donde se puede apreciar su ciclo de la manera en la Imagen 13

¹⁸ BSI GROUP, Gestion Medioambiental. [Consultado el 18/11/2017]. Disponible en <https://www.bsigroup.com/es-MX/gestion-medioambiental-ISO14001/>

¹⁹ Robert Hewit y Gary Robinson “Norma ISO 14001” en EMS: Manual de sistema de gestión medioambiental, Madrid, España. Thomson editores, 1^{era} edición. Capítulo 1

Imagen 13. Etapas de la implantación de la ISO 14001



FUENTE: Robert Hewit y Gary Robinson “Norma ISO 14001” en EMS: Manual de sistema de gestión medioambiental, Madrid, España. Thomson editores, 1^{era} edición. Capítulo 1 pág. 5

6.3 ETAPAS DE LA OPERACIÓN DEL TRANSPORTE TERRESTRE

Las etapas de operación del transporte son un papel fundamental a la hora de su efectuar ya que ayuda a minimizar y sistematizar de manera explícita los pasos a seguir, para así evitar errores a la hora de proceder a efectuar el transporte, siendo así de la manera como se mostrará posteriormente según lo expuesto en un trabajo de grado.²⁰

6.3.1 Planificación de la operación

Las principales actividades de la planificación constan de:

- Revisar la carga, es decir, todos los datos respecto al distribuidor y destinatario e información de los mismo, cantidad, tipo de crudo a transportar, puntos de salida y llegada.
- Ruta a efectuar por la carga, teniendo en cuenta aspectos de vías y seguridad de las mismas, y de manera precavida, ruta alterna. Disponer logística y personal requerido.

²⁰ Cardenas Nydia y Gutierrez Leidi. Elaboración de una guía ambiental para el transporte de hidrocarburos por carrotaques. Trabajo de grado para Ingeniería de Producción. Bogota D.C. Universidad Distrital Francisco José de Caldas. 72-75 p.

6.3.2 Aislamiento de la planta. Este aspecto es fundamental debido prepara la zona de carga y descarga del hidrocarburo de la manera que:

- Cerciorarse de que los equipos cumplen con un correcto funcionamiento y normatividades de uso, evitando así, fugas y desajustes en los sistemas de suministro, junto con las medidas de seguridad correspondiente.
- Se revisa factores como lo son la presión, temperatura, volumen del líquido y capacidad de los tanques o sistemas de recibo
- Se autorizará el sitio de carga o descarga siempre y cuando se notifique la novedad de que este proceso no pondrá en peligro o en riesgo la operación

6.3.3 Inspección del vehículo. Siempre es necesario que el vehículo, en este caso el carro tanque cumpla con los siguientes requisitos, para que a la hora de un error de operación o accidente se puedan evitar, como lo son:

- Tener en orden documentos relacionados con el conductor o con la operación de cargue y descargue, así mismo, como el correspondiente kit para atención de emergencias, ya sea el equipo relacionado con la recolección y limpieza de derrames, como el de protección personal
- Examinar que el vehículo no presente fugas o fallas que imposibiliten el proceso de carga o descarga de manera segura, para evitar así, problemas a la hora de un derrame no planeado; para finalmente, ingresar el carro tanque a la zona de las operaciones nombradas anteriormente.

6.3.4 Carga y descarga del producto. Esta etapa es de vital importancia debido a que en esta se tomaran las medidas necesarias para que el hidrocarburo transportado no tenga inconvenientes bajo errores de operación humana y se disponga de lo necesario, en caso de emergencias.

- Como se mencionó, se asegurará el alistamiento en caso de emergencia, para ello se estacionarán los vehículos de manera que tenga facilidad de salida de la refinería. Adicional a esto, se deberá tener personal encargado de la recepción y acople de los mismos con las válvulas de descarga.
- Se debe contar con instalación y transporte seguro para proceder a esta tarea, teniendo en cuenta aspectos o equipos de seguridad como lo son los extintores, equipo de recolección y limpieza de derrames.
- Es necesario medir las condiciones de operación a las que está el hidrocarburo, cantidad de existente del mismo. Así mismo, como la buena conexión y la medición de operación.

- En caso de presentar riesgo por cualquier error operacional o accidente de fuerza mayor externa, se tendrá un interruptor de emergencia que cortará el suministro y al mismo tiempo, la operación de descarga o carga.

6.3.5 Transporte de Hidrocarburo. El transporte de hidrocarburos se efectuará de manera segura, teniendo en cuenta que se medirá durante todo el proceso el camino mediante comunicadores o GPS con el fin de desarrollar distintos planes de logística de manera correcta y en caso de emergencia saber su posición exacta.

6.4 PLAN DE CONTINGENCIA

Una contingencia son todas aquellas situaciones en donde se presenta un derrame de una sustancia contaminante en un recurso natural, alterando de manera notoria la calidad del mismo por un error o el simple hecho de una negligencia.

Por norma, toda aquella empresa transportadora debe de tener un plan de estos, las cuales serán expuestas en el siguiente apéndice referente al marco legal. Por lo mencionado, los procedimientos para el desarrollo de cada uno de estos dependerán de con quien se haya certificado la empresa para el avance del mismo.

Por lo general, según lo mencionado en un artículo de un proyecto²¹, todo plan de contingencia debe evaluar aspectos de respuesta dependiendo de la causa que este ocasionando dicho accidente, es decir, si esto está siendo generado por una fuga, explosión, derrame o accidente de tránsito para que de manera adversa se controle o se prevea para evitar los impactos que pueda generar. Para esto se debe priorizar distintos aspectos mencionados en orden de importancia:

- La protección y reservación de la vida humana.
- Prevenir que zonas importantes de abastecimiento de agua cuyo uso sea el consumo humano o actividades ganaderas o agrícolas sea alcanzado por dicho fluido.
- Asegurar la protección y el bienestar de comunidades o zonas habitadas.

²¹ Cárdenas Nydia y Gutiérrez Leidi. Elaboración de una guía ambiental para el transporte de hidrocarburos por carrotanques. Trabajo de grado para Ingeniería de Producción. Bogotá D.C. Universidad Distrital Francisco José de Caldas. Apéndice 6.2.10

- La protección de ecosistemas que se encuentren dando un valor alto al ecosistema.

Para así, de manera inmediata realizar las labores cuyas responsabilidades le competen para asegurar que la respuesta de acción evite daños o repercusiones en distintos ámbitos por medio de que las funciones se adquieren de la forma:

- La atención de alguna contingencia es responsabilidad de la empresa dueña del recurso energético, así mismo, como la encargada de hacer el reporte ante las autoridades competentes.
- Las autoridades a las que se les fue avisado de dicho accidente tomara cargo y acción correctiva sin asumir los daños generados por dicha contingencia.
- El plan de Contingencia se tendrá que renovar constantemente, adaptándose a los cambios de operación o legalidad según la norma lo diga o aun cuando se efectúa el desarrollo de unos planes para poder evaluar falencias y fortalezas del mismo y poder mejorarlo para una próxima ocasión.
- Todo Plan de Contingencia debe ser mostrado a las autoridades ambientales y organismos de corrección de dichos accidentes incluso si en este se le efectúa un cambio indiferentemente del motivo.
- La autoridad ambiental designada será la encargada de tomar medidas de seguridad vigente, determinando el cierre de las medidas ambientales desarrolladas por la empresa.

En resumidas cuentas, el uso de carro tanque para transportar hidrocarburo puede llegar a afectar o alterar diferentes estándares ambientales tales como:

- La calidad del aire, llegando a generar un resultado negativo, debido a que perjudica el cambio climático ocasionado por los gases que emiten este tipo de transporte, los que finalmente se acumularan en la atmosfera. Para ello es necesario como se menciona en las resoluciones mostradas anteriormente, cumplir con los estándares de calidad de transporte bajo las distintas normas para así, no generar un impacto notable y poder controlar este tipo de contaminación.
- El uso de este tipo de transporte hará que, en cierto tiempo, para cumplir con los estándares asociados, tiene que tener los neumáticos en buen estado; que finalmente, serán desechados y podrán generar tanto una contaminación visual

(dependiendo de donde se desechen) como una contaminación ambiental. Los cuales pueden ser evitados con la postventa de ellos para ser usado en otros productos que nacen del reciclaje del mismo.

- Por último, pero no menos importante, es el impacto que puede llegar a generar los accidentes de tránsito de los carro tanques, ya que pueden llegar a ser irremediables, los cuales se pueden prevenir cumpliendo las normas que rigen el transporte o corregir, en el peor de los casos, por medio del plan de contingencia ya mencionado anteriormente.

7. ANÁLISIS FINANCIERO

La empresa ESP ENERGY GROUP S.A., decidió realizar este proyecto debido a la demanda latente que se presenta actualmente en el mercado de refinados especialmente en el mercado de gasolina y diésel los cuales van a ser los principales productos, este marco de oportunidad se puede evidenciar, en la diferencia que existe entre la producción de crudo (886.000 BPD)²² que actualmente tiene Colombia y la capacidad de refinación instalada (431.300 BPD)²³, teniendo en cuenta que la demanda energética de productos derivados del petróleo está en un creciente aumento, con un promedio de crecimiento anual de 1,9% por parte del mercado de gasolina y un 2,4% en el mercado de diésel, según el informe de demanda de combustibles líquidos para el año 2016 realizado por la UPME²⁴.

El estudio del presente proyecto se enfoca en el transporte de petróleo crudo desde algún de punto de abastecimiento hasta la terminal de recibo de RefiBoyacá. Esto se realiza con el fin de escoger la alternativa de transporte más eficiente para el proyecto, ya que el costo de transporte en Colombia es uno de los costos agregados más altos que se tiene después del costo de extracción, lo que hace importante analizar todas las variables que encierra el transporte y poder optimizarlas para obtener un costo bajo, y así tener un margen de ganancia más amplio.

La alternativa a evaluar para el proyecto es el transporte terrestre desde los campos Pauto Sur y Tigana localizados en el Departamento de Casanare, esto se debe a su cercanía con el proyecto y a los altos costos que tiene dicho departamento en materia de transporte, según la UNPD en su informe²⁵, La competitividad del sector de hidrocarburos en las diferentes regiones de Colombia, el valor agregado que tiene el transporte en Casanare es de 7,5 US/Bbl, lo que lo hace el tercer departamento con los costos más altos en transporte, teniendo en cuenta que la producción de este departamento, tiene una participación del 17,9% en la producción nacional, según el mismo informe. Además, se va a realizar el diseño y construcción de la terminal de recibo, la cual se venderá posteriormente a RefiBoyacá.

²²PRODUCCIÓN DE CRUDO ACTUAL DE COLOMBIA, ANH, [Consultado el 19/11/2017]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>

²³ ESP ENERGY GROUP, Teaser Refiboyacá, Bogotá D.C. 4 p.

²⁴ ESP ENERGY GROUP, Teaser Refiboyacá, Bogotá D.C. 4 p.

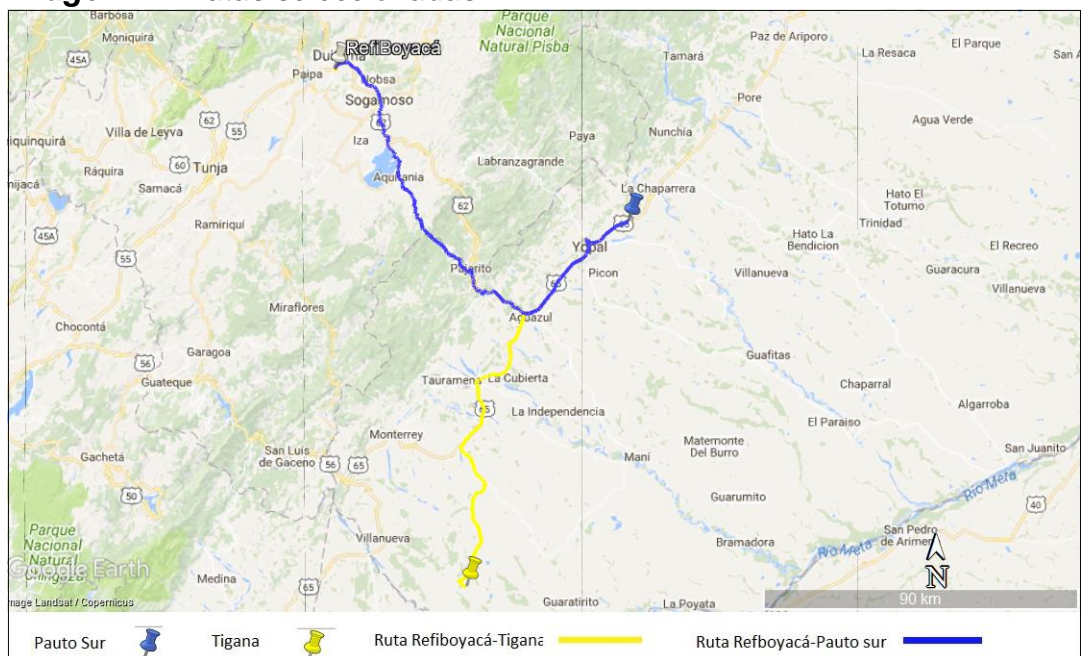
²⁵ COMPETITIVIDAD DEL SECTOR ENERGÉTICO, United Nations Development Programme, [Consultado el 19/11/2017]. Disponible en www.co.undp.org/content/dam/colombia/docs/MedioAmbiente/undp-co-La%20competitividad%20del%20sector%20de%20hidrocarburos%20en%20las%20diferentes%20regiones%20de%20Colombia-2016.pdf

Para las evaluaciones financieras se utilizará el dólar estadounidense (USD), como unidad monetaria de valor constante con una TRM de 3.000 pesos (COP). El proyecto tiene una vida útil de 10 años (2021-2031) con periodos anuales y se utilizara como indicador financiero la tasa interna de retorno (TIR). Además, se realizará un análisis de los costos de inversión, costos de operación e ingresos para el proyecto.

Para realizar el diseño y construcción de la terminal de recibo, se hará un análisis de costos de inversión independiente para esta, con las necesidades de ingeniería requeridas.

En la imagen 14. Se puede observar, la alternativa de transporte de crudo para el proyecto RefiBoyacá, la cual contempla el medio de transporte terrestre, a través de carro-tanques, desde campos productores localizados en el Departamento de Casanare.

Imagen 14. Rutas seleccionadas



FUENTE: Imagen obtenida del programa Google Earth Pro. Modificado por autores

7.1 TERMINAL DE RECIBO

En el lote dispuesto para la construcción del proyecto RefiBoyacá, se planea realizar la construcción de una terminal de recibo la cual va a ocupar 2 hectáreas, esta tendrá cinco (5) bahías de descarga; cada bahía tendrá su respectiva bomba

centrifuga y manguera para poder realizar la conexión y posterior descarga de crudo del carro-tanque, además se tendrá una bomba de “Back Up”.

En cuanto al almacenamiento de crudo se va a realizar en tres (6) de tanques de acero, cada uno tendrá capacidad de 3.000 bbl y estos dispondrán de su respectivo sistema de control e instrumentación, los tres (3) tanques que almacenarán el crudo proveniente de Tigana tendrán calentadores eléctricos. El transporte del crudo desde la bahía de descarga hacia los tanques de almacenamiento se va a realizar por tubería de 4” Schedule 40. Los costos se pueden observar en la tabla 12 en seguida:

Tabla 19. Costos de diseño y construcción de la refinería

PERIODO (AÑO)	SERVICIO O PRODUCTO	COSTO POR UNIDAD (USD)	UNIDADES	VALOR (USD)
0	Tubería 4” Schedule 40	40	2500	100.000
0	Bombas centrifuga	5.000	18	90.000
0	Instrumentación y control	26.667	1	26.667
0	Tanques de almacenamiento (3000 Bbl)	150.000	6	900.000
0	Tanques de almacenamiento (10000 Bbl)	500.000	2	1'000.000
0	Mangueras de conexión	200	5	1.000
0	Sistema eléctrico	100.000	1	100.000
0	Sistemas auxiliares	166.667	1	166.667
0	Obras civiles	40.000	1	40.000
0	Estudio ambiental	66.667	1	66.667
COSTO TOTAL DE LA INVERSIÓN				2'491.001

Fuente: CINGECON S.A.S.

Posterior a la construcción esta terminal de recibo se venderá a la empresa dueña de RefiBoyaca. La refinería pagará los costos de diseño y construcción más un 20% de ganancia al contratista correspondiente al servicio de ingeniería prestado, esto se verá reflejado en como ingresos en la evaluación financiero.

7.2 TRANSPORTE

En este sub-capítulo se evaluará los análisis de inversión y los costos de operación, para definir cuál de los dos escenarios de transporte es más eficiente mediante el costo anual equivalente (CAUE) y de esta manera realizar la evaluación financiera.

7.2.1 Análisis de costo de inversión. Los costos de inversión se definen como el valor que tienen los productos o servicios, que se adquieren, para hacer realidad un proyecto o aumentar el valor de la “inversión”. El análisis detallado de los costos le da oportunidad a la empresa de conocer con precisión su rentabilidad.

La empresa ESP ENERGY GROUP S.A.S, desea conocer como es más rentable para el proyecto el transporte del crudo, por lo que se tomaran en cuenta dos escenarios. En el primero se plantea la opción de comprar los carro tanques y operarlos; en el segundo escenario se planea tercerizar el transporte por medio de una empresa de transportes y debido a esto no habrá inversión inicial en materia de transporte para este caso.

7.2.1.1 transporte propio. En este escenario se plantea la compra de tracto mulas Internacional de referencia Eagle petrolera 9.400, pues estas cumplen con todas las especificaciones técnicas para el transporte de crudo y tienen un motor diésel de 15 litros de 400 hp; además vienen con tanques marca Fruehauf en lámina negra de dos ejes que tienen capacidad de 210 Bbl de crudo²⁶, el precio de un carro-tanque incluye el cupo de chatarrización. Estos serán utilizados para el transporte del petróleo crudo desde los campos seleccionados (Pauto Sur y Tigana) hasta la refinería y para ello se planea comprar 25 tracto-mulas para de esta manera suplir la demanda diaria de 9000 Bbl (sus costos se podrán ver en la tabla 13).

El tiempo que toma el viaje desde Pauto sur hasta Duitama es de 4,23 horas por la ruta ya descrita. Para el recorrido RefiBoyacá-Tigana el tiempo de viaje es de 5 horas por el camino ya especificado. Se destinarán 11 carro tanques para el transporte de crudo desde cada campo. Las tres (3) tracto-mula restantes se tendrán de “Back Up”, debido a la inhabilitación de algún componente de la flota ya sea por mantenimiento, accidentes o imprevistos.

Para las dos rutas se debe tener en cuenta que los carro-tanques harán dos (2) viajes por día, teniendo en cuenta que comienzan su recorrido desde la refinería y allí mismo terminan este, el horario de operación de la terminal de recibo es de 24 horas. El tiempo de cargue y descargue es de una (1) hora.

La depreciación de los carro tanques será de forma lineal a lo largo de la vida útil del proyecto.

²⁶ TIPO DE CARRO TANQUE, [Consultado el 22/11/2017]. Disponible en <https://repository.eia.edu.co/bitstream/11190/725/1/INDU0214.pdf>

Tabla 20. Costos de inversión para el transporte propio

PERIODO (AÑO)	SERVICIO O PRODUCTO	COSTO POR UNIDAD (USD)	UNIDADES	VALOR
0	Tracto mulas con cisterna en lámina negra	100.000	25	2'500.000

7.2.2 Análisis de costo de operación. Los costos de operación son los gastos que se derivan después de la inversión inicial en el proyecto, y son todas las actividades que tiene el normal funcionamiento de la empresa, estos gastos son frecuentes en el flujo de caja y se realizan en un mismo lapso de tiempo; estos pueden variar en periodos muy largos debido a que muchas veces se encuentran asociados a la demanda del mercado, por lo tanto es probable que cada año estos aumenten en mininas proporciones, pero de igual manera deben ser tenidos en cuenta; estos también deben ser estudiados a fondo para la formulación de un proyecto ya que pueden afectar la rentabilidad de este.

Para los costos de operación se debe tener en cuenta que los años 2024 y 2028 son años bisiestos, tendrán 366 días, estos años corresponden a los periodos de estudio 3 y 7, en el mismo orden.

7.2.2.1 Transporte Tercerizado. En este caso los costos operativos se derivan de los costos diarios de los fletes los cuales deben pagarse inmediatamente el carro-tanque descarga totalmente el crudo transportado y la compra de crudo. El costo del flete desde Pauto sur (4.600 Bbl) y Tigana (4.400 Bbl) es de 3,5 USD/Bbl y 3,9 Usd/Bbl, respectivamente.

