

**ESTUDIO DE LA VIABILIDAD ECONOMICA DEL AUMENTO DE LA
CAPACIDAD DE TRANSPORTE EN OLEODUCTO ESPECIFICO**

JAIR LEONARDO URREA MORALES

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2013

**ESTUDIO DE LA VIABILIDAD ECONOMICA DEL AUMENTO DE LA
CAPACIDAD DE TRANSPORTE EN OLEODUCTO ESPECIFICO**

JAIR LEONARDO URREA MORALES

**TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR POR EL TÍTULO EN GERENCIA DE
HIDROCARBUROS**

DIRECTOR:

**ALEXANDER MOLINA
INGENIERO CIVIL**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2013

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	15
1. CONCEPTUALIZACIÓN.....	16
2. CONDICIONES ACTUALES DEL SISTEMA A ANALIZAR.....	19
2.1. ESTACIÓN SEBASTIAN.....	19
2.1.1. RECIBO Y ALMACENAMIENTO.....	19
2.1.2. DESPACHO A MONTEPRINCIPE.....	20
2.2. OLEODUCTO SEBASTIAN - MONTEPRINCIPE	23
2.3. ESTACIÓN MONTEPRINCIPE	24
3. ANÁLISIS CAPACIDAD MAXIMA SISTEMA ACTUAL SEBASTIAN-MONTEPRINCIPE	27
3.1. ESTACIÓN SEBASTIAN.....	27
3.2. OLEODUCTO SEBASTIAN-MONTEPRINCIPE	28
3.3. ESTACIÓN MONTEPRINCIPE	28
4. EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS PARA EL AUMENTO DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE DEL SISTEMA SEBASTIAN-MONTEPRINCIPE.....	29
4.1. ALTERNATIVA 1 - SISTEMA ACTUAL DE BOMBEO ESTACIÓN SEBASTIAN, CONSIDERANDO INYECCIÓN DE REDUTOR DE FRICCIÓN.	29
4.1.1. ANÁLISIS SEBASTIAN.....	29
4.1.1.1. Modificaciones Mecánicas.....	31
4.1.1.2. Modificaciones Eléctricas	31
4.1.1.3. Modificaciones Instrumentación y control	31
4.1.1.4. Modificaciones Civiles.....	32
4.1.1.5. Inyección de DRA	32
4.1.2. ANALISIS MONTEPRINCIPE	32
4.1.2.2. Modificaciones Eléctricas	33
4.1.2.3. Modificaciones Instrumentación y control	33
4.1.2.4. Modificaciones Civiles.....	33

4.2. ALTERNATIVA 2 - COMPRA E INSTALACIÓN DE UN NUEVO EQUIPO DE BOMBEO	34
4.2.1. ANALISIS SEBASTIAN	34
4.2.1.1. Modificaciones Mecánicas	35
4.2.1.2. Modificaciones Eléctricas	36
4.2.1.3. Modificaciones Instrumentación y control	36
4.2.1.4. Modificaciones Civiles	36
4.2.2. ANALISIS MONTEPRINCIPE	36
4.2.2.1. Modificaciones Mecánicas	37
4.2.2.2. Modificaciones Eléctricas	37
4.2.2.3. Modificaciones Instrumentación y control	37
4.2.2.4. Modificaciones Civiles	37
5. PROYECCIONES DE OPERADORES TERCEROS	38
5.1. OPERADOR A	38
5.2. OPERADOR B	39
5.3. OPERADOR C	40
6. EVALUACIÓN ECONÓMICA	42
6.1. CAPEX	42
6.2 OPEX	42
6.2.1. COSTOS VARIABLES	43
6.2.1.1. DRA	43
6.2.1.2. CONSUMO ENERGETICO	44
6.2.2. COSTOS FIJOS	44
6.2.2.1. REPUESTOS	45
6.2.2.2 SALARIOS	45
6.2.2.3 OTROS	45
6.2.3 CONSOLIDADO OPEX	45
6.3 DEPRECIACIÓN	46
6.4 INGRESOS	46
6.5. IMPUESTOS	47
6.6. EVALUACIÓN	49

6.6.1. ALTERNATIVA 1.....	49
6.6.2. ALTERNATIVA 2.....	49
7. PANORAMA DE RIESGOS	50
8. CONCLUSIÓN	51
BIBLIOGRAFIA.....	52

LISTA DE TABLAS

TABLA 1. CAPACIDAD TANQUES DE ALMACENAMIENTO INSTALADOS ACTUALMENTE EN SEBASTIAN.....	19
TABLA 2. CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO - PATINES DE MEDICIÓN EN RECIBO SEBASTIAN	19
TABLA 3. CARACTERÍSTICAS DE CRUDOS EN SEBASTIAN	20
TABLA 4. CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO BOMBAS BOOSTER ESTACIÓN SEBASTIAN	21
TABLA 5. CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO - PATIN DE MEDICIÓN EN DESPACHO SEBASTIAN.....	22
TABLA 6. CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO BOMBAS PRINCIPALES ESTACIÓN SEBASTIAN	22
TABLA 7. CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO FILTROS DE RECIBO INSTALADOS EN LA ESTACIÓN MONTEPRINCIPE.....	24
TABLA 8. CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO PCVs RECIBO ESTACIÓN MONTEPRINCIPE	25
TABLA 9. CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO ACTUAL ESTACIÓN MONTEPRINCIPE	25
TABLA 10. CONSUMO ENERGÉTICO - ALTERNATIVA 2.....	35
TABLA 11. CARACTERÍSTICAS DE BOMBAS PROPUESTAS PARA ALTERNATIVA 2	36
TABLA 12. TRANSPORTE PRE-ACORDADO OPERADORA A.....	38
TABLA 13. TRANSPORTE PRE-ACORDADO OPERADORA B.....	40
TABLA 14. TRANSPORTE PRE-ACORDADO OPERADORA B.....	41
TABLA 15. CAPEX ALTERNATIVAS	42
TABLA 16. COSTO POR AÑO DRA	43
TABLA 17. COSTO POR AÑO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	44
TABLA 18. OPEX ALTERNATIVA 1 – ALTERNATIVA 2	45
TABLA 19. DEPRECIACIÓN ALTERNATIVA 1 – ALTERNATIVA 2	46
TABLA 20. INGRESOS ALTERNATIVA 1 – ALTERNATIVA 2	47
TABLA 21. EVALUACIÓN ECONÓMICA ALTERNATIVA 1.....	49
TABLA 22. EVALUACIÓN ECONÓMICA ALTERNATIVA 2.....	49
TABLA 23. PROYECCIÓN PRODUCCIÓN PROMEDIO DIARIO	56
TABLA 24. PROYECCIÓN TRANSPORTE DIARIO	59
TABLA 25. PROYECCIÓN TRANSPORTE ANUAL.....	62
TABLA 26. POTENCIA OPERACIÓN	65
TABLA 27. CONSTANTE DE ENERGÍA	65
TABLA 28. COSTO DE ENERGÍA	65
TABLA 29. OPEX ALTERNATIVA 1.....	66
TABLA 30. OPEX ALTERNATIVA 2.....	67
TABLA 31. DEPRECIACIÓN DE EQUIPOS	68
TABLA 32. INGRESOS ALTERNATIVA 1	69
TABLA 33. INGRESOS ALTERNATIVA 2	70
TABLA 34. EVALUACIÓN ECONÓMICA ALTERNATIVA 1.....	71
TABLA 35. EVALUACIÓN ECONÓMICA ALTERNATIVA 2.....	71

LISTADO DE FIGURAS

FIGURA 1. SISTEMA DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS	16
FIGURA 2. ESTACIÓN INICIAL Ó BOMBEO	16
FIGURA 3. ESTACIÓN INTERMEDIA Ó REBOMBEO	17
FIGURA 4. ESTACIÓN FINAL.....	18
FIGURA 5. DIAGRAMA FLUJO DE PROCESO RECIBO CRUDO ESTACIÓN SEBASTIAN.....	20
FIGURA 6. DIAGRAMA FLUJO DE PROCESO DESPACHO CRUDO ESTACIÓN SEBASTIAN.....	21
FIGURA 7. CURVA SISTEMA VS. OPERACIÓN ACTUAL SISTEMA SEBASTIAN – MONTEPRINCIPE	23
FIGURA 8. PERFIL TERRENO OLEODUCTO SEBASTIAN –MONTEPRINCIPE	24
FIGURA 9. DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO RECIBO EN LA ESTACIÓN MONTEPRINCIPE	26
FIGURA 10. CAPACIDAD MÁXIMA SISTEMA SEBASTIAN- MONTEPRINCIPE	27
FIGURA 11. DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO ALTERNATIVA 1 - SEBASTIAN	30
FIGURA 12. EVALUACIÓN HIDRÁULICA ALTERNATIVA 1. SISTEMA SEBASTIAN - MONTEPRINCIPE	30
FIGURA 13. DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO ALTERNATIVA 1 - MONTEPRINCIPE.....	33
FIGURA 14. DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO ALTERNATIVA 2 -SEBASTIAN	34
FIGURA 15. EVALUACIÓN HIDRÁULICA ALTERNATIVA 2. SISTEMA SEBASTIAN - MONTEPRINCIPE	35
FIGURA 16. DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO ALTERNATIVA 2- MONTEPRINCIPE	36
FIGURA 17. PERFIL PRODUCCIÓN – TRANSPORTE OPERADORA A.....	39
FIGURA 18. PERFIL PRODUCCIÓN – TRANSPORTE OPERADORA B.....	40
FIGURA 19. PERFIL PRODUCCIÓN – TRANSPORTE OPERADORA C	41
FIGURA 20. CURVA CARACTERÍSTICA BOMBA CENTRIFUGA	54

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. METODOLOGÍA DE CALCULOS HIDRAULICOS	53
ANEXO B. PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN	56
ANEXO C. CAPEX.....	63
ANEXO D. DRA.....	64
ANEXO E. CONSUMO ENERGETICO	65
ANEXO F. OPEX.....	66
ANEXO G. DEPRECIACIÓN.....	68
ANEXO H. INGRESOS	69
ANEXO I. EVALUACIÓN	71

GLOSARIO

MEDIDOR CORIOLIS: Medidor de caudal de masa directo que trabaja mediante el efecto que tienen las oscilaciones de frecuencia natural de vibración con respecto al caudal de masa que pasa por tramo de tubería que está construido con materiales de buena elasticidad y de una forma geométrica muy particular. Un objeto que se mueve en un sistema de coordenadas que rota con una velocidad angular, experimentará una fuerza de Coriolis proporcional a la masa, a la velocidad del objeto y a la velocidad angular del sistema. Esta fuerza es perpendicular a la velocidad del objeto y a la velocidad angular del sistema de coordenadas.¹

MEDIDOR DESPLAZAMIENTO POSITIVO: Los medidores de desplazamiento positivo operan atrapando un volumen unitario y conocido de líquido, desplazándolo desde la entrada hasta la salida, y contando el número de volúmenes desplazados en un tiempo determinado. También se suelen conocer con el nombre de contadores por que cuentan el volumen de líquido independientemente del tiempo transcurrido.²

BOMBAS BOOSTER: Es una bomba elevadora de presión y sirve para dar condiciones de procesos a las unidades principales que requieren una cabeza de presión para poder bombear al oleoducto.

MAWP: Maximum Allowable Working Pressure - presión Máxima de trabajo Permitida

MAOP: Maximun Allowable Operation Pressure – Presión Máxima de Operación Permitida

RPM: Revoluciones por Minuto

HP: Caballos de Fuerza

MWh: Mega Watts Hora

BO: Barriles Crudo

KBPD: Kilo Barriles Por Día

¹ Tomado de <http://mecatroniando.blogspot.com/2010/05/principio-de-medidor-de-flujo-coriolis.html>

² Tomado de <https://automatizacionycontrol4/medidas-de-caudal/medidores-de-desplazamiento-positivo>

DRA: Aditivo mejorador de flujo/ reductor de fricción

RIO: Remote I/O. Unidad remota de señales de control

CAPEX: Capital Expenditure – Capital de Inversión

OPEX: Operating expense - Gastos operacionales

TIR: Tasa Interna de Retorno

VPN: Valor Presente Neto

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO DE LA VIABILIDAD ECONOMICA DEL AUMENTO DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE EN EL OLEODUCTO ESPECÍFICO³

AUTOR: JAIR LEONARDO URREA MORALES⁴

PALABRAS CLAVES: PLAN NACIONAL DE DESARROLLO, INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE, OPEX, CAPACIDAD DE TRANSPORTE

CONTENIDO: La PRESIDENCIA DE LA REPUBLICA DE COLOMBIA en su PLAN NACIONAL DE DESARROLLO 2010-2014 tiene como objetivo “*Alcanzar una producción de hidrocarburos de 1,4 millones de barriles diarios*” Este objetivo es posible cumplirlo pero Colombia está en proceso de desarrollo de proyectos para poder movilizar esta producción diaria por que no tiene la suficiente infraestructura de transporte para poder poner en puerto ó en las refinerías este crudo producido. En el 2011 se transportaron en promedio 1024 KBPD⁵ pero no todo en oleoductos, un porcentaje considerable se hace en carrotanques, operación que se cada vez tiene consecuencias ambientales, sociales y económicas. Partiendo de la necesidad expresada en el párrafo anterior, en este documento se encontrara un análisis económico de la ampliación de la capacidad de transporte del Oleoducto SEBASTIÁN - MONTEPRINCIPE. En primera instancia se realiza un análisis técnico del escenario del sistema para identificar las máximas condiciones operativas, obteniendo como resultado la capacidad operativa del oleoducto como sistema. Se formula proyecciones de los campos de producción que entrega a la estación Sebastián y sus necesidades de transporte por oleoductos. Seguidamente, se realiza un balance y un ponderado de la necesidad de transporte de la zona. Se realiza un estudio conceptual de la infraestructura que se requiere en el sistema, para la ampliación del oleoducto con el objeto de conocer el valor de la inversión requerida. Así como también se realiza una evaluación de costos operativos para saber el valor del OPEX. Se evalúa las proyecciones del aumento de capacidad de transporte con las tarifas y costos operativos donde se determina la viabilidad del proyecto.

³ Monografía

⁴ Especialización en Gerencia en Hidrocarburos, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Director: Ingeniero Alexander Molina

SUMMARY

TITLE: ECONOMIC FEASIBILITY STUDY ABOUT AN INCREASE IN THE TRANSPORT CAPACITY OF THE SPECIFIC OIL PIPELINE.

AUTHOR: JAIR LEONARDO URREA MORALES

KEYWORDS: National Plan of Development, Transport Infrastructure, OPEX, Transport Capacity.

CONTENT: The objective of the Presidency of the Republic of Colombia in its National Plan of Development 2010-2014 is “Get a production of 1,4 millions of daily barrels of hydrocarbon”. Although this goal is achievable, Colombia doesn’t have the necessary transport infrastructure to move the crude to the port or there refinery. For this reason, it has been needed develop new projects in order to get improvements in this topic in 201, an average of 1024 KBPD was transported mainly by oil pipelines and trucks. The transport by trucks has increased notably at the same time that it’s environmental, social and economic consequences.

Keeping in mind the necessity of improving the transport infrastructure, this document introduces an economic feasibility study about the increase in the transport capacity of SEBASTIAN – MONTEPRINCIPE oil pipeline. Firstly, it was made a technical analysis of the system in order to identify the highest operational conditions. Through this first analysis the operational capacity of the oil pipeline like system was determined. Then, by identifying the required transport by oil pipelines of production camps that deliver the crude to Sebastian station, it was possible to determine the required transport for the zone. In order to identify the investment required for the expansion of oil pipeline, it was elaborated a conceptual analysis about the infrastructure. In addition, the operational costs were evaluated to understand the OPEX value. Finally, they were analyzed the projections about the transport capacity, rates and expenses in order to determine the project feasibility.

monograph

Specialization in Management in Oil, Petroleum Engineering School. Industrial University of Santander.

Directed by Alexander Molina Engineer1

INTRODUCCIÓN

Los volúmenes de producción de crudo en el país han venido en aumento gradualmente en los últimos años, pero la infraestructura de transporte de crudo para la refinación y exportación están en fases iniciales ó medias de proyectos que tienen por objetivo poder incrementar el transporte de crudo por oleoductos. Mientras tanto las operadoras de campos que tienen una producción incremental y tienen una capacidad contratada de transporte por oleoductos, pero no les es suficiente, deben transportar por carrotanques hasta una planta que por lo general son a varios kilómetros del lugar de la operación.

El transporte de crudo por Hidrocarburos ha sido un tema álgido por tres razones primordialmente. La primera razón es el impacto que tiene con las comunidades, debido a los cambios socio-culturales que debe tener la población afectada en su forma de vida. La siguiente razón son los riesgos de afectación ambiental que se mitigan, pero no se pueden controlar totalmente, pues es muy común un derrame de crudo por volcamiento de carrotanques. La última razón y no menos importante es el factor económico, los costos operativos entre que otros, el alto valor de transporte por carrotanque, el mantenimiento de vías, los acuerdos con las comunidades, pólizas y seguros, sin tener en cuenta los inconvenientes de orden público presentados en la vía.

Dentro del ejercicio gerencial, es importante buscar resultados íntegros y óptimos, teniendo en cuenta satisfacer las necesidades económicas del negocio sin tener un impacto negativo en los aspectos sociales ni ambientales.

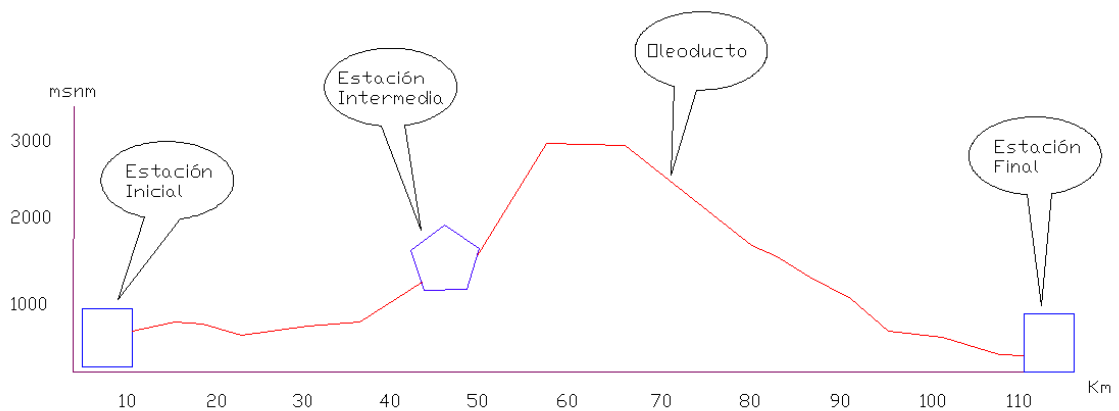
Teniendo en cuenta lo anterior este documento busca hacer un análisis económico del aumento de una capacidad de transporte de Hidrocarburos utilizando y mejorando una infraestructura ya existente, para minimizar el uso de los carrotanques en una zona determinada y reducir el impacto ambiental y social, beneficiando económicamente al transportador como al productor de hidrocarburos.

