

**INGENIERÍA CONCEPTUAL PARA EL AUMENTO DE LA CAPACIDAD DE  
BOMBEO DE LA ESTACIÓN MONTERREY CON EL FIN DE EVACUAR  
CRUDOS DEL SECTOR DE LOS LLANOS ORIENTALES.**

**AYDEÉ SILVA HOLGUÍN**

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

**2011**

**INGENIERÍA CONCEPTUAL PARA EL AUMENTO DE LA CAPACIDAD DE  
BOMBEO DE LA ESTACIÓN MONTERREY CON EL FIN DE EVACUAR  
CRUDOS DEL SECTOR DE LOS LLANOS ORIENTALES.**

**AYDEE SILVA HOLGUIN**

**Trabajo de posgrado para optar al título de  
Especialista en Gerencia de Hidrocarburos**

**Director**

**Ing. ERIK GIOVANY MONTES PÁEZ**

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

**2011**

## **DEDICATORIA**

A Dios por darme la fuerza y la voluntad de seguir aumentando mis conocimientos  
y abrir nuevos horizontes,  
a mi Hija Luisa Fernanda que es el ángel de mi guarda y me enseñó el valor de la  
vida , a mi familia por su apoyo incondicional

## TABLA DE CONTENIDO

	<b>Pag</b>
<b>GLOSARIO</b>	11
<b>INTRODUCCION</b>	15
<b>1 ASPECTOS GENERALES DEL PROYECTO</b>	16
1.1 INGENIERIA CONCEPTUAL - DEFINICIONES	16
1.2 ALCANCE DEL PROYECTO	20
1.3 OBJETIVOS DEL PROYECTO	22
1.4 JUSTIFICACION	23
1.5 ANTECEDENTES Y ESTADO ACTUAL	25
<b>2 SISTEMA PROPUESTO</b>	
2.1 BASES Y CRITERIOS DE DISEÑO	32
2.1.1 Características de los Crudos y del Diluyente	32
2.1.2 Pronósticos de Demando de Crudos y Diluyente	37
2.1.3 Factor de Servicio	37
2.1.4 Condiciones Ambientales del Sitio	38
2.1.5 Normas y Documentos de Referencia	38
2.2 ANALISIS DE INFRAESTRUCTURA NECESARIA	42
2.3 DESCRIPCION DEL SISTEMA ACTUAL	45
2.4. DESCRIPCION DEL SISTEMA PROPUESTO	46
2.4.1 Alcance por Especialidades	48
2.4.2 Filosofías de Mantenimiento, confiabilidad, Operación y Control	54
<b>3 ESTIMADO DE COSTOS Y ANALISIS FINACIERO</b>	66
3.1 ESTIMADO DE COSTOS	66
3.2 ANALISIS FINANCIERO	71
<b>ANALISIS Y CONCLUSIONES</b>	77
<b>RECOMENDACIONES SEGURIDAD DE PROCESO</b>	79
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	81
<b>ANEXOS</b>	82

## LISTADO DE FIGURAS

	<b>Pag</b>
<b>Figura No 01.</b> Nodo Monterrey	22
<b>Figura No 02.</b> Volúmenes a transportar hacia Monterrey	25
<b>Figura No 03.</b> Diagrama de Flujo Planta Monterrey	26
<b>Figura No 04.</b> Perfil hidráulico Oleoducto 20" Apiay – Altos del Porvenir	31
<b>Figura No 05.</b> Pronósticos de producción largo plazo crudos pesados del área Apiay	36
<b>Figura No 06.</b> Demanda de nafta como diluyente	37
<b>Figura No 07.</b> Capacidad línea Apiay – Monterrey – Altos del Porvenir	44
<b>Figura No 08.</b> Esquema del sistema de transporte de crudo diluido Castilla-Apiay-Monterrey-Altos del Porvenir-Porvenir	45
<b>Figura No 09.</b> Diagrama de Flujo Sistema Propuesto	46
<b>Figura No 10.</b> Esquema Operacional propuesto para el Proyecto	47
<b>Figura No 11</b> Alcance Planta Monterrey	48
<b>Figura No 12</b> Esquema General Filosofía Mantenimiento	55
<b>Figura No 13</b> Esquema General Elementos Filosofía Confiabilidad	61
<b>Figura No 14</b> Flujo de Caja Libre del Proyecto año 2012	73

## LISTADO DE TABLAS

	<b>Pag</b>
<b>Tabla No 01</b> Características líneas existentes Apiay – Monterrey	28
<b>Tabla No 02</b> Características líneas existentes Monterrey – Altos del Porvenir	28
<b>Tabla No 03</b> Características líneas Monterrey – El Porvenir	29
<b>Tabla No 04</b> Características línea Altos del Porvenir – El Porvenir	29
<b>Tabla No 05</b> Propiedades crudo Castilla	32
<b>Tabla No 06</b> Viscosidad crudo Castilla a diferentes temperaturas	33
<b>Tabla No 07</b> Propiedades Crudo Rubiales	33
<b>Tabla No 08</b> Viscosidades a diferentes °T Crudo Rubiales	34
<b>Tabla No 09</b> Propiedades físicas de la nafta virgen	34
<b>Tabla No 10</b> Características de la nafta virgen	35
<b>Tabla No 11</b> Composición % de los crudos diluidos a 300 cSt a 30°C	36
<b>Tabla No 12</b> Condiciones ambientales de las estaciones involucradas	38
<b>Tabla No 13</b> Normas Aplicables al proyecto	38
<b>Tabla No 14</b> Picos de producción de crudo y demanda de nafta	42
<b>Tabla No 15</b> Picos de producción de crudo diluido sistema Oleoducto Apiay-Monterrey- Altos del Porvenir	43
<b>Tabla No 16</b> Capacidad requerida sistema Oleoducto Apiay-Monterrey- Altos del Porvenir	43
<b>Tabla No 17</b> Listado de Equipos Mecánicas para el Proyecto	49
<b>Tabla No 18</b> Frecuencias de mantenimiento y tiempo de intervención de equipos críticos por año	57
<b>Tabla No 19</b> Compras Tempranas del Proyecto	68
<b>Tabla No 20</b> Estimativos de Costos General para el Proyecto	68
<b>Tabla No 21</b> Datos de Entrada Análisis Financiero	73
<b>Tabla No 22</b> Resultados Análisis Financiero	76

## RESUMEN

**Título “INGENIERÍA CONCEPTUAL PARA EL AUMENTO DE LA CAPACIDAD DE BOMBEO DE LA ESTACIÓN MONTERREY CON EL FIN DE EVACUAR CRUDOS DEL SECTOR DE LOS LLANOS ORIENTALES”\*\***

**Autor:**

AYDEE SILVA HOLGUIN\*\*

**Palabras Claves:** Estación de Bombeo, Oleoducto, facilidades de transporte, crudo pesado, crudo liviano, crudo Mezcla, Diluyente, Nafta.

**Descripción:**

El descubrimiento de nuevas reservas y el desarrollo de las existentes han saturado la capacidad de transporte de petróleo en el país, dentro de los planes de aumento y sostenimiento de la producción de crudo, ECOPETROL S.A. estableció el Programa de Evacuación de Crudos País con el fin de facilitar el transporte de crudos provenientes de las nuevas reservas encontradas y aumentar la participación en la producción nacional, la planta Monterrey se ha convertido en un centro de distribución importante en el área, allí llegan flujos provenientes de Apiay (crudo Castilla, Chichimene, Apiay), Santiago, Rubiales, Araguaney, y crudos de Compañías que poseen sus campos, el proyecto evalúa la capacidad actual de la estación y analiza la necesidad de su aumento, teniendo en cuenta la optimización de la infraestructura se establecerá la capacidad adicional de bombeo y almacenamiento necesarios determinando el factor costo – beneficio para las adecuaciones y facilidades para el transporte y evacuación de crudos del sector.

La estación actualmente tiene una capacidad de bombeo de 370 KBPDC, de acuerdo a los pronósticos es necesario realizar el aumento de la capacidad hasta 520 KBPDC, para lograr esto se propone la instalación de dos nuevas unidades de 84 KB, adecuación de tuberías de recibo y despacho, sistema de filtración y sistemas auxiliares.

Después de realizar el análisis Financiero del Proyecto nos da un VPN > 0 lo que nos indica que es un proyecto viable económicamente, sin embargo, se debe tener en cuenta las recomendaciones para garantizar la evacuación de los volúmenes a transportar relacionados en los pronósticos.

---

\*Monografía Especialización

\*\* Facultad de Ingeniería Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ing Erik Montes

## SUMMARY

**Title " CONCEPTUAL ENGINEERING FOR THE INCREASE OF THE CAPACITY OF PUMPING OF THE STATION MONTERREY IN ORDER TO EVACUATE RAW OF THE SECTOR OF THE ORIENTAL PLAINS " \***

**Author:**

AYDEE SILVA HOLGUIN\*\*

**Key words:** Station of Pumping, Pipeline, facilities of transport, heavy crude oil, frivolous, raw crude oil Mixes, Thinner, Naphtha.

**Description:**

The discovery of new reservations and the development of the existing ones have saturated the capacity of transport of oil in the country, inside the plans of increase and maintenance of the production of crude oil, ECOPETROL S.A. established the Program of Evacuation of Raw Country in order to facilitate the transport of raw from the new opposing reservations and to increase the participation in the national output, the Station Monterrey has turned into a center of important distribution into the area, there there come flows from Apiay's (crude oil Castile, Chichimene, Apiay), Santiago, Rubiales, Araguaney, and raw of Companies that possess his fields, the project evaluates the current capacity of the station and analyzes the need of his increase, having in it counts the optimization

The station nowadays has a capacity of pumping of 370 KBPDC, of agreement to the forecasts it is necessary to realize the increase of the capacity up to 520 KBPDC, to achieve this one proposes the installation of two new units of 84 KB, adequacy of pipelines of receipt and office, system of filtration and auxiliary systems.

After realizing the Financial analysis of the Project does it give us a VPN 0 what indicates us that it is a viable project economically, nevertheless, must bear the recommendations in mind to guarantee the evacuation of the volumes to transporting related in the forecasts.

---

\*Monograph Specialization

\*\* Physicochemical faculty of Engineering, School of Engineering oil. The director: Ing Erik Montes

## GLOSARIO

- **Estación de Bombeo:** El petróleo es impulsado a través de los oleoductos por estaciones de bombeo, controlados por medios electrónicos de un sistema de medición y control que hacen que el petróleo avance de acuerdo a la capacidad de bombeo de la estación.
- **Oleoducto:** Los oleoductos son el conjunto de instalaciones que sirve de transporte por tubería de los productos petrolíferos líquidos, en bruto o refinados. El término oleoducto comprende no sólo la tubería en sí misma, sino también las instalaciones necesarias para su explotación: depósitos de almacenamiento, estaciones de bombeo, red de transmisiones, conexiones y distribuidores, equipos de limpieza, control medioambiental, etc. Los oleoductos troncales (o principales) son tuberías de acero cuyo diámetro puede medir hasta más de 42" y que se extienden a través de grandes
- distancias, desde los yacimientos hasta las refinerías o los puertos de embarque, están generalmente enterrados y protegidos contra la corrosión mediante revestimientos especiales
- **Facilidades:** Se define como facilidades a la infraestructura necesaria para el manejo del crudo dentro de una estación de bombeo o una estación de tratamiento de crudo, dichas facilidades consisten en tuberías que conexas equipos, vasijas, tanques etc.
- **Pronósticos de producción:** Es el conocimiento anticipado de los volúmenes a producir mediante modelos y métodos de simulación cualitativos, los modelos de campo de historial igualado pueden ser usados como una base para los pronósticos de desempeño y potencial futuro de reservorio a través de programaciones de puntos de toma estimados y presión de cabezal de tubería.

- **Campos Maduros:** Los campos maduros se caracterizan porque llevan operando más de 20 años, muestran una declinación constante en la producción y un recobro de crudo cercano al 30%. Estos campos aportan un 70% de la producción mundial. Con las coyunturas actuales de un alto precio y una demanda creciente, se hace más viable económicamente invertir en estos campos para aumentar el recobro y así extender su vida útil.
- **Reservas Probables:** Son aquellas reservas donde el análisis geológico y de ingeniería de estos yacimientos sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de no serlo. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, habrá una probabilidad de al menos el 50 % de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables, también llamada reserva 2P.
- **Reservas Probadas:** Son los volúmenes de hidrocarburos cuyo análisis geológico y de ingeniería demuestra con razonable certidumbre que serán comercialmente recuperables en años futuros, bajo las actuales condiciones económicas, métodos operacionales y regulaciones gubernamentales.
- **Reservas Posibles:** Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de diseño sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas, probables y posibles o reserva 3P, tendrá al menos una probabilidad del 10 % de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores.
- **Crudo Pesado:** Crudo pesado o crudo extra pesado es el petróleo crudo que no fluye con facilidad debido a que su densidad o peso específico es superior a la del petróleo crudo ligero. Crudo pesado se ha definido como cualquier licuado de petróleo con un índice API inferior a 20 °, lo que significa que su densidad es superior a 0.933.

- **Crudo Liviano** El petróleo ligero es el petróleo crudo con bajo contenido de ceras, contiene gran cantidad de hidrocarburos de bajo peso molecular, en su proceso petroquímico se obtienen mayor cantidad de derivados combustibles tiene un índice API mayor 20°.
- **Crudo mezcla:** Es el Crudo resultado de mezclar crudos pesados de bajo API con diluyentes como la nafta en una composición porcentual con el fin de poder, transportarlo con mayor facilidad.
- **Nafta:** La nafta es un hidrocarburo liviano de alto poder diluyente que se obtiene por fraccionamiento en las unidades de destilación primaria y se usa como componente para la preparación de gasolinas y como materia prima en las plantas de petroquímica.
- **ANH:** Agencia Nacional de Hidrocarburos
- **Descripción del Negocio del Transporte de Hidrocarburos:** El transporte del crudo se convierte en un aspecto fundamental de la industria petrolera, que exige una gran inversión, tanto si el transporte se realiza mediante oleoductos, carrotanques o también mediante buques especiales denominados “petroleros”.
- **Descripción de la tecnología involucrada:** Se refiere a las tecnologías propuestas para mejorar el desempeño de los diferentes sistemas y subsistemas propuestos
- **Descripción de los riesgos asociados al Transporte de Hidrocarburos:** Se refiere al análisis de riesgos de los proyectos por medio de una metodología la cual nos da una valoración para el riesgo con sus consecuencias e impactos tanto económicos, a personas, ambientales entre otros.
- **Consideraciones Generales de Diseño:** Reporte formal de las bases sobre las cuales el subsecuente diseño será apoyado. Incluye naturaleza y calidad de los productos, capacidad para producir los productos, localización del sitio, facilidades y utilidades existente, flexibilidad para la expansión, normas a ser aplicadas, etc.

- **Constructibilidad:** Técnica para integrar la planeación, el diseño y la construcción.
- **HAZOP:** Estudio de Riesgo y Operabilidad es examen amplio, sistemático y estructurado del diseño propuesto. Un estudio HAZOP es un debate en el cual las causas y las consecuencias peligrosas de la desviación potencial del estado normal de la planta son consideradas y dónde los problemas de operabilidad son identificados y finalmente resueltos.
- **OPEX:** Operacional Expenditures, Costos Operacionales
- **CAPEX:** Capital Expenditures, Costos de Inversión de Capital

## INTRODUCCION

El presente trabajo de monografía está orientado a desarrollar la ingeniería Conceptual para establecer el aumento de capacidad de bombeo necesario en la estación Monterrey de Ecopetrol debido al aumento de producción de Crudos pesados en la zona de los Llanos Orientales.

La planta Monterrey se ha convertido en un centro de distribución importante en el área, allí llegan flujos provenientes de Apiay (crudo Castilla, Chichimene, Apiay), Santiago, Rubiales, Araguaney, y crudos de Compañías que poseen sus campos a lo largo del departamento del Meta y Casanare, este aumento de demanda ha creado la necesidad de construir nueva infraestructura de transporte y optimizar la existente.

El trabajo evaluará la capacidad actual de la estación y analizará la necesidad de su aumento, teniendo en cuenta la optimización de la infraestructura se establecerá la capacidad adicional de bombeo y almacenamiento necesarios determinando el factor costo – beneficio para las adecuaciones y facilidades para el transporte y evacuación de crudos del sector.

El propósito general del estudio es que sirva de orientación al personal que está involucrado de una u otra manera en el negocio del transporte de hidrocarburos, dar pautas para la toma de decisiones con respecto al beneficio de la inversión y aportar en la solución de uno de los puntos en la problemática actual del transporte y evacuación de Crudos pesados en el país.

## **1. ASPECTOS GENERALES DEL PROYECTO**

### **1.1. INGENIERIA CONCEPTUAL – DEFINICIONES**

La Ingeniería conceptual es la primera fase o etapa de un proyecto de ingeniería, en la cual se fija la definición, el alcance y los objetivos, que tipo de tecnologías se aplican, se definen el marco de normas técnicas que regularan los diseños, sirve para identificar la viabilidad técnica y económica del proyecto y marca la pauta para el desarrollo de la ingeniería básica y de detalle. Se basa en un estudio previo (estudio de viabilidad) y en la definición de los requerimientos del proyecto. El desarrollo de la ingeniería conceptual normalmente se inicia por una de las siguientes razones:

- Obsolescencia.
- Incremento de la capacidad.
- Mejoras en el rendimiento del proceso.
- Obtención de nuevos productos o mejorar la calidad de los existentes.
- Cumplimiento de regulaciones ambientales.
- Requisitos de Seguridad Industrial.
- Conservación de energía y otros.
- Mejora en el factor de servicio.
- Eliminación de cuellos de botella.
- Mejorar el aspecto mecánico / metalúrgico de equipos y de sistema de Control de procesos.

Es posible hacer grandes ahorros haciendo cambios y ajustes a la base de diseño, estudio y selecciones del proceso, distribución de la planta, grado de reutilización de equipos, filosofía de las especificaciones y un programa tentativo de construcción en el campo. Nunca más en la vida del proyecto se

presentará una oportunidad similar de lograr una nueva planta operativa con las condiciones más favorables para el propietario, de acuerdo a las necesidades y parámetros establecidos para el caso en estudio. Se debe tener la conciencia de estar proyectando el cambio para que sea válido por un periodo razonable de tiempo, en tal forma que no queden indefiniciones en el proyecto, o éste tenga que ser frecuentemente redefinido en lo fundamental.

La ingeniería conceptual contiene la información técnica necesaria para preparar el presupuesto estimado con un rango de incertidumbre de +40% / - 30%, contiene, además, el alcance de los trabajos, los datos y requerimientos técnicos detallados para nuevas evaluaciones, incluye también las instrucciones y procedimientos que deben ser seguidos por el constructor.

Durante la elaboración de la ingeniería conceptual, es importante asegurar la calidad de la información presentada, mediante un documento de coordinación específico del proyecto en desarrollo, se deben tener en cuenta la terminología y abreviaturas, el delineamiento entre capítulos y secciones puede ser desarrollado junto a una programación detallada para la producción de los entregables, su codificación, revisión y edición final.

