

AHORRO ENERGÉTICO APROVECHANDO Y RECUPERANDO LAS PURGAS
DE LA UNIDAD DE LAS CALDERAS DE CENTRAL DEL NORTE.

REINALDO J PUELLO LOPEZ
JOSÉ ARMANDO ROJAS MERCADO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO MECÁNICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES
GERENCIA Y EVALUACIÓN DE PROYECTOS
BARRANCABERMEJA
2014

AHORRO ENERGÉTICO APROVECHANDO Y RECUPERANDO LAS PURGAS
DE LA UNIDAD DE LAS CALDERAS DE CENTRAL DEL NORTE.

REINALDO J PUELLO LOPEZ
JOSÉ ARMANDO ROJAS MERCADO

Monografía

Director
Eliseo Osorio Suarez
Ingeniero Civil

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO MECÁNICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES
GERENCIA Y EVALUACIÓN DE PROYECTOS
BARRANCABERMEJA
2014

DEDICATORIA

A dios por ser nuestra guía
Y compañero en todos los
Instantes de nuestras vidas

A nuestros padres por ser
Nuestro apoyo incondicional

A nuestras esposas por la
Paciencia y acompañamiento
Continuo

A nuestros hijos fuentes
De este logro y principal
Motivación

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION	14
1 PLANTEAMIENTO DEL PROYECTO	15
1.1 ANTECEDENTES Y DESCRIPCIÓN DE PROBLEMA	15
1.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	16
2 JUSTIFICACION	17
3 OBJETIVOS	18
3.1 OBJETIVO GENERAL	18
3.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS	18
4 MARCO CONCEPTUAL	19
4.1 GLOSARIO	19
5 MARCO LEGAL	22
5.1 LEGALIDAD Y TERRITORIALIDAD.	22
5.2 ASPECTOS ADMINISTRATIVOS Y ORGANIZACIONALES	22
5.3 REQUERIMIENTO AMBIENTAL	24
6 MARCO CONTEXTUAL	29
7 ESTUDIO TÉCNICO DEL PROYECTO	30
7.1 LOCALIZACION	30
7.2 ALTERNATIVAS CONSIDERADAS	30
7.3 ALCANCE DEL PROYECTO	35
7.4 ALCANCE DE LA INGENIERIA DEL PROYECTO	36
7.5 BASES DE DISEÑO	37
7.6 FILOSOFIAS DEL PROYECTO	38
7.6.1 Filosofía De Confiabilidad	38
7.6.2 Filosofía De Mantenimiento	38
7.6.3 Filosofía De Operación Y Control	39
7.7 ALCANCE POR ESPECIALIDAD	40
7.7.1 Especialidad Proceso	40
7.7.2 Especialidad Civil	44
7.7.3 Mecánica estática y Tubería	45

7.8	INFRAESTRUCTURA	47
8	DOCUMENTOS GENERALES	49
8.1	CONSTRUCTIBILIDAD	49
9	ESTUDIO FINANCIERO	50
9.1	INVERSIONES	50
9.2	COSTOS	52
9.2.1	Materia Prima	52
9.2.3	Costos de mantenimiento	52
9.2.4	Costos indirectos de fabricación	53
9.2.5	Total costo del servicio	53
9.2.6	Gastos financieros	54
10	EVALUACION FINANCIERA	54
10.1	EVALUACION CON LA IMPLEMENTACION DEL PROYECTO	54
10.1.1	Ingresos	54
10.1.2	Inversión Total	55
10.1.3	Depreciaciones	57
10.1.4	Estado de resultados	58
10.1.5	Flujo de caja	59
10.2	EVALUACIÓN FINANCIERA SIN LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO	60
10.3	EVALUACIÓN DE POSIBLES ESCENARIOS SEGÚN EL ANÁLISIS DE RIESGO OPERATIVO	60
10.3.1	ESCENARIO OPTIMISTA	60
10.3.2	ESCENARIO PESIMISTA	60
	CONCLUSIONES	61
	RECOMENDACIONES	62
	BIBLIOGRAFIA	63
	ANEXOS	64

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Efectos del sulfuro de hidrógeno.	25
Tabla 2. Datos de operación de la línea de 8".	39
Tabla 3. Equipos principales.	40
Tabla 4. What IF para el proyecto.	41
Tabla 5. What IF para el proyecto. (Continuación)	42
Tabla 6. Recomendaciones What If	42
Tabla 7. Costos de Inversión sin incluir el intercambiador	51
Tabla 8. Costo de la materia prima	52
Tabla 9. Costos asociados al mantenimiento	52
Tabla 10: Costos indirectos de Fabricación	53
Tabla 11: Costos totales de producción	53
Tabla 12: Ingresos por menos consumo de gas	54
Tabla 13: Ingresos totales incluyendo recuperación de energía por vapor de 25	55
Tabla 14: Inversión total	55
Tabla 15: Parámetros Macroeconómicos	56
Tabla 16: Depreciaciones	58
Tabla 17: Estado de resultados	59
Tabla 18: Flujo de caja del proyecto	60

LISTA DE GRÁFICOS

Figura No 1. Organigrama vicepresidencia Ejecutiva del Downstream	22
Figura No 2. Organigrama vicepresidencia de Refinación y Petroquímica	23
Figura No 3. Organigrama Gerencia Refinería Barrancabermeja	23
Figura No 4. Resumen producción de H ₂ S en la empresa Petroquímica	26
Figura No 5. Esquema general del proceso actual	31
Figura No 6. Simulación con el software HYSYS alternativa No 2	32
Figura No 7. Simulación con el software HYSYS alternativa No 3	33
Figura No 8. Hoja de datos del intercambiador E2440	45

LISTA DE ANEXOS

Anexo No A Tabla de descripción detallada de cada uno de los aspectos ambientales evaluados.	64
Anexo No B. Instrumentación asociada al Proyecto.	66
Anexo No C. Velocidades y caídas de presión estimadas en líneas y equipos.	70
Anexo No D. Isométricos preliminares para la línea de purgas al E2440	71
Anexo No E. Tabla de espesores de aislamiento	75
Anexo No F. Tabla detalle de los costos de producción	76
Anexo No G. Tabla Flujo de caja escenario Optimista	77
Anexo No H. Tabla Flujo de caja escenario Pesimista	78

RESUMEN

TITULO: AHORRO ENERGÉTICO APROVECHANDO Y RECUPERANDO LAS PURGAS DE LA UNIDAD DE LAS CALDERAS DE CENTRAL DEL NORTE

AUTORES: REINALDO J PUELLO LOPEZ y JOSÉ ARMANDO ROJAS MERCADO

PALABRAS CLAVE: AHORRO DE ENERGÍA, PURGAS, SISTEMAS, INTERCAMBIO DE CALOR.

DESCRIPCIÓN:

Este proyecto abarca la recuperación de energía térmica en las purgas continuas de las calderas de Servicios Industriales de la Gerencia refinería Barrancabermeja y a su vez disminuir las emisiones de H₂S al bajar la temperatura de los efluentes ácidos que son vertidos a las plantas de tratamiento de aguas residuales, lo anterior enmarcado dentro del Plan de reducción de vertimientos de agua de la Refinería. Apalancado en las siguientes Condiciones favorables:

- Alta carga térmica (265 °F).
- Alta alcalinidad (200 ppm) y pH (11.0).
- Corriente relativamente baja en concentración de SST y SDT(1000 ppm).
- Alta concentración de especies químicas, trazadores, dispersantes e inhibidores de corrosión.
- Presión de la Purga (25 psig).
- Caudal (70 a 100 gpm).

El reto es optimizar la recuperación de energía en corrientes de baja entalpia como lo son las purgas continuas de las calderas de central del norte, haciendo sinergia con los otros procesos de tratamiento de agua de SIREF y con las otras unidades de producción de la refinería.

Como estrategia el proyecto contempla la reutilización de un intercambiador existente como enfriador de las corrientes de purga continúa de las calderas. El equipo conservará su ubicación actual, debiendo llevar a éste las corrientes de purga continua (lado tubos) y agua desmineralizada (lado casco).

Monografía

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de estudios industriales y empresariales. Especialización en Evaluación y Gerencia de Proyectos. Director: Eliseo Osorio Suarez, Ingeniero Civil.

ABSTRACT

TITLE: ENERGY SAVING TAKING ADVANTAGE AND RECOVERING THE PURGE OF THE UNIT OF NORTH CENTRAL BOILERS

AUTHOR: REINALDO J PUELLO LOPEZ y JOSÉ ARMANDO ROJAS MERCADO

KEYWORDS: ENERGY SAVING, DRAINS, SYSTEMS, HEAT EXCHANGE.

DESCRIPTION:

This project involves the thermal energy recovery from the continuous purge of the group of boilers are part of the utilities plant called "Central North" located in the Barrancabermeja Refinery and in turn reduction of the H₂S emissions in the waste water treatment plant, getting down the temperature of sour effluent to be treated, it is focused with in the plan to reduce Waste water of the Refinery. This is leveraged on the following favorable conditions:

- High thermal load (265 °F).
- High alkalinity (200 ppm) and pH(11.0).
- The composition has a relatively low TSS and TDS concentration (maximum 1000 ppm).
- High concentration of chemical species, valuator, dispersants and corrosion inhibitors.
- Purge Pressure (25psig).
- Flow rate (70 to 100 gpm).

The main challenge is focused in optimize the energy recovery from low enthalpy streams, such as the continuous purging of the boilers, making synergy with other waste water treatment processes of the SIREF and others production units of the refinery.

As a strategy, the project includes the reuse of an existing exchanger for to cool the continuous purge of the boilers. The equipment will retain its current location; it must lead to continuous purge (tube side) and demineralized water (Shell side).

* Monograph

**Faculty of Engineering Physics and Mechanics. School of Industrial and Business Studies. Specialization in Evaluation and Project Management. Director: Eliseo Osorio Suarez, Civil Engineer.

INTRODUCCIÓN

Los altos consumos de energía en el mundo moderno, hacen que su generación sea cada día más costosa, ya que los recursos no renovables escasean y por ende se hacen más onerosos, tal es el caso de los combustibles de fuentes fósiles, como son los hidrocarburos, quienes deben emitir una gran fuente de energía para mover y brindarle beneficios a las personas en el mundo, como se ve en el uso de automóviles, aviones, barcos, electrodomésticos, utensilios eléctricos, las maquinas en las industrias, entre otros.

El crecimiento en la demanda de esta clase de energía, hace que su producción genere impactos negativos al medio ambiente, como son las lluvias ácidas, el efecto invernadero y el calentamiento global, ya que su transformación de energía deja como residuos de la combustión grandes volúmenes de gases que no contribuyen en nada a la conservación de nuestro planeta , adicionando a esto , la energía nuclear, que tiene gran oposición por sus secuelas a la salud de las personas en varios países del mundo.

Por esta razón desde hace algún tiempo, el hombre viene buscando energías alternativas, como las verdes y limpias que no generen contaminación ambiental, pero lo que algunos no han reconocido es el aprovechamiento energético a través del reciclaje del mismo o la optimización de energías como aquellas que van a la atmosfera como residuos, que se pierden en las industrias de procesos y manufactureras.

A través de este proyecto, se podrá ver el AHORRO ENERGÉTICO APROVECHANDO Y RECUPERANDO LAS PURGAS DE LAS CALDERAS DE LA UNIDAD DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DE CENTRAL DEL NORTE. En la Gerencia Refinería Barrancabermeja (GRB-Ecopetrol S.A) En donde se busca minimizar el consumo de gas para calentar el agua, ya que estas calderas no cuentan con pre-calentadores de agua y el proceso requiere el retiro permanente de agua por residuos que van como purgas al medio ambiente, con temperaturas hasta de 245°F, además, se busca un ahorro en el calentamiento del agua de alimentación de las calderas que redunde en menos impacto ambiental al tener que descargar las purgas como efluentes al medio ambiente y un ahorro energético en la quema de menos gas combustible, que se refleja en el costo de Kw/h de energía generado en esta unidad.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. ANTECEDENTES Y DESCRIPCIÓN DE PROBLEMA

En el 2010, se ejecutaron los trabajos de adecuación de las tuberías para enfriamiento y recuperación de purgas de las calderas de Foster y Distral utilizando el **E-913**. El alcance del proyecto contemplaba la recuperación de las purgas a la torre de agua enfriante T-831, aprovechando las facilidades existentes de las líneas de retorno de agua de enfriamiento de los eyectores de los compresores de aire de Foster.

En Enero de 2011, se realizó la prueba de alineación de las purgas frías hacia la torre, T-831, utilizando la corriente de purgas como agua de reposición de la torre enfriante. El resultado, fue un incremento considerable del pH de la torre, afectando variables críticas como la corrosión y el crecimiento microbiológico, por lo que se tomó la decisión de abortar la prueba. Debido a lo anterior, se debió poner las purgas frías al piso en el área de Foster.

Las calderas **B-2401/02/03**, operan actualmente con una carga promedio de 140 klb/h, mientras que las calderas **B-2404/05**, operan con una carga promedio de 230 klb/h, teniendo en cuenta los ciclos de concentración de estas calderas posterior a la entrada en servicios de las Unidades de Ultrafiltración U-5400 y Ósmosis Reversa U-5500, se ha logrado medir en campo una purga líquida posterior a la expansión a 25 psig del 2 al 3 % equivalente a **17 klb/h (35 gpm)**.

En la figura N° 1, se presenta el balance de materiales y energía del proyecto de enfriamiento de las purgas de la central del Norte, posterior a la entrada de las unidades U5400/500.

Las calderas de la U-2400 se alimentan normalmente tanto por el cabezal del costado occidental de 12", como por el cabezal lado Oriental de 8", la modificación, la presión de suministro a las válvulas de control de los des-aireadores es de aproximadamente 80-90 psig.

Actualmente, se descarga una corriente de 35 gpm de purgas continuas de las calderas pasando por un proceso de doble expansión a 25 y 0 psig, a través del tambor de purgas intermitentes a la temperatura de saturación a 228°F y a presión atmosférica a las canales de aguas aceitosas de Central del norte, la cual se mezcla en estas mismas canales con aproximadamente 80 gpm de agua a 10°F, proveniente de los sistema de sellado de los equipos rotativos, resultando en un efluente a aproximadamente 150°F. Este efluente es llevado al separador S-3050.

En el separador S-3050 este efluente se mezcla con aguas aceitosas de las plantas de proceso generando desorción de gases ácidos como H₂S y SO_x presentes en las aguas agrias o aguas aceitosas manejadas por el separador.

1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

El grupo de trabajo pretende dar solución al siguiente interrogante:

¿Es posible recuperar energía a partir del intercambio de calor entre la corriente de purgas en la caldera central del norte y la corriente de agua al DH 2421/2422?

2.JUSTIFICACIÓN

De acuerdo con los lineamientos de la Política ambiental y de salud ocupacional de Ecopetrol, en el Departamento de Servicios Industriales, se cuenta con un plan de reducción de descargas líquidas hacia la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR). Así mismo, se cuenta con un plan de disminución de la carga térmica de esos efluentes orientado tanto a eliminar el impacto de la variable temperatura en la desorción de gases ácidos en los separadores de aguas aceitosas como en la afectación del desempeño del tratamiento biológico. Este plan es auditado mensualmente en los comités ambientales y de eficiencia energética presididos por la Gerencia de la Refinería.

Las calderas B-2401/02/03, operan actualmente con una carga promedio de 145 klb/h, mientras que las calderas B-2404/05, operan con una carga promedio de 233 klb/h, teniendo en cuenta los ciclos de concentración de estas calderas reportados por cálculo de especies y conductividad (25 ciclos), se estima una purga promedio de un 4.1% equivalente a 38.5 klb/h (82 gpm). Sin embargo, este valor normalmente se encuentra en 5% generando una corriente de 45.0 klb/h (96 gpm) hacia el Separador de purgas continuas S-2421A, el cual alimenta el cabezal de vapor de 25 psig y el tambor de purgas intermitentes S-2421B a través de la LPV-24010.

Bajo las condiciones de operación actuales, el 76% de las purgas es líquida e impacta tanto por su alta temperatura 210°F como por su caudal 73 gpm el desempeño de PTAR.

3.OBJETIVOS

3.1 OBJETIVO GENERAL

Elaborar un estudio de pre-factibilidad mediante el aprovechamiento del agua que sale como residuo de purgas de las calderas en la unidad central del norte, apalancado en el ahorro energético asociado con un menor consumo de gas combustible, agua de calderas y agua de captación, eliminando el impacto de la variable temperatura de los efluentes sobre las emisiones de **H₂S y VOC's** en el **S-3050**, en la unidad de central del norte ubicada en la Refinería de Ecopetrol, Barrancabermeja-Santander.

3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar el estudio técnico para evaluar la factibilidad de recuperar parte de la energía de la corriente de purgas continuas mediante la transferencia de calor en el intercambiador de casco y tubos E-2440 con el agua de alimentación a des aireadores.
- Elaborar un análisis financiero para determinar la factibilidad y reducir los riesgos de implementación del proyecto.
- Establecer un análisis operativo para el desarrollo del proyecto optimizando los recursos necesarios para la implementación.
- Verificar la viabilidad de la disminución de la temperatura de las purgas de las calderas de central del norte, reduciendo el impacto ocupacional por emisiones de H₂S en el área del separador **S-3050**, producto de la alta carga térmica en contacto con la carga orgánica e inorgánica como sulfuros de hidrógeno de los vertimiento a la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales PTAR y reducir el consumo de agua captada por la Planta de Servicios Industriales.

4.MARCO CONCEPTUAL

4.1 GLOSARIO

Desorción Térmica: La desorción térmica elimina las sustancias químicas dañinas del suelo y otros materiales, como lodo y sedimentos, utilizando calor para transformar dichas sustancias químicas en gases. Esos gases se recolectan empleando un equipo especial.

H₂S: El sulfuro de hidrógeno, denominado ácido sulfhídrico en disolución acuosa (H₂Saq), es un hidrácido de fórmula H₂S. Este gas, más pesado que el aire, es inflamable, incoloro, tóxico, odorífero: su olor es el de materia orgánica en descomposición, como de huevos podridos.