1. CONCEPTUALIZACIÓN

Sistemas de Transporte de Hidrocarburos por Oleoductos

Los sistemas de transporte de hidrocarburos por oleoductos están constituidos por la tubería tendida a lo largo del recorrido y una serie de estaciones que dependiendo de la topología tiene una serie de estaciones que cumplen diferentes funciones. Ver Figura 1.

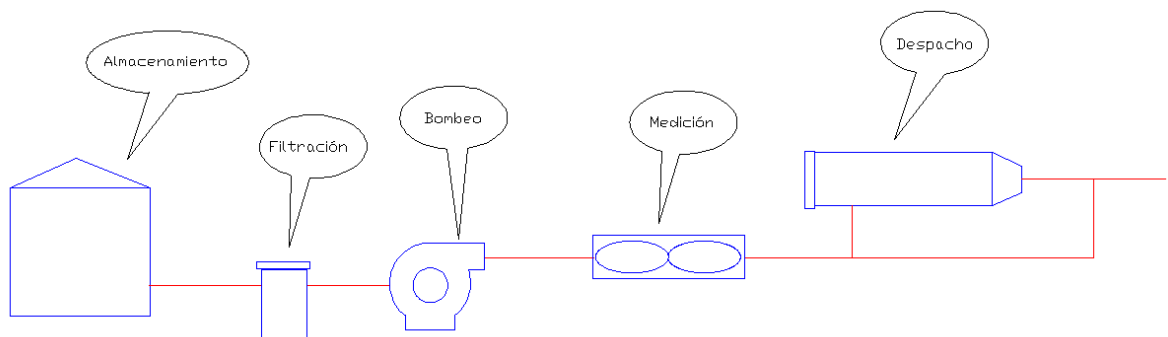
Figura 1. Sistema de Transporte de Hidrocarburos



Fuente. El autor

Las estaciones Iniciales o de Bombeo son aquellas donde se almacena crudo, ya sea del mismo campo productor ó de campos aledaños que descargan en esta estación para poder iniciar el transporte de crudo. Normalmente las estaciones se componen de tanques de almacenamiento, filtración, Bombeo, medición y despacho. Ver Figura 2.

Figura 2. Estación Inicial ó Bombeo

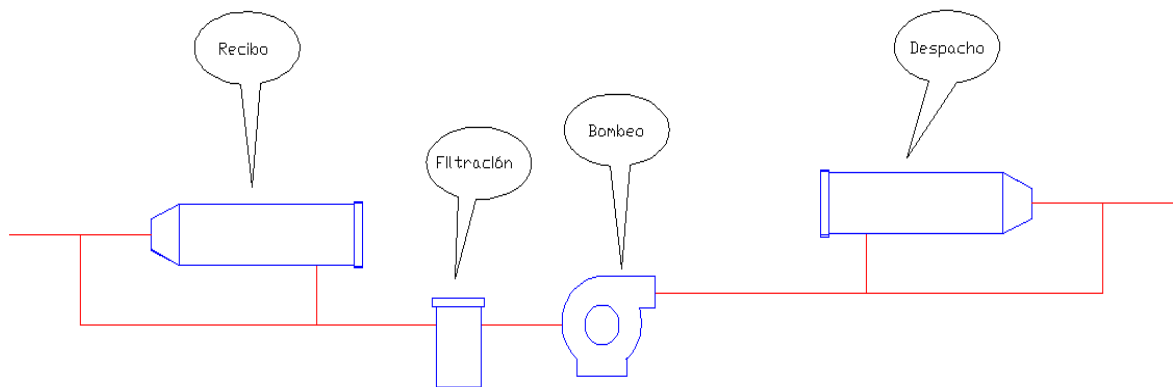


Fuente. El autor

La medición del crudo despachado juega un papel muy importante, la medición puede ser dinámica con instrumentos y equipos electrónicos ó la medición estática con cinta en los tanques de almacenamiento.

Las estaciones intermedias o de rebombeo están ubicadas en puntos estratégicos del oleoducto para poder reimpulsar el crudo en pendientes del oleoducto. Estas estaciones tienen se componen de recibo, filtración, bombeo y despacho. Ver Figura 3.

Figura 3. Estación Intermedia ó Rebombeo

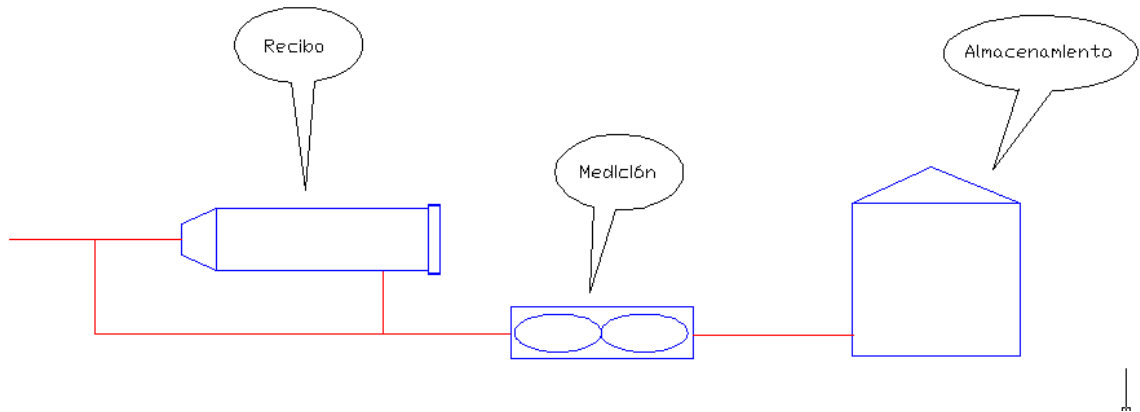


Fuente. El autor

La función de estas estaciones es aumentar la presión para poder romper la columna de presión negativa que se genera en la pendiente de una pendiente rocosa de la topología de las cordilleras y montañas colombianas.

Estaciones Finales o Terminales son aquellas donde el crudo tiene su destino final en los tanques de almacenamiento, también en estas estaciones dependiendo su ubicación geográfica se hacen cargue a Buques para exportación. Estas estaciones se componen de recibo, medición y tanques de almacenamiento. Ver Figura 4.

Figura 4. Estación Final



Fuente: El autor

2. CONDICIONES ACTUALES DEL SISTEMA A ANALIZAR

2.1. ESTACIÓN SEBASTIAN

2.1.1. RECIBO Y ALMACENAMIENTO

Actualmente, la estación SEBASTIAN recibe los crudos provenientes de cuatro corrientes: Tres de terceros (A, B, C) y una de producción in situ campo SEBASTIAN, las características del producto que se recibe se describe en la tabla 1. Los tres primeros recibos tienen sistema de medición dedicado (Ver Tabla 2) con el fin de efectuar la transferencia de custodia a la mencionada estación. Posteriormente, el flujo de terceros se almacena en los tanques TK-001 y TK-002. Por su parte, la corriente del campo SEBASTIAN se envía directamente al tanque de almacenamiento TK-003 (Ver tabla 2).

Tabla 1. Capacidad tanques de almacenamiento instalados actualmente en SEBASTIAN

TANQUE	Capacidad (Barriles)	Diámetro (ft)	Altura (ft)	Cota Base (msnm)	Uso Actual
TK-001	20000	55	48	210	Recibo Terceros
TK-002	10000	39	48	210	Recibo Terceros
TK-003	30000	67	48	210	Producción Sebastián
TK-004	1000	18.3	16	210	Tanque relevo

Fuente. El autor

Tabla 2. Características de diseño - patines de medición en recibo SEBASTIAN

TAG	PM-001	PM-002	PM-003
Corriente	OPERADOR A	OPERADOR B	OPERADOR C
No Brazos	2	2	2
Diámetro (in)	6	6	6
No contadores	2	2	2
Tipo de medidor	Coriolis	Coriolis	Desplazamiento Positivo
Capacidad min/max (BPD)	53000	53000	6000-30000
ANSI	150	150	150
Max Presión trabajo (Psig)	285	285	285

FUENTE: EL AUTOR

La medición que se realiza de la producción del campo SEBASTIAN es estática, eso quiere decir que se realiza fiscalizando los tanques por un tercero con cinta para certificar el volumen de este campo.

Es importante conocer las especificaciones y calidad del crudo que se recibe en la estación SEBASTIAN, pues allí se mezclan y se envía a MONTEPRICIPE un solo producto que se denomina MEZCLA MONTEPRINCIPE. Estas calidades de crudo se relacionan en la siguiente tabla.

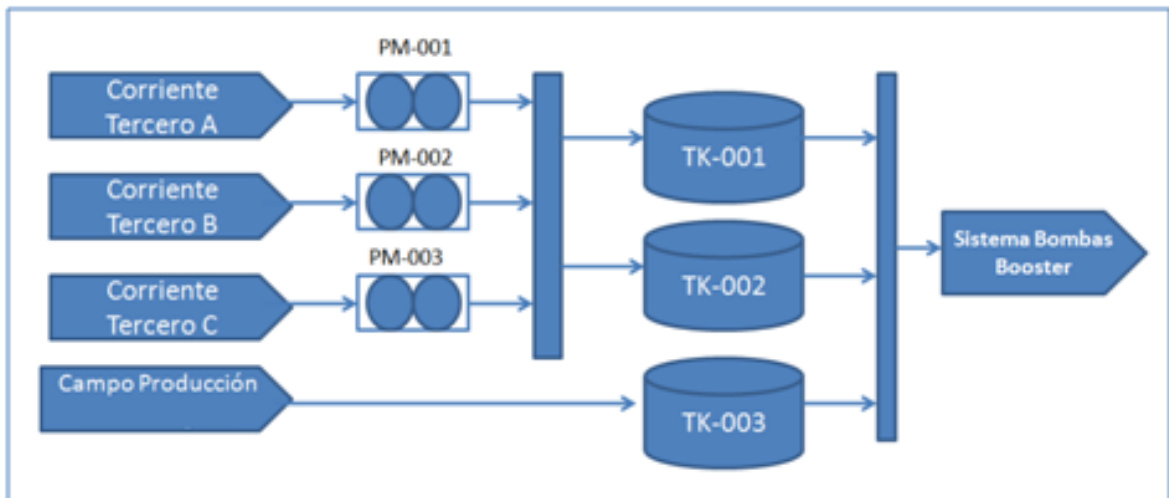
Tabla 3. Características de crudos en SEBASTIAN

	OPERADOR A	OPERADOR B	OPERADOR C	Campo SEBASTIAN	Mezcla MONTEPRINCIPE
Presión (Psig)	37	60	30	25	922
Flujo (KBPD)	3000	15000	8000	4000	30000
Viscosidad (cSt)	80	50	75	60	60
Gravedad API	25	22	24	23	23

Fuente. El autor

A continuación se ilustra en la Figura 5 el diagrama de flujo de proceso relacionado con el recibo de crudo en la estación SEBASTIAN.

Figura 5. Diagrama flujo de Proceso recibo Crudo Estación SEBASTIAN



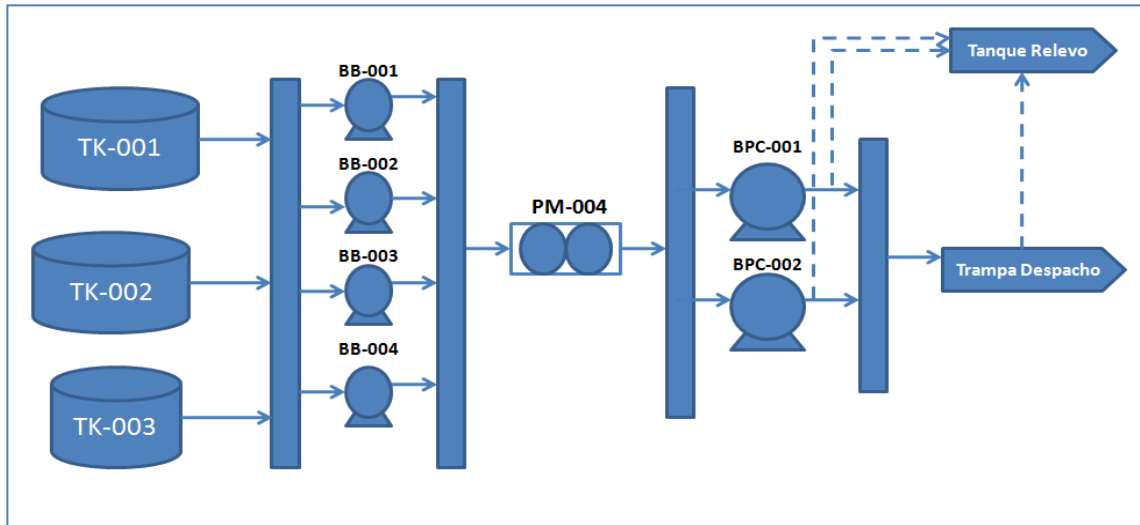
FUENTE: EL AUTOR

2.1.2. DESPACHO A MONTEPRINCIPE

Para la operación de despacho se alinea un tanque de almacenamiento (TK-001, TK-002, TK-003) para transferir el crudo al cabezal de succión de las bombas booster instaladas en la estación SEBASTIAN (BB 001-004), las cuales se encargan de suministrar el flujo y la presión de succión suficiente a las bombas

principales de la mencionada estación (BPC-001, BPC-002), pasando previamente por el patín de medición PM-004, como se puede observar en la Figura 6.

Figura 6. Diagrama flujo de Proceso Despacho Crudo Estación SEBASTIAN



FUENTE: EL AUTOR

El mencionado sistema de despacho de la estación SEBASTIAN (bombas booster, medición y bombas principales) presenta las siguientes características:

Tabla 4. Características de diseño bombas booster Estación SEBASTIAN

TAG-BOMBA	TIPO DE BOMBA	Flujo (KBPD)	Cabeza (ft)	Velocidad Bomba (RPM)	Potencia Motor (HP)	NPSHR máximo (ft)	Uso Actual
BB-001	Centrifuga Vertical	15	300	1780	100	16	Operación
BB-002	Centrifuga Vertical	15	300	1780	100	16	Operación
BB-003	Centrifuga Vertical	15	300	1780	100	16	Stand By
BB-004	Centrifuga Vertical	15	300	1780	100	16	Stand By

Tabla 5. Características de diseño - patín de medición en despacho SEBASTIAN

TAG	PM-004
No Brazos	2
Diámetro (in)	6
No contadores	2
Tipo de medidor	Coriolis
Capacidad min/max (BPD)	53000
ANSI	150
Max Presión trabajo (Psig)	285

FUENTE: EL AUTOR

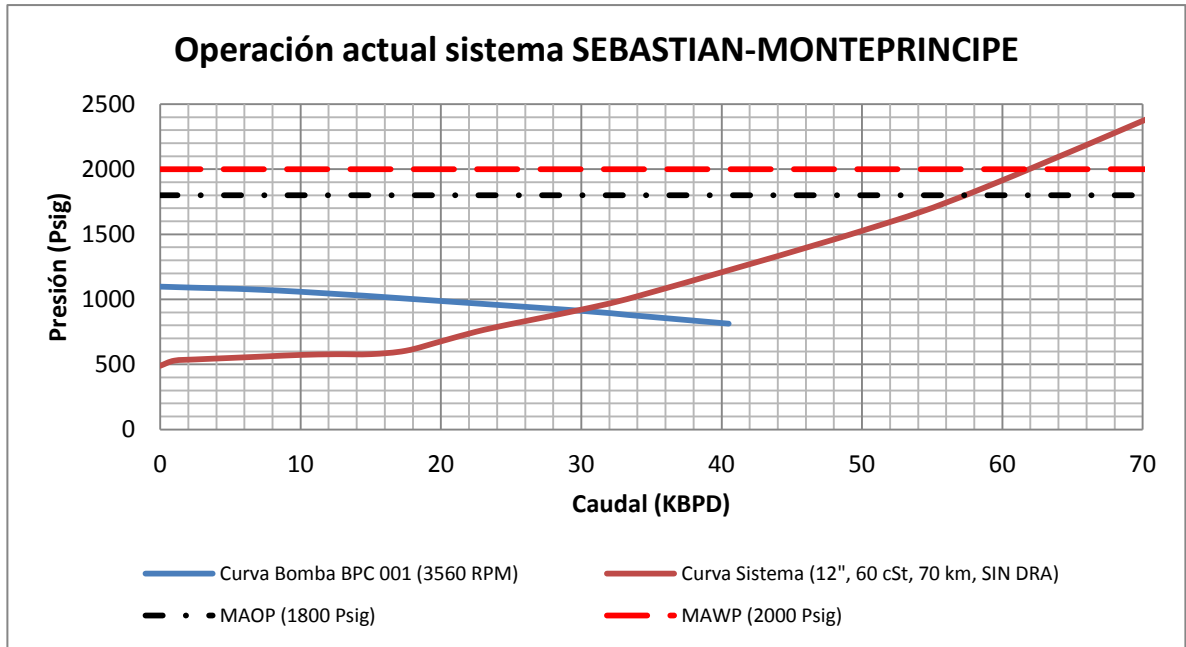
Tabla 6. Características de diseño bombas principales Estación SEBASTIAN

BOMBA	TIPO DE BOMBA	Flujo (KBPD)	Cabeza (ft)	Velocidad bomba (RPM)	Potencia Motor (HP)	NPSHR máximo (ft)	Uso Actual
BPC-001	Centrifuga Horizontal	33	1950	3560	800	100	Operación
BPC-002	Centrifuga Horizontal	33	1950	3560	800	100	Stand By

FUENTE: EL AUTOR

Partiendo de las características mencionadas anteriormente, la operación se realiza con dos Bombas Booster posteriormente el flujo es medido en el patín de medición PM-004, facilidad que genera una caída presión igual a 20 Psig. Luego, el flujo pasa a la succión de las bombas principales a una presión entre 100-130 Psig. Completando la secuencia en la operación se utiliza una Unidad Principal horizontal de velocidad fija (3560 RPM), específicamente a una presión de descarga de 922 Psig., el comportamiento del Bombeo de SEBASTIAN se refiere en la Figura 7.

