

**ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS IMPACTOS AMBIENTALES  
POTENCIALES GENERADOS POR LA PLANTA DE PRODUCCIÓN DE  
AZUFRE EN LA REFINERÍA DE BARRANCABERMEJA - ESTADO ACTUAL  
VERSUS INCLUSIÓN DE LA UNIDAD TGTU**

**EDGAR ALFONSO CORREA QUINTANA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA  
MAESTRÍA EN INGENIERÍA QUÍMICA  
BUCARAMANGA**

**2016**

**ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS IMPACTOS AMBIENTALES  
POTENCIALES GENERADOS POR LA PLANTA DE PRODUCCIÓN DE  
AZUFRE EN LA REFINERÍA DE BARRANCABERMEJA - ESTADO ACTUAL  
VERSUS INCLUSIÓN DE LA UNIDAD TGTU**

**EDGAR ALFONSO CORREA QUINTANA**

**Trabajo de aplicación de maestría presentado como requisito para optar  
al título de Magíster en Ingeniería Química**

**Director:**

**Dra. PAOLA ANDREA ACEVEDO PABÓN**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA  
MAESTRÍA EN INGENIERÍA QUÍMICA  
BUCARAMANGA**

**2016**

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN .....	15
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	18
2. ESTADO DEL ARTE.....	23
2.1 ACV COMO HERRAMIENTA PARA LA TOMA DE DECISIONES .....	23
2.2 ACV APLICADO A PROCESOS DE REFINACIÓN.....	28
2.3 UTILIZACIÓN LA DE SIMULACIÓN DE PROCESOS.....	31
2.4 EL PROCESO DE RECUPERACIÓN DE AZUFRE A PARTIR DE GASES ÁCIDOS Y LOS BENEFICIOS INDUSTRIALES DE LA TECNOLOGÍA TGTU.....	32
3. MARCO TEÓRICO .....	35
3.1 PLANTA DE AZUFRE.....	35
3.2 MARCO JURÍDICO COLOMBIANO EN CUANTO EL RECURSO AIRE .....	38
3.3 TECNOLOGÍAS PARA EL MANEJO DE GASES DE COLA (TAIL GAS)- TGTU Y SISTEMA A IMPLEMENTAR EN BARRANCAMERMEJA.....	40
3.4 ANÁLISIS DE CICLO DE VIDA.....	47
3.5 ANÁLISIS DE PROCESOS.....	50
4. OBJETIVOS.....	52
4.1. OBJETIVO GENERAL .....	52
4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	52
5. METODOLOGÍA .....	53
5.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA .....	53

5.2 CONOCIMIENTO DE LA TECNOLOGÍA COMPLEMENTARIA TGTU EN LA PLANTA DE AZUFRE.....	54
5.3 ESCENARIOS A EVALUAR EN EL PRESENTE TRABAJO Y AJUSTES DEL MODELO HYSYS .....	54
5.4 ANÁLISIS DE PROCESOS.....	55
5.5 APLICACIÓN DE ANÁLISIS DE CICLO DE VIDA .....	56
5.5.1. EVALUACIÓN AMBIENTAL DEL PROCESO.....	56
5.5.2. METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DEL IMPACTO DEL CICLO DE VIDA. ....	58
5.5.3 EVALUACIÓN DEL IMPACTO.....	60
5.5.4 MÉTODO DE CARACTERIZACIÓN. ....	60
5.5.5 ANÁLISIS DE INVENTARIOS DE LOS SISTEMAS DE ESTUDIO.....	64
5.5.6 INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS. ....	64
6. RESULTADOS DEL TRABAJO DE APLICACIÓN.....	65
6.1 VALIDACIÓN DEL PROCESO SIMULADO.....	65
6.2 PREMISAS PARA LOS MODELOS DE SIMULACIÓN .....	67
6.2.1 PLANTA AZUFRE.....	67
6.2.2 UNIDAD TGTU. ....	69
6.3 RESULTADOS DE LOS ESCENARIOS EVALUADOS .....	70
6.3.1 CONDICIONES A CARGA ACTUAL (23TM) .....	70
6.3.2 CONDICIONES A MÁXIMA CARGA ESTIMADA (69TM).....	73
6.3.3 CONDICIONES A MÁXIMA CARGA (SIN ENRIQUECIMIENTO CON OXÍGENO).....	76
6.3.4 CONDICIONES CON LA NUEVA UNIDAD TGTU INTEGRADA A LA PLANTA DE AZUFRE.....	78
6.3.5 CONDICIONES CON LA NUEVA UNIDAD TGTU INTEGRADA A LA PLANTA DE AZUFRE A MÁXIMA CARGA.....	80
6.4 RESULTADOS DEL INVENTARIO DE CICLO DE VIDA.....	83

6.5 EVALUACIÓN DE LOS IMPACTOS AMBIENTALES POTENCIALES DE LA PLANTA DE AZUFRE.....	88
6.5.1 COMPORTAMIENTO DE LOS IMPACTOS PARA LA PLANTA DE AZUFRE. ....	89
6.5.2 COMPORTAMIENTO DE LOS IMPACTOS PARA LA PLANTA DE AZUFRE SIN INYECCIÓN DE OXÍGENO (CONDICIÓN DE OPERACIÓN FUTURA). ....	93
6.5.3 COMPORTAMIENTO DE LOS IMPACTOS PARA LA PLANTA DE AZUFRE CON LA UNIDAD TGTU.....	95
6.5.4 COMPORTAMIENTO DE LOS IMPACTOS PARA LA PLANTA DE AZUFRE CON LA UNIDAD TGTU FUTURO.....	98
7. CONCLUSIONES .....	103
BIBLIOGRAFÍA.....	104
ANEXO .....	111

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Composición gas ácido de carga a planta de azufre .....	19
Tabla 2. Estándar de emisión admisible nacional (25°C-760mmHg) y base 11% de Oxígeno .....	39
Tabla 3. Categorías de impacto extractadas del método IMPACT2002+ .....	61
Tabla 4. Categorías de daño ambiental extractadas del método IMPACT2002+ ..	62
Tabla 5. Condiciones operacionales y de producción en planta de azufre (corrida de prueba) .....	66
Tabla 6. Características del gas ácido de amina (GAA) .....	71
Tabla 7. Características del gas ácido de aguas residuales (GADAR) .....	72
Tabla 8. Corriente de aire a reacción .....	73
Tabla 9. Gas de cola .....	73
Tabla 10. Características del gas ácido de amina (GAA) .....	75
Tabla 11. Corriente de aire a reacción .....	75
Tabla 12. Gas de cola .....	76
Tabla 13. Corriente de aire a reacción .....	77
Tabla 14. Gas de cola .....	77
Tabla 15. Consumo energético de la planta de azufre .....	78
Tabla 16. Gas de torre absorbadora de amina .....	79
Tabla 17. Gas de tambor separador .....	80
Tabla 18. Gas de torre absorbadora de amina .....	81
Tabla 19. Gas de tambor separador .....	81
Tabla 20. Características del compresor de la TGTU .....	82
Tabla 21. Consumo energético de las planta TGTU .....	83
Tabla 22. Potencial de calentamiento global (horizonte 100 años) .....	88
Tabla 23. Categorías de impacto planta de azufre .....	92
Tabla 24. Evaluación de daño ambiental .....	92

Tabla 25. Categorías de impacto planta de azufre .....	95
Tabla 26. Evaluación de daño ambiental .....	95
Tabla 27. Categorías de impacto planta de azufre .....	98
Tabla 28. Evaluación de daño ambiental .....	98
Tabla 29. Categorías de impacto planta de azufre futura .....	100
Tabla 30. Evaluación de daño ambiental .....	101
Tabla 31. Resumen comparativo de escenarios en relación al caso base actual .....	102

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Generalidad del manejo de azufre en una refinería .....	19
Figura 2. Proceso de producción de azufre (CLAUS modificado).....	20
Figura 3. Sistema BSR Amine a implementar .....	21
Figura 4. Esquemático simplificado de la planta de azufre actual .....	37
Figura 5. Reactor de hidrogenación (simulación HYSYS) .....	45
Figura 6. Sistema de absorción con amina DEA.....	46
Figura 7. Sistema de despojo de amina DEA (Simulación HYSYS) .....	46
Figura 8. Estructura metodológica del análisis de ciclo de vida (ACV) .....	49
Figura 9. Esquema de un modelo de proceso .....	51
Figura 10. Modelo HYSYS desarrollado para la planta de azufre.....	78
Figura 11. Modelo HYSYS desarrollado para la sección TGTU.....	82
Figura 12. Esquema general de flujos a la tecnosfera .....	84
Figura 13. Flujos de planta escenario actual de azufre.....	84
Figura 14. Flujos en escenario operativo futuro (enriquecimiento con oxígeno 45%) .....	85
Figura 15. Flujos de planta en operación futura (sin incremento %O <sub>2</sub> )-ESC 2.....	86
Figura 16. Planta de azufre en operación actual integrada con la TGTU-ESC 3...	87
Figura 17. Planta de azufre en operación futura integrada con la TGTU-ESC 4 ...	87
Figura 18. Estimación de los puntos ambientales en categorías de punto medio..	90
Figura 19. Estimación de los puntos ambientales en categoría punto final .....	91
Figura 20. Estimación de los puntos ambientales de punto medio sin inyección O <sub>2</sub> .....	93
Figura 21. Estimación de los puntos ambientales categoría punto final sin inyección O <sub>2</sub> .....	94
Figura 22. Efectos de impacto ambiental con la integración de la nueva TGTU....	96

Figura 23. Efectos de daño ambiental con la integración de la nueva TGTU .....97

Figura 24. Efectos de impacto ambiental de la operación de la TGTU a máxima  
carga.....99

Figura 25. Efecto de daño ambiental de la operación de la TGTU a máxima  
carga..... 100

## ANEXO

Pág.

ANEXO A. NORMAS DEL RECURSO AIRE PARA COLOMBIA.....	111
ANEXO B. DISTRIBUCIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES PARA EL PROCESO DE AZUFRE.....	116
ANEXO C. SIMULACIONES HYSIS 8.4 PLANTA AZUFRE-TGTU.....	117
ANEXO D. BALANCE DE MASA Y ENERGÍA (TECNOSFERA)- REPRODUCIBILIDAD .....	118
ANEXO E. RESULTADOS CORRIDAS EN SIMAPRO .....	138
ANEXO F. DATOS INGRESADOS SIMAPRO.....	139
ANEXO G. DIAGRAMA Y CONDICIONES OPERACIONALES-PLANTA AZUFRE .....	142

## RESUMEN

**TITULO:** ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS IMPACTOS AMBIENTALES POTENCIALES GENERADOS POR LA PLANTA DE PRODUCCIÓN DE AZUFRE EN LA REFINERÍA DE BARRANCABERMEJA-ESTADO ACTUAL VERSUS INCLUSIÓN DE LA UNIDAD TGTU \*

**AUTOR:** EDGAR ALFONSO CORREA QUINTANA \*\*

**PALABRAS CLAVES:** simulación de procesos, planta de azufre, tecnologías de tratamiento de gases ácidos, impactos ambientales, análisis de ciclo de vida.

### CONTENIDO:

El siguiente trabajo, presenta los beneficios ambientales de implementar una moderna propuesta tecnológica (TGTU) para el mejoramiento del proceso Claus de recobro de azufre y reducción de las emisiones de SO<sub>2</sub> en la refinería colombiana de Barrancabermeja. El trabajo incluye la valoración de la tecnología con un enfoque en la cuantificación de los impactos ambientales en cuatro (4) categorías previamente definidas (efectos respiratorios por inorgánicos, acidificación terrestre, energías no renovables y calentamiento global), empleándose para ello la metodología Análisis de Ciclo de Vida (ACV) usando el software especializado SimaPRO V7.1.

El estudio parte de un diagnóstico de los principales parámetros de composición y flujo de las corrientes asociadas al sistema de azufre construido empleando el simulador de procesos HYSYS 8.4. Los flujos de entrada y salida (Inventario) son la base para aplicar la metodología ACV. En este punto se evalúa la reproducibilidad del modelo con relación a datos reales de planta, posteriormente se generan corridas de evaluación para varios escenarios planteados, entre los cuales están la operación a condición actual, la operación actual integrada con la nueva tecnología TGTU y las perspectivas futuras de operar con y sin la nueva tecnología. En el desarrollo del modelo de simulación para la TGTU se dispuso de información suministrada por un proveedor de la tecnología.

Los resultados obtenidos con la aplicación del ACV permitieron identificar los beneficios ambientales de mejorar la tecnología actual basada en la incineración y emisión de gases ácidos a la atmosfera, por un sistema de reacción química con absorción con amina.

La valoración de impactos ambientales de la alternativa TGTU presentó una reducción del 75% con relación al caso base, destacándose una reducción del 97,5% en la categoría de efectos respiratorios por componentes inorgánicos la cual se consideró como la más relevante para el proceso de estudio.

---

\*Trabajo de Maestría

\*\*Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería Química. Maestría en Ingeniería Química  
Directora: Dra. Paola Acevedo Pabón

## ABSTRACT

**TITLE:** COMPARATIVE ANALYSIS OF POTENCIAL ENVIRONMENTAL IMPACTS GENERATED BY THE SULPHUR RECOVERY UNIT IN BARRANCABERMEJA REFINERY-CURRENT STATUS VERSUS INCLUSION OF TGTU UNIT \*

**AUTOR:** EDGAR ALFONSO CORREA QUINTANA \*\*

**KEY WORDS:** process simulation, sulphur recovery, treating technologies of acid gas, environmental impacts, life cycle assessment.

### CONTENT:

The following paper presents the environmental benefits of implementing a modern technological proposal (TGTU) to improve the Claus sulfur recovery process and reducing emissions of SO<sub>2</sub> in Colombia's Barrancabermeja refinery. This document includes the technology assessment with a focus on quantifying environmental impacts in four (4) pre-defined categories (respiratory effects of inorganic, terrestrial acidification, non-renewable energy and global warming) using Life Cycle Assessment (LCA) methodology and specialized software (SimaPRO V7.1).

The study is a diagnosis of the main composition and flow parameters of streams associated with sulfur system built using the HYSYS process simulator 8.4. Input and output flows (inventory) are the basis to applying the LCA methodology. At this point the reproducibility of the HYSYS model in relation to current plant data is evaluated; subsequently runs are generated for various scenarios presented, among which are: current operation condition, the current operation integrated with the new technology and prospects TGTU future operating, with and without the new technology. In the development of the simulation model for TGTU was available data provided by a technology supplier.

The results obtained with the application of LCA helped identify environmental profits of improving the current technology based on incineration and acid gas emission by a chemical system reaction with amine absorption.

The environmental impacts assessment of alternative TGTU presented a reduction of 75% compared to the base case, highlighting a reduction of 97.5% in the category of respiratory effects of inorganic components. It was considered the most relevant to the study case.

---

\* Master thesis.

\*\* Physicochemical engineering faculty. Chemical engineering school. Master in chemical engineering. Director: PhD. Paola Acevedo Pabón

## INTRODUCCIÓN

La refinería colombiana de Barrancabermeja es la más importante y grande del país, con una capacidad instalada de procesamiento de 250.000 barriles diarios; sus inicios de fundación y montaje se remontan a los años 20, época en la cual con capital privado americano inicia su construcción y por ende el proceso de la refinación de petróleo en Colombia. Este proceso ha tenido importantes avances y cambios a lo largo de 94 años de historia, sin embargo, actualmente la planta física de la refinería opera algunos de sus procesos con tecnologías, unidades o equipos de proceso de hace 40 o 50 años; estas unidades o equipos no han sido modificados o actualizados de manera sustancial dentro un marco de sostenibilidad integral. Si bien es cierto que el mejoramiento o foco estratégico de inversión en el pasado se orientaba hacia el incremento en la capacidad instalada de las plantas, la dimensión ambiental y social que empezara a promulgarse a partir de los años 90 con el protocolo de Kioto ha incidido en gran medida, en la mayor exigencia que el estado ejerce sobre su máquina productiva mediante una legislación ambiental más robusta y por supuesto alineada dentro de la tendencia macro a nivel mundial.

La planta de producción de azufre de la Refinería de Barrancabermeja, objeto del presente estudio, no es ajena a esta exigencia ambiental, por ser la misma fuente de emisiones atmosféricas locales, en componentes claves como el dióxido de azufre ( $\text{SO}_2$ ) precursor de "lluvia acida" y el dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) considerado un gas de efecto invernadero. La descripción del proceso y como es la conversión para la producción de azufre a partir de una materia prima como el sulfuro de hidrógeno ( $\text{H}_2\text{S}$ ) se detalla en el capítulo 3.

Las caracterizaciones analíticas recientes de los gases emitidos por la planta a la atmósfera (580-1600 ppm SO<sub>2</sub> versus 550 ppm Legislación), han permitido identificar oportunidades a nivel técnico y operativo. Estas oportunidades tienen que ver con mejorar el control de procesos, mejorar la implementación de equipos analíticos en línea y garantizar el suministro de una corriente de oxígeno puro para el aire de reacción.

Consciente de esta problemática, la refinería de Barrancabermeja se ha propuesto dentro de su marco de responsabilidad social empresarial para el año 2017, implementar un proyecto macro ambiental que reduzca de manera importante las emisiones de la planta de azufre dentro de los parámetros permisibles por normatividad. El proyecto que consiste básicamente en el diseño y montaje de una nueva sección de proceso denominada TGTU por sus siglas en inglés (Unidad de tratamiento de gases de cola) se ha denominado “Proyecto de Control de Emisiones SO<sub>x</sub>”. En esta nueva unidad los gases de cola excedentes del proceso de azufre con las cantidades anteriormente descritas de SO<sub>2</sub>, serán sometidos a un proceso químico de reconversión por hidrogenación hacia H<sub>2</sub>S, gas que es reinyectado nuevamente como carga al proceso de azufre (Claus) con el objetivo de mejorar la eficiencia de recuperación de azufre.

En las etapas de justificación financiera del proyecto de la TGTU y en general a nivel empresarial, los proyectos de inversión son justificados fundamentalmente mediante el cálculo de factores beneficio/costo de la(s) alternativas(s) seleccionadas, los cuales parten de típicas técnicas financieras como el VPN (valor presente neto), TIR (tasa interna de retorno) o tiempo de retorno de la inversión. Cuando se habla de proyectos de tipo ambiental los ingresos o flujos de caja positivos se determinan con base en cuanto es el ahorro potencial por multas ambientales, tasas retributivas o en casos extremos el cierre del negocio por incumplimiento de ley del decreto ambiental que aplique. Lo anterior ocurre porque en la realidad colombiana e incluso mundial, es complejo fijar o definir un

precio o coste económico por el impacto ambiental que pueda generar (o mitigar) determinado proceso o actividad económica en un término temporal (mediano o largo plazo). Esta valoración ambiental no es incluida en el flujo de caja, por tanto, los factores de relación beneficio/costo para muchos de los proyectos ambientales son bastante bajos dado que entran a competir de manera presupuestal con otro tipo de proyectos de inversión de la compañía y es frecuente que los proyectos ambientales queden relegados a un segundo nivel, por tanto su ejecución tarde períodos de tiempo más largos.

El presente trabajo de aplicación hace una aproximación a la cuantificación de impactos ambientales potenciales inducidos por un proceso existente y mejorado (TGTU) por intermedio de la metodología de análisis de ciclo de vida (ACV) cuyo marco de referencia fue definido por la Norma ISO 14040 a finales de los años 90. Los resultados obtenidos son argumentos válidos adicionales dentro de los criterios de toma de decisión para el proyecto y la organización en general.

Estos resultados de ACV fueron estimados mediante el software SimaPRO a partir de información real de planta para el 2015 y datos de simulación de procesos (HYSYS v8.4) para la actual planta y la nueva sección (TGTU). Finalmente la fuente de información para desarrollar el modelo de la TGTU fue suministrada por el licenciador de la tecnología.

## 1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Un aspecto fundamental para todas las organizaciones y sus procesos productivos, es el inicio de una etapa de conocimiento y cuantificación de los impactos ambientales que sus procesos de transformación y producción generan en el corto, mediano y largo plazo, como una medida anticipada y oportuna que permita el control de posibles efectos y daños ambientales.

La planta de recuperación de azufre de la refinería de Barrancabermeja, objeto del presente estudio, hace parte de las denominadas unidades “ambientales” de refinería; del mismo modo a como lo es la planta de tratamiento de aguas residuales (PTAR). Su denominación de ambiental surge a partir de una eficiente reducción en las emisiones atmosféricas de componentes gaseosos altamente corrosivos y tóxicos como lo son el dióxido de azufre ( $\text{SO}_2$ ) y el sulfuro de hidrógeno ( $\text{H}_2\text{S}$ ).

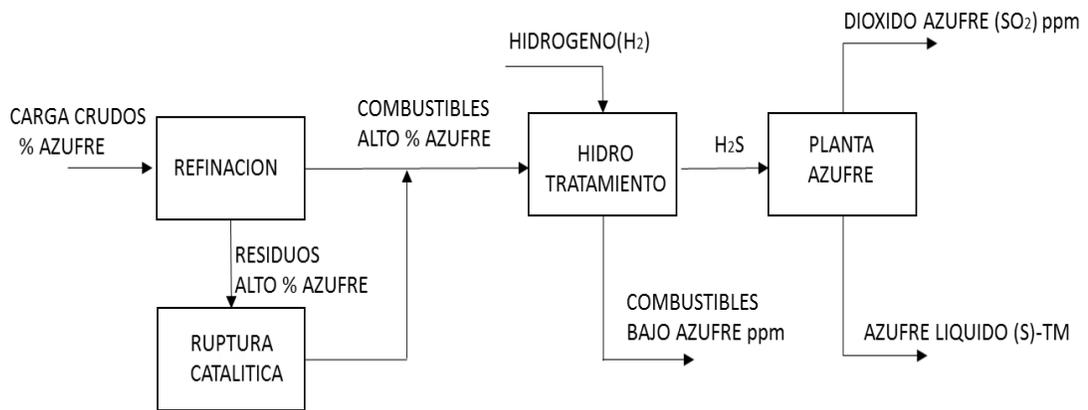
Las plantas de azufre producen básicamente azufre comercial en estado líquido a partir de corrientes gaseosas con alto contenido de  $\text{H}_2\text{S}$  (Ver Tabla 1) que es obtenido por efecto colateral de diversos procesos de refinación, entre los cuales se tiene el hidrotratamiento de residuos pesados y los procesos de ruptura catalítica (Figura 1).

**Tabla 1. Composición gas ácido de carga a planta de azufre**

Componente	%mol
Sulfuro de hidrogeno(H <sub>2</sub> S)	92
Agua(H <sub>2</sub> O)	8
Metano(CH <sub>4</sub> )	1,6E-04
Etano(C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	1E-04
Total	100

Fuente: RWD. Manual de Descripción de Procesos de Planta U4800-2009

**Figura 1. Generalidad del manejo de azufre en una refinería**



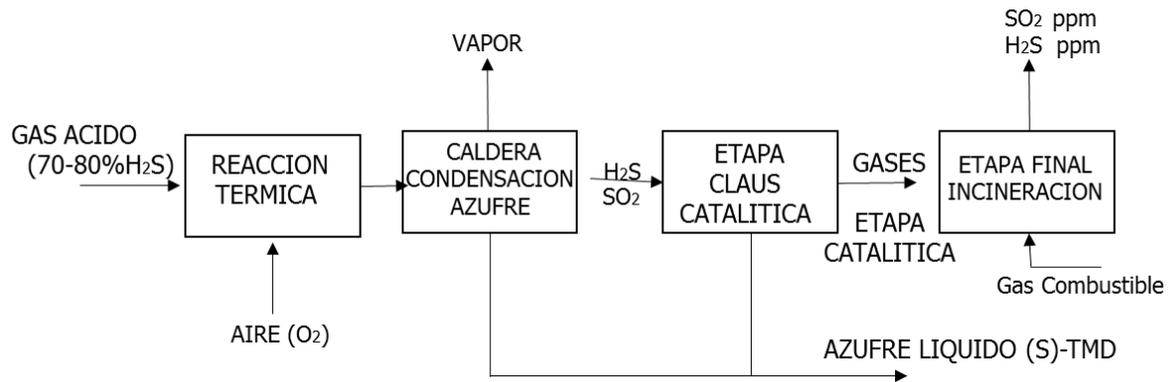
Fuente: RWD. Manual de Descripción de Procesos de Planta de Azufre.2007

La planta de azufre está diseñada para producir 53 toneladas métricas día (TMD) y su tecnología corresponde a un proceso denominado Claus Modificado (Figura 2). En la actualidad, la planta cuenta con más de 30 años de servicio, evidenciando una disminución progresiva en su condición mecánica, lo cual genera finalmente bajos niveles de eficiencia operacional (94.5% vs 98% Diseño)<sup>1</sup>; esta eficiencia representa la capacidad de recuperación de azufre líquido a partir de azufre en estado gaseoso referenciado como H<sub>2</sub>S el cual carga la unidad. Una reducción de solo un 1% en la eficiencia puede significar de 1 a 2 toneladas métrica diaria que son emitidas a la atmósfera.

<sup>1</sup> CUNDALL, Michael. DERAKHSHAN, Farin. Reporte de Evaluación de la Refinería de Ecopetrol. DuPont.2013.

Análisis recientes del contenido de SO<sub>2</sub> emitido por la planta, presenta valores que oscilan en el orden de 580-1600 ppm<sup>2</sup>, lo cual supera los niveles máximos establecidos por la Resolución 909 de 2008 que especifica valores de 550 ppm para plantas existentes; a nivel mundial plantas de azufre de diseño similar (Claus Modificado) presentan valores de emisión del orden de 200 ppm<sup>3</sup>.

**Figura 2. Proceso de producción de azufre (CLAUS modificado)**



Fuente: RWD. Manual de Descripción de Procesos de Planta de Azufre. 2007

Por lo anterior, la refinera ha revisado y propuesto alternativas tecnológicas tendientes a reducir los niveles del SO<sub>2</sub> emitido por la planta de azufre, a niveles que no solo permitan cumplir con la normal ambiental sino alcanzar valores aún más exigentes.

Para satisfacer estos requerimientos, la refinera ha propuesto la adquisición de una tecnología denominada TGTU (Tail Gas Treating Unit)<sup>4</sup>, la cual procesa los gases de cola provenientes de la etapa catalítica de la planta de azufre, buscando reducir los niveles de emisión de SO<sub>2</sub> (<10 ppm) a niveles tolerables por legislación colombiana. La tecnología consiste en el diseño y montaje de un

<sup>2</sup> CUNDALL, Michael. DERAKHSHAN, Farin. Reporte de Evaluación de la Refinería de Ecopetrol. DuPont.2013.

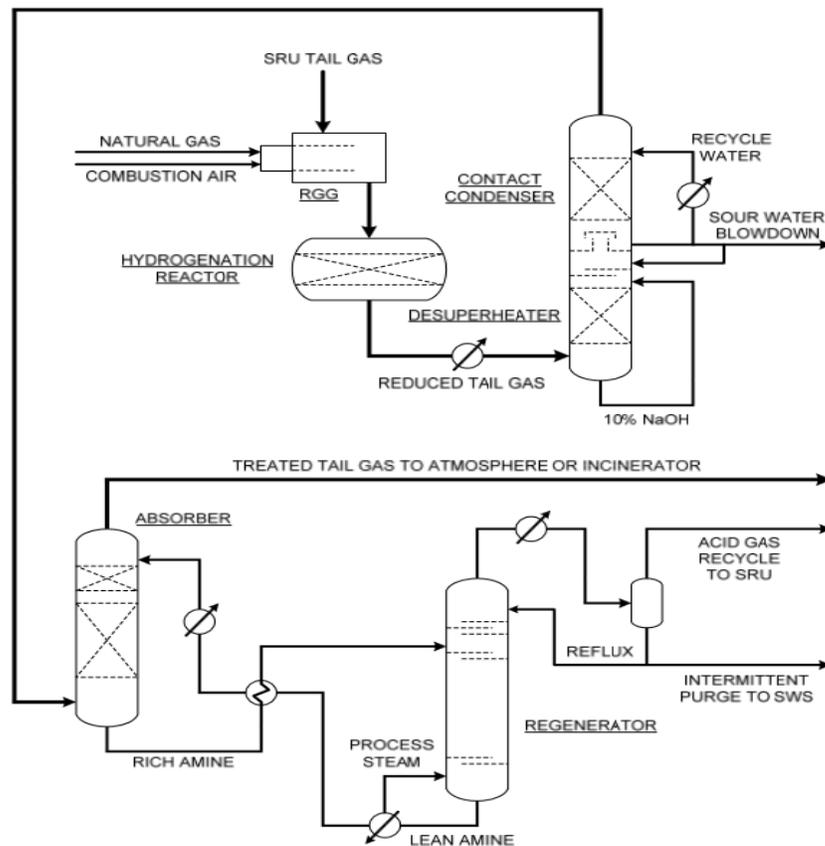
<sup>3</sup> EOW, John. Recovery of Sulfur from Sour Acid Gas: A Review of the Technology. Department of Chemical Engineering, University of Leeds. Environmental Progress. Volume 21. N° 3. October 2002. Pg 143-162.

<sup>4</sup> RAMESHNI, Mahin. Selection Criteria for Claus Tail Gas Treating Procesos. Worley Parsons. Resource & Energy. California 201091016.USA.

sistema de reactor (reducción con hidrógeno) con posterior lavado de los gases de cola (tail gas) en una torre absorbidora con amina o soda (Figura 3).

De aquí que surja la pregunta para la refinería, de si instalar una nueva tecnología para reducir los contaminantes al recurso aire realmente reduce los efectos o impactos ambientales del proceso, o por el contrario, incrementa los impactos considerando que la nueva tecnología involucra insumos adicionales a nivel energético y de materia prima.