El ácido sulfhídrico se encuentra naturalmente en petróleo «crudo» (no procesado), gas natural, gases volcánicos y manantiales de aguas termales. También puede existir en aguas pantanosas, lagunas o aguas estancadas, desagües, estanques de harina o de aceite de pescado, barcos pesqueros y alcantarillados.

La toxicidad del ácido sulfhídrico es menor que la del ácido cianhídrico, razón por la cual a pesar de existencia más masificada de aquel compuesto, causa relativamente pocos fallecimientos. Sin embargo, a partir de 50 ppm, en las células receptoras del olfato provoca un efecto narcotizante, y las personas afectadas ya no perciben el hedor.

Después de 100 ppm puede ocurrir la muerte. Como la densidad del sulfhídrico es mayor que la del aire, suele acumularse en lugares bajos: pozos, etcétera, donde puede causar víctimas. A menudo suceden varios siniestros consecutivos: una primera persona cae inconsciente (luego víctima), después resultan afectados también todos los demás que, sin el equipo de protección necesario, acuden a su rescate.

VOC'S: Los compuestos orgánicos son sustancias químicas que contienen carbono y se encuentran en todos los elementos vivos. Los compuestos orgánicos volátiles, a veces llamados VOC (por sus siglas en inglés), o COV (por sus siglas en español), se convierten fácilmente en vapores o gases. Junto con el carbono, contienen elementos como hidrógeno, oxígeno, flúor, cloro, bromo, azufre o nitrógeno.

Los COV son liberados por la quema de combustibles, como gasolina, madera, carbón o gas natural. También son liberados por disolventes, pinturas y otros productos empleados y almacenados en la casa y el lugar de trabajo.

Algunos ejemplos de compuestos orgánicos volátiles son:

Naturales: isopreno, pineno y limoneno

Artificiales: benceno, tolueno, nitrobenceno

Muchos compuestos orgánicos volátiles son peligrosos contaminantes del aire. La importancia de los COV reside en su capacidad como precursores del ozono troposférico y su papel como destructores del ozono estratosférico. Contribuyen a la formación del smog foto químico al reaccionar con otros contaminantes atmosféricos (como óxidos de nitrógeno) y con la luz solar. Se da principalmente en áreas urbanas, dando lugar a atmósferas ricas en ozono de un color marrón. Reduciendo la emisión de estos compuestos orgánicos volátiles y de los óxidos de nitrógeno se conseguiría evitar la formación del smog.

Los efectos sobre la salud son variados, dependen del compuesto y del periodo al que se ha estado expuesto. Los compuestos orgánicos volátiles son liposolubles, y gracias a su afinidad por las grasas se acumulan en diversas partes del cuerpo humano. A corto plazo pueden causar:

- irritación de ojos y garganta, nariz,
- náuseas, irritación de garganta,
- dolor de cabeza, vómito de sangre,
- reacciones alérgicas, hinchazón,
- mareos, dolores estomacales e intestinales
- fatiga, manchas en la piel.

Y a largo plazo pueden dañar el hígado, los riñones o el sistema nervioso central. También pueden ser carcinógenos, como por ejemplo el benceno. También daña el intestino delgado a tal punto que se crean orificios que causan la muerte.

Los COV se pueden clasificar según su peligrosidad en 3 grupos:

- Compuestos extremadamente peligrosos para la salud: Benceno, cloruro de vinilo y 1,2 dicloroetano y azufre.
- Compuestos de clase A: Son compuestos que pueden causar daños significativos al medio ambiente, como Acetaldehído, anilina, tetracloruro de carbono, 1,1,1-tricloroetano, tricloroetileno, triclorotolueno etc.
- Compuestos de clase B: con menor impacto en el medio ambiente como Acetona, etanol y combustibles fósiles.

5.MARCO LEGAL

5.1 LEGALIDAD Y TERRITORIALIDAD.

La legalidad del proyecto se ampara bajo las normas, existentes dentro de la organización en materia del modelo de maduración y gestión de proyectos, que son regulados bajo los lineamientos del PMI. El proyecto hace parte de material intelectual de ECOPETROL por lo tanto se firmara un acuerdo de confidencialidad en la publicación del mismo con la Universidad industrial de Santander.

La territorialidad, será de carácter local, dentro de las instalaciones de la refinería de Barrancabermeja, Santander, Colombia.

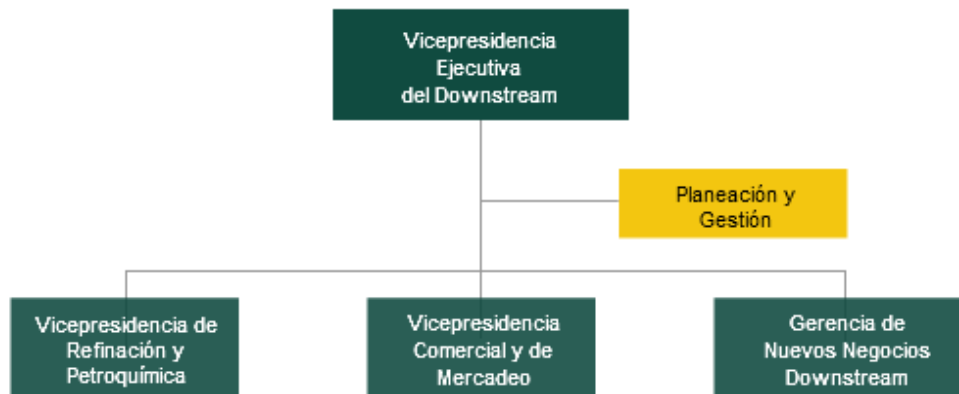
El proyecto se ejecutara bajo la modalidad de contrato a costos fijos, o modalidad AIU, con contratistas locales. La forma de selección del contratista se realizara por licitación pública bajo los lineamientos de los estatutos de contratación pública (**Ley 80 de 1993**) y manual de contratación ECOPETROL.

5.2 ASPECTOS ADMINISTRATIVOS Y ORGANIZACIONALES

La Refinería de Barrancabermeja hace parte de la vicepresidencia ejecutiva de DOWNSTREAM.

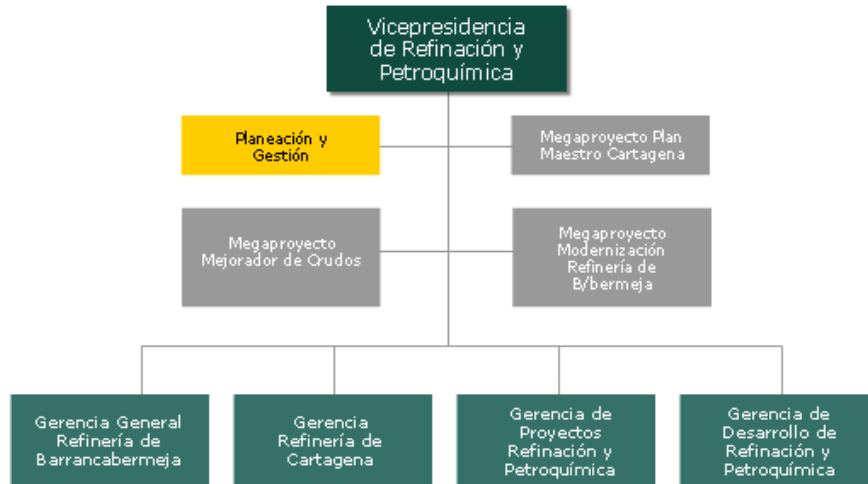
La U2400 pertenece al departamento de servicios industriales refinería, el cual hace parte de la gerencia de producción de la Refinaría Barrancabermeja tal como muestra la figura No 1, 2 y 3.

Figura No 1. Organigrama vicepresidencia Ejecutiva del Downstream



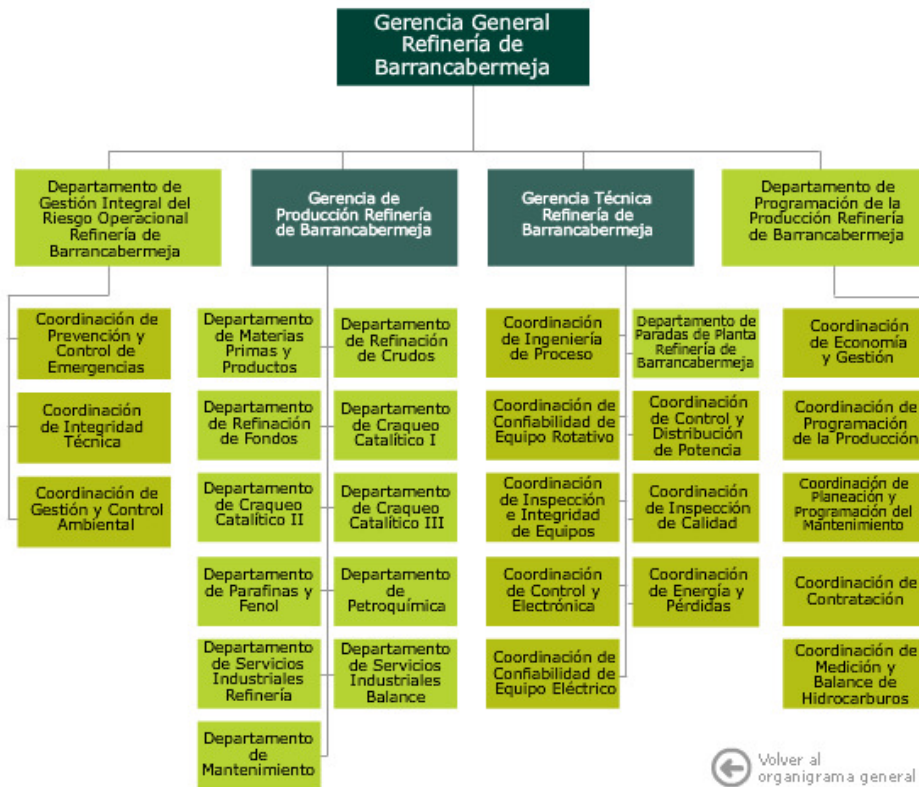
Fuente: [http// IRIS](http://IRIS)

Figura No 2. Organigrama vicepresidencia de Refinación y Petroquímica



Fuente: [http// IRIS](http://IRIS)

Figura No 3. Organigrama Gerencia Refinería Barrancabermeja



Volver al organigrama general

Fuente: [http// IRIS](http://IRIS)

5.3 REQUERIMIENTO AMBIENTAL

Dentro del manejo ambiental en los proyectos, se busca garantizar que estos no generen impactos o se reduzca a su mínima expresión en sus áreas de influencias, ya que al tener intervención humana directa o indirectamente terminan afectando el medio ambiente y/o su ecosistema, además, se deben establecer y definir criterios técnicos y el cumplimiento de procedimientos, para el seguimiento ambiental en todos los proyectos, asignando roles y funciones a profesionales interdisciplinarios con competencias quienes serán los responsables de cada una.

La siguiente información se basó en el diagnóstico ambiental y en la matriz de aspectos e impactos ambientales del área de generación de vapor, donde se realizó el estudio del proyecto, además, se anexa la descripción del proceso, los recursos del mismo y las estrategias a seguir de acuerdo a los resultados del diagnóstico ambiental.

La refinería de Barrancabermeja, cuenta con una serie de plantas de procesos que cumplen con el fin de refinar y destilar el crudo, para producir combustibles y derivados que se comercializan como materias primas a las empresas petroquímicas del país.

Cuando los hidrocarburos entran a ser procesados, generan una serie de compuestos y sustancias químicas indeseadas y contaminantes dentro de las cuales, los más destacados son el H₂S y el CO₂, que son gases ácidos con alta peligrosidad para las personas que los inhalan y severas con el medio ambiente, por lo tanto requiere una manipulación técnica para poder reutilizarlos y evitar que impacten su entorno, puesto que generarían daños al globo terráqueo: el H₂S como gas por ser un ácido, si va a la atmósfera a ocasionar lluvias ácidas que extermina las plantaciones y cultivos, mientras que el CO₂ es uno de los gases que impacta en el calentamiento global.

Regulaciones según la EPA, NIOSH y la ACGIH

Tabla No 1. Efectos del sulfuro de hidrógeno.

Efectos del sulfuro de Hidrógeno

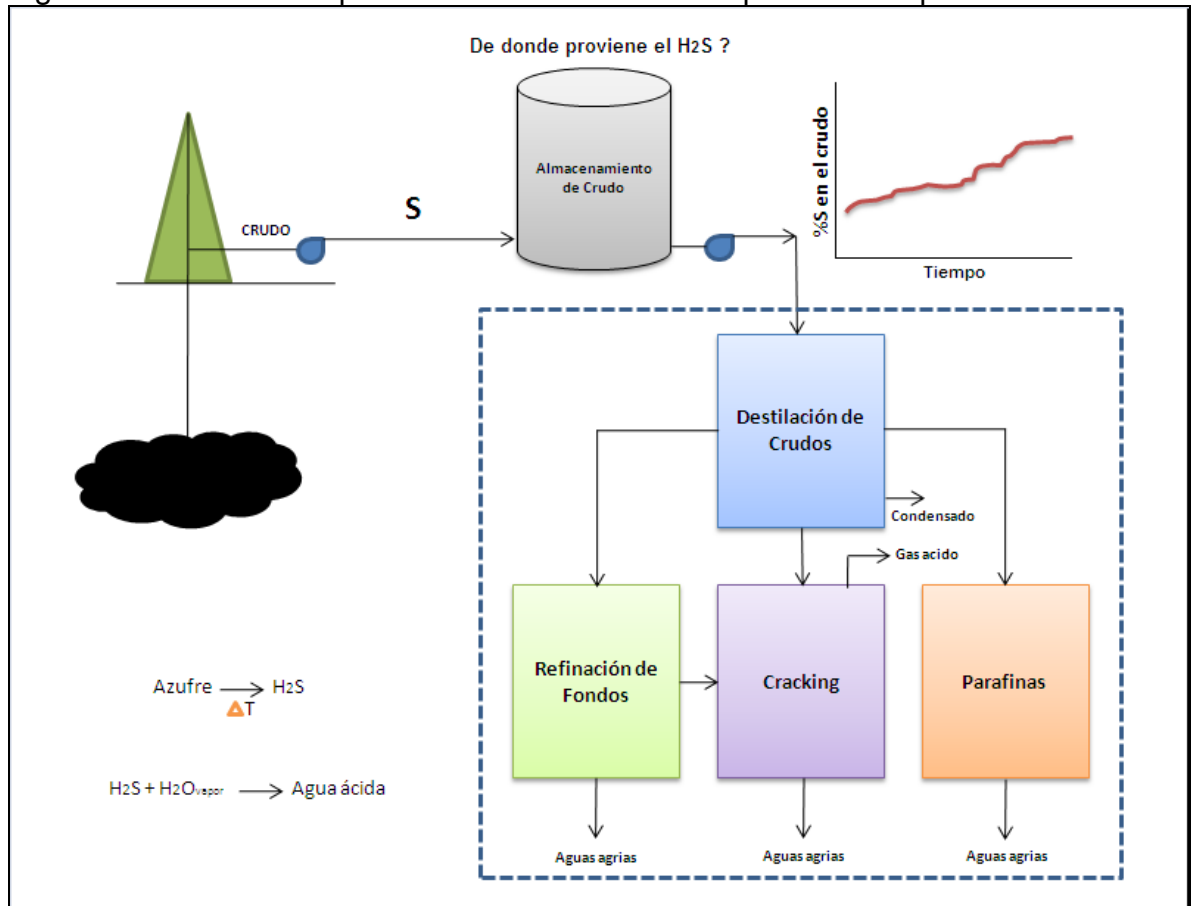
Sulfuro de Hidrogeno H2S		
Concentración (PPM)	Tiempo	Efecto
1	Olfateo	Olor detectable
10	8 horas	TLV - TWA
15	1 hora	TLV - STEL
20 - 100	1 hora	Inrritación de la membrana mucosa
200 - 300	1 hora	Nauseas Dolor de Cabeza
500 - 700	1/2 hora	Pérdida de control sistema respiratorio (desmayo)
> 1000	Minutos	Fatal si no se rescata y se reanima Inmediatamente

Fuente: [http// IRIS](http://IRIS)

Por esta razón, es que Ecopetrol dentro de sus políticas de responsabilidad social empresarial, cumple con unos lineamientos, para el manejo de estas sustancias, ya que el H₂S es utilizado como materia prima en la planta de ácido Sulfúrico llamada también plantas ambientales y el CO₂ en su gran mayoría es cedido a la empresa **MULTINSA** que lo toma para la producción de dióxido de carbono industrial y otros productos químicos.

La refinería en sus procesos, requiere lavar algunos gases como metano, etano y propanos que llevan trazas de estos gases y que se van con el agua, a las unidades de PTAR, y es allí donde precisamente al encontrar otros efluentes como los de las aguas con altas temperaturas alrededor de los 160°F, generan la desorción de gases que requieren controles ambientales con productos químicos y agentes catalizadores, para su neutralización, al igual que tomar correctivos en el control de elementos respiratorios para protección de los empleados y sobre todo mantener las precauciones con el personal contratista que no conoce el proceso y las áreas.

Figura No 4. Resumen producción de H₂S en la empresa Petroquímica



Fuente: [http// IRIS](http://IRIS)

Con base en todo ello esta iniciativa como proyecto, le apunta a mitigar el impacto, puesto que la finalidad es bajar la temperatura del agua de las purgas de las calderas, que van a los separadores API y se gana un ahorro energético en sus balances térmicos en el agua a la cual se le cede dicha entalpia.

Los volúmenes de aguas agrias son volúmenes que oscilan entre **440 gpm**, y requieren manejo y en lo menor posible exposición con efluentes de mayor entalpia. Dentro de los esquemas operativos Ecopetrol viene implementando la reducción de temperaturas a los separadores y la reducción del consumo de agua, ya que entro a reutilizar el agua, puesto que los permisos y licencias por el uso y captación de agua, son cada vez más estrictos.

Cuando las aguas agrias llegan a los separadores, son mezcladas con aguas aceitosas con el fin de separar y recuperar los hidrocarburos, neutralizar los ácidos y tratar con productos químicos el agua que finalmente debe cumplir con unos requisitos ambientales de temperatura, ph, solidos disueltos, aceite en agua, demanda bioquímica de oxígeno (DBO) y la demanda química de oxigeno (DQO)

entre otros que garanticen la vida y el oxígeno para poder ser llevada como vertimiento al río Magdalena.