Figura 7. Curva Sistema vs. Operación actual Sistema SEBASTIAN – MONTEPRINCIPE

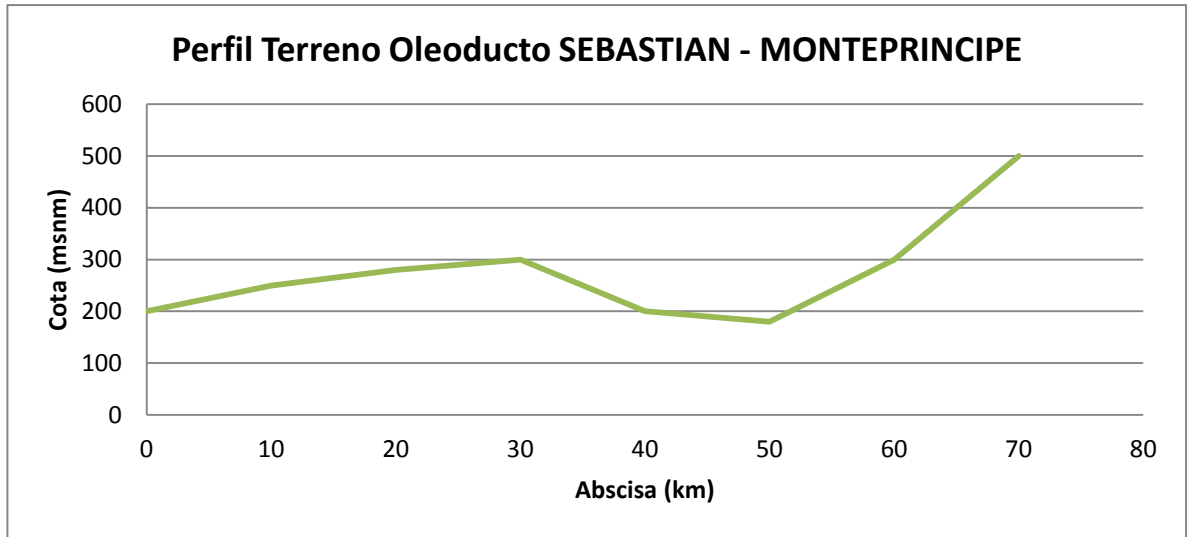


FUENTE: EL AUTOR

2.2. OLEODUCTO SEBASTIAN - MONTEPRINCIPE

Este Oleoducto presenta una tubería de diámetro exterior de 12" y espesor 0.25" (API 5LX 60) (MAWP tubo nuevo o en buen estado 2009 psig) en un recorrido de 70 km (Ver Perfil, Figura 8). Actualmente la máxima presión de descarga permitida a la descarga (MAOP) de la estación SEBASTIAN es igual a 1800 Psig (MAWP 2000 Psig). Entre tanto, la presión de recibo en la estación MONTEPRINCIPE es igual a 100. Por lo anterior, el set de las válvulas de Seguridad PSVs en la trampa de despacho de la estación SEBASTIAN es igual a 2000 psig. El oleoducto SEBASTIAN MONTEPRINCIPE, fue recientemente reparado en su totalidad, dando una disponibilidad del 100% de utilización en su trazado.

Figura 8. Perfil terreno Oleoducto SEBASTIAN –MONTEPRINCIPE



FUENTE: EL AUTOR

2.3. ESTACIÓN MONTEPRINCIPE

Actualmente, el crudo bombeado de la estación SEBASTIAN (30 KBPD) se recibe en la estación MONTEPRINCIPE a una presión igual a 100 Psig. Posteriormente, este producto pasa por el filtro TFL 001 (1 Filtro en Stand By, TFL-002), el cual se encarga de remover las impurezas del crudo bombeado de la estación SEBASTIAN. Las características de diseño de los filtros instalados en esta estación de recibo, se muestran en la tabla 7.

Tabla 7. Características de diseño filtros de recibo instalados en la estación MONTEPRINCIPE

TAG FILTRO	CAPACIDAD DE FLUJO (KBPD)	ANSI	Uso Actual
TFL 001	35	900	Filtro crudo Sebastián
TFL 002	35	900	Filtro Stand by

FUENTE: EL AUTOR

Luego de filtrar el crudo proveniente de la estación SEBASTIAN, se reduce la presión de recibo de este producto a 30 Psig en la estación MONTEPRINCIPE mediante la válvula de control de presión PCV 001 (PCV 002 en Stand by, ver tabla 8), con el propósito de llenar el tanque de almacenamiento TK-1001 (40000 Bls, Ver tabla 9) y a su vez garantizar la integridad del mismo. Para el llenado de este tanque, se dispone de un medidor de referencia aguas abajo de esta válvula

(capacidad máxima 70 KBPD), el cual sirve como soporte de la fiscalización de este tanque.

Tabla 8. Características de diseño PCVs recibo estación MONTEPRINCIPE

Válvula	Capacidad Máxima Flujo (KBPD)	ANSI	Uso actual
PCV-001	40	600	Control Presión Sebastián
PCV-002	40	600	Stand By

FUENTE: EL AUTOR

Además de recibir el crudo de la estación SEBASTIAN, la estación MONTEPRINCIPE recibe el crudo proveniente de la estación PEPOL (20 KBPD) y CERCOL (30 KBPD) en los tanques de almacenamiento TK 1002 y 1003, cuyas características se pueden ver en detalle en la tabla 9.

Tabla 9. Capacidad de almacenamiento actual estación MONTEPRINCIPE

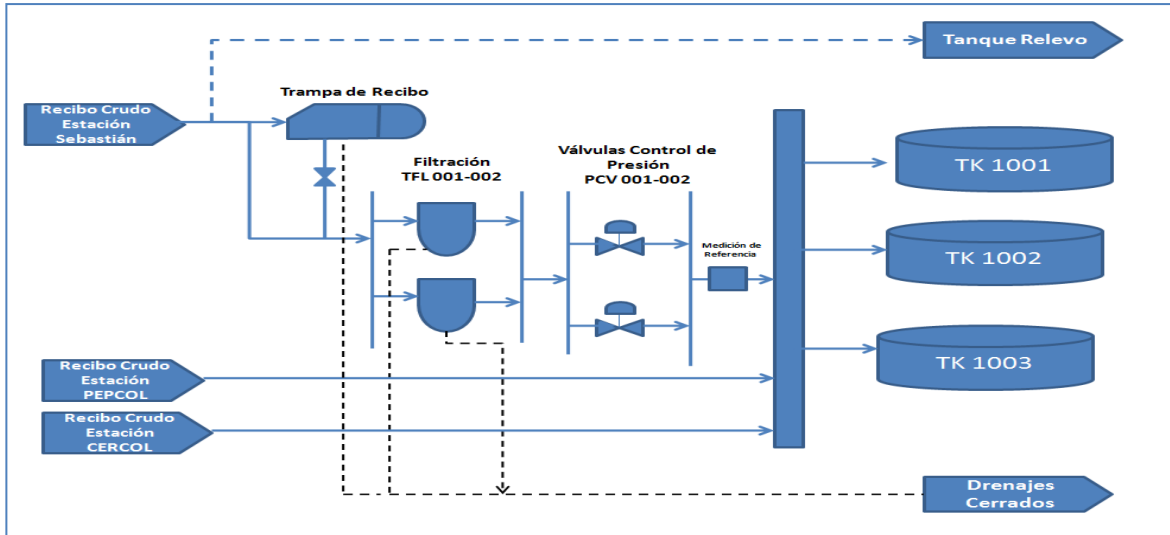
TAG-TANQUE	Capacidad (Barriles)	Diámetro (ft)	Altura (ft)	Cota Base (msnm)	Uso Actual
TK-1001	40000	78	48	510	Almacenamiento Crudo Estación Sebastián
TK-1002	30000	67	48	510	Almacenamiento Crudo Estación PEPOL
TK-1003	30000	67	48	510	Almacenamiento Crudo estación CERCOL
TK-1004	2000	22	32	510	Tanque de relevo

FUENTE: EL AUTOR

Por otro lado, con respecto al sistema de alivio, la estación MONTEPRINCIPE actualmente lleva los alivios asociados al recibo del crudo de la estación SEBASTIAN, PEPOL y CERCOL a un tanque de relevo de 2000 Bls (Ver tabla 9). Entre tanto, los drenajes de los filtros TFL 001 y TFL 002, así como la trampa de recibo, se envían directamente al tanque sumidero dispuesto en esta planta (200 Bls).

Con base en lo anterior, en la Figura 9 se ilustra el diagrama de flujo de proceso actual de recibo del crudo proveniente de la estación SEBASTIAN en la estación MONTEPRINCIPE.

Figura 9. Diagrama de flujo de proceso recibo en la estación MONTEPRINCIPE



FUENTE: EL AUTOR

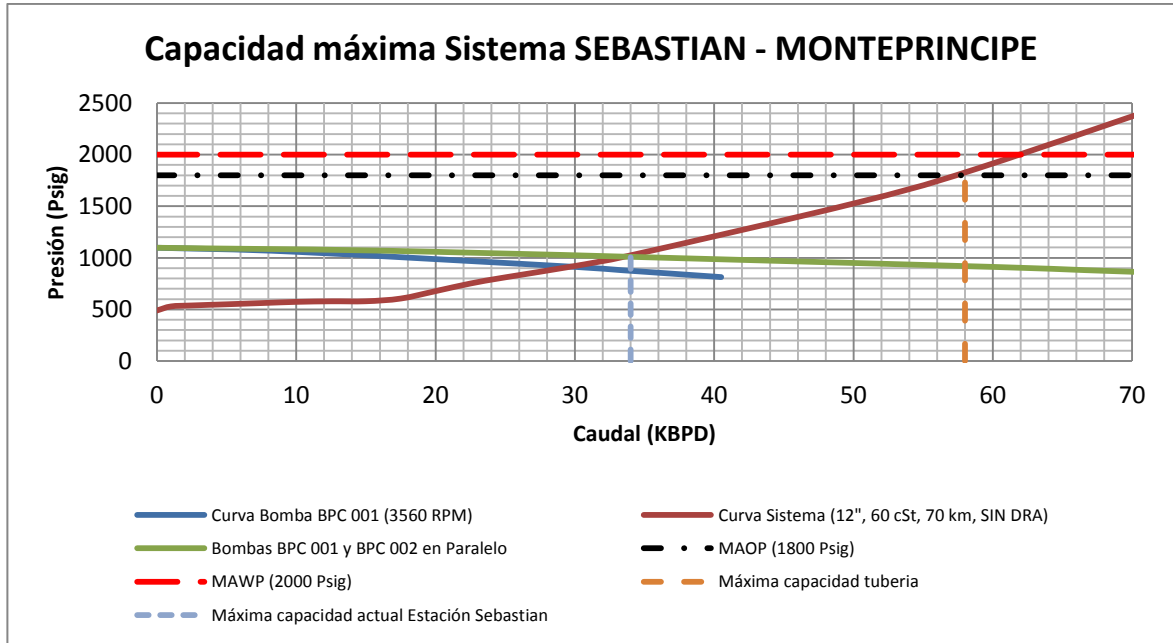
Es importante aclarar que en la estación MONTEPRINCIPE se llevará a cabo, en un corto plazo, un proyecto relacionado con la instalación de un sistema de bombeo de refuerzo para la corriente de CERCOL. Por lo anterior, dicha estación tendrá capacidad de recibir 30 KBPD adicionales de la estación SEBASTIAN o PEPCOL.

3. ANÁLISIS CAPACIDAD MÁXIMA SISTEMA ACTUAL SEBASTIAN-MONTEPRINCIPE

3.1. ESTACIÓN SEBASTIAN

Dadas las condiciones de proceso y facilidades del sistema SEBASTIAN-MONTEPRINCIPE, se puede observar que la estación SEBASTIAN no utiliza la capacidad total del sistema de bombeo disponible (4 bombas booster y 2 unidades principales). Por lo anterior, en la siguiente figura se ilustra la evaluación de la capacidad máxima de bombeo que presenta la mencionada estación, considerando la operación de dos bombas principales en paralelo y tres bombas booster en paralelo:

Figura 10. Capacidad máxima sistema SEBASTIAN- MONTEPRINCIPE



FUENTE: EL AUTOR

Como se puede observar en la Figura 10, la máxima capacidad del sistema de bombeo instalado actualmente en la estación SEBASTIAN es igual a 34 KBPD (1024 Psig), operando dos bombas principales en paralelo (velocidad fija, 3560 RPM), pese a que la máxima capacidad del Oleoducto es igual a 58 KBPD según la máxima de presión operativa del mismo (1800 Psig).

3.2. OLEODUCTO SEBASTIAN-MONTEPRINCIPE

Como se puede observar en la Figura 10, la máxima capacidad de flujo del Oleoducto SEBASTIAN-MONTEPRINCIPE es igual a 58 KBPD, asociado a la máxima presión de descarga operativa de este oleoducto (1800 Psig), de acuerdo a las condiciones actuales del oleoducto.

3.3. ESTACIÓN MONTEPRINCIPE

Partiendo de la premisa que solamente se puede operar 1 filtro y una válvula de control de presión en el recibo del crudo de SEBASTIAN en la estación MONTEPRINCIPE, la máxima capacidad de recibo de esta última estación es igual a 35 KBPD de este crudo.

Sin embargo, si se analiza la capacidad de almacenamiento disponible en esta planta para la corriente de SEBASTIAN, se puede recibir 60 KBPD del crudo de la estación SEBASTIAN (TK 1001 y 1003), siempre y cuando la estación CERCOL amplíe la estación de rebombeo en la estación MONTEPRINCIPE.

4. EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS PARA EL AUMENTO DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE DEL SISTEMA SEBASTIAN-MONTEPRINCIPE

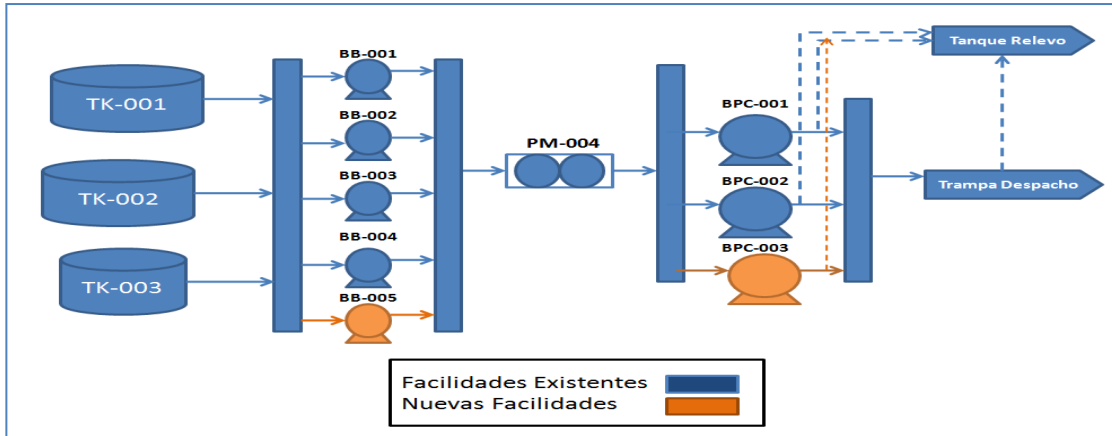
Con base en el análisis de la máxima capacidad operativa del sistema SEBASTIAN-MONTEPRINCIPE, donde con las características técnicas del producto actuales son las mismas y se concluye que a una presión de descarga en la estación SEBASTIAN es de 1800 psig se puede transportar 58KBPD; Se evaluarán dos alternativas en la estación inicial desde el punto de vista técnico y económico para determinar la mejor opción.

4.1. ALTERNATIVA 1 - SISTEMA ACTUAL DE BOMBEO ESTACIÓN SEBASTIAN, CONSIDERANDO INYECCIÓN DE REDUCTOR DE FRICCIÓN.

4.1.1. ANÁLISIS SEBASTIAN

En los nuevos métodos de transporte hay una técnica utilizada que es mezclar el crudo con mejoradores de flujo/ reductor de fricción denominado en el medio como (DRA), la función principal de este aditivo es disminuir el factor de rozamiento del tubo con el producto, sin alterar sus características técnicas. En esta primera alternativa se propone operar la totalidad del sistema de bombeo instalado en la estación SEBASTIAN (bombas principales en paralelo y 4 bombas booster en paralelo), considerando inyección de DRA en el Oleoducto SEBASTIAN-MONTEPRINCIPE desde la descarga de las unidades principales de la estación SEBASTIAN (Ver Figura 11). Con base en la evaluación hidráulica de esta alternativa, se obtuvo que la mencionada estación puede aumentar el flujo hasta 54 KBPD si se considera una eficiencia del 60% de DRA (Ver Figura 12).

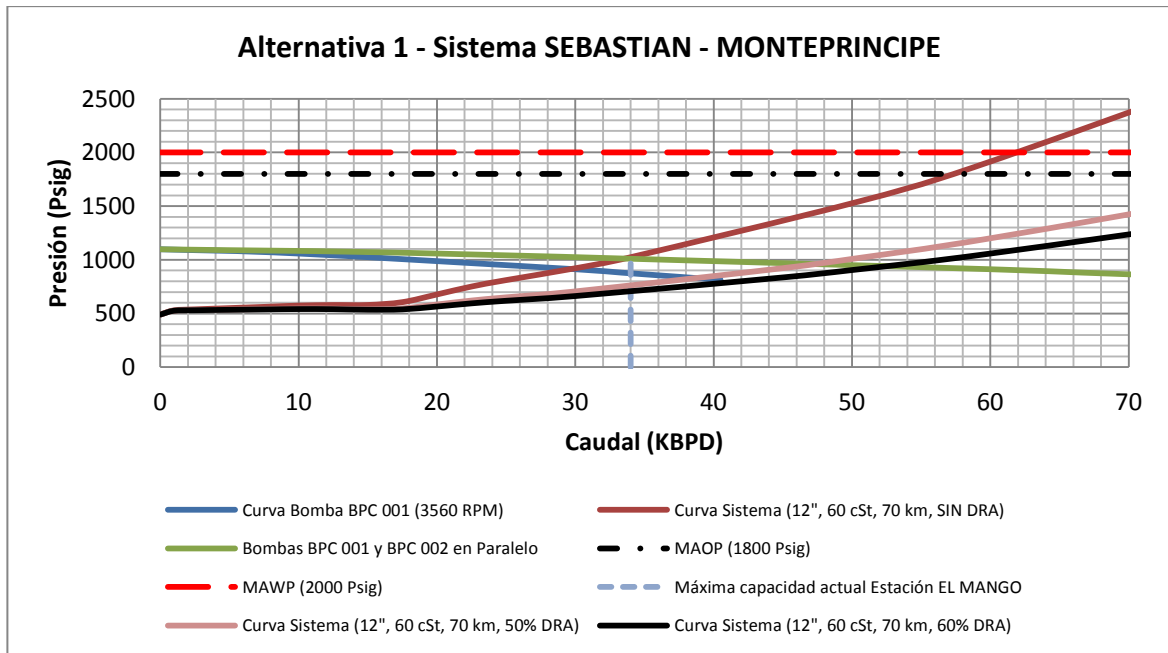
Figura 11. Diagrama de flujo de proceso Alternativa 1 - SEBASTIAN



FUENTE: EL AUTOR

Para este nuevo flujo el requerimiento de volumen para el tanque de alivio sería igual a 750 Bls, asociado a 20 minutos de almacenamiento. Por lo anterior, no se requiere modificar el tanque de relevo existente en la estación SEBASTIAN (1000 Bls). Sin embargo se debe cambiar las válvulas de alivio de la trampa de despacho, con el fin de transportar 54 KBPD y de esta manera evitar problemas de cavitación.