**Figura 3. Sistema BSR Amine a implementar**



Fuente: RAMESHNI, Mahin. Selection Criteria for Claus Tail Gas Treating Procesos. WorleyParsons.Resource & Energy.California 91016.USA.2010.

La importancia del presente trabajo radicó precisamente en establecer mediante la metodología de análisis de ciclo de vida (ACV), la cuantificación potencial de los impactos y daños ambientales que la planta de azufre actual induce sobre el medio ambiente, comparativamente con los efectos potenciales que una nueva tecnología de proceso podría generar o mitigar. El resultado final del presente estudio no solo será un argumento valioso para la toma de decisión gerencial, sino que presentará a la metodología del ACV, como herramienta de aplicación clave para la determinar la sostenibilidad de los proyectos o alternativas en los cuales incursiona la empresa.

## 2. ESTADO DEL ARTE

El análisis de ciclo de vida (ACV) actualmente es una metodología que hace parte integral de la evaluación energética y de efectos ambientales de productos y procesos en general.

Se aborda el análisis del estado del arte para cuatro diferentes frentes de desarrollo científico y tecnológico involucrados en los objetivos del presente trabajo de grado. Se examina primero el Análisis de Ciclo de Vida (ACV), sus frentes de avance como metodología de evaluación ambiental y su integración con herramientas adicionales para la toma de decisiones en la industria. Se pasa luego a considerar algunas aplicaciones del ACV a productos provenientes de refinería, se presentan algunos factores claves identificados en estos ACV y estudios aplicados a nivel de la industria mundial de combustibles fósiles y biocombustibles, que permiten fundamentar la aplicación del ACV para el presente trabajo de aplicación, considerando que esta metodología presenta una amplia aceptación para la selección de procesos, su diseño y optimización<sup>5</sup>. Por último se hace una reseña de la simulación de procesos como herramienta complementaria a los ACV y los fundamentos de los procesos Claus y TGTU de mejoramiento y recuperación industrial de azufre.

### 2.1 ACV COMO HERRAMIENTA PARA LA TOMA DE DECISIONES

Desde hace décadas se han venido aplicando diversas metodologías que buscan evaluar las ventajas específicas y globales de las tecnologías, las cuales han sido

---

<sup>5</sup> AZAPAGIC, Adisa. Life cycle assessment and its application to process selection, design and optimization. Chemical Engineering Journal, Volume 73, Issue 1, April 1999, Pages 1-21 1999

consignadas en diversos artículos y libros. Los parámetros empleados normalmente han sido: madurez tecnológica, eficiencias, flexibilidad, valor agregado del producto, consumo energético, inversión total, tasa interna de retorno, tiempo de recuperación de la inversión, entre otras; son comúnmente medidos y analizados para implementar o descartar procesos industriales<sup>6</sup>.

Dentro de los elementos económicos típicamente evaluados en este tipo de análisis se encuentran algunos microeconómicos en el sentido de economía de firma (por ejemplo, inversión, capital y costos de operación) y algunos macroeconómicos relacionados con economía de estado (por ejemplo valorización e impuestos); como novedad, es cada vez más frecuente involucrar componentes sociológicos y hasta éticos (contribución al empleo, responsabilidad social empresarial). Matos y Silvestre 2012, proponen nuevas estrategias para direccionar el proceso de toma de decisiones de forma que se conecten de una manera eficiente las partes interesadas y se puedan superar los retos que se generan a causa de conflictos de interés cuando se pretende mejorar la sostenibilidad en las cadenas productivas.

El desarrollo de un proceso llamado social license in design (SLD) que sirve para hacer frente a retos sociales y oportunidades que las tecnologías deben alcanzar durante su implementación es reportado por Franks y Cohen 2012. SLD utiliza técnicas de investigación social cuantitativas que comprenden no solo la perspectiva y valores de quienes toman las decisiones (eficiencia técnica y económica). Sino que también incluye los puntos de vista de las demás partes involucradas (componentes sociales).

Con relación a la integración del ACV y la evaluación económica de proyectos (EEP), existen numerosos modelos y metodologías de evaluación de procesos en

---

<sup>6</sup> ACEVEDO, Paola. Herramienta de Análisis de Alternativas de Producción Incorporando el ACV “cuna a cuna” a los Métodos tradicionales. Comparación de Biodiesel de Palma e Higuierilla. Escuela de Ingeniería Química. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2012.

la literatura para evaluar el desempeño ambiental de procesos industriales, sin embargo, existen pocos trabajos que evalúan criterios ambientales y económicos de manera simultánea, con el rigor de un análisis de ingeniería<sup>7</sup>.

Santos da Silva y Gocalves 2009, desarrollaron una metodología que integra el ACV con análisis de costo de producción (Una de las etapas que conforman la metodología de EEP) que permite identificar las etapas productivas del proceso que tiene alto impacto ambiental y que incrementan los costos ambientales de las compañías. Por su parte, De Benedetto y Klemes (2009), viendo la necesidad que se tenía de un enfoque novedoso que permitiera complementar los aspectos ambientales y financieros realizaron un modelo de evaluación que arroja un mapa gráfico el cual permite combinar los indicadores ambientales más relevantes (huella de carbono) junto con los costos. Usando este mapa grafico es posible comparar diferentes opciones, siendo esta una herramienta que permite soportar procesos de toma de decisión.

En un contexto más general, la integración del ACV y de la EEP se ha venido desarrollando junto con la economía ecológica<sup>8</sup>, las cuentas ambientales nacionales y empresariales, además de las cuentas económicas tradicionales, con el reto de superar e integrar los siguientes conceptos.

- Economía convencional, que se ocupa sólo de los sectores económicos y de la matriz de intercambios entre ellos.
- Ecología convencional, que se ocupa sólo de los sectores ecológicos y algo de los intercambios entre ellos.
- Economía de recursos naturales, que se ocupa de los flujos físicos y de valor desde los sectores ambientales hacia los sectores económicos.

---

<sup>7</sup> SINCLAIR, A. LEVEEN, L. MONGUE, M. LIM, J. COX, S. The environmental impact of disposable technologies.[consultado 30 de noviembre 2015]. Disponible en: <http://biopharmservices.com>.

<sup>8</sup> COSTANZA, Robert. Ecological Economics. The Science and Management of Sustainability. Columbia University Press. New York. 1991.

- Economía ambiental, que se ocupa de los flujos físicos desde los sectores económicos hacia los sectores ecológicos, asociados hacia flujos de valor con dirección inversa.

Indudablemente el gran reto a nivel mundial y que está asociada al modelo de desarrollo sostenible es: dejar de ignorar en la EEP los valores asociados a flujos de entrada y salida de la naturaleza que por no tener precio y mercado no están entrando en las cuentas actuales y pasadas<sup>9 10</sup>.

Así como de la EEP con enfoque empresarial o privado, evoluciona hacia un enfoque socioeconómico, de economía pública o social, también el ACV con énfasis o base ambiental que determina y evalúa los impactos ambientales (Para diferenciarlo de otros se identifica como ELCA: Environmental Life Cycle Análisis), el mismo está evolucionando hacia un análisis del ciclo de vida con énfasis o base social que determina y evalúa los impactos sociales ( Generación de empleo, disminución de la pobreza, impacto sobre la equidad, etc.), a lo largo de todo el ciclo de vida de los productos (para diferenciarlo de otros se identifica como SLCA: Social Life Cycle Analysis).

Esta evolución y complementación (del ELCA con SLCA), análoga a la integración y complementación de la gestión ambiental con la gestión de la responsabilidad social es muy novedosa y está siendo objeto de avances conceptuales y ensayos metodológicos<sup>11</sup>.

En términos prácticos, en las metodologías de impacto ambiental se están incluyendo ya como obligatorio para expedición de licencias, las correspondientes

---

<sup>9</sup> GOODLAND, Robert. Neoclassical Economics and Principles of Sustainable Development. Ecological Modelling. Vol 38. 1987.

<sup>10</sup> SALAZAR, S. Valoración económica de espacios naturales: un fenómeno reciente. [en Línea] [Consultado el 27-11-2015]. Disponible en: [http:// www.ces.gva.es/pdf/conferencia/02/1.pdf](http://www.ces.gva.es/pdf/conferencia/02/1.pdf).

<sup>11</sup> UNEP-SETAC. Guidelines for Social Life Assesment of Products. Catherine Benoit. UQAM/CIRAIG, and Bernard Mazijn. Ghent University. Quebec. 2009.

valoraciones de patrimonios, bienes y servicios de la naturaleza, afectados o involucrados en proyectos de todo tipo, incluidos los industriales<sup>12</sup>.

En éste frente se considera como significativo el trabajo de Khandoher (2011) que desarrolla y aplica a un ejemplo industrial una metodología de evaluación en la que se integran EEP y ACV con el paradigma “cradle to gate”.

El diseño de procesos más sostenibles es uno de los principales retos para el desarrollo de la industria química. Esta no es una tarea trivial, ya que requiere la traducción de los principios teóricos del desarrollo sostenible en la práctica del diseño. En la actualidad, no existe una metodología en general para guiar el proceso de diseño sostenible y casi ninguna experiencia práctica. En un intento por contribuir a ésta área emergente, se han propuesto lineamientos metodológicos que integran consideraciones de sostenibilidad en el diseño de procesos. Existen propuestas que se apoyan en un marco conceptual de ciclo de vida y luego guían al diseñador de procesos a través de las diferentes etapas de diseño para permitir la integración de criterios técnicos, económicos, ambientales y sociales<sup>13</sup>.

Algunos paquetes de diseño y simulación de proceso tales como, CHEMCAD<sup>14</sup> permiten realizar cálculos de los impactos ambientales de los procesos, incluyendo el calentamiento global, el agotamiento de la capa de ozono, la acidificación, entre otros. Sin embargo, la integración de criterios de sostenibilidad en el diseño de procesos y toma de decisión no es un tema superado en absoluto, ya que hay una serie de desafíos que necesitan ser afrontados para ello, incluyendo:

---

<sup>12</sup> MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE-COLOMBIA. Metodología General para la Presentación de Estudios de Impacto Ambiental. Bogotá. 2010.

<sup>13</sup> AZAPAGIC, A. MILLINGTON, A. COLLECTT, A. Methodology for Integrating Sustainability Considerations into Process Design. Chemical Engineering Research and Design. Volume 84. 2006. 439-452.

<sup>14</sup> CHEMSTATIONS INC. CHEMCAD. HOUSTON.[en línea][ citado 11 de noviembre 2015] disponible en: <http://www.chemstat.net>.

- Sistema demasiado grande debido a que se deben considerar no sólo los procesos o etapas industriales, sino todo el ciclo de vida del producto, incluyendo etapas de producción de materias primas además del uso del producto y la disposición de los residuos.
- La necesidad de valorar el sistema en tres componentes diferentes (económico, ambiental y técnico), e incluirlos en el criterio de toma de decisiones y diseño de procesos.
- Identificación de los indicadores pertinentes y crear la cultura de comparar objetivamente los productos de modo que se pueda abrir mercados de exportación.

En un sentido más amplio, la integración del EEP y el ACV en la ingeniería, implica la inclusión de dos magnitudes más, además de la masa, longitud, temperatura y tiempo (ML $\theta$ T), las cuales son: el valor monetariamente(\$), económico y el impacto ambiental (IA); es decir pasar de un sistema de cuatro a seis magnitudes fundamentales (ML $\theta$ T\$IA)<sup>15</sup>.

## **2.2 ACV APLICADO A PROCESOS DE REFINACIÓN**

En general las refinerías de petróleo generan una amplia variedad de subproductos que impactan en mayor o menor medida los recursos naturales en áreas circunvecinas o de influencia. A nivel del recurso agua, las unidades de proceso generan vertimientos con contenidos residuales orgánicos, inorgánicos y aromáticos que deben ser tratados oportunamente en las plantas de aguas residuales (PTAR), para cumplir con la regulación existente.

---

<sup>15</sup> CASTILLO, Edgar. Modelo matemático para la evaluación de la agresividad ambiental de sectores industriales colombianos. Tesis doctoral. Universidad Industrial Ambiental. Escuela de Ingeniería Química. Bucaramanga.2000.

Se ha podido evaluar y comprobar mediante estudios de análisis de ciclo de vida, el impacto que diferentes tecnologías o arreglos físicos de las plantas tienen sobre el ambiente, pudiéndose determinar que los procesos de ósmosis inversa, filtración dual y flotación por disolución de aire como ejemplo, generan menores impactos ambientales comparativamente con tecnologías convencionales<sup>16</sup>. A nivel de productos refinados del petróleo como el gas licuado del petróleo (GLP) y el Kerosene a nivel doméstico, se ha podido determinar en países como la India mediante el ACV, el impacto que estos dos productos tienen en su utilización como combustible de cocina, estimándose que en la categorización de impactos ecológicos el GLP presenta amplias ventajas en relación al Kerosene<sup>17</sup>. Lo mismo ocurre en la producción de diésel de refinería, a partir de la típica destilación convencional comparativamente con la producción de diésel obtenido a partir de refinerías de alta complejidad (vía ruptura catalítica), donde si bien se cuenta con procesos de mayor eficiencia e integración energética, los estudios de ACV han identificado mayor impacto en la categoría de calentamiento global en el proceso vía ruptura catalítica<sup>18</sup> influenciado principalmente por el mayor consumo energético.

En el procesamiento y manejo de gases ácidos (SOx) en China, se ha evaluado el impacto que tienen 2 importantes tecnologías de desulfurización comercial: la primera consistente en el manejo del gas ácido por lechos de catalizador fluido (CFB-FGD) y la segunda, el procesamiento del gas por intermedio de lechos de piedra caliza húmeda (WFGD). Luego de evaluar ambas tecnologías en las categorías de calentamiento global, acidificación, enriquecimiento de nutrientes y formación de ozono fotoquímico entre otros, se concluyó que el proceso WFGD

---

16 VLASOPOULOS, Nikolaos. MEMON, Fayyaz. BUTLER, David. Life cycle assessment of wastewater treatment technologies treating petroleum process waters. *Science of The Total Environment*, Volume 367, Issue 1, 2006. Pages 58-70

17 JUNGBLUTH, Niels. KOLLAR, Markus. Life cycle inventory for cooking: Some results for the use of liquefied petroleum gas and kerosene as cooking fuels in India. *Energy Policy*, Volume 25, Issue 5, 1997. p 471-480

18 KOCHAPHUM, Chongprode. GHEEWALA, Shabbir H. VINITNANTHARAT, Soydoa. Environmental comparison of straight run diesel and cracked diesel. *Journal of Cleaner Production*, Volume 37, December 2012, p 142-146.

presentaba una amplia ventaja frente al proceso CFB-FGD a nivel ambiental y ahorro energético <sup>19</sup>

Es innegable la declinación mundial de las reservas de crudos livianos y el incremento de la disponibilidad de crudos pesados de baja gravedad específica y altos niveles de contaminantes metálicos y azufre, siendo el azufre el precursor por excelencia de la denominada “deposición acida”, que ocurre cuando en los procesos de combustión de los combustibles se forma en la atmosfera el dióxido de azufre, el cual en presencia de agua genera ácido sulfúrico que se fija en el suelo y estructuras induciendo mecanismos de corrosión<sup>20</sup>. Por lo anterior, los refinadores han implementado diversas etapas de proceso tendientes a reducir el nivel de azufre de los combustibles; uno de los productos destilados de las plantas de destilación primaria es el gasóleo, el cual se emplea como corriente precursora para la obtención de gasolina en las unidades de ruptura catalítica (FCC).

Algunos estudios de ACV han evaluado el impacto que diferentes etapas de proceso (hidrotratamiento, producción de hidrógeno, remoción de sulfuro de hidrógeno y recobro de azufre) inducen en el proceso de desulfurización de gasóleo, encontrándose la etapa de hidrotratamiento como la de mayor costo y carga ambiental, generando el mayor agotamiento energético e impacto en calentamiento global<sup>21</sup>.

Las anteriores reseñas indudablemente han permitido identificar la viabilidad del ACV en la estimación de impactos ambientales comparativos, entre productos y procesos de la industria de hidrocarburos.

---

<sup>19</sup> FENG, Chao .GAO, Xuenong. TANG, Yuting. Comparative life cycle environmental assessment of flue gas desulphurization technologies in China. Journal of Cleaner Production, Volume 68, 1 April 2014, Pages 81-92

<sup>20</sup> JACOBSON, Mark. Fundamentals of Atmospheric Modeling. Cambridge University Press. Second edition. 2005.

<sup>21</sup> BRENNAN, David. BURGESS, A. Desulfurisation of gas oil: A case study in environmental and economic assessment. Journal of Cleaner Production, Volume 9, Issue 5, October 2001, Pages 465-472.

### 2.3 UTILIZACIÓN LA DE SIMULACIÓN DE PROCESOS

Por otra parte la información y el análisis de procesos en una planta es un componente clave de entrada para un ACV, en los últimos años el desarrollo de modelos de simulación de procesos mediante software más avanzados y precisos, han sido fundamentales para diseñadores y operadores como herramienta de ayuda en la estimación de condiciones cuando por cualquier motivo se carece de la información relevante a nivel analítico, el proceso Claus de recuperación de azufre no ha sido la excepción considerando que la materia prima es un gas altamente tóxico ( $H_2S$ ) que dificulta a nivel industrial su monitoreo por el riesgo inherente de muestreo. Algunos modelos desarrollados por investigadores han permitido precisar las condiciones ideales y de reproducibilidad que requiere la estimación de la producción de azufre y gases de cola excedentes del proceso de conversión, mediante el empleo del software Aspen HYSYS<sup>22</sup>, lo anterior aplicable igualmente a unidades TGTU<sup>23</sup> que son secciones complementarias al proceso de recobro de azufre. En estas unidades algunos parámetros claves para el ajuste de los modelos de las diferentes secciones (reacción térmica, convertidores y cinética) han sido detallados<sup>24</sup> para garantizar la adecuada convergencia y confiabilidad de los resultados.

Un ejemplo claro en como la utilización de herramientas de simulación han sido importantes en el desarrollo de un ACV, corresponde a un análisis comparativo para el proceso de producción de biodiesel en Canadá. En este estudio, se hace un análisis de los efectos ambientales de la producción de biodiesel a partir de dos materias primas: Jatrofa y aceite de cocina. En este caso las cargas ambientales en ambos casos fue estimada mediante el simulador Aspen HYSYS v7.3 en lo

---

<sup>22</sup> PALENCIA, Marcos. Mejoramiento del Proceso de Recuperación de Azufre de una Refinería. Tesis de Maestría. Universidad de Zulia. Febrero 2007.

<sup>23</sup> NASIR, M.A. SULTAN, A. Optimization and Performance Improvement of Natural Sweetening Plant using Aspen HYSYS. Journal of Natural Gas Science and Engineering. Volume 26, 2015, Pg 367-381.

<sup>24</sup> RAZZACK, S.A. ZUGHBI, H.D. Simulation of Flow and Chemical Reaction in a Claus Sulfur Converter. Ind. Eng. Chem. 2005. Res. 44, 9828-9839

relativo a evaluar los balances de masa y energía<sup>25</sup>. De igual forma un proceso para obtención de biodiesel proveniente de algas fue evaluado mediante la aplicación de un ACV, en este estudio se evaluaron tres tecnologías de extracción de aceite de micro algas empleando el simulador Aspen Plus v 7.1 para determinación de los balances de masa y energía<sup>26</sup>. Finalmente la industria farmacéutica la cual se ha caracterizado por los altos volúmenes de consumo de agua y grandes inversiones de capital esta incursionado en el ACV como herramienta de toma de decisión y para ello viene empleando software que integran la simulación de procesos con criterios económicos como Aspen Batch Plus, SuperPro Designer y BioSolve Process Enterprise<sup>27</sup>.

## **2.4 EL PROCESO DE RECUPERACIÓN DE AZUFRE A PARTIR DE GASES ÁCIDOS Y LOS BENEFICIOS INDUSTRIALES DE LA TECNOLOGÍA TGTU**

En los últimos años con base en el creciente compromiso ambiental de la industria a nivel mundial, en relación al recurso aire y los efectos producidos por componentes ácidos, tecnologías como las TGTU mencionadas anteriormente han incursionado al mercado con el objetivo de minimizar o mitigar los posibles impactos sobre el ambiente. El proceso de producción de ácido sulfúrico  $H_2SO_4$  genera gases de cola precursores de la acidificación terrestre los cuales están compuestos principalmente por dióxido de azufre ( $SO_2$ ), trióxido de azufre ( $SO_3$ ), óxidos de nitrógeno ( $NO_x$ ) y pequeñas cantidades de ácido sulfúrico, las nuevas tecnologías han permitido reducir niveles típicos de gases de cola de 200-3000 ppm  $SO_2$  a valores inferiores a 20 ppm mediante aminas que han remplazado los antiguos sistemas de lavado con soda caustica como consecuencia de los

---

<sup>25</sup> SAJID, Zaman. KHAN, Faisal, ZHANG, Yan. Process simulation and life cycle analysis of biodiesel production. Renewable Energy. 2016. Pg 945-952.

<sup>26</sup> PARDO, Yeniffer. Aplicación de Análisis de Ciclo de Vida a la Producción de Biodiesel Proveniente de Microalgas. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2013

<sup>27</sup> RAMASAMY, Sri Vaiteheki. TITCHENER, Niegel. LETTIERI, Paola. Life cycle assessment as a tool to support decision making in the biopharmaceutical industry: Considerations and challenges. Food and Bioproducts Processing. Vol 94. 2015. Pg 297-305.

mayores impactos ambientales que la soda induce para su manejo<sup>28</sup>. El proceso de absorción con aminas pertenece a la denominada absorción reactiva (AR) en la cual gases como CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S y NO<sub>x</sub> entre otros son absorbidos a alta presión y bajas temperaturas, la ventaja desde el punto de vista ambiental de este proceso es que en la etapa de despojo a alta temperatura, la amina se descompone y retira del sistema, en tanto los sistemas que utilizan soda requieren neutralización y regeneración, lo que induce mayores costos energéticos y de manejo del producto<sup>29</sup>.

Indudablemente que el proceso Claus modificado es la principal tecnología industrial para la recuperación de azufre a partir de H<sub>2</sub>S y SO<sub>2</sub><sup>30</sup> y un proceso fundamental y para el control ambiental en una Refinería de crudo. Las eficiencias obtenidas por este proceso para la recuperación de azufre, puede oscilar entre un 90 a 98% dependiendo el arreglo físico de la unidad. Los gases de cola excedentes de este proceso y con contenidos importantes de SO<sub>2</sub> que normalmente superan las normas ambientales, son enviados a la atmosfera por chimeneas de gran altitud para minimizar el impacto en los alrededores. Por tal motivo uno de los retos industriales en la actualidad, es eliminar el azufre contenido en estos gases mediante las unidades TGTU, aunque algunos autores cuestionan el beneficio real comparativo versus el grado de inversión y consumos energéticos requerido<sup>31</sup>. La inclusión de las unidades TGTU al proceso Claus, representa un incremento significativo en la eficiencia de recuperación de azufre de hasta 2% pudiendo llegar a niveles de hasta 99,9%. Lo anterior representa emitir contenidos inferiores a 10 ppm de SO<sub>2</sub> a la atmosfera<sup>32</sup>, lo cual representa

---

<sup>28</sup> KING, Matthew. DAVENPORT, William. MOATS, Michael. Sulfuric Acid Manufacture. Sulfur from tail gas removal processes. 2 ed. 2013. Pg 325-340.

<sup>29</sup> YILDIRIM, Omer. KISS, Anton. HUSER, Nicole. Reative absorption in chemical process industry: A review on current activities. Chemical Engineering Journal. Volume 213. December 2012. Pages 271-391.

<sup>30</sup> EOW, John. Recovery of Sulfur from Sour Acid Gas: A Review of the Technology. Department of Chemical Engineering, University of Leeds. Environmental Progress. Volume 21. N° 3. October 2002. Pg 143-162.

<sup>31</sup> CHAKMA, A. Acid Gas Re-injection. A practical way to Eliminate CO<sub>2</sub> Emissions from Gas Processing Plants. Energy Convers. Mgmt, 38, 1997, Pg 205-209.

<sup>32</sup> SULPHUR EXPERTS INC. Sulfur Block Master Plan for Ecopetrol. 2013.

prácticamente la eliminación del impacto ambiental generado por el aire sobre el agua y suelo.

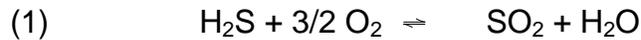
### 3. MARCO TEÓRICO

#### 3.1 PLANTA DE AZUFRE

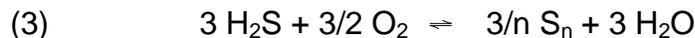
El propósito de la unidad recuperadora de azufre es procesar el gas  $H_2S$  (sulfuro de hidrógeno) contenido en los gases ácidos producto o excedente del proceso de ruptura catalítica (FCC). Estos gases se producen típicamente en unidades que remueven el  $H_2S$  de corrientes de gas y líquido, como es el caso de la unidad de regeneración de amina y la despojadora de aguas agrias. A los gases ácidos de este tipo, no se les permite su venteo a la atmósfera dada su alta toxicidad. Si se queman en el sistema de la tea los contaminantes excederían los estándares de emisión de contaminantes permitidos. Una unidad de recuperación de azufre puede retirar suficiente  $H_2S$  del gas ácido de tal forma que el gas de cola restante pueda cumplir con los estándares de las reglamentaciones de emisiones después de la oxidación térmica.

La planta de azufre (Ver Figura 4) está diseñada para procesar 1.20 MSCFD de gas ácido de amina (GAA) de la unidad de regeneración de amina y 1.26 MSCFD de gas de la despojadora de aguas agrias (GADAR). La planta de azufre recupera como mínimo el 95 % del azufre contenido en la carga de gases ácidos produciendo aproximadamente 53.5 T/D de azufre elemental líquido como producto. El gas de cola que sale de la planta de azufre se envía a un incinerador existente donde todos los compuestos de azufre se convierten a dióxido de azufre ( $SO_2$ ) y se dispersan a la atmósfera.

La planta de azufre es una unidad denominada comercialmente tipo Claus Modificado<sup>33</sup> de un solo paso con 3 etapas de reacción, con el fin de lograr el rendimiento requerido de recuperación de azufre y a la vez suministrando una excepcional confiabilidad en línea y facilidad de operación. El proceso Claus utiliza las siguientes reacciones químicas para convertir el H<sub>2</sub>S en azufre elemental:



La reacción global para el proceso es:



La planta de azufre se compone de una etapa de conversión no catalítica y tres etapas convencionales tipo Claus. La reacción de Claus es altamente exotérmica, liberando una gran cantidad de energía calórica que se recupera como vapor de baja presión en los intercambiadores de calor que siguen a las etapas de conversión.

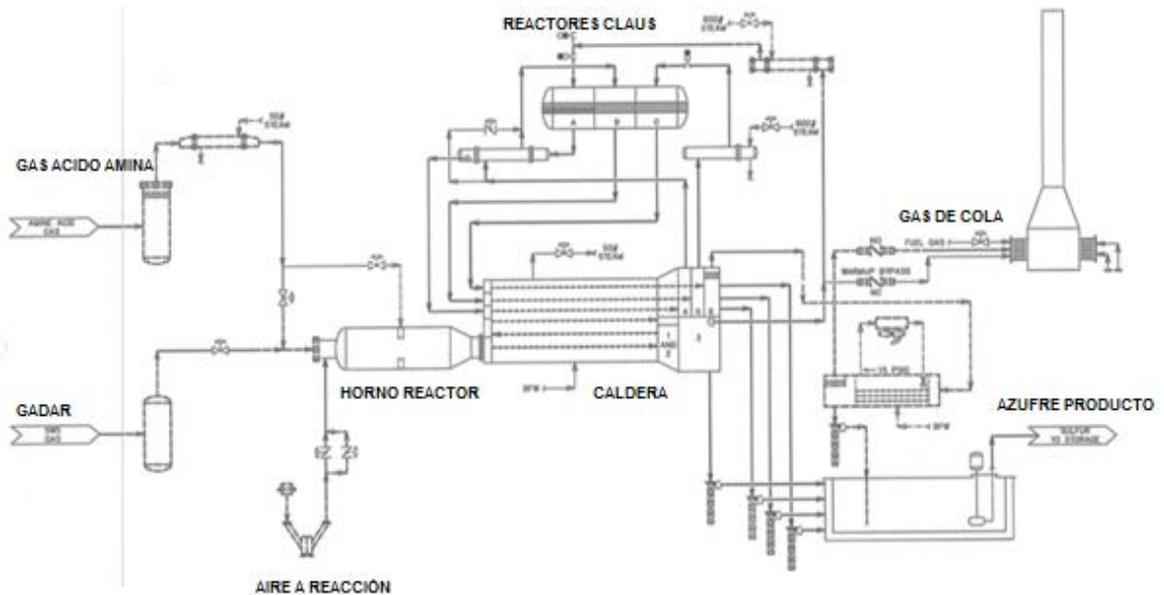
- **Procesamiento de gas de carga**

El GADAR ingresa a la unidad a condiciones de 9.5 psig y 180°F y el GAA a condición de 110°F y 9.5 psig. El GAA se precalienta en un calentador a condición de 257°F, parte de este gas se mezcla con el GADAR e ingresa al quemador del Horno y otra parte ingresa a una sección adelante del horno, con el objetivo de evitar que la mezcla GADAR-GAA se enfríe e induzca a la precipitación de sales de amonio (esto ocurre a temperaturas inferiores a 100°F en relación a la temperatura típica de mezcla).

---

<sup>33</sup> EOW, John. Recovery of Sulfur from Sour Acid Gas: A Review of the Technology. Department of Chemical Engineering. University of Leeds. Environmental Progress. Volume 21.N° 3.October 2002. Pg 143-162.

**Figura 4. Esquemático simplificado de la planta de azufre actual**



Fuente: ORTLOFF ENGINEERS. SRUII Revamp Basic Engineering Package. Midland Texas USA. 1998.