El costo por flete y el precio del crudo va a tener un aumento constante del 1,36% anual (Cuadro 6), el cual es el promedio de la inflación de los últimos 5 años en Estados Unidos (2012-2016)²⁷; a lo largo de la vida útil del proyecto (10 años).

²⁷ INFLACIÓN ANUAL DEL COSTO DE TRANSPORTE, [Consultado el 22/11/2017]. Disponible en <http://es.inflation.eu/tasas-de-inflacion/estados-unidos/inflacion-historica/ipc-inflacion-estados-unidos.aspx>

Tabla 21. Costos operativos escenario 1

PERIODO (AÑO)	FLETE (USD)
0	0
1	12'139.900
2	12'305.003
3	12'505.611
4	12'675.687
5	12'848.076
6	13'022.810
7	13'233.180
8	13'413.152
9	13'595.570
10	13'780.470

Fuente: Autotanques s.a.s.

7.2.2.2 Transporte propio. En este escenario los costos están detallados por el Sistema de Información de Costos Eficientes del Transporte Automotor de Carga (SICETAC), este sistema clasifica los costos en costos fijos (capital, salario, seguros, parqueadero e impuestos) costos variables (combustible, peajes, llantas, mantenimiento y reparaciones, lubricantes, imprevistos, filtros y lavado y engrase) y otros costos (comisiones, factor de administración y rete-fuente e ICA).

Para determinar los costos de viaje, ellos toman en cuenta parámetros como origen, destino, la configuración del automotor y tiempos de cargue y descargue; con estas variables calcula los kilómetros por ruta, valor de peajes, el costo del viaje y el valor por tonelada transportada²⁸.

El SICE-TAC interactivo determino para la ruta Duitama-Pauto Sur que el valor del viaje es de 274,8 USD; para Duitama-Tigana, como esta ruta no está establecida, se escogió la ruta origen-destino más cercana y se multiplico por el número de kilómetros de esa ruta²⁹, en este sentido el valor del viaje es de 423,1 USD. Los viajes requeridos para suplir la demanda diaria de crudo son 21 por cada campo, pero como el recorrido es ida y vuelta se debe multiplicar por dos (2) dando como resultado 42 viajes por campo.

El incremento de todos los costos será del 1,36% anual (Cuadro 7), el cual es el promedio de la inflación de los últimos 5 años en Estados Unidos (2012-2016)⁶, a lo largo de la vida útil del proyecto (10años).

²⁸ VARIABLES INFLUYENTES EN EL COSTO DE TRANSPORTE, Ministerio de Transporte, [Consultado el 23/11/2017]. Disponible en <http://rndc.mintransporte.gov.co/MenuPrincipal/tabid/204/language/es-MX/Default.aspx?returnurl=%2fDefault.aspx>

²⁹ RESOLUCIÓN 0000757 del 2015, párrafo segundo, [Consultado el 23/11/2017]. Disponible en <http://www.andi.com.co/glti/Documents/Resoluci%C3%B3n%20757%20de%202015.pdf>

Tabla 22. Costos operativos escenario 2

PERIODO (AÑO)	COSTO VIAJE DUITAMA- PAUTO SUR(USD)	COSTO VIAJE DUITAMA-TIGANA (USD)	DEPRECIACIÓN (USD)	TOTAL (USD)
0	0	0	0	0
1	4'212.684	6'486.123	250.000	10'698.807
2	4'269.977	6'574.334	250.000	10'844.311
3	4'339.590	6'681.515	250.000	11'021.105
4	4'398.608	6'772.384	250.000	11'170.992
5	4'458.429	6'864.488	250.000	11'322.918
6	4'519.064	6'957.845	250.000	11'476.909
7	4'592.065	7'070.242	250.000	11'662.307
8	4'654.517	7'166.398	250.000	11'820.915
9	4'717.818	7'263.861	250.000	11'981.679
10	4'781.981	7'362.649	250.000	12'144.630

7.2.3 Análisis de transporte. Para escoger cuál de los dos escenarios en materia de transporte es más eficiente respecto a los costos de inversión y los costos de operación, se van a comparar mediante el costo anual equivalente (CAUE).

El CAUE consiste en reducir todos los ingresos y todos los egresos a una serie uniforme equivalente de pagos de esta forma los costos durante un año de una alternativa se comparan con los costos durante el primer año de las alternativas.

7.2.3.1 CAUE para transporte tercerizado. El costo anual equivalente para el escenario 1 donde se plantea la contratación de una empresa de transportadora, la cual se encargará de llevar el crudo desde los campos productores seleccionados hasta la refinería es igual a los costos de operación y costos de inversión que se realizan en el año uno (1). En este caso como solo se tiene costos de operación se tomará el valor del periodo de tiempo que se necesita del cuadro 6.

CAUE= 12'139.900 USD

7.2.3.2 CAUE para transporte propio. Para el escenario 2 el costo anual equivalente donde se plantea la compra de carro-tanques para el transporte del crudo desde los campos productores seleccionados hasta la refinería es igual a los costos de operación y costos de inversión que se realizan en el año uno (1).

Costos de inversión

Al ser una inversión que se realiza en el año cero (0), se debe hallar una anualidad, debido a que esta inversión se tiene que ver reflejada de igual manera en todos los periodos de evaluación del proyecto; para esto se va a utilizar la fórmula de la ecuación 1, y se utilizara la tasa interna de oportunidad (TIO), establecida por

Aswath Damodaran para la evaluación de proyecto petroleros³⁰ y la prima de riesgo³¹ para Colombia (12%).

Ecuación 1.

Anualidad por medio de valor presente neto

$$A = Vp \frac{i (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1}$$

Fuente:<https://catedrafinancierags.files.wordpress.com/2014/09/ingenieria-economica-guillermo-baccurrea.pdf>

Posteriormente se reemplazan las variables que se tienen definidas previamente como se puede ver en la ecuación 1, el valor presente (Vp) es igual al costo de inversión de los carro-tanques, el número de periodos de estudio (n) es diez (10), esta es la vida útil del proyecto y la tasa interna de oportunidad (i) está definida por Aswath Damodaran y es de 12% efectiva anual, lo cual dara un resultado reflejado en la ecuación 2.

Ecuación 2. Desarrollo anualidad

$$A = 2'500.000 \frac{0,12 * (1,12)^{10}}{(1,12)^{10} - 1}$$

Fuente:<https://catedrafinancierags.files.wordpress.com/2014/09/ingenieria-economica-guillermo-baccurrea.pdf>

Finalmente se opera y obtiene la anualidad, que se tiene para cada periodo de tiempo, correspondiente a la vida útil del proyecto.

$$A = 442.460 \text{ USD}$$

³⁰ EVALUACIÓN DE PROYECTOS PETROLEROS, Aswath Damodaran, [Consultado el 23/11/2017]. Disponible en http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/wacc.htm

³¹ PRIMA DE RIESGO, Aswath Damodaran, [Consultado el 23/11/2017]. Disponible en http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html

Costos de Operación

Los costos de operación que corresponden para este escenario se tomaran del cuadro 7, correspondiente al periodo del año uno (1) y se sumara con la anualidad de los costos de inversión, para determinar el CAUE de este escenario.

$$\text{CAUE} = 10'698.807 + 442.460 = 11'141.267 \text{ USD}$$

Como se puede observar el CAUE para el caso del transporte propio es mucho menor que respecto el otro escenario, por lo tanto, la evaluación financiera se realizara teniendo en cuenta los costos e ingresos que se generan para esta alternativa de transporte terrestre.

7.2.4 Análisis de ingresos. Los ingresos son el flujo de dinero positivo hacia el interior de la caja de la compañía, los cuales son el principal objetivo de una empresa, ya que con estos se pueden financiar todos los costos que se desprendan de la creación y funcionamiento de esta misma, para esto visualizar nuestros ingresos.

Primero se debe realizar un análisis de la demanda que va a tener nuestro producto o servicio, en este caso los ingresos de la compañía provienen del transporte de crudo desde los campos seleccionados (Pauto Sur y Tigana) hasta Refiboyacá, la demanda de crudo será de 9.000 Bbl de crudo diario y esta va a ser constante durante toda la vida útil del proyecto.

Seguido de esto se procederá a calcular nuestra tarifa de transporte la cual es equivalente a la sumatoria de todos los costos operativos que se derivan para el escenario del transporte propio y se dividirán en la cantidad de barriles transportados a lo largo de un año (365 días), la cantidad de barriles transportados durante un año es de 3'285.000 Bbl, excepto para los años 2024 y 2028, los cuales son años bisiestos (366 días), en esos años se moverían 3'294.000 Bbl de crudo, estos dos años corresponden a los periodos de estudio 3 y 7, respectivamente.

La utilidad será equivalente a la tarifa de transporte resultante más un 10% del valor ya mencionado, esto le dará a la empresa una ventaja competitiva, en materia de transporte, teniendo en cuenta que a la empresa estatal Ecopetrol, en el periodo comprendido entre enero-septiembre del año 2016, le costó 3,58 USD mover un barril por las vías nacionales, por lo que se espera que este año (2017) esta tarifa haya incrementado su valor. Todos estos datos se verán estipulados en la tabla 14 en seguida.

Tabla 23. Análisis de ingresos

PERIODO (AÑO)	DEMANDA (BBL)	TARIFA DE TRANSPORTE (USD/BBL)	TARIFA DE TRANSPORTE CON UTILIDAD (USD)	INGRESOS (USD)
0	0	0	0	0
1	3'285.000	3,257	2,09	11'768.688
2	3'285.000	3,301	2,11	11'928.742
3	3'294.000	3,346	2,12	12'123.216
4	3'285.000	3,401	2,14	12'288.091
5	3'285.000	3,447	2,15	12'455.209
6	3'285.000	3,494	2,17	12'624.600
7	3'294.000	3,540	2,18	12'828.538
8	3'285.000	3,598	2,20	13'003.006
9	3'285.000	3,647	2,22	13'179.847
10	3'285.000	3,697	2,23	13'359.093

7.4 EVALUACIÓN FINANCIERA

Se desea establecer cual alternativa de transporte es más eficiente, las cuales se presentaron en el escenario 1 o la del escenario 2, nombradas y definidas anteriormente en el apéndice “7.2.1 Análisis de costo de inversión” en donde se buscará evaluar las dos alternativas por medio del indicador financiero tasa interna de retorno (TIR).

La tasa interna de retorno (TIR) es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión. Es decir, financieramente la TIR es la tasa a la cual son descontados os flujos de caja de forma tal que los ingresos y los egresos sean iguales³².

La fórmula que representa la realización de la TIR es la ecuación 3:

Ecuación 3. Fórmula de representación de la TIR

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+TIR)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+TIR)} + \frac{F_2}{(1+TIR)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+TIR)^n} = 0$$

FUENTE: TASA INTERNA DE RETORNO, [Consultado el 24/11/2017]
 Disponible en: <http://economipedia.com/definiciones/tasa-interna-de-retorno-tir.html>

Ft: son los **flujos de dinero** en cada periodo t

³² BACCA Guillermo. Ingeniería económica. Bogotá D.C. 8va edición, pág 237.

I₀: Es la inversión realizada en el momento inicial (t=0)

n: Es el número de periodos en el tiempo

El criterio de selección para saber si un proyecto es viable económicamente por medio de la TIR, será el siguiente donde “TIO” es la tasa interna de oportunidad elegida para el cálculo del VPN.

- Si $TIR > TIO$, el proyecto de inversión es rentable y aceptado. La tasa interna de rentabilidad es mayor a la rentabilidad mínima que se espera.
- Si $TIR = TIO$, el proyecto devuelve el capital invertido.
- Si $TIR < TIO$, el proyecto debe rechazarse debido a que se pierde parte del capital invertido.

Debido a lo anterior se puede concluir que el VPN y la TIR, están estrechamente ligados, por lo que primero vamos a definir el cálculo de valor presente neto (VPN) del proyecto y luego definiremos la TIR, la cual nos va a determinar si el proyecto es rentable y podría ser potencialmente aceptado.

El valor presente neto son los ingresos actuales y futuros menos el valor de los costos actuales y futuros. Se determina mediante la ecuación 4.

Ecuación 4. Valor presente neto

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

FUENTE: BACCA Guillermo. Ingeniería económica. Bogotá D.C. 8va edición, pág 197.

Donde:

VPN: Valor Presente Neto.

F: Flujo Neto de Caja.

i: Tasa interna de oportunidad

n: Periodos de la vida útil del proyecto.

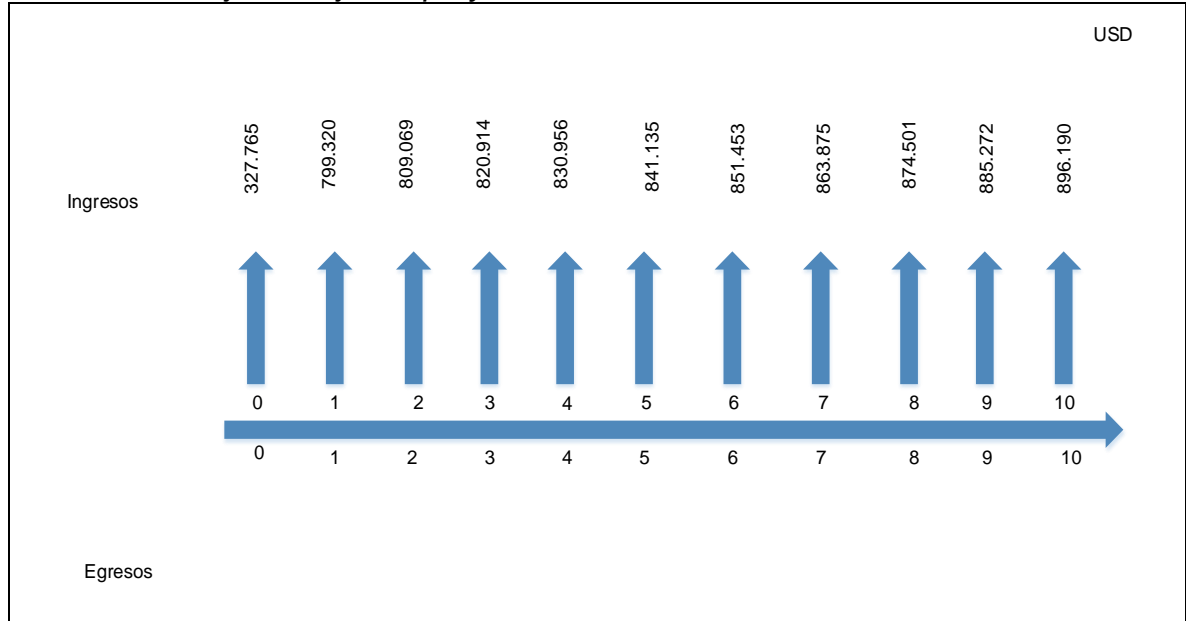
Antes de determinar el valor presente neto, se va a realizar el estado de los resultados proyectados, teniendo en cuenta los impuestos sobre la renta, para ello se tuvo en cuenta la depreciación de los carro-tanque a lo largo de la vida del proyecto. Como se puede ver en la tabla 20

Tabla 24. Estado de los resultados proyectados.

PERIODOS	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
INGRESOS	2'989.202	11'768.688	11'928.742	12'123.216	12'288.091	12'455.209	12'624.600	12'828.538	13'003.006	13'179.847	13'359.093
COSTOS	2'500.000	10'698.807	10'844.311	11'021.105	11'170.992	11'322.918	11'476.909	11'662.307	11'820.915	11'981.679	12'144.630
DEPRECIACIÓN	0	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	489.202	819.881	834.431	852.111	867.099	882.291	897.691	916.231	932.091	948.168	964.463
IMPUESTOS	161.437	270.561	275.362	281.196	286.143	291.156	296.238	302.356	307.590	312.895	318.273
UTILIDAD NETA	327.765	549.320	559.069	570.914	580.956	591.135	601.453	613.875	624.501	635.272	646.190
DEPRECIACIÓN	0	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000
FLUJO DE CAJA NETO	327.765	799.320	809.069	820.914	830.956	841.135	851.453	863.875	874.501	885.272	896.190

El flujo de caja del proyecto, para la vida útil de este se presenta en la **Gráfica 8**.

Gráfica 13. Flujo de caja del proyecto.



Luego se reemplazan los valores de flujo de caja neto en la ecuación 5, para obtener el valor de presente neto.

Ecuación 5. Valor presente neto

$$\begin{aligned}
 VPN (12\%) = & 327.765 + 799.320(1,12)^{-1} + 809.069(1,12)^{-2} + 820.914(1,12)^{-3} \\
 & + 830.956(1,12)^{-4} + 841.135(1,12)^{-5} + 851.453(1,12)^{-6} \\
 & + 863.875(1,12)^{-7} + 874.501(1,12)^{-8} + 885.272(1,12)^{-9} \\
 & + 896.190(1,12)^{-10} = 4'517.177
 \end{aligned}$$

Posteriormente mediante la función (TIR) de Excel hallamos esta variable, la cual nos arrojó un valor de 31%.

7.4.1 Conclusiones de la evaluación financiera. El proyecto del transporte de crudo desde los campos seleccionados hasta RefiBoyacá, dio financieramente viable, esto se puede ver reflejado con el criterio de selección, ya que la TIR del proyecto, dio por encima de la tasa interna de oportunidad, es decir, que se va a recuperar la inversión y asimismo se van a tener ganancias, las cuales fueron mostradas en la Tabla 20 y traídas al costo en el presente, dando como resultado un valor de USD \$4'517.177.

8. CONCLUSIONES

- La red vial primaria, secundaria y terciaria de la zona que compete el trayecto entre los campos y el proyecto se encuentra en mal estado lo cual se ve reflejado en aspectos negativos ya que puede generar retrasos en los planes estipulados o daño en los equipos de transporte debido a las vibraciones que pueden generar.
- Se seleccionaron los campos de Pauto sur Piedemonte y Tigana debido a que cumplen con la demanda de 9.000 BPD y características exigidas para obtener la mezcla de crudo necesaria para que la refinería funcione de manera eficiente
- En las curvas de producción se pudo evidenciar un comportamiento con tendencia variable estacional creciente. Esto impacta a Refiboyacá de manera positiva ya que existe la posibilidad de aumentar la producción de crudo en los campos productores y de esta manera cumplir con el abastecimiento solicitado por la refinería.
- Por medio de la matriz de selección se pudo demostrar que técnicamente la construcción del oleoducto no es viable debido principalmente a la accidentalidad topográfica de la zona, y demás parámetros explicados en la misma, haciendo que esto se refleje en costos que no podrán ser recuperados en tan corto tiempo por factores como el bajo caudal transportado de crudo que se va a manejar, mencionado anteriormente, el corto tiempo de evaluación y las altas inversiones que esto representa.
- Se evidenció que el principal impacto ambiental generado por la alternativa de transporte escogido son los accidentes que pueden llegar a tener los carro tanques, por ello, es de vital importancia tener un plan de contingencia claro y estipulado para poder evitar o corregirlos inmediatamente.
- El estudio financiero por medio de la evaluación del indicador Tasa Interna de Retorno proyecta un valor mucho mayor que la tasa interna de oportunidad, con una diferencia de 19% entre ellas, generando valores positivos para el proyecto en el tiempo estipulado, reflejado en los márgenes de ganancias a lo largo de la vida útil del proyecto; dando como resultado un VPN de USD \$4'517.177 y una TIR del 31%.

9. RECOMENDACIONES

- Tomar como base el proyecto para llevarlo y aplicarlo a una ingeniería conceptual más detallada respecto a la estación de recibo, ya que para efectos de este se explicó todo lo que la estación de recepción de crudo puede tener, mas no se habló de todos los aspectos mecánicos, civiles, eléctricos, entre otros a fin de ratificar los resultados obtenidos.
- Utilizar los programas empleados en este proyecto ya que son de gran ayuda para el ingeniero en su trabajo. Comenzando por el programa Google Earth que ayuda a la esquematización de trazados, siguiendo con Microsoft Visio, el cual es muy útil para el diseño de esquemas, planos, Plot plan, entre otros, Y finalizando por PipeSim que es un software que ayuda a manejar o predecir uno de los parámetros más importantes en la ingeniería de petróleos, lo cual es la presión. Por lo que se invita a la práctica de estos programas para facilitar el trabajo o campo de acción del ingeniero.
- Evaluar la construcción de un oleoducto al momento en que la refinería piense en ampliar la cantidad de crudo que se tiene planeado, ya que con esta cantidad puede ser más viable debido a que el tiempo de recuperación de capital invertido se verá reducido, y además que, a este caudal se tendría que invertir en una cantidad muy grande de carro tanques.
- Tercerizar el transporte, si el flujo de caja lo permite para poder invertir de manera directa solo en la refinería y no tener que pensar en una empresa adicional encargada del transporte de hidrocarburo

BIBLIOGRAFÍA

BACCA Guillermo. Ingeniería económica. Bogotá D.C. 8va edición, pág 237.