Figura 12. Evaluación hidráulica alternativa 1. Sistema SEBASTIAN - MONTEPRINCIPE



FUENTE: EL AUTOR

Para operar el sistema de bombeo de la estación SEBASTIAN propuesto en esta alternativa, se debe suministrar una potencia total de **1247 HP** a fin de alimentar 4 bombas booster y 2 bombas principales en paralelo, tal como se ilustran en la tabla10:

Tabla 10. Consumo Energético - Alternativa 1.

Sistema Bombas	Bombas Operando	Configuración Bombeo	Flujo por cada bomba (KBPD)	Potencia por cada bomba (HP)	Potencia Total sistema (HP)	Potencia Total (HP)
Booster	4	Paralelo	13.5	41	162	1247
Principales	2	Paralelo	27	542	1085	

FUENTE: EL AUTOR

La planta cuenta con la disponibilidad en infraestructura y en suministro de energía eléctrica de 3500 KVA. Dado que esta capacidad fue sobredimensionada por la estación teniendo en cuenta una ampliación que no se dio.

4.1.1.1. Modificaciones Mecánicas

1. Conectar la entrada del tanque TK003 al cabezal de entrada de los tanques TK001 y TK002.
2. Instalar una nueva Bomba Booster con las características iguales a las existentes, por confiabilidad del sistema.
3. Instalar una Unidad Principal con las características iguales a las existentes, por confiabilidad del sistema, incluyendo su respectiva válvula de alivio.
4. Instalar válvulas de alivio en la trampa de despacho, set de presión de 1800 Psig (2 válvulas), para transportar un flujo de 54 KBP.

4.1.1.2. Modificaciones Eléctricas

1. Realizar conexionado de los equipos nuevos (Bomba Booster y Unidad Principal)

4.1.1.3. Modificaciones Instrumentación y control

1. Conexionar al sistema de control RIOs en campo de los equipos nuevos (Bomba Booster, Unidad Principal).
2. Instalar la instrumentación asociada a los equipos nuevos (Bomba Booster, Unidad Principal).

4.1.1.4. Modificaciones Civiles

1. Acondicionar los espacios necesarios en campo para los equipos nuevos (Bomba Bosster, Unidad Principal).

4.1.1.5. Inyección de DRA

Es prioritario incluir el suministro del DRA para poder realizar el análisis económico. Para la adecuación de la mezcla, el proveedor del aditivo debe suministrar los equipos. El proveedor de mejoradores de flujo/ reductor de fricción mantiene en reserva la formula de su componente químico y la información que suministra es para el cálculo de flujo necesario se realiza la siguiente ecuación:

$$GPD_{DRA} = \frac{ppmv * (BPD * 42galones)}{1x10^6} \text{ (Ecuación 0)}$$

Donde,

***ppmv**: partículas por millón en volumen de DRA. Acorde a la eficiencia requerida del DRA (60%) el proveedor suministro un valor de 41 *ppmv*.

***BPD**: Barriles por día del oleoducto

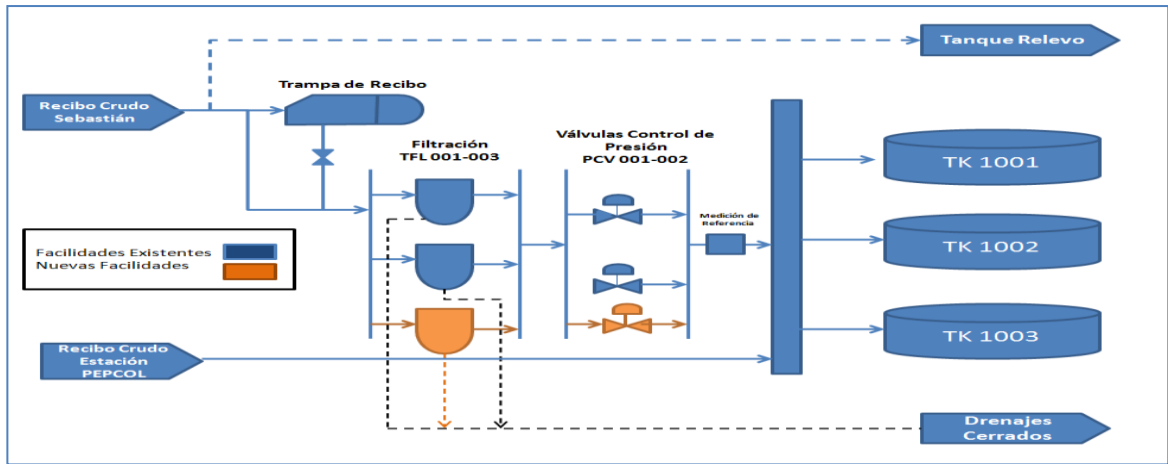
***GPD**: Galones por día asociados al DRA.

4.1.2. ANALISIS MONTEPRINCIPE

Para recibir este nuevo flujo en la estación de MONTEPRINCIPE se requiere la instalación de un filtro adicional y una válvula de control de presión, como se puede ver en la Figura 13. Esto con el fin de poder realizar mantenimiento a los filtros y válvulas de control de presión.

En cuanto al sistema de alivio de esta última estación no se requiere realizar ninguna modificación al tanque de relevo (volumen requerido 750 Bls). Sin embargo, se deben instalar nuevas válvulas de alivio en el recibo para poder transportar 54 KBPD y de esta manera evitar problemas de cavitación.

Figura 13. Diagrama de flujo de proceso Alternativa 1 - MONTEPRINCIPE



FUENTE: EL AUTOR

4.1.2.1. Modificaciones Mecánicas

1. Instalar filtro (ANSI 600, 35 KBPD)
2. Instalar una válvula de control de presión (ANSI 600, 40 KBPD)
3. Instalar válvulas de alivio en la trampa de despacho (2 válvulas), para transportar un flujo de 54 KBP.

4.1.2.2. Modificaciones Eléctricas

No aplican cambios

4.1.2.3. Modificaciones Instrumentación y control

1. Instalar la instrumentación asociada a los equipos nuevos (Válvula de control y Filtro).
2. Conectar al sistema de control los equipos nuevos (Válvula de control y Filtro).

4.1.2.4. Modificaciones Civiles

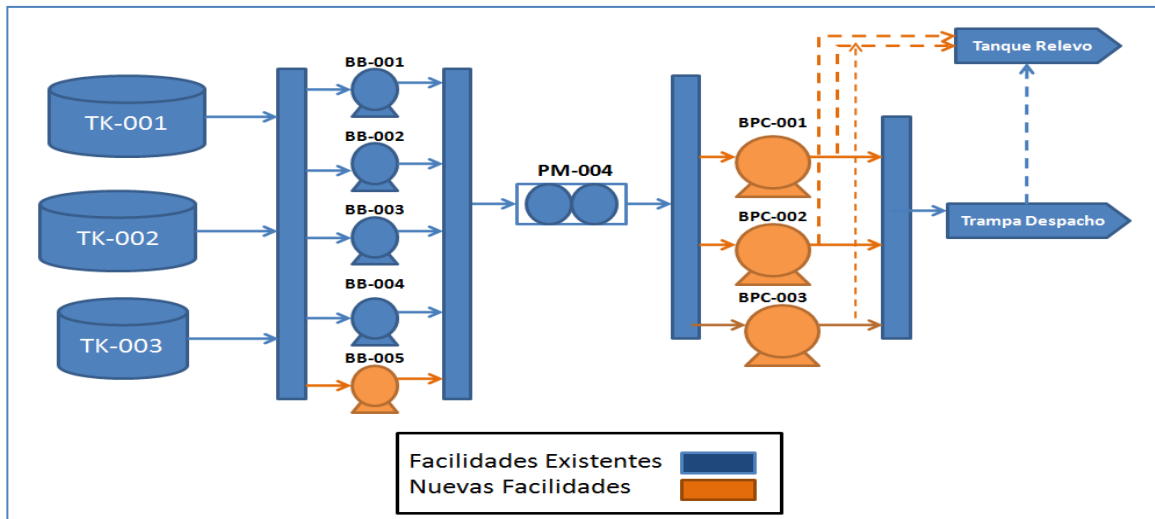
1. Acondicionar los espacios necesarios en campo para los equipos nuevos (Válvula de control y Filtro).

4.2. ALTERNATIVA 2 - COMPRA E INSTALACIÓN DE UN NUEVO EQUIPO DE BOMBEO

4.2.1. ANALISIS SEBASTIAN

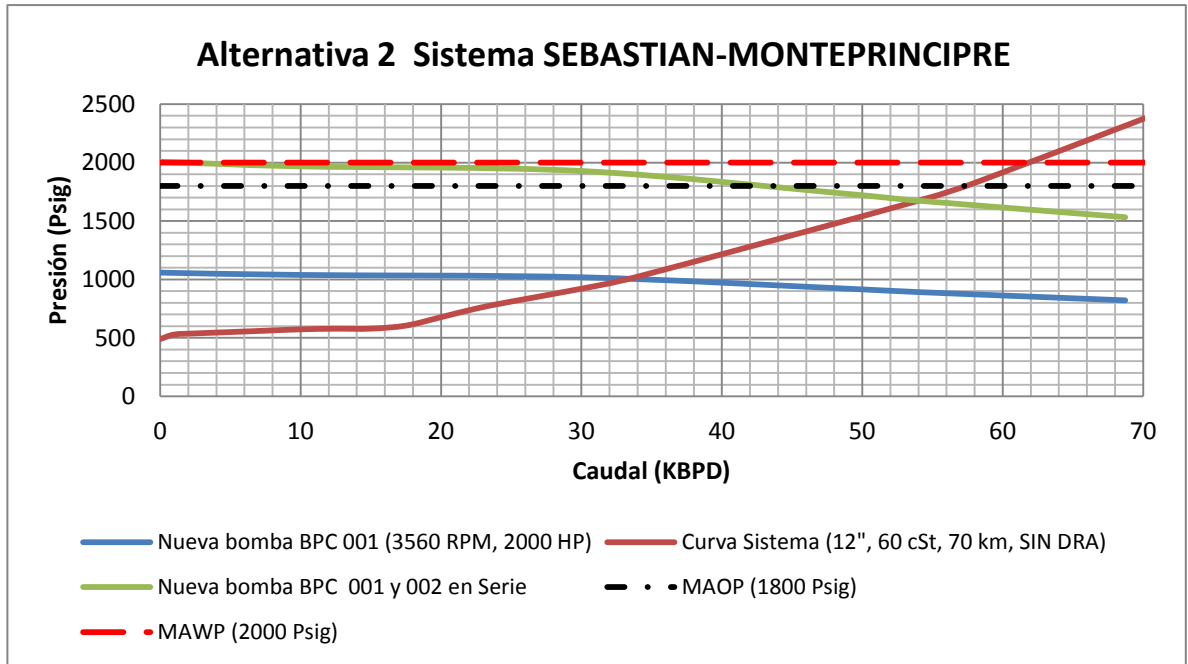
A diferencia de la alternativa 1, en esta se plantea instalar tres Bombas Principales Nuevas de mayor capacidad (Velocidad Fija, 3560 RPM), con el fin de operar 2 Bombas en serie y transportar un flujo de 54 KBPD sin requerir la inyección de DRA en el Oleoducto mencionado (Ver Figura 14). A partir de la evaluación hidráulica de esta alternativa, se puede apreciar en la Figura 15 que la configuración de bombeo propuesta cumple con este flujo y se requiere un consumo total de energía de 4400 HP (2 Bombas en Serie, 4 Bombas Booster).

Figura 14. Diagrama de flujo de proceso Alternativa 2 -SEBASTIAN



FUENTE: EL AUTOR

Figura 15. Evaluación hidráulica alternativa 2. Sistema SEBASTIAN - MONTEPRINCIPE



FUENTE: EL AUTOR

Para operar el sistema de bombeo de la estación SEBASTIAN propuesto en esta alternativa, se debe suministrar una potencia total de **2220 HP** a fin de alimentar 4 bombas booster en paralelo y 2 bombas principales en serie (Ver tabla 11):

Tabla 10. Consumo Energético - Alternativa 2.

Sistema Bombas	Bombas Operando	Configuración Bombeo	Flujo por cada bomba (KBPD)	Potencia por cada bomba (HP)	Potencia Total sistema (HP)	Potencia Total (HP)
Booster	4	Paralelo	13.5	41	162	2220
Principales	2	Serie	54	1029	2058	

FUENTE: EL AUTOR

4.2.1.1. Modificaciones Mecánicas

1. Se debe conectar la entrada del tanque TK003 al cabezal de entrada de los tanques TK001 y TK002.
2. Se instalara una nueva bomba Booster con las características iguales a las existentes, por confiabilidad del sistema.
3. Se instalara tres bombas principales centrifugas nuevas (incluyendo sus respectivas válvulas de alivio), cuyas especificaciones se ilustran en la siguiente tabla:

Tabla 11. Características de Bombas Propuestas para Alternativa 2

FLUJO BEP (KBPD)	58
CABEZA BEP (ft)	2155
VELOCIDAD NOMINAL BOMBA (RPM)	3560
TIPO DE BOMBA	CENTRIFUGA
VELOCIDAD VARIABLE	NO
POTENCIA MOTOR (HP)	3000

FUENTE: EL AUTOR

4. Interconexión alivio bombas nuevas y el tanque de relevo existente en SEBASTIAN.

4.2.1.2. Modificaciones Eléctricas

1. Realizar conexionado de los equipos nuevos (Bomba Booster y Unidades Principales)

4.2.1.3. Modificaciones Instrumentación y control

1. Conexionar al sistema de control RIOs en campo de los equipos nuevos (Bomba Booster, Unidades Principales).

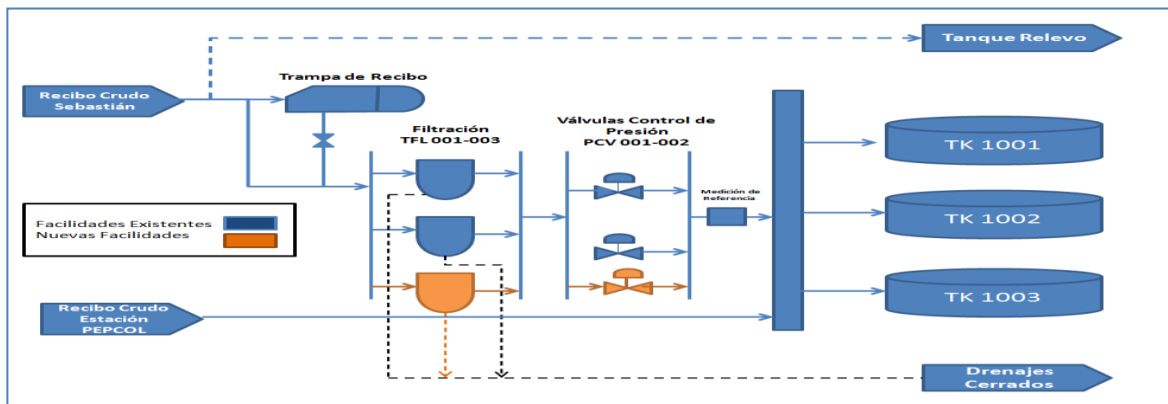
4.2.1.4. Modificaciones Civiles

1. Acondicionar los espacios necesarios en campo para los equipos nuevos (Bomba Bosster, Unidades Principales).

4.2.2. ANALISIS MONTEPRINCIPE

Se requiere la instalación de un filtro adicional y una válvula de control de presión, como se puede ver en la Figura 14. Esto con el fin de poder realizar mantenimiento a los filtros y válvulas de control de presión.

Figura 16. Diagrama de flujo de proceso Alternativa 2- MONTEPRINCIPE



FUENTE: EL AUTOR

4.2.2.1. Modificaciones Mecánicas

1. Instalar filtro (ANSI 600, 35 KBPD)
2. Instalar una válvula de control de presión (ANSI 600, 40 KBPD)
3. Instalar válvulas de alivio en la trampa de despacho (2 válvulas), para transportar un flujo de 54 KBP.

4.2.2.2. Modificaciones Eléctricas

No aplican cambios

4.2.2.3. Modificaciones Instrumentación y control

1. Instalar la instrumentación asociada a los equipos nuevos (Válvula de control y Filtro).
2. Conexionar al sistema de control los equipos nuevos (Válvula de control y Filtro).

4.1.2.4. Modificaciones Civiles

1. Acondicionar los espacios necesarios en campo para los equipos nuevos (Válvula de control y Filtro).

5. PROYECCIONES DE OPERADORES TERCEROS

Los Operadores que tienen infraestructura de oleoductos están bastante interesados en que se pueda ampliar la capacidad de transporte del oleoducto SEBASTIAN-MONTEPRICIPE, dado que ellos aumentarían la capacidad de entrega a la estación SEBASTIAN, reduciendo impactos a nivel económico, ambiental y social.

El oleoducto SEBASTIAN-MONTEPRINCIPE convoca una reunión con los operadores para socializar la iniciativa de este estudio, con el fin de poder contar con los perfiles de producción proyectar y con base en esto crear los compromisos mediante un pre-acuerdo de la cantidad que entregara en los próximos 10 años teniendo en cuenta el aumento de la capacidad del oleoducto. Los pre-acuerdos y perfiles se describen a continuación.

5.1. OPERADOR A

EL operador A basado en su perfil de producción (Ver. ANEXO2) y en los contratos que tienen con los transportadores con carrotaques se compromete anualmente a entregar lo enunciado en la tabla 12.