La ingeniería conceptual debe constar de un documento base, complementado por información que debe ir consignada en anexos específicos según el tipo de Información que contengan, este debe contener de las siguientes secciones:

- **Generalidades del Proyecto:** Se debe describir de forma muy general en qué consiste el proyecto a desarrollar. Es importante definir el ciclo de vida del proyecto, sea el periodo de tiempo contemplado en el que se espera que la unidad sea capaz de satisfacer la producción y capacidad requeridas.
- **Objetivos del Proyecto:** En este punto se definen los propósitos, las prioridades del proyecto, buscando que se encuentren de acuerdo con los objetivos del plan de negocios de la empresa.

- **Justificación:** Se realizan las Justificaciones, argumentos técnicos que muestren que en un proceso determinado existen limitaciones, que están afectando su óptimo desempeño operacional o que están colocando en riesgo la integridad de la planta o de los equipos, la seguridad de las personas, el ambiente o la imagen de la empresa. De igual forma deben sugerirse o suministrarse las correspondientes soluciones posibles.
- **Antecedentes y estado actual:** Es la descripción de las razones técnicas y económicas que soportan la necesidad de tener que realizar el proyecto. Puede contener los antecedentes, historia de costos de mantenimiento, costos por paradas no programadas, reprocesos presentados, daños a la producción, los bienes o las personas, etc. Descripción de cómo han venido evolucionando a través del tiempo en una planta o equipo(s) de proceso ciertas condiciones de proceso, situaciones operacionales, de mantenimiento, ambientales, de seguridad, etc., el estado actual de las condiciones anteriores y de cómo ellas vienen o están afectando el normal desempeño de la planta o equipo(s) de proceso, la economía de la Empresa y/o cómo ellas están colocando en riesgo la integridad de los equipos, la seguridad de las personas, el medio ambiente y la imagen de la Empresa. Debe contener una breve descripción de los equipos, esquema de proceso, condiciones operacionales, restricciones del sistema, etc. En particular, los procesos se refieren a una secuencia específica de pasos que se adoptan para transformar la materia prima en producto terminado. Los procesos probados implican un menor riesgo, mientras que los procesos experimentales tienen un potencial mayor y más alto de cambio. Los procesos se puede evaluar como: Existente / probada; duplicada; nueva experimental.
- **Bases y Criterios de diseño:** Debe suministrarse información sobre los siguientes aspectos: Datos del sitio en el que se ejecutará el proyecto, datos meteorológicos, el sistema de unidades, criterios de diseño, en este ítem se tienen en cuenta los requisitos y pautas en los cuales se apoya el diseño del proyecto. Se debe incluir; el nivel de detalle requerido por el diseño, datos del

comportamiento y es necesario buscar una aproximación estructurada en cuanto al hecho de considerar el diseño y de materiales a utilizar en el proyecto.

- **Normas aplicables:** Para cada una de las especialidades de ingeniería que apliquen en el proyecto (proceso, mecánica rotativa, mecánica estática y tubería, civil, eléctrica, instrumentos) debe indicarse las normas aplicables en desarrollo del proyecto. Códigos y estándares (Nacionales-Locales); Utilización de los estándares de ingeniería (Propios-contratistas-Mixtos)
- **Sistema propuesto:** Debe contener una breve descripción del sistema propuesto: nuevo esquema de proceso, equipos, condiciones operativas, solución a cuellos de botella, descripción de la localización (sitio), capacidades etc. Descripción de recomendaciones de solución a la condición o condiciones que vienen afectando los aspectos mencionados en el punto anterior. Esta propuesta debe estar alineada con los objetivos estratégicos y el plan de desarrollo de la Empresa, y en lo posible deben incluir mejoras tecnológicas. Se deben de prever las consideraciones de expansión futura, para ello se requiere presentar una lista de los ítems a ser considerados en el diseño de la unidad planta lo cual facilitara una expansión. Se debe incluir entre otros los siguientes aspectos: disposición del espacio para posibles nuevos equipos; disponer de los tie ins para permitir que una réplica de la unidad o una unidad semejante pueda ser agregada sin hacerse necesaria una parada de la planta; pautas para un sobre diseño de los sistemas estructurales para permitir futuras expansiones. Es importante identificar aquellas actividades (a través de estudios, revisiones, etc.), que reducen el número de pasos o la cantidad de equipos necesarios en los procesos con el fin de optimizar el rendimiento de los mismos.
- **Alcance por especialidad:** Para cada una de las especialidades de ingeniería que apliquen en el proyecto (proceso, mecánica rotativa, mecánica estática y tubería, civil, eléctrica, instrumentos) debe definirse el alcance o

deseables que debería haber en él. Ahora, dentro del alcance de cada especialidad deben especificarse los requerimientos y necesidades que deben satisfacerse con el propósito de eliminar cuellos de botella, recuperar, optimizar o incrementar la capacidad y/o confiabilidad de un proceso, reducir o eliminar riesgos que podrían afectar la economía de la Empresa, la integridad mecánica de un equipo o planta, la seguridad de las personas, el ambiente o la imagen de la Empresa.

- **Filosofías de mantenimiento, confiabilidad, operación y control**
- **Constructibilidad:** Se debe buscar una aproximación estructurada para el análisis de constructibilidad en el lugar del proyecto. Para esto se debe observar que se proporcionan aquellos suministros requeridos para seguir el curso de la ejecución del proyecto. Esto incluiría aquellas opciones de diseño que una vez examinadas minimizan los costos de construcción manteniendo los estándares de seguridad, calidad y tiempo. La constructibilidad se define como: “el uso óptimo del conocimiento y de la experiencia de la construcción en la planeación, el diseño, las compras y la operación en campo con el que se busca alcanzar totalmente los objetivos del proyecto. El máximo beneficio se obtiene cuando las personas que poseen ese conocimiento y experiencia en la construcción se encuentra implicadas desde que comienza el proyecto.”
- **Estimados de Costos:** Estimativo de la inversión antes de la finalización de la ingeniería conceptual, con el objeto de avanzar en la etapa de maduración del proyecto.

## **1.2 ALCANCE DEL PROYECTO**

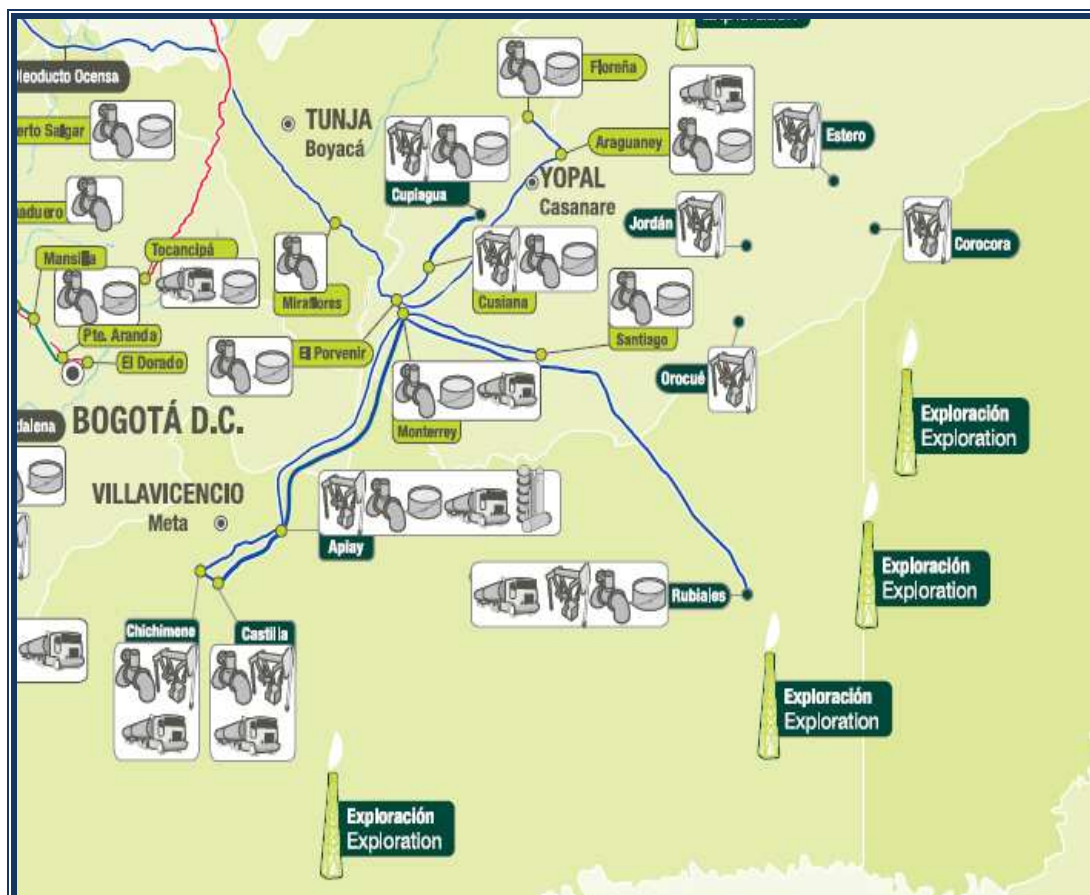
El proyecto realizará ingeniería Conceptual para el aumento de la capacidad de bombeo y almacenamiento en la estación Monterrey de Ecopetrol con el fin de optimizar infraestructura existente y poder evacuar crudos provenientes de los llanos Orientales.

La estación de bombeo Monterrey se ha convertido en uno de los centros de distribución más importantes del país, recibe flujos provenientes de Apiay (crudo Castilla, Chichimene, Apiay), Santiago, Rubiales y Arguaney, con la siguiente Capacidad: (ver Fig 1)

- Oleoducto 20" Apiay – Monterrey: capacidad Actual 160KBPD, proyectada a 220KBPD
- Oleoducto 10" Santiago – Monterrey: Capacidad Actual 20 KBPD
- Oleoducto 24" Rubiales – Monterrey: Capacidad Actual 160 KBPD proyectada a 360KBPD
- Oleoducto 12" Arguaney – Monterrey : : Capacidad Actual 60 KBPD
- Recibo por Carrotanques de 35 KBPD provenientes de terceros Hocol Petrominerales entre otros

Se proyecta la construcción de una línea nueva desde Castilla a Monterrey la cual será de 30", la cual aumentará la capacidad a 540KBPD

Actualmente la capacidad de bombeo es de 370KBPD, por esta razón es necesario evaluar su infraestructura para poder manejar los volúmenes pronosticados.



Fuente mapa Infraestructura Petrolera Ecopetrol – Machado y Molina Asociados

**Figura No 1** Nodo Monterrey

### 1.3 OBJETIVOS DEL PROYECTO

- Establecer la capacidad adicional de bombeo y almacenamiento necesarios de acuerdo a los nuevos flujos provenientes de los campos Rubiales, Castilla, Chiachimene y Apiay, con respecto a la capacidad actual de la estación.
- Plantear propuesta para optimizar la infraestructura existente que permita garantizar de forma oportuna la evacuación de los crudos mezcla en la estación de bombeo Monterrey.

- Determinar el factor costo – beneficio para las adecuaciones vs las facilidades de bombeo y volúmenes de crudos del sector a transportar.

#### **1.4 JUSTIFICACION**

El descubrimiento de nuevas reservas y el desarrollo de las existentes han saturado la capacidad de transporte de petróleo en el país, dentro de los planes de aumento y sostenimiento de la producción de crudo, ECOPELROL S.A. estableció el Programa de Evacuación de Crudos País con el fin de facilitar el transporte de crudos provenientes de las nuevas reservas encontradas y aumentar la participación en la producción nacional.

Las reservas de los Llanos Orientales fueron identificadas como una de las de mayor potencial en el país para producir volúmenes adicionales a niveles comerciales, razón por la cual es necesario definir escenarios de desarrollo incremental de los campos, que determinan realizar inversiones para la producción, transporte y almacenamiento de estos crudos.

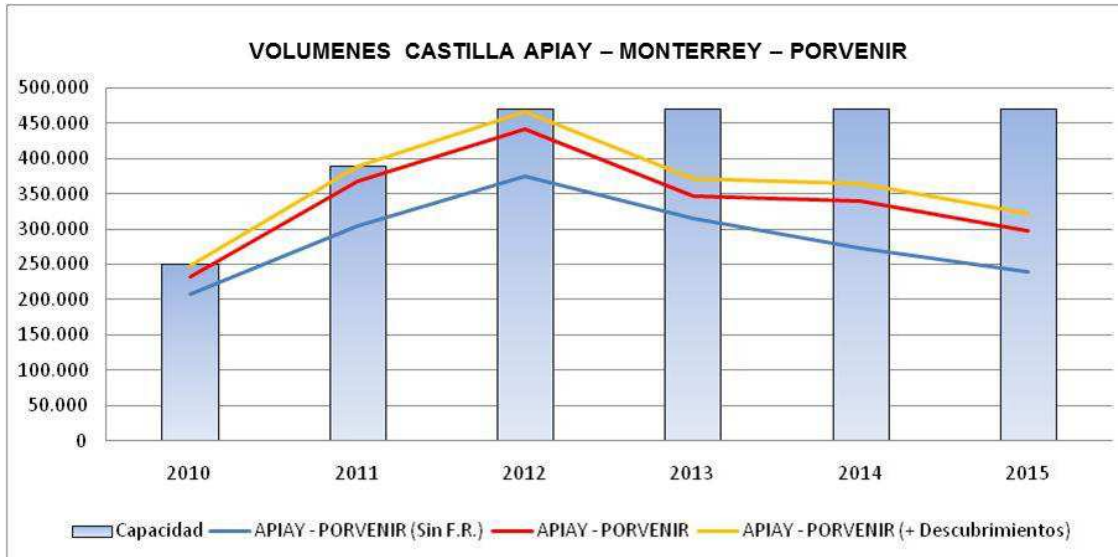
Los expertos sostienen que este represamiento para el sector tendrá efectos negativos durante los próximos dos años, hasta tanto no entren en funcionamiento nuevos oleoductos como el Bicentenario Colombia (OBC) y la ampliación de los ya existentes.

A lo anterior se suma que debido a la bonanza que vive el país por cuenta de la explotación de carbón, petróleo y aceite de palma, el riesgo es alto debido a la falta de tractomulas y camiones para atender las necesidades de transporte de las compañías en estos sectores, según cifras de la Asociación Nacional de Empresas Transportadoras de Carga -Asecarga-, en el país se registra un faltante de 2.730 tractomulas para atender la creciente demanda en estas actividades industriales.

El año pasado, según cifras de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), el promedio diario de producción petróleo fue de 785.000 barriles, con un incremento del 17 por ciento frente al 2009, de acuerdo a los datos de Asecarga revelan que en el país hay 6.000 camiones dedicados a movilizar crudo, pero la producción del hidrocarburo es de tal magnitud que se requieren con urgencia otros 3.000 camiones para transportar los 200.000 barriles mensuales adicionales que se están produciendo.

Debido al incremento en la producción de crudos pesados del área de Apiay – Chichimene y Castilla se requiere ampliar la capacidad de transporte de crudos pesados entre Apiay – Monterrey y Altos del Porvenir. La planta Monterrey interviene en este tramo por lo tanto requiere evaluar su infraestructura actual con el fin de aumentar la capacidad de almacenamiento y bombeo presente. El Aumento significativo de la producción, Incremento de producción por parte de productores pequeños y Mayor producción de crudos pesados vs. Livianos, el aumento en la demanda de crudos a transportar crea la necesidad de construir facilidades de entrada a los sistemas, en ubicaciones diferentes a las existentes, Ecopetrol que es el mayor productor del país, se encuentra realizando una serie de medidas para mitigar los efectos de esta problemática, entre los es el caso de la estación de Bombeo Monterrey la cual es uno de los centros de recibo, almacenamiento y distribución de crudo más importantes en la zona.

En la figura 2 se presenta los volúmenes de entrada a monterrey vs. la capacidad de transporte por el proyecto OCENSA 560 y el proyecto Oleoducto Bicentenario



Fuente Ecopetrol

**Figura No 2** Volúmenes a transportar hacia Monterrey

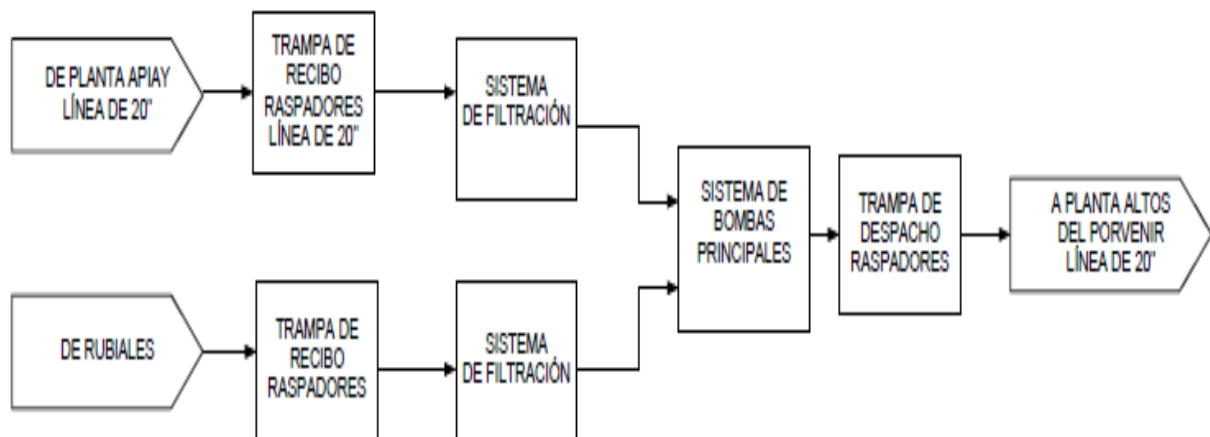
Los incrementos de producción exigen maximizar la capacidad de los oleoductos y mejorar el esquema operacional con el objetivo de evacuar la mayor cantidad de crudo, La estación de bombeo de Monterrey recibe flujos provenientes de Apiay (crudo Castilla, Chichimene, Apiay) y de Rubiales.

### 1.5 ANTECEDENTES Y ESTADO ACTUAL

La planta Monterrey está ubicada en el kilómetro 121 del Oleoducto Apiay – Monterrey a 53 msnm, en el municipio de Monterrey en el departamento de Casanare. Su finalidad es el recibo del crudo diluido en Apiay y Rubiales para ser re-bombeado hacia la planta Altos del Porvenir.

El crudo enviado desde Apiay se recibe en la planta Monterrey, a través de una línea de 20", y a su vez también recibe el crudo producido en el campo de Rubiales. La planta Monterrey se encarga de enviar este crudo a la planta Altos del Porvenir. Para esta labor se cuenta con un sistema de recibo, Sistema de Filtración, Un sistema de Bombeo principal y Un sistema de despacho. La Figura

No 03 nos muestra el diagrama de flujo de la planta



Fuente: Ingeniería Conceptual Consorcio ETSA-CONCOL

**Figura No 3** Diagrama de Flujo Planta Monterrey

A continuación se describen los equipos principales existentes en la planta<sup>1</sup>:

- Sistema de trampa de recibo para crudo diluido. El recibo se hace por línea de 20”.
- Tres (3) unidades de filtración para el sistema de bombeo Monterrey I, cada uno con una capacidad de 80 KBPD y dos (2) unidades de filtración para el sistema de bombeo Monterrey III, cada uno con una capacidad de 90 KBPD.
- Siete (7) unidades de bombeo principales del tipo triple tornillo que pertenecen al sistema denominado Monterrey III. Cinco (5) unidades tienen una capacidad de 26 KBPD y dos (2) una capacidad de 30 KBPD.
- Sistema de trampa de despacho para crudo diluido. La línea de despacho es de 20” de diámetro.