- **Procesamiento térmico**

La tercera parte del sulfuro de hidrogeno ( $H_2S$ ) se convierte en dióxido de azufre ( $SO_2$ ) antes de la etapa Claus, la cual se encarga de producir el azufre (S) elemental. La reacción térmica en el horno ocurre en presencia de aire la cual reacciona con la tercera parte del sulfuro de hidrógeno y adicionalmente quema componentes de hidrocarburo y amoniaco que ingresan con la carga. Esta es una reacción en equilibrio en un rango de  $1860-2500^{\circ}F$ ; el producto de esta reacción pasa por (3) tres de los (6) seis pasos de una caldera la cual genera vapor a 70 psig. En estos pasos, condensa azufre líquido el cual es retirado hacia una piscina de almacenamiento.

- **Procesamiento catalítico**

El Gas que no ha condensado en el tercer paso, es precalentado en un calentador con vapor de 600 psig para ingresar a un reactor catalítico (alúmina) de tres etapas en el cual se desarrolla la reacción de Claus.

En los pasos 4-5-6 se recupera azufre líquido, el gas que no condensa en la etapa 6 (última) se direcciona a una etapa final de incineración hacia la atmósfera.

- **Incineración térmica**

Los gases no condensables del paso 6 ( $H_2S$ ,  $SO_2$ ,  $COS$ ,  $CS_2$ ) y algo de azufre elemental, se direccionan a una temperatura de  $255^{\circ}F$  al horno de incineración donde todos los compuestos de azufre son oxidados (a  $SO_2$ ) a una temperatura de  $1200^{\circ}F$ . Se estima que el gas efluente contendrá cerca de 10000 ppm de  $SO_2$  en base seca y con una base de 0% de oxígeno.

### **3.2 MARCO JURÍDICO COLOMBIANO EN CUANTO EL RECURSO AIRE**

Como se observa en el capítulo anterior, la planta de producción de azufre de la Refinería de Barrancabermeja genera emisiones atmosféricas en el proceso de incineración de los gases de cola (H2881) excedentes del proceso Claus. La propuesta de mejora tecnológica planteada, prevé reducir los niveles de contaminantes atmosféricos mediante el diseño e instalación de un proceso nuevo, de ahí la importancia de conocer el marco jurídico que regula la ley colombiana sobre el recurso aire, para efectos de tener un marco de referencia que permita evaluar los procesos (actual y alternativo).

En el ANEXO 1 se observa una revisión de las normas de recurso aire para Colombia, donde se referencia el tema, emisor y vigencias de cada uno de los decretos, resoluciones o leyes que guardan relación con la actividad industrial de la refinería.

En la Tabla 2, se presenta la normativa para emisión de fuentes fijas que aplica en Colombia.

**Tabla 2. Estándar de emisión admisible nacional (25°C-760mmHg) y base 11% de Oxígeno**

Contaminante	Estándar de emisión admisible (mg/m3)	
	Industria existente	Industria nueva
Dióxido de azufre (SO <sub>2</sub> )	550	500
Óxido de nitrógeno (NO <sub>x</sub> )	550	500
Material particulado	250	150
Dioxinas y furanos	0.5	
Neblina acida-Trióxido SO <sub>3</sub>	150	
Plomo (Pb)	1	
Cadmio (Cd)	1	
Cobre (Cu)	8	
Hidrocarburos Totales (HCT)	50	

Fuente: Resolución 909 del 2008-Ministerio del Medio Ambiente de Colombia

### 3.3 TECNOLOGÍAS PARA EL MANEJO DE GASES DE COLA (TAIL GAS)-TGTU Y SISTEMA A IMPLEMENTAR EN BARRANCAMERMEJA

Comercialmente se conocen cuatro (4) tipos de tecnologías para el tratamiento de gases de cola, que permiten garantizar mejoras en la capacidad de recuperación (eficiencia) de azufre de las plantas<sup>34</sup>, las cuales son:

- **Sub-dewpoint (por debajo de punto de Rocío)**

En esta tecnología se alcanzan eficiencias del 99.5%, en esencia la tecnología consiste en pasar el gas de cola ácido por un reactor con solvente de tipo líquido donde se lleva a cabo la siguiente reacción:



Ventajas:

- Tecnología comprobada.
- Usa tecnología convencional de catalizadores (Alúmina activada).

Desventajas:

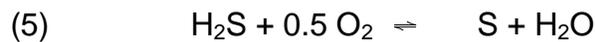
- Dependiente en extremo de la estequiometría de la reacción.
- No presenta conversión para componentes como el COS y CS<sub>2</sub>.
- Se presentan picos de emisiones cuando hay cambios de lecho seco.
- El proceso de lecho seco demanda equipos costosos.
- Proceso de cuidado en procedimientos de arranque y parada.

---

<sup>34</sup> SULPHUR EXPERTS INC. Sulphur Block Master Plan for Ecopetrol. 2013

- **Proceso de oxidación selectiva**

En esta tecnología se alcanzan eficiencias del 99.5%, consiste básicamente de una etapa adicional (catalítica) de reacción Claus de oxidación selectiva (adicional a las típicas 2 o 3 etapas convencionales de reducción), en la que ocurren las siguientes reacciones:



Ventajas:

- Tecnología comprobada y familiar para los Operadores.
- Mayor conversión de la Unidad comparado con el proceso Claus convencional.
- No es altamente sensible a fluctuaciones operacionales (dentro de rangos normales).

Desventajas:

- Puede manejar un máximo de H<sub>2</sub>S en razón a que la oxidación del mismo es altamente exotérmica.
- No convierte el SO<sub>2</sub>, COS y CS<sub>2</sub>.
- Costos asociados al catalizador y licenciamiento de la tecnología.

- **Proceso de Oxidación y remoción de SO<sub>2</sub>**

En esta tecnología, se alcanzan eficiencias mayores a las presentadas anteriormente de hasta un 99.95%, el proceso químico de remoción de SO<sub>2</sub> se basa en ATS (tiosulfato de amonio) o SBS (bisulfito de sodio).

### Ventajas:

- Flexibilidad para manejar gases ácidos adicionales, que pueden ser capturados con el sistema de remoción de SO<sub>2</sub> de la tecnología.
- Gases ácidos o agrios pueden ser quemados en el incinerador del proceso en lugar de utilizar gas combustible.
- Costo de capital menor para el sistema de manejo cáustico del proceso.

### Desventajas:

- La presencia de altas concentraciones de SO<sub>2</sub> en medio húmedo con altas temperaturas induce mecanismos de corrosión.
- Los costos logísticos del uso y disposición del líquido cáustico puede ser desventajoso.
- Son nuevas tecnologías que no tienen gran registro de trazabilidad en su desempeño a nivel industrial
- **Reducción más absorción con Amina**

Esta tecnología igualmente alcanza altas eficiencias de remoción de azufre (99.95%), en resumen emplea reactores de hidrogenación y sistemas de absorción con aminas secundarias (DEA) y terciarias (mDEA):

### Ventajas:

- Proceso catalítico y de absorción de amina conocido en la industria.
- Proceso flexible para el manejo de cambios en la composición de gas de cola.
- Se puede integrar con sistemas de amina existentes.
- Tecnología comprobada y ampliamente aceptada industrialmente.

### Desventajas:

- La presencia de altas concentraciones de SO<sub>2</sub> en medio húmedo con altas velocidades de corrosión.
- Costos de operación y capital son elevados.
- Vulnerabilidad en la generación de SO<sub>2</sub> por avance o inestabilidad en el reactor de hidrogenación.
- Puede generarse mecanismos de corrosión por la inyección de agua de enfriamiento en presencia de azufre.
- Degradación de aminas si no se manejan adecuadamente (altas temperaturas o pobre filtración para retiro de sales estables).

Esta es la tecnología TGTU que se implementará en la Refinería de Barrancabermeja y que corresponde específicamente al denominado proceso **BSR Amine** el cual es licenciado por la compañía *Worley Parson*, del mismo se dispone de información general.

Este proceso está compuesto de tres (3) etapas principales, las cuales se describen a continuación:

- **Etapas de compresión**
- **Etapas de hidrogenación**
- **Etapas de tratamiento con amina**

**Etapas de compresión:** Una característica del gas residual de cola (TGTU) proveniente de la planta de azufre, es la baja disponibilidad de presión para ser sometida a cualquier proceso adicional de tratamiento, de aquí, el requerimiento de implementar un sistema de compresión que permita obtener las condiciones óptimas de presión y temperatura para las etapas subsiguientes del proceso.

**Etapa de hidrogenación:** Esta es una etapa de reducción catalítica (Figura 5), en la cual el dióxido de azufre residual de la corriente de cola y precursor de la lluvia ácida atmosférica, se hidrogena ( $H_2$ ) en presencia de un catalizador cobalto-molibdeno en base alúmina para formar sulfuro de hidrógeno ( $H_2S$ ) y agua ( $H_2O$ ).

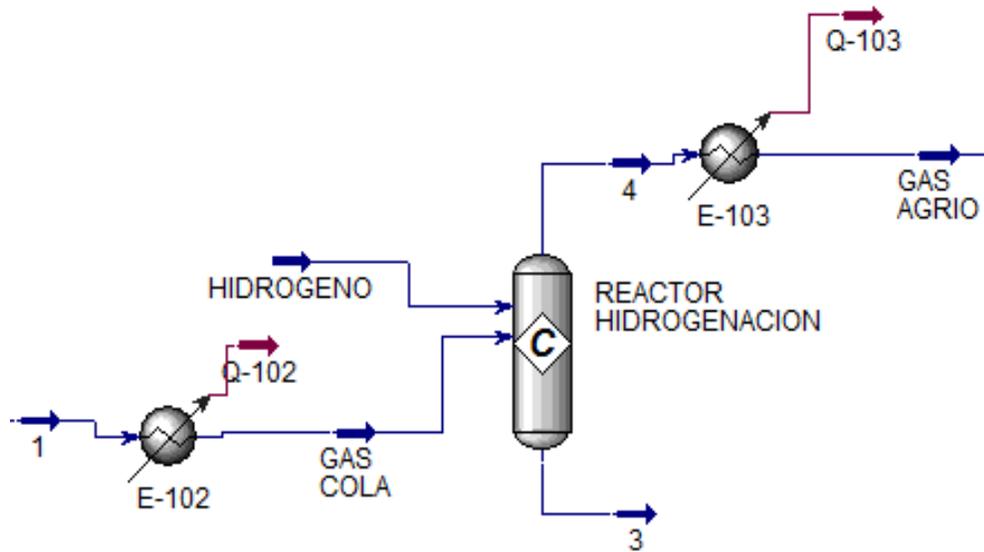


Esta reacción ocurre normalmente en un rango de 550-650°F grados de temperatura con deltas de temperatura entre 60-70°F.

La corriente de hidrógeno es suministrada por una planta de producción de hidrógeno que utiliza un proceso de reformado con vapor a partir de gas natural ( $CH_4$ ).

Esta planta de hidrógeno dispone de una capacidad de producción por diseño de 14 MMPCED (millones de pies cúbicos estándar día); el consumo normal promedio de hidrógeno del proceso de hidrotratamiento de residuos pesados oscila entre 7-8 MMPCED y el consumo estimado para el proceso TGTU es cercano al 0,45 MMPCED, para una producción tope de 69 TMD (toneladas métricas día) de azufre líquido, de aquí la viabilidad del suministro de hidrógeno para el proceso de la TGTU.

**Figura 5. Reactor de hidrogenación (simulación HYSYS)**



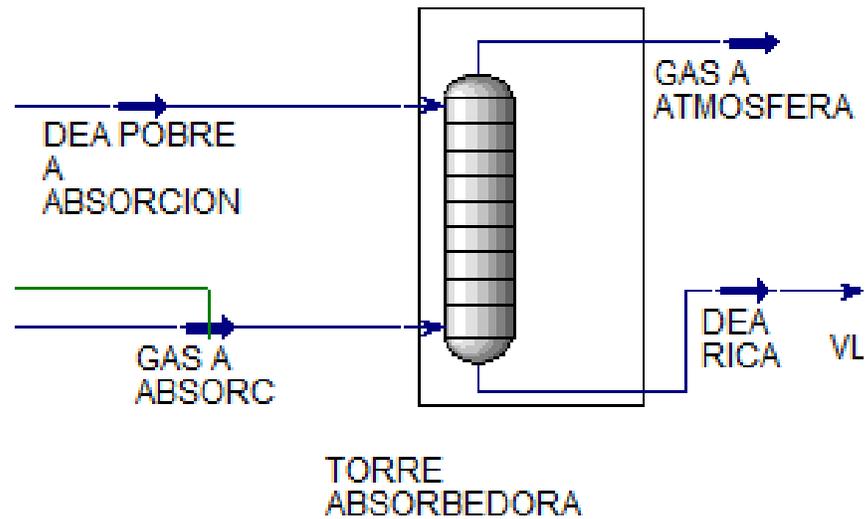
### **Etapa de tratamiento con amina**

El gas producto del proceso de reducción con hidrógeno se somete a una etapa de absorción con amina (Figura 8), empleándose aminas de tipo secundario (DEA) o terciario (MDEA), las cuales ofrecen mayor estabilidad para la formación de sales térmicamente estables o procesos de oxidación. Las sales térmicamente estables, inducen mecanismos corrosivos en los equipos asociados principalmente a altas temperaturas. La amina empleada para el presente caso de estudio es la DEA (25-30%wt).

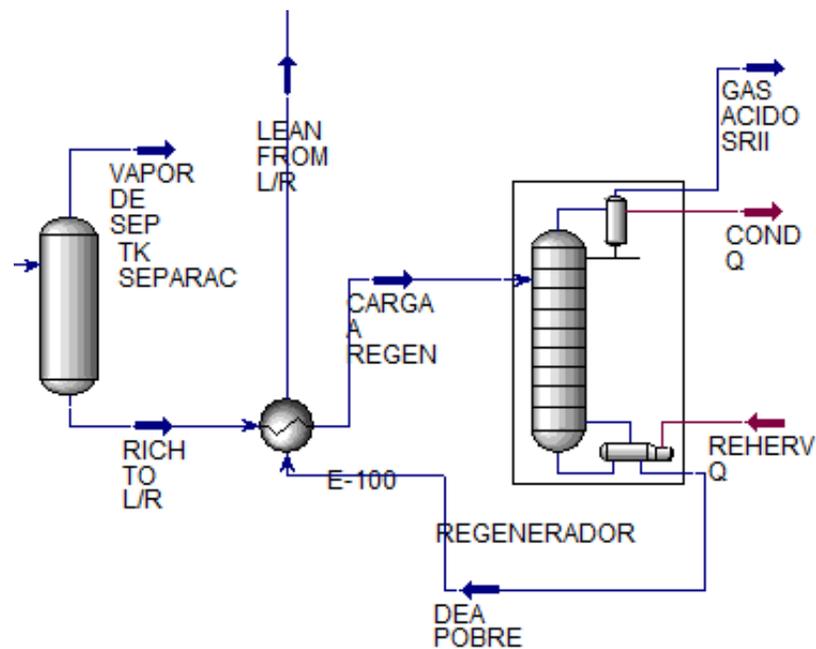
El sistema está compuesto principalmente por una torre absorbidora de platos tipo válvula que opera a condiciones de alta presión (995-1000psia) y baja temperatura (85°F), con el objetivo de mejorar la solubilidad de los gases ( $H_2S$ - $CO_2$ ) en la amina, de igual forma, el sistema dispone de una torre despojadora de amina (Figura 9) en la cual la denominada DEA rica con altas concentraciones de  $H_2S$ - $CO_2$ , se somete a un proceso de despojo a baja presión (28psia) y alta

temperatura (256°F) mediante un rehedidor tipo Kettle de fondo, el cual utiliza vapor de 50 psig como suministro de energía.

**Figura 6. Sistema de absorción con amina DEA**



**Figura 7. Sistema de despojo de amina DEA (Simulación HYSYS)**



### 3.4 ANÁLISIS DE CICLO DE VIDA

El Análisis de Ciclo de Vida (ACV) es una metodología que permite medir el impacto ambiental de un producto, proceso o sistema a lo largo de todo su ciclo de vida. A través de la aplicación de esta metodología, se recopilan y evalúan las entradas y salidas del sistema o proceso para determinar sus impactos ambientales, con el objetivo de establecer estrategias para prevenirlos y/o minimizarlos. En este sentido se consideran:

- **Entradas:** los recursos, materias primas, consumos de energía, etc., que se necesitan en cada proceso/fase del sistema.
- **Salidas:** las emisiones al medio ambiente (al aire, al agua y al suelo), los residuos y los subproductos que se generan en cada proceso/fase del sistema.

La fase del ACV que implica la recopilación y cuantificación de entradas/salidas de un sistema durante su ciclo de vida, se denomina **Inventario de ciclo de vida** (ICV). La metodología de ACV tiene un enfoque holístico, es decir, trata de incluir todas las entradas/salidas que intervienen a lo largo de su ciclo de vida. Sin embargo, existen distintos enfoques en función de las etapas consideradas del ciclo de vida:

- **“de la cuna a la tumba”:** se considera en el estudio desde que se obtienen las materias primas hasta su fin de vida (incluyendo el transporte, almacenaje, distribución y demás actividades que tienen la relevancia).
- **“de la cuna a la puerta”:** el estudio del sistema se limita a las etapas comprendidas entre la obtención de las materias primas, hasta que el producto se pone en el mercado (a la salida de la planta de fabricación).
- **“de la puerta a la puerta”:** solo se tienen en cuenta las entradas/salidas del sistema productivo (procesos de fabricación).

- “**de la cuna a la cuna**”: se considera en el estudio que las corrientes de salida al final de la vida del sistema, pueden ser consideradas como materias primas y/o entradas al mismo sistema o a otro.

El análisis y evaluación del total de entradas y salidas que permite establecer los efectos medioambientales relacionados con el sistema objeto de estudio se denomina: **Evaluación del Impacto de Ciclo de Vida (EICV)**. Cuando se va a realizar la EICV se tienen en cuenta una serie de categorías de impacto ambiental que representan los impactos ambientales de interés a los cuales se quieren asignar y referir los resultados.

Existen distintas **categorías de impacto ambiental**, en las cuales se pueden destacar:

- Calentamiento global
- Consumo de recursos energéticos
- Reducción de la capa de ozono
- Eutrofización
- Acidificación
- Consumo de materias primas
- Formación de oxidantes fotoquímicos

Actualmente existen dos normas ISO aplicables al análisis de ciclo de vida:

- **ISO 14040**: Gestión ambiental. Análisis del ciclo de vida: Principios y marco de referencia.
- **ISO 14044**: Gestión ambiental. Análisis del ciclo de vida: Requisitos y directrices.

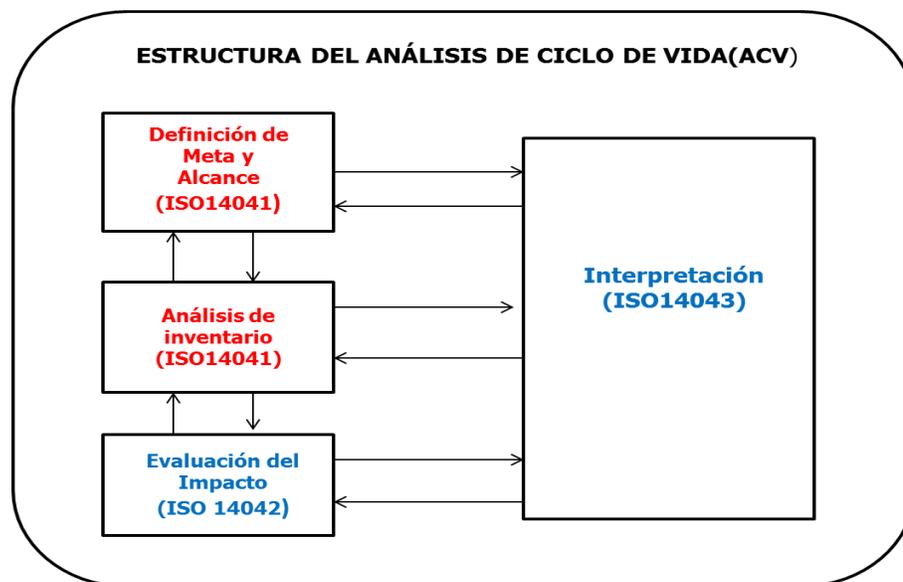
La huella de carbono puede considerarse como una versión simplificada del ACV en el que, en lugar de considerar varias categorías de impacto ambiental al mismo tiempo, se considera únicamente la relativa a **Calentamiento Global**.

Por tanto, podemos decir que la huella de carbono se refiere a las emisiones de **gases de efecto invernadero** (GEI) generadas por un producto/sistema a lo largo de su ciclo de vida. Entre los gases de efecto invernadero se incluyen el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>) y óxido nitroso (N<sub>2</sub>O), así como otras familias de gases que incluyen los hidrofluorocarbonos (HFCs) y los perfluorocarbonos (PFCs).

En la Figura 8 se esquematiza la estructura metodológica del ACV, la cual consiste fundamentalmente en:

- Definición de meta y alcance: En esta etapa se define el qué, porqué y para quién es el estudio, se delimitan las fronteras de estudio, se define la función del sistema, la unidad funcional, tipología y reglas de asignación.

**Figura 8. Estructura metodológica del análisis de ciclo de vida (ACV)**



Fuente: ISO14043. Environmental management-Life cycle assessment. 2000

- **Análisis de inventario:** Consiste en la recopilación de datos para la realización de los balances de masa y energía de cada etapa del ciclo (flujos elementales y económicos).
- **Evaluación del impacto:** En esta etapa se entiende y valora la significancia de los impactos ambientales potenciales de un producto o proceso.
- **Interpretación:** En esta etapa se revisa la coherencia del estudio, los resultados obtenidos, focos de mayor impacto y alternativas de acción.

### 3.5 ANÁLISIS DE PROCESOS

El propósito del Análisis de Procesos (AP) es el de modelar y predecir el desempeño de un proceso ya sea químico, físico, biológico o la combinación de estos, que incluye actividades no solo de evaluación de procesos en funcionamiento sino también de diseño de nuevos procesos<sup>35</sup>

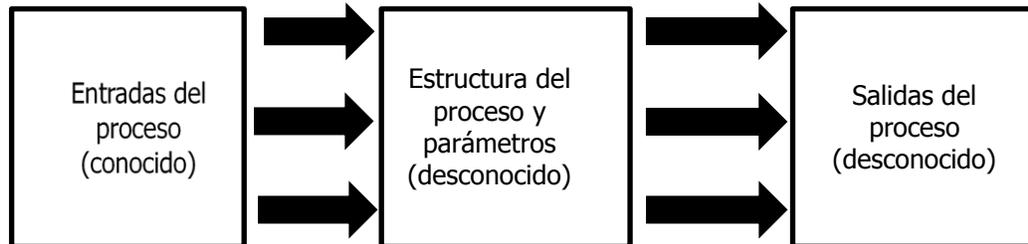
El AP requiere la descomposición del mismo en sus elementos más sencillos (unidades de proceso) para llevar a cabo el estudio individual del desempeño. A través de técnicas de análisis es posible predecir las características más importantes del proceso como velocidades de flujo, composiciones, temperaturas, presiones, propiedades, dimensiones de equipos, entre otras. Estas técnicas de análisis incluyen modelos matemáticos, correlaciones empíricas y herramientas de simulación de procesos asistido por computadora. Adicionalmente, el AP puede incorporar datos experimentales para predecir y validar el desempeño. Así pues, como se observa en la Figura 9, en la simulación de procesos tanto con la información de entrada (inputs) como con el diagrama de flujo del proceso

---

<sup>35</sup> TURTON, Richard. BAILIE, Richard. WHITING, Wallace. SHAEIWITZ, Joseph. Analysis Synthesis and Design of Chemical Processes. Prentice Hall. 1998.

(flowsheets), es posible predecir las condiciones de salida (outputs)<sup>36</sup> (Pardo,2013).

**Figura 9. Esquema de un modelo de proceso**



Fuente: Turton et al, 1998

A través del uso de la simulación asistida por computador (HYSYS-PROII) se obtienen muchas ventajas, entre las cuales se destacan:

- Permite al diseñador poner a prueba el desempeño del proceso sintetizado de manera rápida y ofrece retroalimentación para las actividades de la síntesis de procesos.
- Se puede adaptar con la síntesis de procesos para desarrollar diseños integrados óptimos.
- Minimiza el trabajo experimental y el de escalamiento.
- Permite la fácil exploración de la flexibilidad y sensibilidad del proceso.
- Modela el proceso de manera cuantitativa y brinda información importante acerca del desempeño del proceso.

---

<sup>36</sup> PARDO, Yeniffer. Aplicación de Análisis de Ciclo de Vida a la Producción de Biodisel Proveniente de Microalgas. Universidad Industrial de Santander.Bucaramanga.2013.

## **4. OBJETIVOS**

### **4.1. OBJETIVO GENERAL**

Comparar los impactos ambientales potenciales generados por la planta de producción de azufre de la refinería de Barrancabermeja en su estado actual versus la inclusión de la unidad TGTU, con el fin de que la variable ambiental pueda ser incluida en el proceso de toma de decisiones de ECOPETROL S.A.

### **4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Determinar los impactos ambientales potenciales del proceso actual de producción de azufre mediante un ACV.
- Cuantificar los impactos ambientales potenciales de la propuesta de inclusión de la unidad TGTU y 2 escenarios alternativos, mediante un ACV.
- Especificar los factores de efecto positivo o negativo sobre el medio ambiente asociados a los procesos productivos.

## 5. METODOLOGÍA

En el presente apartado se describen las etapas metodológicas ejecutadas dentro del trabajo para garantizar el cumplimiento de los objetivos propuestos.

### 5.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

La etapa de revisión bibliográfica realizada se centró en:

- Consultas sobre el estado del arte y aplicaciones del ACV en la industria y procesos del petróleo (Capítulo 2).
- Información sobre el proceso Claus de recuperación de Azufre (sección 3.1).
- Conocer en detalle tecnologías de tratamiento de gases ácidos de cola.
- Revisar información relacionada con tecnologías<sup>\*</sup> y plantas de recuperación de Azufre.
- Considerar la legislación o normativa ambiental de referencia para fuentes fijas en Colombia-Resolución 909 de 2008-0601 de 2006 como referencia (ANEXO A).
- Examinar el centro de información técnica de la Refinería (CIT) para obtener las herramientas y parámetros de diseño o normativa.

---

<sup>\*</sup>Nota: Las tecnologías están basadas a consultas previas a fabricantes y licenciadores de tecnología para plantas de azufre.

## **5.2 CONOCIMIENTO DE LA TECNOLOGÍA COMPLEMENTARIA TGTU EN LA PLANTA DE AZUFRE**

La consulta realizada a expertos en tecnologías (Sulfur Expert-Worley Parsons) dentro del proyecto de la nueva TGTU, permitió definir por parte de la Refinería, el arreglo físico o tecnología que se implementaría y que fue objeto de evaluación en el presente trabajo.

## **5.3 ESCENARIOS A EVALUAR EN EL PRESENTE TRABAJO Y AJUSTES DEL MODELO HYSYS**

Se evaluaron cuatro (4) escenarios los cuales fueron validados dentro de las premisas operativas de la planta de azufre. La evaluación de los escenarios propuestos permitió identificar cuál de ellos tiene un mayor potencial de impacto ambiental y cual categorías de impacto es la más relevante para cada caso. El caso base de referencia para los cuatro escenarios, es la planta de azufre actual con una producción de 23 TMD.

Los escenarios planteados fueron los siguientes:

### **1-Evaluación de la planta de azufre actual -ESC 1**

Este escenario busca determinar los efectos ambientales de operar la planta con dos esquemas de producción diferentes (23 TMD-69TMD), sin realizarse cambios importantes en el diseño de la planta, excepto enriquecer la corriente de aire a reacción (O<sub>2</sub>) con un proveedor especializado en gases.

## **2-Evaluación de la planta de azufre actual (sin incremento O<sub>2</sub>)- ESC 2**

Este escenario plantea las mismas premisas del ESC1, excepto que el aire a reacción no se enriquece con oxígeno para la operación a máxima producción (69 TMD).

## **3-Evaluación de la planta de azufre con la TGTU incorporada (producción actual)-ESC 3**

En este escenario se evalúan los impactos ambientales comparativos entre la operación de la planta actual y la misma planta integrada con la nueva sección TGTU bajo un esquema de producción actual (23 TMD).

## **4-Evaluación de la planta de azufre con la TGTU incorporada (producción futura)-ESC 4**

El último escenario, plantea la evaluación de los impactos ambientales comparativos en un esquema de producción máxima (69 TMD), con la operación de la planta de azufre actual versus la planta integrada con la nueva sección TGTU.

## **5.4 ANÁLISIS DE PROCESOS**

### **Balances de masa y energía**

La etapa del análisis del proceso requiere desarrollar un modelo de simulación que permita reproducir las condiciones actuales y futuras de la unidad, para esto se utilizó el software de simulación Aspen HYSYS v8.4.

Los resultados obtenidos en la simulación fueron la base para la estimación de los flujos económicos que se requieren dentro del análisis de inventario y estimación de los impactos ambientales de los procesos objeto del presente análisis.

Los modelos se construyeron con la siguiente base de operación:

**Base de datos de operación:**

- Los volúmenes están referidos a condiciones estándar de 60°F y 14,69 psia y están expresados en PCEH (pies cúbicos estándar hora).
- Los prefijos que presenta el modelo para los volúmenes M significa miles y MM significa millones, aplica igual para los consumos energéticos en hornos e intercambiadores de calor.

## **5.5 APLICACIÓN DE ANÁLISIS DE CICLO DE VIDA**

En este apartado se definen los principales aspectos que componen el desarrollo de un Análisis de Ciclo de Vida (ACV) en su metodología, objetivos, alcance, límites, evaluación e interpretación.