Barrios, Marlene Judith, BELLIDO, Gina Marcela y Puello María Camila. Logística y de seguridad del transporte de hidrocarburos. Trabajo de grado en gestión de Naviera y Portuaria. Cartagena D.T y C.: Fundación tecnológica Antonio de Arévalo. Facultad de ciencias económicas. 108 p.

BSI GROUP, Gestion Medioambiental. [Consultado el 18/11/2017]. Disponible en <https://www.bsigroup.com/es-MX/gestion-medioambiental-ISO14001/>

Cardenas Nydia y Gutierrez Leidi. Elaboración de una guía ambiental para el transporte de hidrocarburos por carrotanques. Trabajo de grado para Ingeniería de Producción. Bogota D.C. Universidad Distrital Francisco José de Caldas. 72-75 p.

Cardenas Nydia y Gutierrez Leidi. Elaboración de una guía ambiental para el transporte de hidrocarburos por carrotanques. Trabajo de grado para Ingeniería de Producción. Bogota D.C. Universidad Distrital Francisco José de Caldas. Apéndice 6.2.10

CENIT, Modelo de cantidades ponderadas. “Premisas necesarias para la elaboración de las cantidades ponderadas”

COMPETITIVIDAD DEL SECTOR ENERGÉTICO, United Nations Development Programme, [Consultado el 19/11/2017]. Disponible en www.co.undp.org/content/dam/colombia/docs/MedioAmbiente/undp-co-La%20competitividad%20del%20sector%20de%20hidrocarburos%20en%20las%200diferentes%20regiones%20de%20Colombia-2016.pdf

ESP ENERGY GROUP, Teaser Refiboyacá, Bogotá D.C. 4 p.

ESP Energy Group. Refiboyacá, primera versión. Trabajo de prefactibilidad del proyecto. Bogotá D.C. 1 p.

EVALUACIÓN DE PROYECTOS PETROLEROS, Aswath Damodaran, [Consultado el 23/11/2017]. Disponible en http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/wacc.htm

INFORMACIÓN GENERAL DEL MUNICIPIO DE DUITAMA, Alcaldía de Duitama – Boyacá [Consultado el 3/07/2017]. Disponible en http://www.duitama-boyaca.gov.co/informacion_general.shtml

INFORME DE GESTIÓN, ANH, [Consultado el 6/08/2017]. Disponible en <http://www.anh.gov.co/la-anh/Informes%20de%20Gestin/Informe%20de%20gesti%C3%B3n%202016.pdf>

INFORME DE PRODUCCIÓN ANUAL, ANH, [Consultado el 30/07/2017]. Disponible en <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>

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

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

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

INVERSIONES FUTURAS PARA CAMPOS, Ecopetrol S.A.S., [Consultado el 10/08/2017]. Disponible en <http://www.ecopetrol.com.co/documentos/inversionistas/Presentaci%C3%B3n%20inversionistas%20-%2018092017-%20Esp.pdf>

INFLACIÓN ANUAL DEL COSTO DE TRANSPORTE, [Consultado el 22/11/2017]. Disponible en <http://es.inflation.eu/tasas-de-inflacion/estados-unidos/inflacion-historica/ipc-inflacion-estados-unidos.aspx>

José M. Chaves González, Miguel A. Vega Rodríguez, Juan A. Gómez Pulido, Juan M. Sánchez Pérez, PipeSim: Simulador para la planificación de unidades funcionales segmentadas. España. Escuela Politécnica. Pág. 1

PRIMA DE RIESGO, Aswath Damodaran, [Consultado el 23/11/2017]. Disponible en http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html

PRODUCCIÓN DE CRUDO ACTUAL DE COLOMBIA, ANH, [Consultado el 19/11/2017]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>

PROYECTOS DE RECOBRO, Dinero, [Consultado el 07/08/2017]. Disponible en <http://www.dinero.com/edicion-impresa/negocios/articulo/mansarovar-presentara-plan-de-inversion-a-ecopetrol/237315>

RESOLUCIÓN 0000757 del 2015, párrafo segundo, [Consultado el 23/11/2017]. Disponible en <http://www.andi.com.co/glti/Documents/Resoluci%C3%B3n%20757%20de%202015.pdf>

Respuesta escrita Ministerio de Minas

Robert Hewit y Gary Robinson “Norma ISO 14001” en EMS: Manual de sistema de gestión medioambiental, Madrid, España. Thomson editores, 1^{era} edición. Capítulo 1

TANQUES DE ALMACENAMIENTO, Consultora Arveng. [Consultado el 25/11/2017]. Disponible en <https://arvengconsulting.com/wp-content/uploads/2016/02/STI-NOTAS-DE-ESTUDIO-PRUEBA-1.pdf>

TIPO DE CARRO TANQUE, [Consultado el 22/11/2017]. Disponible en <https://repository.eia.edu.co/bitstream/11190/725/1/INDU0214.pdf>

VARIABLES INFLUYENTES EN EL COSTO DE TRANSPORTE, Ministerio de Transporte, [Consultado el 23/11/2017]. Disponible en <http://rndc.mintransporte.gov.coq/MenuPrincipal/tabid/204/language/es-MX/Default.aspx?returnurl=%2fDefault.aspx>

ANEXOS

ANEXO A.

ANÁLISIS CURVAS DE DECLINACIÓN

1.1 Boyacá

1.1.1 Análisis de producción

1.1.1.1 Tabla de datos lineales

	2016							2017					
	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
	-	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MORICHE	14.87 4	15.00 1	15.130	14.545	14.563	14.420	13.756	14.17 5	14.053	13.92 2	13.58 7	12.79 8	12.53 0
PALAGUA	6.529	6.382	6.526	6.515	6.434	6.545	6.462	5.708	5.571	5.569	5.635	5.610	5.656
VELASQUEZ	3.127	2.991	3.047	3.128	3.094	3.212	3.201	3.348	3.449	3.250	3.182	3.324	3.247

1.1.1.2 Tabla de datos Semi-Logarítmico

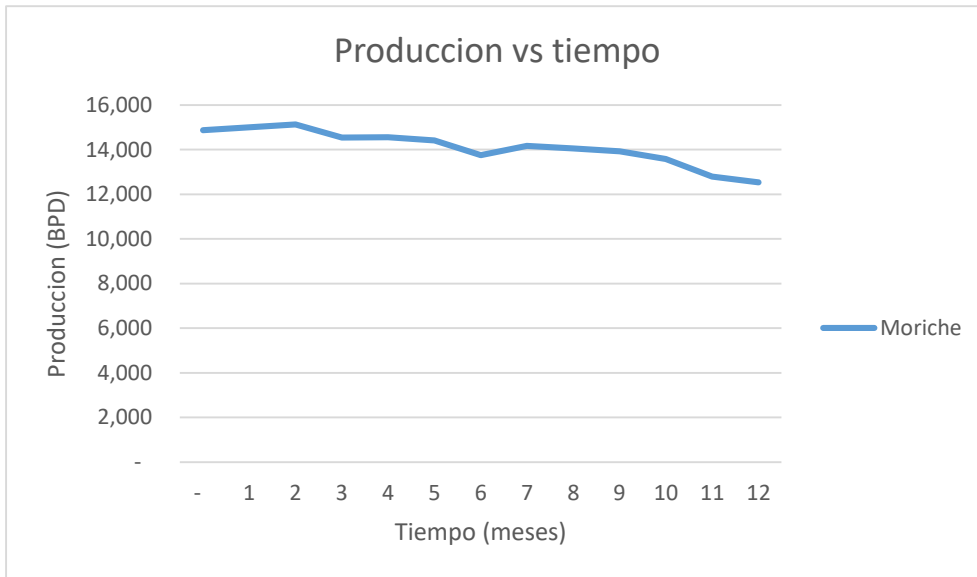
	2016						2017						
	Junio	Julio	Agosto	Septiem- bre	Octu- bre	Noviem- bre	Diciem- bre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MORICHE	4.17242	4.17612	4.1798	4.162713	4.1632	4.15897	4.13848	4.1515	4.14776	4.14371	4.13311	4.10714	4.09795
PALAGUA	3.81484	3.80495	3.8146	3.813914	3.8084	3.81591	3.81036	3.7565	3.74595	3.74578	3.75091	3.74894	3.75248
VELAS- QUEZ	3.49517	3.47582	3.4838	3.495262	3.4904	3.50671	3.50534	3.5248	3.53774	3.51184	3.50275	3.52168	3.51143

1.1.1.3 Tabla de datos logarítmico

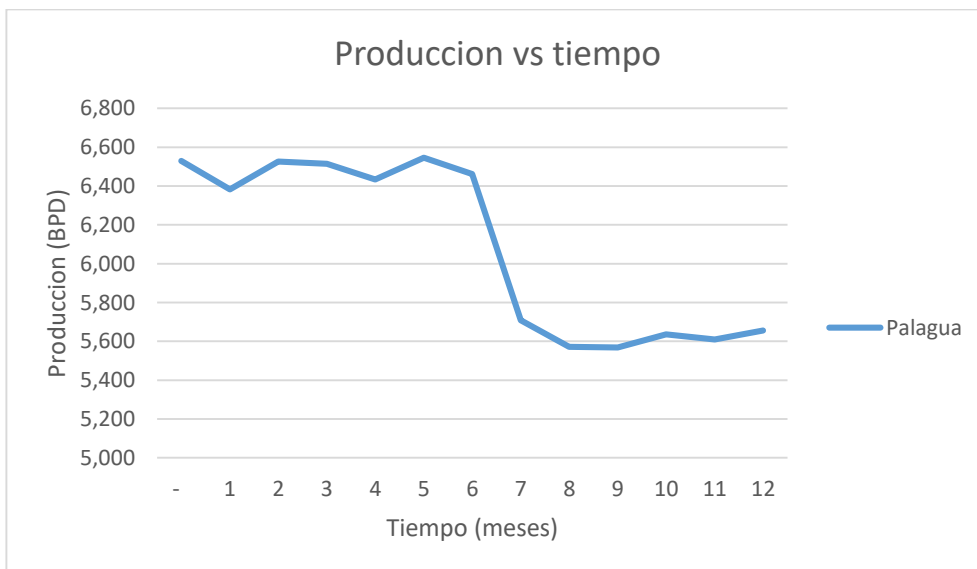
	2016						2017						
	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	0	0	0,3010	0,47712	0,6020	0,69897	0,7781	0,8450	0,90308	0,9542	1	1,0413	1,0791
MORICHE	4,1724	4,176	4,1798	4,16	4,163	4,1589	4,1384	4,1515	4,1477	4,1437	4,133	4,1071	4,0976
PALAGUA	3,8148	3,804	3,8146	3,8139	3,8084	3,815	3,8103	3,7565	3,7459	3,7457	3,7509	3,748	3,7524
VELASQUEZ	3,4951	3,475	3,4838	3,4952	3,490	3,5067	3,5053	3,524	3,5377	3,5118	3,5027	3,521	3,515