<sup>1</sup> Obras adicionales Monterrey, Ingeniería Detallada. Planos SCADA. Rev 0 Consorcio ETSA-CONCOL

En lo que corresponde a sistemas auxiliares e industriales la planta Monterrey cuenta con los siguientes equipos:

- Sistema de alivios de presión: dos (2) tanques de relevo, uno con una capacidad de 3.000 bbl y el otro con 10.000 bbl de capacidad, cada uno con bombas del tipo doble tornillo con capacidad de 250 gpm y 200 gpm, respectivamente.
- Sistema de drenajes: un (1) tanque sumidero de 82 bbl,
- Sistema de compresión de aire: dos (2) compresores tipo tornillo de 200 SCFM cada uno y cinco (5) tanques pulmón con una capacidad total de 17,3 m<sup>3</sup>.
- Sistema de agua potable: dos (2) tanques de almacenamiento, uno para agua cruda y otro para agua potable, con una capacidad total de 25 m<sup>3</sup>.
- Sistema de gas: se cuenta con un sistema de gas con una capacidad de 4 MMSCFD que consta de filtros, separador de condensados, calentadores de gas, sistema de regulación, medidores de flujo y tanque de condensados.

La estación Monterrey cuenta actualmente, con un sistema de generación a gas compuesto por dos generadores de 720kW y dos generadores de 180kW. Este sistema alimenta un barraje de 480V, del cual se alimentan todas las cargas de la estación. Este esquema cuenta con un sistema de sincronismo que permite trabajar con cualquier combinación con los generadores existentes. El barraje actual de la estación es de 2500A, el cual permite trabajar con un sistema de generación de máximo 2MVA.

El CCM actual cuenta con reservas para cargas menores, pero es necesaria su ampliación para la instalación de los ventiladores de las nuevas bombas con los arrancadores suaves. La planta actualmente cuenta con una sola tecnología para su arquitectura de control: ABB, basado en protocolo de comunicaciones **Modbus**

en base **TCP/IP**, con controladores dedicados para operaciones y comunicaciones con **SCADA**, con I/O de campo que manejan la instrumentación asociada, control maestro de válvulas y estaciones de trabajo para proceso e ingeniería (**HMI**).

En la planta Monterrey se realiza medición de flujo por referencia razón por la cual existe medidor de flujo ultrasónico, e sistema contraincendios cuenta con un gabinete dedicado, con comunicación al controlador de proceso.

Las características de los oleoductos existentes que llegan a la planta Monterrey y salen hasta la estación Altos del Porvenir y El Porvenir, se presentan a continuación:

**Tabla No 1.** Características líneas existentes Apiay – Monterrey

DESCRIPCIÓN	MAGNITUD	
Diámetro, in	16" (cedido para poliducto)	20"
Espesor de pared, in	0,375"	0,500" – 0,375"
Longitud, km	120	120
Elevación en el origen, msnm	285	285
Elevación a la llegada, msnm	510	510
Tipo de revestimiento	Tricapa	Tricapa
Tipo de construcción	Soldada, Enterrada	Soldada, Enterrada
Clase de tubería	API 5LX65 – 60	API 5LX65 – 70
Presión Máxima de operación, psig	1.970	1.970
Presión de operación actual, psig	1.750	1.750
Flujo máximo	100 KBPDO, crudo 300 cSt, 18°API	160 KBPDO, crudo 300 cSt 18°API
Potencia total instalada	---	10.300HP (Apiay – Monterrey)

Fuente: Ecopetrol

**Tabla No 2.** Características líneas existentes Monterrey – Altos del Porvenir

DESCRIPCIÓN	MAGNITUD	
Diámetro, in	12" nuevo (para poliducto)	20"
Espesor de pared, in	0,500" – 0,375"	0,500"
Longitud, km	6	6
Elevación en el origen, msnm	510	510
Elevación a la llegada, msnm	1.320	1.320
Tipo de revestimiento	Tricapa	Tricapa

DESCRIPCIÓN	MAGNITUD	
Tipo de construcción	Soldada, Enterrada	Soldada, Enterrada
Clase de tubería	API 5LX65 – 70	API 5LX65 – 70
Presión Máxima de operación, psig	1.970	1.970
Presión de operación actual, psig	1.750	1.750
Flujo máximo	150 KBPDO	550 KBPDO
Potencia total instalada	---	7.140 HP hidráulica (Monterrey – Altos)

**Tabla No 3 .** Características líneas Monterrey – El Porvenir

DESCRIPCIÓN	MAGNITUD
Diámetro, in	12,75"
Espesor de pared, in	0,250"
Longitud, km	6,4
Elevación en el origen, msnm	510
Elevación a la llegada, msnm	1.139
Tipo de revestimiento	Tricapa
Tipo de construcción	Soldada, Enterrada
Clase de tubería	API 5LX65 – 60
Presión Máxima de operación, psig	1.970
Presión de operación actual, psig	1.750
Flujo máximo	140 KBPDO, crudo 300 cSt a 30°C, 18°API

Fuente: Ecopetrol

**Tabla No 4.** Características línea Altos del Porvenir – El Porvenir

DESCRIPCIÓN	MAGNITUD
Diámetro, in	24"
Espesor de pared, in	0,500"
Longitud, km	1
Elevación en el origen, msnm	1.232
Elevación a la llegada, msnm	1.132
Tipo de construcción	Perforación dirigida
Clase de tubería	API 5LX65
Flujo máximo	450 KBPDO, crudo 300 cSt a 30°C, 18°API

Fuente: Ecopetrol

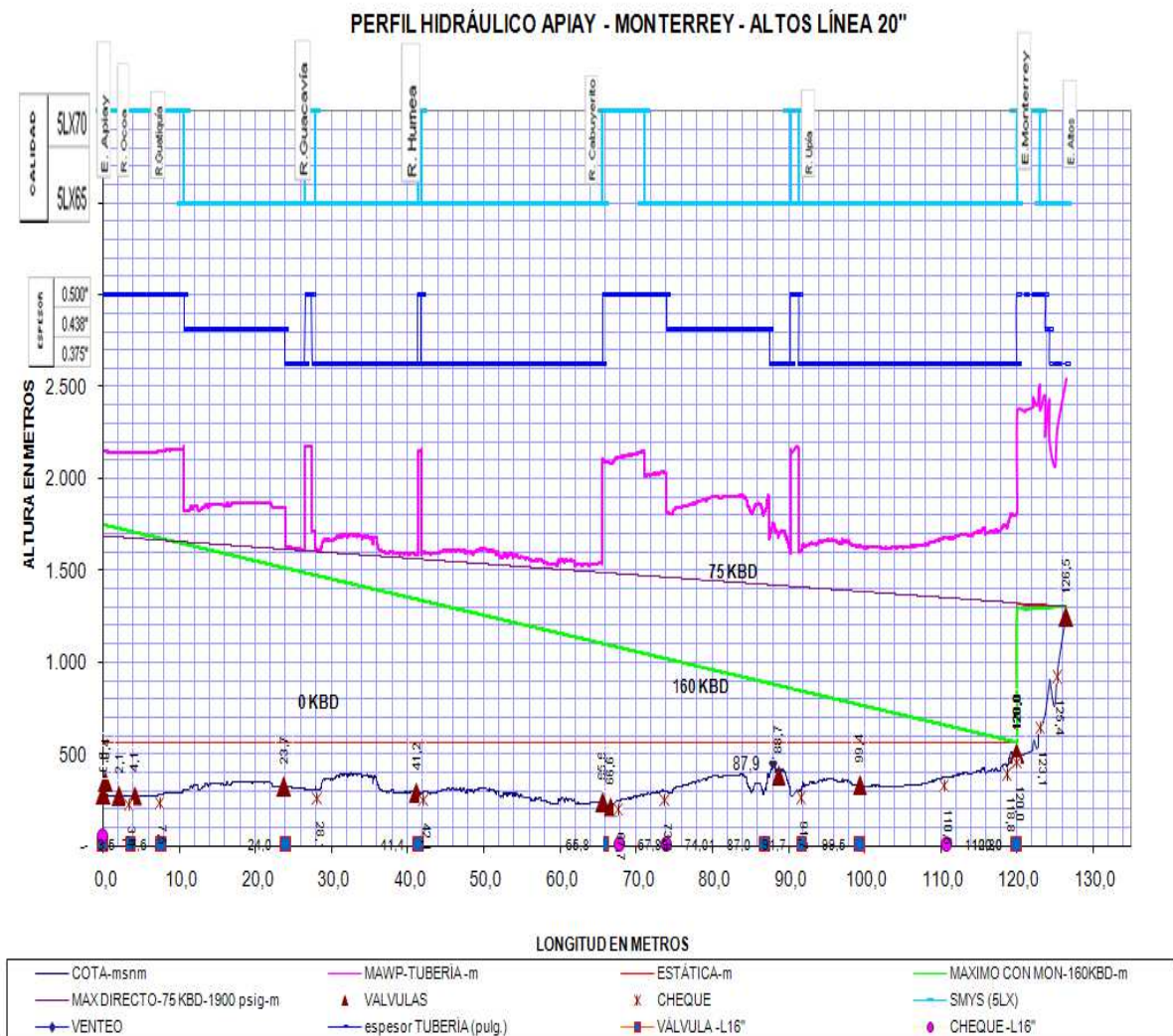
En el **Anexo No 01** se observa el Plot Plan Monterrey

## **PERFIL HIDRÁULICO SISTEMA APIAY – ALTOS DEL PORVENIR**

Para poder bombear el crudo diluido que se transporta por el sistema de línea de 20" existente entre Apiay y Altos del Porvenir, se presentan dos diferentes maneras en las que puede realizarse el bombeo:

- Bombeo directo desde Apiay hasta tanques de la estación Altos del Porvenir, sin entrar a las unidades de bombeo de la estación Monterrey. La capacidad de transporte de 75 KBPD.
- Bombeo desde la estación Apiay, pasando por las unidades de bombeo de la estación Monterrey y terminando en tanques de la estación Altos del Porvenir. La capacidad de transporte es de 160 KBPD.

Figura No 4 Perfil **Hidráulico** Oleoducto 20" Apiay – Altos Del Porvenir 5 se presenta el perfil hidráulico para el Oleoducto de 20" en los tramos Apiay – Monterrey y Monterrey – Altos del Porvenir, para las dos posibles maneras de realizar el bombeo y se muestra la estática a 0 KBPD.



Fuente: Ecopetrol

**Figura No 4** Perfil hidráulico Oleoducto 20" Apiaj – Altos del Porvenir

## 2. SISTEMA PROPUESTO

### 2.1 BASES Y CRITERIOS DE DISEÑO

Para realizar el análisis y la ingeniería Conceptual del proyecto se tomaron las siguientes bases y criterios de Diseño:

#### 2.1.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS CRUDOS Y DEL DILUYENTE

El fluido a transportar el Crudo diluido, el cual puede ser Crudo Castilla y Crudo Rubiales los cuales son diluidos con Nafta virgen las características de cada uno de estos son la siguientes:

- **CRUDO DE CASTILLA**

El crudo Castilla es una mezcla de hidrocarburos pesados producidos en los campos Castilla, Castilla Norte y Castilla Este, en el departamento del Meta. Desde hace algunos años, el crudo Castilla se ha venido empleando como combustible residual y como materia prima para la obtención de asfaltos. La **Tabla No 5** contiene algunas de las propiedades del crudo Castilla y la Tabla No 6 presenta los valores de viscosidad del crudo a diferentes temperaturas<sup>2</sup>:

**Tabla No 5.** Propiedades crudo Castilla<sup>3</sup>

PROPIEDAD	VALOR
Estado Físico	Líquido
Gravedad API (60 °F)	12,6 – 13,6 °API
Saturados (%w)	25,9 %
Aromáticos (%w)	46,0 %
Resinas (%w)	14,7 %
Asfaltenos (%w)	13,5 %
Azufre (%W)	2,231%
Punto de fluidez	-9 °C (18°F)
Presión de vapor a 20 °C (68 °F)	0,7 psia
Punto inicial de ebullición a 1 atm	38,2°C (100,76° F)

Fuente: Ecopetrol

<sup>2</sup> Datos tomados del documento de ECOPETROL PPL2-2004 de SOA.

<sup>3</sup> Análisis ICP, Código SILAB 100032464, 2003 (Documento SOA PPL2-2004)

**Tabla No 6.** Viscosidad crudo Castilla a diferentes temperaturas

TEMPERATURA		Gravedad Específica	VISCOSIDAD	
°C	°F		cP	cSt
5	41	0,9826	75.600	77.015
10	50	0,9792	39.800	40.686
15	59	0,9779	18.500	18.937
25	77	0,9705	6.830	7.045
40	104	0,9626	1.730	1.799
50	122	0,9554	790	828
60	140	0,9490	395	417
80	176	0,9365	140	150
90	194	0,9315	93	100

Fuente: Ecopetrol

- **CRUDO RUBIALES**

**Tabla No 6 No 7** presenta algunas de las propiedades del crudo Rubiales y la Tabla No 8 los valores de viscosidad del crudo a diferentes temperaturas<sup>4</sup>:

Tabla No 7. Propiedades Crudo Rubiales

PROPIEDAD	VALOR
Estado Físico	Líquido
Gravedad API (60°F)	12,7 °API
Gravedad específica	0,9813
Asfaltenos (%w)	10,5 %
Azufre (%W)	1,296%
Reid Vapor Pressure	0,34 psia

Fuente: Ecopetrol

**TABLA 8.** Viscosidades a diferentes temperaturas Crudo Rubiales.

<sup>4</sup> Fuente: Archivo caracterización de crudo Rubiales de SGS – Meta Petroleum de 4 de abril de 2004.

TEMPERATURA		VISCOSIDAD, cSt
37,8 °C	100 °F	357
50,0 °C	122 °F	784,8
60,0 °C	140 °F	386,6
82,2 °C	180 °F	108,8

Fuente: Ecopetrol

- **NAFTA DILUYENTE**

La nafta virgen es un hidrocarburo liviano de alto poder diluyente que se obtiene por fraccionamiento en las unidades de destilación primaria y se usa como componente para la preparación de gasolinas y como materia prima en las plantas de petroquímica. Algunas de sus características principales se indican en la Tabla No 9 y la Tabla No 10.

TABLA 9. Propiedades físicas de la nafta virgen<sup>5</sup>

ESPECIFICACIÓN	MÉTODO	MÍNIMO	MÁXIMO
Gravedad API a 60 °F	D-287	55	65
Presión de vapor RVP a 37,8 °C (100 °F) - kPa	D-519 1	--	50
Número de octano – RON	D-2699	48	--
Parafinas	UOP-273	--	65
Olefinas	D-1319	--	2
Nafténicos	UOP-273	38	--
Aromáticos	D-1319	4	--
Destilación (°C) - Punto inicial de ebullición (PIE )	D-86	35	--
Destilación (°C) - 10% volumen evaporado	D-86	Repor tar	--
Destilación (°C) - 50% volumen evaporado	D-86	Repor tar	--
Destilación (°C) - Punto final de ebullición (PFE)	D-86	--	210
Color Saybolt	D-156	20	--
Contenido total de azufre (% peso)	D-4294	--	0,05
Corrosión al cobre (3 hrs a 50 °C/122 °F)	D-130	--	1

Fuente: Ecopetrol

<sup>5</sup> Fuente: [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co), especificaciones nafta virgen

TABLA 10. Características de la nafta virgen<sup>6</sup>

CARACTERÍSTICA	VALOR
Clasificación de área (NFPA 497M)	Clase I, Grupo D
Temperatura de auto-ignición (NFPA 497M)	550 °F (288 °C)
Flash point (NFPA 325M)	< 0 °F (< -18 °C)
Limites de flamabilidad %vol. (NFPA 325M)	1,1% nivel inferior, 5,9% nivel superior
Densidad del vapor (NFPA 325M)	2,5 [Aire = 1,0]

Fuente: NEC Art. 500

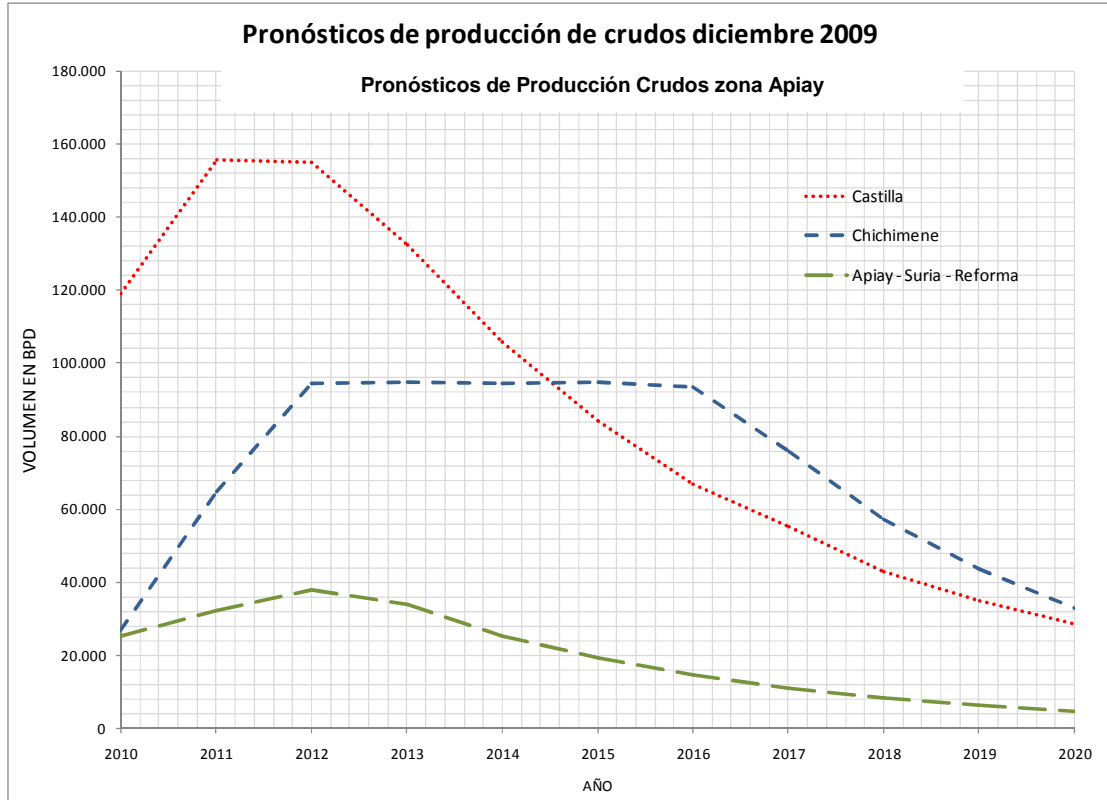
### 2.1.2 PRONÓSTICOS DE DEMANDA DE CRUDOS Y DILUYENTE

Los Pronósticos de demanda de Crudo y Diluyente son la base para proyectar las necesidades de transporte y por ende las ampliaciones en infraestructura necesaria, esta información es publicada por parte de la Vicepresidencia Ejecutiva de Exploración y Producción de Ecopetrol, donde se han analizado la potencialidad de los campos y se obtiene los volúmenes de producción con los riesgos propios y asociados a la clasificación de las reservas<sup>7</sup>.