**5.5.1. Evaluación ambiental del proceso.** El ACV es la metodología a desarrollar en este aparte, con un enfoque de prospectiva tecnológica de alternativas, donde se evaluaron los impactos ambientales potenciales de escenarios en una operación actual y futura.

Esta metodología se describe a continuación:

- **Definir el objetivo y el alcance.** En esta etapa se determinó el tipo de información necesaria para desarrollar el estudio, la exactitud necesaria o

aceptable de los resultados y como debe ser la interpretación para el proceso de toma de decisiones.

- **Definición del objetivo:** El objetivo de este trabajo consistió en aplicar un Análisis de Ciclo de Vida (ACV) a una planta de recuperación de azufre, bajo un análisis de prospectiva tecnológica para escenarios establecidos, en la cual se utilizaron datos e información obtenida en un modelado por simulación de procesos para los diferentes casos establecidos de estudio.
- **Alcance del estudio:** Los resultados obtenidos del ACV servirán como información para la toma de decisiones tecnológicas y ambientales en la Refinería de estudio, específicamente para el proceso de recuperación de azufre. Los resultados pueden permitir identificar mejoras que minimicen los impactos ambientales de la operación presente y futura.
- **Función de los sistemas estudiados:** La función de los sistemas estudiados describe las características de operación, es decir, si se cumple con la función de producir azufre en los mejores niveles de eficiencia.
- **Unidad funcional:** La unidad funcional es una medida del comportamiento de las salidas funcionales de un sistema, el propósito fundamental es brindar una referencia para las entradas y salidas del mismo. Esta referencia permite la comparación de los sistemas o escenarios sobre una misma base. La base seleccionada para el estudio fue la producción de 1 kg de azufre líquido/hora.
- **Definición de los sistemas a analizar:** Los escenarios y algunos de sus resultados son mencionados en el apartado 5.3. y tuvieron que ver con evaluar la planta de azufre a condiciones operativas actuales (23TM), evaluar la planta a condiciones operativas futuras (69TM), evaluar la planta de azufre a condiciones actuales integrada con la TGTU y evaluar la planta de azufre a

operación futura integrada con la TGTU. El enfoque del análisis es el denominado “puerta a puerta” lo cual significa determinar los impactos ambientales para el proceso de producción de azufre con y sin la sección TGTU sin considerar los impactos ambientales generados en toda la cadena productiva desde la extracción de la materia prima (crudo), su transporte a refinería hasta la disposición final del producto en este caso el azufre.

### **Límites de los sistemas**

- **Límites geográficos:** El sistema objeto de estudio se encuentra ubicado en el departamento de Santander (Colombia), Refinería de Barrancabermeja.
- **Límites temporales:** Los datos del proceso iniciales para el caso base y ajuste del modelo de simulación se tomaron del año 2015 (febrero), en revisión hecha de corridas operativas de evaluación en el año 2004 e información analítica del año 2009 y 2013 realizada por expertos<sup>37</sup> (Sulphur Expert) permite identificar que las condiciones y naturaleza de cargas y producciones para la planta de azufre tienen baja variabilidad. Por otro lado el límite temporal de los impactos fue de 100 años de acuerdo al método IMPACT 2000+ (Ver sección 5.5.4).

**5.5.2. Metodología de evaluación del impacto del ciclo de vida.** La fase de evaluación de impacto ambiental del ciclo de vida (EICV) tiene como objetivo principal conocer y evaluar la magnitud de los impactos ambientales en los sistemas analizados.

De acuerdo con la norma ISO 14040/44 de 2006, los elementos obligatorios son:

- Selección de las categorías de impacto, indicadores de categoría y modelos de caracterización.

---

<sup>37</sup> SULPHUR EXPERTS INC. Sulphur Block Master Plan for Ecopetrol. 2013

- Asignación de resultados del Inventario de Ciclo de Vida (ICV) a las categorías de impacto seleccionadas (clasificación).
- Cálculo de los resultados de indicadores de categoría (Caracterización).

**Herramienta utilizada:** Este ACV se realizó utilizando una herramienta informática comercial denominada SimaPro 7.1, la cual fue desarrollada por Pré Consultants para el Análisis de Ciclo de Vida que analiza y compara los aspectos medioambientales de un producto de una manera sistemática y consistente, siguiendo las recomendaciones de las normas ISO14040/44<sup>38</sup>.

La primera versión de SimaPro data de los años 90 y desde entonces ha sido utilizada por empresas, consultorías, universidades y centros de investigación en multitud de estudios, lo cual avala su fortaleza para este tipo de análisis.

### **Base de Datos de SimaPro**

Uno de los principales elementos del programa es la base de datos, la cual puede contener varias librerías o proyectos que a su vez agrupan diferentes procesos. Todas las entradas y salidas de un proceso están definidas en el registro de la base de datos de ese proceso.

Los procesos se separan en siete categorías: materiales, energía, transporte, proceso, uso, escenario de residuos y tratamientos de residuos. Además, la base de datos contiene datos de carácter general como son los nombres de las sustancias, las unidades de medida, referencias de la literatura etc.

La base de datos contiene librerías de distintos autores e investigadores con información de energía, industrias, materiales, transportes y métodos de evaluación de impacto. Específicamente para el presente trabajo se utilizó el

---

<sup>38</sup> ISO14043. Environmental management-Life cycle assessment-Life cycle interpretation. 2000

proceso **Secondary sulphur, at refinery/CH** que corresponde a investigaciones realizadas en 2 refinerías de crudo (Collombey y Cressier) en Suiza<sup>39</sup>.

**5.5.3 Evaluación del impacto.** Las categorías de impacto seleccionadas para el presente trabajo fueron: **calentamiento global, acidificación terrestre, efectos respiratorios (inorgánicos) y energías no renovables.** Estas categorías se escogieron con base en que la propuesta tecnológica de la refinería de Barrancabermeja, busca reducir los contaminantes que impactan al recurso aire por fuente fija (chimenea), a niveles inferiores a los exigidos por la legislación Colombiana (Resolución 909 de 2008).

La anterior categorización es representativa para un proceso en el cual se generan emisiones en un proceso secundario de refinación, cuya fuente primaria es la transformación de un hidrocarburo (crudo) extraído de la naturaleza. La evaluación involucró el análisis de los escenarios actuales y probables en el mediano y largo plazo de una tecnología actual y futura, en la cual mediante un ensamble comparativo (caso de estudio) se pudo determinar la mejor opción desde el punto de vista ambiental.

**5.5.4 Método de caracterización.** SimaPro dispone de varios métodos de evaluación de impactos reconocidos. Todos utilizan el procedimiento de caracterización por el cual se calcula la contribución relativa de una sustancia a una categoría de impacto determinada. Además, algunos métodos también utilizan otros procedimientos como la evaluación de daño ambiental (Eco-Indicador), la normalización o la ponderación. El programa también permite crear sus propios métodos de evaluación de impacto.

En el presente estudio de impacto, se ha utilizado la herramienta SimaPro para el montaje de los procesos de inventario para las unidades de recuperación de

---

<sup>39</sup> PRODUCT ECOLOGY CONSULTANTS. SimaPro 7. Database manuals. 2008.

azufre y TGTU, así como la realización de una evaluación de impacto ambiental utilizando el método IMPACT 2000+<sup>40</sup>, el cual es un completo y detallado método de determinación, el cual agrupa 17 categorías de impacto ambiental denominadas de punto medio las cuales se reagrupan y distribuyen con efecto en cuatro (4) categorías denominadas de daño o efecto final (salud humana, calidad de los ecosistemas, cambio climático y recursos naturales).

La descripción de las categorías de impacto seleccionadas para el presente trabajo se enuncia en la Tabla 3:

**Tabla 3. Categorías de impacto extractadas del método IMPACT2002+**

<b>CATEGORIAS DE IMPACTO</b>	
<b>Nombre</b>	<b>Descripción</b>
Calentamiento global	Representa la cantidad de gases efecto invernadero emitidos con su respectivo potencial de calentamiento global (CO2 equivalente). Dado que estos gases tienen diferente duración en la atmósfera se calcula para un horizonte de 100 años.
Acidificación terrestre	Hace referencia a la lluvia ácida, los principales contaminantes son SO2, HCL, NOx y NH3. La característica común es la formación de iones H+ y el impacto se mide en kg SO2-equivalente/kg.
Efectos respiratorios inorgánicos	Estos efectos se evalúan mediante estudios epidemiológicos que relacionan el efecto de los clorofluorocarbonados (CF) y se expresa como kg PM2.5 en aire/kg, los estudios evalúan adicionalmente los efectos cancerígenos del material particulado en el organismo (PM)
Energías no renovables	Representa un consumo de un recurso no renovable, se puede expresar en consumo de energía en MJ o en consumo de un Crudo de referencia, kg Crudo (830kg) equivalente/m <sup>3</sup> ).

Fuente: IMPACT 2002+ Quantis Sustainability Counts

<sup>40</sup> IMPAC 2007+. User Guide. Draft for version Q2.21. November 2012.

En el ANEXO B se puede identificar que estas categorías agrupan el 99% de los impactos del proceso especificado en base a las entradas y salidas cuantificadas para el proceso.

**Tabla 4. Categorías de daño ambiental extractadas del método IMPACT2002+**

<b>CATEGORIAS DE DAÑO AMBIENTAL</b>	
<b>Nombre</b>	<b>Descripción</b>
Salud Humana	Es la suma de los impactos ambientales toxicidad humana, efectos respiratorios, radiación ionizante, oxidación fotoquímica y destrucción de capa de ozono, se mide en DALY, que representa el efecto de mortalidad (número de años de vida perdida por muerte prematura) y morbilidad (tiempo de vida con baja calidad de la misma).
Calidad de Ecosistemas	Agrupar las categorías de eco toxicidad acuática, terrestre, ocupación de la tierra, acidificación terrestre. La unidad de medida es PDF.m <sup>2</sup> .año y representa la fracción de especies que desaparecen sobre 1 m <sup>2</sup> de superficie durante 1 año.
Cambio Climático	Lo compone la categoría de calentamiento global, la unidad de medida es kg de CO <sub>2</sub> equivalente y está influenciado ampliamente por las emisiones de dióxido de carbono CO <sub>2</sub> de los sistemas.
Recursos Naturales	Tiene la contribución de las categorías de impacto, energías no renovables y extracción mineral. La unidad de medida es MJ mega julios que es la cantidad de energía requerida para extraer un recurso. El indicador lo afecta fuertemente la categoría de energías no renovables.

Fuente: IMPACT 2002+ Quantis Sustainability Counts

**Tipo de interpretación:** En esta etapa y metodológicamente los resultados de Análisis de Inventario del Ciclo de Vida y de la Evaluación de Impacto de Ciclo de Vida, se sometieron a discusión para el establecimiento de conclusiones acordes con la definición de objetivos y alcance planteados. Se identifican las principales cargas ambientales y por lo tanto los puntos del sistema evaluado que podrían mejorarse así como las conclusiones finales.

**Limitaciones del estudio:** La escasa información experimental e industrial en la literatura científica para el entorno Colombiano, que relacione los impactos ambientales de plantas de proceso y particularmente para un proceso de recuperación de azufre en refinerías de petróleo hace necesario el uso de bases de datos construidas en otros países.

**Datos de entrada y requisitos de calidad:** Los datos están relacionados con el sistema o proceso de recuperación de azufre. Los datos de calidad de aire se obtuvieron de datos analíticos tomados en el año 2013 y condiciones reales operacionales del año 2015 (febrero); el desarrollo de la tecnología de azufre corresponde al licenciador Ortloff Engineers y del proceso TGTU a la compañía Worley Parson. Los procesos fueron simulados mediante la herramienta de software HYSYS 8.4., para la determinación de los flujos de masa y energía de entrada y salida de los procesos.

El aporte energético corresponde al uso de vapor generado en la refinería y a consumos de energía eléctrica de la red colombiana, consultados en primera medida con los reportes de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) e investigaciones realizadas en Colombia<sup>41</sup>. Los escenarios creados como Unit Process en SimaPro se muestran en los ANEXO F.

---

<sup>41</sup> MENESES, Alexander. Notas de Investigación en Curso Análisis de Ciclo de Vida. Maestría Ingeniería Ambiental. Escuela de Ingeniería Química. Universidad Industrial de Santander.2013.

**Etapas excluidas en el análisis:** En este trabajo se excluyeron las cargas ambientales asociadas a construcción, montaje y mantenimiento de las plantas de proceso. De igual forma las cargas asociadas al transporte de insumos (amina) y materias primas para el proceso de recuperación de azufre. Así como factores económicos y sociales.

**5.5.5 Análisis de inventarios de los sistemas de estudio.** Los balances de masa y energía se establecieron bajo las premisas de la sección 6.3 y cuyos resultados se pueden observar en la sección 6.4 para el proceso actual y mejorado (considerando los equipos y unidades de proceso), se identificaron los flujos de entrada y salida, los cuales son aspectos relevantes para el inventario (para los escenarios planteados en el capítulo 6 del ciclo de vida).

Esta etapa consistió básicamente en introducir los registros propios del proceso en SimaPro con base en la unidad funcional (1kg de producción de azufre/hora) designada para el trabajo, de igual forma se retira de la librería del programa, aquella información que no aplica de acuerdo al entorno específico y que no puede ser sustentada mediante estudios o evaluaciones previas del proceso. Después, SimaPro generó automáticamente un árbol de proceso o diagrama de Sankey, el cual permite identificar los subprocesos o flujos que mayor efecto tienen en las cargas ambientales del proceso de recuperación de azufre. En este caso, dado que solo se evaluaron las entradas y salidas globales del proceso y no los subprocesos internos, no se considera relevante la utilización de los diagramas Sankey, por lo tanto es mejor opción utilizar diagramas de columnas comparativas para la visualización.

**5.5.6 Interpretación de los resultados.** En esta fase, los resultados del análisis de inventario y la evaluación del impacto se someten a discusión para establecer conclusiones a los objetivos y alcance planteados. Se identificaron las cargas ambientales y los puntos o aspectos que pueden mejorarse.

## **6. RESULTADOS DEL TRABAJO DE APLICACIÓN**

A continuación se presentan los resultados obtenidos dentro del desarrollo del presente trabajo, cuyo enfoque se direcciono a los siguientes aspectos: la validación del modelo de simulación para estimar los productos e insumos globales, las premisas utilizadas en los modelos a nivel de paquetes de componentes, termodinámicos y cinéticos de los reactores, los resultados obtenidos de la simulación para estimar los consumos energéticos y de generación de producto y finalmente la consolidación de inventario y estimación de los impactos ambientales de los procesos de interés a partir del ACV.

### **6.1 VALIDACIÓN DEL PROCESO SIMULADO**

Para la construcción, desarrollo y validación del modelo HYSYS de la planta de azufre, inicialmente se obtuvieron datos de febrero 2015 por ser un periodo en el cual se dispuso de la información analítica más reciente del proceso(cromatografía de gas de carga y cola) en razón a una corrida de prueba realizada por el personal de planta, lo anterior permitió construir y evaluar las condiciones necesarias para ajustar el modelo propuesto de la planta a 23TMD; este desarrollo y ajuste del modelo permitió ser el predictor para los escenarios actuales y futuros. No sobra recomendar al lector cierta cautela sobre el efecto predictor del modelo a condiciones futuras (69TMD), con base a ser una condición nunca alcanzada por la planta y que por supuesto no ha sido validada experimentalmente.

La herramienta de software utilizado para desarrollar el modelo fue el simulador de procesos HYSYS v8.4 cuyo diagrama general de proceso se presenta en la Figura 10. Lo modelos desarrollado para el presente trabajo pueden consultarse en el ANEXO C.

La Tabla 5 enseña las condiciones operacionales reales principales de la planta de azufre: carga actual (GAA), aire a reacción, temperatura de reacción, diferenciales de temperatura en los lechos de catalizador Claus y por último la producción diaria de azufre en toneladas métricas por día.

**Tabla 5. Condiciones operacionales y de producción en planta de azufre (corrida de prueba)**

Fecha	Gas Acido (PCEH)	Aire (PCEH)	Temperatura (°F)	R2880A (°F)	R2880B (°F)	R2880C (°F)	Producción real (TM/D)	Producción HYSYS(TM/D)	Error relativo (%)abs
01/02/2015	42.442	49.911	1.898	139	15	-3	25	22,5	10,0
02/02/2015	43.382	50.805	1.875	141	15	-5	25	23,1	7,6
03/02/2015	43.096	50.482	1.882	141	16	-4	21	22,9	9,0
04/02/2015	43.381	51.080	1.873	141	16	-5	19	20,8	9,5
05/02/2015	42.883	48.974	1.891	141	17	-4	21	21,8	3,8
06/02/2015	43.779	50.989	1.922	140	16	-6	21	21,2	1,0
07/02/2015	40.778	48.637	1.919	140	16	-5	22	21,6	1,8
08/02/2015	44.198	52.551	1.895	141	9	-10	20	22	10,0
09/02/2015	45.526	53.754	1.893	143	16	-6	21	22,2	5,7
10/02/2015	43.670	53.125	1.941	137	15	-6	22	21,8	0,9
11/02/2015	44.711	53.110	1.930	139	16	-5	22	21,9	0,5
12/02/2015	44.331	48.932	2.016	122	18	-7	22	22,1	0,5
13/02/2015	21.443	32.651	1.925	139	7	-9			0,0
14/02/2015	44.007	58.147	1.911	143	18	-4	21	21,5	2,4
15/02/2015	44.602	60.712	1.879	143	15	-8	21	21,8	3,8
16/02/2015	44.221	57.624	1.858	145	12	-9	22	22,7	3,2
17/02/2015	44.886	56.379	1.855	145	16	-7	22	22	0,0
18/02/2015	45.046	57.471	1.870	146	12	-9	24	22,5	6,3
19/02/2015	44.925	55.696	1.912	147	16	-8	23	22,4	2,6
20/02/2015	44.199	56.969	1.948	145	21	-6	23	22,1	3,9
21/02/2015	43.345	51.035	1.897	146	14	-8	21	22,7	8,0
22/02/2015	43.836	56.355	1.868	146	15	-8	25	22,9	8,4
23/02/2015	44.945	57.773	1.879	146	21	-6	22	23	4,5
24/02/2015	44.633	56.173	1.878	144	20	-6	25	21,8	12,8
25/02/2015	46.017	57.484	1.855	146	19	-7	25	22,9	8,4
26/02/2015	45.151	58.588	1.859	146	18	-7	25	23,2	7,2
27/02/2015	46.556	57.731	1.832	144	16	-8	26	23,9	8,1
28/02/2015	47.437	48.422	1.837	144	11	-10	26	24,5	5,8
01/03/2015	47.253	53.528	1.846	144	9	-10	24	23,6	1,7
<b>PROMEDIO</b>	<b>43.610</b>	<b>53.279</b>	<b>1.891</b>	<b>142</b>	<b>15</b>	<b>-7</b>	<b>23</b>	<b>22,4</b>	<b>5,1</b>

Fuente: Sistema de información RIS-Refinería de Barrancabermeja

\* R2880A/B/C corresponden a los convertidores catalíticos Claus- Ver ANEXO D

Los resultados obtenidos de producción promedio mes (30 días) de la planta industrial fue de 23 TMD, en tanto el valor predicho por el modelo HYSYS de la unidad obtuvo un valor de 22,4 TMD, lo que representa un error relativo promedio mes del 5,1%. Este valor se puede considerar aceptable considerando que estudios previos en la refinería, para el proceso Claus simulado mediante el software PROII ha presentado errores de hasta un 7,9%<sup>42</sup> en una muestra de 164 datos.

De igual manera se monitorearon y extrajeron resultados de la base de datos operativa(PI Data Link) para un periodo de 1 año (1 febrero 2014 a 1 de marzo 2015) correspondiente a 262 datos representativos de una operación normal y estable (excluidas las paradas de planta) que permitieron evaluar el error relativo promedio diario del modelo, el cual se determinó en 5,6% (ANEXO D), el incremento del error (+ 0,5% comparativamente a la información de febrero 2015) se debe posiblemente a variaciones en la composición de carga en las unidades que suministran el gas ácido a la planta de azufre, aunque como se detalla en el numeral 6.2.1 y ANEXO D la variabilidad de la composición en el gas de carga es baja.

## **6.2 PREMISAS PARA LOS MODELOS DE SIMULACIÓN**

**6.2.1 Planta Azufre.** El proceso de la planta de azufre lo componen básicamente 3 tipos de equipos: hornos, intercambiadores de calor y reactores.

Los hornos tanto de reacción (H2880) como de incineración (H2881) se simularon como reactores de *Conversión*<sup>43</sup> en fase gaseosa en los cuales se debe

---

<sup>42</sup> CORREA, Juan. Análisis y Simulación de la Planta Azufre III. Informe de práctica industrial. Departamento de Cracking II. Gerencia Refinería Barrancabermeja. 2011.

<sup>43</sup> GODOY, Sandra. RODRÍGUEZ, Néstor. Simulación de equipos con reacciones químicas con HYSYS. Universidad Tecnológica Nacional. Facultad Regional Rosario.2013.

especificar la estequiometria de las reacciones (Ver sección 3.1) y la conversión del componente reactivo base (O<sub>2</sub>), la expresión que utiliza el modelo HYSYS para la conversión es la siguiente:

$$(8) \quad Conv = C_0 + C_1 T + C_2 T^2 \quad [T \text{ en kelvin}]$$

La experiencia industria en la refinería y el reporte de algunos autores<sup>44</sup> sugiere que la conversión típica en la etapa térmica (H2880) es del 65%, de ahí que para el proceso se escogió este valor ( $C_0$ ) de tal forma que HYSYS fija automáticamente la expresión 8 como constante y desprecia el resto de términos.

El paquete de fluidos escogido fue el IDEAL y la lista de propiedades de Aspen.

El proceso de condensación de azufre que ocurre en múltiples pasos en la caldera B2880, se simula como equipos de separación (X-Splitter) donde dependiendo el punto de condensación de los componente cristalinos del azufre ( De S1 a S8) cada fracción líquida es recolectada y totalizada en la piscina de almacenamiento de azufre producto SA2881. Los 3 reactores catalíticos Claus se simularon como reactores de *GIBBS* los cuales calculan la composición de salida minimizando la energía de Gibbs de la corriente de entrada, aquí se emplea la estequiometria y solo se considera que reaccionan los reactivos pues el modelo no requiere la constante de equilibrio ( $K_{eq}$ )(Godoy et al, 2013).

Los intercambiadores de calor se escogieron como modelos simples en los cuales se fijan las condiciones requeridas para obtener el requerimiento energético del proceso.

---

<sup>44</sup>MONNERY, W. HAWBOLDT, A. POLLOCK, W. New experimental and kinetic rate expression for the Claus reaction. Chemical Engineering Science. 2000.5141-5148.

**6.2.2 Unidad TGTU.** La nueva sección TGTU está compuesta por un sistema de compresión (Compresor centrífugo), un reactor de hidrogenación y un típico sistema de absorción y despojo con amina (Dietanolamina-DEA), el modelo desarrollado puede apreciarse en la Figura 11.

La simulación de la TGTU se llevó a cabo considerando las condiciones operativas de diseño suministradas por el licenciador de la tecnología (Worley Parson Inc) bajo una carga base similar a la corrida realizada en febrero del 2015. El conocimiento de las condiciones operativas generales (temperaturas y presiones) y el tipo de reacción (hidrogenación) permite generar un modelo válido para especificar los consumos energéticos de la planta y los aportes de emisión al ambiente que son componentes claves para el desarrollo posterior del ACV.

El reactor de hidrogenación fue simulado como un reactor de *conversión* empleando el paquete de fluidos para Gas Acido, donde el SO<sub>2</sub> reacciona con el hidrógeno para formar H<sub>2</sub>S (Ver sección 3.3). El sistema de absorción a alta presión (1000psig) se simuló mediante una torre de 20 etapas (platos tipo válvula) empleando el paquete de fluidos DBR Amine de Hysys, un aspecto importante dentro de la especificación de la torre fue fijar la carga acida en la DEA rica (moles CO<sub>2</sub>+H<sub>2</sub>S/moles DEA) en valores de 0,30, este es un valor que garantiza el equilibrio circulante de amina y la respectiva restitución de agua para garantizar una concentración ideal para el proceso (25-30% masa DEA), las mejores prácticas<sup>45</sup> en sistemas de amina, recomiendan la operación en valores de 0,3 con el objetivo de evitar la presencia de mecanismos corrosivos en los sistemas asociados.

La torre despojadora se consideró como un sistema de 18 etapas (platos tipo válvula) con sistemas de rehervidor y condensador de cima. Este mismo tipo de

---

<sup>45</sup> AMINE EXPERTS INC. Seminario de tratamiento con amina para ECOPELROL. Barrancabermeja. Mayo 2013.

arreglo en sistemas de absorción y despojo puede encontrarse en la refinería de Barrancabermeja en las unidades de amina de las plantas Cracking I, Cracking II, Parafinas y Fondos.

Para consulta del lector, en el ANEXO C del presente documento pueden encontrarse los archivos de simulación para la sección TGTU.

### **6.3 RESULTADOS DE LOS ESCENARIOS EVALUADOS**

A continuación se presentan los resultados obtenidos mediante Aspen HYSYS v 8.4 en la evaluación de 4 escenarios correspondientes a: Condiciones a carga actual (23TM), condiciones a máxima carga estimada (69TM), condiciones a máxima carga (sin enriquecimiento), condiciones de la nueva unidad TGTU integrada con la planta de azufre y condiciones de la nueva unidad TGTU integrada con la planta de azufre a máxima carga. La identificación de las corrientes de carga y producción estimadas en esta sección puede visualizarse en el diagrama del ANEXO G.

#### **6.3.1 Condiciones A Carga Actual (23TM)**

##### **Corrientes de entrada a la planta de azufre**

##### **Gas ácido de amina (GAA)**

La composición del gas de carga empleado para la simulación se observa en la Tabla 6, el mismo corresponde a resultados promedio obtenidos el día de 10 de febrero. En el ANEXO D se pueden observar resultados puntuales obtenidos a partir de corridas de evaluación para los años 2004-2009-2013 y 2015.

En conclusión la variabilidad de la composición fue bastante baja en promedio para todos los componentes en un intervalo de  $\mu \pm 1\sigma$ . En promedio el 84% de los valores se encuentran en este intervalo cuando probabilísticamente de acuerdo a “reglas empírica estadística”<sup>46</sup> debería estar alrededor del 68%, por lo anterior se considera acertado fijar esta composición como base para las simulaciones realizadas.

**Tabla 6. Características del gas ácido de amina (GAA)**

<b>Componente</b>	<b>% mol</b>	<b>lb-mol/h</b>	<b>lb/h</b>
Sulfuro de hidrógeno (H <sub>2</sub> S)	0,875	100,64	3430
Oxígeno (O <sub>2</sub> )	0,0023	0,262	8,3911
Dióxido de azufre (SO <sub>2</sub> )	0	0	0
Agua (H <sub>2</sub> O)	0,1094	12,58	226,64
Nitrógeno (N <sub>2</sub> )	0,0131	1,51	42,303
Total	1,0	115,0	3707,3

Fuente: Datos analíticos de planta y flujos obtenidos mediante HYSYS

**Flujo:** 43650 PCEH

**Presión disponible:** 10 psig máximo

**Contenido de agua:** 8-11%

**Gas ácido de aguas residuales (GADAR)**

<sup>46</sup> ANDERSON, David. SWEENEY, Dennis. Estadística para administración y economía. Thomson. 2008, Pg 91.

El modelo desarrollado inicialmente involucra esta corriente de entrada, con base a que el diseño original de la unidad contemplaba un cargue de hasta un poco más del 50% del volumen total al horno de oxidación; el esquema actual y futuro define que esta corriente GADAR sea procesada en otra planta de azufre denominada Azufre 4, la cual tiene una capacidad de procesamiento mayor, bajo unas condiciones de temperatura mayores(2500°F), las cuales favorecen la degradación del amoniaco un componente característico del GADAR.

**Tabla 7. Características del gas ácido de aguas residuales (GADAR)**

<b>Componente</b>	<b>%mol</b>
Sulfuro de hidrogeno (H <sub>2</sub> S)	42,03
Amoniaco (NH <sub>3</sub> )	38,27
Dióxido de azufre (SO <sub>2</sub> )	0
Agua (H <sub>2</sub> O)	19,7
Nitrógeno (N <sub>2</sub> )	0
Total	100

Fuente: Datos analíticos de planta-Manual de Descripción de Procesos

### **Aire a reacción**

El suministro de aire es realizado por el compresor de aire de la unidad de ruptura catalítica (FCC), una planta ubicada externamente al proceso Claus, motivo por el cual dentro del balance energético del proceso no se incluye el consumo de este compresor. La naturaleza del aire corresponde a la composición normal atmosférica:

**Tabla 8. Corriente de aire a reacción**

Componente	% mol	lb-mol/h	lb/h
Oxígeno (O <sub>2</sub> )	21	30,97	991,16
Nitrógeno (N <sub>2</sub> )	79	116,52	3264,27
Total	100,0	147,5	4255,4

Fuente: Datos analíticos de planta y flujos obtenidos mediante HYSYS

**Flujo: 55970 PCEH**

**Corrientes de salida de la planta de azufre**

**Gas de cola**

**Tabla 9. Gas de cola**

Componente	% mol	lb-mol/h	lb/h
Dióxido carbono (CO <sub>2</sub> )	20,5	48,2	2121,5
Monóxido Carbono (CO)	1,08	2,5	70,7
Sulfuro de hidrógeno (H <sub>2</sub> S)	0,28	0,65	22,3
Dióxido de azufre (SO <sub>2</sub> )	0,98	2,29	147
Agua (H <sub>2</sub> O)	32,3	77,8	1367,1
Nitrógeno (N <sub>2</sub> )	44,9	104,7	2933,8
Total	100,0	236,1	6662,4

Fuente: Datos simulados mediante HYSYS

**6.3.2 Condiciones A Máxima Carga Estimada (69TM).** Los balances volumétricos realizados por el personal de planeación de la Refinería bajo un escenario de máxima carga futura, plantean la necesidad de una producción

cercana a las 70 TMD de azufre, influenciado principalmente por la flexibilidad que debe tener la planta para procesar ácido de otras dos plantas de azufre con las que cuenta la refinería (Azufre 3 y Azufre 4), de las cuales, una posiblemente sea retirada de servicio (Azufre 3).