1.1.1.4 Gráficos lineales

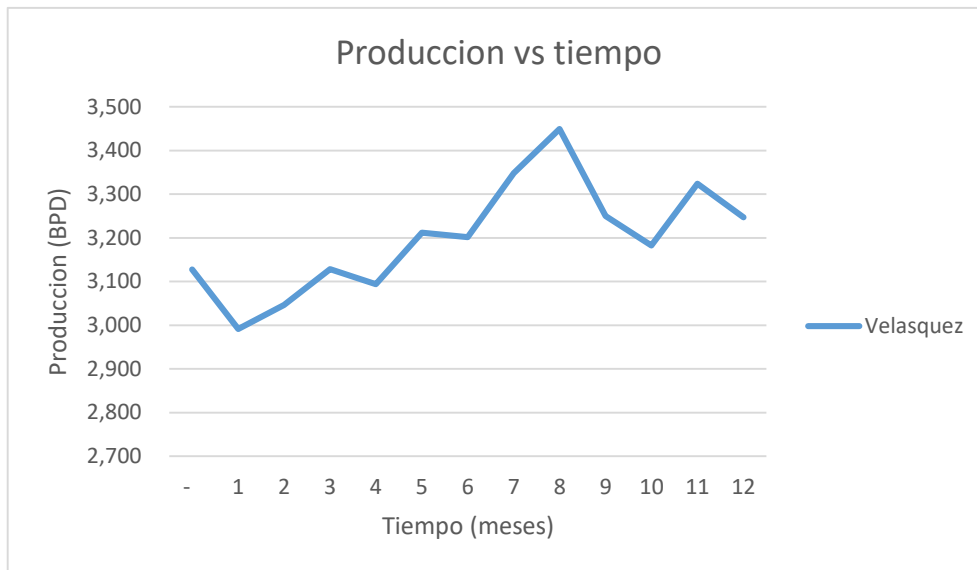
1.1.1.4.1 Moriche



1.1.1.4.2 Palagua

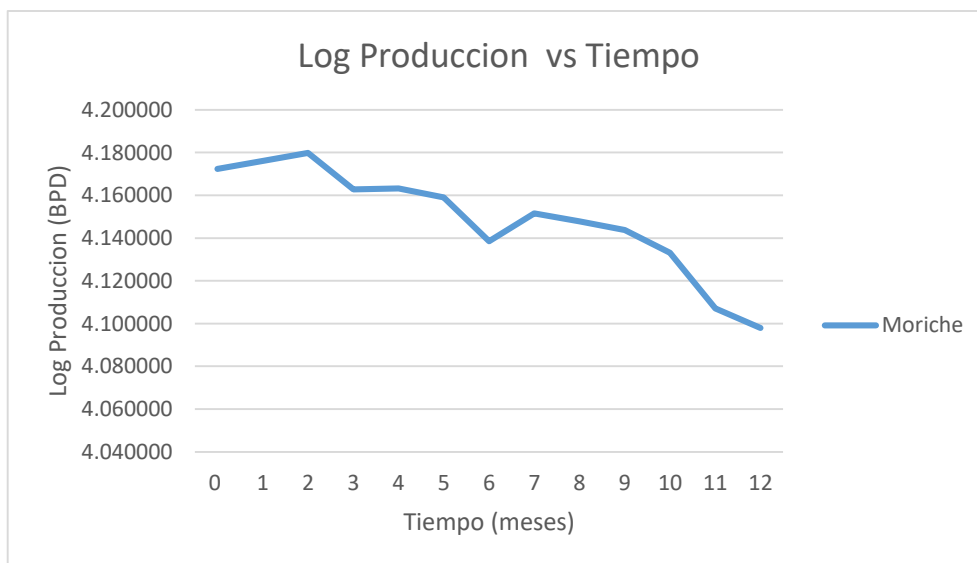


1.1.1.4.3 Velasquez

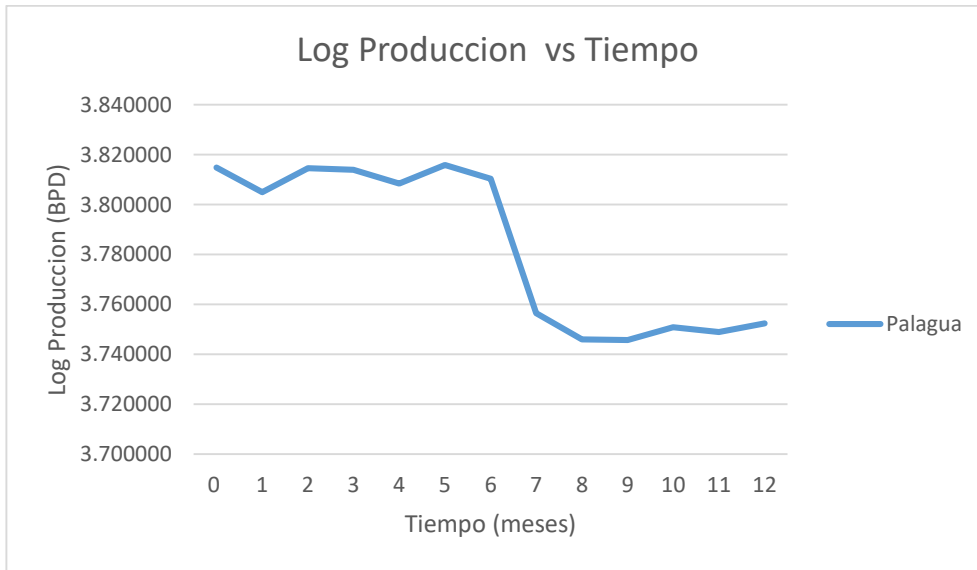


1.1.1.5 Gráficos Semi-Logarítmico

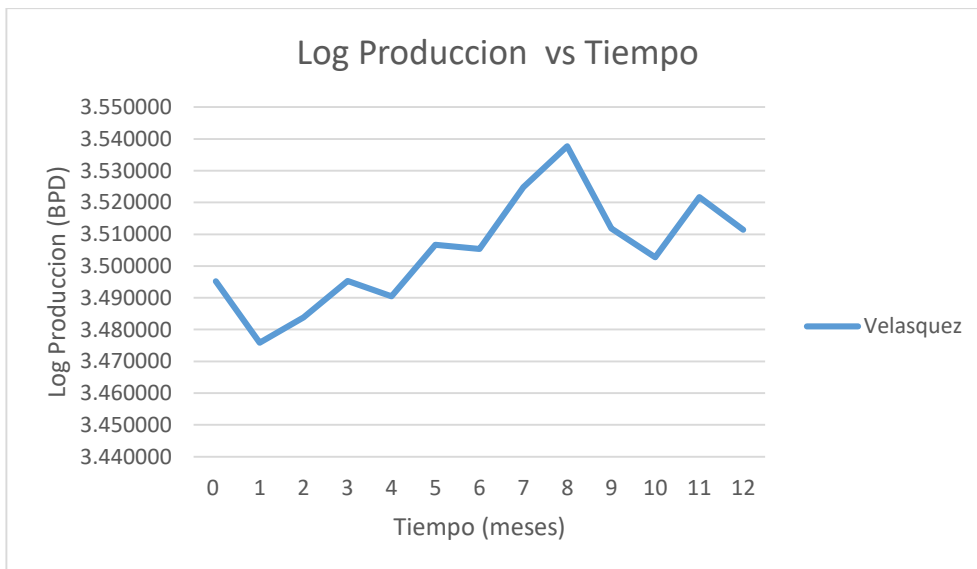
1.1.1.5.1 Moriche



1.1.1.5.2 Palagua

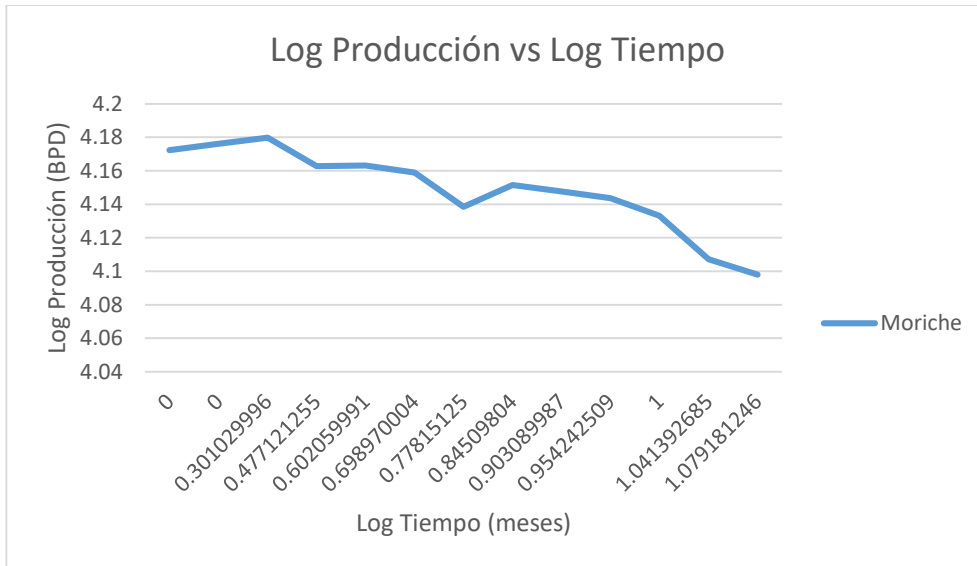


1.1.1.5.3 Velasquez

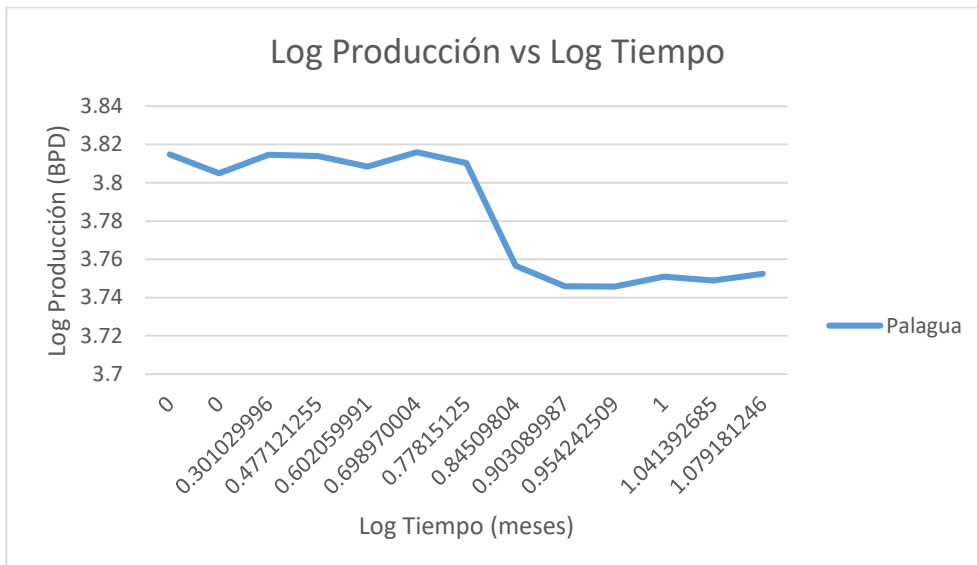


1.1.1.6 Gráficos Logarítmicos

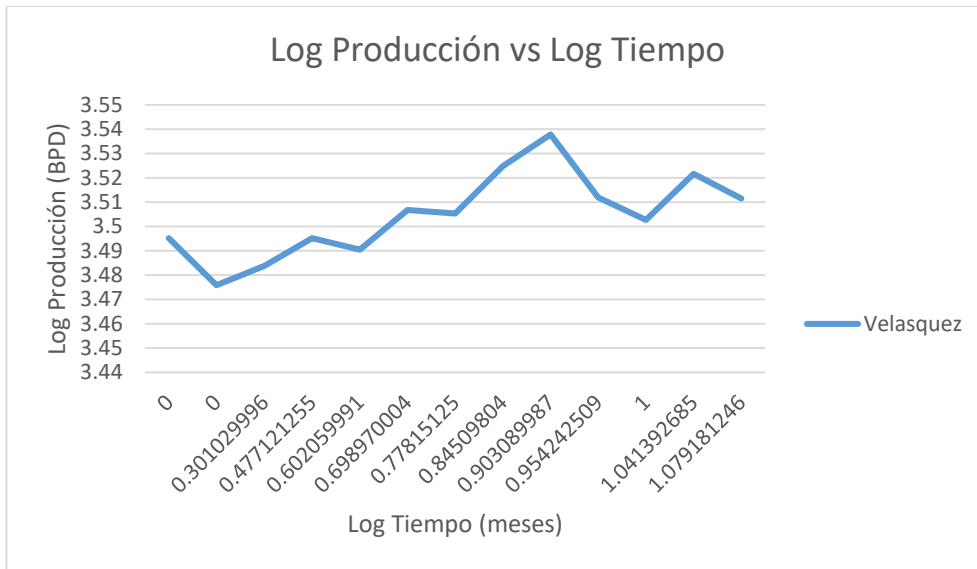
1.1.1.6.1 Moriche



1.1.1.6.2 Palagua



1.1.1.6.3 Velasquez



1.1.3.7 Ecuaciones de declinación

	Declinación	Ecuación	Ecuación Di	Di	b
Moriche	lineal	$y = mx + b$	$m = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1}$	-189	15.238
Palagua	Hiperbólica	$q_t = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{\frac{1}{b}}}$	$D_i = \frac{(\frac{q_i}{q_2})^b - 1}{bt_2}$	0,00137913	0,5
Velasquez	Hiperbólica	$q_t = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{\frac{1}{b}}}$	$D_i = \frac{(\frac{q_i}{q_2})^b - 1}{bt_2}$	0,0003863304	0,5

1.1.1.7.1 Moriche

	MORICHE	PRODUCCIÓN (BPD)	MES	AÑO
AÑO 1 (JUN 2016-JUN 2017)	0	15427	junio	
	1	15238,0718	julio	
	2	15049,1436	agosto	2016
	3	14860,2154	septiembre	14860,2154
	4	14671,2872	octubre	
	5	14482,359	noviembre	
	6	14293,4308	diciembre	
	7	14104,5026	enero	
	8	13915,5744	febrero	
	9	13726,6462	marzo	
	10	13537,71799	abril	
	11	13348,78979	mayo	
	12	13159,86159	junio	
AÑO 1 (JUL 2017-JUL 2018)	13	12970,93339	julio	
	14	12782,00519	agosto	
	15	12593,07699	septiembre	2017
	16	12404,14879	octubre	13065,39749
	17	12215,22059	noviembre	
	18	12026,29239	diciembre	
	19	11837,36419	enero	
	20	11648,43599	febrero	
	21	11459,50779	marzo	
	22	11270,57959	abril	2018
	23	11081,65139	mayo	10798,25909
	24	10892,72319	junio	
AÑO 2 (JUL 2018-JUL 2019)	25	10703,79499	julio	
	26	10514,86679	agosto	
	27	10325,93859	septiembre	
	28	10137,01039	octubre	
	29	9948,082185	noviembre	
	30	9759,153984	diciembre	
	31	9570,225784	enero	
	32	9381,297583	febrero	
	33	9192,369383	marzo	

AÑO 3 (JUL 2019-JUL 2020)	34	9003,441182	abril	2019
	35	8814,512982	mayo	8531,120681
	36	8625,584781	junio	
	37	8436,656581	julio	
	38	8247,72838	agosto	
	39	8058,80018	septiembre	
	40	7869,871979	octubre	
	41	7680,943779	noviembre	
	42	7492,015578	diciembre	
	43	7303,087378	enero	
	44	7114,159177	febrero	
	45	6925,230977	marzo	
AÑO 4 (JUL 2020-JUL 2021)	46	6736,302776	abril	
	47	6547,374576	mayo	
	48	6358,446375	junio	2020
	49	6169,518175	julio	6263,982275
	50	5980,589974	agosto	
	51	5791,661773	septiembre	
	52	5602,733573	octubre	
	53	5413,805372	noviembre	
	54	5224,877172	diciembre	
	55	5035,948971	enero	
	56	4847,020771	febrero	
	57	4658,09257	marzo	
AÑO 5 (JUL 2021-JUL 2022)	58	4469,16437	abril	
	59	4280,236169	mayo	
	60	4091,307969	junio	2021
	61	3902,379768	julio	3996,843869
	62	3713,451568	agosto	
	63	3524,523367	septiembre	
	64	3335,595167	octubre	
	65	3146,666966	noviembre	
	66	2957,738766	diciembre	
	67	2768,810565	enero	
	68	2579,882365	febrero	
	69	2390,954164	marzo	2022
70	2202,025964	abril	2296,490064	
71	2013,097763	mayo		
72	1824,169563	junio		

1.1.1.7.2 Palagua

	PALAGUA	PRODUCCIÓN (BPD)	MES	AÑO
AÑO 1 (JUN 2016-JUN 2017)	0	3127.3	junio	
	1	3122.991499	julio	
	2	3114.395255	agosto	2016
	3	3101.549648	septiembre	3093.179289
	4	3084.5104	octubre	
	5	3063.350172	noviembre	
	6	3038.15805	diciembre	
	7	3009.03892	enero	
	8	2976.112746	febrero	
	9	2939.513747	marzo	
	10	2899.38949	abril	
	11	2855.8999	mayo	
AÑO 1 (JUL 2017-JUL 2018)	12	2809.216207	junio	
	13	2759.519826	julio	2017
	14	2707.001193	agosto	2619.993739
	15	2651.858555	septiembre	
	16	2594.296738	octubre	
	17	2534.525891	noviembre	
	18	2472.760228	diciembre	
	19	2409.216768	enero	
	20	2344.114089	febrero	
	21	2277.671107	marzo	
	22	2210.105886	abril	
	23	2141.634485	mayo	
AÑO 2 (JUL 2018-JUL 2019)	24	2072.46986	junio	
	25	2002.820818	julio	2018
	26	1932.891033	agosto	2035.361881
	27	1862.878133	septiembre	
	28	1792.97286	octubre	
	29	1723.358306	noviembre	
	30	1654.209228	diciembre	
	31	1585.691453	enero	
	32	1517.961356	febrero	
	33	1451.165434	marzo	
	34	1385.439958	abril	
	35	1320.910712	mayo	
AÑO 3 (JUL 2019-JUL 2020)	36	1257.692808	junio	
	37	1195.890589	julio	2019
	38	1135.597605	agosto	1235.222607
	39	1076.896655	septiembre	
	40	1019.859911	octubre	
	41	964.549092	noviembre	
	42	911.0157107	diciembre	
	43	859.3013632	enero	
	44	809.438074	febrero	
	45	761.4486823	marzo	

AÑO 4 (JUL 2020-JUL 2021)	46	715.3472657	abril	
	47	671.1395971	mayo	
	48	628.8236267	junio	
	49	588.3899864	julio	2020
	50	549.8225089	agosto	619.4789777
	51	513.0987583	septiembre	
	52	478.1905658	octubre	
	53	445.0645671	noviembre	
	54	413.6827366	diciembre	
	55	384.0029141	enero	
	56	355.9793212	febrero	
	57	329.5630643	marzo	
AÑO 5 (JUL 2021-JUL 2022)	58	304.7026192	abril	
	59	281.344298	mayo	
	60	259.4326936	junio	
	61	238.9111008	julio	2021
	62	219.7219132	agosto	257.105439
	63	201.8069933	septiembre	
	64	185.1080174	octubre	
	65	169.5667914	noviembre	
	66	155.1255412	diciembre	
	67	141.7271745	enero	
	68	129.3155162	febrero	
	69	117.8355173	marzo	2022
	70	107.2334381	abril	113.6707007
	71	97.45700626	mayo	
	72	88.45555184	junio	

3.1.1.7.3 Velasquez

	VELASQUEZ	PRODUCCIÓN (BPD)	MES	AÑO
AÑO 1 (JUN 2016-JUN 2017)	0	3127,3	junio	
	1	3126,092179	julio	2016
	2	3123,678169	agosto	
	3	3120,060998	septiembre	3117,664889
	4	3115,245083	octubre	
	5	3109,23622	noviembre	
	6	3102,041575	diciembre	
	7	3093,669669	enero	
	8	3084,130357	febrero	
	9	3073,434816	marzo	
	10	3061,595519	abril	
	11	3048,626208	mayo	
AÑO 1 (JUL 2017-JUL 2018)	12	3034,541874	junio	
	13	3019,358723	julio	
	14	3003,094149	agosto	2017
	15	2985,766695	septiembre	3020,602164
	16	2967,396026	octubre	
	17	2948,002883	noviembre	
	18	2927,609052	diciembre	
	19	2906,237316	enero	
	20	2883,91142	febrero	
	21	2860,656022	marzo	2018
	22	2836,496649	abril	
	23	2811,459652	mayo	2767,507587
AÑO 2 (JUL 2018-JUL 2019)	24	2785,572155	junio	
	25	2758,86201	julio	
	26	2731,357746	agosto	
	27	2703,088517	septiembre	
	28	2674,084053	octubre	
	29	2644,374605	noviembre	
	30	2613,990899	diciembre	
	31	2582,964076	enero	
	32	2551,325646	febrero	
	33	2519,107428	marzo	

AÑO 3 (JUL 2019-JUL 2020)	34	2486,341507	abril	
	35	2453,060172	mayo	2019
	36	2419,29587	junio	
	37	2385,081151	julio	2399,656436
	38	2350,448619	agosto	
	39	2315,430879	septiembre	
	40	2280,060491	octubre	
	41	2244,369917	noviembre	
	42	2208,391473	diciembre	
	43	2172,157286	enero	
	44	2135,699244	febrero	
	45	2099,048955	marzo	
AÑO 4 (JUL 2020-JUL 2021)	46	2062,237698	abril	
	47	2025,296387	mayo	2020
	48	1988,255529	junio	
	49	1951,145181	julio	1969,376581
	50	1913,994919	agosto	
	51	1876,833796	septiembre	
	52	1839,690311	octubre	
	53	1802,592378	noviembre	
	54	1765,567292	diciembre	
	55	1728,641702	enero	
	56	1691,841584	febrero	
	57	1655,192215	marzo	
AÑO 5 (JUL 2021-JUL 2022)	58	1618,718151	abril	
	59	1582,443205	mayo	
	60	1546,390427	junio	2021
	61	1510,582086	julio	
	62	1475,039655	agosto	1529,967288
	63	1439,783799	septiembre	
	64	1404,83436	octubre	
	65	1370,210347	noviembre	
	66	1335,929929	diciembre	
	67	1302,01043	enero	
	68	1268,46832	febrero	
	69	1235,319216	marzo	2018
70	1202,577878	abril	1219,50122	
71	1170,258211	mayo		
72	1138,373266	junio		

1.2 Santander

1.2.1 Análisis de producción

1.2.1.1 Tabla de datos lineales

	2016						2017						
	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
	-	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
LA CIRA	21.97 4	21.93 7	21.554	22.484	23.670	25.273	26.013	29.31 0	28.516	28.64 7	27.81 9	22.00 5	26.87 7
INFANTAS	10.03 3	9.740	9.577	9.717	9.643	9.460	9.404	10.46 4	10.538	10.99 1	11.43 0	9.062	11.20 0
YARIGUI-CANTAGALLO	4.189	3.917	3.845	3.885	3.811	4.160	4.235	5.687	5.571	5.697	5.492	5.389	5.269

1.2.1.2 Tabla de datos Semi-Logarítmicos

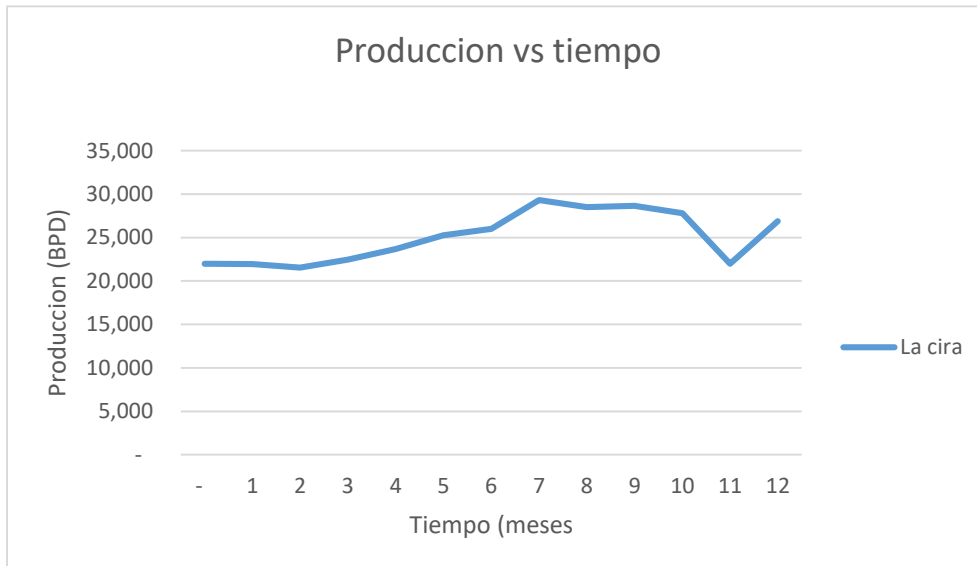
	2016						2017						
	Junio	Julio	Agosto	Septiem- bre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
LA CIRA	4,3419	4,3412	4,3335	4,3519	4,3742	4,4027	4,4152	4,467	4,4551	4,457	4,444	4,342	4,429
INFANTAS	4,0014	3,9886	3,9812	3,9875	3,9842	3,9759	3,9733	4,019	4,0228	4,041	4,058	3,957	4,049
YARIGUI- CANTAGALLO	3,6221	3,5929	3,5849	3,5894	3,5810	3,6191	3,6269	3,754	3,7460	3,755	3,739	3,731	3,721

1.2.1.3 Tabla de datos Logarítmicos

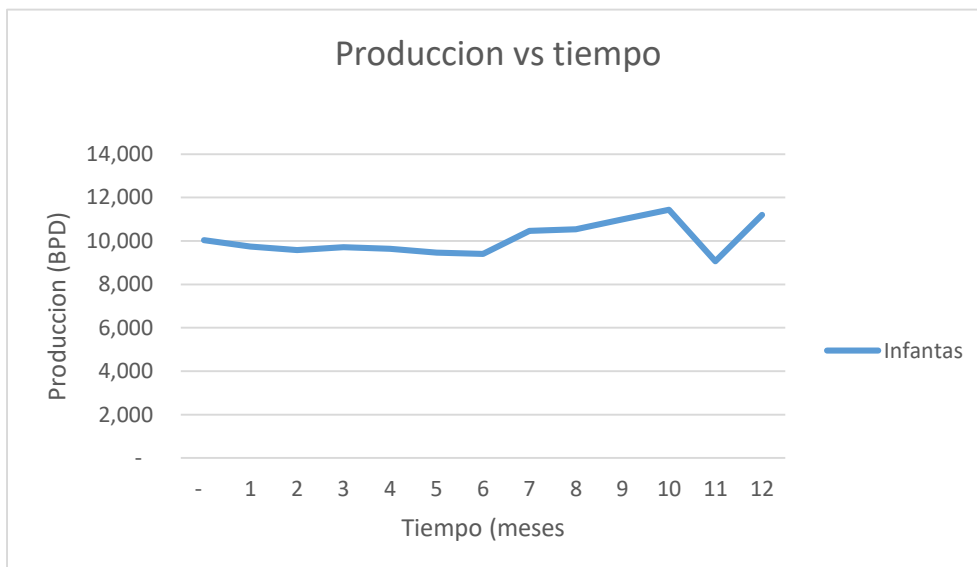
	2016							2017					
	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	0	0	0,301	0,47712	0,60205	0,69897	0,7781	0,8450	0,9030	0,95424	1	1,0413	1,0791
LA CIRA	4,3419	4,341	4,3335	4,35187	4,37419	4,40266	4,41520	4,4670	4,45509	4,45707	4,44	4,34251	4,42938
INFANTAS	4,0014	3,98	3,9812	3,98752	3,98423	3,97591	3,97333	4,0197	4,02275	4,04105	4,058	3,95722	4,04923
YARIGUI-CANTAGALLO	3,6220	3,592	3,5849	3,58942	3,58104	3,61908	3,62686	3,7548	3,74595	3,75566	3,739	3,73147	3,72170