En la **Figura No 5** se muestran gráficamente los pronósticos de producción para crudos pesados actualizados de la zona de Apiay incluidos en la proyección anteriormente mencionada.

<sup>6</sup> Fuente: NEC Art. 500

<sup>7</sup> Memorando 22 diciembre de 2009, Pronósticos de Producción "Visión Negocio" Largo Plazo de Crudos Pesados. Ing. Hector Manosalva Rojas, Vicepresidente Ejecutivo de Exploración y Producción.



Fuente: Ecopetrol

**Figura No 5** Pronósticos de producción largo plazo crudos pesados del área Apiay

• **PRONOSTICOS DILUYENTE (Nafta)**

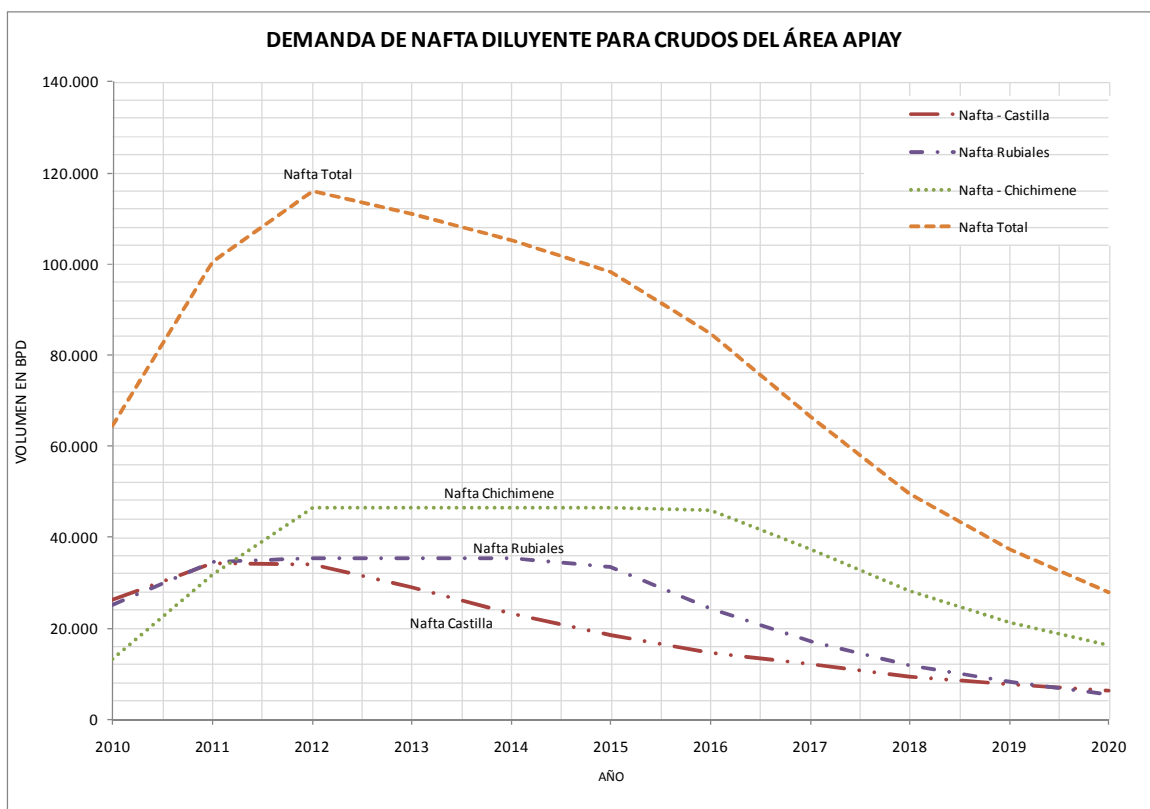
Con base en los anteriores volúmenes proyectados de producción se calcularon las necesidades de nafta para la obtener mezcla de 300 cSt requerida para el transporte por ductos de los crudos pesados, utilizando la composición porcentual mostrada en la Tabla No No 11.

**Tabla No 11** Composición porcentual de los crudos diluidos a 300 cSt a 30°C

	CHICHIMENE	CASTILLA	RUBIALES
Nafta por volumen de crudo	49,25%	22,0%	17,64%
Nafta por volumen de mezcla	33,0%	18,0%	15,0%

Fuente: Ecopetrol

En la **figura No 6** se muestran en forma gráfica, los requerimientos de nafta como diluyente del crudo pesado, conforme a los datos de pronósticos de producción mostrados en la figura No 05



Fuente: Ecopetrol

**Figura No 6** Demanda de nafta como diluyente

### 2.1.3 FACTOR DE SERVICIO

El factor de servicio o factor de seguridad utilizado en el análisis e ingeniería y para todos los cálculos de capacidad de transporte y bombeo es de 0,90 el cual es típico para diseño de los oleoductos y estaciones de ECOPETROL S.A.

## 2.1.4 CONDICIONES AMBIENTALES DEL SITIO

**Tabla No 12** Condiciones ambientales de las estaciones involucradas<sup>8</sup>

PROPIEDAD FÍSICA	MONTERREY	ALTOS DEL PORVENIR
Temperatura ambiente promedio, °C	27	26
Presión atmosférica, psia	13,8	12,6
Humedad Relativa, %	80	77,5
Precipitación anual, mm	2.642	3.785,5
Velocidad máxima del viento, m/s	3	6
Elevación Sobre el Nivel del Mar, m	530	1.232
Riesgo sísmico	0,3	0,3

Fuente: Datos suministrados por el instituto Geográfico Agustín Codazzi (IGAC)

## 2.1.5 NORMAS APLICABLES Y DOCUMENTOS DE REFERENCIA

**Tabla No 13** Normas Aplicables al proyecto

*DE ECOPETROL S.A.*

NORMA	DESCRIPCIÓN
VIT-I-001	Norma fundamental
VIT-GDD-I-001	Instructivo para desarrollo de ingeniería conceptual
VIT-GDD-I-004	Codificación de documentos de ingeniería, equipos, instrumentos, tuberías, ductos, cajas y cables
VIT-GDD-F-001	Lista de chequeo ingeniería conceptual
VIT-GEN-004	Distribución y distanciamiento de áreas operacionales en plantas
ECP-DPY-G-011	Bases para la definición de filosofías de confiabilidad, mantenimiento, operación y control
ECP-ICP-G-011	Guía para adquisición y transferencia de tecnología en ECOPETROL

*DE LA ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE INGENIERÍA SÍSMICA (AIS)*

NORMA	DESCRIPCIÓN
NSR-98	Normas colombianas de diseño y construcción sismo-resistente

*DE AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API)*

NORMA	DESCRIPCIÓN
Spec 5L	Specification for line pipe
Spec 6D	Specification for pipeline valves
Spec 6H	Specification on end closures, connection and swivels
Spec 11N	Specification for lease automatic custody transfer (lact) equipment

<sup>8</sup> Datos suministrados por el instituto Geográfico Agustín Codazzi (IGAC)

NORMA	DESCRIPCIÓN
RP 500	Recommended practice for classification of locations for electrical installations at petroleum facilities classified as class I division 1 and division 2
RP 510	Pressure vessel inspection code: in-service inspection, rating, repair and alteration
RP 520	Sizing, selection and installation of pressure-relieving devices in refineries; part I sizing and selection; part II installation
Std 521	Pressure-relieving and depressuring systems
Std 526	Flanged steel pressure relief valves
Std 527	Seat tightness of pressure relief valves
RP 540	Electrical installations in petroleum processing plants
Std 541	Form-wound squirrel-cage induction motors - 500 horsepower and larger
RP 551	Process measurement instrumentation
RP 552	Transmission systems
RP 553	Refinery control valves
RP 554	Process control systems: part 1 — process control systems functions and functional specification development
RP 555	Process analyzers
RP 576	Inspection of pressure relieving devices
Std 594	Check valves: flanged, lug, wafer and butt-welding
Std 598	Valve inspection and testing
Std 599	Metal plug valves – flanged and weldings ends
Std 600	Steel gate valves-flanged and butt-welding ends, bolted bonnets
Std 609	Butterfly valves: double-flanged, lug- and wafer-type
Std 610	Centrifugal pumps for petroleum, heavy duty chemical and gas industry services
Std 620	Design and construction of large, welded, low-pressure storage tanks
Std 650	Welded steel tanks for oil storage
RP 651	Cathodic protection of aboveground petroleum storage tanks
RP 652	Linings of aboveground petroleum storage tank bottoms
Std 653	Tank inspection, repair, alteration, and reconstruction
Std 671	Special-purpose couplings for petroleum, chemical, and gas industry services
Std 676	Positive displacement pumps – rotary
RP 686	Recommended practice for machinery installation and installation design
Std 1104	Welding of pipelines and related facilities
RP 1110	Pressure testing of steel pipelines for the transportation of gas, petroleum gas, hazardous liquids, highly volatile liquids or carbon dioxide
Std 1164	Pipeline scada security
Std 2000	Venting atmospheric and low-pressure storage tanks
Std 2015	Requirements for safe entry and cleaning of petroleum storage tanks
RP 2350	Overfill protection for storage tanks in petroleum facilities
MPMS	Manual of petroleum measurement standards
Publ 1113	Developing a pipeline supervisory control center
Publ 1149	Pipeline variable uncertainties and their effects on leak detectability

*DE AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS (ASME)*

NORMA	DESCRIPCIÓN
B1.1	Unified inch screw threads (UN and UNR thread form)
B1.20.1	Pipe threads, general purpose, inch
B16.1	Gray iron pipe flanges and flanged fittings: classes 25, 125, and 250
B16.5	Pipe flanges and flanged fittings: NPS 1/2 through NPS 24 metric/inch standard
B16.9	Factory-made wrought butt-welding fittings
B16.10	Face-to-face and end-to-end dimensions of valves
B16.11	Forged fittings, socket-welding and threaded
B16.20	Metallic gaskets for pipe flanges: ring-joint, spiral-wound, and jacketed
B16.21	Nonmetallic flat gaskets for pipe flanges

NORMA	DESCRIPCIÓN
B16.24	Cast copper alloy pipe flanges and flanged fittings: classes 150, 300, 600, 900, 1500 and 2500
B16.25	Buttwelding ends
B16.34	Valves-flanged, threaded and welding end
B16.47	Large diameter steel flanges: NPS 26 through NPS 60 metric/inch standard
B18.2.1	Square and hex bolts and screws, inch series
B18.2.2	Square and hex nuts
B31.3	Process piping
B31.4	Pipeline transportation systems for liquid hydrocarbons and other liquids
B36.10 M	Welded and seamless wrought steel pipe
B36.19 M	Stainless steel pipe
B40.100	Pressure gauges and gauge attachments
B73.1	Specification for horizontal end suction centrifugal pumps for chemical process
B73.2	Specifications for vertical in-line centrifugal pumps for chemical process
BPVC	Boiler and pressure vessel code complete set

#### DE AMERICAN SOCIETY FOR TESTING MATERIALS (ASTM)

NORMA	DESCRIPCIÓN
A 36	Standard specification for carbon structural steel
A 53	Standard specification for pipe, steel, black and hot-dipped, zinc-coated, welded and seamless
A 105	Standard specification for carbon steel forgings for piping applications
A 106	Standard specification for seamless carbon steel pipe for high-temperature service
A 193	Standard specification for alloy-steel and stainless steel bolting materials for high temperature or high pressure service and other special purpose applications
A 194	Standard specification for carbon and alloy steel nuts for bolts for high pressure or high temperature service, or both
A 216	Standard specification for steel castings, carbon, suitable for fusion welding, for high-temperature service
A 234	Standard specification for piping fittings of wrought carbon steel and alloy steel for moderate and high temperature service
A 307	Standard specification for carbon steel bolts and studs, 60 000 psi tensile strength
A 354	Standard specification for quenched and tempered alloy steel bolts, studs, and other externally threaded fasteners
A 370	Standard test methods and definitions for mechanical testing of steel products
A 381	Standard specification for metal-arc-welded steel pipe for use with high-pressure transmission systems
A 563	Standard specification for carbons and alloy steel nuts
A 707	Standard specification for forged carbon and alloy steel flanges for low-temperature service
A 860	Standard specification for wrought high-strength low-alloy steel butt-welding fittings
C 423	Standard test method for sound absorption and sound absorption coefficients by the reverberation room method
C 634	Standard terminology relating to building and environmental acoustics
C 635	Standard specification for the manufacture, performance, and testing of metal suspension systems for acoustical tile and lay-in panel ceilings
D 1779	Standard specification for adhesive for acoustical materials
E 18	Standard test methods for rockwell hardness of metallic materials
E 21	Recommended practice for elevated temperature tensile tests of metallic materials
E 23	Standard test methods for notched bar impact testing of metallic materials
E 92	Standard test method for vickers hardness of metallic materials

NORMA	DESCRIPCIÓN
E 1290	Standard test method for crack-tip opening displacement (CTOD) fracture toughness measurement
F 436	Standard specification for hardened steel washers
F 477	Standard specification for elastomeric seals (gaskets) for joining plastic pipe
E 709	Standard guide for magnetic particle testing

*DE THE INSTRUMENTATION, SYSTEMS AND AUTOMATION (ISA)*

NORMA	DESCRIPCIÓN
5.1	Instrumentation symbols and identification
5.2	Binary control logic diagrams for process operations
5.3	Graphic symbols for distributed control/shared display instrumentation, logic, and computer systems
5.4	Instrument loop diagrams
5.5	Graphic symbols for process displays
5.7	Development and use of process flow diagrams and piping and instrument diagrams
7.0	Quality standard for instrument air
12.0	General requirements for electrical equipment in hazardous locations
18.1	Annunciator sequence and specifications
20	Specification forms for process measurement and control instruments, primary elements and control valves
50.02	Fieldbus standard for use in industrial control systems
51.1	Process instrumentation terminology
60	Control centers
75	Control valve standards
96	Valve actuator committee

*DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA DE COLOMBIA (MME)*

NORMA	DESCRIPCIÓN
RETIE	Reglamento técnico de instalaciones eléctricas

*DE NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS (NACE)*

NORMA	DESCRIPCIÓN
RP-01	Control of external corrosion on underground or submerged metallic piping system

*DE NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION (NFPA)*

NORMA	DESCRIPCIÓN
1	Fire code
11	Standard for Low, Medium, and High Expansion Foam
13	Standard for the Installation of Sprinkler Systems
14	Standard for the Installation of Standpipes and Hose Systems
15	Standard for Water Spray Fixed Systems for Fire Protection
16	Standard for the Installation of Foam-Water Sprinkler and Foam-Water Spray Systems
20	Standard for the Installation of Stationary Pumps for Fire Protection
22	Standard for Water Tanks for Private Fire Protection
30	Flammable and Combustible Liquids Code
70	National electrical code
77	Recommended Practice on Static Electricity

NORMA	DESCRIPCIÓN
170	Standard for Fire Safety and Emergency Symbols
497	Recommended Practice for the Classification of Flammable Liquids, Gases, or Vapors and of Hazardous (Classified) Locations for Electrical Installations in Chemical Process Areas

En el caso que haya discrepancias o contradicciones entre estas publicaciones, o entre ellas y las especificaciones de ingeniería del proyecto, prevalecerá aquella que contenga criterios más exigentes. El usuario de los documentos de ingeniería del proyecto (fabricante, suministrador), informará en su oferta las normas y estándares específicos bajo los cuales produce cada tipo de servicio, equipo o instrumento solicitado, así como los laboratorios independientes (UL, FM, otros) que acreditan los estándares de calidad exigidos en tales normas.

## 2.2 ANALISIS DE INFRAESTRUCTURA NECESARIA

De acuerdo con los pronósticos suministrados para el manejo de crudo diluido para los campos de Castilla, Chichimene y Rubiales y el crudo Apiay, se muestran en la Tabla 14.

**Tabla No 14.** Picos de producción de crudo y demanda de nafta

UBICACIÓN	CRUDO (BPD)	NAFTA (BPD)	TOTAL CRUDO DILUIDO (BPD)	AÑO
Campo Chichimene (Crudo San Fernando T2)	94.560	46.571	141.131	2013
Campo ATC – Castilla	155.449	34.121	189.570	2011
Campo Rubiales	200.528	35.373	235.901	2012
Campo Apiay	37.650	--	--	2011

Fuente: Ecopetrol

Con base en los pronósticos de producción de crudo pesado, la correspondiente demanda de nafta y los picos requeridos para el transporte del crudo diluido mostrados en la Tabla presenta a continuación un análisis de las capacidades

requeridas y las capacidades actuales de las líneas involucradas en el transporte para la evacuación del crudo pesado del área de Apiay.

En la tabla No 14 se muestran los períodos en los que se presentan los picos de demanda de crudo diluido a transportar por el oleoducto Apiay – Monterrey – Altos del Porvenir, ampliando los sistemas existentes.

**Tabla No 15.** Picos de producción de crudo diluido (BPDC), sistema Oleoducto Apiay – Monterrey – Altos del Porvenir.<sup>9</sup>

	2010	2011	2012	2013	2014
Crudo diluido Castilla	144.973	189.570	188.805	161.373	128.718
Crudo diluido Chichimene	40.023	96.586	141.040	141.131	140.935
Crudo área Apiay	25.028	31.960	37.650	33.828	25.208
Total crudo diluido 300 cSt Sector Castilla – Apiay	184.996	286.156	329.845	302.504	269.654
Total crudo diluido 300 cSt Sector Apiay – Monterrey	210.024	318.116	367.495	336.332	294.862

Fuente: Ecopetrol

**Tabla No 16** Capacidad requerida (BPDO), sistema oleoducto Apiay – Monterrey – Altos del Porvenir.

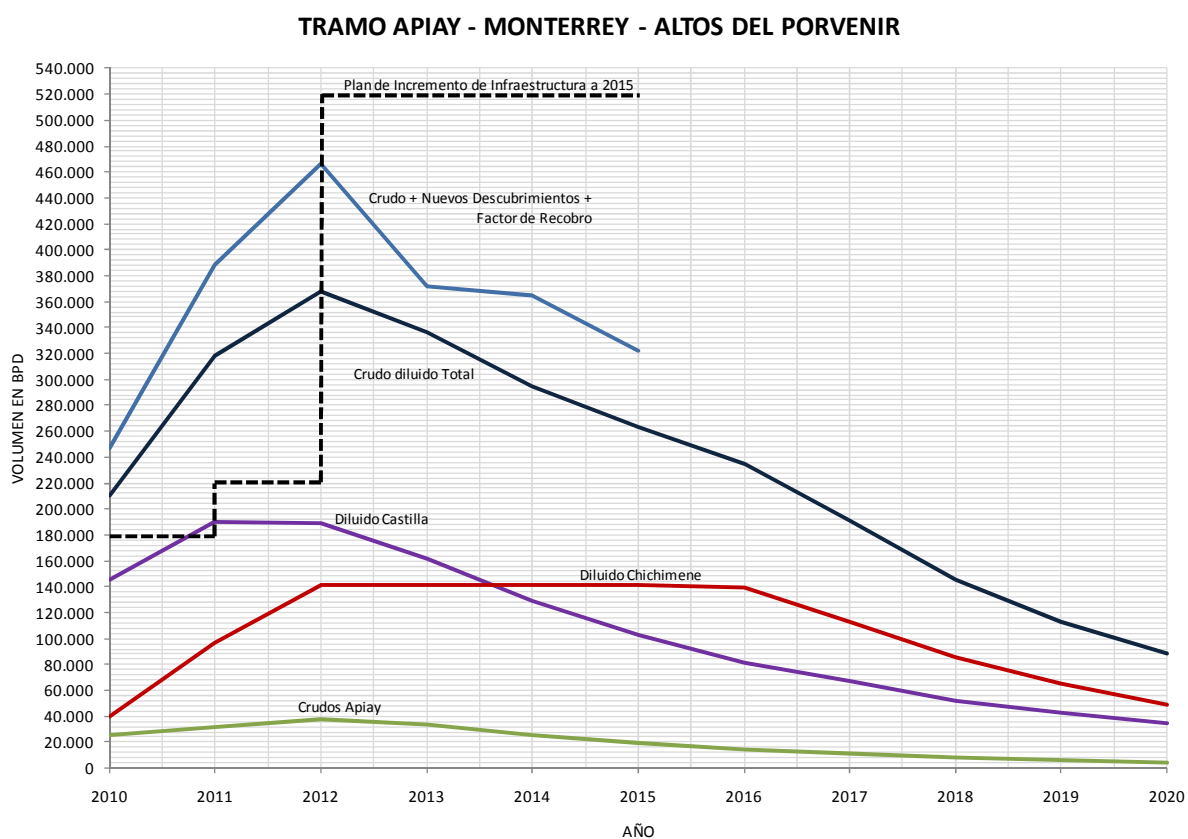
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Apiay – Monterrey – Altos del Porvenir Con FR* y nuevos descubrimientos (dato enero 22 – 2010 – VIP)	247.339	388.144	466.759	371.997	364.524	322.061
Con factor de servicio 0,90	274.821	431.271	518.621	413.330	405.027	357.846
Plan incremento infraestructura Apiay – Monterrey – Altos del Porvenir	180.000	220.000	520.000	520.000	520.000	520.000

\* FR: Factor de Recobro - Fuente: Ecopetrol

<sup>9</sup> Pronósticos de producción de crudo sin factor de recobro, diciembre 22 de 2009. Vicepresidencia Ejecutiva de Exploración y Producción.