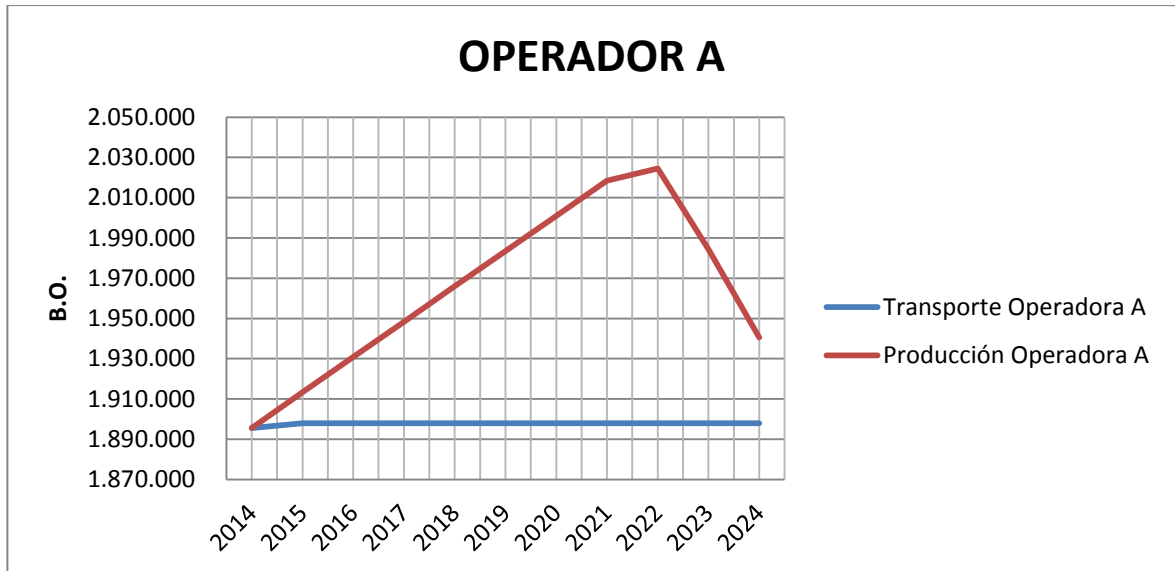
Tabla 12. Transporte Pre-acordado Operadora A

AÑO	Transporte Operadora A
2015	5200 KBPD
2016	5200 KBPD
2017	5200 KBPD
2018	5200 KBPD
2019	5200 KBPD
2020	5200 KBPD
2021	5200 KBPD
2022	5200 KBPD
2023	5200 KBPD
2024	5200 KBPD

FUENTE: EL AUTOR

En la grafica a continuación se compara la producción Vs el transporte comprometido a entregar al oleoducto. Se puede observar que es bastante conservador y acuerda una tasa de transporte constante en la proyección del proyecto.

Figura 17. Perfil Producción – Transporte Operadora A



FUENTE: EL AUTOR

5.2. OPERADOR B

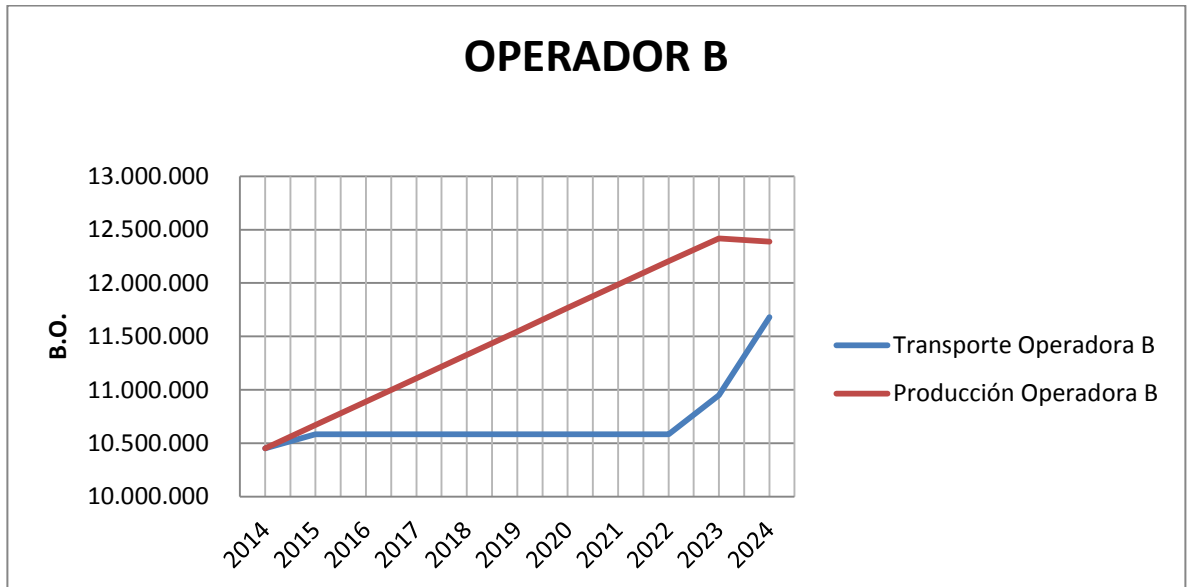
El operador B tiene un oleoducto de gran capacidad y tienen la infraestructura para poder desplazar más de 32KBPD. El perfil estimado tiene en cuenta la bahía de descargaderos que tienen en sus instalaciones (ver Anexo 2), ellos reciben una cantidad considerable a operadores menores para su transporte hasta SEBASTIAN y que por políticas de confidencialidad no detallaron. Teniendo en cuenta lo anterior el operador B firmo el pre-acuerdo al inicio de este estudio con Oleoducto SEBASTIAN – MONTEPRINCIPE donde haciendo un análisis de lo que puede entregar en SEBASTIAN se compromete a entregar en la estación diariamente lo establecido en la tabla 13. En la Figura 18 se compara la producción Vs el transporte comprometido a entregar al oleoducto.

Tabla 13. Transporte Pre-acordado Operadora B

AÑO	Transporte Operadora B
2015	29000 KBPD
2016	29000 KBPD
2017	29000 KBPD
2018	29000 KBPD
2019	29000 KBPD
2020	29000 KBPD
2021	29000 KBPD
2022	29000 KBPD
2023	30000 KBPD
2024	32000 KBPD

FUENTE: EL AUTOR

Figura 18. Perfil Producción – Transporte Operadora B



FUENTE: EL AUTOR

5.3. OPERADOR C

El operador C es un campo que de acuerdo a su perfil de producción (Ver Anexo 2), está llegando a su máxima capacidad y empieza a bajar con una pendiente alta. Teniendo en cuenta lo anterior el operador C firmo el pre-acuerdo con Oleoducto SEBASTIAN – MONTEPRINCIPE donde haciendo un análisis de lo que puede entregar en SEBASTIAN

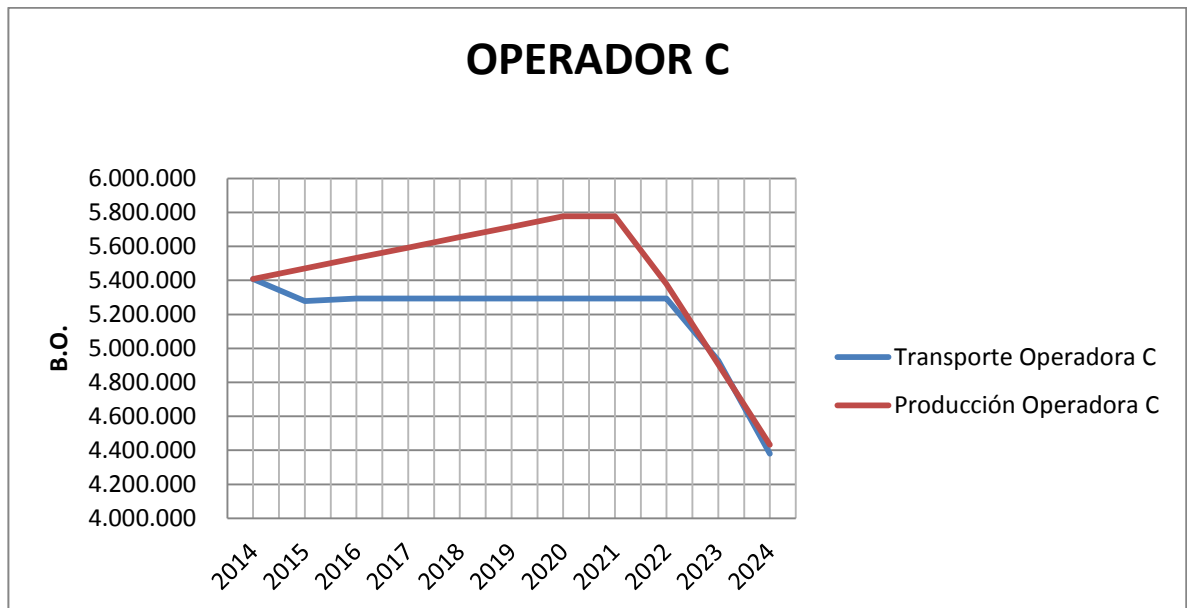
se compromete a entregar en la estación diariamente lo establecido en la tabla 14. En la grafica 19 se compara la producción Vs el transporte comprometido a entregar al oleoducto.

Tabla 14. Transporte Pre-acordado Operadora B

AÑO	Transporte Operadora C
2015	14500 KBPD
2016	14500 KBPD
2017	14500 KBPD
2018	14500 KBPD
2019	14500 KBPD
2020	14500 KBPD
2021	14500 KBPD
2022	14500 KBPD
2023	13500 KBPD
2024	12000 KBPD

FUENTE: EL AUTOR

Figura 19. Perfil Producción – Transporte Operadora C



FUENTE: EL AUTOR

6. EVALUACIÓN ECONÓMICA

La evaluación económica tiene varias metodologías y herramientas. La viabilidad económica de este caso de negocio se evaluará el promedio geométrico de los rendimientos futuros esperados de la inversión y sus costos en el tiempo, como también la relación costo beneficio, para poder determinar si las alternativas son o no son viables y cuál es la mejor desde el punto de vista financiero.

Para poder establecer estos indicadores se deben establecer una serie de premisas con las que se deben realizar el análisis. A continuación se describen:

El tiempo en el que se estableció la vida útil del proyecto es desde el año 2014 hasta el año 2024, teniendo en cuenta las proyecciones de producción de los campos que hacen entrega a la estación SEBASTIAN.

6.1. CAPEX

Como primera medida se tiene que establecer la inversión de capital en las dos alternativas técnicas expuestas en el capítulo 4. En este mismo capítulo se diversificaron las modificaciones y se expusieron los equipos de compra mayor, esto quiere decir los equipos de una cuantía significativa para realizar el presupuesto. En el Anexo 3 se realiza el resumen y costo estimado de la inversión de capital. Los valores asociados a esta tabla se sacan de la Base de Datos del equipo de proyectos del Oleoducto SEBASTIAN-MONTEPRINCIPE donde ya se tienen concentrados todos valores estimados por ítem descrito. En la tabla 15 se visualiza el total del CAPEX de las dos alternativas.

Tabla 15. CAPEX Alternativas

	Alternativa 1 \$US	Alternativa 2 \$US
CAPEX	\$ 2.134.000	\$ 5.830.000

FUENTE: EL AUTOR

6.2 OPEX

Los costos operativos del proyecto se dividen en dos básicamente, los costos variables con la operación y los costos fijos.

6.2.1. COSTOS VARIABLES

Los costos variables son los que dependen de la operación como tal, del número de barriles transportados por el oleoducto SEBASTIAN-MONTEPRINCIPE.

6.2.1.1. DRA

El DRA ó mejorador de flujo se establece únicamente para la alternativa uno, dado que es parte de la propuesta en esta alternativa y fue comentada en el capítulo 4. El costo por galón de este producto está establecido por el proveedor incluyendo la infraestructura y soporte técnico de US\$50 x galón de DRA.

El proveedor de este aditivo estipula cláusulas de confidencialidad para su fórmula química, lo único que provee es la fórmula con la que se determina la cantidad de galones por barril transportado, teniendo en cuenta la eficiencia del oleoducto en el porcentaje deseado. Para los cálculos realizados se requiere una eficiencia del 60% para poder obtener los 54KBPD, ver Figura 12.

Los cálculos de consumo de DRA para los Barriles transportados se encuentran en el Anexo 4. En la tabla 16 se ilustran los costos de acuerdo a los barriles transportados en el año.

Tabla 16. Costo por año DRA

AÑO	Costo Total de DRA
	USD\$
2014	\$ 1.656.999
2015	\$ 1.686.063
2016	\$ 1.713.683
2017	\$ 1.740.836
2018	\$ 1.767.988
2019	\$ 1.795.141
2020	\$ 1.821.099
2021	\$ 1.839.396
2022	\$ 1.822.071
2023	\$ 1.794.038
2024	\$ 1.744.665

FUENTE: EL AUTOR

6.2.1.2. CONSUMO ENERGETICO

Para la evaluación del consumo energético las alternativas, se estableció una tarifa de media tensión de 1MWh = US\$100. La infraestructura y capacidad de la electrificadora está disponible y está dentro de lo que se requiere. Esta infraestructura fue paga por la estación SEBASTIAN en proyecto anterior.

La potencia consumida por cada alternativa se especifica en las Tabla 10 de la alternativa 1 y en la Tabla 11 de la alternativa 2.

Alternativa 1: 1247HP

Alternativa 2: 2220 HP

Los cálculos de consumo de energía para los Barriles transportados se encuentran en el Anexo 5. En la tabla 17 se ilustran los costos de energía de cada alternativa de acuerdo a los barriles transportados en el año.

Tabla 17. Costo por año de Energía Eléctrica

AÑO	Alternativa 1	Alternativa 2
	Costo Total de Energía \$USD	Costo Total de Energía \$USD
2014	\$ 811.269,00	\$ 1.444.422,86
2015	\$ 825.498,65	\$ 1.469.758,01
2016	\$ 839.021,36	\$ 1.493.834,51
2017	\$ 852.315,26	\$ 1.517.503,61
2018	\$ 865.609,15	\$ 1.541.172,71
2019	\$ 878.903,05	\$ 1.564.841,81
2020	\$ 891.612,55	\$ 1.587.470,43
2021	\$ 900.570,72	\$ 1.603.419,98
2022	\$ 892.088,02	\$ 1.588.316,96
2023	\$ 878.363,38	\$ 1.563.880,96
2024	\$ 854.190,21	\$ 1.520.841,87

FUENTE: EL AUTOR

6.2.2. COSTOS FIJOS

Los costos fijos no dependen del número de barriles transportados, son los establecidos para poder mantener la infraestructura y operación del oleoducto, la estación SEBASTIAN y la estación MONTEPRINCIPE.

6.2.2.1. REPUESTOS

El presupuesto estimado para cada alternativa, parte del histórico de la base de datos de los repuestos que se requieren en cada especialidad y su mantenimiento. El consolidado se encuentra en ANEXO 6.

6.2.2.2 SALARIOS

Los salarios se presupuestan de acuerdo al equipo mínimo que requiere las estaciones para su operación y mantenimiento. Consolidado en el ANEXO 6

6.2.2.3 OTROS

En las estaciones se debe contar con un presupuesto y un personal que no intervienen directamente en los procesos de Operación ni del mantenimiento, pero si muy importante para la preservación y mantenimiento de las instalaciones Físicas de las instalaciones. Dentro de ello se encuentra el presupuesto de HSE-SOCIAL, SEGURIDAD FISICA y SERVICIOS GENERALES. Consolidado en el ANEXO 6.

6.2.3 CONSOLIDADO OPEX

Ya teniendo las variables que están involucradas en los costos operativos del proyecto se define un consolidado ANEXO 6, para poder continuar con el análisis económico esperado. En la tabla 18 se enuncia el resumen de las dos alternativas en cuanto a su OPEX.

Tabla 18. OPEX Alternativa 1 – Alternativa 2

OPEX	ALTERNATIVA 1 USD\$	ALTERNATIVA 2 USD\$
2014	\$ 4.385.154	\$ 5.008.354
2015	\$ 4.473.384	\$ 5.106.766
2016	\$ 4.559.400	\$ 5.202.317
2017	\$ 4.645.277	\$ 5.297.480
2018	\$ 4.732.022	\$ 5.393.453
2019	\$ 4.819.659	\$ 5.490.260
2020	\$ 4.905.712	\$ 5.584.928
2021	\$ 4.976.633	\$ 5.661.244
2022	\$ 4.973.777	\$ 5.649.031
2023	\$ 4.949.459	\$ 5.610.875
2024	\$ 4.881.394	\$ 5.520.104

FUENTE: EL AUTOR

6.3 DEPRECIACIÓN

Los equipos que se adquieren siempre tienen una vida útil recomendada por el fabricante, donde el activo es utilizado generando una renta. La depreciación es el valor que cada año estimado por el fabricante su equipo pierde económicamente dependiendo del uso, esta depreciación se puede dar por ejemplo por daño en la infraestructura ó por obsolescencia tecnológica.

Los equipos que se encuentran instalados en la alternativa 1 se evalúan con una depreciación a 5 años, teniendo en cuenta que los equipos existentes tienen este mismo tiempo de vida útil.

La alternativa 2 cuenta con equipos totalmente nuevos, el fabricante recomienda que su vida útil antes de hacer una repotenciación y siguiendo todos los mantenimientos recomendados su vida útil es de 10 años.

Los cálculos de depreciación de Activos se encuentran en el Anexo 7. En la tabla 19 se ilustran los valores de acuerdo a la alternativa y sus años de vida útil de la maquinaria.

Tabla 19. Depreciación Alternativa 1 – Alternativa 2

DEPRECIACIÓN	ALTERNATIVA 1 USD\$	ALTERNATIVA 2 USD\$
2014	\$ -	\$ -
2015	\$ 426.800	\$ 647.778
2016	\$ 426.800	\$ 647.778
2017	\$ 426.800	\$ 647.778
2018	\$ 426.800	\$ 647.778
2019	\$ 426.800	\$ 647.778
2020	\$ -	\$ 647.778
2021	\$ -	\$ 647.778
2022	\$ -	\$ 647.778
2023	\$ -	\$ 647.778
2024	\$ -	\$ 647.778

FUENTE: EL AUTOR

6.4 INGRESOS

Los ingresos se liquidan con una tarifa de USD\$ 0,7 x Barril transportado. Este valor lo estipula el Ministerio de Minas y Energía en un oleoducto que tiene

especificaciones técnicas similares⁶, por tal razón se evaluará el proyecto con esta Tarifa de transporte.