1.2.1.4 Gráficos lineales

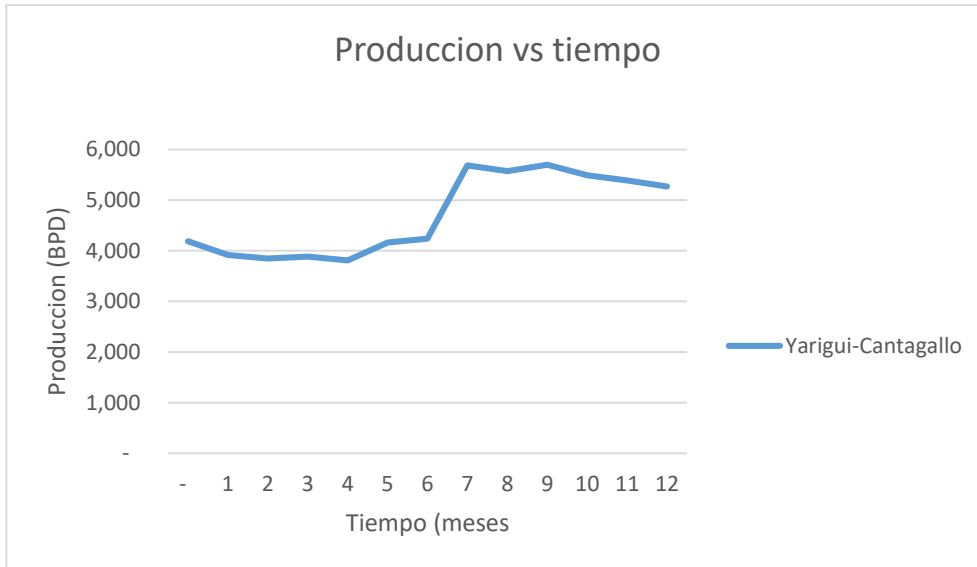
1.2.1.4.1 La Cira



1.2.1.4.2 Infantas

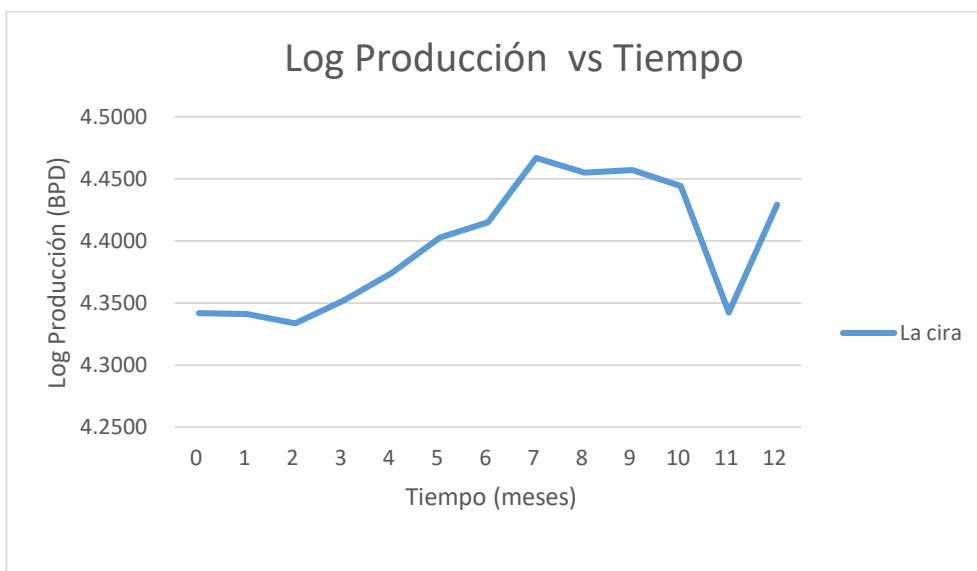


1.2.1.4.3 Yariguí-Cantagallo

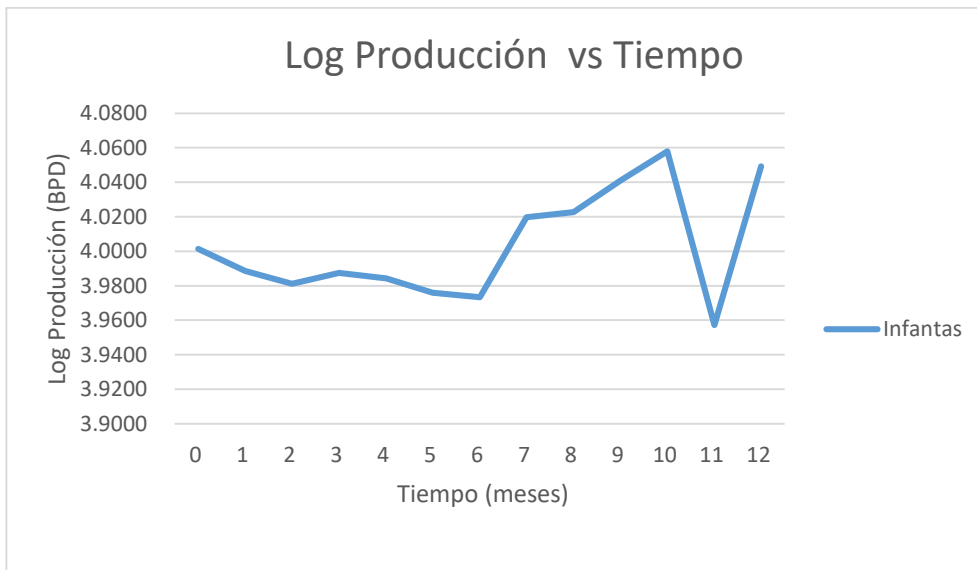


1.2.1.5 Gráficos Semi-Logarítmicos

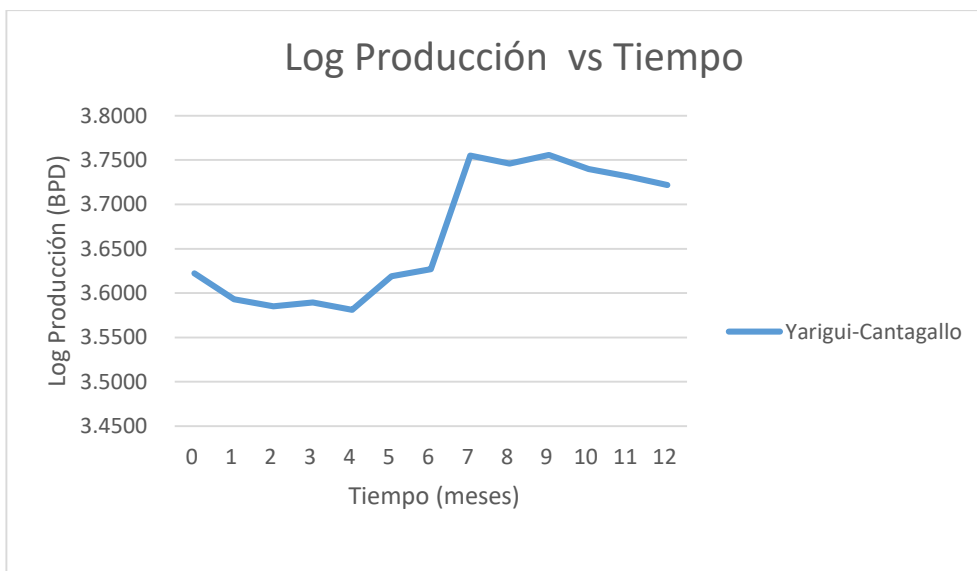
1.2.1.5.1 La Cira



1.2.1.5.2 Infantas

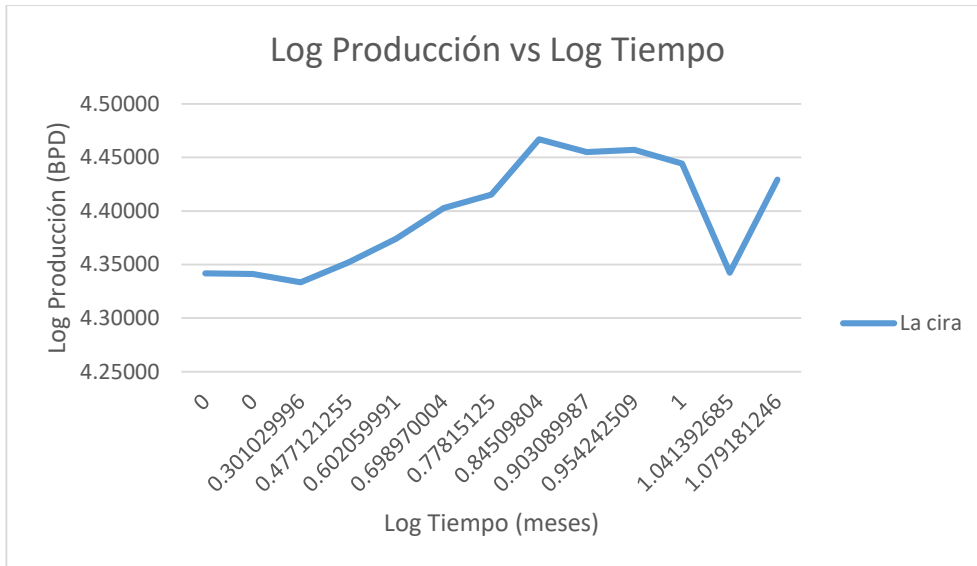


1.2.1.5.3 Yariguí-Cantagallo

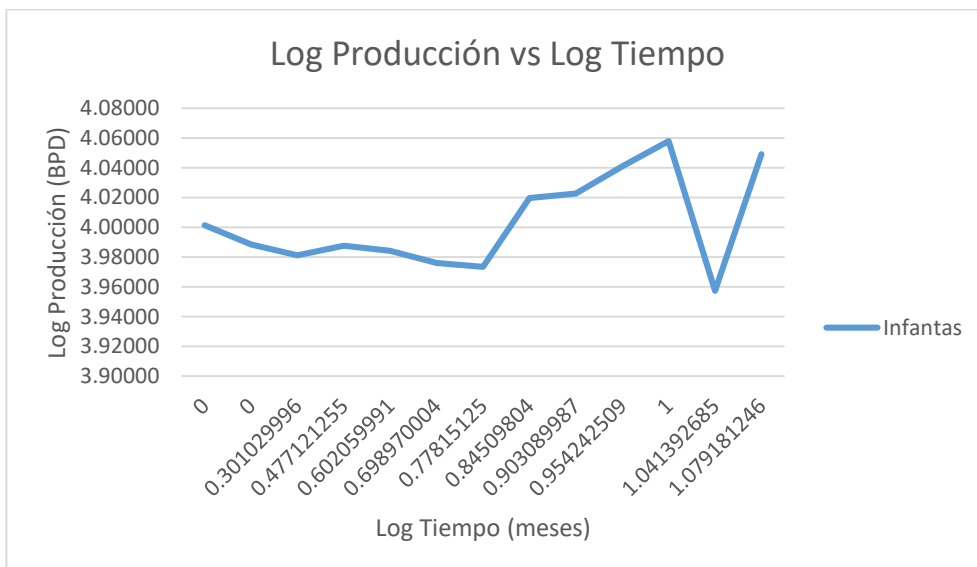


1.2.3.6 Gráficos Logarítmicos

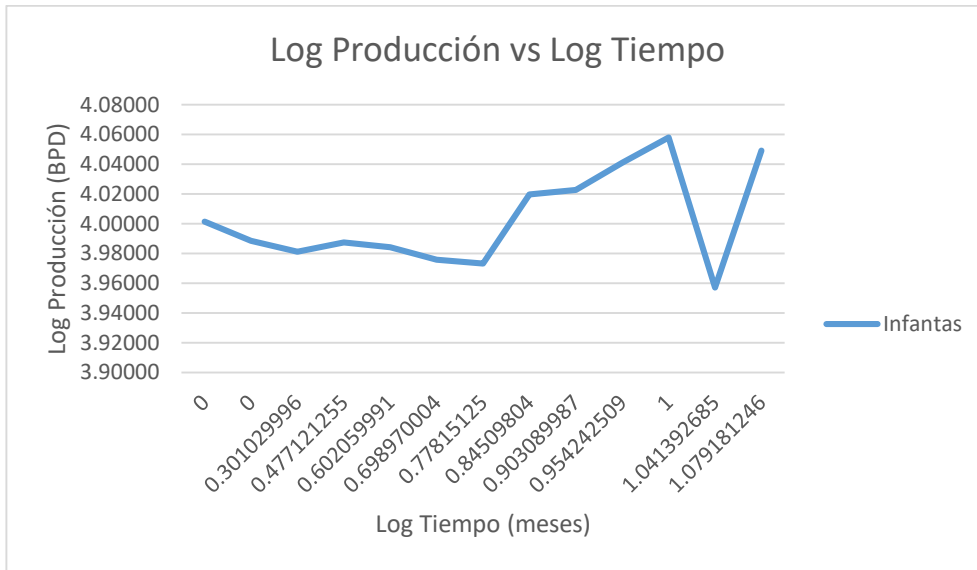
1.2.1.6.1 La Cira



1.2.1.6.2 Infantas



1.2.1.6.3 Yariguí-Cantagallo



1.2.1.7 Ecuaciones de declinación

	Declinación	Ecuación	Ecuación Di	Di	b
La cira	Hiperbólica	$q_t = \frac{q_i}{(1+bD_it)^{\frac{1}{b}}}$	$D_i = \frac{(\frac{q_i}{q_2})^b - 1}{bt_2}$	0,001654	0,5
Infantas	Hiperbólica	$q_t = \frac{q_i}{(1+bD_it)^{\frac{1}{b}}}$	$D_i = \frac{(\frac{q_i}{q_2})^b - 1}{bt_2}$	0,000987	0,5
Yariguí-Cantagallo	Hiperbólica	$q_t = \frac{q_i}{(1+bD_it)^{\frac{1}{b}}}$	$D_i = \frac{(\frac{q_i}{q_2})^b - 1}{bt_2}$	0,002246	0,5

1.2.1.7.1 La Cira

	LA CIRA	PRODUCCIÓN (BPD)	MES	AÑO
AÑO 1 (JUN 2016-JUN 2017)	0	21974,36667	junio	
	1	21938,0739	julio	
	2	21865,69795	agosto	2016
	3	21757,62597	septiembre	21687,52578
	4	21614,41933	octubre	
	5	21436,8087	noviembre	
	6	21225,68792	diciembre	
	7	20982,10651	enero	
	8	20707,261	febrero	
	9	20402,48519	marzo	
	10	20069,2394	abril	
	11	19709,09889	mayo	
AÑO 1 (JUL 2017-JUL 2018)	12	19323,74151	junio	
	13	18914,93479	julio	
	14	18484,52251	agosto	
	15	18034,41105	septiembre	2017
	16	17566,55544	octubre	17778,16017
	17	17082,94546	noviembre	
	18	16585,59181	diciembre	
	19	16076,5125	enero	
	20	15557,71957	febrero	
	21	15031,20635	marzo	
	22	14498,93524	abril	
	23	13962,82616	mayo	2018
AÑO 2 (JUL 2018-JUL 2019)	24	13424,74582	junio	13158,9877
	25	12886,49778	julio	
	26	12349,81339	agosto	
	27	11816,34376	septiembre	
	28	11287,65265	octubre	
	29	10765,21038	noviembre	
	30	10250,38877	diciembre	
	31	9744,457156	enero	
	32	9248,5793	febrero	
	33	8763,81142	marzo	
	34	8291,101093	abril	
	35	7831,287114	mayo	2019

AÑO 3 (JUL 2019-JUL 2020)

36	7385,10021	junio	7252,826122
37	6953,164579	julio	
38	6536,000168	agosto	
39	6134,02565	septiembre	
40	5747,562007	octubre	
41	5376,836667	noviembre	
42	5021,988101	diciembre	
43	4683,070823	enero	
44	4360,060716	febrero	
45	4052,8606	marzo	
46	3761,305984	abril	2020
47	3485,170943	mayo	
48	3224,174026	junio	3185,977965
49	2977,984177	julio	

AÑO 4 (JUL 2020-JUL 2021)

50	2746,226575	agosto	
51	2528,488376	septiembre	
52	2324,324288	octubre	
53	2133,261956	noviembre	
54	1954,807111	diciembre	
55	1788,448464	enero	
56	1633,662316	febrero	
57	1489,916865	marzo	
58	1356,6762	abril	
59	1233,403971	mayo	2021
60	1119,56673	junio	1117,637818
61	1014,636943	julio	

AÑO 5 (JUL 2021-JUL 2022)

62	918,0956726	agosto	
63	829,4349478	septiembre	
64	748,1598131	octubre	
65	673,7900842	noviembre	
66	605,8618146	diciembre	
67	543,9284914	enero	
68	487,5619766	febrero	
69	436,3532112	marzo	2022
70	389,9127004	abril	419,2508325
71	347,8707992	mayo	
72	309,8778161	junio	

1.2.1.7.2 Infantas

	INFANTAS	PRODUCCIÓN (BPD)	MES	AÑO
AÑO 1 (JUN 2016-JUN 2017)	0	10032,56667	junio	
	1	10015,99693	julio	
	2	9982,953125	agosto	2016
	3	9933,61203	septiembre	9901,607245
	4	9868,229931	octubre	
	5	9787,140427	noviembre	
	6	9690,751607	diciembre	
	7	9579,542634	enero	
	8	9454,059796	febrero	
	9	9314,912048	marzo	
	10	9162,766112	abril	
	11	8998,341184	mayo	
	12	8822,403299	junio	
AÑO 1 (JUL 2017-JUL 2018)	13	8635,759433	julio	
	14	8439,251387	agosto	
	15	8233,749525	septiembre	2017
	16	8020,146436	octubre	8116,756213
	17	7799,35057	noviembre	
	18	7572,279925	diciembre	
	19	7339,855836	enero	
	20	7102,996921	febrero	
	21	6862,613249	marzo	
	22	6619,600765	abril	2018
	23	6374,836028	mayo	
AÑO 2 (JUL 2018-JUL 2019)	24	6129,171298	junio	6007,837375
	25	5883,429999	julio	
	26	5638,402599	agosto	
	27	5394,842925	septiembre	
	28	5153,464919	octubre	
	29	4914,939867	noviembre	
	30	4679,894092	diciembre	
	31	4448,907107	enero	
	32	4222,510246	febrero	
	33	4001,18573	marzo	
	34	3785,366182	abril	2019

AÑO 3 (JUL 2019-JUL 2020)

35	3575,434562	mayo	3311,333732
36	3371,724488	junio	
37	3174,520943	julio	
38	2984,061312	agosto	
39	2800,536744	septiembre	
40	2624,093785	octubre	
41	2454,836271	noviembre	
42	2292,827419	diciembre	
43	2138,092121	enero	
44	1990,619364	febrero	
45	1850,364781	marzo	
46	1717,253271	abril	2020
47	1591,181687	mayo	
48	1472,021531	junio	1454,582824
49	1359,621656	julio	

AÑO 4 (JUL 2020-JUL 2021)

50	1253,810934	agosto	
51	1154,400879	septiembre	
52	1061,188189	octubre	
53	973,9572073	noviembre	
54	892,4822708	diciembre	
55	816,5299469	enero	
56	745,8611366	febrero	
57	680,2330416	marzo	
58	619,4009878	abril	2021
59	563,1201005	mayo	
60	511,1468298	junio	510,2661703
61	463,2403256	julio	

AÑO 5 (JUL 2021-JUL 2022)

62	419,1636638	agosto	
63	378,6849257	septiembre	
64	341,5781358	octubre	
65	307,6240622	noviembre	
66	276,6108866	diciembre	
67	248,33475	enero	
68	222,6001827	febrero	
69	199,2204257	marzo	2022
70	178,0176521	abril	191,4122027
71	158,8230977	mayo	
72	141,4771081	junio	

1.2.1.7.3 Yariguí-Cantagallo

	YARIGUÍ-CANTAGALLO	PRODUCCIÓN (BPD)	MES	AÑO
AÑO 1 (JUN 2016-JUN 2017)	0	4188,633333	junio	
	1	4181,715406	julio	
	2	4167,919498	agosto	2016
	3	4147,31941	septiembre	4133,957295
	4	4120,022144	octubre	
	5	4086,166979	noviembre	
	6	4045,924294	diciembre	
	7	3999,49414	enero	
	8	3947,104596	febrero	
	9	3889,009901	marzo	
	10	3825,488416	abril	
	11	3756,840406	mayo	
AÑO 1 (JUL 2017-JUL 2018)	12	3683,385694	junio	
	13	3605,461197	julio	
	14	3523,418368	agosto	2017
	15	3437,620588	septiembre	3388,775451
	16	3348,440515	octubre	
	17	3256,257432	noviembre	
	18	3161,454607	diciembre	
	19	3064,416698	enero	
	20	2965,527233	febrero	
	21	2865,16617	marzo	2018
	22	2763,707567	abril	2508,294111
	23	2661,517393	mayo	
AÑO 2 (JUL 2018-JUL 2019)	24	2558,951468	junio	
	25	2456,353576	julio	
	26	2354,053739	agosto	
	27	2252,366683	septiembre	
	28	2151,590481	octubre	
	29	2052,005398	noviembre	
	30	1953,872926	diciembre	
	31	1857,435014	enero	
	32	1762,913495	febrero	
	33	1670,509699	marzo	
	34	1580,404247	abril	
	35	1492,757027	mayo	2019

AÑO 3 (JUL 2019-JUL 2020)

36	1407,707325	junio	1382,493963
37	1325,374122	julio	
38	1245,856528	agosto	
39	1169,234349	septiembre	
40	1095,568768	octubre	
41	1024,903135	noviembre	
42	957,2638464	diciembre	
43	892,6612926	enero	
44	831,0908765	febrero	
45	772,5340739	marzo	
46	716,9595312	abril	2020
47	664,324183	mayo	607,2936574
48	614,5743813	junio	
49	567,6470216	julio	
50	523,4706578	agosto	