El pico de capacidad de transporte de crudo diluido por el Oleoducto en el tramo Apiay – Monterrey – Altos del Porvenir, corresponde a 367.495 BPDC (aproximado a 370.000 BPDC) en el año 2012, sin incluir la producción estimada con factor de recobro y nuevos descubrimientos.

Al incluir estos datos el requerimiento de transporte y bombeo asciende a un volumen de 466.759 BPDC, lo cual requiere adecuar la infraestructura existente para una capacidad de 518.621 BPDO (aproximado a 520.000 BPDO) con factor de servicio de 0,90. El sistema actual está diseñado para bombear 360.000 BPDO resulta en un déficit de 160.000 BPDO en el año 2012.



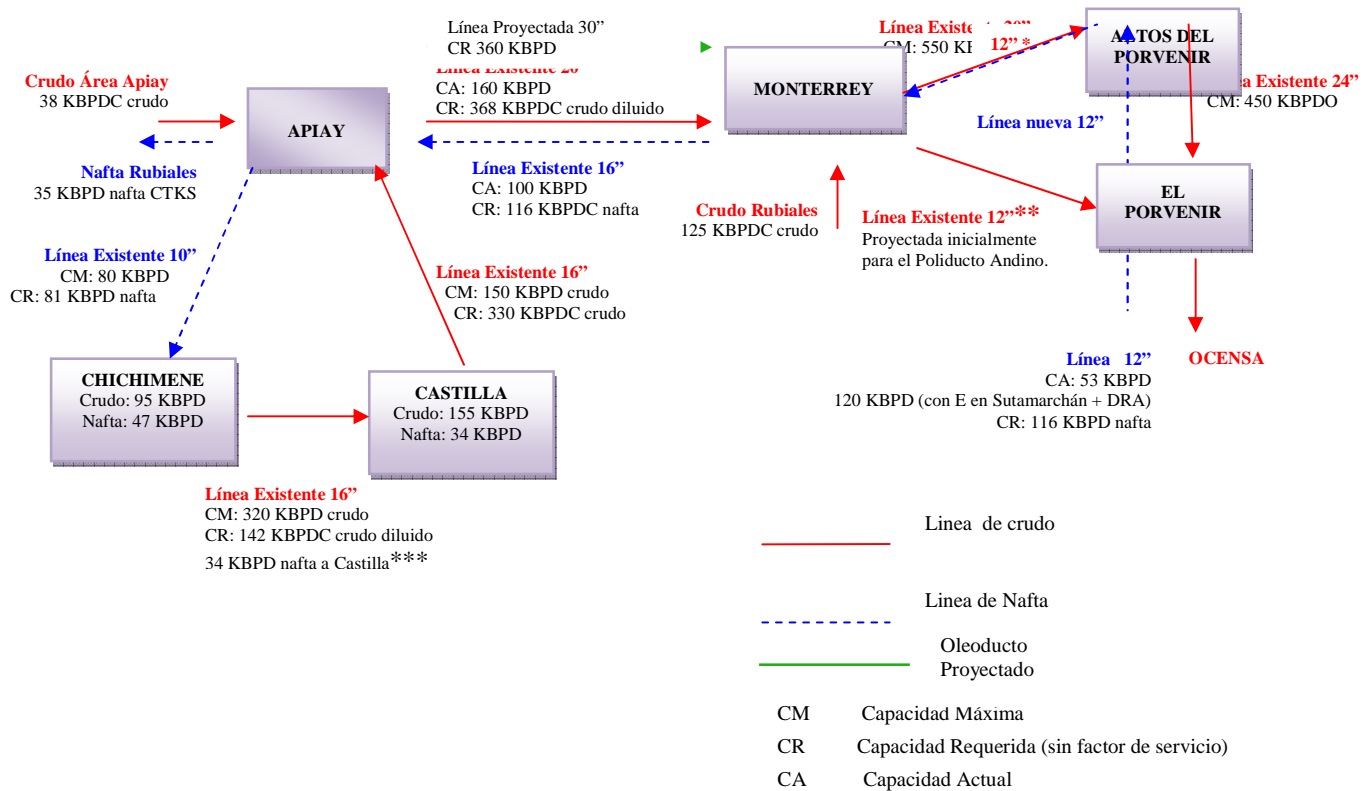
Fuente: Ecopetrol

**Figura No 7** Capacidad línea Apiay – Monterrey – Altos del Porvenir

En la Figura No 07 se muestra una proyección de lo que puede ser el incremento de la infraestructura a construir el déficit de transporte y bombeo en el tramo Apiay – Monterrey – Altos del Porvenir para absorber en el corto y mediano plazo.

### 2.3 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ACTUAL

A continuación la Figura No 8 representa el sistema actual de transporte y bombeo de crudo diluido y nafta que incluye las plantas Chichimene, Castilla, Apiay, Monterrey, Altos del Porvenir y El Porvenir.



- \* La línea de 12" entre Monterrey y Altos del Porvenir será para el transporte de nafta.
- \*\* La línea de 12" entre Monterrey y El Porvenir se requiere para transporte de crudo.
- \*\*\* La nafta para Castilla puede ser enviada por lotes por la línea de 16" entre Chichimene y Castilla.

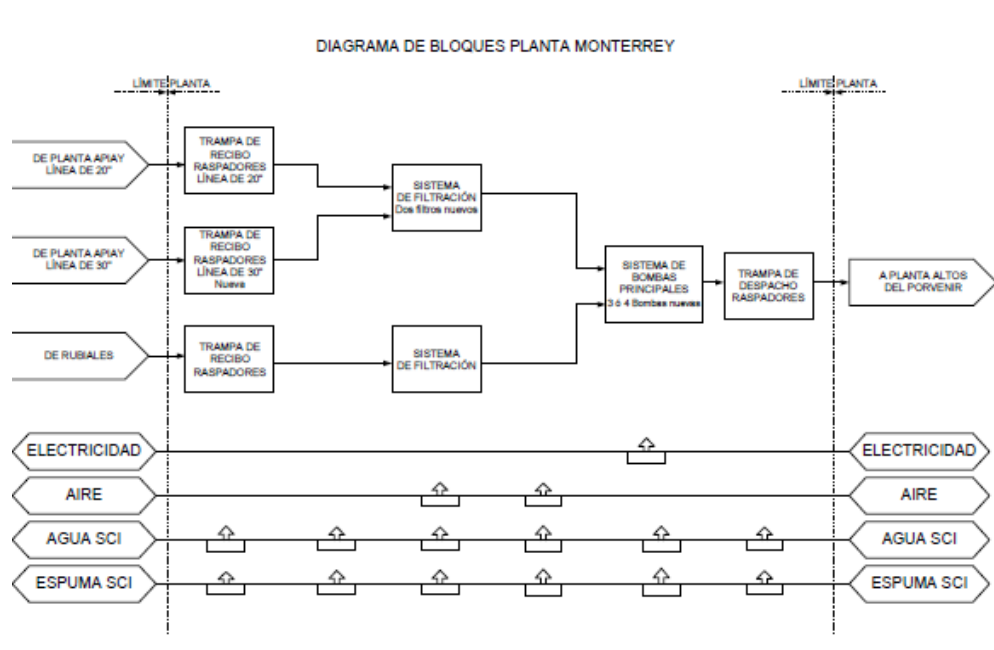
Fuente- Obras adicionales Monterrey, Ingeniería Detallada. Consorcio ETSA-CONCOL

**Figura No 8** Esquema actual del sistema de transporte de crudo diluido Castilla – Apiay – Monterrey – Altos del Porvenir – El Porvenir.

## 2.4 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA PROPUESTO

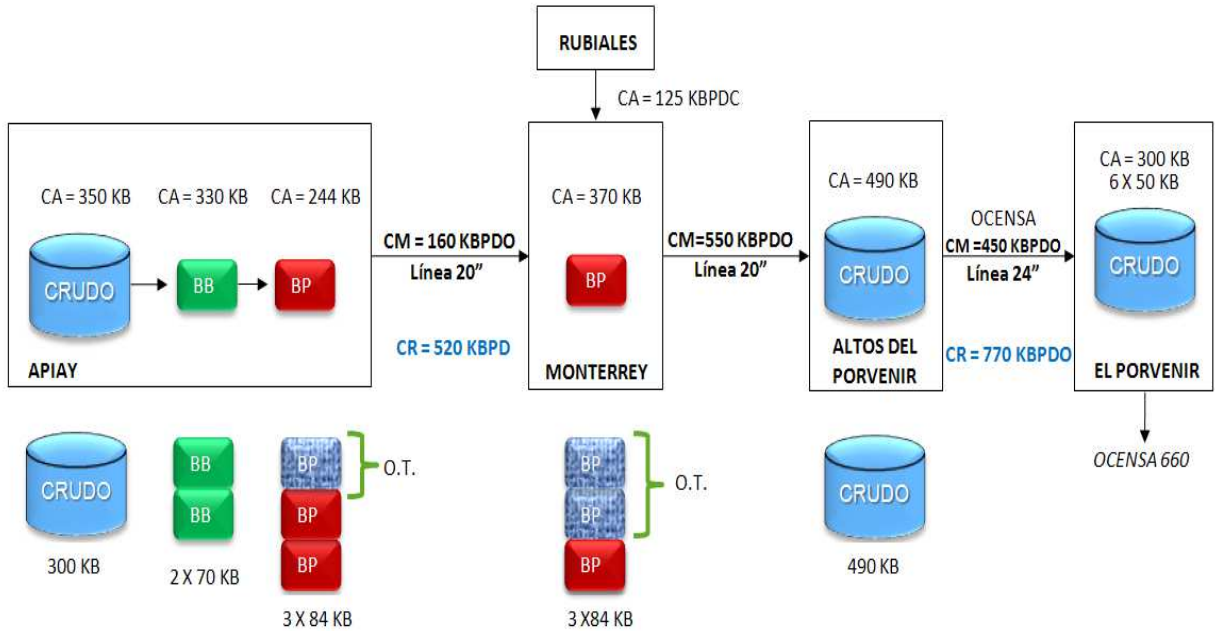
De acuerdo a los nuevos volúmenes a manejar para los tramos a intervenir en la ampliación se obtienen las siguientes premisas:

- Las plantas de almacenamiento y bombeo que pertenecen al sistema del Oleoducto (Apiay – Monterrey – Altos del Porvenir) deben ser intervenidas ampliando su capacidad para garantizar el bombeo los 370 KBPD de crudo diluido a 520 KBPD
- El tramo Apiay – Monterrey se hará con el objetivo de cumplir con una capacidad de 520 KBPD en tubería, lo que es equivalente a la producción de crudo esperada sumando los nuevos descubrimientos en pozo y el factor de recobro estimado y llevando la capacidad del tubo a un máximo esperado, para lo cual ya se adelantó el estudio e ingeniería para este cambio
- El tramo Monterrey – Altos del Porvenir no es necesario ser intervenido por la ampliación; el tubo actual de 20" cuenta con una capacidad de 550 KBPD.



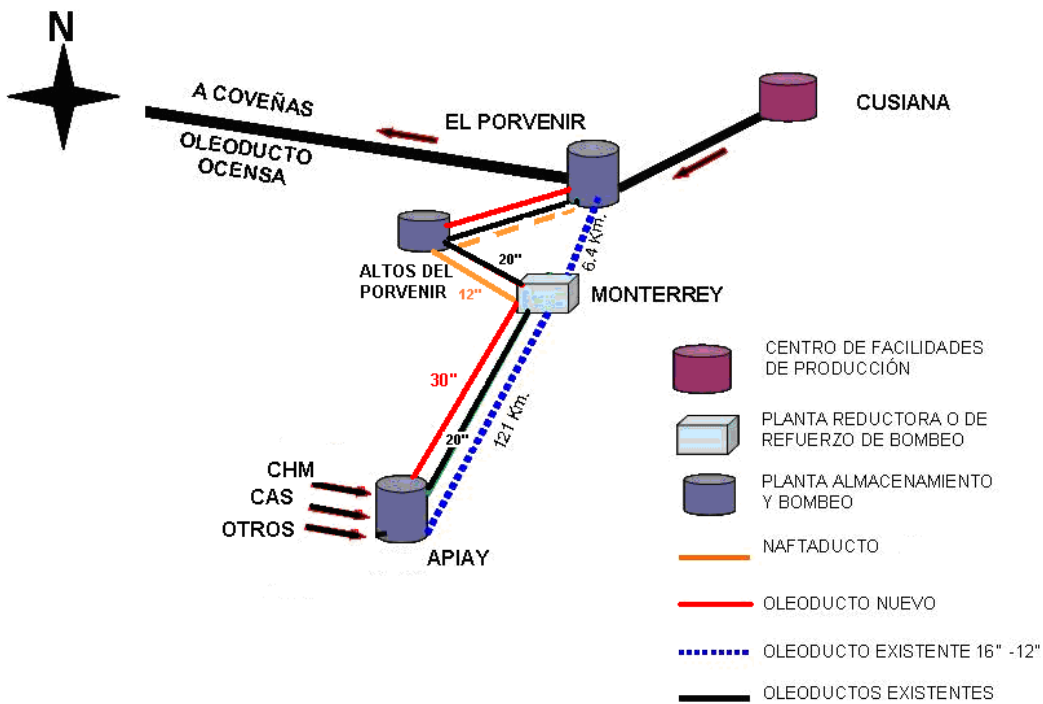
Fuente- Obras adicionales Monterrey, Ingeniería Detallada. Consorcio ETSA-CONCOL

**Figura No 09 Diagrama de Flujo Sistema Propuesto**



CA = Capacidad Actual  
 CR = Capacidad Requerida  
 CM = Capacidad Máxima (Tubería)  
 Fuente- Obras adicionales Monterrey, Ingeniería Detallada. Consorcio ETSA-CONCOL

**Figura No 10 Esquema Operacional propuesto para el proyecto**

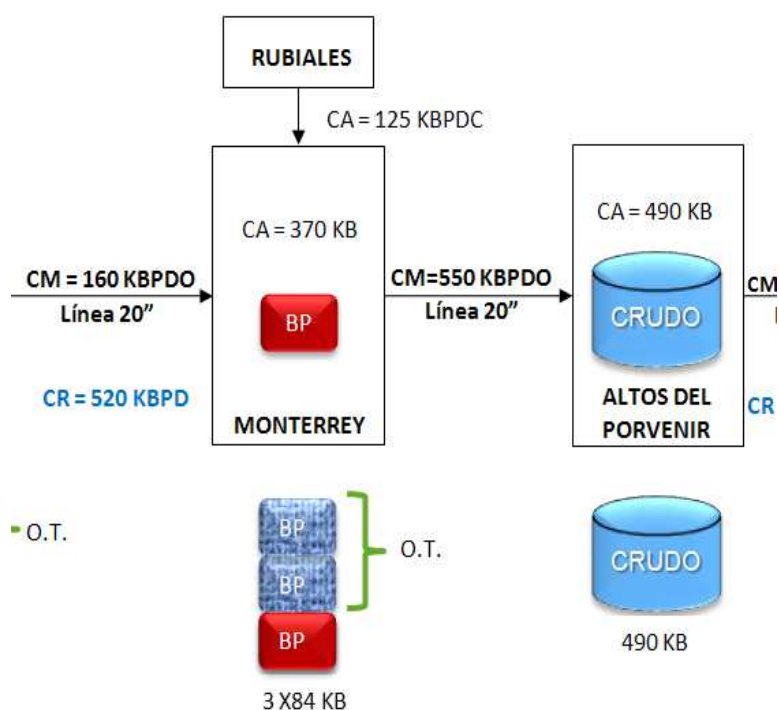


Fuente- Obras adicionales Monterrey, Ingeniería Detallada. Consorcio ETSA-CONCOL

En el Anexo No 2, 2A y 3B se Observan los Diagramas de Flujo Propuestos para las estaciones de Apiay, Monterrey y Altos del Porvenir respectivamente.

En el Anexo No 3 Se ilustra un P&ID del Sistema propuesto en la estación Monterrey

### 2.4.1 ALCANCE POR ESPECIALIDADES - PLANTA MONTERREY



CA = Capacidad Actual  
 CR = Capacidad Requerida  
 CM = Capacidad Máxima (Tubería)

Fuente- Obras adicionales Monterrey, Ingeniería Detallada. Consorcio ETSA-CONCOL

**Figura No 11** Alcance Planta Monterrey

Para el aumento de capacidad de bombeo para la planta Monterrey se propone instalar tres bombas de 85 KBPD, con el fin de aumentar la capacidad actual de

360KBPD a 520 KBPD, para esta nueva infraestructura es necesario realizar las siguientes actividades:

**ÁREA CIVIL:** Actualmente en la estación hay un espacio dispuesto para la ubicación de unidades futuras, sin embargo, teniendo en cuenta los nuevos flujos, es necesario unas bombas de mayor capacidad, esto conlleva a la ubicación y construcción de una caseta nueva y para su construcción deben contemplar en el movimiento de tierras (actividades preliminares) todas las facilidades de servicios industriales y considerar todas las tuberías de conexión con el fin de minimizar tiempos y reducir costos en la operación. Las obras a ejecutar tienen que ver con las actividades que se describen a continuación:

- Definición y adecuación del lote
- Localización y replanteo
- Estudio de suelos
- Diseños estructurales, arquitectónicos e hidráulicos (drenajes de aguas lluvias y aceitosas)
- Construcción de la cimentación de las bombas principales, Construcción de la caseta

• **ÁREA MECÁNICA**

A continuación se mostrarán los equipos nuevos a utilizar en el esquema propuesto en la plantas de acuerdo a los nuevos flujos.