Dentro de las mediciones y controles en las plantas de procesos también se contemplan las emisiones de material particulado, emisiones de gases ácidos, VOC y gases Tóxicos

En la **tabla anexo No 1** se realiza una descripción detallada de cada uno de los aspectos ambientales evaluados, el impacto que genera, cual es la fuente, controles ya implementados y controles a implementar. Los datos de la tabla se resumen a continuación:

AIRE

- **Emisión de Gases de Efecto Invernadero** (CO₂, CH₄, HFC, PFC) y/o Sustancias Agotadoras de la Capa de Ozono (CFC, HCFC, SF₆): Disminución de la calidad del aire, contribución a cambios de pH en cuerpos de agua, contribución al calentamiento global y/o a la destrucción de la capa de ozono.
- **Emisión de Óxidos de Azufre:** Emisión de gases que contribuyen a la formación de lluvias ácidas.
- **Emisión de Hidrocarburos Volátiles (COV'S):** Emisión de gases que contribuyen a la formación de Smog, producción de Ozono o compuestos con olores ofensivos.

VERTIMIENTOS DE AGUA

- **Vertimiento de Aguas Residuales de Tipo Cáustico:** Contribución a la formación de CO₂, sustancia tóxica para seres humanos y animales, y que puede alterar el pH en los cuerpos de agua.
- **Vertimiento de Aguas Residuales de Tipo Aceitoso:** Contaminación de los cuerpos de agua.

SUELO

- Generación de Residuos Sólidos Industriales.
- Uso Racional de la Energía: Presión sobre los recursos naturales renovables y no renovables.
- Uso Racional del Agua: Presión sobre el recurso hídrico, disminución de la calidad del recurso y de su capacidad de recuperación.

ESTRATEGIAS EMISIONES (AIRE)

- Optimización ambiental del proceso de combustión.
- Seguimiento operativo a condiciones de combustión para reducir emisiones de NOx.
- Revisión de fuentes de emisión de VOC's en plantas.
- Proyecto de recuperación de purgas para reducir la temperatura a efluentes.

ESTRATEGIAS VERTIMIENTOS (AGUA)

- Recuperación energética de las aguas de purga.
- Inventario periódico de fugas y escapes por planta y eliminación o reparación.

ESTRATEGIAS RESIDUOS

- Plan de Gestión Integral de Residuos Sólidos (PGIRS).
- Manejo y disposición de los residuos industriales de la GRB.

6.MARCO CONTEXTUAL

El proyecto se ejecutará en el área de la Unidad U14, de la Refinería de Ecopetrol en Barrancabermeja-Santander, antigua unidad de combustóleo, reutilizando el actual E-2440A, incluyendo las bases civiles y contempla tanto los trabajos metalmecánicos de reemplazo de las líneas como la instalación de la soportería e instrumentación asociada.

Las condiciones ambientales del área geográfica del proyecto son:

Altitud: 259 pies.

Presión barométrica: 14.5 psia.

Temperatura ambiente promedio: 93°F.

Humedad Relativa normal: 85%.

Dirección predominante del viento: Sur-Este.

Pluviometría: 200 mm en una hora.

El ciclo de vida del proyecto se estima en cinco (5) años y la ejecución del mismo no interfiere con la operación continua del proceso de generación de vapor de las calderas de la Central del Norte.

En materia del uso del suelo, no se requiere permisos ni estudios, debido a que se reutilizara las estructuras y equipos existentes dentro de las mismas instalaciones y las reformas son mínimas.

7. ESTUDIO TÉCNICO DEL PROYECTO

7.1 LOCALIZACIÓN

El proyecto se ejecutará en el área de la Unidad **U2400** en la Gerencia Refinería de Barrancabermeja (GRB) Santander, que es una unidad de producción de vapor y generación de energía eléctrica en el complejo petroquímico de Ecopetrol. Ver **Figura No 5** con esquema general del proceso actual.

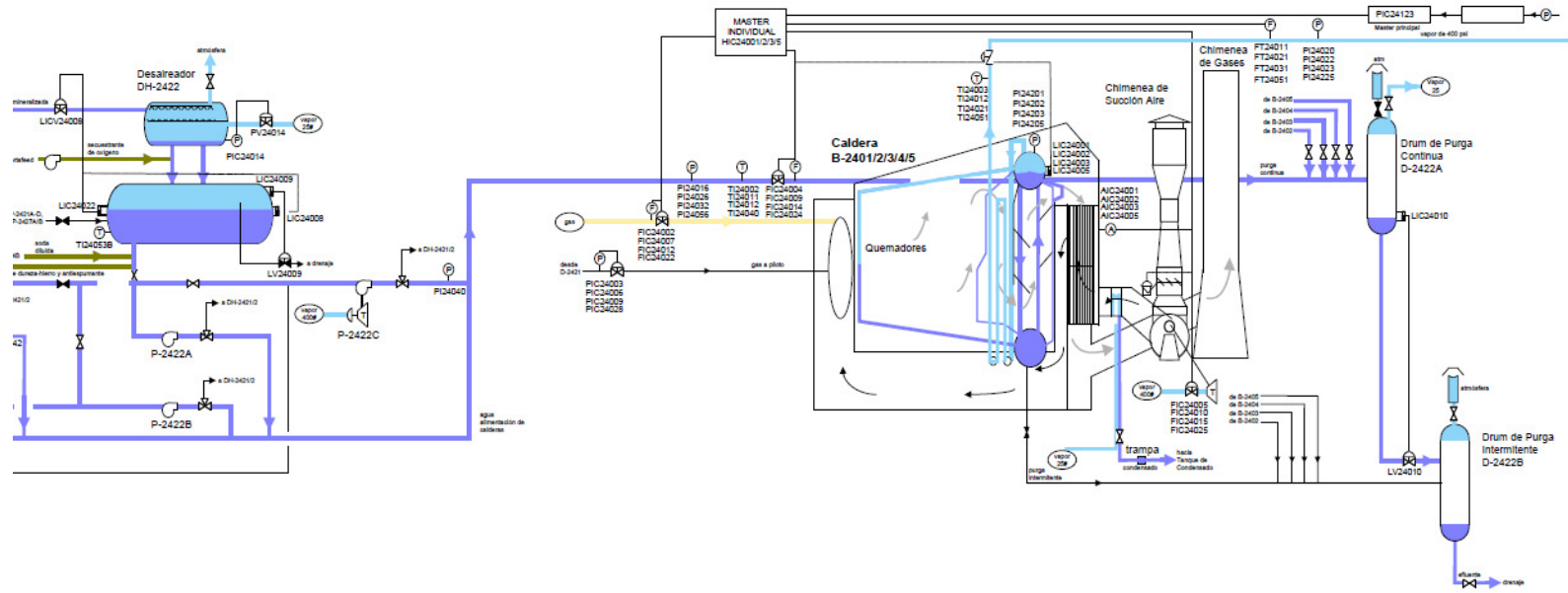
7.2 ALTERNATIVAS CONSIDERADAS

Se realizó una evaluación de alternativas con el fin de seleccionar la tecnología apropiada para solucionar el problema.

A continuación se presentan las alternativas analizadas:

- **ALT 1:** Reutilización del existente **E-2440A**, reubicándolo en la unidad 2400. Por el tamaño del equipo, **6090 mm**, esta alternativa es inviable, ya que no hay espacio disponible en la unidad. Adicionalmente, la construcción de bases civiles para un equipo de aproximadamente **6300 kg** implica un costo adicional sumado al tiempo de construcción y fraguado de las bases.
- **ALT 2:** Reutilización del existente **E-2440A**, ubicado en la unidad 14. Implica el trazado de una línea de 4" de aproximadamente 300 m, para llevar las purgas del **D2422A** hasta el intercambiador. **Esta es la alternativa seleccionada. Ver Figura No 6**
- **ALT 3:** Enfriamiento por contacto directo mediante una boquilla de aspersión en el tambor de purga intermitente **D2422B**. Esta alternativa implica el uso de 270 gpm de agua clarificada. Esta alternativa se hace inviable por sus costos operacionales. **Ver Figura No 7** simulaciones con el software HYSYS.

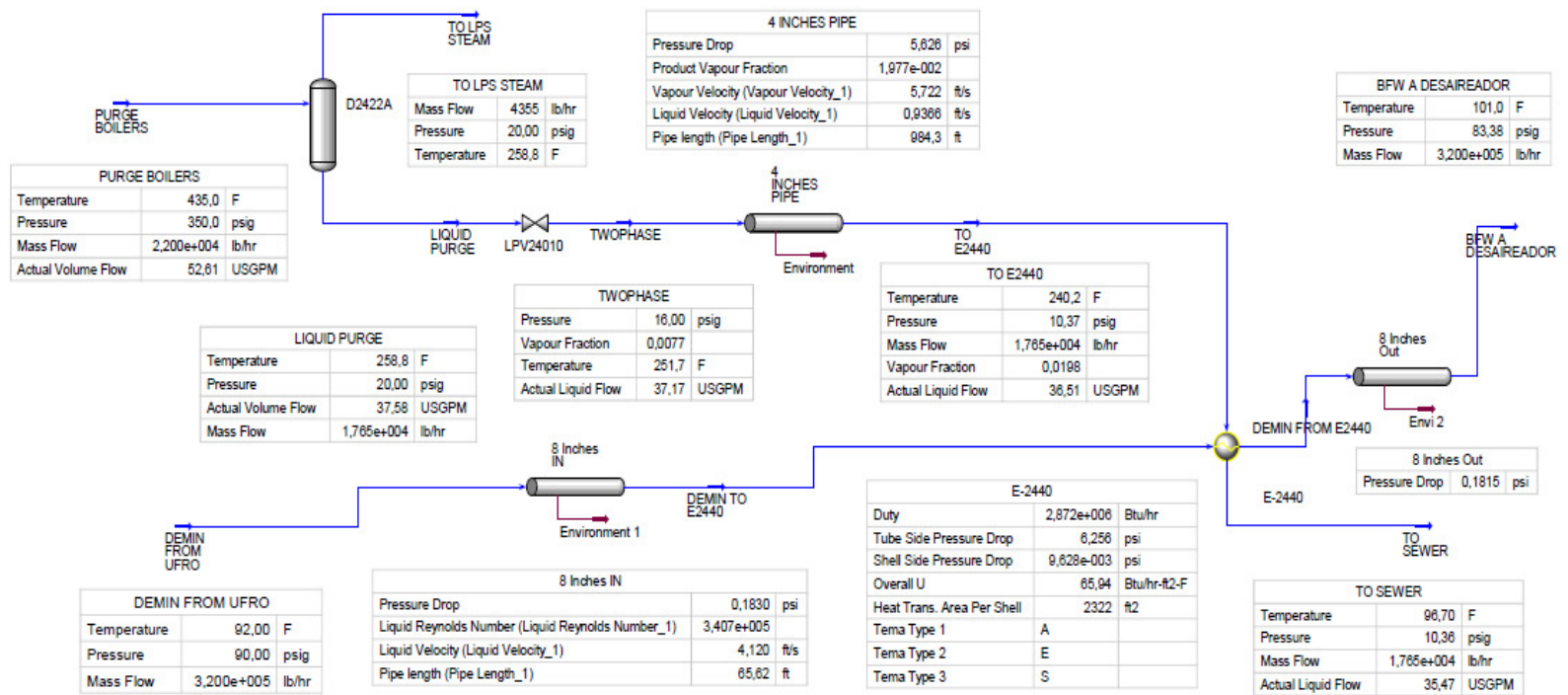
Figura No 5. Esquema Operacional Actual



Fuente: Elaboración propia

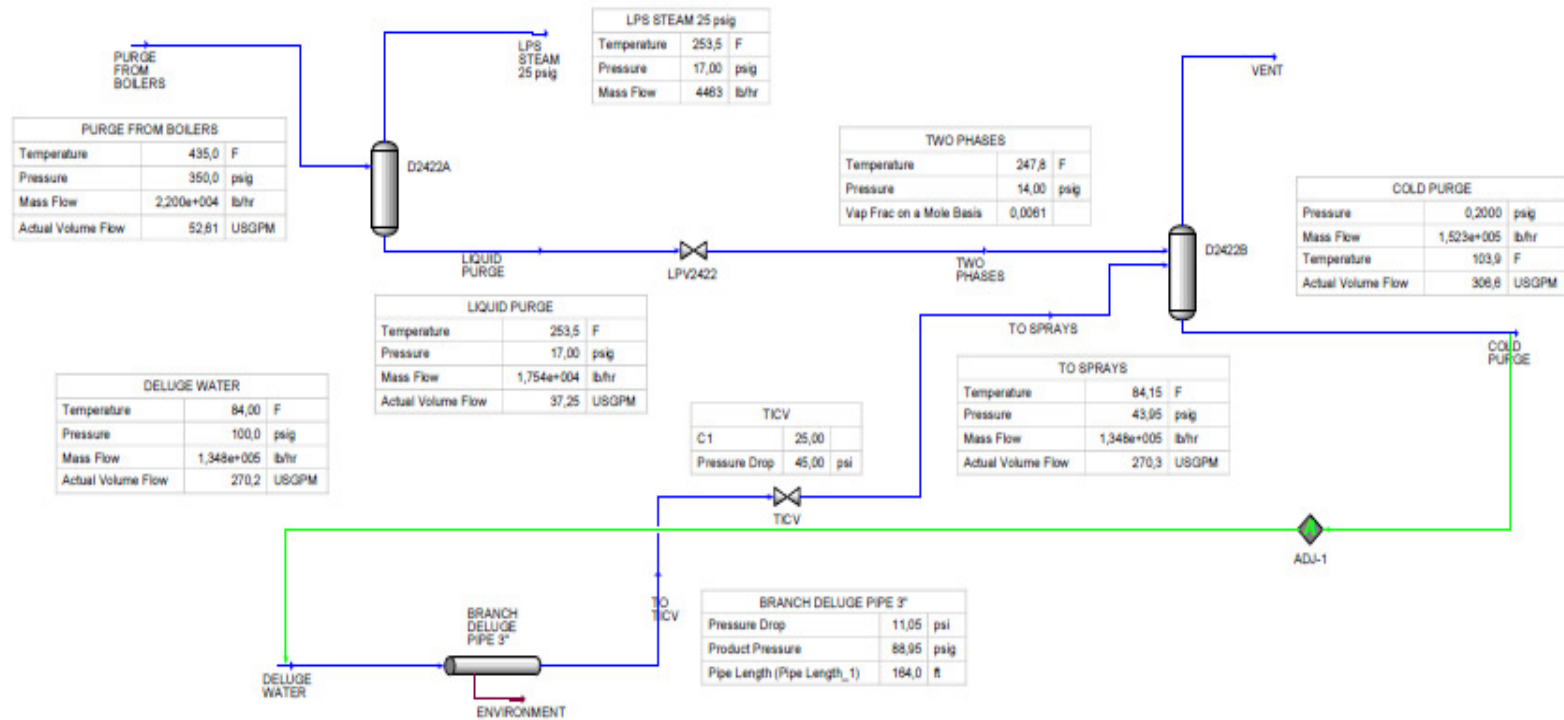
Figura No 6. Simulación con el software HYSYS alternativa No 2

EVALUACIÓN DEL E-2440A PARA SER USADO COMO ENFRIADOR DE LAS PURGAS DE CENTRAL DEL NORTE (2%)



Fuente: Elaboración propia

Figura No 7 Simulación con el software HYSYS alternativa No 3



Fuente: Elaboración propia

- **ALT 4:** Enfriamiento mediante un intercambiador tipo compacto de placas, Plate Heat Exchanger (PHE). Requiere de la adopción de una tecnología que aun cuando ha sido comprobada mundialmente, no es conocida en la refinería, con unos costos adicionales por transferencia de conocimiento tanto al personal de operaciones como al de mantenimiento. Adicionalmente, requiere la compra de un equipo capital que lo convierte en un proyecto, debiendo cursar el proceso de maduración de proyectos de la compañía.

Estas alternativas mencionadas fueron evaluadas según los procedimientos y formatos del Modelo de Maduración y Gestión de Proyectos de Ecopetrol, el cual tuvo como principales criterios de decisión los siguientes:

- Complejidad de la tecnología
- Tecnología probada y exitosa
- Flexibilidad o riesgos de rendimientos
- Área requerida (m²) para ubicación
- Costo relativo de la alternativa
- Costos de mantenimiento y operación
- Requerimientos de licencia y permisos ambientales
- Necesidades de mantenimiento

A partir de todos los aspectos evaluados y de las consideraciones pertinentes para seleccionar la configuración del proceso más óptimo para el proceso, se obtuvo como resultado lo siguiente:

Se escogió la **alternativa No 2** como la más conveniente por lo tanto se propone instalar de acuerdo a especificaciones anexas los siguientes sistemas:

- Instalación del E-2440A como enfriador de las corrientes de purga continúa de las calderas. El equipo conservará su ubicación actual, debiendo llevar a éste las corrientes de purga continua y agua desmineralizada.
- Modificación de la geometría de la tubería de suministro de agua de desmineralizada Cabezal Occidental en el área de la unidad 14. Se debe instalar una línea de 8" sch 40, rating 150#, desde el cabezal de agua desmineralizada de 12" en la Unidad 14, hasta el lado tubos del E-2440A y desde éste al cabezal de agua desmineralizada, la línea se instalará sobre los soportes existentes, incluyendo los respectivos indicadores de presión y temperatura así como válvulas de bloqueo. El intercambiador E2440A tiene boquillas de 6" del lado de tubos.
- Instalación de la tubería de suministro de purgas al E-2440. Instalar una tubería de aproximadamente 300 m, de 4" de diámetro, Sch 40,

rating 150#, a la salida de la válvula de control de nivel LPV-24010, para el envío de las purgas desde el separador de purgas continuas D-2422A hasta el intercambiador y una línea de 2" Sch 40 para enviar las purgas frías hasta el colector de aguas aceitosas de la U14.

- Instrumentación asociada.
Ver especificaciones de la instrumentación requerida en el Anexo N° 2.