AÑO 4 (JUL 2020-JUL 2021)

51	481,9665957	septiembre	
52	443,0499563	octubre	
53	406,6307017	noviembre	
54	372,6146173	diciembre	
55	340,9042438	enero	
56	311,3997567	febrero	
57	283,9997866	marzo	
58	258,6021813	abril	
59	235,1047047	mayo	2021
60	213,4056738	junio	213,0379952
61	193,4045328	julio	
62	175,0023651	agosto	

AÑO 5 (JUL 2021-JUL 2022)

63	158,1023436	septiembre	
64	142,6101229	octubre	
65	128,4341728	noviembre	
66	115,4860584	diciembre	
67	103,6806678	enero	
68	92,93639167	febrero	2022
69	83,17525748	marzo	79,91529579
70	74,32302185	abril	
71	66,30922507	mayo	
72	59,06721087	junio	

1.3 Casanare

1.3.1 Análisis de producción

1.3.1.1 Tabla de datos lineales

	2016						2017						
	Junio	Julio	Agos- to	Septiem- bre	Octu- bre	Noviem- bre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
CUPIAGUA	11.97	11.855	11.616	11.363	11.420	10.958	11.134	11.335	11.249	11.155	10.749	10.797	10.838
PAUTO SUR PIEDEMORTE	29.39	31.326	31.027	31.028	30.988	29.353	29.877	28.665	29.373	29.207	28.378	33.077	29.802
TUA	10.52	9.538	9.720	9.373	8.623	8.278	8.168	7.970	7.708	7.964	8.024	5.293	6.782
TIGANA	11.49	11.186	11.902	10.564	12.150	14.355	14.666	15.701	17.174	18.784	18.583	18.195	17.878
FLOREÑA	12.01	11.490	11.245	11.599	11.723	11.648	11.389	10.874	11.350	11.246	10.148	10.496	10.226
JACANA	8.562	6.297	8.562	11.499	12.155	12.295	12.147	12.474	12.302	13.796	14.186	17.483	17.851

1.3.1.2 Tabla de datos Semi-Logarítmicos

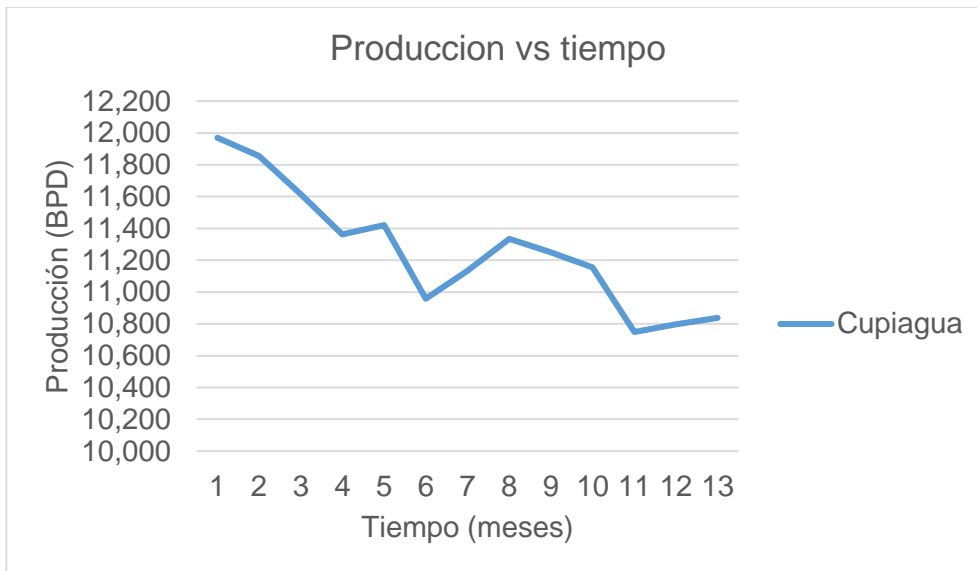
	2016							2017					
	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
CUPIAGUA	4.0781	4.0739	4.0651	4.0555	4.0577	4.0397	4.0467	4.0544	4.0511	4.0475	4.0314	4.0333	4.0349
PAUTO SUR PIEDEMONTÉ	4.4683	4.4959	4.4917	4.4918	4.4912	4.4677	4.4753	4.4574	4.4679	4.4655	4.4530	4.5195	4.4742
TUA	4.0222	3.9795	3.9877	3.9719	3.9357	3.9179	3.9121	3.9015	3.8869	3.9011	3.9044	3.7237	3.8314
TIGANA	4.0606	4.0487	4.0756	4.0238	4.0846	4.1570	4.1663	4.1959	4.2349	4.2738	4.2691	4.2600	4.2523
FLOREÑA	4.0796	4.0603	4.0510	4.0644	4.0690	4.0663	4.0565	4.0364	4.0550	4.0510	4.0064	4.0210	4.0097
JACANA	3.9326	3.7991	3.9326	4.0607	4.0848	4.0897	4.0845	4.0960	4.0900	4.1398	4.1519	4.2426	4.2517

1.3.1.3 Tabla de datos Logarítmicos

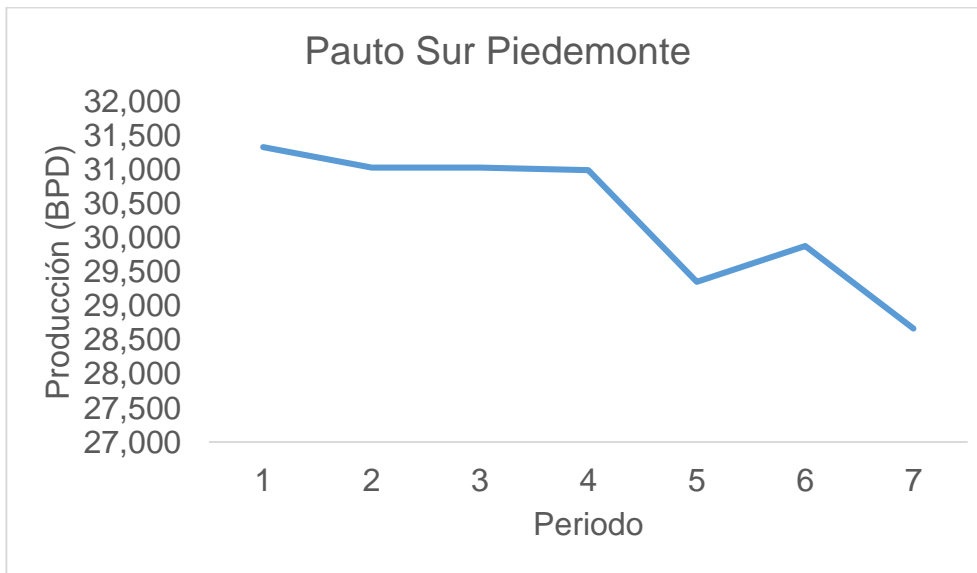
	2016							2017					
	Junio	Julio	Agos- to	Septiembre	Octu- bre	Noviem- bre	Diciem- bre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	0	0	0.301	0.4771	0.6020	0.698	0.77815	0.8450	0.9030	0.9542	1	1.041	1.0791
CUPIAGUA	4.078	4.073	4.0651	4.0555	4.0577	4.039	4.0467	4.0544	4.0511	4.0475	4.03	4.0333	4.0349
PAUTO SUR PIEDEMONT	4.468	4.459	4.4917	4.4918	4.4912	4.467	4.4753	4.4574	4.4679	4.4655	4.45	4.5195	4.4742
TUA	4.022	3.979	3.9877	3.9719	3.9357	3.917	3.9121	3.9015	3.8869	3.9011	3.90	3.7237	3.8314
TIGANA	4.060	4.048	4.0756	4.023	4.0846	4.157	4.1663	4.1959	4.2349	4.2738	4.26	4.2600	4.2523
FLOREÑA	4.079	4.060	4.0510	4.0644	4.0690	4.066	4.0565	4.0364	4.0550	4.0510	4.00	4.0210	4.0097
JACANA	3.932	3.799	3.9326	4.0607	4.0848	4.089	4.0845	4.0960	4.0900	4.1398	4.15	4.2426	4.2517