Estudios técnicos realizados por proveedores expertos en unidades de azufre, sugieren que una de las principales limitantes para lograr un mayor procesamiento de carga ácida en estas plantas, es la alta relación oxígeno/H<sub>2</sub>S requerida para garantizar una adecuada conversión y eficiencia del proceso; lo anterior induce una limitación importante para los sellos hidráulicos, en razón a la alta caída de presión inducida, recordando para este caso que la caída de presión del sistema no debe ser superior a 10 psig (diseño), dado el riesgo inherente de fugas tóxicas de H<sub>2</sub>S a la atmósfera y área de cargue de producto.

Los sellos hidráulicos son dispositivos que permiten el libre drenaje del azufre líquido a la piscina de almacenamiento, y se fundamentan en el principio de Arquímedes.

La reducción de relación aire/H<sub>2</sub>S se obtiene incrementando o enriqueciendo la corriente de aire con oxígeno puro hasta una relación o contenido de oxígeno máximo del 45% mol. El suministro de oxígeno es comprado y realizado por un proveedor externo a la Refinería.

El contenido de oxígeno en la corriente de aire no debe superar el nivel de 45%mol en mezcla, en razón a los riesgos asociados de oxidación a alta temperatura de la metalurgia asociada al horno-reactor.

A continuación se presentan los resultados obtenidos de la simulación de la planta a máxima carga volumétrica (PCEH).

## Corrientes de entrada a la planta de azufre

### Gas ácido de amina (GAA)

Tabla 10. Características del gas ácido de amina (GAA)

Componente	% mol	lb-mol/h	lb/h
Sulfuro de hidrógeno (H <sub>2</sub> S)	89,37	199,3	6792,4
Oxígeno (O <sub>2</sub> )	0,10	0,22	7,2
Dióxido de azufre (SO <sub>2</sub> )	0	0	0
Agua (H <sub>2</sub> O)	10,4	23,2	418,9
Nitrógeno (N <sub>2</sub> )	0,10	0,22	6,3
Total	100	223	3707,3

Fuente: Datos analíticos de planta y flujos obtenidos mediante HYSYS

**Flujo** 84625 PCEH (húmedo)

**Presión disponible** 10 psig máximo

**Contenido de agua** 8-11%

### Aire

Tabla 11. Corriente de aire a reacción

Componente	% mol	lb-mol/h	lb/h
Oxígeno (O <sub>2</sub> )	45	100,8	3225,4
Nitrógeno (N <sub>2</sub> )	55	123,2	3451,2
Total	100,0	224,0	6676,7

Fuente: Datos analíticos de planta y flujos obtenidos mediante HYSYS

Flujo: 85000 PCEH

### Corrientes de salida de la planta de azufre

#### Gas de cola

Tabla 12. Gas de cola

Componente	%mol	lb-mol/h	lb/h
Dióxido carbono (CO <sub>2</sub> )	20,7	72,0	3172,5
Monóxido Carbono (CO)	1,08	3,7	105,7
Sulfuro de hidrogeno (H <sub>2</sub> S)	0,01	0,03	1,2
Dióxido de azufre (SO <sub>2</sub> )	1,37	4,8	305,2
Agua (H <sub>2</sub> O)	32,6	113,5	2044,3
Nitrógeno (N <sub>2</sub> )	44,3	154,1	4318,5
Total	100	348,3	9947,5

Fuente: Datos simulados mediante HYSYS

**6.3.3 Condiciones A Máxima Carga (Sin Enriquecimiento Con Oxígeno).** En este caso las condiciones y características de carga (GAA) son iguales al punto anterior, considerando que el aire no está enriquecido (21% O<sub>2</sub>), el proceso requiere una mayor relación O<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>S en carga (2.1:1) para lograr la producción requerida de 69-70 TMD. Los resultados obtenidos para los gases de cola producto son los siguientes:

**Tabla 13. Corriente de aire a reacción**

<b>Componente</b>	<b>% mol</b>	<b>lb-mol/h</b>	<b>lb/h</b>
Oxígeno (O <sub>2</sub> )	21	98,8	3160,9
Nitrógeno (N <sub>2</sub> )	79	371,6	10410,2
Total	100,0	470,4	13171,2

Fuente: Datos analíticos de planta y flujos obtenidos mediante HYSYS

**Flujo:** 178500 PCEH

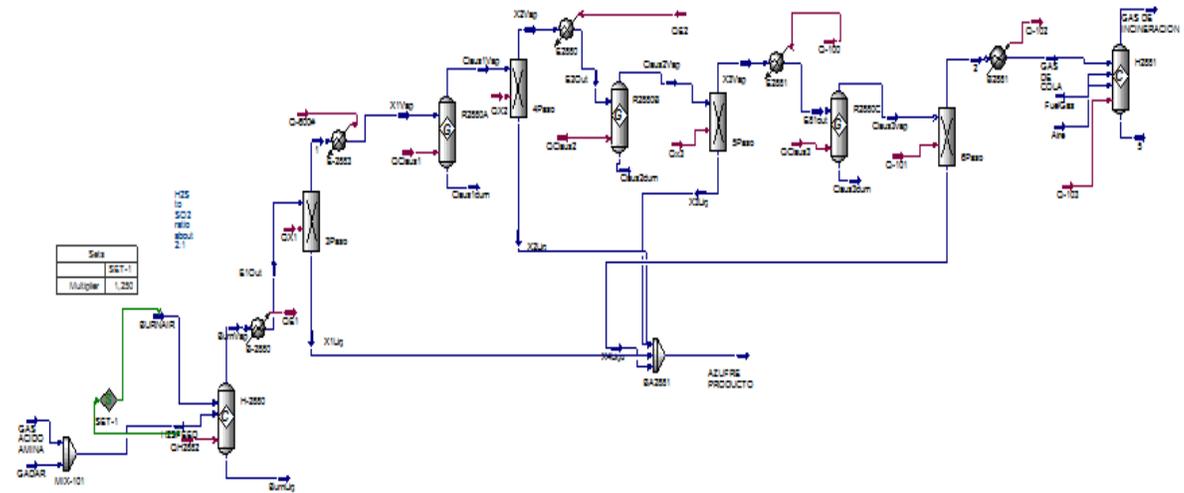
**Tabla 14. Gas de cola**

<b>Componente</b>	<b>%mol</b>	<b>lb-mol/h</b>	<b>lb/h</b>
Dióxido carbono (CO <sub>2</sub> )	20,4	121,7	5358,2
Monóxido Carbono (CO)	1,07	6,3	178,6
Sulfuro de hidrógeno (H <sub>2</sub> S)	0,28	1,64	56,1
Dióxido de azufre (SO <sub>2</sub> )	2,33	13,8	889,4
Agua (H <sub>2</sub> O)	32,1	191,5	3452,8
Nitrógeno (N <sub>2</sub> )	43,7	260,3	7293,9
Total	100	595,7	17229,2

Fuente: Datos simulados mediante HYSYS

El siguiente (Figura 10) es el modelo base (ANEXO C) empleado para el ajuste de los balances másicos y energéticos de la unidad actual.

**Figura 10. Modelo HYSYS desarrollado para la planta de azufre**



Del modelo desarrollado (Figura 10) se obtuvo el requerimiento energético del proceso para garantizar las producciones en el caso actual y futuro cuyo resumen puede apreciarse en la Tabla 15.

**Tabla 15. Consumo energético de la planta de azufre**

PLANTA AZUFRE	CASO ACTUAL		ESCENARIO FUTURO	
	BTU/H	HP	BTU/H	HP
QH2882 (Gas)	3,69E+06	1450	5,43E+06	2135
Q600 (vapor)	9,56E+04	37,5	1,51E+05	59,44
QE2 (Vapor)	1,76E+05	69,4	2,58E+05	101,5
Q100 (Vapor)	1,76E+05	69,15	2,54E+05	99,9
Q103 (vapor)	8,50E+06	3341	1,00E+07	3930
Consumo Total Energía	1,26E+07	4967	1,61E+07	6326

Fuente: Datos obtenidos por simulación HYSYS

### 6.3.4 Condiciones con la Nueva Unidad TGTU Integrada a la Planta de Azufre.

La nueva unidad TGTU procesará los gases de cola provenientes de la planta de azufre 2, el esquema simulado puede apreciarse en la Figura 11, donde los resultados obtenidos para el reactor de hidrogenación evidencian que el dióxido de

azufre SO<sub>2</sub> tiene niveles no detectables (el licenciador garantiza niveles < 10 ppm), por tal motivo, los componentes que se emiten a la atmósfera por parte del proceso son básicamente de nitrógeno, vapor de agua y dióxido de carbono.

El nitrógeno es un componente que hace parte del aire requerido para la reacción Claus, el vapor de agua corresponde a la humedad con la cual ingresan los gases de carga a la planta y a la formación de la misma que ocurre bajo las reacciones Claus; el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) ingresa con el gas ácido de carga (GAA) proveniente de los procesos de combustión de catalizador en FCC, éste CO<sub>2</sub> tiende a concentrarse en el sistema en razón a que la cima de la torre despojadora con amina, recircula la corriente nuevamente al proceso Claus; esto obliga a que el CO<sub>2</sub> deba ser venteado por la cima de la torre absorbidora de DEA a la atmósfera (Tabla 16), so pena de concentrar la amina y restarle poder de absorción.

### Gases emitidos a la atmósfera de TGTU (caso actual)

**Tabla 16. Gas de torre absorbidora de amina**

Componente	lb-mol/h	lb/h
Dióxido carbono (CO <sub>2</sub> )	56,1	2469
Sulfuro de hidrógeno (H <sub>2</sub> S)	0	0
Dióxido de azufre (SO <sub>2</sub> )	0	0
Agua (H <sub>2</sub> O)	0,14	2,65
Nitrógeno (N <sub>2</sub> )	124,5	3489
Total	180,7	5960,6

Fuente: Datos calculados mediante HYSYS

La Tabla 17 presenta los flujos de los gases que son venteados a la atmósfera desde el tambor separador de DEA ubicado después de la absorbidora de amina, entre estos equipos ocurre una caída de presión importante en una válvula de control, la cual maneja un diferencial de presión de 910 psi. La caída de presión

origina un desprendimiento de gases principalmente nitrógeno, vapor de agua, dióxido de carbono y H<sub>2</sub>S.

**Tabla 17. Gas de tambor separador**

<b>Componente</b>	<b>lb-mol/h</b>	<b>lb/h</b>
Dióxido carbono (CO <sub>2</sub> )	0,001	0,076
Sulfuro de hidrógeno (H <sub>2</sub> S)	0,0007	0,0238
Dióxido de azufre (SO <sub>2</sub> )	0	0
Agua (H <sub>2</sub> O)	0,029	0,525
Nitrógeno (N <sub>2</sub> )	1,8	49,9
Total		

Fuente: Datos calculados mediante HYSYS

**6.3.5 condiciones con la nueva unidad TGTU Integrada A La Planta De Azufre A Máxima Carga.** De igual manera a lo mostrado en el numeral 5.8, se presentan los resultados simulados de gases emitidos a la atmósfera, considerando las condiciones previstas a futuro con máxima producción de azufre (69TMD).

**Gases emitidos a la atmosfera de TGTU (caso máxima carga)**

En la Tabla 18 se observan los gases venteados a la atmósfera desde la torre absorbadora de DEA (Dietalonamina), como era de esperarse en relación a lo mostrado en la Tabla 14 los valores se incrementan con base al incremento de producción (23 TM a 69TM), pero el desempeño en cuanto a capacidad de absorción de la amina para el H<sub>2</sub>S se mantiene en niveles no detectados.

**Tabla 18. Gas de torre absorbedora de amina**

<b>Componente</b>	<b>lb-mol/h</b>	<b>lb/h</b>
Dióxido carbono (CO <sub>2</sub> )	70,5	3101
Sulfuro de hidrógeno (H <sub>2</sub> S)	0	0
Dióxido de azufre (SO <sub>2</sub> )	0	0
Agua (H <sub>2</sub> O)	0,18	3,33
Nitrógeno (N <sub>2</sub> )	157,4	4410,9
Total	228	7515,8

Fuente: Datos calculados mediante HYSYS

De igual manera la Tabla 19 presenta los resultados de gases venteados en el tambor separador con el comportamiento esperado de acuerdo al nivel de carga manejado.

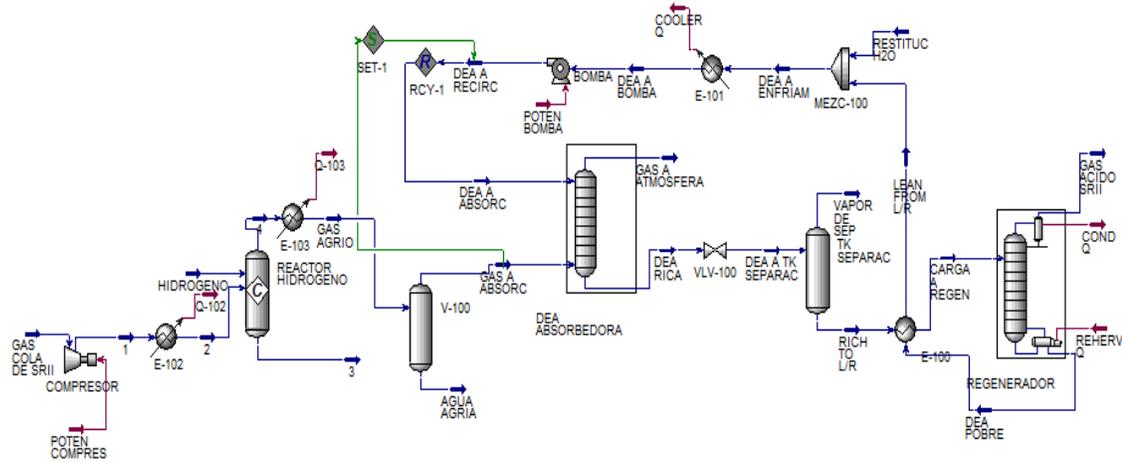
**Tabla 19. Gas de tambor separador**

<b>Componente</b>	<b>lb-mol/h</b>	<b>lb/h</b>
Dióxido carbono (CO <sub>2</sub> )	0,003	0,142
Sulfuro de hidrógeno (H <sub>2</sub> S)	0,0011	0,0388
Dióxido de azufre (SO <sub>2</sub> )	0	0
Agua (H <sub>2</sub> O)	0,0322	0,579
Nitrógeno (N <sub>2</sub> )	1,7	47,5
Total	1,73	48,2

Fuente: Datos calculados mediante HYSYS

A continuación se aprecia el modelo desarrollado en HYSYS para la nueva TGTU

**Figura 11. Modelo HYSYS desarrollado para la sección TGTU**



Del modelo desarrollado (Figura 11) se obtuvo el requerimiento energético del proceso para garantizar las producciones para el caso actual y futuro cuyo resumen puede apreciarse en la Tabla 21. La tabla incluye los consumos energéticos de la planta de azufre y los equipos particulares del proceso TGTU como son el compresor de gas de cola, el rehedidor de la torre despojadora y la bomba de circulación de amina. Los resultados estimados para el compresor centrífugo se pueden apreciar en la Tabla 20:

**Tabla 20. Características del compresor de la TGTU**

Compresor (TGTU)	Especificación
Peso molecular (MW)	28,4
Flujo (ACFM)	2279
Presión entrada (Pi)-psia	18,8
Presión salida (Po)-psia	1000
Temperatura salida (Ti)-°F	230
Temperatura salida (To)-°F	1573
Eficiencia politrópica	82,5
Potencia-HP	1650
Cp/Cv	1,335

Fuente: Datos calculados HYSYS

**Tabla 21. Consumo energético de las planta TGTU**

PLANTA AZUFRE+TGTU	CASO ACTUAL		ESCENARIO FUTURO	
	BTU/H	HP	BTU/H	HP
Planta Azufre sin TGTU	1,26E+07	4967	1,61E+07	6326
POTEN COMPRESOR	2,82E+06	1110	4,19E+06	1650
REHERQ	1,35E+07	5329	1,36E+07	5330
POTENBOMBA	3,67E+05	144,3	3,67E+05	144,3
Consumo Total Energía	2,93E+07	11550	3,43E+07	13450

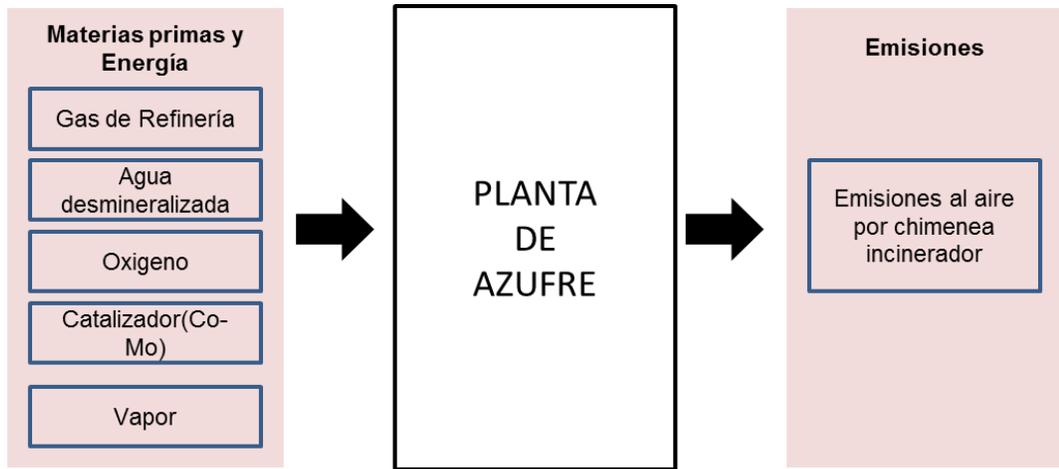
Fuente: Datos obtenidos por simulación HYSYS

En la próxima sección se presenta la recopilación de flujos económicos (energía y materiales) e información de entradas y salidas para el proceso, los cuales son la base para la evaluación e interpretación de los impactos ambientales potenciales.

#### **6.4 RESULTADOS DEL INVENTARIO DE CICLO DE VIDA**

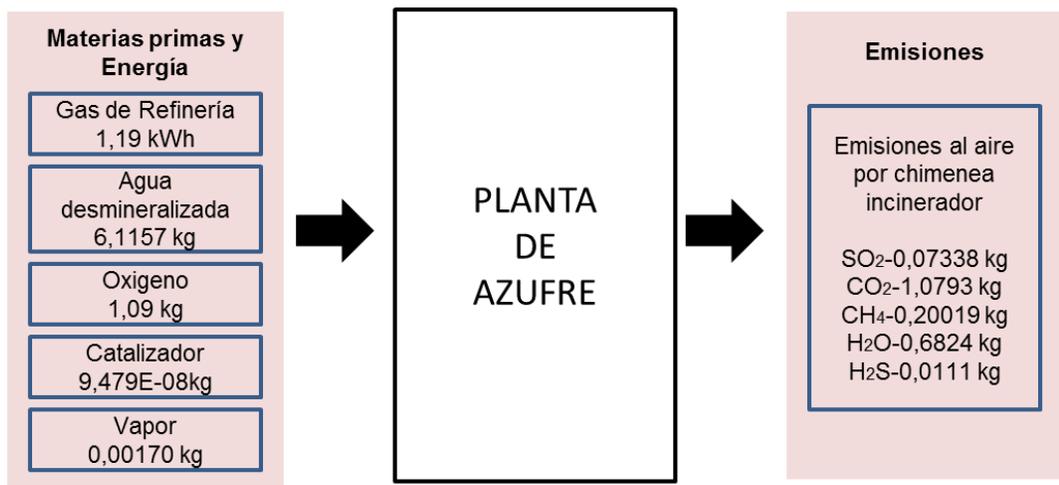
Esta primera etapa consistió en definir las entradas y salidas del proceso objeto del presente estudio, cuantificadas por unidad de producción tomando como base de tiempo: 1 hora, a partir de los resultados obtenidos en el capítulo 5 (ver Figura 12).

**Figura 12. Esquema general de flujos a la tecnosfera**



A continuación se presentan los resultados del inventario de emisiones para la planta de azufre actual con base a la producción de 1kg de azufre líquido/hora, para los diferentes escenarios propuestos. La información se toma como entrada a los modelos SimaPro, el cual permitió calcular los potenciales impactos ambientales de cada escenario estudio (Figura 13).

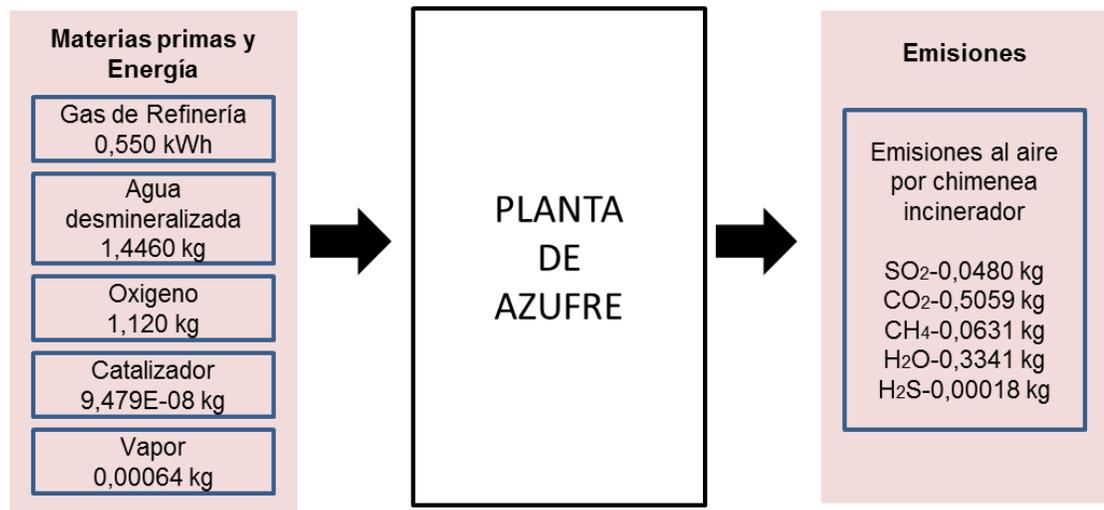
**Figura 13. Flujos de planta escenario actual de azufre**



En la Figura 14 se observan los resultados obtenidos para una operación futura mejorando la eficiencia del proceso mediante la inyección de oxígeno puro a la corriente de aire, lo cual incrementa la composición molar del 21% a 45%, lo anterior represento una reducción en el contenido de SO<sub>2</sub>/kg de producción del 24%(0,063 kg a 0,048 kg).

El software SimaPro permite generar “ensambles”, que son procedimientos que permite construir un estudio comparativo para dos estados operacionales del proceso. Para el estudio se construyó el denominado ESC1 que corresponde a integrar la planta de azufre a producción actual y la planta de azufre a producción futura (Figura 13 y Figura 14).

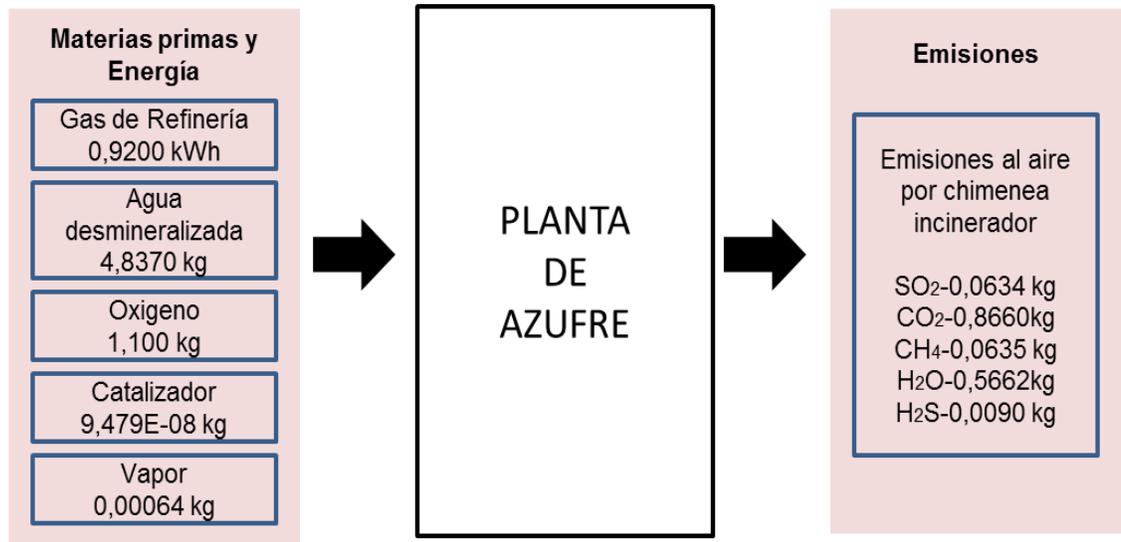
**Figura 14. Flujos en escenario operativo futuro (enriquecimiento con oxígeno 45%)**



En la Figura 15 se presentan los valores de entradas y salidas para una condición simulada de alta producción de azufre. Un componente clave de interés como es el SO<sub>2</sub> se observa que reduce sus niveles por unidad de producción, lo cual es explicado por el incremento en el factor de utilización de la unidad (actual: 43%

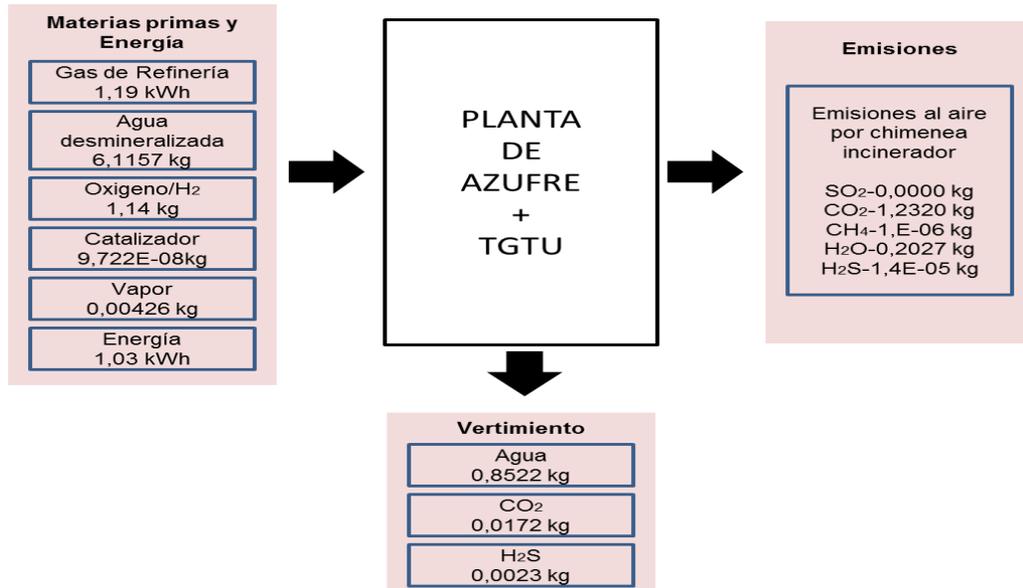
futuro: 130%) equivalente a decir que la unidad paso de producir 23 TMD a 69TMD (diseño: 53 TMD).

**Figura 15. Flujos de planta en operación futura (sin incremento %O<sub>2</sub>)-ESC 2**



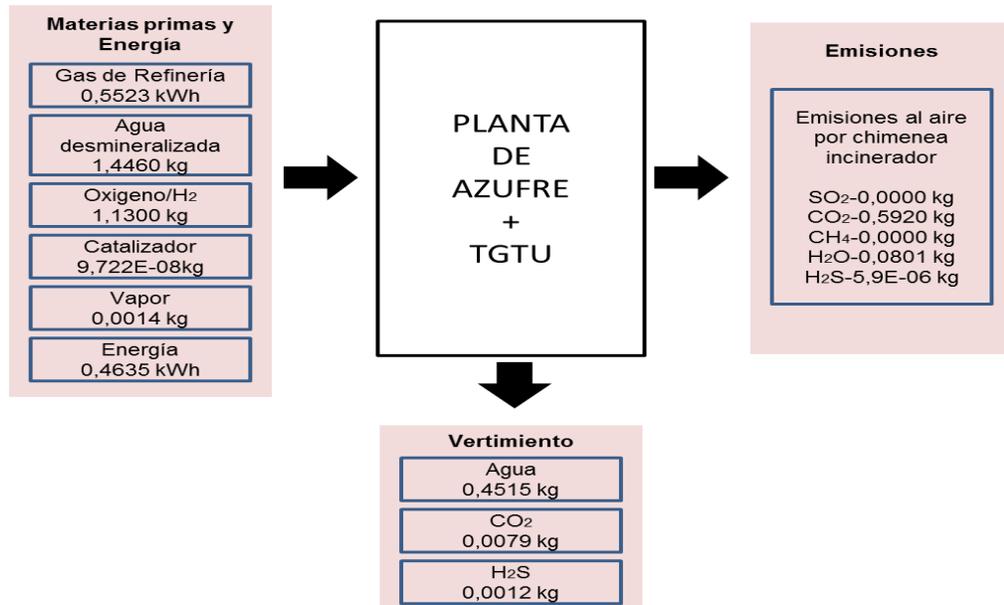
La incorporación del proceso TGTU permite retirar el componente SO<sub>2</sub> de los gases emitidos por el proceso a la atmosfera, pero de igual manera genera un vertimiento líquido adicional que presenta compuestos en dilución como el CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S (Figura 16).