7.3 ALCANCE DEL PROYECTO

El proyecto abarca desde el punto de vista de ingeniería de procesos las siguientes fases:

El E-2440A para el enfriamiento de las purgas. Este equipo se conectará por la coraza a una línea de 4" proveniente del separador de purgas continuas D-2422A y por el lado de tubos a la nueva línea de suministro de agua desmineralizada cabezal occidental a los desaireadores de Central del Norte. Con el objetivo de cambiar un intercambiador obsoleto que se encuentra fuera de servicio.

Modificación del trazado actual de la línea de 12" de agua de calderas a los desaireadores de la Central del Norte DH-2421/DH-2422, haciéndola llegar mediante líneas de 8" por el lado tubos del intercambiador E-2440. Las boquillas de entrada al E2440A son de 6", por lo que se requiere instalar una reducción de 8"x6". Se especifican líneas de 8" para reducir la caída de presión adicional del sistema, la instalación de una línea de 4" en acero al carbón Sch 40, para el suministro de la corriente de purga continúa al E-2440A.

Además el proyecto reducirá la temperatura de las purgas de las calderas de central del norte, reduciendo el impacto ocupacional por emisiones de H₂S en el área del separador S-3050, producto de la alta carga térmica en contacto con la carga orgánica e inorgánica como sulfuros de hidrógeno de los vertimiento a la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales PTAR y reducir el consumo de agua captada por la Planta de Servicios Industriales.

El proyecto se ejecutará en el área de la Unidad U2400 en la Gerencia Refinería de Barrancabermeja (GRB) Santander, que es una unidad de producción de vapor y generación de energía eléctrica en el complejo petroquímico de Ecopetrol

Las condiciones ambientales del área geográfica del proyecto son:

Altitud: 259 pies.
Presión barométrica: 14.5 psia.
Temperatura ambiente promedio: 93 °F.
Humedad Relativa normal: 85%.
Dirección predominante del viento: Sur-Este.
Pluviometría: 200 mm en una hora. Localización:

El uso y estudios de suelo no aplican para este caso, puesto que los equipos estarán montados sobre las estructuras actuales dentro de la U-2400 denominada Central del norte

El ciclo de vida del proyecto se estima en cinco (5) años y la ejecución del mismo no interfiere con la operación continua del proceso de generación de vapor de las calderas de la unidad Central del Norte, en pocas palabras no generaría lucro cesante por activos improductivos.

7.4 ALCANCE DE LA INGENIERÍA DEL PROYECTO

A continuación se presentan las principales modificaciones al sistema de suministro de agua de calderas a Central del Norte y sus componentes:

- Instalación de accesorios para crear la facilidad de interconexión desde el cabezal de agua desmineralizada costado occidental hasta el E-2440A; consta de dos uniones tee con reducción de 12" a 8" y una válvula de compuerta de 12". Así como la reducción de la línea anterior de 8" a 6" para la entrada al E2440A.
- Se propone instalar, tubería de 8" Sch 40 en acero al carbono A106 Gr B, rating 150#CS, para el suministro de agua Desmineralizada al E-2440A y retorno al cabezal.
- Instalación de una Te y válvula de bloqueo de 3" rating 150#, en la línea de salida de las purgas continuas de la LPV24010, para el suministro de las purgas al E2440.
- Instalación de aproximadamente 300 metros de tubería de 4" de diámetro, en acero al carbón Sch 40, rating 150 #, para el suministro de los 37 gpm de la corriente de purga continua al lado coraza del E-2440A; la línea recorrerá el rack de tuberías del banco N° 11. La línea debe permanecer aislada de acuerdo a recomendación de la especialidad estática.
- Acondicionamiento del nuevo E-2440A.
- Instalación de la instrumentación asociada de acuerdo al **Anexo N°2**.
- Se cuenta con una nueva cabina de señales en la Unidad 14 y suficientes

señales en “spare”, desde las cuales se pueden llevar las señales requeridas del sistema de enfriamiento de las purgas al cuarto de control de la Central del Norte.

7.5 BASES DE DISEÑO

La ingeniería conceptual del sistema, está basada en las siguientes consideraciones de diseño:

- La producción de vapor normal de las calderas de la central del norte es 870 a 950 klb/h.
- En condiciones típicas luego del cambio en la calidad de agua con la entrada en servicio de la U-5400/500, la purga continua de las calderas es de máximo el 2,5%, equivalente a 22 klb/h, de las cuales aproximadamente el 20% (4.5 klb/h) se flashea aportando al cabezal de vapor de 25 psig en la tambor D-2422B.
- El Intercambiador E-2440A nuevo para el proyecto, teniendo en cuenta el inminente desmantelamiento de la unidad de suministro de combustóleo, así como la eliminación del uso de aceite combustible en las calderas del Departamento de Servicios Industriales Refinería.
- Las especificaciones mecánicas del Intercambiador E-2440A, se tomaron para su evaluación del Plano mecánico N° 45-076-019 de Technipetrol.
- El venteo del separador D-2422B debe permanecer cerrado y la presión disponible en la línea de purga líquida después de la LPV-24010 a la salida del D-2422A es de mínimo 15 psig. Este valor de la presión de la corriente de la purga líquida, es definitivo para vencer la caída de presión en la línea hacia el E-2440A y garantizar el adecuado flujo hacia el intercambiador.
- Existe el espacio disponible en el rack de tuberías del banco N° 11, para el trazado de la línea de 4” de envío de purga hasta el intercambiador, E-2440A.

Las velocidades y caídas de presión estimadas en las líneas y equipos, se presentan en el Anexo N° 3.

7.6 FILOSOFÍAS DEL PROYECTO

7.6.1 FILOSOFÍA DE CONFIABILIDAD

Dado que el nuevo cabezal del lado occidental de agua desmineralizada (12”), no ha entrado en servicio, no se afecta el suministro de agua al sistema, manteniéndose el suministro por el actual cabezal occidental. Se afinan con visitas en campo, los trabajos requeridos para la prueba de recibo del nuevo cabezal.

La confiabilidad del sistema de suministro de agua desmineralizada, se mantiene, dado que en caso de falla del intercambiador E-2440, existen las facilidades para aislar el equipo y suministrar el agua desmineralizada hasta los desaireadores a través de la válvula de 12”.

En caso de una falla en la línea de 8” de suministro hacia el E-2440A, existen válvulas de aislamiento. Adicionalmente, la configuración del sistema de suministro de agua desmineralizada, prevé en casos de mantenimiento del cabezal occidental, el suministro por el cabezal oriental a través de la línea de 8”.

El sistema cuenta con las mismas protecciones del cabezal de agua desmineralizada, quedando protegido por baja presión de descarga de las bombas MP875C/D, por arranque automático de la bomba de turbina NP875E (82 psig). Adicionalmente en caso de operar solo una de las bombas eléctricas, la otra bomba eléctrica arrancará por baja presión de descarga (88 psig).

Para el caso de la corriente de purgas continuas, cuyo principal justificación del proyecto es el enfriamiento de las mismas, el sistema cuenta como respaldo en caso de falla de alguno de los trenes de RO, con un tanque de 800 k/gal, suficientes para suplir la demanda de las unidades de refinería y balance durante seis horas a máxima carga, garantizando el medio de enfriamiento.

El sistema de suministro de agua desmineralizada, SP-875C/D/E, por tratarse de un proyecto recientemente entregado, cuenta con la garantía de fábrica, un riguroso programa de mantenimiento (RCM), así como de los repuestos críticos requeridos en bodega.

7.6.2 FILOSOFÍA DE MANTENIMIENTO

Las líneas de agua desmineralizada como de purgas continuas, por tratarse de materiales nuevos, están diseñadas para una vida útil de 20 años la cual puede ser extendida con inspección y mantenimiento, por lo tanto se deberán programar

actividades de inspección visual exterior cada 2 años e inspección visual (IV) y toma de espesores por UT cada 10 años.

Datos Espesores de la línea:

Tabla 2. Datos de operación de la línea de 8”.

PARÁMETRO	UNIDAD	VALOR MÁXIMO
Presión de descarga	psig	95
Temperatura	°F	92

Fuente: Elaboración propia

La instrumentación asociada, deberá incluirse en el programa de mantenimientos preventivos de parte de instrumentación.

Tratándose de fluidos limpios, se deberá planear la inspección del haz tubular del intercambiador de calor, cada dos años inicialmente y de acuerdo al informe de inspección, validar la frecuencia.

7.6.3 FILOSOFÍA DE OPERACIÓN Y CONTROL

La línea operará de manera continua suministrando el agua desmineralizada hacia los desaireadores **DH2421/22**, pasando previamente por el intercambiador que actúa como precalentador de agua de calderas. La caída de presión esperada para el lado tubos del intercambiador a máximo flujo (320 klb/h) por el cabezal occidental es de 6.3 psig, permitiendo una presión de suministro a los desaireadores medida a la entrada de la Central del Norte de 85 psig.

Se espera un incremento en la temperatura del agua desmineralizada del cabezal occidental de aproximadamente 8 °F, equivalente a una recuperación de energía de 2.8 MBtu/h.

La corriente de purgas continuas reducirá su temperatura en el intercambiador E-2440A, de 245 °F a 97 °F aproximadamente. Cumpliendo con la normativa ambiental vigente en cuanto a vertimientos líquidos.

Se debe reentrenar al personal operativo de la Central del Norte, teniendo que establecer y configurar las rondas del operador del patio de caldera

Las ventanas operativas y guías de control aplicables al flujo, presión y temperatura de suministro de agua de calderas a central del norte pudiesen permanecer sin modificación.

Divulgar las ventanas operativas y guías de control aplicables al control de temperatura de las purgas.

7.7 ALCANCE POR ESPECIALIDAD

7.7.1 ESPECIALIDAD PROCESOS

REQUERIMIENTOS DE EQUIPOS.

A continuación se relacionan los equipos principales y sus cantidades:

Tabla 3. Equipos principales.

EQUIPO	CANTIDAD	SERVICIO
E-2440 ^a	1	Equipo Estático, (equipo principal en el proyecto).
Tuberías y accesorios	Varias	4" Sch 40, Entrega al E-2440A de las purgas. Esta línea debe contar con aislamiento.
Tuberías y accesorios	Varias	8" Sch 40, Entrega al E-2440A de la corriente de agua desmineralizada.
Instrumentación	1	Transmisores/indicadores e indicadores locales de presión y temperatura del sistema de agua desmineralizada.

Fuente: Elaboración propia

DEFINICIÓN DE CANTIDADES Y ESPECIFICACIONES DEL PROCESO.

Este ítem no aplica al alcance de la ingeniería. No se requerirán corrientes de proceso adicionales. Como se encuentra en el balance de materiales de los consumidores de agua de calderas de baja.

DIMENSIONAMIENTO PRELIMINAR DEL ÁREA PARA DISTRIBUCIÓN DE EQUIPOS.

Las recomendaciones propuestas se instalarán en la Unidad 2400 (antigua unidad de suministro de combustóleo) del área central del norte sobre las bases civiles existentes.

No se requiere área adicional para el montaje de equipos.

ANÁLISIS DE SERVICIOS INDUSTRIALES Y DE LOS ELEMENTOS EXTERNOS.

No hay consumos adicionales de servicios como agua, vapor o aire de

instrumentos.

RECOMENDACIONES DE SEGURIDAD INDUSTRIAL Y CONTROL DEL RIESGO.

Se debe seguir las recomendaciones de seguridad existentes (análisis de riesgo de proceso y análisis de seguridad de la tarea, e implementar las barreras requeridas para eliminar los peligros identificados tanto para la operación como para los trabajos de desmantelamiento y montaje. En las tablas No 4 se describe y 5 el estudio de riesgos operativos para el proyecto utilizando la técnica de WHAT IF

Tabla 4. What IF para el proyecto.

ANEXO 4, PHA – WHAT IF SISTEMA DE ENFRIAMIENTO DE LAS PURGAS CONTINUAS DE LAS CALDERAS DE LA CENTRAL DEL NORTE?				
Sistema: Cabezal de Agua desmineralizada Refinería				
Subsistema: Cabezal de agua Desmineralizada a la U2400, Central del Norte				
Propósito: Suministro de agua desmineralizada (Ultrafiltrada y Osmotizada) a los Desaireadores de la Central del Norte DH2421/22, pasando previamente por precalentamiento en el E2440A.				
Condiciones de Diseño / Parámetros: Flujo de agua: Normal 400 gpm, máximo 650 gpm; Presión: 100 psig; Temperatura. 92°F.				
Realizadores: Reinaldo Puello, Jesús Bacca, Honorio Flórez, William Salazar, Gustavo Gutiérrez, Juan Carlos Ospina y Oscar Miranda				
Fecha de realización: 05/07/2013		Revisión: 0		
¿Qué pasa si...?	Peligro	Consecuencias	Protecciones	Recomendaciones
1. Alta caída de Presión del lado agua desmineralizada en el E2440A.	1. Baja disponibilidad de agua desmineralizada a Desaireadores (DH's).	1. Limitaciones en el suministro de vapor de alta presión a consumidores. 2. Limitaciones en el suministro de energía eléctrica. 3. Incremento de la temperatura de la corriente de salida de la purga. 4. Posibilidad de generación de VOC's.	1. Facilidad por operar el sistema de enfriamiento por el By pass. 2. Facilidad para suministro de los DH's por cabezal oriental.	1. Revisar la hidráulica del sistema de enfriamiento de purgas. 2. Configurar alarma por baja presión de agua desmineralizada en el transmisor de presión a la salida del E2440A.
1. Rotura del haz tubular del intercambiador E-2440A.	1. Limitación del sistema de enfriamiento y posible sacada de servicio del mismo.	1. Pérdidas económicas por desperdicio de agua desmineralizada a S3050. 2. Mayor flujo a S3050 y PTAR.	1. Ninguna. 2. La presión del lado agua Desmineralizada es mayor que la del lado purgas (85 psig Vs. 20 psig).	1. Identificar rotura mediante balance de energía. 2. Incluir en la ronda del operador la revisión de las variables del sistema de enfriamiento. 3. Programar reparación del equipo.
1. Pase por la válvula de by pass de 12" del sistema de enfriamiento.	1. Alta temperatura de la corriente de purgas a la salida del E2440A. 2. Posibilidad de generación de VOC's.	1. Incumplimiento de la temperatura del efluente del sistema. 2. Pérdidas económicas por menor recuperación de energía.	1. Ninguna	1. Configurar alarma de alta temperatura en el transmisor de temperatura de la corriente de salida de purgas.

Fuente: Elaboración propia

Tabla 5. What IF para el proyecto. (Continuación)

¿Qué pasa si..?	Peligro	Consecuencias	Protecciones	Recomendaciones
1. Bajo flujo de agua por el cabezal occidental.	1. Alta temperatura de la corriente de purgas a la salida del E2440A.	1. Alta carga térmica a S3050 y PTAR. 2. Posibles limitaciones en la generación de vapor en la Central del Norte.	1. Ninguna	1. Configurar alarma de alta temperatura en el TT de la corriente de salida de purgas.
1. Alta concentración de sólidos suspendidos en la línea de agua desmineralizada.	1. Reducción de la capacidad de transferencia de calor del E2440A. 2. Posibilidad de generación de VOC's.	1. Alta carga térmica a S3050 y PTAR. 2. Posibles limitaciones en la generación de vapor en la Central del Norte.	1. Alarma por alta turbidez a la salida del CL-800C. 2. Alarma por alta turbidez a la salida de la Planta de U5500.	1. Implementar plan de contingencia para la planta de aguas U5400/500, por alta concentración de sólidos suspendidos. 2. Configurar alarma por baja presión de agua desmineralizada en el transmisor de presión a la salida del E2440A.
1. Operación de los DH's del Norte por el cabezal Oriental por falla en el Occidental.	1. Imposibilidad de operar el sistema de enfriamiento de purgas de calderas. 2. Posibilidad de generación de VOC's	1. Incumplimiento de la temperatura de descarga en la Central del Norte.	1. Consecuente disminución de la carga térmica a S3050 y PTAR, por la menor capacidad del cabezal Oriental. 2. Alarma por alta turbidez a la salida de la Planta de Ultrafiltración.	1. Operar el sistema por la facilidad hacia el D-2422B.
1. Operación de los DH's del Norte a mínima carga durante mantenimiento de calderas.	1. Bajas velocidades y disminución de la transferencia de calor en E2440A.	1. Incremento de la temperatura de la corriente de purgas a la salida del E2440A.	1. Consecuente disminución del flujo de purgas por baja carga de calderas.	1. Configurar alarma de alta temperatura en el TT de la corriente de salida de purgas.

Fuente: Elaboración propia

Tabla 6. Recomendaciones What If

Recomendaciones
1. Revisar la hidráulica del sistema de enfriamiento de purgas.
2. Configurar alarma por baja presión de agua desmineralizada en el transmisor de presión a la salida del E2440A.
3. Incluir en la ronda del operador la revisión de las variables del sistema de enfriamiento.
4. Configurar alarma de alta temperatura en el transmisor de temperatura de la corriente de salida de purgas.
5. Evaluar el uso del E2440B como "spare" del sistema
6. Establecer guías y ventanas del sistema de enfriamiento de purgas.
7. Revisar la calibración del switch de alto nivel del D2422A.
8. Actualizar procedimientos para la operación del sistema de enfriamiento de purgas.

Fuente: Elaboración propia

ESQUEMA OPERACIONAL.

Operacionalmente, el principal cambio está orientado al cierre de la válvula de intercomunicación entre el tambor de purga continua D-2422A y el tambor de purgas intermitentes D-2422B. Sin lo anterior, la presión disponible en la corriente de purgas continuas no será suficiente para vencer las pérdidas de presión de la línea y el intercambiador de calor, asociadas al flujo.

Otro cambio significativo se debe ver reflejado en la disminución del consumo de vapor de 25 psig en el desaireador asociado, ya que el agua de alimentación de calderas al desaireador gana 8 °F.

La caída de presión del agua de alimentación de calderas por causa del paso a través del intercambiador es 6.3 psig, esta caída de presión debe ser asumida sin mayores problemas por la válvula de control de nivel del des-aireador con un mayor apertura, considerando que la presión disponible en el rack de tuberías a la entrada del des-aireador es de más de 80 psig.

Las principales variables del sistema de enfriamiento de purgas continuas serán monitoreadas desde el cuarto de control de Central del Norte, mediante el Sistema de Control Distribuido DCS.