1.3.1.4 Gráficos lineales

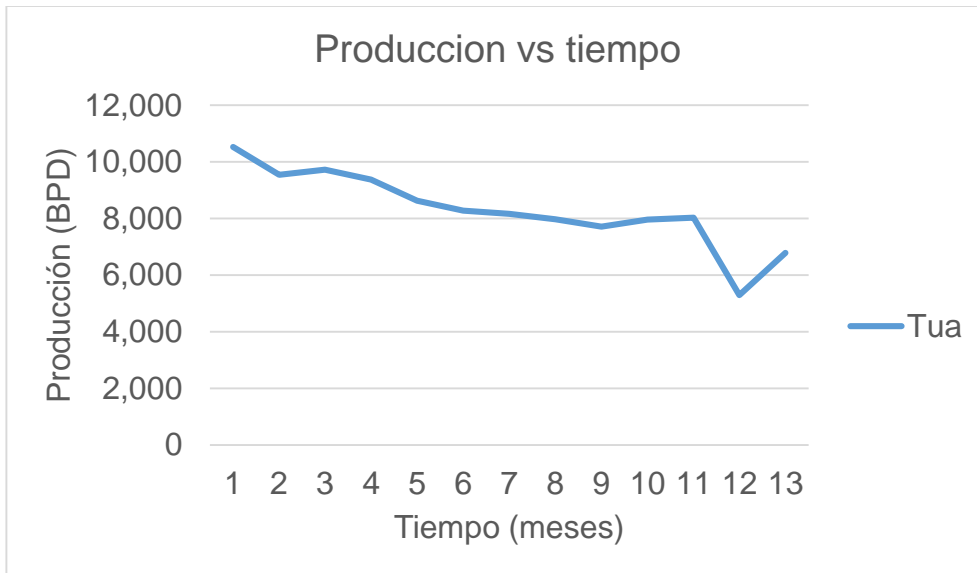
1.3.1.4.1 Cupiagua



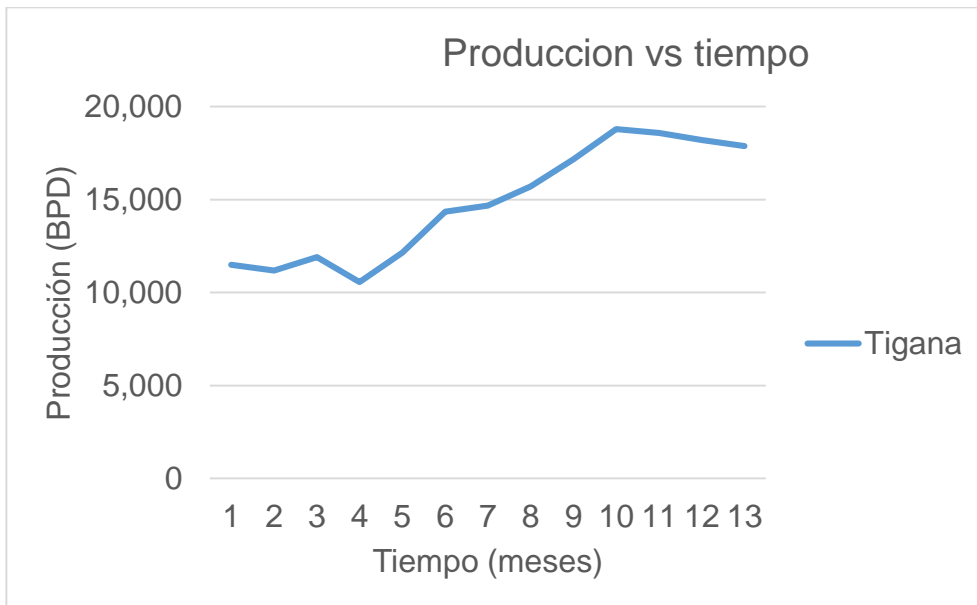
1.3.1.4.2 Pauto Sur Piedemonte



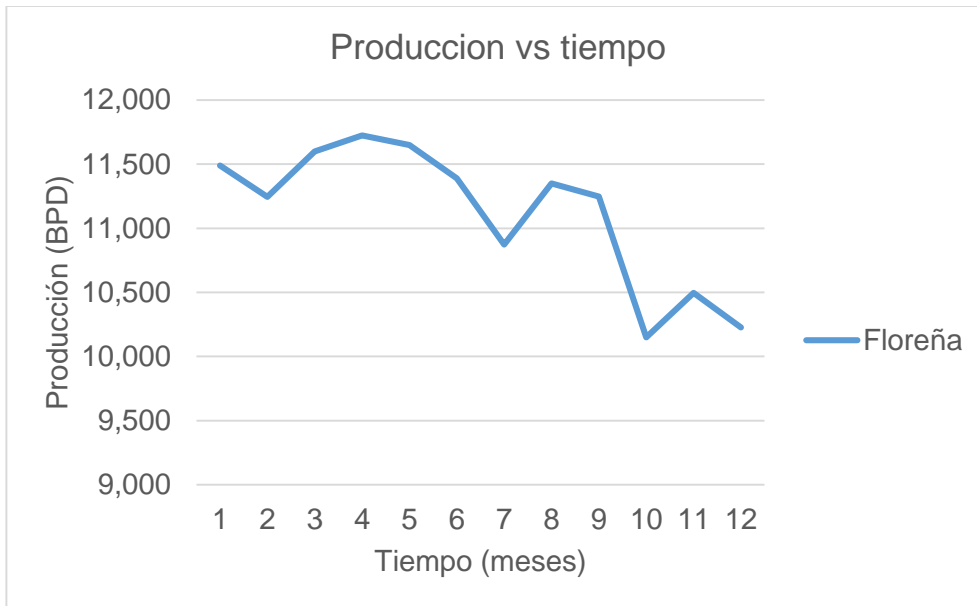
1.3.1.4.3 Tua



1.3.1.4.4 Tigana



1.3.1.4.5 Floreña

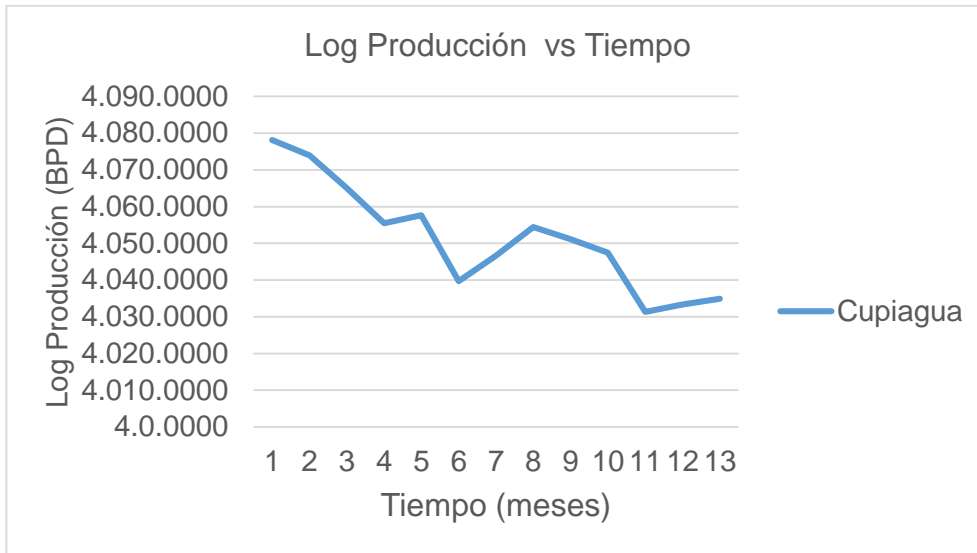


1.3.1.4.6 Jacana

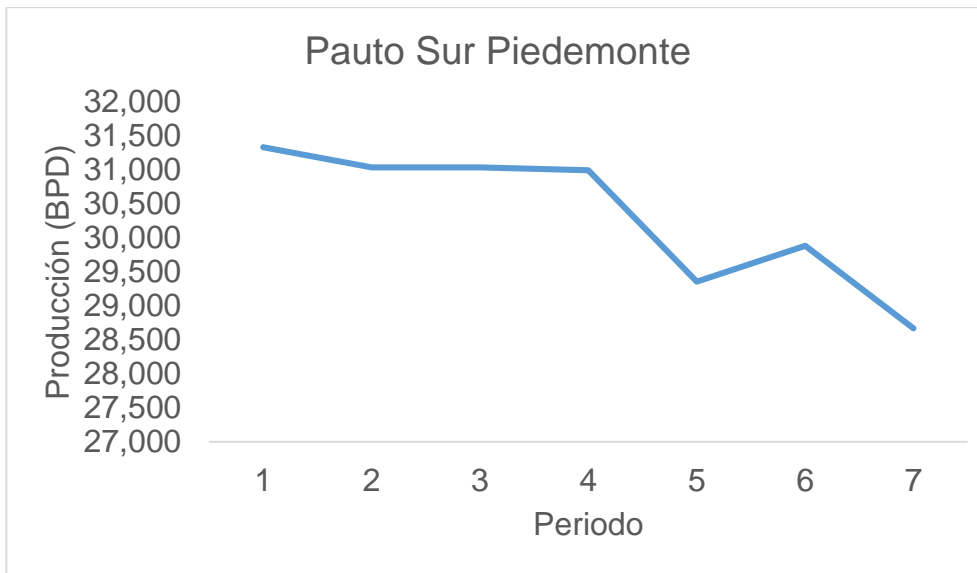


1.3.1.5 Gráficos Semi-Logarítmicos

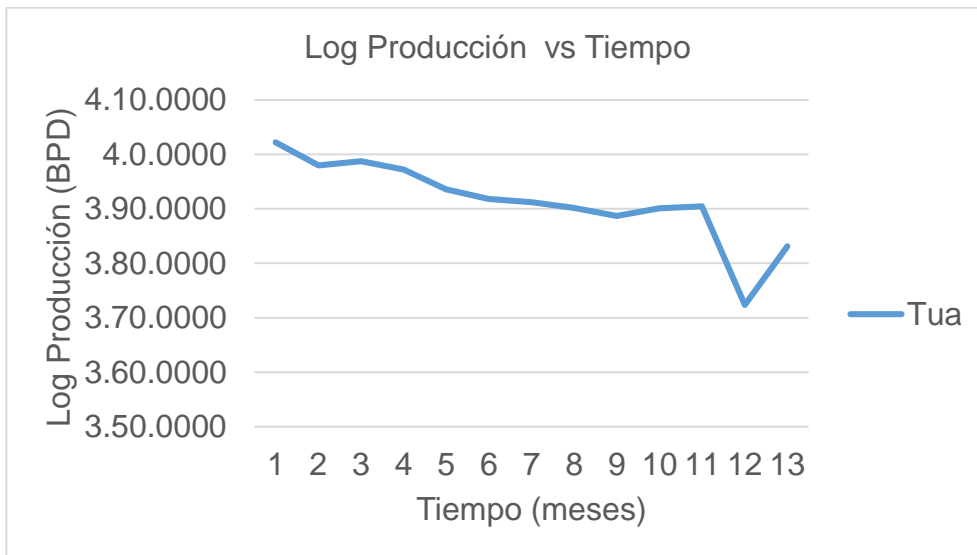
1.3.1.5.1 Cupiagua



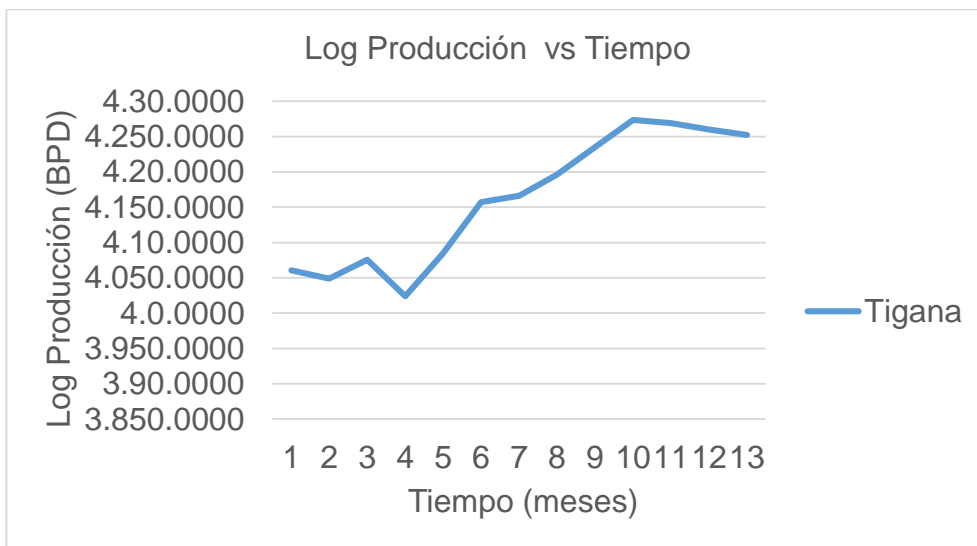
1.3.1.5.2 Pauto Sur Piedemonte



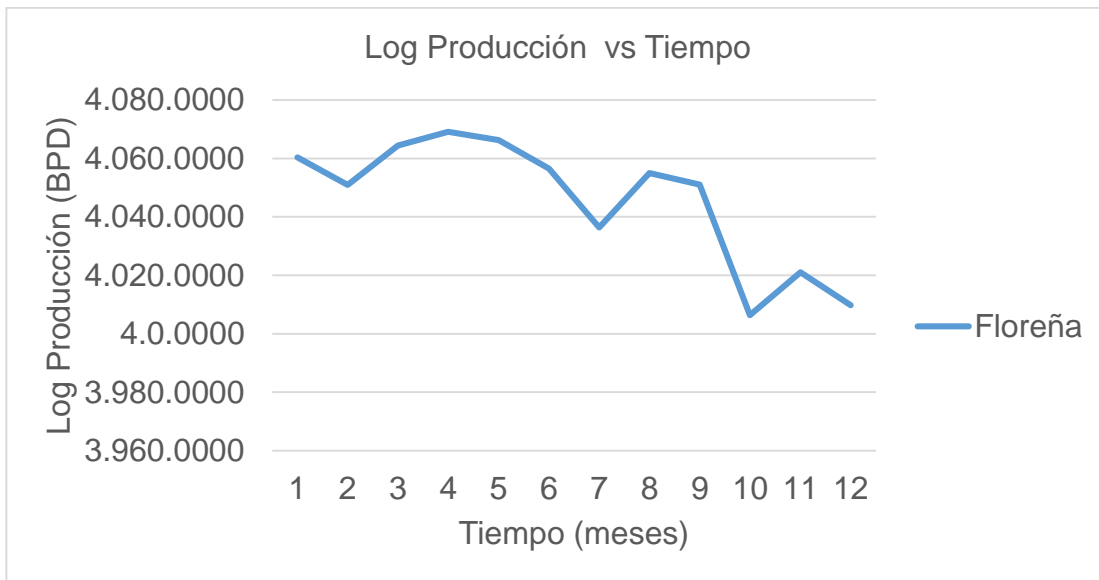
1.3.1.5.3 Tua



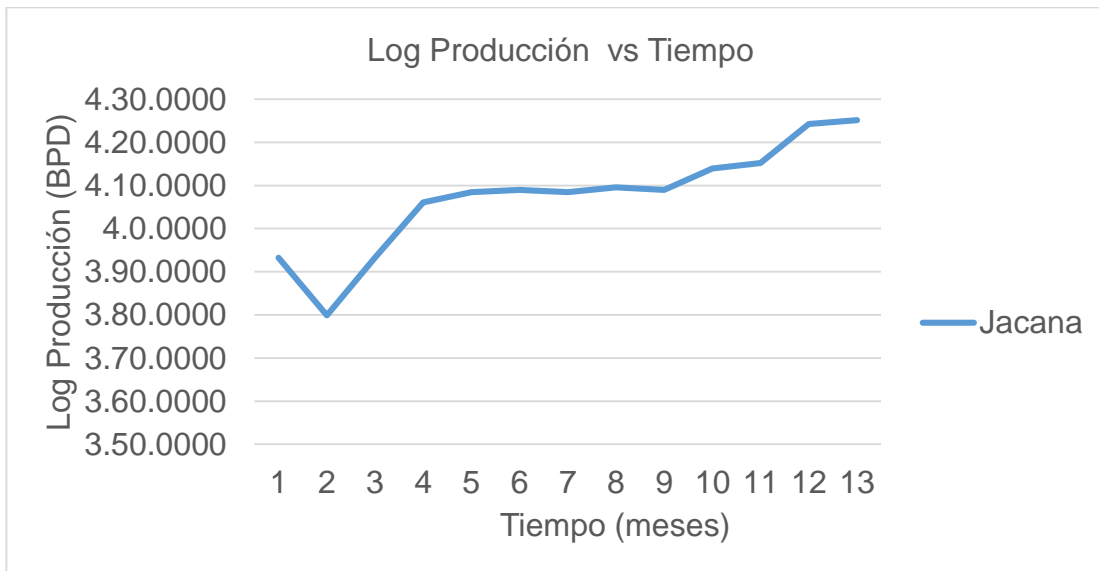
1.3.1.5.4 Tigana



1.3.1.5.5 Floreña

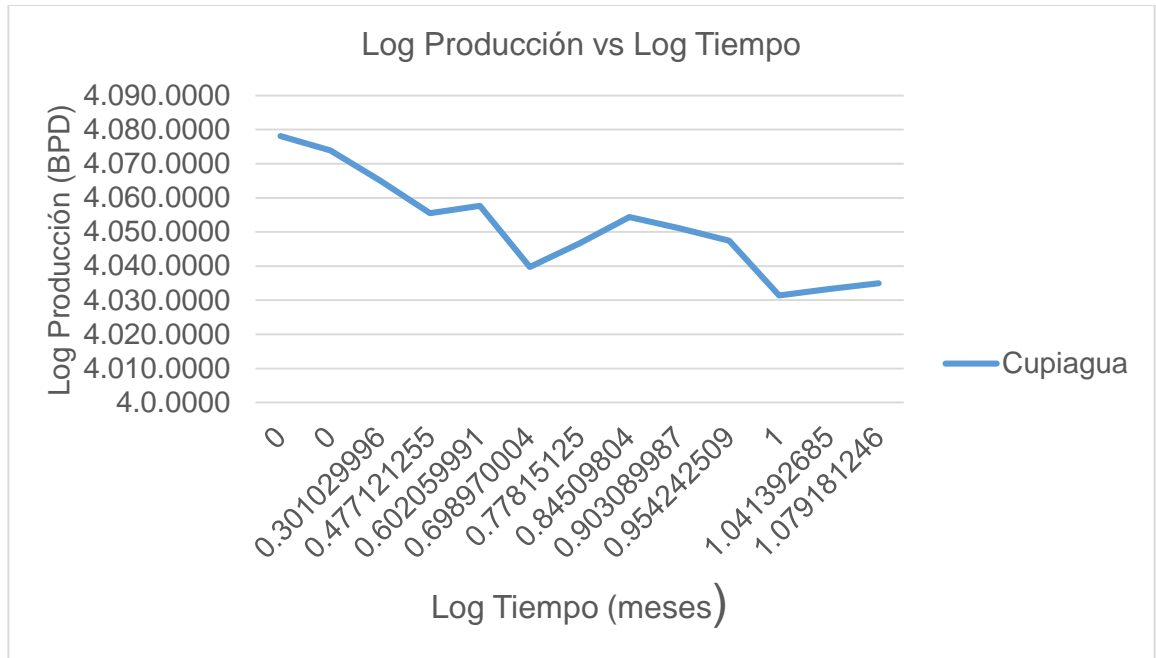


1.3.1.5.6 Jacana

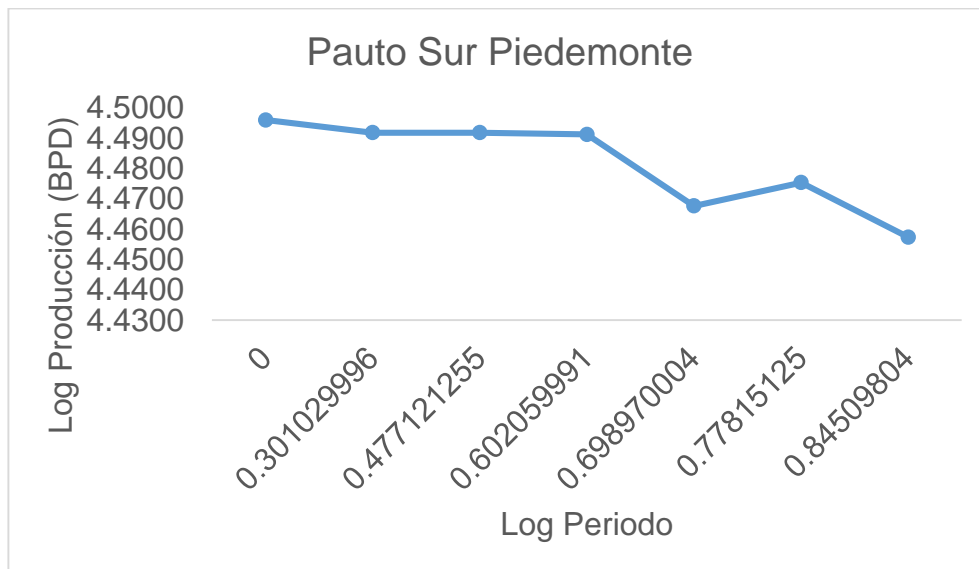


1.3.1.6 Gráficos Logarítmicos

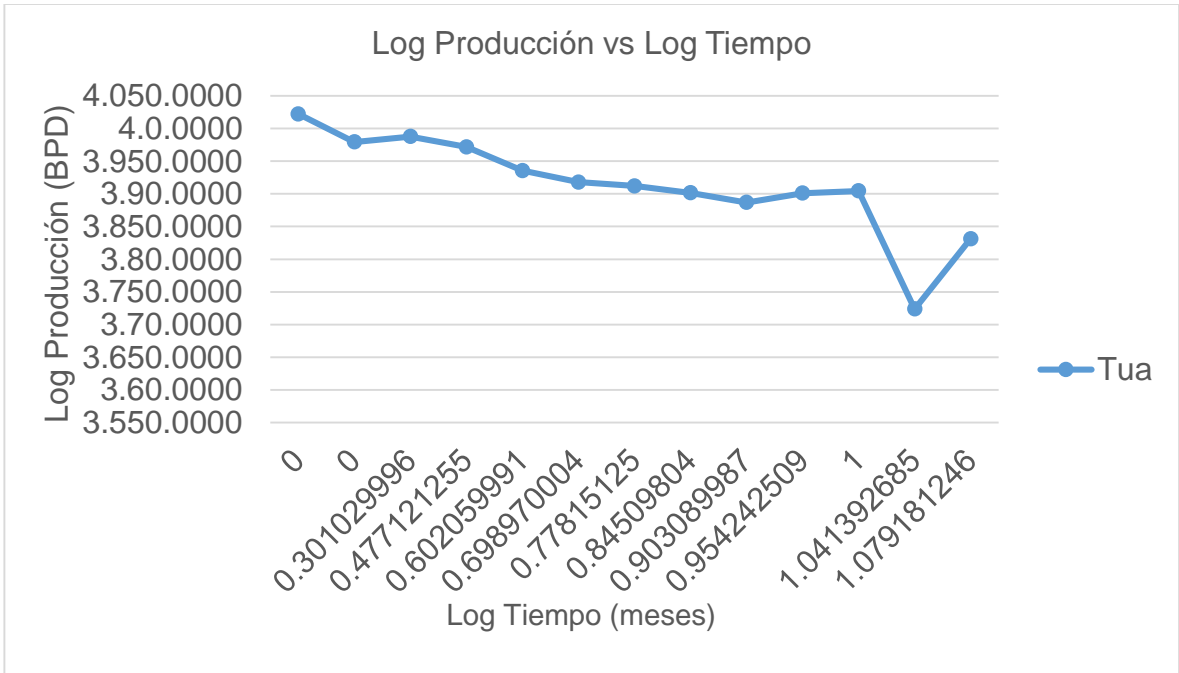
1.3.1.6.1 Cupiagua



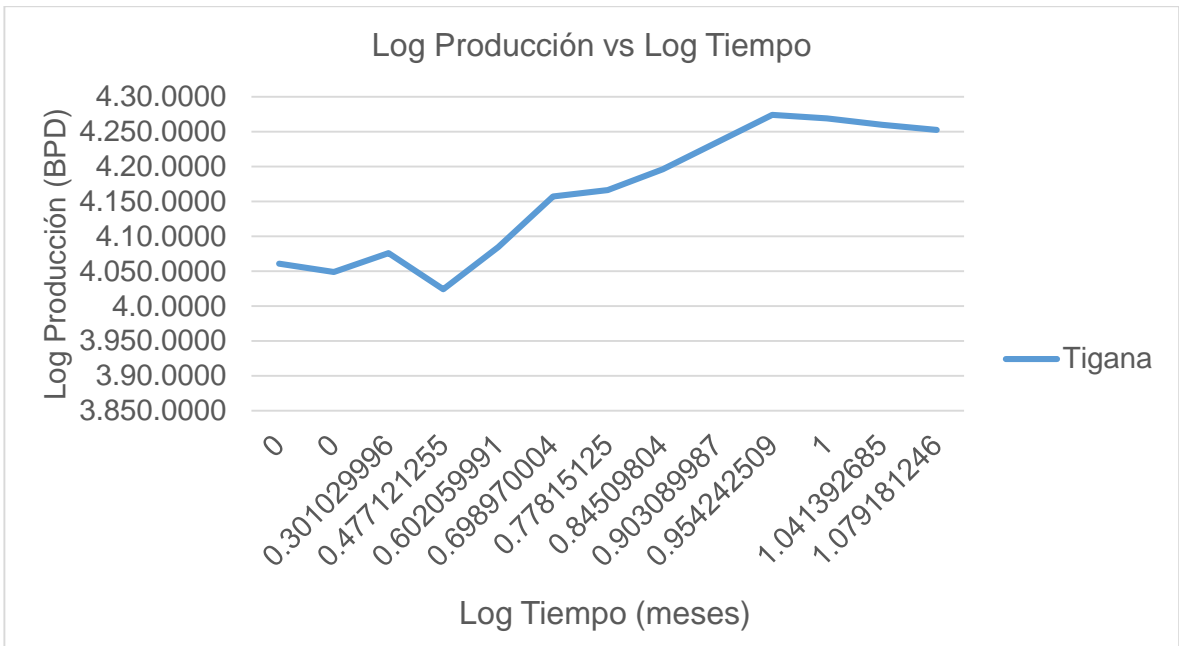
1.3.1.6.2 Pauto Sur Piedemonte



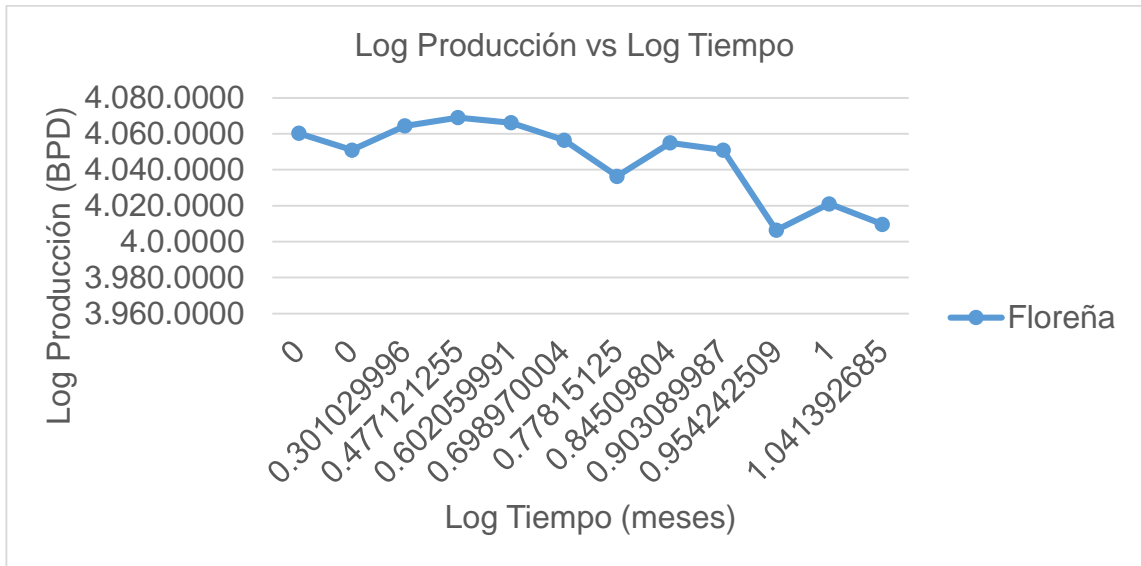
1.3.1.6.3 Tua



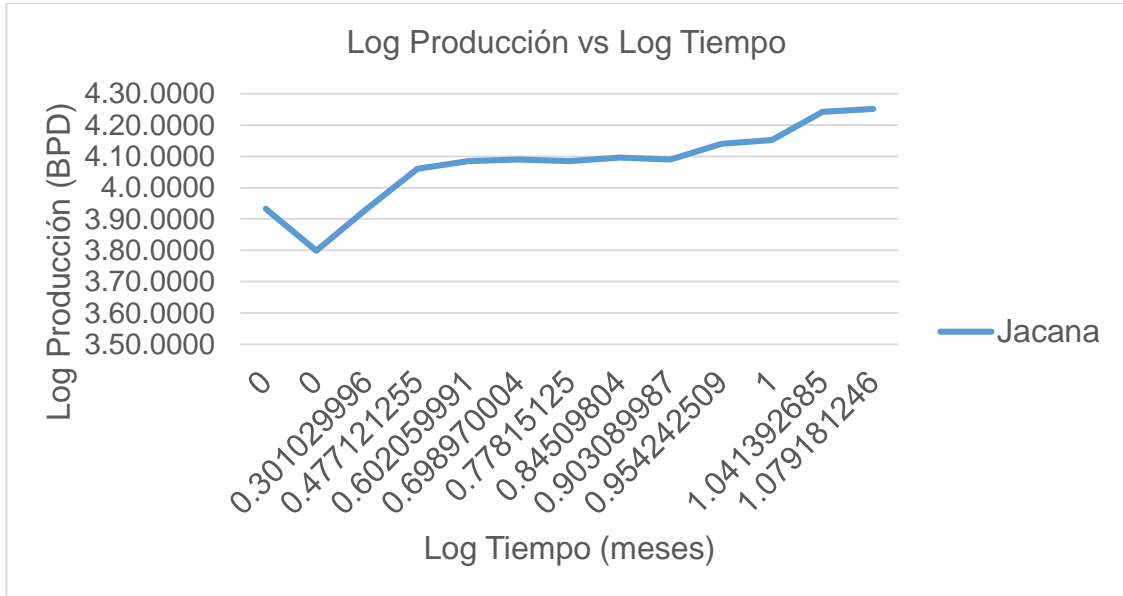
1.3.1.6.4 Tigana



1.3.1.6.5 Floreña



1.3.1.6.6 Floreña



1.3.1.7 Ecuaciones de declinación

	Declinación	Ecuación	Ecuación Di	Di	b
Cupiagua	Hiperbólica	$q_t = \frac{q_i}{(1+bD_it)^{\frac{1}{b}}}$	$D_i = \frac{(\frac{q_i}{q_2})^{b-1}}{bt_2}$	0.000889	0.5
Pauto Sur Piedemonte	Hiperbólica	$q_t = \frac{q_i}{(1+bD_it)^{\frac{1}{b}}}$	$D_i = \frac{(\frac{q_i}{q_2})^{b-1}}{bt_2}$	-0.000111	0.5
Tua	Hiperbólica	$q_t = \frac{q_i}{(1+bD_it)^{\frac{1}{b}}}$	$D_i = \frac{(\frac{q_i}{q_2})^{b-1}}{bt_2}$	0.004101	0.5
Tigana	Hiperbólica	$q_t = \frac{q_i}{(1+bD_it)^{\frac{1}{b}}}$	$D_i = \frac{(\frac{q_i}{q_2})^{b-1}}{bt_2}$	0.003800786	0.5
Floreña	Hiperbólica	$q_t = \frac{q_i}{(1+bD_it)^{\frac{1}{b}}}$	$D_i = \frac{(\frac{q_i}{q_2})^{b-1}}{bt_2}$	0.001048612	0.5
Jacana	Hiperbólica	$q_t = \frac{q_i}{(1+bD_it)^{\frac{1}{b}}}$	$D_i = \frac{(\frac{q_i}{q_2})^{b-1}}{bt_2}$	0.006376133	0.5