**Figura 16. Planta de azufre en operación actual integrada con la TGTU-ESC 3**



Los resultados obtenidos de la planta integrada con la TGTU a máxima producción (69TMD) se presentan en la Figura 17.

**Figura 17. Planta de azufre en operación futura integrada con la TGTU-ESC 4**



## 6.5 EVALUACIÓN DE LOS IMPACTOS AMBIENTALES POTENCIALES DE LA PLANTA DE AZUFRE

Esta etapa tiene como objeto la evaluación de los impactos potenciales, a partir de las cargas ambientales identificadas en el inventario de los procesos estudiados anteriormente considerando el proceso actual de azufre, el proceso integrado con la TGTU y la evaluación en el escenario actual y futuro de las plantas.

Para efectos de la presentación de resultados que hace el software SimaPRO es importante conocer las unidades en que se reporta y su significado en las respectivas tablas y figuras del informe.

En el caso de emisiones atmosféricas y tomando como ejemplo una de las categorías de impacto ambiental objeto del estudio como es el *Calentamiento global*, los componentes que son emitidos a la atmósfera por la chimenea del incinerador de la planta de azufre son CO<sub>2</sub>, CO y CH<sub>4</sub>, estos tienen un factor de caracterización como el mostrado en la Tabla 22.

**Tabla 22. Potencial de calentamiento global (horizonte 100 años)**

<b>Componente</b>	<b>Factor de caracterización (kg CO<sub>2</sub> equiv/kg)</b>
Dióxido carbono (CO <sub>2</sub> )	1
Monóxido Carbono (CO)	1,9
Metano (CH <sub>4</sub> )	27,75

Fuente: IPCC 2007

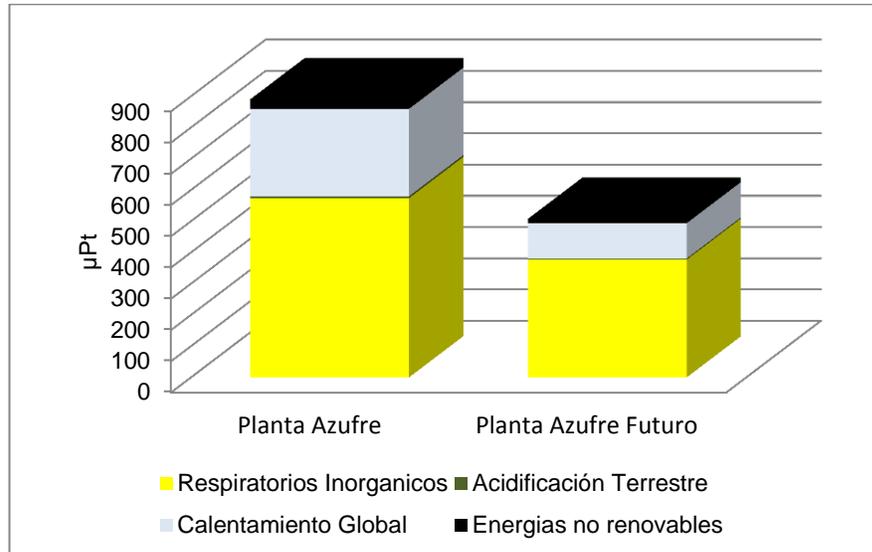
Una vez se ha caracterizado el impacto, éste y los demás impactos se someten a una conversión denominada *ponderación*, la cual busca llevar cada impacto a una unidad común que posteriormente sea sumable y que se basa en el grado de

contribución de cada impacto a un efecto final para determinada área o localidad. Para el caso referido, este factor es de 1/10000, el cual convierte la categoría de impacto ambiental *calentamiento global* a unidades Pt denominadas puntos ambientales o  $\mu$ Pt micro puntos ambientales según sea la magnitud; esto se extrapola para el resto de categorías y los resultados comunes pueden apreciarse en las siguientes figuras (Figura 18 a la 25).

**6.5.1 Comportamiento de los impactos para la planta de azufre.** La corrida inicial realizada en SimaPro a partir del balance en la tecnosfera permitió identificar cuatro categorías de impactos ambientales como las más relevantes para el proceso de azufre(Ver ANEXO B), las mismas fueron consistentes con la selección realizada en el numeral 5.3, relativas a los *efectos respiratorios por inorgánicos, acidificación terrestre, calentamiento global y energías no renovables*. El total de puntos ambientales calculados para las condiciones actuales fue de 891 puntos distribuidos en un 64,4% para los efectos respiratorios por inorgánicos, 0,63% para acidificación terrestre, 31,4% calentamiento global y 3,5% energías no renovables.

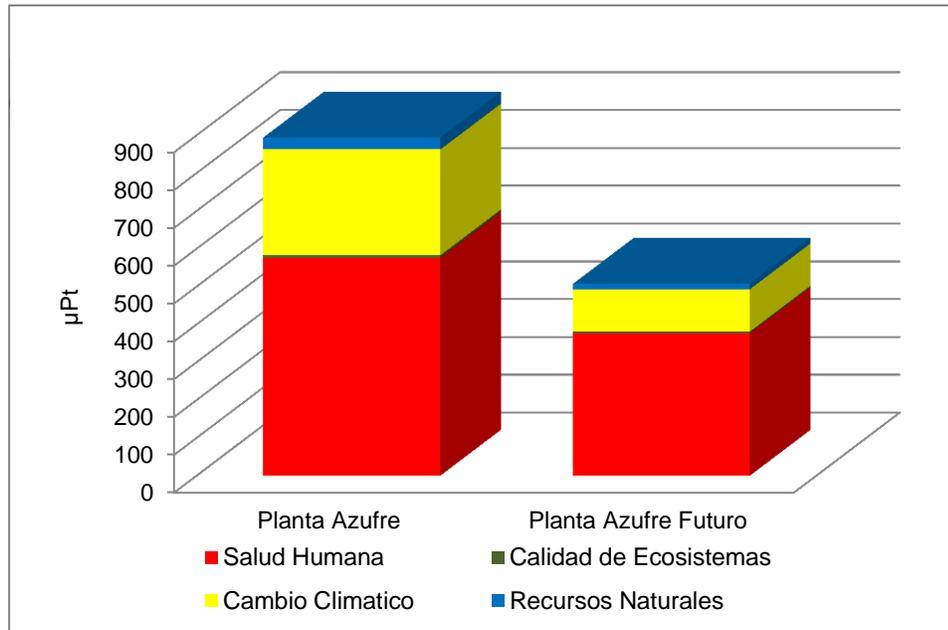
A continuación, se presentan los resultados (Figura 18) obtenidos del comportamiento de los impactos ambientales en la operación presente y futura de la planta de azufre, involucrando la operación a máxima producción, mediante el empleo de una alternativa de enriquecimiento de la corriente de aire a reacción con oxígeno puro ( $O_2$ ) (objetivo lograr una composición molar del 45%). Este cambio en la composición del aire permite mejorar de manera importante la eficiencia del proceso Claus, maximizando la recuperación de azufre y minimizando la emisión de componentes de azufre a la atmosfera.

**Figura 18. Estimación de los puntos ambientales en categorías de punto medio**



En la Figura 19 se obtienen los efectos denominados de punto final o de daño ambiental, los cuales agrupan atributos del entorno ambiental afectados que involucran la salud humana, calidad de los ecosistemas, cambio climático y recursos naturales.

**Figura 19. Estimación de los puntos ambientales en categoría punto final**



La evaluación de los impactos para la planta de azufre se realizó con base a la estimación de puntos ambientales ( $\mu\text{Pt}$ ) para ambos procesos (presente y futuro). Las anteriores figuras permitieron identificar como el operar con un mayor factor de utilización en la unidad (23 TMD a 69TMD) genera mayor eficiencia global del proceso, traducido en una reducción del 43% en las cargas ambientales del proceso (891 a 508  $\mu\text{Pt}$ ).

Los resultados permiten identificar la categoría de efectos *respiratorios por componentes inorgánicos* como la más relevante, seguida por los efectos en el *calentamiento global*, el consumo de fuentes o *recursos no renovables* y por último los efectos en la *acidificación del suelo*. El efecto en la *acidificación del suelo* es un componente que en principio es no perceptible en la escala del total de impactos seleccionados para el estudio, pero en la Tabla 22 se puede observar una reducción del 94% en el efecto causado sobre el suelo.

En el análisis para las categorías de punto final muestra un efecto apreciable en

reducción de la categoría *salud humana* en 35% y para *cambio climático* del 60%.

En la Tabla 23 se aprecia la cuantificación de las categorías de impacto ambiental con base a las unidades de referencia especificadas de acuerdo al método IMPACT 2002 utilizado en la presente evaluación. En resumen la categoría de impacto *energías no renovables* fue la única que presentó un incremento del 26%, lo anterior asociado a un mayor uso del recurso no renovable (Hidrocarburos) para incrementar la carga de azufre en la operación futura.

**Tabla 23. Categorías de impacto planta de azufre**

<b>Categoría de Impacto</b>	<b>Unidad</b>	<b>Planta Azufre</b>	<b>Planta Azufre Futuro</b>
Respiratorios Inorgánicos	kg PM2.5 eq	0,00582	0,00015
Acidificación Terrestre	kg SO <sub>2</sub> eq	0,07573	0,00425
Calentamiento Global	kg CO <sub>2</sub> eq	2,77368	1,63020
Energías no renovables	MJ primary	4,76606	5,99130

En la Tabla 24 y coherentemente con los resultados estimados en la Tabla anterior se aprecia un incremento en el agotamiento de los *recursos naturales (las energías renovables hacen parte de los recursos naturales)* pasando de 4,8 a 6,0 MJ.

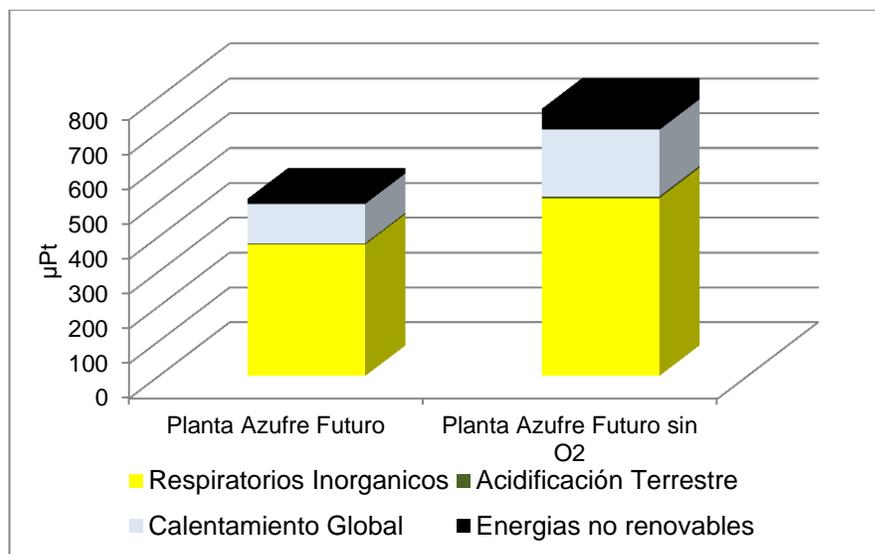
**Tabla 24. Evaluación de daño ambiental**

<b>Categoría de daño</b>	<b>Unidad</b>	<b>Planta Azufre</b>	<b>Planta Azufre Futuro</b>
Salud Humana	DALY	4,1E-06	1,1E-07
Calidad de Ecosistemas	PDF*m <sup>2</sup> *yr	8,7E-02	1,3E-02
Cambio Climático	kg CO <sub>2</sub> eq	2,8E+00	1,6E+00
Recursos Naturales	MJ primary	4,8E+00	6,0E+00

**6.5.2 Comportamiento de los impactos para la planta de azufre sin inyección de oxígeno (condición de operación futura).** En la Figura 20 puede observarse el comportamiento obtenido para el escenario 2 en el cual no se inyecta oxígeno puro a la corriente de aire a reacción, importante anotar que el diseño original de la planta de azufre no especifica facilidades e infraestructura para realizar esta inyección de oxígeno, motivo por el cual la refinería debe adelantar las adecuaciones y proyecto de ingeniería, tendiente a especificar los equipos, accesorios, tubería y demás sistemas que garanticen este suministro clave para la operación.

Es condición única y necesaria la inyección de la corriente de oxígeno, para garantizarse las perspectivas de carga y producción futuras requeridas por la refinería.

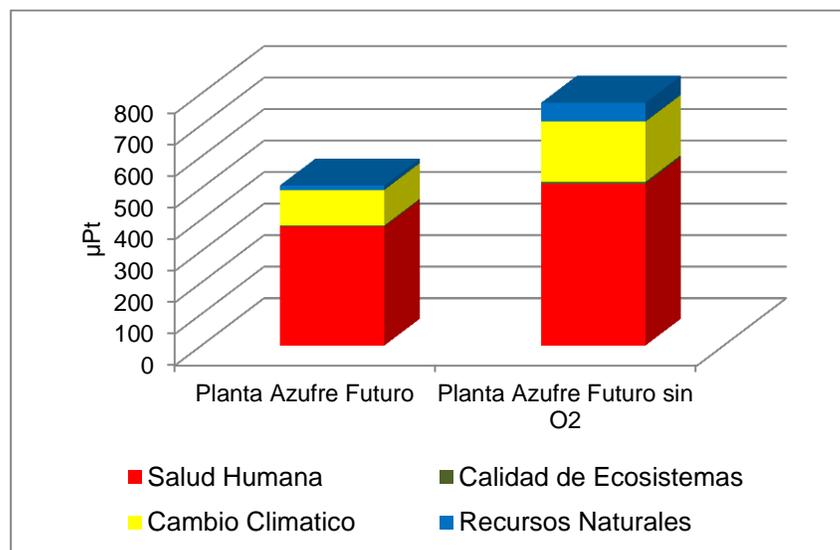
**Figura 20. Estimación de los puntos ambientales de punto medio sin inyección O<sub>2</sub>**



En la Figura 20, también se puede observar que los impactos ambientales se incrementan en un 33,6%. Lo anterior se fundamenta principalmente a un mayor

consumo de flujos económicos representados en energía y aire por unidad de producción, para garantizar una eficiencia de recuperación de azufre similar al caso base. Cabe anotar que aquí no se han evaluado las posibles limitaciones hidráulicas que podría tener la planta de azufre al operarse con relaciones aire /gas ácido de 2,3:1 en comparación a manejar relaciones de 1,3:1 con la corriente de inyección de oxígeno.

**Figura 21. Estimación de los puntos ambientales categoría punto final sin inyección O2**



La Figura 21 presenta los efectos de daño final ambiental originados por los impactos identificados en la Figura 20. El comportamiento general es análogo al evidenciado a la operación sin inyección de oxígeno en el sistema. El mayor daño ambiental de la operación de la planta de azufre está representado en la *salud humana*, seguido por el efecto en *cambio climático*, *recursos naturales* y finalmente en la *calidad de los ecosistemas*.

Los resultados anteriores pueden verificarse con los datos reportados en unidades equivalentes de la Tabla 25, en la cual se aprecia un incremento en las categorías

de *efectos respiratorios* del 35%, *acidificación terrestre* del 36%, *calentamiento global* 69% y un incremento importante del 421% para *energías no renovables*.

**Tabla 25. Categorías de impacto planta de azufre**

<b>Categoría de Impacto</b>	<b>Unidad</b>	<b>Planta Azufre Futura</b>	<b>Planta Azufre Sin O<sub>2</sub></b>
Respiratorios Inorgánicos	kg PM2.5 eq	0,00381	0,00517
Acidificación Terrestre	kg SO <sub>2</sub> eq	0,04913	0,06728
Calentamiento Global	kg CO <sub>2</sub> eq	1,11693	1,89539
Energías no renovables	MJ primary	2,18740	9,18469

En la categoría de daño o punto final (Tabla 26) para este escenario sin inyección de oxígeno al 45% los resultados son análogos con incremento de las 4 categorías de daño.

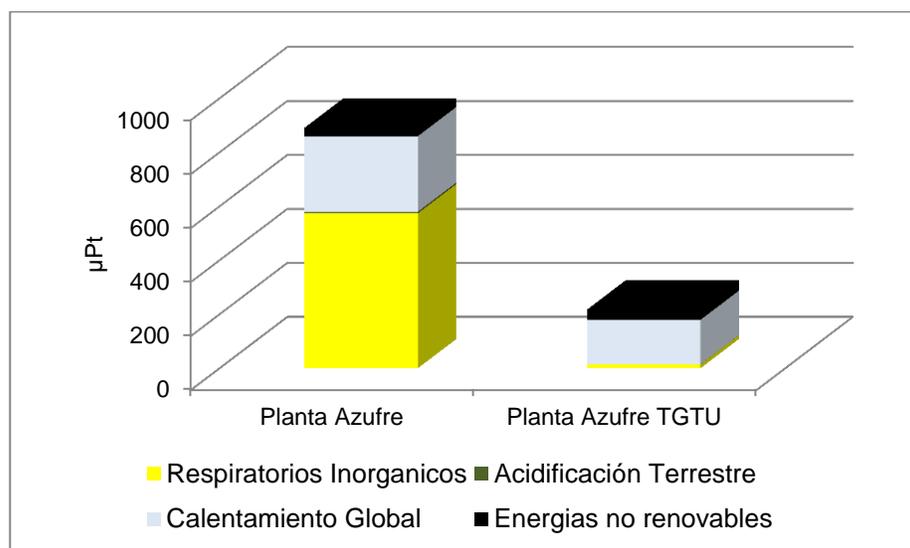
**Tabla 26. Evaluación de daño ambiental**

<b>Categoría de daño</b>	<b>Unidad</b>	<b>Planta Azufre Futura</b>	<b>Planta Azufre Sin O<sub>2</sub></b>
Salud Humana	DALY	2,67E-06	3,64E-06
Calidad de Ecosistemas	PDF*m <sup>2</sup> *yr	0,0548	0,0901
Cambio Climático	kg CO <sub>2</sub> eq	1,1169	1,8953
Recursos Naturales	MJ primary	2,1874	9,1850

**6.5.3 Comportamiento de los impactos para la planta de azufre con la unidad TGTU.** En el presente caso se evaluaron los efectos comparativos de la operación de la planta actual versus la planta de azufre integrada con la nueva sección

propuesta TGTU. Los resultados pueden apreciarse en la Figura 22, en donde claramente existe una ventaja significativa en los impactos generados por el proceso con una reducción cercana al 75% para los impactos totales, un valor que supera en 10 puntos la expectativa que se alcanzaría con operar la planta de azufre a máxima carga y con inyección de oxígeno.

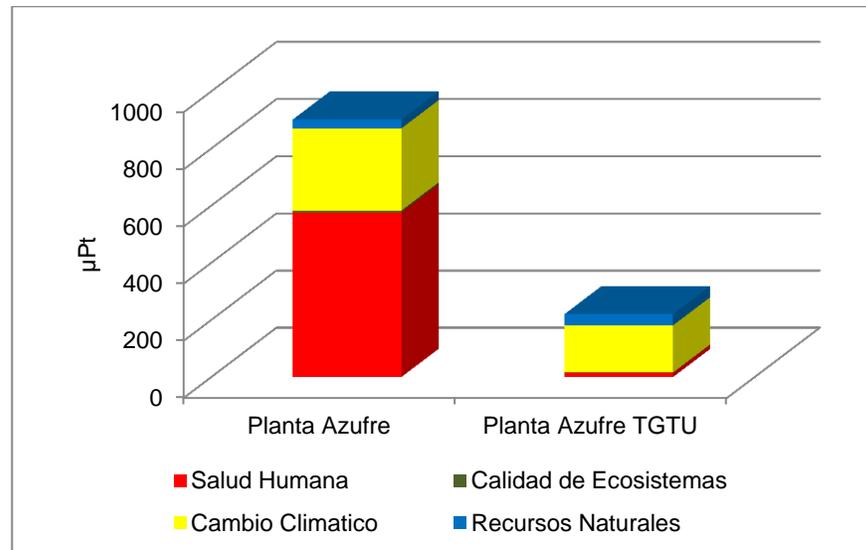
**Figura 22. Efectos de impacto ambiental con la integración de la nueva TGTU**



El resultado es notable en la reducción de los *efectos respiratorios por inorgánicos* con una reducción del 97,6% (574μPt a 14μPt) lo cual representa prácticamente eliminar esta categoría de impacto ambiental para el proceso.

De igual forma en la Figura 23 se observa la disminución en la categoría de daño ambiental en *salud humana* en razón a que los *efectos respiratorios por inorgánicos* tienen prácticamente toda la incidencia sobre esta categoría.

**Figura 23. Efectos de daño ambiental con la integración de la nueva TGTU**



En resumen la reducción de impactos ambientales para este escenario analizado está influenciado en gran medida por la disminución de emisiones de  $\text{SO}_2$  / $\text{H}_2\text{S}$  con la operación de la unidad TGTU, lo cual explica la importante disminución de impactos asociados a los *efectos respiratorios por compuestos inorgánicos* y a nivel de *calentamiento global*. Los efectos en consumos de *energías no renovables* no tienen efectos importantes en razón a que la base de carga o aprovechamiento es igual para ambos casos de comparación.

La Tabla 27 permite identificar los efectos mencionados anteriormente con base a valores obtenidos en unidades equivalentes.

**Tabla 27. Categorías de impacto planta de azufre**

<b>Categoría de Impacto</b>	<b>Unidad</b>	<b>Planta Azufre</b>	<b>Planta Azufre TGTU</b>
Respiratorios Inorgánicos	kg PM2.5 eq	0,0058	0,0001
Acidificación Terrestre	kg SO <sub>2</sub> eq	0,0757	0,0042
Calentamiento Global	kg CO <sub>2</sub> eq	2,7736	1,6301
Energías no renovables	MJ primary	4,7660	5,9912

En la Tabla 28 se puede destacar el efecto de la reducción de SO<sub>2</sub> sobre el impacto de *acidificación terrestre* y asociado a la *calidad de los ecosistemas* donde se puede observar una reducción del 85% en la categoría de daño (0,0872 a 0,0129 PDF\*m<sup>2</sup>\*yr).

**Tabla 28. Evaluación de daño ambiental**

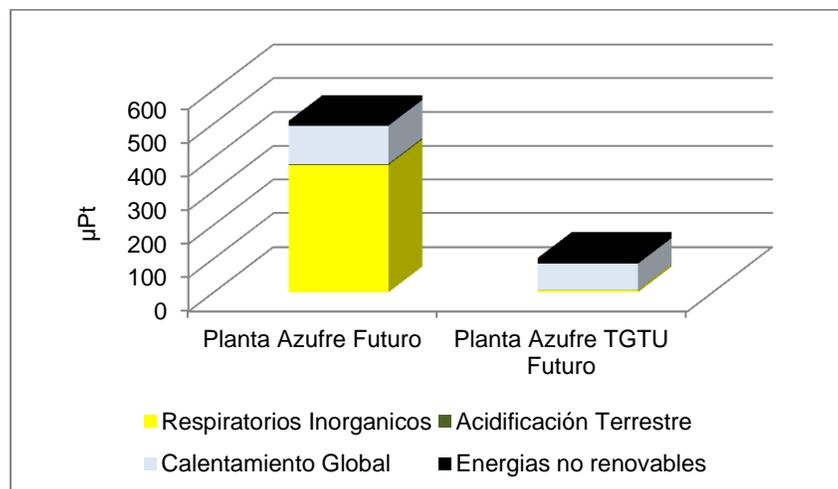
<b>Categoría de daño</b>	<b>Unidad</b>	<b>Planta Azufre</b>	<b>Planta Azufre TGTU</b>
Salud Humana	DALY	4,09E-06	1,06E-07
Calidad de Ecosistemas	PDF*m <sup>2</sup> *yr	0,0872	0,0129
Cambio Climático	kg CO <sub>2</sub> eq	2,7736	1,6301
Recursos Naturales	MJ primary	4,7662	5,9914

**6.5.4 Comportamiento de los impactos para la planta de azufre con la unidad TGTU futuro.** En la Figura 24 se aprecian los resultados de la evaluación de punto medio para este escenario futuro de máxima producción de azufre. Se resalta la

reducción de puntos ambientales entre el proceso de azufre actual y el esperado en 383 puntos como había sido inferido en la Figura 21. El efecto de comparar los impactos a máxima carga con la operación de la unidad TGTU permite apreciar una reducción del 79%(508μPt a 103μPt) reiterándose la eliminación del SO<sub>2</sub> como factor clave para los resultados.

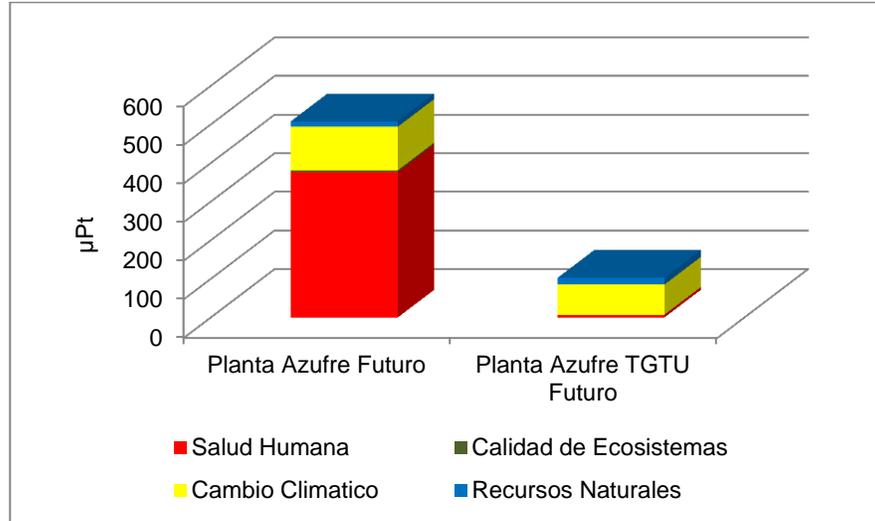
En la operación futura del sistema TGTU, la categoría relevante de impactos se direccionará hacia el *calentamiento global*, dado que la emisión de CO<sub>2</sub> que es el factor clave continuará eliminándose a la atmósfera. Los efectos de *energías renovables* no cambian pues el consumo del recurso no cambia en ambos escenarios.

**Figura 24. Efectos de impacto ambiental de la operación de la TGTU a máxima carga**



Las estimaciones para las categorías de punto final o daño ambiental mostrados en la Figura 25, presentan un efecto análogo al evidenciado en la Figura 21 relacionado a los efectos positivos sobre la *salud humana*.

**Figura 25. Efecto de daño ambiental de la operación de la TGTU a máxima carga**



De igual manera a como se discutió en los apartados previos, en la Tabla 29 se presentan los daños ambientales en unidades equivalentes.

**Tabla 29. Categorías de impacto planta de azufre futura**

Categoría de Impacto	Unidad	Planta Azufre Futuro	Planta Azufre TGTU
Respiratorios Inorgánicos	kg PM2.5 eq	0,0038	6,68E-05
Acidificación Terrestre	kg SO <sub>2</sub> eq	0,0491	0,0019
Calentamiento Global	kg CO <sub>2</sub> eq	1,1169	0,7746
Energías no renovables	MJ primary	2,1874	2,7482

Los resultados muestran una reducción del 98,2% para los efectos ambientales por *respiratorios inorgánicos* (0,0038 a 6,68E-05 kg PM2.5 eq) ,96% para

*acidificación terrestre* (0,0491 a 0,0019 kg SO<sub>2</sub> eq), 30,6% para *calentamiento global* (1,1169 a 0,7746 kg CO<sub>2</sub> eq) y un incremento del 25,6%(2,1874 a 2,7482 MJ) para *energías no renovables*.

En la Tabla 30 para la evaluación de daño ambiental se tiene el mismo comportamiento anterior con similares órdenes de magnitud en cuanto a la reducción del daño ambiental e incremento en el consumo de *recursos naturales*.

**Tabla 30. Evaluación de daño ambiental**

<b>Categoría de daño</b>	<b>Unidad</b>	<b>Planta Azufre Futuro</b>	<b>Planta Azufre TGTU</b>
Salud Humana	DALY	2,67E-06	4,82E-08
Calidad de Ecosistemas	PDF*m2*yr	0,0548	0,0058
Cambio Climático	kg CO <sub>2</sub> eq	1,1169	0,7746
Recursos Naturales	MJ primary	2,1874	2,7483

Finalmente en la Tabla 31 se presenta un resumen comparativo de los diferentes escenarios estudiados tomando como base la operación actual de la planta (detalles ANEXO E) y los efectos de la tecnología TGTU en las categorías de impacto ambiental definidas en este trabajo.

**Tabla 31. Resumen comparativo de escenarios en relación al caso base actual**

Categorías de Impacto ( $\mu$ Pt)	Planta Azufre Actual	Planta Azufre Futuro con O <sub>2</sub>	% Reducción	Planta Azufre TGTU	% Reducción	Planta Azufre TGTU Futuro	% Reducción
Respiratorios Inorgánicos	574	377	34%	14	98%	6,6	98%
Acidificación Terrestre	5,70E+00	3,70E+00	35%	3,00E-01	95%	0,14	96%
Calentamiento Global	280	113	60%	165	41%	78	31%
Energías no renovables	31,3	14,3	54%	39,4	-26%	18	-26%
Total	891	508	43%	219	75%	103	80%

- La operación de la planta a futuro y TGTU requiere el enriquecimiento con O<sub>2</sub>

Los datos de la Tabla 31 sintetizan los resultados obtenidos por el ACV para los procesos estudiados, permitiendo identificar que implementar un sistema de enriquecimiento con oxígeno del aire a reacción genera una reducción importante del 43% en los impactos ambientales, incorporar la unidad TGTU al proceso Claus representa una reducción aún más notable del 75% y el mismo proceso integrado con la operación a máxima carga induce una reducción de hasta un 80% en los impactos ambientales. La tecnología TGTU elimina prácticamente las categorías de efectos respiratorios y acidificación, que son generadas por componentes ácidos de la atmosfera.