Se va a causar el valor de transporte de los tres operadores, pero se transporta el crudo de los tres operadores más el del campo SEBASTIAN, que realmente son los ingresos que va tener la estación SEBASTIAN.

Los cálculos de depreciación de Activos se encuentran en el Anexo 8. En la tabla 20 se ilustran los valores de acuerdo a la alternativa y sus Ingresos.

Tabla 20. Ingresos Alternativa 1 – Alternativa 2

INGRESOS	ALTERNATIVA 1 USD\$	ALTERNATIVA 1 USD\$
2014	-	-
2015	\$ 5.953.570	\$ 5.953.570
2016	\$ 5.963.370	\$ 5.963.370
2017	\$ 5.963.370	\$ 5.963.370
2018	\$ 5.963.370	\$ 5.963.370
2019	\$ 5.963.370	\$ 5.963.370
2020	\$ 5.963.370	\$ 5.963.370
2021	\$ 5.963.370	\$ 5.963.370
2022	\$ 5.963.370	\$ 5.963.370
2023	\$ 5.707.870	\$ 5.707.870
2024	\$ 5.324.620	\$ 5.324.620
Totales	\$ 58.729.650	\$ 58.729.650

FUENTE: EL AUTOR

6.5. IMPUESTOS

El impuesto de transporte que se paga a los municipios por donde pasan los oleoductos, varía según el número de barriles de petróleo transportado. Este se liquida como un porcentaje sobre las tarifas aprobadas por el Ministerio Minas Y Energía, para cada Oleoducto. Según su lugar de procedencia del crudo, se determina el porcentaje, de tal forma que si proviene del occidente de la cima de la cordillera oriental, es del 6% y si proviene del oriente es del 2%. Este impuesto se

⁶ Tomado de <http://www.cenit-transporte.com/tarifas-vigentes/>

rige de acuerdo con el Artículo 52 del Código de Petróleos⁷ y el artículo 17⁸ del decreto 2140 de 1955.

Una vez determinados los volúmenes transportados se envía dicha información a la Subdirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía. Este se encarga de liquidar el impuesto de acuerdo con las tarifas y establecer el valor en dólares. El pago se hace en pesos, utilizando para su conversión el promedio aritmético de la tasa de cambio representativa del mercado de acuerdo con lo señalado en el artículo 26 de la ley 141 de 1994.⁹ La subdirección de Hidrocarburos determina la participación de los municipios de acuerdo a los kilómetros del oleoducto en su jurisdicción. Este valor liquidado se hace entrega a las entidades territoriales.

El pago de este impuesto lo hacen las empresas operadoras, por tal razón no se tendrá en cuenta para esta evaluación.

⁷ COLOMBIA. PRESIDENCIA DE LA REPUBLICA. DECRETO 1056 DE ABRIL 20 DE 1953. Pág. 15

⁸ COLOMBIA. PRESIDENCIA DE LA REPUBLICA. DECRETO 2140 DE AGOSTO 3 DE 1955. Pág. 1

⁹ COLOMBIA. CONGRESO DE COLOMBIA. LEY 141 DE JUNIO 28 DE 1994. Pág. 34

6.6. EVALUACIÓN

Como se menciona al inicio del Capítulo 6, las herramientas a utilizar para poder determinar la viabilidad económica de este proyecto es TIR y la relación Costo/beneficio.

En el ANEXO 9 se encuentran los cálculos para poder determinar los indicadores para evaluar el proyecto.

6.6.1. ALTERNATIVA 1

En la tabla 20 se resumen los indicadores de la evaluación económica de la alternativa 1.

Tabla 21. Evaluación Económica Alternativa 1

ALTERNATIVA 1	
Tasa de oportunidad	12%
TIR	79%
Riesgo Máximo	(2.134.000)
VPN Ingresos	\$ 29.810.557
VPN Egresos	\$ 20.134.276
Relación B/C	1,480587512

FUENTE: EL AUTOR

6.6.2. ALTERNATIVA 2

En la tabla 21 se resumen los indicadores de la evaluación económica de la alternativa 2.

Tabla 22. Evaluación Económica Alternativa 2

ALTERNATIVA 2	
Tasa de oportunidad	12%
TIR	37%
Riesgo Máximo	(5.830.000)
VPN Ingresos	\$ 29.810.557
VPN Egresos	\$ 30.925.991
Relación B/C	0,963932146

FUENTE: EL AUTOR

7. PANORAMA DE RIESGOS

RIESGOS AMBIENTALES:

Impacto Ambiental: Estos impactos están contemplados ya en el plan de manejo ambiental de la estación SEBASTIAN y estación MONTEPRINCIPE.

Licencia Ambiental: El Decreto 2811 de 1974 ¹⁰ expone en el capítulo 7 que no se requiere una licencia dado que los predios donde se desarrollara la ampliación de la infraestructura no está fuera de ellos.

RIESGOS LEGALES:

Permisos: El transporte de crudos por Oleoductos en Colombia se encuentra reglamentado por el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución Numero 181258 de Julio 14 de 2010 (Ver Anexo 10), en el artículo 14¹¹ MODIFICACIONES DE LA CAPACIDAD NOMINAL. Explica en su párrafo que la ampliación de la capacidad nominal del oleoducto y su infraestructura será decisión y responsabilidad del dueño del oleoducto.

¹⁰ COLOMBIA. PRESIDENCIA DE LA REPUBLICA. Decreto 2811 de Diciembre 18 de 1974. Pág. 32

¹¹ COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. Resolución 181258 (14 Julio 2010) Pág. 21.

8. CONCLUSIÓN

1. La elección de cualquiera de las dos alternativas, mitigara en gran parte los impactos ambientales y sociales en la zona de influencia por el desplazamiento de los carrotanques desde los campos de producción hasta los descargaderos.
2. Gracias al análisis económico es posible observar que es viable el desarrollo de la alternativa A, dado que el VPN Ingresos es mayor que el VPN de los egresos, caso contrario de la alternativa B. Así mismo, se obtiene con mayor rapidez el retorno de la inversión y su riesgo máximo de inversión es menor.
3. En el indicador Beneficio Costo se evidencia que los ingresos y egresos a valor presente en la alternativa A da una relación de 1,46 esto quiere decir que por USD\$1 invertido se ganara USD\$ 0,46. En la alternativa B la relación es de 0,96 esto indica que por USD\$1 se pierde USD\$ 0,04.
4. La alternativa A es viable económicamente, siempre y cuando se asegure el suministro del aditivo, el acuerdo con los operadores y el mantenimiento adecuado de la infraestructura del oleoducto.

BIBLIOGRAFIA

- CONGRESO DE COLOMBIA (Colombia). Ley 141 (28 de Junio de 1994) Por el cual se crean el Fondo Nacional de Regalías, la Comisión Nacional de Regalías, se regula el derecho del Estado a percibir regalías por la explotación de recursos naturales no renovables, se establecen las reglas para su liquidación y distribución y se dictan otras disposiciones. El congreso. 1994, 59p
- INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC-1486. Bogotá D.C. El instituto, 2008, 41p
- MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA (Colombia). Resolución 181258 (14 de julio de 2010). Por la cual se reglamenta el transporte de crudos por oleoducto. Bogotá D.C. El ministerio, 2010 22p
- PRESIDENCIA DE LA REPUBLICA DE COLOMBIA (Colombia). Decreto 1056 (20 de Abril de 1953). Por la cual se expide el Código de Petróleos. Bogotá: La presidencia, 1953, 47p
- PRESIDENCIA DE LA REPUBLICA. (Colombia). Decreto 2811 (18 Diciembre de 1974). Por el cual se dicta el Código Nacional de Recursos Naturales Renovables y de Protección al Medio Ambiente. La presidencia. 1974, 71p
- TARIFAS VIGENTES – CENIT, 2013. [Cited 10-08-2013] Available from Internet: <<http://www.cenit-transporte.com/tarifas-vigentes/>>

ANEXO A. METODOLOGÍA DE CALCULOS HIDRAULICOS

Con el fin de evaluar hidráulicamente cada una de las alternativas planteadas en este estudio para aumentar la capacidad de transporte en el oleoducto SEBASTIAN - MONTEPRINCIPE, se llevo a cabo la siguiente metodología:

- Con los datos relacionados con las propiedades del crudo MEZCLA MONTEPRINCIPE (Ver Tabla 3), y las características asociadas al oleoducto SEBASTIAN-MONTEPRINCIPE (12", 70 Km)
- Con base en el anterior inciso se procedió a calcular la curva del sistema del mencionado oleoducto (incluyendo inyección de DRA), utilizando la ecuación de conservación de energía (Ver Ecuación 1) y la ecuación de Darcy-Weisbach (Ver Ecuación 2) para el cálculo de las pérdidas por fricción:

$$\frac{P1}{\rho g} + \frac{V1^2}{2g} + z1 = \frac{P2}{\rho g} + \frac{V2^2}{2g} + z2 + hf \quad (\text{Ecuación 1})$$

$$hf = (1 - \%DRA) f \frac{l V^2}{d 2g} \quad (\text{Ecuación 2})$$

Donde P es la presión interna, V la velocidad media de flujo, z altura topográfica, hf son las pérdidas por fricción, f el factor de fricción, L la longitud de la tubería, d diámetro interno de la tubería, ρ la densidad del fluido y g la aceleración de la gravedad.

Para determinar el factor de fricción de la ecuación 2, se utilizaron las siguientes ecuaciones dependiendo del tipo de flujo:

- Flujo Laminar ($Re < 2000$): Ecuación Hagen-Poiseuille

$$f = \frac{64}{Re} \quad (\text{Ecuación 3})$$

- Zona de transición ($2000 < Re < 4000$): Ecuación Churchill-Usagi

$$f = 8 \left[\left(\frac{8}{Re} \right)^{12} + \frac{1}{(A + B)^{1.5}} \right]^{\frac{1}{12}} \quad (\text{Ecuación 4})$$

$$A = \left\{ 2.457 \ln \left(\frac{1}{(7/Re)^{0.9} + \frac{0.27ks}{d}} \right) \right\}^{16} \quad (\text{Ecuación 5})$$

$$B = \left(\frac{37530}{Re} \right)^{16} \quad (\text{Ecuación 6})$$

- Flujo turbulento ($Re > 4000$): Ecuación de Colebrook-White

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log_{10} \left(\frac{ks}{3.7d} + \frac{2.51}{Re \sqrt{f}} \right) \quad (\text{Ecuación 7})$$

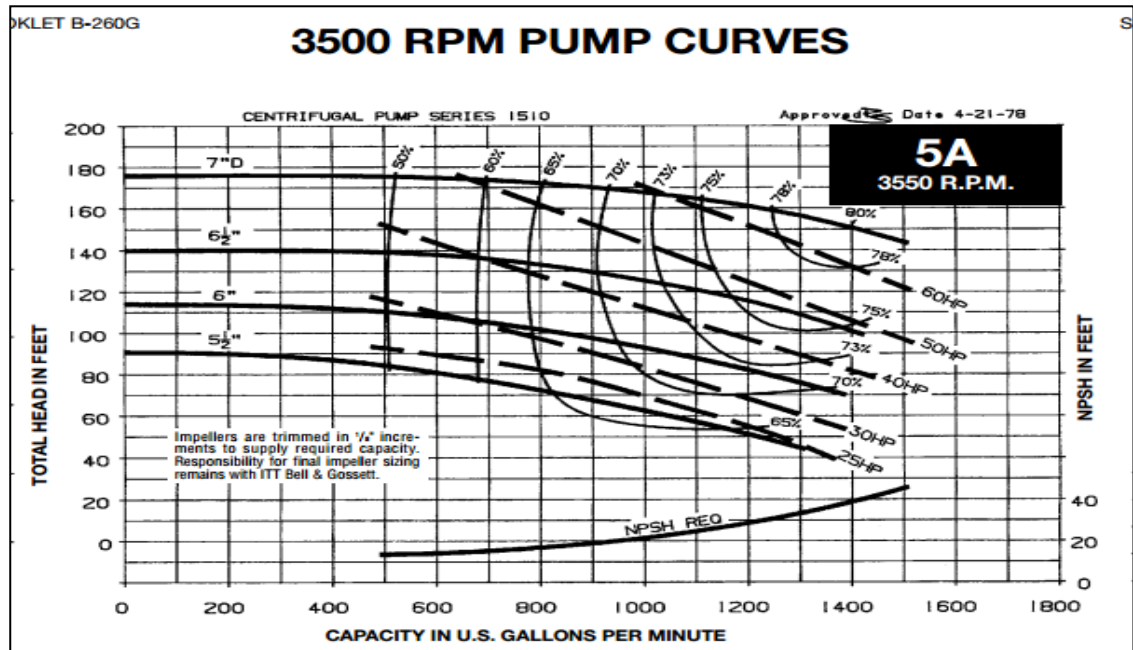
donde ks es la rugosidad absoluta de la tubería, A y B parámetros empíricos y Re el número de Reynolds, el cual se describe mediante la siguiente ecuación:

$$Re = \frac{Vd}{\nu} \quad (\text{Ecuación 8})$$

donde ν es la viscosidad cinemática del fluido a transportar.

- Luego, a partir de la configuración de bombeo de cada alternativa y la curva del sistema del oleoducto en mención (incluyendo inyección de DRA), se determinó el caudal y presión de operación. Es importante aclarar que para este ítem se tomó como base una curva típica de una bomba centrífuga para las configuraciones de bombeo de las alternativas, tal como se puede observar en la Figura 20.

Figura 20. Curva Característica Bomba Centrífuga



AUTOR: Curva tomada de catalogo de bombas Bell&Goset Serie 150 (tomado de http://people.rit.edu/megite/460_BandG_series1510_pumps.pdf)

- Finalmente, para cada una de las alternativas se calculo específicamente el consumo de energía de las bombas booster y principales de las configuraciones de bombeo planteadas en estas. Para este cálculo se utilizo la ecuación 9:

$$Pot (HP) = \frac{(S.G * Q(gpm) * H(pies))}{3960 * Eficiencia bomba} \text{ (Ecuación 9)}$$

donde S.G es la gravedad especifica del fluido, Q flujo de la bomba, H cabeza de la bomba en pies. Es importante aclarar que para el cálculo de potencia de las bombas se supuso una eficiencia igual al 70%.

ANEXO B. PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN

En este Anexo se encuentran los consolidados de las proyecciones de los operadores A, B,C, como también del campo SEBASTIAN.

Tabla 23. Proyección Producción Promedio Diario

		Proyección Producción Promedio Diario B.O.				
		Campo SEBASTIAN	Operadora A	Operadora B	Operadora C	Total
2014	ENERO	4.012	5.170	28.360	14.742	52.284
	FEBRERO	4.017	5.170	28.410	14.756	52.353
	MARZO	4.050	5.180	28.460	14.770	52.460
	ABRIL	4.050	5.184	28.510	14.784	52.528
	MAYO	4.058	5.188	28.560	14.798	52.604
	JUNIO	4.073	5.192	28.610	14.812	52.687
	JULIO	4.085	5.196	28.660	14.826	52.767
	AGOSTO	4.094	5.200	28.710	14.840	52.844
	SEPTIEMBRE	4.104	5.204	28.760	14.854	52.922
	OCTUBRE	4.117	5.208	28.810	14.868	53.003
	NOVEMBRE	4.120	5.212	28.860	14.882	53.074
DICIEMBRE	4.140	5.216	28.910	14.896	53.162	
2015	ENERO	4.140	5.220	28.960	14.910	53.230
	FEBRERO	4.163	5.224	29.010	14.924	53.321
	MARZO	4.160	5.228	29.060	14.938	53.386
	ABRIL	4.161	5.232	29.110	14.952	53.455
	MAYO	4.160	5.236	29.160	14.966	53.522
	JUNIO	4.163	5.240	29.210	14.980	53.593
	JULIO	4.200	5.244	29.260	14.994	53.698
	AGOSTO	4.210	5.248	29.310	15.008	53.776
	SEPTIEMBRE	4.210	5.252	29.360	15.022	53.844
	OCTUBRE	4.214	5.256	29.410	15.036	53.916
	NOVEMBRE	4.218	5.260	29.460	15.050	53.988
DICIEMBRE	4.222	5.264	29.510	15.064	54.060	
2016	ENERO	4.226	5.268	29.560	15.078	54.132
	FEBRERO	4.230	5.272	29.610	15.092	54.204
	MARZO	4.234	5.276	29.660	15.106	54.276
	ABRIL	4.238	5.280	29.710	15.120	54.348
	MAYO	4.242	5.284	29.760	15.134	54.420
	JUNIO	4.246	5.288	29.810	15.148	54.492
	JULIO	4.250	5.292	29.860	15.162	54.564
	AGOSTO	4.254	5.296	29.910	15.176	54.636
	SEPTIEMBRE	4.258	5.300	29.960	15.190	54.708
	OCTUBRE	4.262	5.304	30.010	15.204	54.780
	NOVEMBRE	4.266	5.308	30.060	15.218	54.852
DICIEMBRE	4.270	5.312	30.110	15.232	54.924	