**Tabla No 17** Listado de Equipos Mecánicas para el Proyecto

Bomba Principal (Cant: 3)

PARÁMETRO	VALOR
Capacidad por bomba	84 KBPD
Presión diferencial	2.000 psi
Potencia por bomba	3.500 HP
Tipo	Triple Tornillo
Accionamiento	Gas

Filtro (Cant: 4)

PARÁMETRO	VALOR
Capacidad	80 KBPD

Tipo	Vertical con Canasta interna
Tapa	Apertura rápida con sistema Davit
Líneas de conexión	12”
Mesh	30-60

Fuente- Obras adicionales Monterrey, Ingeniería Detallada. Consorcio ETSA-CONCOL

Para la instalación y montaje de estas nuevas unidades es necesario elaborar una ruta de la tubería para realizar así las adecuaciones y conexión a las tuberías existentes. Se debe implementar un sistema de izaje o manejo de cargas para estas nuevas unidades. Las principales actividades a ejecutar son:

- Montaje de la bomba y conexión a los cabezales
  - Construcción de nueva tubería para conectarla a la existente
  - Conexión de redes de aire, agua y gas en el área de bombeo principal conectando los servicios a la unidad nueva y dejando facilidades para la ampliación futura.
  - Conexión de la red de drenajes cerrados y de la red de alivios en el área de bombeo principal, conectando los servicios a la unidad nueva y dejando facilidades para la ampliación futura.
  - Ampliación y adecuación del sistema contra incendio, básicamente la instalación de redes de espuma, red de rociadores y sistema de detección fire and gas, con sus respectivas facilidades para ampliaciones futuras.
  - Ampliación y adecuación del city – gate.
  - Modificación del sistema de filtrado
- **ÁREA ELÉCTRICA**

Los requerimientos del proyecto indican que en la estación Monterrey se requiere bombear 520 KBPD, la estación existente tiene 12 bombas instaladas con lo cual se tiene 370 KBPD, con las tres nuevas bombas a gas de 3500HP se tendría 242 KBDO.

Con estas nuevas cargas, se tendría operando los ventiladores de las bombas existentes de 40HP y los ventiladores de las bombas nuevas de 100HP, para todas las bombas se requerirá una potencia de 620 HP. Las bombas de relevo serían de 150 HP, y los servicios auxiliares de la estación de 400MVA. A estas cargas se le suman dos ventiladores de dos bombas nuevas futuras para el sistema de Araguaney que tendrían una potencia de 100HP para cada bomba, teniendo un requerimiento total de 1500kVA.

El Equipo necesario sería de las siguientes características:

Generador Eléctrico.....1500KW, Accionamiento a Gas

Los dos generadores nuevos de la estación podrían alimentar la carga total de la estación, pero se quedaría sin suplencia. Una solución a este problema sería la instalación de un nuevo generador de 720kW iguales a los existentes de forma tal que trabaje como suplencia de cualquiera de los dos generadores en funcionamiento, pero con este esquema la estación seguiría dependiendo de la generación.

La mejor opción es la alimentación de una red existente de ENERCA a 34.5kV, previa autorización de disponibilidad y suministro, y así tener la estación con alimentación eléctrica de forma principal y como suplencia generación. Para este caso se requeriría la instalación de una subestación en la estación con dos transformadores de 2MVA con relación de transformación de 34.5kV/480V. Para esto se tendría que ampliar el CCM existente, con dos interruptores de 2500A para la entrada de los transformadores, 5 gavetas de CCM con arrancadores suaves de 100HP para los ventiladores de las bombas principales, 5 gavetas de CCM con arranque directo de 10HP para las bombas de lubricación de las bombas principales y reservas para cargas auxiliares.

En la estación se tiene un sistema de generación de respaldo. Adicionalmente, la alimentación de las cargas críticas como el sistema de control, instrumentación, iluminación de emergencia y servicios administrativos se hará por medio de

unidades ininterrumpidas de potencia UPS, alimentadas desde el barraje principal de 480 V.

Se propone la ubicación de la subestación eléctrica se plantea cerca de la nueva caseta de generadores. Por recomendación de Ecopetrol S.A. debe revisarse el sistema de sincronismo existente en la estación.

La estación Monterrey cuenta con un sistema de bandejas portacables. Ecopetrol S. A. plantea que las bandejas le han encerrado la estación y pueden tener problemas de seguridad al ingreso de las áreas operacionales. Como solución a este problema se plantea la instalación de bandejas portacables a 3 m de altura. La llegada a cada equipo se hará por medio de ductos enterrados.

Las actividades generales a realizar en el área eléctrica son las siguientes:

- Ampliación del CCM
- Ampliación del sistema de generación eléctrica
- Construcción de subestación eléctrica

En todas las estaciones y con el fin de cumplir los requerimientos de áreas clasificadas, se debe tener en cuenta la norma API 500, Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Division 1 and Division 2.

De acuerdo con la norma deben clasificarse las casetas de bombas principales, tanques de almacenamiento y relevo, sumideros, API, válvulas motorizadas, piscinas de oxidación, casetas de generadores, el caso de las bombas principales y de las bombas booster por clasificación de áreas se deben especificar para Clase 1, División 1, en el caso de los bunker de las casetas de válvulas el área clasificada en la zona de instalación del actuador es Clase 1, División 1.

- **ÁREA DE INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL**

Las ampliaciones que se realizarán a las plantas pertenecientes al Oleoducto Apiay- El Porvenir requieren del análisis de capacidades a los sistemas existentes

tales como: Control Maestro de Válvulas, Sistema Contra Incendio, Sistemas Auxiliares e Industriales (aire-agua), UPS, y Sistema de Control; de ser necesario, se ampliarán los controladores dedicados de proceso e I/O remotas de campo para la instrumentación de los sistemas mencionados, y se conectarán dichas I/O a estos controladores para permitir la visualización en las estaciones de trabajo (HMI) que serán comunicados al controlador SCADA.

Al sistema actual de cada una de las plantas se le realizarán las conexiones, arreglos y adiciones necesarias de instrumentación general, válvulas motorizadas (adecuación del lazo de comunicación del control maestro de válvulas), cheques, válvulas de control, tuberías y accesorios.

Se conservarán las lógicas existentes y predominantes en las plantas, la ampliación de los sistemas se adaptará a las filosofías de operación y control de las mismas, para que así los equipos se integren a cada una de las plantas de la manera más adecuada; de igual forma, se seguirán los estándares SCADA de ECOPETROL S.A para cada uno de los sistemas a intervenir.

De acuerdo al sistema actual descrito en la planta Monterrey, se ampliarán los sistemas de:

- Bombeo principal en tres (3) unidades tipo tornillo con capacidad para 84 KB cada una con lazos predominantes e instrumentación de: succión y descarga, temperaturas de motor, y variador, según estándares SCADA PMPO-I-036. El control de las unidades se hará a través de un sistema Murphy, se desarrollarán comunicaciones con el controlador existente dedicado al proceso Monterrey 3 y la inclusión de válvulas motorizadas en el lazo existente. Se evaluará la capacidad de dicho controlador.
- Recibo Castilla en una (1) trampa de recibo con lazos predominantes e instrumentación de: válvulas motorizadas para recibo de raspadores y operación normal, según estándares SCADA PMPO-I-047. Se desarrollarán comunicaciones con el controlador existente dedicado al proceso Monterrey 3 y la inclusión de

válvulas motorizadas en el lazo existente. Se evaluará la capacidad de dicho controlador.

- Filtración y control de recibo en cuatro (4) brazos con capacidad de 90 KB cada uno con lazos predominantes e instrumentación asociada según estándares SCADA PMPO-I-038; Se desarrollarán comunicaciones con el controlador existente dedicado al proceso Monterrey 3 y la inclusión de válvulas motorizadas en el lazo existente. Se evaluará la capacidad de dicho controlador.
- De igual manera se contempla servicios auxiliares en un (1) separador API con lazos predominantes e instrumentación de: nivel según estándares SCADA. Se desarrollarán comunicaciones con el controlador de servicios generales y la inclusión de válvulas motorizadas en el lazo existente. Se evaluará la capacidad de dicho controlador.

#### **2.4.2 FILOSOFÍAS DE MANTENIMIENTO, CONFIABILIDAD, OPERACIÓN Y CONTROL**

- **FILOSOFIA DE MANTENIMIENTO**

La estrategia de mantenimiento se centra en el desarrollo de las herramientas de mantenimiento Análisis de Modo y Efecto de Falla – FMEA y análisis de criticidad – CA, que hacen parte del mantenimiento centrado en la confiabilidad, para los equipos críticos de la planta. Las tareas y frecuencias de mantenimiento preventivo deben ser consultadas en MIMS-Ellipse (software utilizado como apoyo para la administración del mantenimiento).

Se debe contar con espacio suficiente y accesorios de carga debidamente seleccionados para asegurar el movimiento o traslado de los equipos. Se debe aplicar la estrategia de Mantenimiento basado en Condición – CBM que se centra en monitoreo por condición de vibraciones mecánicas, alineación y monitoreo de variables eléctricas. Igualmente se debe aplicar un tipo de mantenimiento reactivo y proactivo que sea coherente con los indicadores de gestión del mantenimiento,

que sea el más favorable para ECOPETROL S.A. y que tenga en cuenta las recomendaciones de los fabricantes de los equipos.

Ecopetrol S.A. a establecido ciertas rutinas de mantenimiento para lubricación y estado de los cojinetes de cuatro mil (4.000) horas, pruebas de eficiencia de ocho mil (8.000) horas, dos(2) rutinas por año de monitoreo de vibración y un (1) **overhaul** de cuarenta y ocho mil (48000) horas para las unidades de bombeo principal.

La base para la definición de la filosofía de mantenimiento está dada en el documento de Ecopetrol ECP-DPY-G 011 Guía de filosofía de confiabilidad, mantenimiento, operación y control. Esta filosofía de mantenimiento será implementada siguiendo la recomendación de la herramienta denominada Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad contemplada como una Práctica de Incremento de Valor de Ecopetrol S.A. El siguiente esquema muestra la idea general de esta filosofía.



Fuente: Ecopetrol

### **Figura No 12** Esquema General Filosofía Mantenimiento

Esto conlleva a plantear un plan de mantenimiento óptimo basado en la confiabilidad establecida para los equipos y sistemas que van a operar y enfocado a actividades preventivas y predictivas de acuerdo a la criticidad del equipo referente al proceso, la integridad de las personas, ambiente y seguridad del

sistema.

Será responsabilidad del personal de mantenimiento elaborar los listados de repuestos mínimos requeridos asignando las cantidades mínimas (**stocks**), para asegurar la disponibilidad y suficiencia total de estos durante un lapso de tiempo razonable, que le permita a la gerencia administrativa adquirir y ubicar oportunamente en sitio estos componentes para lograr el cumplimiento de los programas de mantenimiento.

Como regla general se debe tener en cuenta los siguientes repuestos críticos para los equipos que se presentan a continuación:

Cada unidad de bombeo principal debe contemplar los siguientes repuestos críticos:

- Tres (3) kits de cojinetes radiales y axiales.
- Sellos: Tres (3) cartuchos (sello completo) y dos (2) juegos con caras (comprende: cara del sello y juego de empaques).

Los equipos que cuenten con motor de combustión deben contemplar los siguientes repuestos críticos:

- Filtros de Aire y Aceite.
- Correas para los equipos adicionales al motor como bomba de Refrigerante y aerofriador, (Revisión periódica de las correas para establecer tensión y revisión cuando se realice las paradas para verificar que no exista cristalización o rupturas que impliquen el cambio).
- Empaques (Necesarios solo en caso mantenimiento correctivo).
- Válvulas de Admisión y Escape (Necesarios solo en caso mantenimiento correctivo).
- Bujías.
- Conexiones eléctricas.

Debe calcularse un indicador que muestre la relación entre el mantenimiento proactivo y el mantenimiento reactivo (Relación P/R) en los equipos esenciales, que ayude en el direccionamiento de las políticas de mantenimiento y soporte una modificación en el plan de mantenimiento proactivo cuando sea necesario.

La disponibilidad es el porcentaje de tiempo en el que el equipo está en operación descontando los periodos de mantenimiento, en un lapso de tiempo determinado. El mantenimiento preventivo de los equipos de operación críticos se debería realizar al menos una vez al año.

**Tabla No 18.** Frecuencias de mantenimiento y tiempo de intervención de equipos críticos por año

Equipo	Frecuencia mantenimiento	Tiempo de intervención	Disponibilidad	¿Existe respaldo?
Conjunto motor - Bomba principal.	La recomendada por el fabricante y lo estipulado en las rutinas de mantenimiento de Ecopetrol S.A.	La recomendada por el fabricante	La recomendada por el fabricante	Si
Filtro succión bombas principales.	Cuando la presión diferencial a través del filtro sea mayor a 10 psi y lo estipulado en las rutinas de mantenimiento de Ecopetrol S.A.	2 a 3 horas	Depende de la cantidad de sólidos del producto a transportar	Si
Trampa recibo de raspadores.	Cada vez que sea necesario cambiar los empaques de la tapa, porque la trampa siempre se deja limpia para volver a ser utilizada	1 a 2 días	100%	No
Generador Eléctrico.	La recomendada por el fabricante y lo estipulado en las rutinas de mantenimiento de Ecopetrol S.A.	La recomendada por el fabricante	La recomendada por el fabricante	Si

Fuente: Ecopetrol

La planta contará con servicios industriales que permitan o faciliten las labores de mantenimiento y/o reparación como las facilidades de agua industrial, aire industrial, tomas eléctricas, etc, se necesitarán dispositivos de izaje de cargas en las casetas de bombas de proceso ubicadas en la planta para labores de mantenimiento de ésta. Se deben realizar los ajustes mecánicos, estructurales y eléctricos, necesarios al sistema de levantamiento (puente grúa), que permitan realizar con seguridad y facilidad las revisiones, ajustes o mantenimientos a los equipos nuevos instalados.

Se debe tener en cuenta que los puentes grúas se utilizarán para levantar piezas de los equipos instalados a intervenir y no para levantar el equipo en su totalidad. Para los sistemas de izaje para los equipos principales a instalarse en la planta Monterrey se debe contemplar:

- Dado que las nuevas unidades de bombeo principal serán instaladas en una nueva caseta se deberá contar en esta con el espacio suficiente para la maniobra y desplazamiento seguro de las partes y la instalación de un nuevo puente grúa incluyendo todos sus componentes estructurales (viga carrillera, riel de rodadura y ménsulas de soporte) con la capacidad suficiente para el izaje de la parte más pesada de estas unidades.
- Se recomienda utilizar sistemas de brazos giratorios cerca a las trampas para facilitar la manipulación de los raspadores en su despacho o en su recibo. También pueden utilizarse cerca a las bombas y filtros de la planta donde no sea grande la carga a manejar.

En los **racks** de tubería deben considerarse un diseño donde las rutas sean las más cortas procurando minimizar el número de accesorios, se deben ubicar los diámetros grandes en el exterior y los pequeños en el interior, en caso de conflictos en los trazados se debe dar prioridad a la tubería de grandes diámetros, toda la soportería para los **pipe racks** será metálica y en su diseño se determinará la clasificación y tipos de soportes, se dejarán los espacios entre las tuberías que permitan su fácil accesibilidad y futuros mantenimientos.

Los filtros tipo canasta serán utilizados en operación permanente, con tapa de apertura rápida con bisagras, provista de dispositivo de izamiento tipo pescante, con empaque apropiado para las condiciones de diseño. La zona de limpieza de la malla deberá ser cercana a la localización del filtro.

La especificación de los equipos debe tener en cuenta que para el mantenimiento, se requiere el monitoreo de variables de presión, temperatura, vibración, horas de uso y en general toda la instrumentación requerida para facilitar la implementación de programas de mantenimiento.

Las variables de operación monitoreadas en línea básicamente deben ser de temperaturas y vibración total (RMS) de motor y bomba, por parte del operador.

- **FILOSOFIA DE CONFIABILIDAD**

Para la aplicación de la filosofía de Confiabilidad se debe tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Se deberán prever equipos de respaldo **stand by** de manera tal que no afecten negativamente los indicadores cuando se requiera realizar actividades operacionales o de mantenimiento proactivo, reactivo, predictivo o de mejoramiento en los equipos instalados.
- El tiempo estimado de contingencia para dimensionar equipos como el tanque de relevo es de 20 minutos y deberá ser tenido en cuenta para el diseño de los sistemas de seguridad y cualquier otro equipo que dependa de su operación en el sistema.
- Para dar mayor confiabilidad a los sistemas de bombeo en las plantas de Monterrey, se recomienda la instalación de bombas principales de tornillo marca IMO, este tipo de bombas se encuentran actualmente instaladas en dicha planta, esto con el fin de unificar **stocks** de repuestos, servicios y tareas de operación.
- En la planta se tendrá alimentación a través de una red de 34.5kV, con suplencia de generación a gas (motor de combustión – generadores). La alimentación de las cargas críticas como el sistema de control, instrumentación, iluminación de emergencia y servicios administrativos se

hará por medio de unidades ininterrumpidas de potencia UPS, alimentadas desde el barraje principal de 480 V.

- En la planta se instalará un sistema de protección catódica en el tanque de relevo. Adicionalmente, se recomienda aislar eléctricamente toda la instrumentación del tanque.

Deberá seguirse la Directriz del Grupo de Control y Mantenimiento para el registro y análisis de los Indicadores Corporativos y oficiales establecidos por Ecopetrol S.A. – VIT, para mantenimiento y confiabilidad.

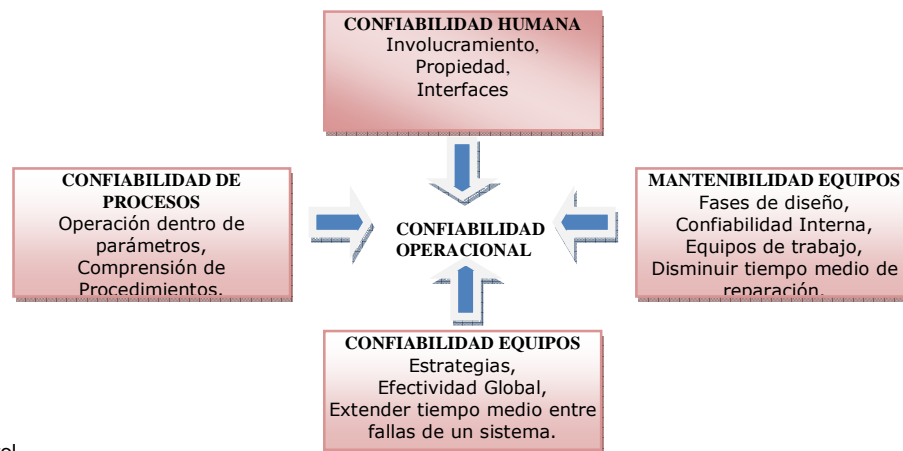
El sistema de control de la planta estará de acuerdo con la arquitectura objetivo para sistemas de control local y con el documento lineamientos para sistemas de control local de la VIT-Ecopetrol S.A.