## 7. CONCLUSIONES

El ACV del proceso Claus permitió identificar las categorías de impacto ambiental de *efectos respiratorios por componentes inorgánicos, calentamiento global, energía no renovable y acidificación terrestre*. Como las más relevantes que son inducidas por este proceso.

La incorporación de la nueva sección TGTU al proceso Claus, permitió evidenciar efectos positivos sobre la estimación de los impactos ambientales globales, obteniéndose reducciones de hasta un 75,5%-80%, lo que representa prácticamente la eliminación de las categorías que están asociadas a la acidificación del recurso aire (efectos respiratorios y acidificación terrestre).

Un aspecto determinado como relevante para el desempeño ambiental del proceso Claus fue el incremento de la concentración de oxígeno en el aire a reacción, como una medida fundamental para obtener beneficios en la reducción de impactos ambientales, sin contar el hecho de ser una premisa básica para incrementar el factor de utilización de la unidad. Los resultados globales obtenidos en el trabajo permiten justificar las bondades de la implementación de la tecnología TGTU integrada al proceso Claus, no solo como una alternativa para el cumplimiento legal ambiental (emisión de fuentes fijas) sino como una alternativa efectiva para reducir los impactos potenciales que estos procesos pueden inducir sobre el entorno y específicamente sobre el recurso aire.

## BIBLIOGRAFÍA

ACEVEDO, Paola. Herramienta de Análisis de Alternativas de Producción Incorporando el ACV “cuna a cuna” a los Métodos tradicionales. Comparación de Biodiesel de Palma e Higuera. Escuela de Ingeniería Química. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2012.

AENOR. Asociación Española de Normalización y Certificación. UNE-EN ISO 14044: Gestión ambiental. Análisis del ciclo de vida: Requisitos y directrices. 2006

AENOR. Asociación Española de Normalización y Certificación. UNE-EN ISO 14040: Gestión ambiental. Análisis del ciclo de vida: Principios y marco de referencia. 2006

ANDERSON, David. SWEENEY, Dennis. Estadística para administración y economía. Thomson. Pg 91.

AZAPAGIC, Adisa. Life cycle assessment and its application to process selection, design and optimization. Chemical Engineering Journal, Volume 73, Issue 1, April 1999, Pages 1-21 1999

BRENNAN, David. BURGESS, A. Desulfurisation of gas oil: A case study in environmental and economic assessment. Journal of Cleaner Production, Volume 9, Issue 5, October 2001, Pages 465-472.

CHAKMA, A. Acid Gas Re-injection-A Practical Way to Eliminate CO<sub>2</sub> Emissions from Gas Processing Plants. Energy Convers. Mgmt.38. 1997. Pg 205-209.

CHEMSTATIONS INC. CHEMCAD. HOUSTON.[en línea][ citado 11 de noviembre 2015] disponible en: [http:// www.chemstat.net](http://www.chemstat.net).

COMISIÓN INTERDEPARTAMENTAL DEL CAMBIO CLIMÁTICO. Guía práctica para el cálculo de emisiones de gases efecto invernadero (GEI). Oficina catalana.2011.

CONSUMOS ENERGETICOS COLOMBIANOS.[en línea] [citado 10 de mayo 2015] disponible en: <http://www.siel.gov.co/Inicio/Demanda/ProyeccionesdeDemanda/tabid/97/Default.aspx>

CONTEC. ISO 14064-1 Cuantificación y reporte de emisiones y remociones de GEI en organizaciones. 2010.

CORREA, Juan. Análisis y Simulación de la Planta Azufre III. Informe de práctica industrial. Departamento de Cracking II. Gerencia Refinería Barrancabermeja. 2011

COSTANZA, Robert. Ecological Economics. The Science and Management of Sustainability. Columbia University Press. New York. 1991.

CUNDALL, Michael. DERA KHSHAN, Farin. Reporte de Evaluación de la Refinería de Ecopetrol. DuPont.2013.

DE BENEDETTO, L. KLEMES, J. The environmental performance strategy map: an integrated approach to support the strategic decision-making process. Journal of Cleaner Production. 17. 2009. 900-906.

ECOPETROL GRB. Grupo de excelencia operacional. Manual de operación de las plantas de Azufre. 2011.

EOW, John. Recovery of Sulfur from Sour Acid Gas: A Review of the Technology. Department of Chemical Engineering. University of Leeds. Environmental Progress. Volume 21.Nº 3.October 2002. Pg 143-162.

FAVA, James.DENISON, Richard.JONES, Bruce .CURRAN, Mary .A technical framework for life-cycle assessments. Society of Environmental Toxicology and Chemistry (SETAC). Washington, DC. 1991. Pg 134.

FENG, Chao .GAO, Xuenong. TANG, Yuting. Comparative life cycle environmental assessment of flue gas desulphurization technologies in China. Journal of Cleaner Production, Volume 68, 1 April 2014, Pages 81-92.

FRANKS, D. COHEN, T. Social License Design: Constructive Technology assessment within a mineral research and development institution. Technological Forecasting& Social Change.2012.

GODOY, Sandra. RODRÍGUEZ, Néstor. Simulación de equipos con reacciones químicas con HYSYS. Universidad Tecnológica Nacional. Facultad Regional Rosario. 2013.

GOODLAND, Robert. Neoclassical Economics and Principles of Sustainable Development. Ecological Modelling. 1987. Vol 38.

IHOBE Sociedad Pública de Gestión Ambiental del Gobierno Vasco. Análisis de Ciclo de Vida y Huella de Carbono: Dos maneras de medir el impacto ambiental de un producto.2009.

IMPACT 2002+. User Guide. Draft for version Q2.21.Quantis Sustainability Counts. November 2012.

IPCC. Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambio climático 2007. Informe de síntesis. Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático. PNUMA. Suiza. 2007.

ISO14043. Environmental management-Life cycle assessment-Life cycle interpretation. 2000.

JACOBSON, Mark. Fundamentals of Atmospheric Modeling. Cambridge University Press. Second edition. 2005.

JUNGBLUTH, Niels. KOLLAR, Markus. Life cycle inventory for cooking: Some results for the use of liquefied petroleum gas and kerosene as cooking fuels in India. Energy Policy, Volume 25, Issue 5, 1997. p 471-480.

KAPOORIA, Raj Kumar. Technological investigations and efficiency analysis of a steam heat exchange condenser: conceptual design of a hybrid steam condenser. Journal of Energy in South Africa. Vol 19 N° 3. 2008.

KING, Matthew. DAVENPORT, William. MOATS Michael. Sulfuric Acid Manufacture. Sulfur from tail gas removal. 2 ed. 2013. Pg 325-340.

KOCHAPHUM, Chongprode. GHEEWALA, Shabbir H. VINITNANTHARAT, Soydoa. Environmental comparison of straight run diesel and cracked diesel. Journal of Cleaner Production, Volume 37, December 2012, p 142-146.

KOREVAAR, Gijsbert. Sustainability in process design methodology. In proceedings 21 st annual European AIChE. Hague. 2000.

MATOS, S. SILVESTRE, B. Managing stakeholder relations when developing sustainable business models: The case of the Brazilian energy sector. Journal of Cleaner Production. 2012.

MENESES, Alexander. Notas de Investigación en Curso Análisis de Ciclo de Vida. Maestría Ingeniería Ambiental. Escuela de Ingeniería Química. Universidad Industrial de Santander.2013.

MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE-COLOMBIA. Metodología General para la Presentación de Estudios de Impacto Ambiental. Bogotá. 2010.

MONNERY,W.HAWBOLDT,A.POLLOCK,W. New experimental data and kinetic rate expression for the Claus reaction. Chemical Engineering Science.2000.5141-5148.

NASIR, M.A. SULTAN,A. Optimization and Performance Improvement of natural Gas Sweetening Plant using Aspen HYSYS. Journal of Natural Gas Science and Engineering. Volume 26.2015.Pg 367-381.

ORTLOFF ENGINEERS. SRUII Revamp Basic Engineering Package.Midland Texas USA. 1998.

OSE. Observatorio para la Sostenibilidad en España. Enfoques metodológicos para el cálculo de la Huella de Carbono. 2011.

OSHA DATOS RAPIDOS.SULFURO DE HIDROGENO (H<sub>2</sub>S). [en línea] [citado 10 de enero 2013] disponible en: <http://www.osha.gov/Publications/3300-10N-05-spanish-07-05-2007.html>

PALENCIA, Marcos. Mejoramiento del Proceso de Recuperación de Azufre de una Refinería. Universidad de Zulia. Febrero 2007.

PARDO, Yeniffer. Aplicación de Análisis de Ciclo de Vida a la Producción de Biodisel Proveniente de Microalgas. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2013.

PRODUCT ECOLOGY CONSULTANTS. SimaPro 7. Database manuals. 2008.

RAMASAMY, Sri Vaiteheki. TITCHENER, Nigel. LETTIERI, Paola. Life cycle assessment as a tool to support decision ,making in the biopharmaceutical industry: Considerations and challenges. Food and Bioproducts Processing. Vol 94. 2015.Pg 297-305.

RAMESHNI, Mahin. Selection Criteria for Claus Tail Gas Treating Procesos. Worley Parsons. Resource & Energy. California 201091016.USA.

RAZZACK, S.A. ZUGHBI, H.D. Simulation of Flow and Chemical Reaction in a Claus Sulfur Converter. Ind. Eng. Chem. 2005.Res. 44, 9828-9839.

RWD. Manual de Descripción de Procesos de Planta Azufre. Gerencia Complejo Barrancabermeja. 2007.

SALAZAR,S. Valoración económica de espacios naturales: un fenómeno reciente. [en línea] [Consultado el 27-11-2015].Disponible en: <http://www.ces.gva.es/pdf/conferencias/02/1.pdf>.

SANTOS DA SILVA, P. GONCALVES, F. An integrated methodology for environmental impacts and cost evaluation in industrial processes. Journal of Cleaner Production. Volume 92. 2009. Pg 1339-1350.

SHELL GLOBAL SOLUTION. User manual corrected energy and loss (CEL) monitoring system. 2001.

SINCLAIR, A. LEVEEN,L. MONGUE,M. LIM,J. COX,S. The environmental impact of disposable technologies.[en línea] [consultado 30 de noviembre 2015]. Disponible en: <http://biopharmservices.com>.

SUDOE. Programa de Cooperación Territorial del Espacio Sudoeste Europeo. Guía para el cálculo de la huella de carbón en el sector del aceite de oliva. 2012.

SULPHUR EXPERTS INC. Sulphur Block Master Plan for Ecopetrol. 2013.

TURTON, Richard. BAILIE, Richard. WHITING, Wallace. SHAEIWITZ, Joseph. Analysis Synthesis and Design of Chemical Processes. Prentice Hall. 1998.

VLASOPOULOS, Nikolaos. MEMON, Fayyaz. BUTLER, David. Life cycle assessment of wastewater treatment technologies treating petroleum process waters. Science of The Total Environment, Volume 367, Issue 1, 2006. Pages 58-70.

YILDIRIM, Omer. KISS, Anton. HUSER, Nicole. Reactive absorption in Chemical process industry: A review on current activities. Chemical Engineering Journal. Volume 213. December 2012. Pg 371-391.

## ANEXO

### ANEXO A. Normas del recurso aire para Colombia

NORMA	EMISOR	CONTENIDO
Resolución 909 de 2008	Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial	Por la cual se establecen normas y estándares de emisión admisible de contaminantes a la atmosfera por fuentes fijas
Resolución 0601 de 2006(Abr.4)	Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial	Por la cual se establece la Norma de Calidad del Aire o Nivel de Inmisión, para todo el territorio nacional en condiciones de referencia
Decreto 979 de 2006(Abr.3)	Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial	Por el cual se modifican los artículos 7,10,93,94 y 108 del Decreto 948 de 1995
Resolución 0886 de 2004(Jul.27)	Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial	<p>Por la cual se modifica el artículo 40 del Decreto 948 de 1995, modificado por el artículo 2 del Decreto 1697 de 1997 y por el Decreto 2622 de 2000.</p> <p>Modificaciones acerca de calidad de los combustibles.</p>

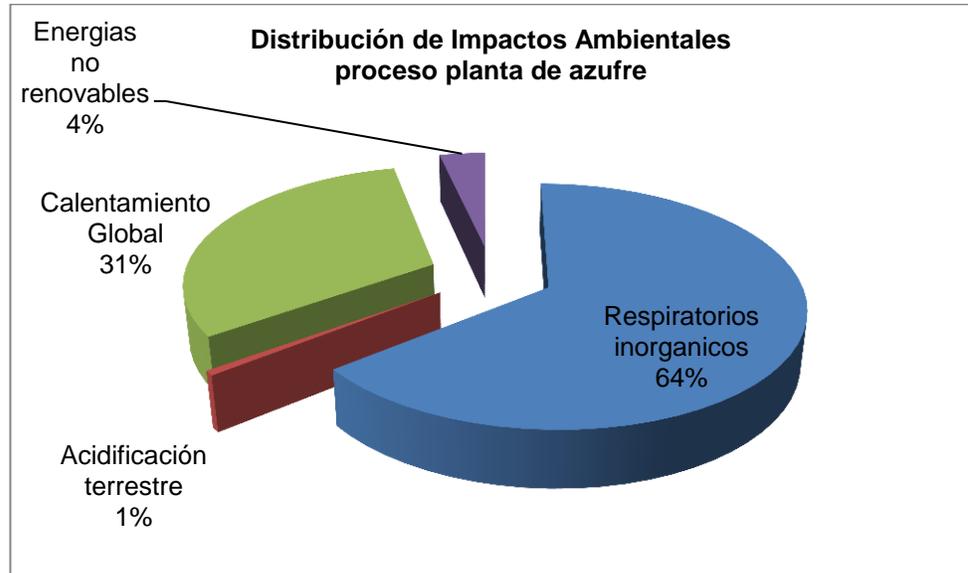
Resolución 0886 de 2004(Jul.27)	Ministerio de Ambiente, Vivienda y	Por la cual se modifica parcialmente la Resolución número 0058 del 21 de enero de 2002 y se dictan otras disposiciones.
Decreto 1530 de 2002(Jul.24)	Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial	Por el cual se modifica el artículo 40 del Decreto 948 de 1995,modificado por el artículo 2 del Decreto 1697 y por el Decreto 2622 de 2000. Modificaciones acerca de calidad de los combustibles.
Resolución 0058 de 2002(Ene.21)	Ministerio del Medio Ambiente	Por la cual se establecen normas y límites máximos permisibles de emisión para incineradores de residuos sólidos y líquidos
<b>NORMA</b>	<b>EMISOR</b>	<b>CONTENIDO</b>
Resolución 068 de 2001(Ene.18)	Ministerio del Medio Ambiente, Ministerio de Minas y Energía	Por la cual se modifica parcialmente la Resolución 898 de 1995,adicionada por la Resolución número 125 de 1996 y modificada por la resolución número 623 de 1998,que regula los criterios ambientales de calidad de los combustibles líquidos y sólidos utilizados en hornos y calderas de uso comercial e industrial y en motores de combustión interna de vehículos automotores
Decreto 2622 de 2000(Dic.18)	Ministerio del Medio Ambiente	Por medio del cual se modifica el artículo 40 del Decreto 948 de 1995,modificado por el artículo 2 del Decreto 1697 de 1997.Modificación acerca de la calidad de los

		combustibles
Resolución 623 de 1998(Jul.9)	Ministerio del Medio Ambiente	Por el cual se modifica parcialmente la Resolución 898 de 1995 que regula los criterios ambientales de la calidad de los combustibles líquidos y sólidos utilizados en hornos y calderas de uso comercial e industrial y en motores de combustión interna
Resolución 415 de 1998(May.13)	Ministerio del Medio Ambiente	Por la cual se establecen los casos en los cuales se permite la combustión de los aceites de desecho y las condiciones técnicas para realizar la misma
Resolución 441 de 1997(Nov.14)	Ministerio del Medio Ambiente	Revoca el artículo 2 de la Resolución 1619 de 1995
Resolución 619 de 1997(Jul.7)	Ministerio del Medio Ambiente	Por la cual se establecen parcialmente los factores a partir de los cuales se requiere permiso de emisión atmosférica para fuentes fijas
Decreto 1697 de 1997(Jun.27)	Ministerio del Medio Ambiente	Por medio del cual se modifica parcialmente el Decreto 948 de 1995 que contiene el reglamento de protección y control de la calidad del aire. Modificación sobre normas de los combustibles
Resolución 864 de 1996(Ago.8)	Ministerio del Medio Ambiente	Por la cual se identifican por vía general los equipos de control ambiental que dan derecho al beneficio tributario
Decreto 1224 de 1996(Jul.16)	Presidencia de la Republica	Por medio del cual se reglamenta el artículo 19 de la ley 191 de 1995 en cuanto a la calidad de los combustibles. Deroga el

		artículo 40 del Decreto 948 de 1995
<b>NORMA</b>	<b>EMISOR</b>	<b>CONTENIDO</b>
Resolución 125 de 1996(Feb.7)	Ministerio del Medio Ambiente	Por la cual se adiciona la resolución 898 de agosto 23 de 1995 en la que se regulan los criterios ambientales de calidad de los combustibles líquidos y sólidos utilizados en hornos y calderas de uso comercial e industrial y en motores de combustión interna de vehículos automotores
Resolución 1619 de 1995(Dic.21)	Ministerio del Medio Ambiente	Por la cual se desarrollan parcialmente los artículos 97 y 98 del Decreto 948 de 1995(Modificados por el Decreto 2107 de 1995
Decreto 2107 de 1995	Presidencia de la Republica	Por medio del cual se modifica parcialmente el Decreto 948 de 1995 que contiene el reglamento de protección y control de calidad del aire. Sobre uso de crudos pesados, quemas abiertas, emisiones vehiculares y actividades contaminantes
Resolución 1351 de 1995(Nov.14)	Ministerio del Medio Ambiente	Por medio de la cual se adopta la declaración denominada informe de estado de emisiones(IE-1)
Resolución 898 de 1995(Ago.23)	Ministerio del Medio Ambiente	Por la cual se regulan los criterios ambientales de la calidad de los combustibles líquidos y sólidos utilizados en hornos y calderas de uso comercial e industrial y en motores de combustión interna de vehículos automotores
Decreto 948	Ministerio del	Deroga parcialmente el Decreto 02 de 1982.

de 1995(Jun.5)	Medio Ambiente	Por lo cual se reglamentan, parcialmente, la ley 23 de 1973, los artículos 33, 73, 74, 75 y 76 del Decreto-Ley 2811 de 1974; Los artículos 41, 42, 43, 44, 45, 48 y 49 de la ley 9 de 1979; y la ley 99 de 1993, en relación con la prevención y control de la contaminación atmosférica y la protección de la calidad del aire
Resolución 2308 de 1986(Feb.24)	Ministerio del Medio Ambiente	Por la cual se adopta un procedimiento para análisis de la calidad del aire
Decreto 02 de 1982(Ene.11)	Ministerio de Salud	Por el cual se reglamenta parcialmente el título I de la ley 09 de 1979 y el Decreto Ley 2811 de 1974, en cuanto a emisiones atmosféricas

## ANEXO B. Distribución de impactos ambientales para el proceso de azufre



Categorías IMPACT 2002+	Porcentaje
Cancerígenos	0,02%
No-cancerígenos	0,17%
Respiratorios inorgánicos	64,25%
Radiación ionizante	0,00%
Destrucción de capa de ozono	0,00%
Respiratorios orgánicos	0,01%
Eco toxicidad acuática	0,00%
Eco toxicidad terrestre	0,06%
Acidificación terrestre	0,64%
Ocupación de la tierra	0,00%
Calentamiento Global	31,33%
Energías no renovables	3,51%
Extracción minera	0,00%

## ANEXO C. Simulaciones HYSIS 8.4 Planta Azufre-TGTU



PlantaAzufre  
Escenario Actual.hsc



PlantaAzufre  
Escenario Futuro(Sin



PlantaAzufre  
Escenario Futuro.hsc



TGTU Escenario  
Actual.hsc



TGTU Escenario  
Futuro.hsc

**ANEXO D. Balance de masa y energía (tecnosfera)-Reproducibilidad**



BalancesSimuladosHY  
SYS.xlsx

## AJUSTE MODELO HYSYS- PRODUCCION PLANTA REAL 2014-2015

Fecha	Gas Acido (PCEH)	Aire (PCEH)	Temp (°F)	R2880 A (°F)	R2880 B (°F)	R2880 C (°F)	Prod real (TM/D)	Prod HYSYS (TM/D)	Error relativo (%) abs
01/02/2014	55964	66538	2115	144	24	-7	33	34	2,7
02/02/2014	56089	69037	2130	145	25	-6	34	33	2,5
03/02/2014	55374	68747	2161	144	26	-7	35	33	5,5
04/02/2014	55383	68745	2168	143	24	-8	33	33	1,4
05/02/2014	55133	68441	2140	142	25	-7	32	33	1,9
06/02/2014	55503	68883	2140	143	25	-7	32	33	3,1
07/02/2014	53747	66636	2158	141	24	-7	32	33	3,1
08/02/2014	53584	66452	2148	140	24	-7	33	32	2,5
09/02/2014	52866	65616	2148	140	24	-7	33	32	3,0
10/02/2014	53293	66165	2153	142	29	-9	32	32	0,1
11/02/2014	53454	70169	2139	142	32	-9	33	32	2,4
12/02/2014	53154	71441	2138	142	24	-7	31	32	3,2
13/02/2014	52028	68056	2138	141	24	-8	32	32	1,0
14/02/2014	53792	71018	2133	140	23	-7	31	33	6,5
15/02/2014	54264	70632	2121	139	24	-7	31	33	6,6
16/02/2014	54605	70764	2115	140	25	-7	35	34	2,2
17/02/2014	50720	65402	2148	129	20	-8	34	31	8,8
18/02/2014	54390	71701	2123	136	18	-8	30	32	6,7
19/02/2014	55968	79046	2142	140	24	-7	33	32	3,0
20/02/2014	55574	78039	2155	140	24	-7	36	34	5,8
21/02/2014	55388	79484	2142	139	24	-7	36	34	5,6
22/02/2014	54906	79071	2157	137	22	-7	34	34	0,8
23/02/2014	55570	79784	2139	136	22	-7	31	32	4,1
24/02/2014	55247	79548	2149	136	21	-7	35	34	3,3
25/02/2014	54973	76635	2160	136	21	-7	33	35	7,4
26/02/2014	56986	77162	2143	139	23	-6	32	35	9,4
27/02/2014	56395	78491	2163	140	24	-6	34	34	0,1
28/02/2014	56669	80890	2204	139	21	-8	35	34	2,7
01/03/2014	56063	75761	2189	141	23	-7	35	34	4,1
02/03/2014	56000	75003	2164	141	24	-7	37	35	4,8
03/03/2014	54011	72510	2176	134	24	-7	35	34	3,4
08/03/2014	42081	54575	2193	81	-8	-11	33	30	9,1
09/03/2014	55638	72494	2172	136	13	-8			

Fecha	Gas Acido (PCEH)	Aire (PCEH)	Temp (°F)	R2880 A (°F)	R2880 B (°F)	R2880 C (°F)	Prod real (TM/D)	Prod HYSYS (TM/D)	Error relativo (%) abs
10/03/2014	56483	74271	2179	142	17	-7	33	34	3,6
11/03/2014	57638	75668	2135	147	20	-6	31	33	6,5
12/03/2014	58080	78189	2130	148	21	-6	41	39	4,8
13/03/2014	56879	73672	2153	147	21	-7	33	35	5,9
14/03/2014	56907	73768	2161	147	21	-7	37	35	5,7
15/03/2014	56762	72956	2137	147	21	-7	35	35	0,2
16/03/2014	57414	74342	2123	154	21	-7	39	36	6,7
17/03/2014	54561	68828	2100	151	20	-2	33	33	1,3
18/03/2014	56964	71624	2087	146	15	-7	32	34	6,3
19/03/2014	61414	79131	2040	146	10	-10	35	36	2,0
20/03/2014	59790	79407	2049	148	18	-7	38	37	3,6
21/03/2014	59488	79844	2097	149	22	-7	36	37	3,9
22/03/2014	59289	80815	2090	149	23	-6	34	36	5,6
23/03/2014	59300	81150	2100	149	23	-6	33	35	6,1
24/03/2014	58817	80687	2122	148	23	-6	33	35	7,2
25/03/2014	58811	76112	2100	148	24	-5	37	35	4,3
26/03/2014	58702	75864	2124	147	23	-7	37	35	5,4
27/03/2014	58480	75545	2083	146	25	-5	37	35	5,4
28/03/2014	59570	76927	2078	146	25	-5	38	36	4,8
29/03/2014	57415	74498	2094	141	24	-6	35	34	2,5
30/03/2014	59438	79039	2061	144	21	-7	33	36	8,5
31/03/2014	59630	79429	2082	145	23	-7	34	36	6,6
01/04/2014	60039	79775	2074	145	22	-7	37	37	1,2
02/04/2014	59073	79070	2071	146	24	-6	35	37	4,6
03/04/2014	53016	70652	2108	142	25	-7	37	36	1,5
04/04/2014	47679	61517	2047	135	18	-9	28	30	6,0
05/04/2014	58014	74899	2062	141	20	-8	28	30	5,6
06/04/2014	58413	75321	2024	142	21	-7	35	34	2,4
07/04/2014	57250	73914	2085	141	27	-8	34	33	3,8
08/04/2014	48577	61872	2035	135	21	-8	34	33	3,1
09/04/2014	51434	66251	2062	134	20	-8	30	32	6,1
10/04/2014	57807	74686	2076	140	26	-6	32	34	6,3
11/04/2014	57512	74288	2067	140	27	-6	34	35	1,7
12/04/2014	58002	80680	2084	138	23	-6	35	36	2,9

Fecha	Gas Acido (PCEH)	Aire (PCEH)	Temp (°F)	R2880 A (°F)	R2880 B (°F)	R2880 C (°F)	Prod real (TM/D)	Prod HYSYS (TM/D)	Error relativo (%) abs
13/04/2014	52576	88857	2216	132	14	-9	34	35	2,8
14/04/2014	44026	76056	2310	127	20	-8	41	39	3,8
15/04/2014	43962	77523	2299	129	16	-9	37	38	1,5
16/04/2014	54423	75699	2119	133	21	-7	34	36	7,3
17/04/2014	58228	80280	2111	135	29	-8	32	35	9,3
18/04/2014	57631	82307	2113	135	25	-6	37	35	5,3
19/04/2014	57953	79670	2124	137	25	-6	33	34	3,4
20/04/2014	57852	73502	2104	138	26	-5	34	33	4,1
21/04/2014	53480	69419	2120	136	24	-5	35	34	2,9
22/04/2014	50230	66070	2133	138	23	-5	37	36	2,4
23/04/2014	51030	71539	2115	136	23	-6	36	34	4,6
24/04/2014	58232	80414	2136	138	24	-7	30	32	6,7
25/04/2014	58600	80353	2128	139	27	-5	29	32	10,3
26/04/2014	59091	80782	2115	139	24	-8	33	33	0,5
27/04/2014	58437	81230	2136	136	26	-6	35	34	2,3
28/04/2014	58960	77251	2116	137	26	-6	34	33	3,4
29/04/2014	57971	77822	2103	137	25	-6	34	35	2,9
30/04/2014	55314	76287	2108	130	26	-6	36	34	5,4
01/05/2014	56199	77413	2093	138	22	-6	34	35	2,8
02/05/2014	54033	70878	2120	134	25	-7	36	35	4,0
03/05/2014	49919	61819	2131	129	22	-8	28	26	7,0
04/05/2014	48481	60740	2126	132	23	-8	28	27	3,6
05/05/2014	46157	59996	2150	125	18	-10	29	26	8,9
06/05/2014	39474	56917	2134	124	19	-9	27	26	3,7
07/05/2014	43413	58675	2107	133	20	-9	27	27	1,1
08/05/2014	55015	74677	2071	138	20	-8	29	32	10,8
09/05/2014	57235	78350	2103	140	27	-6	34	34	1,5
10/05/2014	55712	80018	2110	139	30	-6	36	34	5,0
11/05/2014	57476	81424	2107	140	31	-7	38	35	7,0
12/05/2014	56204	80061	2098	140	27	-6	37	34	8,1
13/05/2014	56070	80725	2104	138	27	-6	35	35	1,3
14/05/2014	57082	82059	2106	139	28	-5	35	34	2,4
15/05/2014	57771	83263	2126	140	26	-6	36	37	3,1
16/05/2014	58109	81069	2118	132	24	-7	35	34	3,4