En situación de baja recuperación de condensados en la Central del Norte, se estima que el cabezal occidental quedará manejando de 400 a 450 klb/h, generando una caída de presión a través del sistema de enfriamiento de aproximadamente 15 psig. En caso de que la presión de suministro de agua desmineralizada a los desaireadores, resulte insuficiente para mantener el nivel de los mismos, se deberá como una contingencia by passear (Pasar por otra vía alterna) el sistema de enfriamiento de purgas.

CAPACIDADES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS OPERACIONALES.

El cabezal de 12" y la línea de 8" al intercambiador están dimensionados para la capacidad requerida para el suministro de agua de calderas de baja a los desaireadores de la Central del Norte 900 klb/h usando ambos cabezales occidental y oriental.

REQUERIMIENTOS DE MEDICIÓN.

Teniendo en cuenta que se espera la formación de alrededor de un 1% de vapor luego de la válvula de control de nivel del tambor D2422A, no se recomienda la instalación de un medidor de flujo de purgas continuas, por posible erosión en la platina y principalmente por las caída de presión adicional al sistema.

Se propone la instalación de medidores de flujo de agua desmineraliza a cada desaireador, cuya especificación está el alcance del proyecto de reemplazo de líneas de agua desmineralizada al interior de los límites de baterías de las plantas.

Las variables presión y temperatura cuentan con sus respectivos instrumentos y hacen parte del esquema de control.

DISTRIBUCIÓN DE ÁREAS.

No se requiere área adicional.

PLANOS ESQUEMÁTICOS.

Ver isométrico preliminar en archivos, Archivo anexo No 3.

DIAGRAMA PRELIMINAR DE INSTRUMENTACIÓN Y PROCESO (P&ID).

Los P&ID hacen parte de la ingeniería de detalle y serán publicados para revisión y comentarios durante el desarrollo de esta fase.

HOJA DE DATOS DEL PROCESO.

El cabezal de suministro de agua de calderas de baja no involucra variables de control nuevas al proceso, lo mismo aplica en cuanto al manejo de sustancias dado que el fluido a manejar en ambas corrientes es agua.

GRADO DE AUTOMATIZACIÓN REQUERIDO.

El grado de automatización del sistema de enfriamiento, se amplía en la especialidad de Instrumentación y Control.

Se recomienda la instalación de transmisores de temperatura y presión a la salida de la corriente del intercambiador lado agua desmineralizada y de temperatura para el lado purgas.

PLAN DE TRANSFERENCIA TECNOLÓGICA INVOLUCRADA AL PROYECTO.

Los equipos son de manejo y mantenibilidad cotidiana en Ecopetrol.

7.7.2 ESPECIALIDAD CIVIL

Se utilizará la infraestructura del rack de tubería del banco N° 11, para la línea de purgas continuas.

Se utilizará la soportería existente previa valoración por la especialidad de estática, para la instalación de la línea de 8" CS, de suministro de agua desmineralizada al E2440A. Ídem para la línea de retorno al cabezal.

Se reutilizarán las bases civiles del antiguo E-2440A.

7.7.3 MECÁNICA ESTÁTICA Y TUBERÍA

Todos los criterios de diseño para el uso de las clases de tubería serán basados en el Piping Class de ECOPETROL tomando en cuenta el documento No 1703-002-00-14-0-ET-001.

El alcance mecánico incluye la instalación de la nueva línea de 8" y 4" con sus accesorios. Para lo anterior, se debe utilizar tubería en material ASTM A 106 Gr B, de diámetros de 8" y 4" Sch 40. Aproximadamente 300 metros para la línea de purga continua y 40 metros para la línea de agua desmineralizada. Accesorios en material ASTM A234 Gr WPB. Soldar con electrodo AWS E6010 el pase de raíz y electrodo AWS E7018 los rellenos.

CÁLCULOS DEL ESPESOR DE LA TUBERÍA

El espesor de las tuberías metálicas será calculado para presión interna de acuerdo con el código ASME B31.3, sección 304.1, en donde el espesor que se seleccione no puede ser inferior al calculado, de acuerdo con cualquiera de las siguientes ecuaciones:

$$t = PD / 2(SE+PY) \quad \& \quad t = P (d+2c) / 2\{SE-P(1-Y)\},$$

En donde, t : Espesor de diseño calculado de la pared de la tubería (pulgadas).

P: Presión interna manométrica de diseño (psig)

D: Diámetro exterior de la tubería (pulgadas)

S: Esfuerzo del Material "*Allowable Stress*" (psig) (Tabla A-1 del ASME B31.3)

E: Factor de Calidad (Tabla A-1-A & A-1-B del ASME B31.3)

Y: Coeficiente (Tabla 304.1.1 del ASME B31.3)

d: Diámetro interior de la tubería (pulgadas)

c: Suma de tolerancias mecánicas, más corrosión y erosión "*Corrosion Allowance*"

t_{m1} : Mínimo espesor de diseño requerido, incluyendo las tolerancias "*c*" (pulgadas)

t_m : Mínimo espesor de diseño requerido, incluyendo la tolerancia fabricación (pulgadas)

$$t_{m1} = t + c$$

Para el diseño de la tubería, la tolerancia de fabricación permisible considerada es

12.5%, por lo tanto, este porcentaje debe ser sumado al espesor calculado, así:

$$t_m = 1.125 \times t_{m1}$$

Después de instaladas las líneas; se debe realizar limpieza mecánica grado SSPC-SP3 y manual grado SSPC-SP02. Esta labor se refiere al trabajo requerido y necesario para la realización de la limpieza manual mecánica SSPC-SP3 y SSPC-SP2 con herramientas eléctricas o neumáticas. Esta limpieza es un método para remover cascarilla de laminación desprendida, herrumbre suelta, pintura descascarada etc. con cepillos eléctricos o neumáticos o una combinación de estos.

Aplicar como auto imprimante epóxico Hs Fz a un espesor entre 4-5 mils en película seca y capa de acabado esmalte uretano a un espesor entre 4-5 mils en película seca para un total de espesor mínimo de 9 mils.

Según el tipo de producto, y su ubicación con respecto a los límites de la planta, los colores serán aplicados a las tuberías o líneas en su totalidad (dentro de las plantas), o mediante franjas transversales (fuera de las plantas). DIRECCIÓN DE HSE Y GESTIÓN SOCIAL ECP-DHS-G-009DIRECTRIZ SOBRE CÓDIGO DE COLORES Y SEÑALES INDUSTRIALES ECP-DTI-F-004/V3.

Se debe realizar la remoción y cambio de aislamiento térmico de las líneas de purga al intercambiador, siguiendo las recomendaciones del fabricante entre las siguientes opciones:

- Opción A: Instalar aislamiento empleando material Pyrogel XT, el espesor dependerá de la temperatura de diseño de la línea, la cual se encuentra dado en la tabla del ítem 2.20. La instalación del aislamiento incluye también el sellante de las juntas y película exterior de aluminio. (Ver tablas de Temperatura vs. espesor en el anexo 4).
- Opción B: Emplear manta de fibra mineral de roca de especificación ASTM C592 Tipo II para tubería mayor a 6" de diámetro y para diámetros menores se recomienda emplear cañuelas de fibra mineral de roca de especificación ASTM C547 Tipo II. Posteriormente instalar foil en lámina de aluminio garantizando la hermeticidad de la película. Verificar en campo los espacios requeridos para esta opción según la temperatura de operación de la línea. (Tabla espesores comparativo manta de fibra mineral de roca anexo 4).

CONTROLES DE CALIDAD REQUERIDOS:

- WPS, PQR, y WPQ calificados y verificados por CIE. Seguir los lineamientos del código ASME Section 9.
- Perfil de anclaje y adherencia para pintura.
- Realizar toma de radiografía a las juntas soldadas a tope según código de construcción ASME B31.3.
- Realizar prueba hidrostática a la línea de al menos 1,5 veces la máxima presión de operación. Ver requerimientos de la prueba en ASME B31.3 parágrafo 345.4
- Realizar prueba hidrostática al intercambiador de acuerdo a condiciones de la placa del fabricante.
- Realizar inspección visual, prueba de adherencia y medición de espesores a las capas de pintura seca aplicadas.

7.8 INFRAESTRUCTURA

El Intercambiador E-2440A, antiguo empleado para el calentamiento de combustóleo debido a cumplimiento de su vida útil será desmantelado y se deberá disponer ya sea a excedentes o chatarra de acuerdo a los criterios de disposición de Ecopetrol. Sin embargo, no tendría nada que ver con el proyecto actual. Para el proyecto el intercambiador será comprado nuevo con las mismas especificaciones del actual a en la **figura No 8** se describe la hoja de datos del intercambiador.

8.DOCUMENTOS GENERALES

8.1 CONSTRUCTIBILIDAD

Teniendo en cuenta que se trata de un trabajo metalmecánico de instalación de tuberías, la construcción y puesta de en servicio del cabezal se plantea a continuación:

1. Instalación de los Tie In's (dos Tes de 12*8) en el cabezal de agua desmineralizada de 12".
2. Instalación de la válvula de aislamiento de 12", del sistema de enfriamiento de las purgas.
3. Instalación de la línea de 8" al intercambiador E-2440A.
4. Prueba de estanqueidad del sistema de agua desmineralizada incluyendo el E-2440A.
5. Instalación de línea de 4" de purga al Intercambiador.
6. Instalación de Tie In lado purga continua al intercambiador.
7. Sacada de Servicio del D2422A, para instalación de Tie In.
8. Prueba hidrostática a tubería de purgas.
9. Instalación de elementos de medición de temperatura y presión.
10. Pruebas de aceptación.

9. ESTUDIO FINANCIERO

A continuación se describen los datos y supuestos tomados para realizar la evaluación financiera del proyecto de recuperación de purgas de Central de Norte.

9.1 INVERSIONES

La inversión a realizar en este proyecto es la compra de un intercambiador de casco y tubos E2440.

Instalación de accesorios para crear la facilidad de interconexión desde el cabezal de agua desmineralizada costado occidental hasta el E-2440^a.

Instalación de una Te y válvula de bloqueo de 3" rating 150#, en la línea de salida de las purgas continuas de la LPV24010.

Instalación de aproximadamente 300 metros de tubería de 4" de diámetro, en acero al carbón Sch 40, rating 150 #, para el suministro de los 37 gpm de la corriente de purga continua al lado coraza del E-2440^a

Instalación de la instrumentación asociada de acuerdo al Anexo N°2.

En este proyecto la inversión total se muestra en la **tabla No 7**.

Tabla 7. Costos de Inversión sin incluir el intercambiador.

COSTOS INVERSIÓN, ENVÍO DE PURGAS A UBICACIÓN DE E2440 ACTUAL, RATING 150#					
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	\$ UNITARIO	CANTIDAD	VALOR \$
1	INTERCAMBIADOR E2440	EA	\$ 150.000.000,00	1	\$ 150.000.000,00
2	TUBERÍA 4" (LÍNEA PURGA)	PIE	\$ 45.257,00	984	\$ 44.532.888,00
3	TUBERÍA 8" (LÍNEA AGUA DEMIN)	PIE	\$ 55.324,00	164	\$ 9.073.136,00
4	TUBERÍA DE 2"	PIE	\$ 15.000,00	33	\$ 495.000,00
5	VÁLVULA DE COMPUERTA 12"	EA	\$ 4.208.000	1	\$ 4.208.000,00
6	VÁLVULA DE COMPUERTA 8"	EA	\$ 2.034.000	2	\$ 4.068.000,00
7	VÁLVULA DE COMPUERTA 4"	EA	\$ 642.000,00	2	\$ 1.284.000,00
8	VÁLVULA DE COMPUERTA 2"	EA	\$ 235.000,00	1	\$ 235.000,00
9	TEE 12"	EA	\$ 310.000,00	2	\$ 620.000,00
10	CODO 8"	EA	\$ 75.000,00	12	\$ 900.000,00
11	CODO 4"	EA	\$ 45.000,00	24	\$ 1.080.000,00
12	BRIDA 12"	EA	\$ 126.000,00	2	\$ 252.000,00
13	BRIDA 8"	EA	\$ 85.500,00	4	\$ 342.000,00
14	BRIDA 4"	EA	\$ 57.600,00	2	\$ 115.200,00
15	PERNOS Y EMPAQUETADURA	EA	\$ 700.000,00	1	\$ 700.000,00
16	TERMOPOZO	EA	\$ 260.000,00	4	\$ 1.040.000,00
17	INDICADOR DE TEMPERATURA	EA	\$ 350.000,00	1	\$ 350.000,00
18	INDICADOR DE PRESIÓN	EA	\$ 400.000,00	2	\$ 800.000,00
19	TRANSMISOR DE PRESIÓN	EA	\$ 3.000.000	1	\$ 3.000.000,00
20	TRANSMISOR DE TEMPERATURA	EA	\$ 3.000.000	1	\$ 3.000.000,00
21	REDUCCIÓN 12"*8"	EA	\$ 125.000,00	2	\$ 250.000,00
22	ELECTRODOS PARA SOLDADURA	GLOBAL	\$ 650.000,00	1	\$ 650.000,00
23	MANO DE OBRA	GLOBAL	\$ 150.000.000	1	\$ 150.000.000,00
24	ESTRUCTURA PARA SOPORTERÍA	GLOBAL	\$ 25.000.000	1	\$ 25.000.000,00
25	OBRA CIVIL ADECUACIONES	GLOBAL	\$ 5.000.000	1	\$ 5.000.000,00
26	DESMANTELAMIENTO E2440A	GLOBAL	\$ 30.000.000	1	\$ 30.000.000,00
27	SERVICIO GRUA	GLOBAL	\$ 20.000.000	1	\$ 20.000.000,00
28	PINTURA Y FÁBRICA VISUAL	GLOBAL	\$ 35.000.000	1	\$ 35.000.000,00
TOTAL COP\$ INVERSIÓN					\$ 491.995.224
TOTAL COP\$ INVERSIÓN, SIN INTERCAMBIADOR					\$ 341.995.224

Fuente: Elaboración propia

9.2 COSTOS

9.2.1 Materia Prima: Las materias primas la conforman los insumos químicos para el tratamiento y preservación de la corrosión del intercambiador, calculándose un precio de \$1.632.652 (ver tabla 9), por el primer año más el incremento anual por efectos de la inflación que se promedió en el 3%. Ver tabla No 8

Tabla 8. Costo de la materia prima

Materias primas		2015	2016	2017	2018	2019	2020
Materiales Operativos	1	\$ 1.632.652	\$ 1.681.632	\$ 1.732.081	\$ 1.784.043	\$ 1.837.565	\$ 1.892.691
Total		\$ 1.632.652	\$ 1.681.632	\$ 1.732.081	\$ 1.784.043	\$ 1.837.565	\$ 1.892.691

Fuente: Elaboración Propia

9.2.3 Costos de mantenimiento: En la tabla No 12 se muestran los costos asociados al mantenimiento tomando en cuenta un promedio del costo de mantenimiento asociado al equipo en los últimos 5 años.

Tabla 9. Costos asociados al mantenimiento

Los costos de mantenimiento se estiman como el costo de reparacion historico de los intercambiadores en los ultimos 5 años:		
Año	MATERIALES OP	MANTENIMIENTO
2009	\$ 1.381.080	\$ 11.645.566
2010	\$ 1.775.964	\$ 12.638.620
2011	\$ 1.985.539	\$ 15.674.194
2012	\$ 1.385.001	\$ 13.525.946
2013	\$ 1.635.678	\$ 17.119.775
Valor promedio	\$ 1.632.652	\$ 14.120.820

Fuente: SAP R/3

9.2.4 Costos indirectos de fabricación: Tomamos como CIF, un promedio de los costos por mano de obra indirecta; **\$170.293**, en que incurre el proyecto con todos los ingenieros de apoyo técnico a la producción de las diversas especialidades Frente a la operación de este solo equipo. Ver tabla No 10

Tabla 10: Costos indirectos de Fabricación

C.I.F							
Mano de Obra Indirecta	Precio unitario	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ingeniero mecánico	1	\$ 170.293	\$ 2.104.817	\$ 2.167.961	\$ 2.233.000	\$ 2.299.990	\$ 2.368.990
Ingeniero químico	1	\$ 170.293	\$ 2.104.817	\$ 2.167.961	\$ 2.233.000	\$ 2.299.990	\$ 2.368.990
Ingeniero Ambiental	1	\$ 170.293	\$ 2.104.817	\$ 2.167.961	\$ 2.167.961	\$ 2.167.961	\$ 2.167.961
Director de producción	1	\$ 170.293	\$ 2.104.817	\$ 2.167.961	\$ 2.233.000	\$ 2.299.990	\$ 2.368.990
Total			\$ 8.419.266	\$ 8.671.844	\$ 8.866.961	\$ 9.067.931	\$ 9.274.930

Fuente: Elaboración Propia

9.2.5 Total costo del servicio: los Costos totales ascienden para el primer año en un valor de \$51.442.780,8 con un incremento por inflación anual en el horizonte del proyecto. Ver tabla No 11

La materia prima utilizada corresponde al valor promedio de los insumos químicos para control de la corrosión en el E-2440 los cuales se representan en la tabla No 9

La mano de obra directa corresponde a los costos del operador que interviene en el monitoreo continuo del sistema operativo. Para este se estima un sueldo promedio de 2.076.459 adicionalmente el operador no se dedica completamente a este equipo. El detalle se muestra en la tabla anexo No 6.

Los costos fijos de producción están relacionados con los costos de mano de obra indirecta, costos de mantenimiento y servicios públicos utilizados en la operación. Ver tabla Anexo No 6

Tabla 11: Costos totales de producción

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Costo materia prima utilizada	\$ 1.681.632	\$ 1.732.081	\$ 1.784.043	\$ 1.837.565	\$ 1.892.691	
MOD	\$ 25.665.038	\$ 26.434.989	\$ 27.228.039	\$ 28.044.880	\$ 28.886.226	
Costos fijos de producción (no incl. Depr)	\$ 24.076.111	\$ 24.798.394	\$ 25.477.307	\$ 26.176.588	\$ 26.896.846	
Costos de producción	-	51.422.780,8	52.965.464,2	54.489.389,3	56.059.032,2	57.675.764,3

Fuente: Elaboración Propia

9.2.6 Gastos financieros: Este proyecto carece de gastos financieros, ya que no se efectuara créditos para su inversión, puesto que la empresa cubre con los costos de la inversión.