El sistema de control será dimensionado, teniendo en cuenta la proyección futura de la demanda del proceso, y estará de acuerdo a los lineamientos de porcentaje de carga de CPU, uso de memoria, escalabilidad y reservas instaladas para entradas y salidas de señales.

El sistema debe ser lo suficientemente escalable y flexible para ser configurado en un amplio rango de requerimientos de control de procesos a nivel de lógicas y lazos de control de la instrumentación y equipos asociados a cada unidad funcional de la Planta. La configuración del sistema estará acorde con los estándares , arquitectura objetivo y lineamientos para sistemas de control local. El sistema de control debe permitir realizar cambios en línea a la configuración y reemplazo de tarjetas de comunicación y/o módulos sin des-energizar los equipos, con el fin de no interrumpir la operación de otros procesos.

La base para la definición de la filosofía de confiabilidad está dada en el documento de Ecopetrol Guía de filosofía de confiabilidad, mantenimiento, operación y control. Esta filosofía de confiabilidad será implementada siguiendo la recomendación de la herramienta denominada Modelamiento de la Confiabilidad

contemplada como una Práctica de Incremento de Valor de Ecopetrol S.A. Como introducción a la cultura de la confiabilidad Operacional, en la cual se involucran cuatro elementos, se muestra la idea general de esta cultura.



Fuente: Ecopetrol

**Figura No 13** Esquema General Elementos Filosofía Confiabilidad

Dentro de esta confiabilidad se deberán considerar los sistemas de alivio como parte fundamental para la operación, así como un sistema de control y alarma para detección de fallas. Igualmente el diseño conceptual debe contemplar un relevo o **stand by** para los equipos como bombas, filtros y demás equipos que lo requieran. Así mismo la integridad de sistemas como tuberías y tanques deberán incluir en su diseño un factor de seguridad inherente.

- **FILOSOFIA DE OPERACIÓN**

La filosofía de control operacional descrita aplica a los principios básicos señalados en la filosofía de control operación y control Scada (PMPO I-050) de ECOPETROL, definiendo las operaciones a realizar en forma local con proyección a la operación remota desde el Centro de Control y el grado de automatización e intervención humana.

La planta Monterrey es una planta de rebombeo intermedia del Oleoducto OAP por el cual se transportan crudos diluidos provenientes de los campos Castilla, Apiay, Suria y Chichimene, entre otros y también se rebombee el crudo Rubiales diluido que es transportado por el oleoducto ODL. Todos los crudos se envían hacia la planta de almacenamiento Altos del Porvenir.

Normalmente dentro de la planta se realizan las siguientes operaciones: el crudo que ingresa por la línea de recibo de 20" proveniente de la planta Apiay se filtra, luego se ingresa a la succión de las unidades principales para su despacho. Simultáneamente se recibe crudo proveniente de Rubiales por línea de recibo de 24", se filtra, se mide y se ingresa a la succión de las unidades principales. Las dos líneas de descarga se unen en la línea de 20" hacia la planta Altos del Porvenir, Para la limpieza e inspección de las líneas de recibo de los oleoductos OAP y ODL y despacho del oleoducto OAP se cuenta con trampas de raspadores.

El sistema de bombeo de crudo de la planta Monterrey hacia la planta Altos del Porvenir se compone por dos sistemas de bombeo así: el sistema Monterrey I tiene siete unidades principales, cinco con capacidad de 26 kbbl y dos con capacidad de 30 kbbl, todas de tipo desplazamiento positivo de triple tornillo. Actualmente es el sistema que bombea el crudo proveniente de Rubiales por la línea de 24". Ocasionalmente este sistema tiene la opción de que se bombee crudo proveniente de la planta Apiay.

En la expansión del bloque Monterrey III se añadirán tres unidades de 84 kbbl de capacidad para completar nueve unidades principales de desplazamiento positivo de triple tornillo, seis de 30 kbbl de capacidad y tres de 84 kbbl que despachan el crudo a una presión de 1.980 psig.

El sistema tiene la posibilidad que se bombee crudo Rubiales hacia la planta Altos del Porvenir. La secuencia de operación de encendido, acople y parada de las unidades al igual que la apertura y cierre de las válvulas se podrá realizar remotamente desde el cuarto de operaciones de la planta.

A través del Centro de Control se pueden realizar las secuencias de operación de encendido, acople y parada de las unidades.

Se utiliza para la operación de las unidades principales el típico de instrumentación para automatización de unidades de bombeo bomba tornillo – motor diesel PMPO–I-035 y disponibilidad para operación de válvulas PMPO-I-055.

La estación deberán tener un grado de automatización y control local que garantice una operación segura y continua de las estaciones y los sistemas y operarán en forma segura, aun ante la falla de los sistemas de comunicaciones que transmiten la información al Centro de Control.

Así mismo, la estación Monterrey tendrá la instrumentación digital de acuerdo con los estándares de automatización y control, los planos P&ID y el sistema de control local con los automatismos, señales de alarma, enclavamientos y protecciones para los equipos y en general para el manejo de las operaciones que se llevan a cabo localmente, de tal forma que garanticen la seguridad y la integridad de la estación en caso de daño, o errores del sistema de control central.

Se describen a continuación las funciones principales que deberán configurarse en los sistemas de control local de cada una de las estaciones de la VIT:

- Monitoreo de integridad de la estación.
- Verificación de presiones de operación.
- Los sistemas locales monitorean y protegen el equipo mecánico y eléctrico de la estación, así como la estación en su totalidad.
- El sistema de control local permitirá mantener las estaciones operando en el caso de transientes de sobrepresión en la descarga o de baja presión en la succión (parando unidades una por una antes de sacar completamente de línea la estación).
- El sistema de control local realizará las secuencias automáticas para meter y sacar las unidades de línea, y las secuencias requeridas para operar remotamente las válvulas motorizadas con comandos iniciados por el operador.
- Las secuencias de arranque y parada de las unidades se configurarán localmente de tal forma, que se dé inicio a las mismas con uno o dos comandos dependiendo del perfil topográfico del sistema. Este es un requerimiento básico del CCMO para poder ejecutar los arranques y paradas de las unidades en forma remota.
- En el sistema de control local residirán todas las lógicas que verifiquen permisos de las máquinas y del sistema en general. Así mismo residirán en el sistema de control local todas las lógicas que sean necesarias para proteger las máquinas y equipos auxiliares asociados a estas, ya sea por mal funcionamiento de las mismas o por condiciones críticas del proceso.
- El sistema de control local permitirá a los operadores ejecutar las secuencias requeridas para efectuar cambio de lotes, en recibo y en despacho, en los terminales.
- Desde la estación se controlará el cambio del modo de operación de la estación, remota desde el CCMO y local - desde la estación. Esto quiere decir que en el sistema de control local existirán selectores para controlar las operaciones de manera Local (en la estación) o en forma Remota desde

el CCMO. Para mayor claridad ver documento PMPO-I-058, "Especificaciones Selector SCADA Estación".

- El sistema de control local transmitirá el estado de equipos, y variables de operación tales como presiones, flujos y temperaturas, al centro de control, de acuerdo con el documento PMPO-F-032, "Listado de Señales SCADA".
- Los lazos de control (PID) de presión y velocidad serán configurados en el Sistema de Control Local para mantener los parámetros operacionales indicados localmente o por el CCMO. Para esto, en el sistema de control local deberá preverse la configuración necesaria para recibir estos puntos de operación en forma remota. Igualmente los despliegues deberán indicar cuándo el sistema se encuentra operando de manera local, y cuándo se está operando remotamente desde el CCMO.
- Los requerimientos de almacenamiento histórico de variables a nivel local, van dirigidos especialmente a variables de soporte a mantenimiento, pues las variables a nivel operacional se almacenarían en el CCMO. Se establecerán periodos de almacenamiento de variables a nivel local, tanto operacionales como de mantenimiento.
- Localmente se harán secuencias especiales de control requeridas tales como: servicios auxiliares, inyección de tanques de relevo, tanque sumidero, inyección de aditivos, etc.

### 3. ESTIMADO DE COSTOS Y ANALISIS FINANCIERO

#### 3.1 ESTIMADO DE COSTOS

Para la realización del estimado de Costos de inversión del proyecto se plantea el montaje de tres nuevas Unidades de Bombeo de 84 KBPD y la construcción de las tuberías de conexión de proceso, conexión eléctrico al actual CCM, instrumentación, sistema contra incendio, sistema de generación, construcción civil y puesta en marcha, en este documento se especifican las compras y los precios estimados de las compras Tempranas para el desarrollo del proyecto.

En forma general, los criterios utilizados para determinar el presente Estimativo de Costos son los siguientes:

Para fines de presentación y análisis, los costos del Proyecto se agrupan en dos categorías:

- **Costos Directos:** Se incluyen en esta categoría los costos de los suministros como equipos principales, equipos auxiliares, materiales generales (tubería, válvulas, equipos y materiales de instrumentación, equipos y materiales eléctricos); los costos de construcción y montaje; los costos de prelistamiento, alistamiento, arranque; los costos de la gestión de compras; los estudios de ingeniería.
- **Costos Indirectos:** Se incluyen en esta categoría el AIU y el IVA del contrato.

Se utilizan los valores disponibles a la fecha de cotizaciones de materiales y equipos del Proyecto y se valoriza la construcción a partir del procesamiento de las cantidades de obra generadas por cada especialidad obtenidas con el resultado de la Ingeniería, al cual se aplican las correspondientes tarifas unitarias

de bases de datos compiladas de Proyectos similares ejecutados o en proceso de construcción en la región.

Se establecen los factores para calcular los Costos Indirectos mediante la integración del Costo Directo y basados en datos de contratos similares.

La tasa de cambio aplicada para los cálculos de este estimativo es la correspondiente a **1.800 COP\$** Dólar de los Estados Unidos de América; ésta se mantuvo en este Estimativo de Costos, en particular para la adquisición de materiales, equipos, construcción y montaje, el estimativo de Costos se presenta en Pesos Colombianos.

Este presupuesto se hizo basado en las órdenes de compra que actualmente tiene el grupo de compras del proyecto. Para los materiales, equipos que no estaban en estas órdenes de compra se hicieron cotizaciones con los proveedores, indicados también por el grupo de compras del proyecto, a través de llamadas telefónicas e internet.

Todo el presupuesto de compra tiene entrega en sitio y con IVA incluido. Los precios de los materiales se ajustaron de acuerdo al IPC del año de la compra de estos.

- **Compras Tempranas:** En la Tabla No 19 se muestra el listado de equipos, materiales e Instrumentos a comprar por parte del Cliente como compras Tempranas de acuerdo a los requerimientos del equipo del proyecto, estas compras se refieren a los refieren a los equipos y materiales de larga entrega y que son críticas para el proyecto, en estas se incluyen, las unidades de bombeo, filtros, puente grúa, sistema de compresión de aire, entre otras, es necesario adelantar estos procesos con anterioridad al inicio de las obras de ejecución con el fin de minimizar los tiempos muertos en la Obra.

**Tabla No 19** Compras Tempranas del proyecto

<b>COMPRAS TEMPRANAS</b>			
<b>BOMBAS CON MOTORES A GAS DE 84 KILOBARRILES DIAS</b>			
Bombas con motores a gas de 84 kilobarriles dias	2	\$ 10.375.000.000	\$ 20.750.000.000
<b>TANQUE PULMON</b>			
Tanque pulmón de 4,2 m3 de capacidad, altura 7,5 pies y diámetro 5 pies	1	\$ 24.000.000	\$ 24.000.000
<b>FILTROS TIPO CANASTA</b>			
filtros tipo canasta	3	\$ 129.074.167	\$ 387.222.500
<b>PUENTE GRUA DE 15 TONELADAS</b>			
Puente grúa de 15 toneladas	1	\$ 197.800.000	\$ 197.800.000
<b>SISTEMA DE COMPRESION DE AIRE</b>			
SISTEMA DE COMPRESION DE AIRE	1	\$ 282.569.927	\$ 282.569.927
<b>TOTAL COMPRAS TEMPRANAS</b>			<b>\$ 21.641.592.427</b>

Fuente- Obras adicionales Monterrey, Ingeniería Detallada. Consorcio ETSA-CONCOL

- **Estimativo de Costos General**

**Tabla No 20** Estimativos de Costos General para el Proyecto

<b>TABLA No 20 RESUMEN ESTIMATIVO DE INVERSION DEL PROYECTO (CLASE 2) +20% / -10%</b>					
<b>INGENIERÍA CONCEPTUAL PARA EL AUMENTO DE LA CAPACIDAD DE BOMBEO DE LA ESTACIÓN MONTERREY CON EL FIN DE EVACUAR CRUDOS DEL SECTOR DE LOS LLANOS ORIENTALES.</b>					
ITEM	DESCRIPCION RUBRO			TOTAL COSTO (COP\$)	NOTAS
1	SUMINISTRO DE EQUIPOS PRINCIPALES (DDP)			31.125.000.000	
	<b>SUBTOTAL EQUIPOS PRINCIPALES (1)</b>			<b>31.125.000.000</b>	
2	SUMINISTRO DE EQUIPOS AUXILIARES (DDP)			891.592.427	
	<b>SUBTOTAL EQUIPOS AUXILIARES (2)</b>			<b>891.592.427</b>	
3	<b>MATERIALES GENERALES (DDP)</b>				
3.1	TUBERIA, VALVULAS Y ACCESORIOS			2.623.355.457	
3.2	EQUIPOS Y MATERIALES DE INSTRUMENTACION			586.583.838	
3.3	EQUIPO Y MATERIAL ELECTRICO				
	<b>SUBTOTAL MATERIALES (3)</b>			<b>\$ 3.209.939.295</b>	
	<b>TOTAL MATERIALES Y EQUIPOS (1) + (2)+ (3)</b>			<b>\$ 35.226.531.722</b>	
4	TRANSPORTES NACIONALES (4)		0%	\$ -	YA INCLUIDO- SE CONSIDERAN TODOS LOS MATERIALES PUESTOS EN SITIO EN LOS ITEMS 1,2,3
5	<b>SUBTOTAL SUMINISTRO DE EQUIPOS (DDP) Y MATERIALES (5)=(1+2+3+4)</b>			<b>\$ 35.226.531.722</b>	

Fuente- Obras adicionales Monterrey, Ingeniería Detallada. Consorcio ETSA-CONCOL

**Tabla No 20** Estimativos de Costos General para el Proyecto

TABLA No 20 RESUMEN ESTIMATIVO DE INVERSION DEL PROYECTO (CLASE 2) +20% / -10%					
INGENIERÍA CONCEPTUAL PARA EL AUMENTO DE LA CAPACIDAD DE BOMBEO DE LA ESTACIÓN MONTERREY CON EL FIN DE EVACUAR CRUDOS DEL SECTOR DE LOS LLANOS ORIENTALES.					
ITEM	DESCRIPCION RUBRO			TOTAL COSTO (COPS)	NOTAS
6	<b>CONSTRUCCION Y MONTAJE</b>				
6.1	<b>COSTOS DIRECTOS CONSTRUCCION Y MONTAJE</b>				
6.1.1	TRABAJOS DE MONTAJE DE TUBERIAS			3.910.879.355	
6.1.2	TRABAJOS DE INSTALACIÓN DE INSTRUMENTOS			504.594.575	
6.1.3	TRABAJOS DE INSTALACION DEL SISTEMA ELECTRICO			528.087.127	
6.1.4	TRABAJOS DE OBRA CIVIL (INCLUYE SUMINISTRO)			4.429.160.699	
6.1.5	TRABAJOS DE MONTAJE MECANICO			2.117.377.097	
	<b>SUBTOTAL COSTOS DIRECTOS DE CONSTRUCCION Y MONTAJE "C&amp;M" (6)</b>			<b>\$ 11.490.098.854</b>	
6.2	<b>OTROS COSTOS DE CONSTRUCCION Y MONTAJE</b>				
6.2.1	PREALISTAMIENTO (PRECOMMISSIONING)			633.955.982	
6.2.2	SOPORTE A ALISTAMIENTO Y ARRANQUE (COMMISSIONING & S			591.608.440	CALCULO SOBRE COSTO DIRECTO MONTAJE ELECTROMECHANICO
6.2.3	ENTRENAMIENTO PARA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO			538.674.013	
6.2.4	INSUMOS PARA ARRANQUE			549.260.898	
	<b>SUBTOTAL OTROS COSTOS DE CONSTRUCCION Y MONTAJE (7)</b>			<b>\$ 2.313.499.334</b>	
7	<b>SUBTOTAL CONSTRUCCION Y MONTAJE (8) = (6) + (7)</b>			<b>\$ 13.803.598.188</b>	
8	<b>SUBTOTAL SUMINISTRO Y CONSTRUCCION (9) = (5)+(8)</b>			<b>\$ 49.030.129.910</b>	

Fuente- Obras adicionales Monterrey, Ingeniería Detallada. Consorcio ETSA-CONCOL

En la Tabla No 20, se ilustra el Estimativo de costos realizado para el proyecto, incluyendo las compras de Equipos de larga entrega, materiales, accesorios, instrumentos, estos se relacionan como un total de Materiales y Equipos.

Para los Costos de Construcción y Montaje se tomaron en cuenta los APUs (Análisis de Precios Unitarios) históricos de Obras similares y las cantidades de Obra estimadas en la ingeniería Conceptual.

Se incluye en el estimado de costos el valor de la Gestión de Compras, la ingeniería Conceptual, Básica y Detallada, así como la Interventoría de las Obras, comprende el AIU (Administración – Imprevistos- Utilidad) del costo de Construcción y Montaje, así como, el valor de los impuestos y licencias necesarias, el presupuesto total está en un rango de  $\pm 20\%$ , específico para Ingeniería Conceptual.