1.3.1.7.1 Cupiagua

	CUPIAGUA	PRODUCCIÓN (BPD)	MES	AÑO
AÑO 1 (JUN 2016-JUN 2017)	0	11970	Junio	
	1	11959.36935	Julio	
	2	11938.14109	Agosto	2016
	3	11906.37636	Septiembre	
	4	11864.16418	Octubre	11885.5089
	5	11811.62098	Noviembre	
	6	11748.89008	Diciembre	
	7	11676.14106	Enero	
	8	11593.56898	Febrero	
	9	11501.39351	Marzo	
	10	11399.85795	Abril	
	11	11289.22821	Mayo	2017
	12	11169.79159	Junio	
AÑO 1 (JUL 2017-JUL 2018)	13	11041.85557	Julio	11057.3649
	14	10905.7465	Agosto	
	15	10761.80822	Septiembre	
	16	10610.40061	Octubre	
	17	10451.89808	Noviembre	
	18	10286.6881	Diciembre	
	19	10115.16956	Enero	
	20	9937.751224	Febrero	
	21	9754.850119	Marzo	
	22	9566.88991	Abril	
	23	9374.299294	Mayo	2018
	24	9177.5104	Junio	
	25	8976.957202	Julio	9056.53781
AÑO 2 (JUL 2018-JUL 2019)	26	8773.07397	Agosto	
	27	8566.293735	Septiembre	
	28	8357.046819	Octubre	
	29	8145.75939	Noviembre	
	30	7932.852089	Diciembre	
	31	7718.738704	Enero	
	32	7503.82492	Febrero	
	33	7288.507125	Marzo	
	34	7073.17131	Abril	
	35	6858.192024	Mayo	2019

AÑO 3 (JUL 2019-JUL 2020)

AÑO 4 (JUL 2020-JUL 2021)

AÑO 5 (JUL 2021-JUL 2022)

36	6643.931428	Junio	
37	6430.738425	Julio	6544.40541
38	6218.947872	Agosto	
39	6008.879886	Septiembre	
40	5800.839231	Octubre	
41	5595.114796	Noviembre	
42	5391.979158	Diciembre	
43	5191.688232	Enero	
44	4994.481006	Febrero	
45	4800.579361	Marzo	
46	4610.187968	Abril	
47	4423.494261	Mayo	2020
48	4240.668498	Junio	
49	4061.863877	Julio	4174.96465
50	3887.216731	Agosto	
51	3716.846784	Septiembre	
52	3550.857469	Octubre	
53	3389.336296	Noviembre	
54	3232.355281	Diciembre	
55	3079.971413	Enero	
56	2932.227169	Febrero	
57	2789.151061	Marzo	
58	2650.758225	Abril	
59	2517.051029	Mayo	2021
60	2388.019711	Junio	
61	2263.643029	Julio	2352.79233
62	2143.888941	Agosto	
63	2028.715274	Septiembre	
64	1918.070422	Octubre	
65	1811.894028	Noviembre	
66	1710.117682	Diciembre	
67	1612.665598	Enero	
68	1519.455297	Febrero	2022
69	1430.398272	Marzo	
70	1345.400644	Abril	1393.24477
71	1264.363796	Mayo	
72	1187.184997	Junio	

3.3.1.7.2 Pauto Sur Piedemonte

	TUA	PRODUCCIÓN (BPDC)	MES	AÑO
AÑO 1 (JUN 2016-JUN 2017)	0	10525	Junio	
	1	10481.9703	Julio	
	2	10396.525	Agosto	2016
	3	10269.7899	Septiembre	
	4	10103.378	Octubre	10190.8884
	5	9899.35561	Noviembre	
	6	9660.19973	Diciembre	
	7	9388.74854	Enero	
	8	9088.14567	Febrero	
	9	8761.78025	Marzo	
	10	8413.22416	Abril	
	11	8046.168	Mayo	2017
AÑO 1 (JUL 2017-JUL 2018)	12	7664.35757	Junio	
	13	7271.53206	Julio	7413.57614
	14	6871.36561	Agosto	
	15	6467.41322	Septiembre	
	16	6063.06215	Octubre	
	17	5661.48955	Noviembre	
	18	5265.62698	Diciembre	
	19	4878.1321	Enero	
	20	4501.36774	Febrero	
	21	4137.38819	Marzo	
	22	3787.93261	Abril	
	23	3454.4249	Mayo	2018
AÑO 2 (JUL 2018-JUL 2019)	24	3137.97976	Junio	
	25	2839.41393	Julio	3092.03242
	26	2559.26213	Agosto	
	27	2297.79677	Septiembre	
	28	2055.05061	Octubre	
	29	1830.84154	Noviembre	
	30	1624.79875	Diciembre	
	31	1436.38948	Enero	
	32	1264.94577	Febrero	
	33	1109.69049	Marzo	
	34	969.762288	Abril	
	35	844.238943	Mayo	2019
36	732.158845	Junio		

AÑO 3 (JUL 2019-JUL 2020)

37	632.540377	Julio	752.199481
38	544.399046	Agosto	
39	466.762293	Septiembre	
40	398.681985	Octubre	
41	339.244656	Noviembre	
42	287.579604	Diciembre	
43	242.864987	Enero	
44	204.332091	Febrero	
45	171.267976	Marzo	
46	143.016693	Abril	
47	118.979276	Mayo	2020
48	98.6127287	Junio	
49	81.4281791	Julio	107.772577

AÑO 4 (JUL 2020-JUL 2021)

50	66.9883957	Agosto	
51	54.9048289	Septiembre	
52	44.8343226	Octubre	
53	36.4756272	Noviembre	
54	29.5658236	Diciembre	
55	23.8767501	Enero	
56	19.211506	Febrero	
57	15.401092	Marzo	
58	12.3012275	Abril	
59	9.78937884	Mayo	2021
60	7.76201498	Junio	
61	6.13210198	Julio	9.17792695

AÑO 5 (JUL 2021-JUL 2022)

62	4.82683772	Agosto	
63	3.78562279	Septiembre	
64	2.95825871	Octubre	
65	2.30336092	Noviembre	
66	1.78697184	Diciembre	
67	1.38135763	Enero	
68	1.06397171	Febrero	2022
69	0.81656802	Marzo	
70	0.62444731	Abril	0.78723994
71	0.47582053	Mayo	
72	0.36127446	Junio	

3.3.1.7.3 Tua

	TUA	PRODUCCIÓN (BPD)	MES	AÑO
AÑO 1 (JUN 2016-JUN 2017)	0	10525	Junio	
	1	10481.9703	Julio	
	2	10396.525	Agosto	2016
	3	10269.7899	Septiembre	
	4	10103.378	Octubre	10190.8884
	5	9899.35561	Noviembre	
	6	9660.19973	Diciembre	
	7	9388.74854	Enero	
	8	9088.14567	Febrero	
	9	8761.78025	Marzo	
	10	8413.22416	Abril	
	11	8046.168	Mayo	2017
AÑO 1 (JUL 2017-JUL 2018)	12	7664.35757	Junio	
	13	7271.53206	Julio	7413.57614
	14	6871.36561	Agosto	
	15	6467.41322	Septiembre	
	16	6063.06215	Octubre	
	17	5661.48955	Noviembre	
	18	5265.62698	Diciembre	
	19	4878.1321	Enero	
	20	4501.36774	Febrero	
	21	4137.38819	Marzo	
	22	3787.93261	Abril	
	23	3454.4249	Mayo	2018
AÑO 2 (JUL 2018-JUL 2019)	24	3137.97976	Junio	
	25	2839.41393	Julio	3092.03242
	26	2559.26213	Agosto	
	27	2297.79677	Septiembre	
	28	2055.05061	Octubre	
	29	1830.84154	Noviembre	
	30	1624.79875	Diciembre	
	31	1436.38948	Enero	
	32	1264.94577	Febrero	
	33	1109.69049	Marzo	
	34	969.762288	Abril	
	35	844.238943	Mayo	2019
36	732.158845	Junio		

AÑO 3 (JUL 2019-JUL 2020)	37	632.540377	Julio	752.199481
	38	544.399046	Agosto	
	39	466.762293	Septiembre	
	40	398.681985	Octubre	
	41	339.244656	Noviembre	
	42	287.579604	Diciembre	
	43	242.864987	Enero	
	44	204.332091	Febrero	
	45	171.267976	Marzo	
	46	143.016693	Abril	
AÑO 4 (JUL 2020-JUL 2021)	47	118.979276	Mayo	2020
	48	98.6127287	Junio	
	49	81.4281791	Julio	107.772577
	50	66.9883957	Agosto	
	51	54.9048289	Septiembre	
	52	44.8343226	Octubre	
	53	36.4756272	Noviembre	
	54	29.5658236	Diciembre	
	55	23.8767501	Enero	
	56	19.211506	Febrero	
AÑO 5 (JUL 2021-JUL 2022)	57	15.401092	Marzo	
	58	12.3012275	Abril	
	59	9.78937884	Mayo	2021
	60	7.76201498	Junio	
	61	6.13210198	Julio	9.17792695
	62	4.82683772	Agosto	
	63	3.78562279	Septiembre	
	64	2.95825871	Octubre	
	65	2.30336092	Noviembre	
	66	1.78697184	Diciembre	
67	1.38135763	Enero		
68	1.06397171	Febrero	2022	
69	0.81656802	Marzo		
70	0.62444731	Abril	0.78723994	
71	0.47582053	Mayo		
72	0.36127446	Junio		

3.3.1.7.4 Tigana

	TIGANA	PRODUCCIÓN (BPD)	MES	AÑO
AÑO 1 (JUN 2016-JUN 2017)	0	11497	Junio	
	1	11453.4266	Julio	
	2	11366.8564	Agosto	2016
	3	11238.3475	Septiembre	
	4	11069.4179	Octubre	11157.9356
	5	10862.0162	Noviembre	
	6	10618.4842	Diciembre	
	7	10341.513	Enero	
	8	10034.0942	Febrero	
	9	9699.46646	Marzo	
	10	9341.05928	Abril	
	11	8962.43551	Mayo	2017
AÑO 1 (JUL 2017-JUL 2018)	12	8567.23344	Junio	
	13	8159.1102	Julio	8297.81363
	14	7741.68729	Agosto	
	15	7318.49964	Septiembre	
	16	6892.94886	Octubre	
	17	6468.26169	Noviembre	
	18	6047.45402	Diciembre	
	19	5633.30116	Enero	
	20	5228.3143	Febrero	
	21	4834.72347	Marzo	
	22	4454.4668	Abril	
	23	4089.18575	Mayo	2018
AÑO 2 (JUL 2018-JUL 2019)	24	3740.2261	Junio	
	25	3408.64402	Julio	3675.55825
	26	3095.21679	Agosto	
	27	2800.45746	Septiembre	
	28	2524.63271	Octubre	
	29	2267.78344	Noviembre	
	30	2029.74705	Diciembre	
	31	1810.18112	Enero	
	32	1608.58759	Febrero	
	33	1424.337	Marzo	
	34	1256.69224	Abril	
	35	1104.83141	Mayo	2019

AÑO 3 (JUL 2019-JUL 2020)	36	967.869392	Junio	
	37	844.877817	Julio	984.918069
	38	734.903316	Agosto	
	39	636.983793	Septiembre	
	40	550.162713	Octubre	
	41	473.501358	Noviembre	
	42	406.089077	Diciembre	
	43	347.051625	Enero	
	44	295.557669	Febrero	
	45	250.823619	Marzo	
	46	212.116931	Abril	
	47	178.758048	Mayo	2020
AÑO 4 (JUL 2020-JUL 2021)	48	150.121148	Junio	
	49	125.633885	Julio	161.043818
	50	104.776279	Agosto	
	51	87.078919	Septiembre	
	52	72.1206408	Octubre	
	53	59.525796	Noviembre	
	54	48.9612528	Diciembre	
	55	40.1332275	Enero	
	56	32.7840407	Febrero	
	57	26.6888747	Marzo	
	58	21.6525967	Abril	
	59	17.5066964	Mayo	2021
AÑO 5 (JUL 2021-JUL 2022)	60	14.1063754	Junio	
	61	11.3278171	Julio	16.1992903
	62	9.06565293	Agosto	
	63	7.23063652	Septiembre	
	64	5.74752748	Octubre	
	65	4.55318355	Noviembre	
	66	3.59485455	Diciembre	
	67	2.82866832	Enero	
	68	2.21829723	Febrero	2022
	69	1.73379167	Marzo	
	70	1.35056661	Abril	1.66519431
	71	1.04852663	Mayo	
72	0.81131541	Junio		

3.3.1.7.5 Floreña


	FLOREÑA	PRODUCCIÓN (BPD)	MES	AÑO
AÑO 1 (JUN 2016-JUN 2017)	0	11490	Junio	
	1	11477.96092	Julio	
	2	11453.92687	Agosto	2016
	3	11417.97952	Septiembre	
	4	11370.23763	Octubre	11394.4268
	5	11310.85639	Noviembre	
	6	11240.02658	Diciembre	
	7	11157.97358	Enero	
	8	11064.95613	Febrero	
	9	10961.26501	Marzo	
	10	10847.22154	Abril	
	11	10723.17588	Mayo	2017
AÑO 1 (JUL 2017-JUL 2018)	12	10589.50528	Junio	
	13	10446.61218	Julio	10465.708
	14	10294.92216	Agosto	
	15	10134.88189	Septiembre	
	16	9966.956926	Octubre	
	17	9791.629457	Noviembre	
	18	9609.396047	Diciembre	
	19	9420.765297	Enero	
	20	9226.255513	Febrero	
	21	9026.392366	Marzo	
	22	8821.706562	Abril	
	23	8612.731546	Mayo	2018
AÑO 2 (JUL 2018-JUL 2019)	24	8400.00124	Junio	
	25	8184.047831	Julio	8274.71867
	26	7965.399628	Agosto	
	27	7744.579001	Septiembre	
	28	7522.100396	Octubre	
	29	7298.468453	Noviembre	
	30	7074.176232	Diciembre	
	31	6849.703548	Enero	
	32	6625.515427	Febrero	
	33	6402.06069	Marzo	
	34	6179.770664	Abril	
	35	5959.058032	Mayo	2019

AÑO 3 (JUL 2019-JUL 2020)	36	5740.31581	Junio	
	37	5523.91647	Julio	5646.60654
	38	5310.211197	Agosto	
	39	5099.529281	Septiembre	
	40	4892.177649	Octubre	
	41	4688.440525	Noviembre	
	42	4488.579222	Diciembre	
	43	4292.832057	Enero	
	44	4101.414389	Febrero	
	45	3914.518768	Marzo	
	46	3732.315196	Abril	
	47	3554.951488	Mayo	2020
AÑO 4 (JUL 2020-JUL 2021)	48	3382.553729	Junio	
	49	3215.226819	Julio	3328.52796
	50	3053.055094	Agosto	
	51	2896.103028	Septiembre	
	52	2744.415989	Octubre	
	53	2598.02106	Noviembre	
	54	2456.927905	Diciembre	
	55	2321.129674	Enero	
	56	2190.603944	Febrero	
	57	2065.313685	Marzo	
	58	1945.208244	Abril	
	59	1830.224337	Mayo	2021
AÑO 5 (JUL 2021-JUL 2022)	60	1720.287055	Junio	
	61	1615.310856	Julio	1696.37549
	62	1515.200558	Agosto	
	63	1419.852317	Septiembre	
	64	1329.154588	Octubre	
	65	1242.989057	Noviembre	
	66	1161.231557	Diciembre	
	67	1083.752946	Enero	
	68	1010.419949	Febrero	2022
	69	941.0959737	Marzo	
	70	875.6418777	Abril	913.434298
	71	813.9166986	Mayo	
72	755.7783425	Junio		

3.3.1.7.6 Jacana

	JACANA	PRODUCCIÓN (BPD)	MES	AÑO
AÑO 1 (JUN 2016-JUN 2017)	0	8562	Junio	
	1	8507.667511	Julio	
	2	8400.204362	Agosto	2016
	3	8241.798053	Septiembre	
	4	8035.548411	Octubre	8146.92045
	5	7785.367505	Noviembre	
	6	7495.857309	Diciembre	
	7	7172.17041	Enero	
	8	6819.859572	Febrero	
	9	6444.722209	Marzo	
	10	6052.645706	Abril	
	11	5649.459183	Mayo	2017
	12	5240.796653	Junio	
AÑO 1 (JUL 2017-JUL 2018)	13	4831.975728	Julio	5045.58551
	14	4427.895062	Agosto	
	15	4032.952679	Septiembre	
	16	3650.986306	Octubre	
	17	3285.235788	Noviembre	
	18	2938.326782	Diciembre	
	19	2612.274105	Enero	
	20	2308.502497	Febrero	
	21	2027.882116	Marzo	
	22	1770.775768	Abril	
	23	1537.094797	Mayo	2018
	24	1326.360608	Junio	
	25	1137.768945	Julio	1355.95886
AÑO 2 (JUL 2018-JUL 2019)	26	970.2543708	Agosto	
	27	822.5527134	Septiembre	
	28	693.2596997	Octubre	
	29	580.8843745	Noviembre	
	30	483.8963602	Diciembre	
	31	400.7663897	Enero	
	32	329.999906	Febrero	
	33	270.1638252	Marzo	
	34	219.9068011	Abril	
	35	177.9735222	Mayo	2019
	36	143.2136932	Junio	

AÑO 3 (JUL 2019-JUL 2020)	37	114.586436	Julio	162.957005
	38	91.16087005	Agosto	
	39	72.11362323	Septiembre	
	40	56.72398854	Octubre	
	41	44.36737536	Noviembre	
	42	34.50763165	Diciembre	
	43	26.68872789	Enero	
	44	20.52620804	Febrero	
	45	15.69872931	Marzo	
	46	11.93993465	Abril	
	47	9.030832495	Mayo	2020
	48	6.792797842	Junio	
AÑO 4 (JUL 2020-JUL 2021)	49	5.081258611	Julio	8.91626445
	50	3.780090676	Agosto	
	51	2.796713726	Septiembre	
	52	2.057857126	Octubre	
	53	1.505949223	Noviembre	
	54	1.096073818	Diciembre	
	55	0.793432654	Enero	
	56	0.571251715	Febrero	
	57	0.40907082	Marzo	
	58	0.291359609	Abril	
	59	0.20640791	Mayo	2021
	60	0.145443972	Junio	
AÑO 5 (JUL 2021-JUL 2022)	61	0.101939792	Julio	0.22604177
	62	0.071068404	Agosto	
	63	0.049283365	Septiembre	
	64	0.033995484	Octubre	
	65	0.023326269	Noviembre	
	66	0.015921301	Diciembre	
	67	0.010810035	Enero	
	68	0.007301244	Febrero	2022
	69	0.00490562	Marzo	
	70	0.003278869	Abril	0.00498635
	71	0.002180185	Mayo	
	72	0.00144214	Junio	

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


AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES




Nosotros **Benjamin Torrado Niño** y **Reynel Isaac Villabona Gonzalez** en calidad de titulares de la obra **ANÁLISIS TÉCNICO FINANCIERO DE LAS ALTERNATIVAS DE TRANSPORTE PARA EL PROYECTO REFIBOYACÁ EN EL MUNICIPIO DE DUITAMA**, elaborada en el año 2017, autorizamos al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América** para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que nos corresponden y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como autores manifestamos conocer que:

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

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

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

	Atribución- no comercial- sin derivar: permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.	<input type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial: permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.	<input checked="" type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial – compartir igual: permite distribuir, modificar, crear obras derivadas, sin fines económicos, siempre y cuando las obras derivadas estén licenciadas de la misma forma.	<input type="checkbox"/>

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

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

De igual forma como autores autorizamos la consulta de los medios físicos del presente trabajo de grado así:

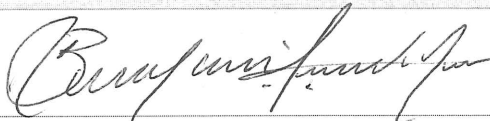
AUTORIZO (AUTORIZAMOS)	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	X	
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación	X	

Información Confidencial: este Trabajo de Grado contiene información privilegiada, estratégica o secreta o se ha pedido su confidencialidad por parte del tercero, sobre quien se desarrolló la investigación. En caso afirmativo expresamente indicaré (indicaremos), en carta adjunta, tal situación con el fin de que se respete la restricción de acceso.	SI	NO
		X

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá, a los 30 días del mes de enero del año 2018.

LOS AUTORES:

Autor 1

Nombres	Apellidos
Benjamin	Torrado Niño
Documento de identificación No	Firma
1.018.480.568	

Autor 1

Nombres	Apellidos
Reynel Isaac	Villabona Gonzalez
Documento de identificación No	Firma
1.018.478.111	