10.EVALUACIÓN FINANCIERA

En este proyecto se plantea la necesidad de implementación del sistema de enfriamiento de purgas calderas Central del Norte y su no implementación con el fin de demostrar con datos el impacto sobre las metas de la organización.

La evaluación financiera de la implementación y no implementación del proyecto está planteada para 5 años, tomando como cero el 2015 año en que estaría en bodega el nuevo intercambiador E2440.

10.1 EVALUACIÓN FINANCIERA CON LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO

10.1.1 Ingresos: Los ingresos de este proyecto están relacionados con el ahorro en consumo de gas por el pre-calentamiento del agua que ingresa al des-aireador, adicionalmente se le incluye la Reducción del consumo de agua de calderas representado en la disminución del vapor de 25 psig, requerido para el calentamiento del agua desmineralizada en los desaireadores equivalente a 2,9 klb/h de vapor de 25 psig, logrando ahorros por valor de **COP\$ 45.125.683 año**, a un costo de **COP\$ 14.508/kgl.**

Tabla 12: Ingresos por menos consumo de gas y recuperación de vapor 25

Ingresos con proyecto	
Tasa representativa del mercado	2314
Horas trabajadas del intercambiador	24
Recuperación de Energía MBTU/Dia (Costo de transferencia)	3
Menor consumo de gas MBTU/Dia	72
Costo de gas Precio Ecopetrol por MBTU	\$ 6.515
Valor MBTU/Dia (Costo de transferencia)	\$ 469.080
Kgal/Año de ahorro de agua por menor produ de vapor de 25	3110
valor de Kgal de Agua Calderas	\$ 14.508
Ingreso anual con proyecto	\$ 213.994.483

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 13: Ingresos totales incluyendo recuperación de energía por vapor de 25

	Con Proyecto					
	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Inflación	3%	3%	3%	3%	3%	3%
Recuperación de Energía MBTU/Día (Costo de transferencia)	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Valor MBTU/Día (Costo de transferencia)	\$ 469.080	\$ 483.152	\$ 497.647	\$ 512.576	\$ 527.954	\$ 543.792
Recuperación de Energía proyectada	\$ 168.868.800	\$ 173.934.864	\$ 179.152.910	\$ 184.527.497	\$ 190.063.322	\$ 195.765.222
Recuperación de Energía vapor de 25 (Otros Ingresos)	\$ 45.125.683	\$ 46.479.454	\$ 47.873.837	\$ 49.310.052	\$ 50.789.354	\$ 52.313.035
Ahorros por no pago de tasas retributiva y tratamiento PTAR	\$ 178.000.000	\$ 183.340.000	\$ 188.840.200	\$ 194.505.406	\$ 200.340.568	\$ 206.350.785
Ingreso Total	\$ 391.994.483	\$ 403.754.318	\$ 415.866.947	\$ 428.342.956	\$ 441.193.244	\$ 454.429.042

Fuente: Elaboración Propia

10.1.2 Inversión total: Incluyen las inversiones por pre operativo, el KTNO y activos fijos, por valor de \$507.425.583

Tabla 14: Inversión total

INVERSIONES

	\$	\$ Millones
ACTIVOS FIJOS	491.995.224	492
Adquisición Equipos	150.000.000	150
Construcción planta (Instalación Tubería)	336.995.224	337
Obras Civiles adecuación	5.000.000	5
ACTIVOS PREOPERATIVOS	12.500.000	13
Ingeniería	6.000.000	6
Programas de computador	500.000	1
Estudio Técnico	6.000.000	6
KTNO	2.930.359	3
Caja	-	-
Servicios públicos	90.000	0
Combustibles	-	-
Nómina	2.840.359	3
TOTAL	507.425.583	507
TOTAL (Millones de pesos) =	507,4	0,0

Fuente: Elaboración Propia

Esta evaluación está realizada en términos corrientes y sin financiación de terceros. **En la tabla 15** se muestran los parámetros macroeconómicos los cuales se mantienen en todos los periodos.

Tabla No 15: Parámetros Macroeconómicos

P&P 2007-2011

PARÁMETROS MACROECONÓMICOS

Parámetros macroeconómicos	Unidades	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
TRM Promedio año	\$Col/US	2.064	2.079	2.123	2.162	2.199	2.237	2.275	2.314	2.354	2.354	2.354	2.354	2.354	2.354	2.354	2.354	2.354	2.354	2.354
Fuente: BanRep, MinHacienda. Para TRM: UPN-CPP suponiendo la misma tendencia proyectada en Oct/06, actualizando 2006 (real) y 2007 (Ppto).																				
PRECIO WTI PORTAFOLIO	Unidades	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	USD	50	45	45	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30

Parámetros macroeconómicos	Unidades	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Inflación Externa (prom socios comerciales)	%	5,8	5,9	5,0	2,1	2,1	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Inflación Estados Unidos (prom)	%	2,5	3,5	3,0	2,8	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Inflación países Industrializados (prom)*	%	2,5	2,2	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Inflación Interna promedio (IPC)	%	4,3	4,7	4,7	4,3	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Inflación Interna fin de periodo (IPC)	%	4,5	5,0	4,5	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Inflación Interna promedio (IPP)	%	4,2	1,2	2,5	3,8	3,3	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Devaluación Anual Promedio	%	1,6	-12,5	0,7	2,1	1,8	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
Devaluación Fin de periodo	%	-2,0	-13,8	10,3	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
TRM Promedio año	\$Col/US	2.359	2.064	2.079	2.123	2.162	2.199	2.237	2.275	2.314	2.354
TRM de cierre del año	\$Col/US	2.239	1.930	2.129	2.168	2.209	2.246	2.285	2.324	2.364	2.405
Crecimiento PIB real	%	6,8	5,8	4,8	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
PIB Interno Real (\$ Billones de 1994)	%	94	99	104	109	114	119	124	130	136	142
Tasa DTF Prom	%	6,3	8,0	9,0	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5
Tasa Libor (6 meses)	%	5,3	5,3	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
Tasa FED fin	%	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
Imporrenta (tasa nominal) **	%	35	34	33	33	33	33	33	33	33	33
WACC (real en USDS)	%	8,0									
TMI (Tasa Mínima Inversión) (real en USD)	%	10									
Fuente: www.oecd.org											
** Para el año gravable 2007 la tarifa es 34% (parágrafo transitorio del Art. 12, Ley 1111).											
Fuente: DGP con información de varios analistas, Banco República, MinHacienda y OECD.											

Fuente: Modelo de maduración de proyectos ECOPETROL

10.1.3 Depreciaciones: Están dadas por los activos fijos en compra de equipos para el proyecto suman \$155.000.000 incluyendo bases civiles, que depreciados en línea recta a 5 años, y \$31.000.000 por año. La construcción y montaje de la planta de igual forma se deprecia en línea recta a 5 años por un valor de \$67.399.044.80. Ver tabla No 16

Tabla 16: Depreciaciones

Equipos	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Valor adquisición	\$ 155.000.000,00						
Depreciación	20%	\$ 31.000.000,00	\$ 31.000.000,00	\$ 31.000.000,00	\$ 31.000.000,00	\$ 31.000.000,00	\$ 0,00
Depreciación acumulada		\$ 31.000.000,00	\$ 62.000.000,00	\$ 93.000.000,00	\$ 124.000.000,00	\$ 155.000.000,00	\$ 0,00
Valor libros	\$ 155.000.000,00	\$ 124.000.000,00	\$ 93.000.000,00	\$ 62.000.000,00	\$ 31.000.000,00	\$ 0,00	\$ 0,00

Construcción planta	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Valor adquisición	\$ 336.995.224,00						
Depreciación	20%	\$ 67.399.044,80	\$ 67.399.044,80	\$ 67.399.044,80	\$ 67.399.044,80	\$ 67.399.044,80	\$ -
Depreciación acumulada		\$ 67.399.044,80	\$ 134.798.089,60	\$ 202.197.134,40	\$ 269.596.179,20	\$ 336.995.224,00	\$ -
Valor libros	\$ 336.995.224,00	\$ 269.596.179,20	\$ 202.197.134,40	\$ 134.798.089,60	\$ 67.399.044,80	\$ 0,00	\$ -

Depreciación total	\$ 98.399.044,80	\$ 98.399.044,80	\$ 98.399.044,80	\$ 98.399.044,80	\$ 98.399.044,80	\$ 98.399.044,80	\$ -
Depreciación acumulada	\$ 98.399.044,80	\$ 196.798.089,60	\$ 295.197.134,40	\$ 393.596.179,20	\$ 491.995.224,00	\$ -	\$ -
Valor en libros	\$ 393.596.179	\$ 295.197.134	\$ 196.798.090	\$ 98.399.045	\$ -	\$ -	\$ -

Fuente: Elaboración Propia

10.1.4 Estado de Resultados

Tabla No 17: Estado de resultados

		3%	3%	3%	3%	3%	3%
Inflación							
Impuestos		33%	33%	33%	33%	33%	33%
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Ingresos		394.349.973,5	406.180.472,7	418.365.886,9	430.916.863,5	443.844.369,4	-
- Costo de producción		51.422.780,8	52.965.464,2	54.489.389,3	56.059.032,2	57.675.764,3	
- Gastos de administración		35.519.790,8	35.519.790,8	35.519.790,8	35.519.790,9	35.519.790,9	-
= EBITDA		307.407.401,9	317.695.217,7	328.356.706,7	339.338.040,4	350.648.814,2	-
- Depreciación		98.399.044,8	98.399.044,8	98.399.044,8	98.399.044,8	98.399.044,8	
- Amortización		-	-	-	-	-	
= U.O. = EBIT = UAI = NOI		209.008.357,1	219.296.172,9	229.957.661,9	240.938.995,6	252.249.769,4	-
- Gastos financieros		-	-	-	-	-	
= UAI		209.008.357,1	219.296.172,9	229.957.661,9	240.938.995,6	252.249.769,4	-
- Impuestos		68.972.757,8	72.367.737,0	75.886.028,4	79.509.868,6	83.242.423,9	-
= UN		140.035.599,3	146.928.435,8	154.071.633,5	161.429.127,1	169.007.345,5	-

Fuente: Elaboración Propia

10.1.5 Flujo de Caja

Es importante aclarar que el intercambiador actual (E2440) se pasara a excedentes y se venderá por chatarra generando un ingreso adicional de 13.000.000.

Tabla No 18: Flujo de caja del proyecto
RECUPERACIÓN DE PURGAS CENTRAL DEL NORTE (U2400)

TMR (Ecopetrol)	12,2%
Impuestos	33,0%

FLUJO DE CAJA DE LA SITUACION ACTUAL PROYECTADA CON EL PROYECTO INCLUIDO

PERIODO>>>	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ingresos		394.349.973	406.180.473	418.365.887	430.916.863	443.844.369
-Costos y gastos de operación		51.422.781	52.965.464	54.489.389	56.059.032	57.675.764
-Depreciaciones/Amort		98.399.045	98.399.045	98.399.045	98.399.045	98.399.045
+ Otros Ingresos no operacionales	13.000.000					
- Otros Gastos no operacionales	50.742.558	35.519.791	35.519.791	35.519.791	35.519.791	35.519.791
=UAll	-37.742.558	209.008.357	219.296.173	229.957.662	240.938.996	252.249.769
-Intereses	0%	0	0	0	0	0
=UAI	-37.742.558	209.008.357	219.296.173	229.957.662	240.938.996	252.249.769
-Impuestos	33%	-12.455.044	68.972.758	72.367.737	75.886.028	79.509.869
=U.Neta	-25.287.514	140.035.599	146.928.436	154.071.633	161.429.127	169.007.345
+Depreciaciones/Amort		98.399.045	98.399.045	98.399.045	98.399.045	98.399.045
-Inversiones activos no corrientes	504.495.224					
-Capital de trabajo	2.930.359					
+ Valor Terminal	0					
+Prestamos	0	0	0	0	0	0
-Abonos a capital		0	0	0	0	0
=Flujo de caja Neto	-532.713.097	238.434.644	245.327.481	252.470.678	259.828.172	267.406.390
VALOR PRESENTE NETO	12%	367.754.136				

TIR 37%

Fuente: Elaboración Propia

Teniendo en cuenta la TIR del proyecto es del 37% es mayor que la tasa de oportunidad para proyectos de inversión de ECOPETROL que es del 12%, esta inversión es viable para la empresa.

10.2 EVALUACIÓN FINANCIERA SIN LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO

Al no implementar el proyecto la GCB pagara anualmente por concepto del efluente de los 1000 gpm, COP \$76.000.000 por tasa retributiva y COP \$98.000.000 por tratamiento en PTAR, para un total anual de COP \$178.000.000. Tomando en cuenta un incremento anual del 3% en 5 años la refinería estará perdiendo una cantidad aproximada de COP \$950.000.000.

Adicionalmente los ingresos de este proyecto están relacionados con el ahorro en consumo de gas por el pre-calentamiento del agua que ingresa al des-aireador, al no implementar el proyecto no hay ingresos, por lo tanto se está perdiendo energía con el agua de purgas con un valor aproximado de COP \$213.992.800.

10.3 EVALUACIÓN DE POSIBLES ESCENARIOS SEGÚN EL ANÁLISIS DE RIESGO OPERATIVO

10.3.1 ESCENARIO OPTIMISTA

Esta condición se presenta en caso de continuar con el fenómeno del niño el flujo de agua de alimentación proviene más concentrado de sales y es obligatorio aumentar la purga en un 40% aumentando flujos a 100 GPM aumentando la recuperación a 4,02 BTU/Día. Ver anexo No 7. Flujo de caja escenario optimista



Pasamos de una TIR de 37% a una TIR de 50% siendo el proyecto más atractivo.

10.3.2 ESCENARIO PESIMISTA

Limitación parcial en la capacidad de transferencia del E2440 limitando la recuperación de calor. Este hecho limita la transferencia en un 60% de su capacidad estimada, disminuyendo la recuperación en 1,7 BTU/Dia. Adicionalmente no enfriaría suficiente el agua generando pago de Tasa retributiva y tratamiento en PETAR. Para este caso el proyecto a 5 años daría pérdidas. Ver anexo No 8. Flujo de caja escenario Pesimista



Se deberá mitigar esta situación con el aseguramiento de las funciones propias de la operación y mantenimiento programado para evitar pérdida de transferencia.

CONCLUSIONES

Realizada la evaluación técnica y financiera de la implementación y no implementación del proyecto de recuperación de purgas en la U2400 se concluya que:

- Las garantías en el reciclaje energético es una fuente importante de ahorro en las organizaciones que consumen grandes cantidades de GBTU, para la transformación de sus procesos. Generando grandes ahorros en términos económicos
- Las contaminaciones que segrega la transformación de los derivados del petróleo, liberan grandes cantidades de gases efecto invernadero, destructores de la capa de ozono y generadores de lluvias ácidas.
- La implementación del proyecto es la mejor opción. El VPN es de COP \$49.108.406 con una TIR del 16% superando la tasa de oportunidad para proyectos de inversión.
- La No implementación del proyecto implica un gasto anual entre tasa retributiva y tratamiento de agua de 178.000.000, adicionalmente deteriora la imagen de la empresa.

RECOMENDACIONES

- Proponer la implementación del reciclaje energético, en donde se ahorre y se reutilice las fuentes energéticas que deben ir al medio ambiente con alto poder calórico.
- Mitigar y neutralizar las emisiones que llevan sustancias químicas, para que no impacten el medio ambiente, permitiendo el desarrollo sostenible.
- Tener en cuenta las solicitudes, quejas y reclamos de la comunidad y personas de grupos de interés. Quienes son fuentes importantes para reducir el deterioro ambiental.
- Contratar y formar especialistas en eficiencia térmica, que permitan aprovechar al máximo la energía contenida en los cambios de los procesos donde en muchos de ellos los fluidos y la temperatura.
- Todo proyecto que apunte al ahorro energético, debe estar asociado con las metodologías de mejores prácticas.
- Crear cultura social y ambiental, para el ahorro energético, en todos los grados de escolaridad, para que luego pase a ser una realidad.

BIBLIOGRAFIA

- RONALD A. ZEITZ, ENERGY EFFICIENCY HANDBOOK. Council of Industrial Boiler Owners (CIBO). Vol. Nº. 1 / Noviembre de 1997.
- HAMILTON ENGINEERING. EVALUATION OF LIME SOFTENING Vs ELECTROCOAGULATION FOR TREATMENT OF PRODUCED WATER, Marzo de 2009.
- N.C. Division of Pollution Prevention and Environmental Assistance. Boiler Blowdown. http://h2o.enr.state.nc.us/su/Forms_Documents.htm. Agosto del 2004
- BUSTAMANTE ALZATE GUILLERMO, pautas para la iniciación y planificación de proyectos de inversión en bienes de capital. Capítulos 1, 2, 3, 5, 7, 8, 9 y 21.
- Piping Class de la GRB. CRITERIOS DE DISEÑO – CLASES DE TUBERÍA. No de documento 1703-002-00-14-0-ET-001. Revisión No 2 Octubre del 2004.
- Kuppan T. Heat Exchanger Desing Handbook. New York: Marcel Dekker Inc., 2000.
- ECOPETROL (En línea) [http:// www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co)
- ECOPETROL (En línea) [http:// IRIS](http://IRIS)

ANEXO NO A TABLA DE DESCRIPCIÓN DETALLADA DE CADA UNO DE LOS ASPECTOS AMBIENTALES EVALUADOS.