2017	ENERO	4.274	5.316	30.160	15.246	54.996
	FEBRERO	4.278	5.320	30.210	15.260	55.068
	MARZO	4.282	5.324	30.260	15.274	55.140
	ABRIL	4.286	5.328	30.310	15.288	55.212
	MAYO	4.290	5.332	30.360	15.302	55.284
	JUNIO	4.294	5.336	30.410	15.316	55.356
	JULIO	4.298	5.340	30.460	15.330	55.428
	AGOSTO	4.302	5.344	30.510	15.344	55.500
	SEPTIEMBRE	4.306	5.348	30.560	15.358	55.572
	OCTUBRE	4.310	5.352	30.610	15.372	55.644
	NOVEMBRE	4.314	5.356	30.660	15.386	55.716
	DICIEMBRE	4.318	5.360	30.710	15.400	55.788
2018	ENERO	4.322	5.364	30.760	15.414	55.860
	FEBRERO	4.326	5.368	30.810	15.428	55.932
	MARZO	4.330	5.372	30.860	15.442	56.004
	ABRIL	4.334	5.376	30.910	15.456	56.076
	MAYO	4.338	5.380	30.960	15.470	56.148
	JUNIO	4.342	5.384	31.010	15.484	56.220
	JULIO	4.346	5.388	31.060	15.498	56.292
	AGOSTO	4.350	5.392	31.110	15.512	56.364
	SEPTIEMBRE	4.354	5.396	31.160	15.526	56.436
	OCTUBRE	4.358	5.400	31.210	15.540	56.508
	NOVEMBRE	4.362	5.404	31.260	15.554	56.580
	DICIEMBRE	4.366	5.408	31.310	15.568	56.652
2019	ENERO	4.370	5.412	31.360	15.582	56.724
	FEBRERO	4.374	5.416	31.410	15.596	56.796
	MARZO	4.378	5.420	31.460	15.610	56.868
	ABRIL	4.382	5.424	31.510	15.624	56.940
	MAYO	4.386	5.428	31.560	15.638	57.012
	JUNIO	4.390	5.432	31.610	15.652	57.084
	JULIO	4.394	5.436	31.660	15.666	57.156
	AGOSTO	4.398	5.440	31.710	15.680	57.228
	SEPTIEMBRE	4.402	5.444	31.760	15.694	57.300
	OCTUBRE	4.406	5.448	31.810	15.708	57.372
	NOVEMBRE	4.410	5.452	31.860	15.722	57.444
	DICIEMBRE	4.414	5.456	31.910	15.736	57.516
2020	ENERO	4.418	5.460	31.960	15.750	57.588
	FEBRERO	4.422	5.464	32.010	15.764	57.660
	MARZO	4.423	5.468	32.060	15.778	57.729
	ABRIL	4.420	5.472	32.110	15.792	57.794
	MAYO	4.414	5.476	32.160	15.806	57.856
	JUNIO	4.408	5.480	32.210	15.820	57.918
	JULIO	4.402	5.484	32.260	15.834	57.980
	AGOSTO	4.396	5.488	32.310	15.848	58.042
	SEPTIEMBRE	4.390	5.492	32.360	15.862	58.104
	OCTUBRE	4.384	5.496	32.410	15.876	58.166
	NOVEMBRE	4.378	5.500	32.460	15.890	58.228
	DICIEMBRE	4.372	5.504	32.510	15.904	58.290
2021	ENERO	4.366	5.508	32.560	15.918	58.352

	FEBRERO	4.360	5.512	32.610	15.932	58.414
	MARZO	4.354	5.516	32.660	15.946	58.476
	ABRIL	4.348	5.520	32.710	15.960	58.538
	MAYO	4.342	5.524	32.760	15.974	58.600
	JUNIO	4.336	5.528	32.810	15.988	58.662
	JULIO	4.330	5.532	32.860	15.980	58.702
	AGOSTO	4.324	5.536	32.910	15.872	58.642
	SEPTIEMBRE	4.318	5.540	32.960	15.764	58.582
	OCTUBRE	4.312	5.544	33.010	15.656	58.522
	NOVEMBRE	4.306	5.548	33.060	15.548	58.462
	DICIEMBRE	4.300	5.552	33.110	15.440	58.402
2022	ENERO	4.294	5.556	33.160	15.332	58.342
	FEBRERO	4.288	5.560	33.210	15.224	58.282
	MARZO	4.282	5.564	33.260	15.116	58.222
	ABRIL	4.276	5.575	33.310	15.008	58.169
	MAYO	4.270	5.570	33.360	14.900	58.100
	JUNIO	4.264	5.572	33.410	14.792	58.038
	JULIO	4.258	5.552	33.460	14.684	57.954
	AGOSTO	4.252	5.542	33.510	14.576	57.880
	SEPTIEMBRE	4.246	5.532	33.560	14.468	57.806
	OCTUBRE	4.240	5.522	33.610	14.360	57.732
	NOVEMBRE	4.234	5.512	33.660	14.252	57.658
	DICIEMBRE	4.228	5.502	33.710	14.144	57.584
2023	ENERO	4.222	5.492	33.760	14.036	57.510
	FEBRERO	4.216	5.482	33.810	13.928	57.436
	MARZO	4.210	5.472	33.860	13.820	57.362
	ABRIL	4.204	5.462	33.910	13.712	57.288
	MAYO	4.198	5.452	33.960	13.604	57.214
	JUNIO	4.192	5.442	34.010	13.496	57.140
	JULIO	4.186	5.432	34.060	13.388	57.066
	AGOSTO	4.180	5.422	34.110	13.280	56.992
	SEPTIEMBRE	4.174	5.412	34.160	13.172	56.918
	OCTUBRE	4.168	5.402	34.210	13.064	56.844
	NOVEMBRE	4.162	5.392	34.200	12.956	56.710
	DICIEMBRE	4.156	5.382	34.200	12.848	56.586
2024	ENERO	4.150	5.372	34.160	12.740	56.422
	FEBRERO	4.144	5.362	34.120	12.632	56.258
	MARZO	4.138	5.352	34.080	12.524	56.094
	ABRIL	4.132	5.342	34.040	12.416	55.930
	MAYO	4.126	5.332	34.000	12.308	55.766
	JUNIO	4.120	5.322	33.960	12.200	55.602
	JULIO	4.114	5.312	33.920	12.092	55.438
	AGOSTO	4.108	5.302	33.880	11.984	55.274
	SEPTIEMBRE	4.102	5.292	33.840	11.876	55.110
	OCTUBRE	4.096	5.282	33.800	11.768	54.946
	NOVEMBRE	4.090	5.272	33.760	11.660	54.782
	DICIEMBRE	4.084	5.262	33.720	11.552	54.618

FUENTE: EL AUTOR

Tabla 24. Proyección Transporte Diario

		Proyección Transporte Promedio Diario (B.O.)				
		Campo SEBASTIAN	Operadora A	Operadora B	Operadora C	Total
2014	ENERO	4.012	5.170	28.360	14.742	52.284
	FEBRERO	4.017	5.170	28.410	14.756	52.353
	MARZO	4.050	5.180	28.460	14.770	52.460
	ABRIL	4.050	5.184	28.510	14.784	52.528
	MAYO	4.058	5.188	28.560	14.798	52.604
	JUNIO	4.073	5.192	28.610	14.812	52.687
	JULIO	4.085	5.196	28.660	14.826	52.767
	AGOSTO	4.094	5.200	28.710	14.840	52.844
	SEPTIEMBRE	4.104	5.204	28.760	14.854	52.922
	OCTUBRE	4.117	5.208	28.810	14.868	53.003
	NOVEMBRE	4.120	5.212	28.860	14.882	53.074
	DICIEMBRE	4.140	5.216	28.910	14.896	53.162
2015	ENERO	4.140	5.200	29.000	14.500	52.840
	FEBRERO	4.163	5.200	29.000	14.000	52.363
	MARZO	4.160	5.200	29.000	14.500	52.860
	ABRIL	4.161	5.200	29.000	14.500	52.861
	MAYO	4.160	5.200	29.000	14.500	52.860
	JUNIO	4.163	5.200	29.000	14.500	52.863
	JULIO	4.200	5.200	29.000	14.500	52.900
	AGOSTO	4.210	5.200	29.000	14.500	52.910
	SEPTIEMBRE	4.210	5.200	29.000	14.500	52.910
	OCTUBRE	4.214	5.200	29.000	14.500	52.914
	NOVEMBRE	4.218	5.200	29.000	14.500	52.918
	DICIEMBRE	4.222	5.200	29.000	14.500	52.922
2016	ENERO	4.226	5.200	29.000	14.500	52.926
	FEBRERO	4.230	5.200	29.000	14.500	52.930
	MARZO	4.234	5.200	29.000	14.500	52.934
	ABRIL	4.238	5.200	29.000	14.500	52.938
	MAYO	4.242	5.200	29.000	14.500	52.942
	JUNIO	4.246	5.200	29.000	14.500	52.946
	JULIO	4.250	5.200	29.000	14.500	52.950
	AGOSTO	4.254	5.200	29.000	14.500	52.954
	SEPTIEMBRE	4.258	5.200	29.000	14.500	52.958
	OCTUBRE	4.262	5.200	29.000	14.500	52.962
	NOVEMBRE	4.266	5.200	29.000	14.500	52.966
	DICIEMBRE	4.270	5.200	29.000	14.500	52.970
2017	ENERO	4.274	5.200	29.000	14.500	52.974
	FEBRERO	4.278	5.200	29.000	14.500	52.978
	MARZO	4.282	5.200	29.000	14.500	52.982
	ABRIL	4.286	5.200	29.000	14.500	52.986

	MAYO	4.290	5.200	29.000	14.500	52.990
	JUNIO	4.294	5.200	29.000	14.500	52.994
	JULIO	4.298	5.200	29.000	14.500	52.998
	AGOSTO	4.302	5.200	29.000	14.500	53.002
	SEPTIEMBRE	4.306	5.200	29.000	14.500	53.006
	OCTUBRE	4.310	5.200	29.000	14.500	53.010
	NOVIMEMBRE	4.314	5.200	29.000	14.500	53.014
	DICIEMBRE	4.318	5.200	29.000	14.500	53.018
2018	ENERO	4.322	5.200	29.000	14.500	53.022
	FEBRERO	4.326	5.200	29.000	14.500	53.026
	MARZO	4.330	5.200	29.000	14.500	53.030
	ABRIL	4.334	5.200	29.000	14.500	53.034
	MAYO	4.338	5.200	29.000	14.500	53.038
	JUNIO	4.342	5.200	29.000	14.500	53.042
	JULIO	4.346	5.200	29.000	14.500	53.046
	AGOSTO	4.350	5.200	29.000	14.500	53.050
	SEPTIEMBRE	4.354	5.200	29.000	14.500	53.054
	OCTUBRE	4.358	5.200	29.000	14.500	53.058
	NOVIMEMBRE	4.362	5.200	29.000	14.500	53.062
	DICIEMBRE	4.366	5.200	29.000	14.500	53.066
2019	ENERO	4.370	5.200	29.000	14.500	53.070
	FEBRERO	4.374	5.200	29.000	14.500	53.074
	MARZO	4.378	5.200	29.000	14.500	53.078
	ABRIL	4.382	5.200	29.000	14.500	53.082
	MAYO	4.386	5.200	29.000	14.500	53.086
	JUNIO	4.390	5.200	29.000	14.500	53.090
	JULIO	4.394	5.200	29.000	14.500	53.094
	AGOSTO	4.398	5.200	29.000	14.500	53.098
	SEPTIEMBRE	4.402	5.200	29.000	14.500	53.102
	OCTUBRE	4.406	5.200	29.000	14.500	53.106
	NOVIMEMBRE	4.410	5.200	29.000	14.500	53.110
	DICIEMBRE	4.414	5.200	29.000	14.500	53.114
2020	ENERO	4.418	5.200	29.000	14.500	53.118
	FEBRERO	4.422	5.200	29.000	14.500	53.122
	MARZO	4.423	5.200	29.000	14.500	53.123
	ABRIL	4.420	5.200	29.000	14.500	53.120
	MAYO	4.414	5.200	29.000	14.500	53.114
	JUNIO	4.408	5.200	29.000	14.500	53.108
	JULIO	4.402	5.200	29.000	14.500	53.102
	AGOSTO	4.396	5.200	29.000	14.500	53.096
	SEPTIEMBRE	4.390	5.200	29.000	14.500	53.090
	OCTUBRE	4.384	5.200	29.000	14.500	53.084
	NOVIMEMBRE	4.378	5.200	29.000	14.500	53.078
	DICIEMBRE	4.372	5.200	29.000	14.500	53.072
2021	ENERO	4.366	5.200	29.000	14.500	53.066
	FEBRERO	4.360	5.200	29.000	14.500	53.060
	MARZO	4.354	5.200	29.000	14.500	53.054
	ABRIL	4.348	5.200	29.000	14.500	53.048
	MAYO	4.342	5.200	29.000	14.500	53.042

	JUNIO	4.336	5.200	29.000	14.500	53.036
	JULIO	4.330	5.200	29.000	14.500	53.030
	AGOSTO	4.324	5.200	29.000	14.500	53.024
	SEPTIEMBRE	4.318	5.200	29.000	14.500	53.018
	OCTUBRE	4.312	5.200	29.000	14.500	53.012
	NOVIMEMBRE	4.306	5.200	29.000	14.500	53.006
	DICIEMBRE	4.300	5.200	29.000	14.500	53.000
2022	ENERO	4.294	5.200	29.000	14.500	52.994
	FEBRERO	4.288	5.200	29.000	14.500	52.988
	MARZO	4.282	5.200	29.000	14.500	52.982
	ABRIL	4.276	5.200	29.000	14.500	52.976
	MAYO	4.270	5.200	29.000	14.500	52.970
	JUNIO	4.264	5.200	29.000	14.500	52.964
	JULIO	4.258	5.200	29.000	14.500	52.958
	AGOSTO	4.252	5.200	29.000	14.500	52.952
	SEPTIEMBRE	4.246	5.200	29.000	14.500	52.946
	OCTUBRE	4.240	5.200	29.000	14.500	52.940
	NOVIMEMBRE	4.234	5.200	29.000	14.500	52.934
	DICIEMBRE	4.228	5.200	29.000	14.500	52.928
2023	ENERO	4.222	5.200	30.000	13.500	52.922
	FEBRERO	4.216	5.200	30.000	13.500	52.916
	MARZO	4.210	5.200	30.000	13.500	52.910
	ABRIL	4.204	5.200	30.000	13.500	52.904
	MAYO	4.198	5.200	30.000	13.500	52.898
	JUNIO	4.192	5.200	30.000	13.500	52.892
	JULIO	4.186	5.200	30.000	13.500	52.886
	AGOSTO	4.180	5.200	30.000	13.500	52.880
	SEPTIEMBRE	4.174	5.200	30.000	13.500	52.874
	OCTUBRE	4.168	5.200	30.000	13.500	52.868
	NOVIMEMBRE	4.162	5.200	30.000	13.500	52.862
	DICIEMBRE	4.156	5.200	30.000	13.500	52.856
2024	ENERO	4.150	5.200	32.000	12.000	53.350
	FEBRERO	4.144	5.200	32.000	12.000	53.344
	MARZO	4.138	5.200	32.000	12.000	53.338
	ABRIL	4.132	5.200	32.000	12.000	53.332
	MAYO	4.126	5.200	32.000	12.000	53.326
	JUNIO	4.120	5.200	32.000	12.000	53.320
	JULIO	4.114	5.200	32.000	12.000	53.314
	AGOSTO	4.108	5.200	32.000	12.000	53.308
	SEPTIEMBRE	4.102	5.200	32.000	12.000	53.302
	OCTUBRE	4.096	5.200	32.000	12.000	53.296
	NOVIMEMBRE	4.090	5.200	32.000	12.000	53.290
	DICIEMBRE	4.084	5.200	32.000	12.000	54.618

FUENTE: EL AUTOR

Tabla 25. Proyección Transporte Anual

Proyección Transporte Anual (B.O.)					
	Campo SEBASTIAN	Transporte Operadora A	Transporte Operadora B	Transporte Operadora C	Total Transportado
2014	1.488.122	1.895.618	10.452.250	5.409.068	19.245.058
2015	1.527.610	1.898.000	10.585.000	5.278.500	19.289.110
2016	1.550.558	1.898.000	10.585.000	5.292.500	19.326.058
2017	1.568.078	1.898.000	10.585.000	5.292.500	19.343.578
2018	1.585.598	1.898.000	10.585.000	5.292.500	19.361.098
2019	1.603.118	1.898.000	10.585.000	5.292.500	19.378.618
2020	1.606.775	1.898.000	10.585.000	5.292.500	19.382.275
2021	1.581.488	1.898.000	10.585.000	5.292.500	19.356.988
2022	1.555.208	1.898.000	10.585.000	5.292.500	19.330.708
2023	1.528.928	1.898.000	10.950.000	4.927.500	19.304.428
2024	1.502.648	1.898.000	11.680.000	4.380.000	19.460.648

FUENTE: EL AUTOR

ANEXO C. CAPEX

CAPEX	Valor Unitario \$US	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 1 \$US	Alternativa 2 \$US
Modificaciones Mecánicas:					
Unidad Principal (especificaciones de acuerdo a documento)		1	3	\$ 350.000	\$ 2.400.000
Bomba Booster (especificaciones de acuerdo a documento)	\$ 80.000	1	1	\$ 80.000	\$ 80.000
Válvulas Compuerta 6"	\$ 3.000	2	4	\$ 6.000	\$ 12.000
Válvulas de alivio 4 "x 6" #900	\$ 5.000	4	4	\$ 4.000	\$ 4.000
Adecuaciones Mecánicas	\$ 150.000	1	1	\$ 150.000	\$ 150.000
Filtro 10" #900 35KBPD	\$ 29.000	1	1	\$ 29.000	\$ 29.000
Válvula control Presión 6" #900	\$ 15.000	1	1	\$ 15.000	\$ 15.000
Modificaciones Eléctricas:					
Conexión Unidad Principal	\$ 150.000	1	3	\$ 150.000	\$ 450.000
Conexión Bomba Booster	\$ 100.000	1	1	\$ 100.000	\$ 100.000
Modificaciones Instrumentación y control:					
Instrumentación Proceso de BPC	\$ 200.000	1	3	\$ 200.000	\$ 600.000
Instrumentación Proceso BB	\$ 70.000	1	1	\$ 70.000	\$ 70.000
Control de proceso de BPC	\$ 100.000	1	3	\$ 100.000	\$ 300.000
Control de proceso de BB	\$ 100.000	1	1	\$ 100.000	\$ 100.000
Modificaciones Civiles:					
Adecuaciones civiles	\$ 300.000	1	3	\$ 300.000	\$ 900.000
Ingenieria					
Gestoría				\$ 100.000	\$ 200.000
Básica				\$ 150.000	\$ 170.000
Detalle				\$ 230.000	\$ 250.000
				Total	\$ 2.134.000
					\$ 5.830.000

FUENTE: EL AUTOR

ANEXO D. DRA

$GPD_{DRA} = \frac{ppmv * (BPD * 42galones)}{1x10^6}$			
Eficiencia 60% (ppmv)		41	
Valor DRA x Galón \$US		50	
D.R.A.	Total Barriles Transportado	Galones DRA	Costo Total de DRA
AÑO	BO	GL	USD\$
2014	19.245.058	33.140,0	\$ 1.656.999
2015	19.582.616	33.721,3	\$ 1.686.063
2016	19.903.404	34.273,7	\$ 1.713.683
2017	20.218.764	34.816,7	\$ 1.740.836
2018	20.534.124	35.359,8	\$ 1.767.988
2019	20.849.484	35.902,8	\$ 1.795.141
2020	21.150.981	36.422,0	\$ 1.821.099
2021	21.363.488	36.787,9	\$ 1.839.396
2022	21.162.260	36.441,4	\$ 1.822.071
2023	20.836.682	35.880,8	\$ 1.794.038
2024	20.263.242	34.893,3	\$ 1.744.665