**Tabla No 20 Estimativos de Costos General para el Proyecto**

TABLA No 20 RESUMEN ESTIMATIVO DE INVERSION DEL PROYECTO (CLASE 2) +20% / -10%						
INGENIERÍA CONCEPTUAL PARA EL AUMENTO DE LA CAPACIDAD DE BOMBEO DE LA ESTACIÓN MONTERREY CON EL FIN DE EVACUAR CRUDOS DEL SECTOR DE LOS LLANOS ORIENTALES.						
ITEM	DESCRIPCION RUBRO			TOTAL COSTO (COP\$)	NOTAS	
9	GESTION DE COMPRAS			7%	2.465.857.221	CALCULADO SOBRE EL COSTO TOTAL DE MATERIALES Y EQUIPOS(5)
10	INGENIERIA (Incluye Gastos Reembolsables de Ingeniería)					
10,1	INGENIERIA CONCEPTUAL			1%	138.035.982	
10,2	INGENIERIA BASICA			1,5%	207.053.973	
10,3	INGENIERIA DETALLE			2%	276.071.964	
10,4	Estudios de suelos, topografías, realineamientos y evaluaciones ambientales			0,7%	96.625.187	
10,5	Taller HAZOP			0%	27607196,38	
10,6	Taller SIL			0%	6.901.799	
11	GERENCIA DE PROYECTO - INTERVENTORIA			10%	4.903.012.991	CALCULADO SOBRE VALOR SUMINISTRO Y CONSTRUCCION (8)
12	SUBTOTAL SERVICIOS (INGENIERIA GERENCIA Y GESTION DE COMPRAS) (10)				\$ 8.121.166.313	
13	SUBTOTAL COSTO DIRECTO (11) = (9) + (10)				\$ 57.151.296.222	

TABLA No 20 RESUMEN ESTIMATIVO DE INVERSION DEL PROYECTO (CLASE 2) +20% / -10%						
INGENIERÍA CONCEPTUAL PARA EL AUMENTO DE LA CAPACIDAD DE BOMBEO DE LA ESTACIÓN MONTERREY CON EL FIN DE EVACUAR CRUDOS DEL SECTOR DE LOS LLANOS ORIENTALES.						
ITEM	DESCRIPCION RUBRO			TOTAL COSTO (COP\$)	NOTAS	
14	COSTOS INDIRECTOS					
14,1	A I U DE CONSTRUCCION Y MONTAJE					
14.1.1	ADMINISTRACION	32,0%		15.689.641.571	CALCULADO SOBRE EL COSTO DIRECTO DE CONSTRUCCION Y MONTAJE	
14.1.2	IMPREVISTOS	8,0%		3.922.410.393	CALCULADO SOBRE EL COSTO DIRECTO DE CONSTRUCCION Y MONTAJE	
14.1.3	UTILIDAD	5,0%		2.451.506.495	CALCULADO SOBRE EL COSTO DIRECTO DE CONSTRUCCION Y MONTAJE	
	SUBTOTAL A I U DE CONSTRUCCION Y MONTAJE (12)				\$ 22.063.558.459	
14,3	IMPUESTOS Y LICENCIAS					
14.3.1	IVA DE LOS MATERIALES Y EQUIPOS (INCLUYE IVA D	16,0%		5.636.245.075	LOS MATERIALES Y EQUIPOS ESTAN VALORIZADOS DDP INCLUYENDO EL IVA	
14.3.2	IVA DEL CONTRATO DE CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE	16,0%		5.636.245.075	INCLUYE IVA SOBRE LA UTILIDAD DEL CONTRATO DE CONSTRUCCION Y MONTAJE Y SOBRE LOS CONTRATOS DE INGENIERIAS Y GESTION DE COMPRAS.	
14.3.3	IVA DEL CONTRATO DE SERVICIOS	16,0%		5.636.245.075		
	SUBTOTAL IMPUESTOS (13)				\$ 16.908.735.226	
15	SUBTOTAL COSTOS INDIRECTOS (14) = (12) + (13)				\$ 38.972.293.686	
<b>TOTAL PROYECTO -----&gt;&gt;&gt;&gt;</b>				<b>COP \$</b>	<b>\$ 96.123.589.908</b>	
16	RANGO DE ESTIMACION SUPERIOR +20%				\$ 124.960.667.000	
17	RANGO DE ESTIMACION INFERIOR -10%				\$ 115.348.308.000	
18	CONTINGENCIA POR RIESGOS DEL PRESUPUESTO					
NOTAS GENERALES:						
1.-	Los valores en COP\$ se convierten a una tasa de			COP\$ 1900 / 1 USD,	\$65.768.772,11	
2.-						
3.-	Incluye costos de movilización y desmovilización del Contratista / Contenedores (para bodega de materiales y oficinas de campo) / Baños portátiles					
4.-	Se deberá incluir en el presupuesto de Operaciones (OPEX) los contratos de mantenimiento que requiera.					

Fuente- Obras adicionales Monterrey, Ingeniería Detallada. Consorcio ETSA-CONCOL

Para ver el detalle y APUs del Estimado de Costos remitirse al **Anexo No 4** Hoja de Cálculo Estimativo de Inversión

### **3.2 ANALISIS FINANCIERO**

La evaluación financiera de proyectos se realiza por medio de métodos matemáticos- Financieros, la cual es una herramienta de gran utilidad para la toma de decisiones, ya que un análisis que se anticipe al futuro puede evitar posibles desviaciones y problemas en el largo plazo.

Para el análisis financiero del proyecto se utilizó el cálculo de parámetros de evaluación entre los que se destacan el Valor presente Neto (**VPN**), la tasa interna de retorno (**TIR**), el punto de equilibrio, la relación costo beneficio (**B/C**) y el tiempo de repago, el valor presente neto y la tasa interna de rendimiento se mencionan juntos porque en realidad es el mismo método, sólo que sus resultados se expresan de manera distinta, la tasa interna de rendimiento es el interés que hace el valor presente igual a cero, lo cual confirma la idea anterior.

El método del Valor Presente Neto (VPN) es muy utilizado por dos razones, la primera porque es de muy fácil aplicación y la segunda porque todos los ingresos y egresos futuros se transforman a pesos de hoy y así puede verse, fácilmente, si los ingresos son mayores que los egresos.

Los pasos para adelantar la evaluación del Proyecto fueron los siguientes:

- Construir flujo de caja sin considerar financiación
- Asignación de tasa de descuento de acuerdo a la rentabilidad mínima esperada TIR
- Calculo del VPN

- Calculo VPN Beneficios
- Calculo VPN Costos
- Relación Costo – Beneficio

### **3.2.2 FLUJO DE CAJA :**

Para la construcción del flujo de caja Libre (FCL) se estimaron los ingresos estimados de acuerdo a los pronósticos de producción, los costos de operación (OPEX), las inversiones de capital (CAPEX) de razón de los costos estimados para el proyecto, estos costos se proyectaron para 4 años, de acuerdo a los pronósticos y los volúmenes a transportar, datos de entrada para el Flujo de caja se referencian en la Tabla No 21

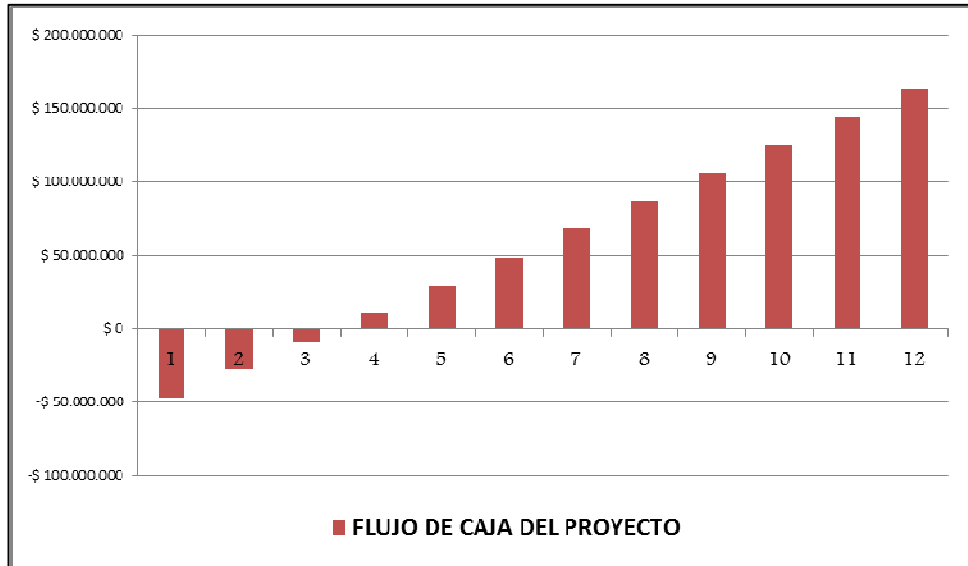
**Tabla No 21** Datos de Entrada Análisis Financiero

INGENIERÍA CONCEPTUAL PARA EL AUMENTO DE LA CAPACIDAD DE BOMBEO DE LA ESTACIÓN MONTERREY CON EL FIN DE EVACUAR CRUDOS DEL SECTOR DE LOS LLANOS ORIENTALES. TABLA No 21 DATOS DE ENTRADA ANALISIS FINANCIERO		
DESCRIPCION	VALOR	UNIDADES
WTI 2011	80	
WTI 2016 (para proyección de Flujos)	55	
Tasa de descuento	11,1%	
Capacidad Apiay - Monterrey Con el Proyecto (Con factor de servicio 0,90)	518,00	KBPD
Capacidad Apiay-Monterrey -Porvenir Actual (Con factor de servicio 0,90)	360,00	KBPD
Incremental Apiay-Monterrey -Porvenir max 2012	158,00	KBPD
Costo Operacion & Mantenimiento GAS Dia (Co\$/1000 Kw)	\$ 117.653	COL\$/Mw
Costo Operacion & Mantenimiento GAS Dia (Co\$/1000 Kw)	\$ 45.251	Usd\$/Mw
Costo Mes Operacion & Mantenimiento MOTOR A GAS (Usd\$/Kw)	\$ 1.357,5	Usd\$/Kw
Costo Mes Operacion & Mantenimiento BOMBA DESPACHO (Usd\$/Kw)	\$ 4,0	Usd\$/Kw
Potencia Requerida	7.000	HP
Eficiencia de lo Equipos	0,77	
Factor de Conversion HP - KW	0,75	
Costo Combustible GAS (Usd\$/MMBTU)	\$ 5,00	Usd\$/MMBTU
Costo Transporte Crudo Carrotanque Apiay - Vasconia	\$ 6,78	Usd\$/Barril
Costo Transporte Crudo Oleoducto Apiay - Vasconia	\$ 2,60	Usd\$/Barril
TRM (COL\$ / USD\$)	\$ 1.750	(COL\$ / USD\$)
Inversion inicial CAPEX (USD\$)	\$ 65.768.772,11	USD\$

Fuente: El autor

En el **Anexo No 5** se tiene la Hoja de Cálculo para el análisis Financiero del proyecto y los Flujos de caja.

La figura No 14, nos muestra el desarrollo del Flujo de Caja para el Proyecto para el primer año donde se evidencia la recuperación de la inversión a los cuatro meses de puesta en marcha del proyecto



Fuente: El autor

**Figura No 14.** Flujo de caja Libre del Proyecto año 2012

### 3.2.3 CALCULOS DE INDICADORES:

- **Cálculo del VPN:**

Teniendo en cuenta una tasa de descuento, o tasa de Oportunidad para el proyecto es de 11,1%, para el cálculo del VPN se aplica la fórmula aritmética, basada en el principio de equivalencia del dinero en el tiempo, el valor presente neto corresponde a la diferencia entre el valor presente de los ingresos y el valor presente de los egresos, es decir el valor presente de los flujos de caja del proyecto.

**Formula No 1**

$$VPN = VPI - VPE$$

Aplicando la fórmula  $P = F / (1 + i)^n$  que nos permite pasar a valor presente (P) los valores futuros (F) estipulados en el flujo de caja, obtenemos el resultado a la tasa de descuento establecida.

Cuando el **VPN** es menor que cero implica que hay una pérdida a una cierta tasa de interés o por el contrario si el VPN es mayor que cero se presenta una ganancia y cuando el VPN es igual a cero se dice que el proyecto es indiferente

- **Tasa Interna de Retorno:**

Un criterio complementario al VPN para evaluar la conveniencia del proyecto es la Tasa interna de Retorno que permite determinar la rentabilidad a la cual el VPN es igual a cero, se podría decir que **"es la tasa de interés que equipara el valor presente de los ingresos con el valor presente de los egresos"**

**Formula No 2**

$$VPI - VPE = 0$$

*VPI* = valor presente de los ingresos

*VPE* = valor presente de los egresos

*To* = Tasa de descuento

Complementando lo anterior, podemos afirmar que si la **TIR > to**, significa que el retorno del proyecto es suficiente para compensar el costo de oportunidad del dinero y además produce un rendimiento adicional, por lo tanto resulta llamativo. Si la **TIR < to**, el proyecto no alcanza a compensar el costo de oportunidad por lo tanto no será recomendable.

- **Relación Costo Beneficio:**

El análisis económico del "costo - beneficio" es una técnica de evaluación que se emplea para determinar la conveniencia y oportunidad de un proyecto, comparando el valor actualizado de unos y otros, estos criterios se basan en la comparación entre los beneficios y costos, directos e indirectos, internos y externos, tangibles e intangibles, explícitos y de oportunidad propios del proyecto. Una vez establecidos los flujos netos (beneficios menos costos) se aplica la siguiente relación:

### Formula No 3

$$R(B/C) = \frac{VPI \text{ valor presente de ingresos}}{VPE \text{ valor presente de egresos}}$$

por lo tanto será recomendable un proyecto cuando su  $R(B/C) > 1$ , y no será recomendable cuando  $R(B/C)$  sea *negativa*.

### 3.2.4 RESULTADOS ANALISIS FINANCIERO

En la tabla No 22, se muestran los resultados del análisis financiero del proyecto, obteniéndose resultados favorables para la realización del proyecto.

**Tabla No 22** Resultados Análisis Financiero

Resultados Análisis Financiero	
VPN MUSD\$	\$ 135.812
VP Inversion MUSD\$	\$ 65.769
Eficiencia de inversión, VPN / VP de la inversión	206%
TIR	40%
Tiempo de recuperación, meses	4,4
VPN Beneficios	\$ 129.816
VPN Costos	\$ 6.176
Relacion Costo beneficio	21

Fuente: El autor

## ANALISIS Y CONCLUSIONES

- De acuerdo a los Pronósticos de Producción el pico de transporte en el sistema Apiay – Monterrey se presentara en el 2012 donde se espera un total de Crudo diluido DE 368 KBPDO y el pronóstico con Factor de Recobro y nuevos descubrimientos se espera un total de 467 KBPDO, e incluyendo un factor de servicio de 0.90 es de 520 KBPDC, para lo cual es necesario adecuar la infraestructura existente en este sistema.
- Dado que actualmente en la estación Altos del Porvenir se encuentra en construcción el 3er tanque (170 KB) es necesario dejar adecuado su despacho para 810 KBPD (inicialmente previsto para 450 KBD), así como dejar la facilidad de un nuevo múltiple y dique del futuro cuarto tanque contiguo al de 170 KB que se encuentra en construcción.
- La estación Monterrey actualmente tiene una capacidad de bombeo de 370 KBPDC, es necesario realizar el aumento de la capacidad hasta 520 KBPDC, para lograr esto se propone la instalación de dos nuevas unidades de 84 KB, adecuación de tuberías de recibo y despacho, sistema de filtración y sistemas auxiliares.
- El análisis Financiero del Proyecto nos da un VPN > 0 lo que nos indica que es un proyecto viable económicamente, sin embargo, se debe tener en cuenta la construcción de la línea de 30" que está proyectada y de esta forma garantizar la evacuación de los volúmenes a transportar relacionados en los pronósticos.
- Se debe tener en cuenta que la estación Monterrey actualmente funciona principalmente con gas natural cuyo suministro se realiza por medio de un sistema **city gate** con una capacidad de 4 MMSCFD del gasoducto Cusiana

– El Porvenir – La Belleza, es necesario continuar utilizando esta tecnología ya que la infraestructura montada lo justifica.

- Es necesario realizar ingeniería básica para evaluar la instalación de Línea Eléctrica y subestación, esto garantizaría un sistema de respaldo más confiable para la planta.
- La estación Monterrey se ha convertido en un centro de distribución de Crudo estratégico, es necesario realizar un estudio socioambiental de la zona debido a las ampliaciones futuras que se proyectan.

## RECOMENDACIONES DE SEGURIDAD DE PROCESOS

- Los sistemas de seguridad de procesos e instalaciones contra incendio requeridos para la ampliación de la estación debe ser compatibles con la filosofía de Control existente
- El Sistema de alivio de sobrepresiones, se deberán incluir válvulas de alivio de presión operadas y localizadas sobre las líneas de recibo y despacho de cada planta, válvulas de alivio por expansión térmica, localizadas sobre las líneas de proceso en sitios estratégicos que permiten aliviar las presiones excesivas generadas por aumentos de temperatura, tanque de relevo que recibe las corrientes provenientes de las válvulas de alivio y la descarga del tanque sumidero.
- La estación cuenta con un sistema de separación de aguas aceitosas que recoge por gravedad todos los drenajes atmosféricos de las instalaciones, incluidos las aguas lluvias y el sistema contra incendio, el hidrocarburo separado del agua es descargado por gravedad al tanque sumidero y el agua residual es enviada a la laguna de oxidación, es necesario adaptar los nuevos equipos a este sistema
- El sistema de sumidero recoge los drenajes cerrados de líneas y equipos y los regresa al tanque de relevo por medio de bombas. Se debe evaluar el sistema actual descrito para realizar las conexiones o arreglos necesarios para la ampliación.
- Sistema contra incendio: Sistema de detección de incendios, Fire & Gas: el sistema tiene detección aplica para todos los equipos de proceso y consta de: detectores de llama, de atmósfera explosiva, de línea de calor, puntal de calor y detectores de película de hidrocarburo, actualmente la estación cuenta solamente con sistema de extinción en la nave de bombas nueva, es necesario evaluar y contemplar para la ampliación el cubrimiento total de este sistema.

- Sistema de Agente Limpio: Será necesario realizar ampliación del CCM actual para lo cual el sistema de detección se deberá evaluar a este sistema a las nuevas condiciones operativas
- Línea de agua: sirven en labores de enfriamiento de equipos cercanos al sistema contraincendio y para la dispersión de gas, se debe ampliar la infraestructura para lograr la cobertura en cuanto a líneas de agua se refiere.
- Es necesario realizar un estudio de Análisis de Riesgo Operativos (HAZOP) con el fin de analizar los nodos que se intervendrán con respecto a las nuevas condiciones operativas.

## BIBLIOGRAFIA

- BRAVO&SANCHEZ, Oscar y Marleny. Gestión Integral de Riegos: Análisis Semicuantitativo. Tercera Edición. Bogotá. D.C: Consorcio Grafico Ltda, 2009. Pag 215, 224, 230.
- BURBANO RUIZ, Jorge E. Presupuestos, Un enfoque de direccionamiento estratégico, gestión y Control de recursos. Cuarta edición. Bogotá. D.C: McGrawHill. 2011. Pag 171, 243, 275
- DEL RIO GONZÁLEZ, Cristóbal, Técnica Presupuestal. México, D.F.UNAM, 1972
- GARAIGOCHEA Francisco, BERNAL Cesar y López Oscar .Transporte de Hidrocarburos por Ductos. Colegio de Ingenieros Petroleros de México A.C. 1991.
- HERNANDEZ Alexandra, Comentarios Metodología Tarifas Transporte de Combustibles por Poliducto, ASOCIACION COLOMBIANA DEL PETROLEO. noviembre 18 de 2009.
- Reservas de petróleo y gas aumentarán si se agiliza trámite de estudios sísmicos, <http://www.larepublica.com.co/archivos/FINANZAS/2011-01-27/reservas-de-petroleo-y-gas>
- ZULETA Luis Alberto, La Regulación en el Sector de Distribución de Combustibles en Colombia, Fedesarrollo., Agosto de 2003

## **ANEXOS**

**Anexo No 01** Plot Plan Monterrey

**Anexo No 02** Diagrama de Flujo Propuesto Planta Apiay

**Anexo No 2A** Diagrama de Flujo Propuesto Planta Monterrey

**Anexo No 2B** Diagrama de Flujo Propuesto Planta Altos del Porvenir

**Anexo No 03** P&ID Propuesto Planta Monterrey

**Anexo No 04** Hoja de Cálculo Estimativo de Inversión

**Anexo No 05** Hoja de Cálculo Análisis Financiero