PROCESO	ÁREA	ASPECTO AMBIENTAL	IMPACTO AMBIENTAL	NORMA APLICABLE	FUENTE	RECURSO				CONTROLES IMPLEMENTADOS	CONTROLES A IMPLEMENTAR *	PROGRAMAS O PROYECTOS ASOCIADOS *
						AIRE	AGUA	SUELO	EFICIENCIA DE PROCESOS	FUENTE		
Servicios Industriales Refinería		Emisión de Gases de Efecto Invernadero (CO ₂ , CH ₄ , HFC, PFC) y/o Sustancias Agotadoras de la Capa de Ozono (CFC, HCFC, SF ₆).	Disminución de la calidad del aire, contribución a cambios de pH en cuerpos de agua, contribución al calentamiento global y/o a la destrucción de la capa de ozono.	Ley 29/92 Ley 306/96 Ley 629/00	Proceso de Combustión B-2401, B-2402, B-2403, B-2404, B-2405 (Calderas Central del Norte).	X				Mantenimiento correctivo. Mantenimiento preventivo (existan o no indicios de problemas).	Plan maestro de Servicios Industriales GRB. Optimización ambiental del proceso de combustión. Instalación de analizadores en línea de gases (O ₂ , N ₂ , CO ₂ , CO).	
		Emisión de Óxidos de Azufre.	Emisión de gases que contribuyen a la formación de lluvias ácidas.	Dec. 02/82 Dec. 948/95 Res. 909/08	Proceso de Combustión B-2401, B-2402, B-2403, B-2404, B-2405 (Calderas Central del Norte).	X				Mantenimiento correctivo. Mantenimiento preventivo (existan o no indicios de problemas). Uso de combustibles de bajo contenido de Azufre (Gas Natural Gas de proceso).	Optimización ambiental del proceso de combustión.	Estudio de sustitución de FO como agente de combustión (Táctica de margen).
		Emisión de Hidrocarburos Volátiles (COVS).	Emisión de gases que contribuyen a la formación de Smog, producción de Ozono o compuestos con olores ofensivos.	Dec. 948/95 Res. 909/08	Emissiones fugitivas de sulfuros de hidrogeno por Desorción por contaminación con efluentes	X				Uso de equipos para detección de emisiones y evitar la proliferación.	Implementación de proyecto para el enfriamiento de purgas en la unidad	Proyecto de recuperación de purgas.
		Vertimiento de Aguas Residuales de Tipo Cáustico.	Contaminación de los diferentes sistemas de segregación, produciendo aumento del pH en cuerpos de agua, afectando microorganismos, peces y plantas acuáticas, y disminuyendo la calidad del agua para uso y consumo humano.	Dec. 1594/84	Fugas - Derrames en líneas de transporte internas y externas a la Planta.		X			Mantenimiento correctivo. Mantenimiento preventivo (existan o no indicios de problemas). Prevención de vertimientos: Control de drenajes.	Optimización de los procesos operativos (lavado limpieza) para minimizar los riesgos de contaminación de aguas lluvias en zonas de tipo industrial. Implementación de proyecto para el enfriamiento de purgas en la unidad-	Inventario periódico de fugas y escapes por planta y eliminación o reparación.
					Vertimiento de purgas con temperatura superior a 100°F		X					
					Fugas - Derrames de Soda en Tratamiento de Agua (Calderas Central del Norte).		X					
		Vertimiento de Aguas Residuales de Tipo Acetoso.	Contaminación de los cuerpos de agua.	Dec. 1594/84	Fugas - Derrames de Canecas con Aceite gastado de Lubricación..		X			Mantenimiento correctivo. Mantenimiento preventivo (existan o no indicios de problemas). Prevención de vertimientos: Control de drenajes. Operaciones de limpieza y mantenimiento de los colectores de A. Industriales (Lodos-sedimentos-biomasa-residuos de proceso).	Segregación de las líneas de conducción de aguas lluvias aguas industriales.	Inventario periódico de fugas y escapes por planta y eliminación o reparación.
					Fugas - Derrames en Barriles de almacenamiento. (En Todas Partes).		X					
					Purga del Drum de gas combustible D-2421		X					
					Fugas - Derrames en sistema de Transporte a Quemadores de Combustible Calderas (Calderas Central del Norte).		X					

Fuente: Elaboración propia

Servicios Industriales Refinería	Generación de Residuos Sólidos Peligrosos (Insumos y Materiales de Proceso, sus Residuos, Embalaje, Relleno, otros).	Contaminación del suelo, presión sobre los sitios de disposición, generación de Aspectos Ambientales Acumulativos.	Dec. 4741/05	Material de Embalaje de Insumos Químicos (bolsas de Sulfato de Aluminio, cajas, etc).				X	Manual de Residuos Sólidos Industriales de la GRB.	Plan de Gestión Integral de Residuos Sólidos (PGIRS).	. Manejo y disposición de los residuos industriales de la GRB. . Operación y mantenimiento de áreas de almacenamiento, tratamiento y disposición de residuos.
				Materiales y desechos de operaciones de construcción demolición contaminados.				X			
				Materiales de tipo absorbente (Limpieza) de uso industrial.				X			
				Disposición inadecuada de material aislante que posiblemente contenga ASBESTO.				X			
				Residuos de Fibra de Vidrio y Chatarra.				X			
Servicios Industriales Refinería	Uso de la Energía.	Presión sobre los recursos naturales renovables y no renovables.	Dec. 3683/03 Dec. 2331/07	Carencia de Programa o Buenas Prácticas para el Uso Racional de la Energía.				X	Mantenimiento correctivo. Mantenimiento preventivo (existan o no indicios de problemas).	Diseño, implementación y seguimiento de Programa para el uso racional y eficiente de la energía, incluyendo recuperación de purgas	
				Deficiencias en Aislamiento de Equipos.				X			
				Problemas en Líneas de conducción de vapor.				X			
				Fugas - escapes de vapor y trampas en mal estado.				X			
				Ausencia de analizadores de gases en operación.				X			
				Problemas de aislamiento en equipos y líneas.				X			
Servicios Industriales Refinería	Uso del Agua.	Presión sobre el recurso hídrico, disminución de la calidad del recurso y de su capacidad de recuperación.	Ley 373/97	Esencia del Programa o Buenas Prácticas para el Ahorro y Uso Eficiente del Agua.				X	Mantenimiento correctivo. Mantenimiento preventivo (existan o no indicios de problemas). Capacitación del personal para minimizar el impacto de las operaciones de limpieza y mantenimiento de equipos-tanques. Implementación de Programa de Ahorro y Uso Eficiente del Agua: * Determinar las áreas potenciales de conservación reciclo y reutilización del agua. * Optimización del uso del agua dentro del proceso (establecimiento de los indicadores de eficiencia). * Recirculación reutilización de las aguas de lavado a otros procesos. Instalación de contadores y dispositivos ahorradores de agua. Minimización de uso de agua de enfriamiento en equipo rotativo. Programa para Ahorro y Uso Eficiente del Agua, AVUEDA. Reuso de purgas de torres enfriadoras y calderas.	Proyecto reuso de purgas de torres enfriadoras y calderas. Plan de optimización de purgas en clarificadores y torres.	. Implementación de medidores para la cuantificación de efluentes industriales.
				Descargas de Lodos al Río (Plantas de Agua, Alta volumen).				X			
				Purga de Torres de Enfriamiento y calderas.				X			
				Operaciones de lavado mantenimiento limpieza de tanques, mallas y zonas aledañas.				X			
				Fugas de Vapor en líneas y turbinas				X			
				Fugas - goteos en grifos de agua doméstica.				X			
				Fugas en sistema de enfriamiento y sello de bombas.				X			
				Fugas en equipo rotativo (sellos, empaques, etc).				X			
				Servicios sanitarios obsoletos (de alto consumo de recursos).				X			
				Fugas y fisuras en el sistema de transporte de aguas de uso doméstico.				X			
				Fugas y fisuras en el sistema de transporte de aguas de uso industrial.				X			
				Drenaje de Condensados sin retorno a calderas				X			
				Vertimiento del agua de sello y de enfriamiento en las bombas.				X			
				Operación de SIFÓN para desalojar cajas inundadas.				X			
				Operaciones de lavado mantenimiento limpieza de zona industrial.				X			
				Purgas Continuas y Extracciones en B-2401, B-2402, B2403, B2404, B2405.				X			
Fugas - Derrames en Desaireadores (Calderas).				X							

Fuente: Elaboración propia

ANEXO NO B INSTRUMENTACIÓN ASOCIADA AL PROYECTO

HOJA DE DATOS DE TRANSMISORES DE PRESIÓN.

Proyecto Enfriamiento de las Purgas del Norte	Planta SIREF	N° Requerido 1	Tipo Transmisor de Presión	P&I diagrama	Hoja 1 de 1
Servicio	Transmisor/Indicador de Presión de agua desmineralizada a la salida del E2440A.				Ítem PIT-24XX

Tag Number	Specification according to				
PIT-24XX PAL-24XX	System With DCS. And Local Indication. Monitoring Control room. Calibrated at 70 psig.				
Tag Number Primary Element	PIT-24XX		Tag Number Final Element		
Quantity Required	One		Quantity Required		
Service	Demineralized Water to Deareators		Service		
Type	d/p Cell		Type		
Model	*		Model		
Body: Mat. /rating	AISI 316 * / 300#		Body: Mat/size/Rating		
Heating	No		Heating		
Air fins/Mat.	No		Bonnet: type	Bolts mat.	
Case Material	Standard		Trim: Seat type	Size	
Element Material	AISI 316		Material	Plug type	
Internals Material	AISI 316		Inner parts hard facing	Mat.	
Range	0 – 200 psig		Leakage rate		
Transmission signal	4 – 20 mA		Cv calculated / Rated		
Location connection	Vertical		Valve action		
Installation/mounting	Above Tapping		Flow tending to		
Control model/index			Actuator type		
Enclosure	NEMA 4X		Signal to actuator		
Fail safe action	Down scale		Valve positioner	Range	
Gaskets	*		Gaskets		
Accessories	No		Accessories		
			Pressure drop, psig		
Stream Number	8"-DW from E2440A Partially Applicable		Stream Number		
Process medium	Demineralized water @ 100 psig		Process medium		
Flow, klb/h Norm/max	No		Flow, lb/h Norm/max		
Temperature, °F	96.0		Temperature, °F		
Pressure, psig	100.0		Pressure, psig		
Density, lb/ft ³	61.9		Density, lb/ft ³		
Viscosity, cP	0.65		Viscosity, cP		
Vapor Press. psi (Abs)	0.84.		Vapor Press. psi (Abs)		
Cryst. Point, °C	0.0		Cryst. Point, °C		
Material	Pipe size	CS sch 80 8"	Material	Pipe size	
*By Instrumentation section.					

HOJA DE DATOS DE TRANSMISORES DE TEMPERATURA.

Proyecto Enfriamiento de las Purgas del Norte	Planta SIREF	N° Requerido 1	Tipo Transmisor de Temperatura	P&I diagrama	Hoja 1 de 1
Servicio	Transmisor/Indicador de Temperatura de las purgas frías a la salida del E2440A.				Ítem TIT-24XX

Tag Number	Specification according to				
TIT-24XX TAH-24XX	System With DCS. And Local Indication. Monitoring Control room. Calibrated at 103 °F.				
Tag Number Primary Element	TIT-24XX	Tag Number Final Element			
Quantity Required	One	Quantity Required			
Service	Cooled Boiler blowdown	Service			
Type	Thermocouple	Type			
Model	*	Model			
Body: Mat. /rating	*	Body: Mat/size/Rating			
Heating	No	Heating			
Air fins/Mat.	No	Bonnet: type	Bolts mat.		
Case Material	Standard	Trim: Seat type	Size		
Element Material	*	Material	Plug type		
Internals Material	*	Inner parts hard facing	Mat.		
Range	0 – 1000 °F	Leakage rate			
Transmission signal	4 – 20 mA	Cv calculated / Rated			
Location connection	Horizontal	Valve action			
Installation/mounting	Above Tapping	Flow tending to			
Control model/index	*	Actuator type			
Enclosure	NEMA 4	Signal to actuator			
Fail safe action	Up scale	Valve positioner	Range		
Gaskets	*	Gaskets			
Accessories	No	Accessories			
		Pressure drop, psig			
Stream Number	2"-Purge from E-2440A Partially Applicable	Stream Number			
Process medium	Cooled Boiler blowdown	Process medium			
Flow, klb/h Norm/max	17/22	Flow, lb/h Norm/max			
Temperature, °F	96.0	Temperature, °F			
Pressure, psig	Atm.	Pressure, psig			
Density, lb/ft ³	61.9	Density, lb/ft ³			
Viscosity, cP	0.65	Viscosity, cP			
Vapor Press. psi (Abs)	0.84	Vapor Press. psi (Abs)			
Cryst. Point, °C	0.0	Cryst. Point, °C			
Material	Pipe size	Material	Pipe size		
	CS sch 40		1 1/2"		

*By Instrumentation section

HOJA DE DATOS DE INDICADORES DE PRESIÓN.

Proyecto Enfriamiento de las Purgas continuas de la Central del Norte	Planta SIREF	N° Requerido 1	Tipo Indicador de Presión	P&I diagrama	Hoja 1 de 1
Servicio	Indicador de Presión de agua desmineralizada al E2440A.				Ítem PI-24XX

Tag Number	Specification according to				
PI-24XX	Local Indication.				
Tag Number Primary Element	PI-24XX		Tag Number Final Element		
Quantity Required	One		Quantity Required		
Service	Demineralized Water to E-2440A		Service		
Type	*		Type		
Model	*		Model		
Body: Mat. /rating	* / 150 #		Body: Mat/size/Rating		
Heating	No		Heating		
Air fins/Mat.	No		Bonnet: type		Bolts mat.
Case Material	Standard		Trim: Seat type		Size
Element Material	AISI 316		Material		Plug type
Internals Material	AISI 316		Inner parts hard facing		Mat.
Range	0 – 200 psig		Leakage rate		
Transmission signal	N. A.		Cv calculated / Rated		
Location connection	Vertical		Valve action		
Installation/mounting	Above Tapping		Flow tending to		
Control model/index	N. A.		Actuator type		
Enclosure	N. A.		Signal to actuator		
Fail safe action	N. A.		Valve positioner		Range
Gaskets	*		Gaskets		
Accessories	No		Accessories		
			Pressure drop, psig		
Stream Number	8"-DW to E2440A Partially Applicable		Stream Number		
Process medium	Demineralized water @ 100 psig		Process medium		
Flow, klb/h Norm/max	No		Flow, lb/h Norm/max		
Temperature, °F	96.0		Temperature, °F		
Pressure, psig	100.0		Pressure, psig		
Density, lb/ft ³	61.9		Density, lb/ft ³		
Viscosity, cP	0.65		Viscosity, cP		
Vapor Press. psi (Abs)	0.84.		Vapor Press. psi (Abs)		
Cryst. Point, °C	0.0		Cryst. Point, °C		
Material	Pipe size	CS sch 40	8"	Material	Pipe size
*By Instrumentation section.					

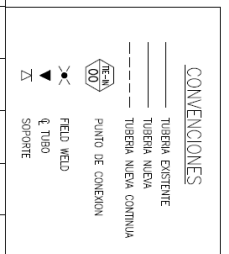
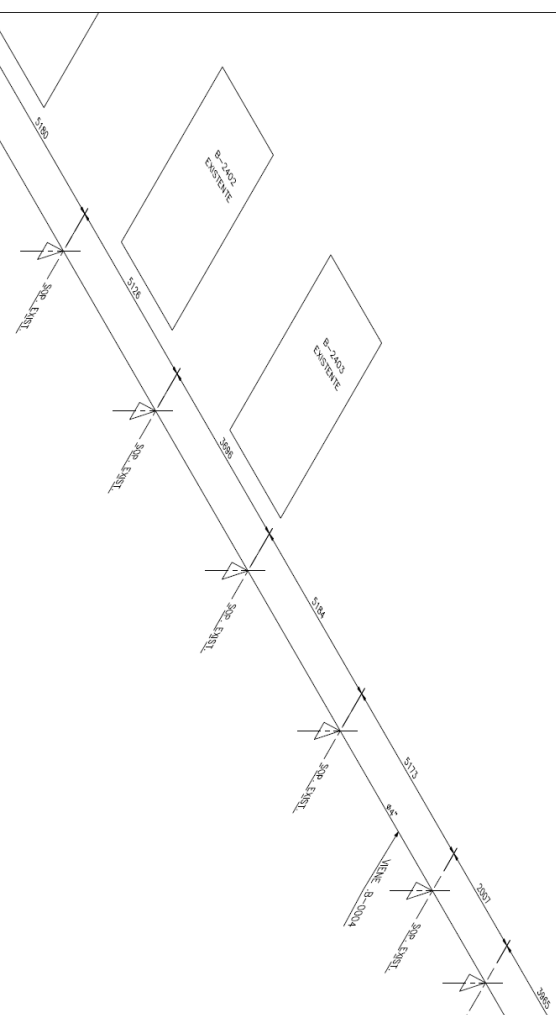
HOJA DE DATOS DE INDICADORES DE TEMPERATURA.