ANEXO E. CONSUMO ENERGETICO

Tabla 26. Potencia Operación

POTENCIA ALTERNATIVA 1		POTENCIA ALTERNATIVA 2	
BPC (HP)	542	BPC (HP)	1029
BPC (HP)	542	BPC (HP)	1029
BPC (HP)	-	BPC (HP)	-
BB(HP)	41	BB(HP)	41
BB(HP)	41	BB(HP)	41
BB(HP)	41	BB(HP)	41
BB(HP)	41	BB(HP)	41
TOTAL (HP)	1248	TOTAL (HP)	2222

FUENTE: EL AUTOR

Tabla 27. Constante de Energía

	Alternativa 1	Alternativa 2
Potencia HP	1.248,0	2.222,0
Energía KW/h	948,5	1.688,7
Energía KW/d	22.763,5	40.529,3
Barriles Transportados x día	54.000,0	54.000,0
Constante de Energía Kw/BO	0,4	0,8

FUENTE: EL AUTOR

Tabla 28. Costo de Energía

AÑO	Total Barriles Transportado	Consumo de Energía por barriles		Tarifa Energía US\$ / MWh	Alternativa 1	Alternativa 2
		Alternativa 1 MW/h - BT	Alternativa 2 MW/h - BT		Costo Total de Energía	Costo Total de Energía
2014	19.245.058	8.112,7	14.444,2	100	\$ 811.269	\$ 1.444.423
2015	19.582.616	8.255,0	14.697,6	102	\$ 825.499	\$ 1.469.758
2016	19.903.404	8.390,2	14.938,3	104	\$ 839.021	\$ 1.493.835
2017	20.218.764	8.523,2	15.175,0	106	\$ 852.315	\$ 1.517.504
2018	20.534.124	8.656,1	15.411,7	108	\$ 865.609	\$ 1.541.173
2019	20.849.484	8.789,0	15.648,4	110	\$ 878.903	\$ 1.564.842
2020	21.150.981	8.916,1	15.874,7	112	\$ 891.613	\$ 1.587.470
2021	21.363.488	9.005,7	16.034,2	114	\$ 900.571	\$ 1.603.420
2022	21.162.260	8.920,9	15.883,2	116	\$ 892.088	\$ 1.588.317
2023	20.836.682	8.783,6	15.638,8	118	\$ 878.363	\$ 1.563.881
2024	20.263.242	8.541,9	15.208,4	120	\$ 854.190	\$ 1.520.842

FUENTE: EL AUTOR

ANEXO F. OPEX

Tabla 29. OPEX Alternativa 1

ALTERNATIVA 1												
AÑO	Energía Eléctrica	DRA	Repuestos Eléctricos	Repuestos Mecánicos	Repuestos Instrumen	Repuestos control	Salarios	HSE-Social	Seguridad Física	Servicios Generales	Costos Fijos	Total OPEX
	USD\$	USD\$	USD\$	USD\$	USD\$	USD\$	USD\$	USD\$	USD\$	USD\$	USD\$	USD\$
2014	1.820.155	1.656.999	160.000	120.000	60.000	50.000	400.000	29.000	60.000	29.000	908.000	4.385.154
2015	1.852.080	1.686.063	164.800	123.600	61.800	51.500	412.000	29.870	61.800	29.870	935.240	4.473.384
2016	1.882.420	1.713.683	169.744	127.308	63.654	53.045	424.360	30.766	63.654	30.766	963.297	4.559.400
2017	1.912.246	1.740.836	174.836	131.127	65.564	54.636	437.091	31.689	65.564	31.689	992.196	4.645.277
2018	1.942.072	1.767.988	180.081	135.061	67.531	56.275	450.204	32.640	67.531	32.640	1.021.962	4.732.022
2019	1.971.898	1.795.141	185.484	139.113	69.556	57.964	463.710	33.619	69.556	33.619	1.052.621	4.819.659
2020	2.000.413	1.821.099	191.048	143.286	71.643	59.703	477.621	34.628	71.643	34.628	1.084.199	4.905.712
2021	2.020.511	1.839.396	196.780	147.585	73.792	61.494	491.950	35.666	73.792	35.666	1.116.725	4.976.633
2022	2.001.480	1.822.071	202.683	152.012	76.006	63.339	506.708	36.736	76.006	36.736	1.150.227	4.973.777
2023	1.970.687	1.794.038	208.764	156.573	78.286	65.239	521.909	37.838	78.286	37.838	1.184.734	4.949.459
2024	1.916.452	1.744.665	215.027	161.270	80.635	67.196	537.567	38.974	80.635	38.974	1.220.276	4.881.394

FUENTE: EL AUTOR

Tabla 30. OPEX Alternativa 2

ALTERNATIVA 2												
AÑO	Energía Eléctrica	DRA	Repuestos Eléctricos	Repuestos Mecánicos	Repuestos Instrumentos	Repuestos control	Salarios	HSE-Social	Seguridad Física	Servicios Generales	Costos Fijos	Total OPEX
	USD\$	USD\$	USD\$	USD\$	USD\$	USD\$	USD\$	USD\$	USD\$	USD\$	USD\$	USD\$
2014	4.160.354	-	130.000	100.000	50.000	50.000	400.000	29.000	60.000	29.000	848.000	5.008.354
2015	4.233.326	-	133.900	103.000	51.500	51.500	412.000	29.870	61.800	29.870	873.440	5.106.766
2016	4.302.674	-	137.917	106.090	53.045	53.045	424.360	30.766	63.654	30.766	899.643	5.202.317
2017	4.370.847	-	142.055	109.273	54.636	54.636	437.091	31.689	65.564	31.689	926.632	5.297.480
2018	4.439.021	-	146.316	112.551	56.275	56.275	450.204	32.640	67.531	32.640	954.431	5.393.453
2019	4.507.195	-	150.706	115.927	57.964	57.964	463.710	33.619	69.556	33.619	983.064	5.490.260
2020	4.572.372	-	155.227	119.405	59.703	59.703	477.621	34.628	71.643	34.628	1.012.556	5.584.928
2021	4.618.311	-	159.884	122.987	61.494	61.494	491.950	35.666	73.792	35.666	1.042.933	5.661.244
2022	4.574.810	-	164.680	126.677	63.339	63.339	506.708	36.736	76.006	36.736	1.074.221	5.649.031
2023	4.504.428	-	169.621	130.477	65.239	65.239	521.909	37.838	78.286	37.838	1.106.448	5.610.875
2024	4.380.463	-	174.709	134.392	67.196	67.196	537.567	38.974	80.635	38.974	1.139.641	5.520.104

FUENTE: EL AUTOR

ANEXO G. DEPRECIACIÓN

Tabla 31. Depreciación de Equipos

ALTERNATIVA 1		Periodo
AÑOS	CAPEX USD\$	5
2014	\$ 2.134.000	\$ -
2015		\$ 426.800
2016		\$ 426.800
2017		\$ 426.800
2018		\$ 426.800
2019		\$ 426.800
2020		\$ -
2021		\$ -
2022		\$ -
2023		\$ -
2024		\$ -
Total	\$ 2.134.000	\$ -

ALTERNATIVA 2		Periodo
AÑOS	CAPEX USD\$	9
2014	5830000	\$ -
2015		\$ 647.778
2016		\$ 647.778
2017		\$ 647.778
2018		\$ 647.778
2019		\$ 647.778
2020		\$ 647.778
2021		\$ 647.778
2022		\$ 647.778
2023		\$ 647.778
2024		\$ 647.778
Total	\$ 5.830.000	\$ -

FUENTE: EL AUTOR

ANEXO H. INGRESOS

Tabla 32. INGRESOS Alternativa 1

ALTERNATIVA 1

AÑO	Barriles Transportados a Cobrar				BO TRANSPORTADO USD\$/BO	INGRESOS				
	OPERADOR A	OPERADOR B	OPERADOR C	TOTAL		OPERADOR A	OPERADOR B	OPERADOR C	TOTAL	
	BO	BO	BO	BO		USD\$	USD\$	USD\$	USD\$	
0	2014	-	-							
1	2015	1.898.000	10.585.000	5.278.500	17.761.500	0,7	\$ 1.328.600	\$ 930.020	\$ 3.694.950	\$ 5.953.570
2	2016	1.898.000	10.585.000	5.292.500	17.775.500	0,7	\$ 1.328.600	\$ 930.020	\$ 3.704.750	\$ 5.963.370
3	2017	1.898.000	10.585.000	5.292.500	17.775.500	0,7	\$ 1.328.600	\$ 930.020	\$ 3.704.750	\$ 5.963.370
4	2018	1.898.000	10.585.000	5.292.500	17.775.500	0,7	\$ 1.328.600	\$ 930.020	\$ 3.704.750	\$ 5.963.370
5	2019	1.898.000	10.585.000	5.292.500	17.775.500	0,7	\$ 1.328.600	\$ 930.020	\$ 3.704.750	\$ 5.963.370
6	2020	1.898.000	10.585.000	5.292.500	17.775.500	0,7	\$ 1.328.600	\$ 930.020	\$ 3.704.750	\$ 5.963.370
7	2021	1.898.000	10.585.000	5.292.500	17.775.500	0,7	\$ 1.328.600	\$ 930.020	\$ 3.704.750	\$ 5.963.370
8	2022	1.898.000	10.585.000	5.292.500	17.775.500	0,7	\$ 1.328.600	\$ 930.020	\$ 3.704.750	\$ 5.963.370
9	2023	1.898.000	10.950.000	4.927.500	17.775.500	0,7	\$ 1.328.600	\$ 930.020	\$ 3.449.250	\$ 5.707.870
10	2024	1.898.000	11.680.000	4.380.000	17.958.000	0,7	\$ 1.328.600	\$ 930.020	\$ 3.066.000	\$ 5.324.620
	Totales	18.980.000	107.310.000	51.633.500	91.980.000		\$ 13.286.000	\$ 9.300.200	\$ 36.143.450	\$ 58.729.650

FUENTE: EL AUTOR

Tabla 33. INGRESOS Alternativa 2

ALTERNATIVA 2

Año	Barriles Transportados a Cobrar				BO TRANSPORTADO USD\$/BO	INGRESOS				
	OPERADOR A	OPERADOR B	OPERADOR C	TOTAL		OPERADOR A	OPERADOR B	OPERADOR C	TOTAL	
	BO	BO	BO	BO		USD\$	USD\$	USD\$	USD\$	
0	2014	-	-							
1	2015	1.898.000	10.585.000	5.278.500	17.761.500	0,7	\$ 1.328.600	\$ 930.020	\$ 3.694.950	\$ 5.953.570
2	2016	1.898.000	10.585.000	5.292.500	17.775.500	0,7	\$ 1.328.600	\$ 930.020	\$ 3.704.750	\$ 5.963.370
3	2017	1.898.000	10.585.000	5.292.500	17.775.500	0,7	\$ 1.328.600	\$ 930.020	\$ 3.704.750	\$ 5.963.370
4	2018	1.898.000	10.585.000	5.292.500	17.775.500	0,7	\$ 1.328.600	\$ 930.020	\$ 3.704.750	\$ 5.963.370
5	2019	1.898.000	10.585.000	5.292.500	17.775.500	0,7	\$ 1.328.600	\$ 930.020	\$ 3.704.750	\$ 5.963.370
6	2020	1.898.000	10.585.000	5.292.500	17.775.500	0,7	\$ 1.328.600	\$ 930.020	\$ 3.704.750	\$ 5.963.370
7	2021	1.898.000	10.585.000	5.292.500	17.775.500	0,7	\$ 1.328.600	\$ 930.020	\$ 3.704.750	\$ 5.963.370
8	2022	1.898.000	10.585.000	5.292.500	17.775.500	0,7	\$ 1.328.600	\$ 930.020	\$ 3.704.750	\$ 5.963.370
9	2023	1.898.000	10.950.000	4.927.500	17.775.500	0,7	\$ 1.328.600	\$ 930.020	\$ 3.449.250	\$ 5.707.870
10	2024	1.898.000	11.680.000	4.380.000	17.958.000	0,7	\$ 1.328.600	\$ 930.020	\$ 3.066.000	\$ 5.324.620
	Totales	18.980.000	107.310.000	51.633.500	91.980.000		\$ 13.286.000	\$ 9.300.200	\$ 36.143.450	\$ 58.729.650

FUENTE: EL AUTOR

ANEXO I. EVALUACIÓN

Tabla 34. Evaluación Económica Alternativa 1

ALTERNATIV
A 1

Año	INGRESOS		CAPEX	OPEX			DEPRECIACIÓN	Costos Totales	UTILIDAD	
	TOTAL		PROYECTO	COSTOS ENERGÍA	DRA	COSTOS FIJOS	PROYECTO	PROYECTO	PROYECTO	
	USD\$		USD\$	USD\$	USD\$	USD\$	USD\$	USD\$	USD\$	
0	2014		2.134.000							
1	2015	5.953.570		811.269	1.656.999	908.000	3.376.268	426.800	3.803.068	2.150.502
2	2016	5.963.370		825.499	1.686.063	935.240	3.446.802	426.800	3.873.602	2.089.768
3	2017	5.963.370		839.021	1.713.683	963.297	3.516.002	426.800	3.942.802	2.020.568
4	2018	5.963.370		852.315	1.740.836	992.196	3.585.347	426.800	4.012.147	1.951.223
5	2019	5.963.370		865.609	1.767.988	1.021.962	3.655.559	426.800	4.082.359	1.881.011
6	2020	5.963.370		878.903	1.795.141	1.052.621	3.726.664		3.726.664	2.236.706
7	2021	5.963.370		891.613	1.821.099	1.084.199	3.796.912		3.796.912	2.166.458
8	2022	5.963.370		900.571	1.839.396	1.116.725	3.856.693		3.856.693	2.106.677
9	2023	5.707.870		892.088	1.822.071	1.150.227	3.864.386		3.864.386	1.843.484
10	2024	5.324.620		878.363	1.794.038	1.184.734	3.857.136		3.857.136	1.467.484
Totales		58.729.650	2.134.000	8.635.251	17.637.315	10.409.202	36.681.768	2.134.000	38.815.768	19.913.882

Año	FLUJO DE CAJA NO DESCONTADO		FLUJO DE CAJA DESCONTADO	FLUJO DE CAJA DESCONTADO ACUMULADO	CALCULO B/C		
	Anual	Acumulado			Ingresos	Egresos	
	USD\$	USD\$			USD\$	USD\$	
0	2014	(2.134.000)	(2.134.000)	(2.134.000)	(2.134.000)	-	2.134.000
1	2015	1.723.702	(410.298)	1.539.019	(594.981)	5.953.570	3.376.268
2	2016	1.662.968	1.252.670	1.325.708	730.727	5.963.370	3.446.802
3	2017	1.593.768	2.846.438	1.134.413	1.865.140	5.963.370	3.516.002
4	2018	1.524.423	4.370.861	968.798	2.833.938	5.963.370	3.585.347
5	2019	1.454.211	5.825.072	825.158	3.659.097	5.963.370	3.655.559
6	2020	2.236.706	8.061.777	1.133.185	4.792.281	5.963.370	3.726.664
7	2021	2.166.458	10.228.236	979.996	5.772.277	5.963.370	3.796.912
8	2022	2.106.677	12.334.913	850.852	6.623.129	5.963.370	3.856.693
9	2023	1.843.484	14.178.397	664.779	7.287.908	5.707.870	3.864.386
10	2024	1.467.484	15.645.882	472.491	7.760.398	5.324.620	3.857.136
Totales		15.645.882	15.645.882	7.760.398			

Tabla 35. Evaluación Económica Alternativa 2

ALTERNATIV
A 2

Año	INGRESOS		CAPEX	OPEX			DEPRECIACIÓN	Costos Totales	UTILIDAD
	TOTAL		PROYECTO	COSTOS ENERGÍA	DRA	COSTOS FIJOS	PROYECTO	PROYECTO	PROYECTO
	USD\$		USD\$	USD\$	USD\$	USD\$	USD\$	USD\$	USD\$

0	2014		5.830.000								
1	2015	\$ 5.953.570		1.444.423	-	848.000	2.292.423	647.778	2.940.201	3.013.369	
2	2016	\$ 5.963.370		1.469.758	-	873.440	2.343.198	647.778	2.990.976	2.972.394	
3	2017	\$ 5.963.370		1.493.835	-	899.643	2.393.478	647.778	3.041.255	2.922.115	
4	2018	\$ 5.963.370		1.517.504	-	926.632	2.444.136	647.778	3.091.914	2.871.456	
5	2019	\$ 5.963.370		1.541.173	-	954.431	2.495.604	647.778	3.143.382	2.819.988	
6	2020	\$ 5.963.370		1.564.842	-	983.064	2.547.906	647.778	3.195.684	2.767.686	
7	2021	\$ 5.963.370		1.587.470	-	1.012.556	2.600.027	647.778	3.247.805	2.715.565	
8	2022	\$ 5.963.370		1.603.420	-	1.042.933	2.646.353	647.778	3.294.131	2.669.239	
9	2023	\$ 5.707.870		1.588.317	-	1.074.221	2.662.538	647.778	3.310.316	2.397.554	
10	2024	\$ 5.324.620		1.563.881	-	1.106.448	2.670.329		2.670.329	2.654.291	
Totales		\$ 58.729.650		5.830.000	15.374.622	-	9.721.370	25.095.991	5.830.000	30.925.991	27.803.659

Año	FLUJO DE CAJA NO DESCONTADO		FLUJO DE CAJA DESCONTADO	FLUJO DE CAJA DESCONTADO ACUMULADO	CALCULO B/C	
	Anual	Acumulado			Ingresos	Egresos
	USD\$	USD\$			USD\$	USD\$

0	2014	(5.830.000)	(5.830.000)	(5.830.000)	(5.830.000)	-	5.830.000
1	2015	2.365.592	(3.464.408)	2.112.135	(3.717.865)	5.953.570	2.292.423
2	2016	2.324.616	(1.139.792)	1.853.170	(1.864.695)	5.963.370	2.343.198
3	2017	2.274.337	1.134.545	1.618.828	(245.867)	5.963.370	2.393.478
4	2018	2.223.678	3.358.223	1.413.188	1.167.321	5.963.370	2.444.136
5	2019	2.172.210	5.530.433	1.232.570	2.399.892	5.963.370	2.495.604
6	2020	2.119.908	7.650.342	1.074.011	3.473.903	5.963.370	2.547.906
7	2021	2.067.788	9.718.129	935.362	4.409.265	5.963.370	2.600.027
8	2022	2.021.461	11.739.591	816.434	5.225.700	5.963.370	2.646.353
9	2023	1.749.776	13.489.367	630.987	5.856.686	5.707.870	2.662.538
10	2024	2.654.291	16.143.659	854.611	6.711.297	5.324.620	2.670.329
Totales		16.143.659	16.143.659	6.711.297			