Proyecto Enfriamiento de las Purgas continuas de la Central del Norte	Planta SIREF	N° Requerido 1	Tipo Indicador de Temperatura	P&I diagrama	Hoja 1 de 1
Servicio	Indicador de Temperatura de las purgas continuas al E2440A.				Ítem TI-24XX

Tag Number	Specification according to				
TI-24XX	Local Indication.				
Tag Number Primary Element	TI-24XX	Tag Number Final Element			
Quantity Required	One	Quantity Required			
Service	Boiler blowdown from D2422A.	Service			
Type	*	Type			
Model	*	Model			
Body: Mat. /rating	*/*	Body: Mat/size/Rating			
Heating	No	Heating			
Air fins/Mat.	No	Bonnet: type	Bolts mat.		
Case Material	Standard	Trim: Seat type	Size		
Element Material	*	Material	Plug type		
Internals Material	*	Inner parts hard facing	Mat.		
Range	0 – 500 °F	Leakage rate			
Transmission signal	N. A.	Cv calculated / Rated			
Location connection	Horizontal	Valve action			
Installation/mounting	Above Tapping	Flow tending to			
Control model/index	N. A.	Actuator type			
Enclosure	N. A.	Signal to actuator			
Fail safe action	N. A.	Valve positioner	Range		
Gaskets	*	Gaskets			
Accessories	No	Accessories			
		Pressure drop, psig			
Stream Number	4"-Purge from D2422A Partially Applicable	Stream Number			
Process medium	Continuos Boiler blowdown	Process medium			
Flow, klb/h Norm/max	17/22	Flow, lb/h Norm/max			
Temperature, °F	250.0	Temperature, °F			
Pressure, psia	26.7	Pressure, psig			
Density, lb/ft ³	61.9	Density, lb/ft ³			
Viscosity, cP	0.21	Viscosity, cP			
Vapor Press. psi (Abs)	17.0	Vapor Press. psi (Abs)			
Cryst. Point, °C	0.0	Cryst. Point, °C			
Material	Pipe size	Material	Pipe size		
	CS sch 40		4"		
*By Instrumentation section					

ANEXO NO C. VELOCIDADES Y CAÍDAS DE PRESIÓN ESTIMADAS EN LÍNEAS Y EQUIPOS

6	Workbook: Case (Main)					
7						
8						
9	Material Streams Fluid Pkg: All					
10						
11	Name	DEMIN FROM UFRO	BFW A DESAIREADOC	PURGE BOILERS	LIQUID PURGE	TO LPS STEAM
12	Vapour Fraction	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1.0000
13	Temperature (F)	92.00 *	101.0	435.0 *	258.8	258.8
14	Pressure (psig)	90.00 *	83.38	350.0 *	20.00	20.00
15	Molar Flow (lbmole/hr)	1.776e+004	1.776e+004	1221	979.5	241.7
16	Mass Flow (lb/hr)	3.200e+005 *	3.200e+005	2.200e+004 *	1.765e+004	4355
17	Liquid Volume Flow (ft3/d)	1.233e+005	1.233e+005	8475	6797	1677
18	Heat Flow (Btu/hr)	-2.172e+009	-2.169e+009	-1.415e+008	-1.168e+008	-2.473e+007
19	Name	TWOPHASE	TO E2440	TO SEWER	DEMIN TO E2440	DEMIN FROM E2440
20	Vapour Fraction	0.0077	0.0198	0.0000	0.0000	0.0000
21	Temperature (F)	251.7	240.2	96.70	92.00	101.0
22	Pressure (psig)	16.00	10.37	10.36	89.82	83.56
23	Molar Flow (lbmole/hr)	979.5	979.5	979.5	1.776e+004	1.776e+004
24	Mass Flow (lb/hr)	1.765e+004	1.765e+004	1.765e+004	3.200e+005	3.200e+005
25	Liquid Volume Flow (ft3/d)	6797	6797	6797	1.233e+005	1.233e+005
26	Heat Flow (Btu/hr)	-1.168e+008	-1.168e+008	-1.197e+008	-2.172e+009	-2.169e+009
27						
28	Compositions Fluid Pkg: All					
29	Name	DEMIN FROM UFRO	BFW A DESAIREADOC	PURGE BOILERS	LIQUID PURGE	TO LPS STEAM
30	Comp Mole Frac (H2O)	1.0000 *	1.0000	1.0000 *	1.0000	1.0000
31	Name	TWOPHASE	TO E2440	TO SEWER	DEMIN TO E2440	DEMIN FROM E2440
32	Comp Mole Frac (H2O)	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
33						
34	Energy Streams Fluid Pkg: All					
35	Name	Environment	Environment 1	Envi 2		
36	Heat Flow (Btu/hr)	0.0000 *	0.0000 *	0.0000 *		
37						
38	Unit Ops					
39	Operation Name	Operation Type	Feeds	Products	Ignored	Calc Level
40	E-2440	Heat Exchanger	DEMIN TO E2440	DEMIN FROM E2440	No	500.0 *
41			TO E2440	TO SEWER		
42	D2422A	Separator	PURGE BOILERS	LIQUID PURGE	No	500.0 *
43				TO LPS STEAM		
44	LPV24010	Valve	LIQUID PURGE	TWOPHASE	No	500.0 *
45	4 INCHES PIPE	Pipe Segment	TWOPHASE	TO E2440	No	500.0 *
46				Environment		
47	8 Inches IN	Pipe Segment	DEMIN FROM UFRO	DEMIN TO E2440	No	500.0 *
48				Environment 1		
49	8 Inches Out	Pipe Segment	DEMIN FROM E2440	BFW A DESAIREADOR	No	500.0 *
50				Envi 2		
51						
52						
53						
54						
55						
56						
57						
58						
59						
60						
61						
62						
63	Hyprotech Ltd.		Aspen HYSYS Version 7.1 (23.0.0.7119)			Page 1 of 1



TIPO	OP. EST.	OPERACION	DIAMETRO	P. H.	MATERIAL	ESPESES	PROTECCION	TOLERANCIA A DISPERSION	PINTURA
AGUA SUAVIZADA	32	32	80	110	-	-	-	1/8"	SI
FLUIDO	Temperatura (°F)	Presion (Psg)							

REVISIONES		APROBADO	
No.	FECHA	POR	DESCRIPCION
8	20-01-14	J.C.T.C.	BIEN PARA COMENZAR

APROBADO PARA CONSTRUCCION		ESCALA	
Fecha	Verificó	SIN	B-0005

APROBADO POR DISEÑADOR		ING. PROC.	
Fecha	Verificó	Ing. Proc.	M. P. No.

APROBADO PARA CONSTRUCCION		ESCALA	
Fecha	Verificó	SIN	B-0005

REVISIONES		APROBADO	
No.	FECHA	POR	DESCRIPCION
8	20-01-14	J.C.T.C.	BIEN PARA COMENZAR

APROBADO PARA CONSTRUCCION		ESCALA	
Fecha	Verificó	SIN	B-0005

APROBADO POR DISEÑADOR		ING. PROC.	
Fecha	Verificó	Ing. Proc.	M. P. No.

APROBADO PARA CONSTRUCCION		ESCALA	
Fecha	Verificó	SIN	B-0005

APROBADO PARA CONSTRUCCION		ESCALA	
Fecha	Verificó	SIN	B-0005

APROBADO POR DISEÑADOR		ING. PROC.	
Fecha	Verificó	Ing. Proc.	M. P. No.

APROBADO PARA CONSTRUCCION		ESCALA	
Fecha	Verificó	SIN	B-0005

DIPLICOS DE REFERENCIA

B-0001 a B-0006 LINEA DE AGUA SUAVIZADA
CAMBIO DE LINEA DE AGUA UNO A UNO
ISOMETRICO 1 DE 6 A ISOMETRICO 9 DE 6.

- NOTAS**
1. MEDIDAS ESTAN DADAS EN NUMEROS, QUATROS Y CINCO EN PULGADAS (VERIFICAR EN CAMPO)
 2. ELECTRICIDAD EN LINEAS DE AGUA SUAVIZADA EN CAMPO
 3. SOLDADURA
 4. REVISAR Y VERIFICAR EN CAMPO
 5. RECOMENDADO SISTEMA AUTOMATIZADO 90% SUDOS.

ESPECIFICACION DE MATERIALES	DIAMETRO CENTRAL	DIAMETRO EXTERNO	CANT. PESO
DIAPLOE EPIROTALICO SS-304 + GRANUL + ANILLO CENTRAL	4"	154#	1
TUERCAS ASME SA-194 07 2H	5/8"	16	
ESPARRAGOS ASME SA-193 Gr. B 7 LONG. 114	5/8"	8	
BRIDA ASME SA-105 W.N. R.F.	4"	154#	1
CORDO 90° R.L. ASME SA-234 WPB	4"	28	
TUBERIA ASME SA-105 Gr. B ER	4"	28334	

GERENCIA REFINERIA BARRACABENUELA
COLOMBIA S.A.

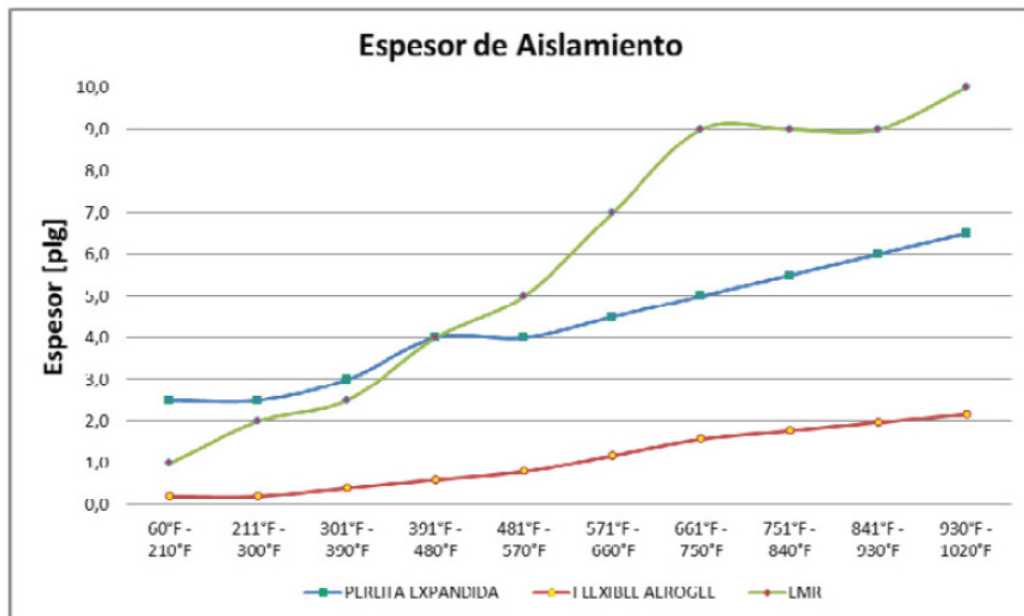
PLANTA CENTRAL DEL NORTE

LINEA DE #4"
ISOMETRICO 1 DE 6

ANEXO NO E. TABLA DE ESPESORES DE AISLAMIENTO

Espesor del Pyrogel XT (mm) vs. la temperatura de proceso y el tamaño nominal del tubo														
NPS pulg (mm)	100°C (210°F)	150°C (300°F)	200°C (390°F)	250°C (480°F)	300°C (570°F)	350°C (660°F)	400°C (750°F)	450°C (840°F)	500°C (930°F)	550°C (1020°F)	600°C (1110°F)	650°C (1200°F)		
0.5 (15)	5	5	5	10	10	15	15	20	20	25	30	40	Producto de 5 mm	
0.75 (20)	5	5	5	10	10	15	15	20	25	30	35	45		
1 (25)	5	5	10	10	15	15	20	25	30	35	40	50		
1.5 (40)	5	5	10	10	15	20	20	25	30	40	45	55		
2 (50)	5	5	10	15	15	20	25	30	35	40	50	60		
3 (80)	5	10	10	15	20	25	30	35	40	50	60	70		
4 (100)	5	10	10	15	20	25	30	35	45	55	65	75		
6 (150)	5	10	15	20	25	30	35	45	50	60	75	85		
8 (200)	5	10	15	20	25	30	40	45	55	70	80	95		Producto de 5 mm y/6 de 10 mm
10 (250)	5	10	15	20	25	35	40	50	60	75	85	105		
12 (300)	5	10	15	20	30	35	45	55	65	75	90	110		
14 (350)	5	10	15	25	30	35	45	55	65	80	95	110		
16 (400)	5	10	15	25	30	40	45	55	70	80	100	115		
18 (450)	5	10	20	25	30	40	50	60	70	85	100	120		
20 (500)	5	10	20	25	30	40	50	60	75	90	105	125		
24 (600)	5	15	20	25	35	40	50	65	75	90	110	130		
28 (700)	5	15	20	25	35	45	55	65	80	95	115	135		
30 (750)	5	15	20	25	35	45	55	65	80	95	115	140		
36 (900)	5	15	20	30	35	45	55	70	85	100	120	145		
48 (1200)	10	15	20	30	40	50	60	75	90	105	130	150		
Plano	10	15	20	35	45	50	65	80	100	125	150	175		

Tabla Temperatura vs. Espesor para Manta de fibra mineral (comparativo vs Perlita expandida)



Fuente: <http://www.aerogel.com>

ANEXO NO F. TABLA DETALLE DE LOS COSTOS DE PRODUCCIÓN

Inflación		3%	3%	3%	3%	3%	3%	
Materias primas								
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Materiales Operativos	1	\$ 1.632.652	\$ 1.681.632	\$ 1.732.081	\$ 1.784.043	\$ 1.837.565	\$ 1.892.691	
Total		\$ 1.632.652	\$ 1.681.632	\$ 1.732.081	\$ 1.784.043	\$ 1.837.565	\$ 1.892.691	
Mano de Obra de Producción								
Mano de Obra directa		2015	2016	2017	2018	2019	2020	
	Cantidades	Salario basico						
Operador D9	1	\$ 2.076.459	\$ 25.665.038	\$ 26.434.989	\$ 27.228.039	\$ 28.044.880	\$ 28.886.226	
Total			\$ 25.665.038	\$ 26.434.989	\$ 27.228.039	\$ 28.044.880	\$ 28.886.226	
C.I.F								
Mano de Obra Indirecta		Precio unitario	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ingeniero mecánico	1	\$ 170.293	\$ 2.104.817	\$ 2.167.961	\$ 2.233.000	\$ 2.299.990	\$ 2.368.990	
Ingeniero químico	1	\$ 170.293	\$ 2.104.817	\$ 2.167.961	\$ 2.233.000	\$ 2.299.990	\$ 2.368.990	
Ingeniero Ambiental	1	\$ 170.293	\$ 2.104.817	\$ 2.167.961	\$ 2.167.961	\$ 2.167.961	\$ 2.167.961	
Director de producción	1	\$ 170.293	\$ 2.104.817	\$ 2.167.961	\$ 2.233.000	\$ 2.299.990	\$ 2.368.990	
Total			\$ 8.419.266	\$ 8.671.844	\$ 8.866.961	\$ 9.067.931	\$ 9.274.930	
Costos fijos								
Servicios públicos	1	\$ 90.000	\$ 1.112.400	\$ 1.145.772	\$ 1.180.145	\$ 1.215.550	\$ 1.252.016	
Mantenimiento	1	\$ 14.120.820	\$ 14.544.445	\$ 14.980.778	\$ 15.430.201	\$ 15.893.107	\$ 16.369.901	
Total		\$ 14.210.820	\$ 15.656.845	\$ 16.126.550	\$ 16.610.347	\$ 17.108.657	\$ 17.621.917	
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Costo materia prima utilizada		\$	1.681.632	\$ 1.732.081	\$ 1.784.043	\$ 1.837.565	\$ 1.892.691	
MOD		\$	25.665.038	\$ 26.434.989	\$ 27.228.039	\$ 28.044.880	\$ 28.886.226	
Costos fijos de producción (no incl. Depr)		\$	24.076.111	\$ 24.798.394	\$ 25.477.307	\$ 26.176.588	\$ 26.896.846	
Costos de producción		-	51.422.780,8	52.965.464,2	54.489.389,3	56.059.032,2	57.675.764,3	

Fuente: Elaboración Propia

ANEXO NO G. TABLA FLUJO DE CAJA ESCENARIO OPTIMISTA

RECUPERACIÓN DE PURGAS CENTRAL DEL NORTE (U2400)

TMR (Ecopetrol) **12,2%**
 Impuestos **33,0%**

FLUJO DE CAJA DE LA SITUACION ACTUAL PROYECTADA CON EL PROYECTO INCLUIDO

PERIODO>>>	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ingresos		478.753.963	493.116.582	507.910.079	523.147.382	538.841.803
-Costos y gastos de operación		51.422.781	52.965.464	54.489.389	56.059.032	57.675.764
-Depreciaciones/Amort		98.399.045	98.399.045	98.399.045	98.399.045	98.399.045
+ Otros Ingresos no operacionales	13.000.000					
- Otros Gastos no operacionales	50.742.558	35.519.791	35.519.791	35.519.791	35.519.791	35.519.791
=UAll	-37.742.558	293.412.346	306.232.282	319.501.854	333.169.514	347.247.203
-Intereses	0%	0	0	0	0	0
=UAI	-37.742.558	293.412.346	306.232.282	319.501.854	333.169.514	347.247.203
-Impuestos	33%	-12.455.044	96.826.074	101.056.653	105.435.612	109.945.940
=U.Neta	-25.287.514	196.586.272	205.175.629	214.066.242	223.223.574	232.655.626
+Depreciaciones/Amort		98.399.045	98.399.045	98.399.045	98.399.045	98.399.045
-Inversiones activos no corrientes	504.495.224					
-Capital de trabajo	2.930.359					
+ Valor Terminal	0					
+Prestamos	0	0	0	0	0	0
-Abonos a capital		0	0	0	0	
=Flujo de caja Neto	-532.713.097	294.985.317	303.574.674	312.465.287	321.622.619	331.054.671
VALOR PRESENTE NETO	12%	581.686.971				

TIR **50%**

ANEXO NO H. TABLA FLUJO DE CAJA ESCENARIO PESIMISTA

RECUPERACIÓN DE PURGAS CENTRAL DEL NORTE (U2400)

TMR (Ecopetrol) 12,2%
Impuestos 33,0%

FLUJO DE CAJA DE LA SITUACION ACTUAL PROYECTADA CON EL PROYECTO INCLUIDO

PERIODO>>>		2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ingresos			126.605.984	130.404.164	134.316.289	138.345.777	142.496.150
-Costos y gastos de operación			51.422.781	52.965.464	54.489.389	56.059.032	57.675.764
-Depreciaciones/Amort			98.399.045	98.399.045	98.399.045	98.399.045	98.399.045
+ Otros Ingresos no operacionales		13.000.000					
- Otros Gastos no operacionales		50.742.558	35.519.791	35.519.791	35.519.791	35.519.791	35.519.791
=UAI		-37.742.558	-58.735.632	-56.480.136	-54.091.936	-51.632.091	-49.098.450
-Intereses	0%		0	0	0	0	0
=UAI		-37.742.558	-58.735.632	-56.480.136	-54.091.936	-51.632.091	-49.098.450
-Impuestos	33%	-12.455.044	-19.382.759	-18.638.445	-17.850.339	-17.038.590	-16.202.488
=U.Neta		-25.287.514	-39.352.874	-37.841.691	-36.241.597	-34.593.501	-32.895.961
+Depreciaciones/Amort			98.399.045	98.399.045	98.399.045	98.399.045	98.399.045
-Inversiones activos no corrientes		504.495.224					
-Capital de trabajo		2.930.359					
+ Valor Terminal		0					
+Prestamos		0	0	0	0	0	0
-Abonos a capital			0	0	0	0	
=Flujo de caja Neto		-532.713.097	59.046.171	60.557.354	62.157.447	63.805.544	65.503.084
VALOR PRESENTE NETO	12%	-310.877.658					

TIR -15%