Fecha	Gas Acido (PCEH)	Aire (PCEH)	Temp (°F)	R2880 A (°F)	R2880 B (°F)	R2880 C (°F)	Prod real (TM/D)	Prod HYSYS (TM/D)	Error relativo (%) abs
17/05/2014	57781	83454	2111	139	26	-6	34	35	2,4
18/05/2014	57764	82571	2125	138	28	-6	35	38	9,0
19/05/2014	56556	81922	2116	139	28	-6	35	37	5,7
20/05/2014	57289	82871	2097	140	25	-7	34	35	2,3
21/05/2014	56391	81843	2111	135	20	-6	36	34	4,8
22/05/2014	54562	78160	2106	140	25	-5	34	34	1,2
23/05/2014	47891	68389	2106	137	26	-6	35	33	5,4
24/05/2014	50141	68986	2075	135	23	-10	30	32	6,7
25/05/2014	52391	72873	2079	137	28	-6	30	32	8,1
26/05/2014	54203	75237	2061	137	28	-6	35	34	2,6
27/05/2014	54146	75322	2079	136	27	-7	32	34	5,1
28/05/2014	34419	55785	2165	100	21	-10			
29/05/2014	53402	72329	2067	132	17	-9			
30/05/2014	51410	66627	2069	136	25	-7	30	33	10,0
31/05/2014	52475	72198	2032	139	28	-7	30	34	13,3
01/06/2014	51704	71902	2043	137	28	-7	34	33	3,5
02/06/2014	51164	70895	2036	137	25	-8	34	33	3,3
03/06/2014	49729	67682	2036	137	27	-7	31	31	0,2
04/06/2014	49880	67761	2026	134	26	-7	30	31	3,2
05/06/2014	50393	65701	2028	136	23	-9	30	34	13,3
06/06/2014	51004	69874	2038	136	26	-7	32	33	4,1
07/06/2014	50547	68031	2072	133	25	-8	30	33	9,9
08/06/2014	51940	68564	2063	132	23	-8	31	33	7,0
09/06/2014	43680	66755	2099	133	28	-8	30	32	6,1
10/06/2014	35073	66116	2220	119	19	-11	33	34	4,4
11/06/2014	50652	70085	2083	150	18	-9			
12/06/2014	49483	69015	2050	156	28	-7	24	26	6,1
13/06/2014	44061	63198	2113	135	18	-9	26	23	11,5
14/06/2014	51072	70728	2039	153	22	-8	33	27	18,2
15/06/2014	49003	65881	2063	150	26	-8	25	26	5,9
16/06/2014	46753	62858	2048	148	25	-8	31	28	9,0
17/06/2014	47257	65677	2049	145	24	-8	30	28	7,4
18/06/2014	48813	67730	2031	149	26	-8	25	27	7,5
19/06/2014	49000	67411	2041	148	26	-8	26	27	3,8

Fecha	Gas Acido (PCEH)	Aire (PCEH)	Temp (°F)	R2880 A (°F)	R2880 B (°F)	R2880 C (°F)	Prod real (TM/D)	Prod HYSYS (TM/D)	Error relativo (%) abs
20/06/2014	48239	65012	2039	148	20	-9	26	28	7,7
21/06/2014	37696	52202	2076	109	16	-12	26	24	7,7
22/06/2014	35208	49498	2065	091	10	-13	20	24	17,3
23/06/2014	34000	45574	2042	087	8	-13	20	22	10,0
24/06/2014	35474	44473	2015	107	8	-13	21	22	4,8
25/06/2014	35918	44815	1974	123	18	-12	20	22	10,0
26/06/2014	38424	48727	1962	123	21	-10	21	22	4,8
27/06/2014	37816	48270	1969	116	20	-10	20	21	5,5
28/06/2014	43182	51559	1977	115	18	-11	20	22	10,0
29/06/2014	40601	51196	1955	122	18	-10	20	21	5,0
30/06/2014	38672	46214	1991	103	21	-12	21	21	0,1
01/07/2014	36332	46695	1981	109	12	-12	22	22	1,5
02/07/2014	37569	49731	1966	111	12	-12	22	21	5,2
07/07/2014	37979	50657	1952	113	16	-10	20	21	5,0
08/07/2014	34105	42854	2138	082	16	-13	21	20	4,8
09/07/2014	27640	32865	2117	089	10	-16	21	20	4,8
10/07/2014	24999	36051	2163	076	9	-15	21	19	9,5
02/09/2014	26195	43899	2176	075	-5	-10	17	18	5,9
03/09/2014	24989	50283	2331	107	-9	-14	18	18	0,0
04/09/2014	24374	51695	2326	124	1	-11	22	21	4,5
05/09/2014	31912	60987	2226	132	3	-9	21	22	4,8
06/09/2014	41278	51951	2034	131	7	-11	21	23	9,5
07/09/2014	31813	40399	2078	129	9	-13	20	22	10,0
08/09/2014	33582	43613	2052	115	8	-12	21	22	4,8
09/09/2014	37746	45542	1970	135	13	-9	22	23	4,5
10/09/2014	46619	55766	1988	136	12	-8	27	26	3,7
11/09/2014	50214	60037	1997	138	13	-7	28	27	3,6
12/09/2014	48590	58013	2000	141	14	-8	27	26	3,7
13/09/2014	47183	56273	1990	142	15	-6	26	26	0,0
14/09/2014	51221	61015	1990	140	17	-9	26	27	3,8
15/09/2014	50236	60016	2005	140	15	-9	28	27	2,0
16/09/2014	53262	63470	1963	141	12	-9	29	27	6,9
17/09/2014	46950	56115	1979	138	15	-11	28	27	3,6
18/09/2014	44570	53033	1988	126	25	-11			

Fecha	Gas Acido (PCEH)	Aire (PCEH)	Temp (°F)	R2880 A (°F)	R2880 B (°F)	R2880 C (°F)	Prod real (TM/D)	Prod HYSYS (TM/D)	Error relativo (%) abs
19/09/2014	47655	56464	1960	94	10	-10	24	25	4,2
20/09/2014	48796	58930	2009	54	7	-11	28	26	5,6
21/09/2014	45074	55891	2025	120	12	-10	27	25	8,0
22/09/2014	38880	47399	2014	130	17	-10	31	21	31,5
23/09/2014	43024	51326	2007	131	15	-10	25	23	6,6
24/09/2014	47997	58719	1987	129	18	-8	23	26	12,6
25/09/2014	46871	57090	1982	134	22	-7	29	25	13,0
26/09/2014	40560	48680	2014	125	21	-9	25	22	12,0
27/09/2014	40210	45965	1969	120	16	-10	24	22	8,3
28/09/2014	41995	47080	1931	127	17	-9	24	22	8,3
29/09/2014	42505	49888	1925	126	20	-9	24	23	5,7
30/09/2014	42694	49958	1906	128	20	-8	24	23	4,2
01/10/2014	42964	51247	1896	127	21	-9	22	23	3,8
02/10/2014	47375	59748	1894	124	16	-9	24	26	8,3
03/10/2014	47878	61904	1902	126	21	-7	30	26	13,3
04/10/2014	44153	56026	1930	124	15	-13	27	25	6,5
05/10/2014	44457	57144	1932	126	19	-8	24	25	4,2
06/10/2014	45899	59834	2002	124	22	-9	24	25	4,2
07/10/2014	47016	60809	1981	125	20	-8	29	26	10,8
08/10/2014	44884	58044	1994	122	18	-11	26	25	3,1
09/10/2014	45217	58375	2015	122	19	-10	27	25	8,8
10/10/2014	47203	60161	1984	127	22	-8	28	26	8,7
11/10/2014	47914	59744	1966	127	25	-7	25	26	2,5
12/10/2014	48654	59410	1928	129	15	-11	30	26	14,3
13/10/2014	48018	58498	1954	128	18	-9	28	24	14,3
14/10/2014	45288	58403	1989	124	20	-10	28	24	15,7
15/10/2014	45350	58587	1991	126	21	-8	28	24	14,3
16/10/2014	48665	61070	1968	129	20	-8	26	27	4,5
17/10/2014	46200	55191	2006	123	20	-9	29	25	13,8
18/10/2014	48799	58315	1977	132	17	-10	27	24	11,1
19/10/2014	47266	57464	2011	121	20	-9	28	25	10,7
20/10/2014	46043	54977	2037	114	24	-11	26	24	7,7
21/10/2014	47190	54625	2006	115	14	-9	26	24	7,7
22/10/2014	47566	51907	1997	120	18	-8	27	25	7,4

Fecha	Gas Acido (PCEH)	Aire (PCEH)	Temp (°F)	R2880 A (°F)	R2880 B (°F)	R2880 C (°F)	Prod real (TM/D)	Prod HYSYS (TM/D)	Error relativo (%) abs
23/10/2014	48755	53235	1946	125	16	-9	25	24	4,0
24/10/2014	37941	44676	2039	123	21	-12	26	25	5,4
25/10/2014	44867	49026	2057	102	10	-10	24	25	4,2
26/10/2014	45943	48765	2055	94	12	-10	24	24	0,0
27/10/2014	47797	48286	2025	98	14	-9	23	23	0,0
28/10/2014	48485	48115	2000	100	19	-8	22	23	3,3
29/10/2014	46541	47307	1996	97	14	-9	27	25	7,4
30/10/2014	46128	44941	2058	89	13	-15	25	24	4,0
31/10/2014	45655	43436	2050	87	14	-10	26	24	7,7
19/01/2015	33566	36607	1908	128	6	-6			
20/01/2015	35572	40831	1866	127	0	-13			
21/01/2015	37438	41811	1892	131	8	-7			
22/01/2015	36914	44231	1913	135	10	-7			
27/01/2015	39870	43728	1914	135	12	-4	22	23	4,5
28/01/2015	39929	44342	1901	138	10	-7	24	24	0,2
29/01/2015	40543	48389	1868	141	9	-9	23	22	3,0
30/01/2015	41577	49603	1857	142	13	-7	26	24	7,5
31/01/2015	41450	49555	1911	140	16	-3	25	24	4,0
01/02/2015	42.442	49.911	1.898	139	15	-3	25	23	10,0
02/02/2015	43.382	50.805	1.875	141	15	-5	25	23	7,6
03/02/2015	43.096	50.482	1.882	141	16	-4	21	23	9,0
04/02/2015	43.381	51.080	1.873	141	16	-5	19	21	9,5
05/02/2015	42.883	48.974	1.891	141	17	-4	21	22	3,8
06/02/2015	43.779	50.989	1.922	140	16	-6	21	21	1,0
07/02/2015	40.778	48.637	1.919	140	16	-5	22	22	1,8
08/02/2015	44.198	52.551	1.895	141	9	-10	20	22	10,0
09/02/2015	45.526	53.754	1.893	143	16	-6	21	22	5,7
10/02/2015	43.670	53.125	1.941	137	15	-6	22	22	0,9
11/02/2015	44.711	53.110	1.930	139	16	-5	22	22	0,5
12/02/2015	44.331	48.932	2.016	122	18	-7	22	22	0,5
13/02/2015	21.443	32.651	1.925	139	7	-9			0,0
14/02/2015	44.007	58.147	1.911	143	18	-4	21	22	2,4
15/02/2015	44.602	60.712	1.879	143	15	-8	21	22	3,8
16/02/2015	44.221	57.624	1.858	145	12	-9	22	23	3,2

Fecha	Gas Acido (PCEH)	Aire (PCEH)	Temp (°F)	R2880 A (°F)	R2880 B (°F)	R2880 C (°F)	Prod real (TM/D)	Prod HYSYS (TM/D)	Error relativo (%) abs
17/02/2015	44.886	56.379	1.855	145	16	-7	22	22	0,0
18/02/2015	45.046	57.471	1.870	146	12	-9	24	23	6,3
19/02/2015	44.925	55.696	1.912	147	16	-8	23	22	2,6
20/02/2015	44.199	56.969	1.948	145	21	-6	23	22	3,9
21/02/2015	43.345	51.035	1.897	146	14	-8	21	23	8,0
22/02/2015	43.836	56.355	1.868	146	15	-8	25	23	8,4
23/02/2015	44.945	57.773	1.879	146	21	-6	22	23	4,5
24/02/2015	44.633	56.173	1.878	144	20	-6	25	22	12,8
25/02/2015	46.017	57.484	1.855	146	19	-7	25	23	8,4
26/02/2015	45.151	58.588	1.859	146	18	-7	25	23	7,2
27/02/2015	46.556	57.731	1.832	144	16	-8	26	24	8,1
28/02/2015	47.437	48.422	1.837	144	11	-10	26	25	5,8
01/03/2015	47.253	53.528	1.846	144	9	-10	24	24	1,7
<b>PROMEDIO</b>	<b>48.055</b>	<b>62.633</b>	<b>2.044</b>	<b>132</b>	<b>19</b>	<b>-8</b>	<b>29</b>	<b>29</b>	<b>5,6</b>

### AJUSTE MODELO HYSYS- PRODUCCION PLANTA REAL AÑO 2013

Fecha	Gas Acido (PCEH)	Aire (PCEH)	Temp (°F)	R2880 A (°F)	R2880 B (°F)	R2880 C (°F)	Producción real (TM/D)	Prod HYSYS (TM/D)	Error relativo (%) abs
01/03/2013	46.605	54.123	1.846	144	9	-10	21	22,5	7,1
02/03/2013	46.174	53.879	1.840	144	7	-10	27	25	8,3
03/03/2013	46.237	57.245	1.861	146	15	-9	31	29	6,3
04/03/2013	45.720	56.443	1.849	147	20	-7	24	20,8	13,5
05/03/2013	46.317	56.211	1.887	146	19	-8	24	21,8	9,2
06/03/2013	45.963	56.696	1.900	147	20	-7	23	24	2,2
07/03/2013	45.463	53.883	1.896	147	15	-9	30	23	24,1
08/03/2013	45.653	54.479	1.878	145	11	-10	31	25	19,4
09/03/2013	46.165	58.970	1.872	147	13	-9	28	26	8,4
10/03/2013	45.898	59.000	1.865	147	16	-9	22	21,8	2,0
11/03/2013	44.727	58.036	1.875	145	21	-7	24	22,5	6,0
12/03/2013	44.491	51.866	1.862	145	16	-9	28	24	13,7
13/03/2013	44.602	53.537	1.882	144	14	-10	24	23	5,6
14/03/2013	44.311	56.435	1.883	146	20	-8	25	23	7,3
15/03/2013	44.708	55.986	1.888	143	19	-7	21	21,8	6,0

Fecha	Gas Acido (PCEH)	Aire (PCEH)	Temp (°F)	R2880 A (°F)	R2880 B (°F)	R2880 C (°F)	Producción real (TM/D)	Prod HYSYS (TM/D)	Error relativo (%)abs
16/03/2013	46.469	54.179	1.877	145	21	-7	27	25	6,9
17/03/2013	47.996	57.026	1.886	143	14	-9	26	26	1,0
18/03/2013	47.573	56.719	1.903	138	14	-9	25	26	3,5
19/03/2013	46.701	55.703	1.950	137	14	-9	28	25	9,4
20/03/2013	47.740	57.015	1.864	143	9	-10	26	26	1,4
21/03/2013	45.377	53.004	1.907	142	14	-9	23	25,0	6,7
22/03/2013	41.998	48.545	1.881	147	19	-8	25	24	5,8
23/03/2013	22.868	36.131	1.757	137	32	-20	26	19	26,9
24/03/2013	46.317	56.103	1.851	129	5	-9	26	25	3,8
25/03/2013	48.088	59.987	1.875	133	11	-9	26	27	3,8
26/03/2013	47.348	61.254	1.888	136	17	-8	28	26	5,9
27/03/2013	46.789	60.529	1.883	137	18	-8	28	25	10,7
28/03/2013	25.284	43.397	1.878	142	52	14	28	25	12,5
29/03/2013	31.461	42.258	1.983	116	17	-5	20	19	3,9
30/03/2013	26.838	44.536	2.003	122	7	-12	15	18	17,3
31/03/2013									
<b>PROMEDIO</b>	<b>43.967</b>	<b>54.436</b>	<b>1.878</b>	<b>142</b>	<b>17</b>	<b>-8</b>	<b>26</b>	<b>23,8</b>	<b>8,6</b>

### AJUSTE MODELO HYSYS- PRODUCCION PLANTA REAL AÑO 2009

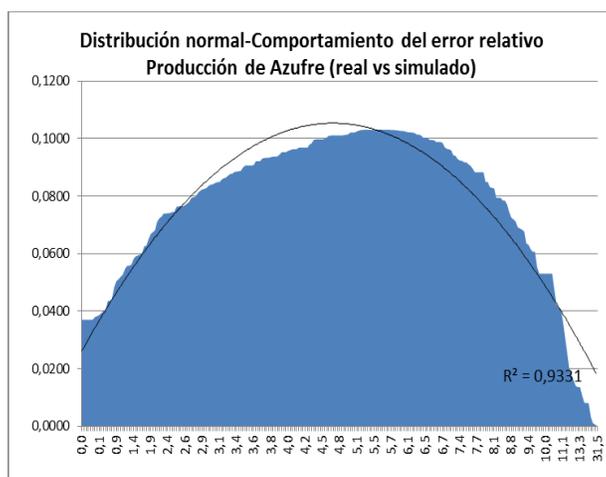
Fecha	Gas Acido (PCEH)	Aire (PCEH)	Temp (°F)	R2880A (°F)	R2880B (°F)	R2880C (°F)	Producción real (TM/D)	Prod HYSYS (TM/D)	Error relativo (%)abs
01/12/2009	60112	114203	1738	114	8	-3	37	36	2,7
02/12/2009	59396	112791	2559	113	8	-3	36	36	0,0
03/12/2009	60046	111062	3254	108	6	-4	37	36	2,7
04/12/2009	57422	106160	3264	104	8	-4	28	26	7,1
05/12/2009	61503	111736	3186	113	7	-4	36	35	2,8
06/12/2009	52135	96386	3263	109	12	-6	26	27	3,8
07/12/2009									
08/12/2009									
09/12/2009									
10/12/2009									
11/12/2009									
12/12/2009									

Fecha	Gas		Temp (°F)	R2880A (°F)	R2880B (°F)	R2880C (°F)	Producción real (TM/D)	Prod HYSYS (TM/D)	Error relativo (%)abs
	Acido (PCEH)	Aire (PCEH)							
13/12/2009									
14/12/2009									
15/12/2009									
16/12/2009									
17/12/2009									
18/12/2009									
19/12/2009									
20/12/2009									
21/12/2009	32248	77061	2079	58	-34	-55	20	21	5,0
22/12/2009	47163	79716	2191	101	4	-9	25	24	5,8
23/12/2009	49208	83178	2207	93	11	-9	26	24	7,7
24/12/2009	48682	94137	2193	82	0	-9	26	25	3,8
25/12/2009	47817	85278	2197	90	0	-9	26	27	3,8
26/12/2009	47066	79902	2159	93	0	-10	24	25	4,2
27/12/2009	47078	71177	2180	82	3	-9	24	25	4,2
28/12/2009	45932	70525	2193	85	4	-10	23	22	4,3
29/12/2009	46717	69644	2207	86	-1	-10	24	25	4,2
30/12/2009	49184	77189	2080	115	1	-9	25	24	4,0
31/12/2009	60112	114203	1738	114	8	-3	35	34	2,9
<b>PROMEDIO</b>	<b>50.835</b>	<b>90.864</b>	<b>2.458</b>	<b>95</b>	<b>2</b>	<b>-10</b>	<b>28</b>	<b>27,8</b>	<b>4,1</b>

<b>CROMATOGRAFÍA GASES DE COLA-PLANTA AZUFRE</b>										
Comp	2 de diciembre 2009		12 de marzo 2013		10 de febrero 2015		Prom	Simulados HYSYS		%Desv B.S
	12:30 p.m.	02:00 p.m.	9:00 a.m.	02:00 p.m.	9:00 a.m.	01:00 p.m.		Base Seca	Base Humeda	
	<b>H2</b>	1,11	1,2	1,27	1,076	1,097		1,17	1,15	
<b>Ar</b>	0,9	0,89	0,921	0,817	0,825	0,835	0,85	No Calc	No Calc	
<b>O2</b>										
<b>N2</b>	66,4	65,6	67,8	68,3	68,17	67,8	67,35	66,1	44,7	1,8
<b>CH4</b>									0	
<b>CO</b>								1,5	1,08	
<b>CO2</b>	21	23	28	28,2	28,2	28	26,07	30,4	20,57	16,6

CROMATOGRAFÍA GASES DE COLA-PLANTA AZUFRE										
Comp	2 de diciembre 2009		12 de marzo 2013		10 de febrero 2015		Prom	Simulados HYSYS		%Desv B.S
	12:30 p.m.	02:00 p.m.	9:00 a.m.	02:00 p.m.	9:00 a.m.	01:00 p.m.		Base Seca	Base Humeda	
	C2H6									
H2S	0,29	0,59	0,511	0,314	0,284	0,61	0,43	0,41	0,28	5,3
COS			0,093	0,095	0,099	0,094	0,10			
C3H8										
SO2	1,65	1,8	1,39	1,17	1,32	1,43	1,46	1,4	0,98	4,1
H2O									32,39	

Los resultados de las corridas realizadas por las compañías Dupont y Sulfur expert, realizadas en el año 2009,2013 y 2015 presentan un error del 5,3% para la estimación del H<sub>2</sub>S, 4,1% para el SO<sub>2</sub> y un error importante del 17% para el CO<sub>2</sub> lo cual representa dificultad del modelo para predecir este componente.



### Comportamiento de los reactores catalíticos-Claus R2880A-B-C

REACTORES CLAUS	R2880A	R2880B	R2880C
$\Delta(F)$ Real (año 2014-2015)	132	19	-8
$\Delta(F)$ Simulado HYSYS	129	7	-11

El comportamiento del modelo para el primer convertidor R2880A es similar al resultado promedio obtenido en el año y varía para los siguientes dos reactores, lo anterior significa que el reactor real R2880B es utilizado en una mayor forma para la conversión y recuperación de azufre. En tanto en el modelo de HYSYS prácticamente toda la conversión se está llevando a cabo en el R2880A, dejando prácticamente inutilizados los siguientes 2 reactores, se debe tener en cuenta que el modelo trabaja con reactores ideales, en la realidad los reactores sufren efectos de desactivación catalítica a lo largo de la corrida y los mismos, son susceptibles a perder actividad en cada parada no programada para efectuar mantenimientos.

Lo anterior lo único que significa es que el proceso real requiere más la utilización de 2 reactores, que el modelo ideal.

Lo importante al final es que en ambos casos real y modelado la recuperación de azufre total presenta una desviación de solo el 5%.

### Comportamiento de la composición del gas ácido a planta de azufre

CROMATOGRAFIA GAS ACIDO DE AMINA												
Componente (%mol)	1 de abril de 2004		10 de septiembre 2009		12 de marzo 2013		10 de febrero de 2015		Promedio	Desv Est	$\mu \pm$ $1\sigma$	
	9:00 a.m	2:00 PM	9:00 a.m	2:00 PM	9:00 a.m	2:00 PM	9:00 a.m	1:00 PM				
<b>O2</b>	0,22	0,19	0,18	0,32	0,66	0,2	0,24	0,21	0,28	0,16	88%	
<b>N2</b>	1,4	1,61	1,51	1,24	1,42	1,38	1,32	1,31	1,40	0,12	88%	
<b>H2S</b>	86,7	88,4	88,3	88,5	86,2	87,0	87,4	87,6	87,52	0,84	75%	
<b>H2O</b>	10,7	9,8	9,8	9,9	11,7	11,42	11,0	10,88	10,66	0,75	63%	
** CO2 Esta entre el 20-30%												

Para efectos de la variabilidad de los datos estadísticamente de acuerdo a la "regla empírica" alrededor del 68% de los datos están en el intervalo  $\pm 1\sigma$ , exceptuando los resultados para el agua, lo anterior permite evidenciar que la composición de la carga para la planta de azufre es estable, por lo cual es acertado partir de esta composición promedio, evaluar los probables escenarios de simulación que se tienen para estimar el inventario del ACV.

## Bases para el balance en la tecnosfera para el ACV

Los balances tienen una base de operación de 1 hora y por 1 kg de azufre producido. A continuación se presentan resultados en unidades inglesas y SI.

PLANTA AZUFRE	CASO ACTUAL		ESCENARIO FUTURO	
	BTU/H	HP	BTU/H	HP
QH2882(Gas)	3,69E+06	1450	5,43E+06	2135
Q600(vapor)	9,56E+04	37,5	1,51E+05	59,44
QE2(Vapor)	1,76E+05	69,4	2,58E+05	101,5
Q100(Vapor)	1,76E+05	69,15	2,54E+05	99,9
Q103(vapor)	8,50E+06	3341	1,00E+07	3930
<b>Producción base(lb/h)</b>	<b>2003</b>		<b>6350</b>	
<b>Consumo Total Energía</b>	1,26E+07	4967	1,61E+07	6326

PLANTA AZUFRE	CASO ACTUAL	ESCENARIO FUTURO
	KWh	KWh
QH2882	1,08E+03	1,59E+03
Q600	2,80E+01	4,43E+01
QE2	5,16E+01	7,56E+01
Q100	5,16E+01	7,44E+01
Q103	2,49E+03	2,93E+03
<b>Producción base(Kg)</b>	<b>908,8</b>	<b>2881</b>
<b>Consumo Total Energía</b>	3,70E+03	4,72E+03

<b>Base produccion</b>	<b>lb/h</b>	<b>lb/h</b>
<b>Azufre producto</b>	2003	6350
<b>Emisiones aire</b>		
<b>SO2</b>	147	305
<b>H2S</b>	22	1,2
<b>CO2</b>	2162	3213
<b>CO</b>	70	140
<b>H2O</b>	1367	2122
<b>N2</b>	2933	23793
<b>CH4</b>	401	401

<b>PLANTA AZUFRE+TGTU</b>	<b>CASO ACTUAL</b>		<b>ESCENARIO FUTURO</b>	
	<b>BTU/H</b>	<b>HP</b>	<b>BTU/H</b>	<b>HP</b>
Planta Azufre sin TGTU	1,26E+07	4967	1,61E+07	6326
POTEN COMPRESOR	2,82E+06	1110	4,19E+06	1650
REHERQ	1,35E+07	5329	1,36E+07	5330
POTENBOMBA	3,67E+05	144,3	3,67E+05	144,3
<b>Consumo Total Energia</b>	<b>2,93E+07</b>	<b>11550</b>	<b>3,43E+07</b>	<b>13450</b>

<b>Base produccion</b>	<b>kg</b>	<b>Kg</b>
<b>Azufre producto</b>	909	2881
<b>Emisiones aire</b>		
<b>SO2</b>	67	138
<b>H2S</b>	10	1
<b>CO2</b>	981	1458
<b>CO</b>	32	64
<b>H2O</b>	620	963
<b>N2</b>	1331	10795
<b>CH4</b>	182	182

<b>PLANTA AZUFRE+TGTU</b>	<b>CASO ACTUAL</b>	<b>ESCENARIO FUTURO</b>
	<b>KWh</b>	<b>KWh</b>
Planta Azufre sin TGTU	3,70E+03	4,72E+03
POTEN COMPRESOR	8,26E+02	1,23E+03
REHERQ	3,96E+03	3,99E+03
POTENBOMBA	1,08E+02	1,08E+02
<b>Consumo Total Energia</b>	<b>8,59E+03</b>	<b>1,00E+04</b>

<b>Base produccion</b>	<b>Kg</b>	<b>Kg</b>
<b>Azufre producto</b>	909	2881
<b>Emisiones aire</b>		
<b>SO2</b>	0	0
<b>H2S</b>	0	0
<b>CO2</b>	1120	1706
<b>CO</b>	0	0
<b>H2O</b>	184	231
<b>N2</b>	0	0
<b>CH4</b>	0	0
<b>Vertimiento Agua</b>	<b>Kg</b>	<b>Kg</b>
<b>H2S</b>	2,2	3,4
<b>CO2</b>	15,7	22,8
<b>CO</b>	0,0	0,0
<b>H2O</b>	774,5	1300,8

<b>PLANTA AZUFRE</b>	<b>CASO ACTUAL</b>	<b>ESCENARIO FUTURO</b>
Base(1 Kg)	1	1
Gas(KWh)	1,19	0,55
Vapor(Kg)	0,00170	0,00064
O2(kg)	1,09	1,12
<b>Emisiones aire</b>		
SO2	0,0734	0,0481
H2S	0,0111	0,0002
CO2	1,0794	0,5060
CO	0,0349	0,0221
H2O	0,6825	0,3342
N2	1,4643	3,7469
CH4	0,2002	0,0631

<b>PLANTA AZUFRE</b>	<b>CASO ACTUAL</b>	<b>ESCENARIO FUTURO Sin (%O2)</b>
Base(1 Kg)	1	1
Gas(KWh)	1,19	0,92
Vapor(Kg)	0,0017	1,3372
O2 (Kg)	1,09	1,10
<b>Emisiones aire</b>		
SO2	0,0734	0,0635
H2S	0,0111	0,0090
CO2	1,0794	0,8661
CO	0,0349	0,0341
H2O	0,6825	0,5663
N2	1,4643	4,2541
CH4	0,2002	0,0635

<b>PLANTA AZUFRE+TGTU</b>	<b>CASO ACTUAL</b>	<b>ESCENARIO FUTURO</b>
Base(1 Kg)	1	1
Energía(KWh)	1,03	0,46354
Gas(KWH)	1,19	0,55235
Vapor(kg)	0,004266	0,001454
O2/H2(kg)	1,14	1,13
<b>Emisiones aire</b>		
SO2	0	0
H2S	1,14828E-05	5,98425E-06
CO2	1,2327	0,5920
CO	0	0
H2O	0,20270	0,08016
N2	0	0
CH4	0	0
<b>Vertimiento Agua</b>		
H2S	0,002371443	0,001185827
CO2	0,017274089	0,00792126
CO	0	0
H2O	0,852221667	0,451496063

<b>PLANTA AZUFRE</b>	<b>CASO ACTUAL</b>	<b>ESCENARIO FUTURO Sin (%O2)</b>
Base(1 Kg)	1	1
Gas(KWh)	1,19	0,92
Vapor(Kg)	0,0017	1,3372
O2 (Kg)	1,09	1,10
<b>Emisiones aire</b>		
SO2	0,0734	0,0635
H2S	0,0111	0,0090
CO2	1,0794	0,8661
CO	0,0349	0,0341
H2O	0,6825	0,5663
N2	1,4643	4,2541
CH4	0,2002	0,0635

**Consumos energéticos para los escenarios planta azufre-planta azufre con TGTU**

PLANTA AZUFRE	CASO ACTUAL		ESCENARIO FUTURO	
	BTU/H	HP	BTU/H	HP
QH2882(Gas)	3,69E+06	1450	5,43E+06	2135
Q600(vapor)	9,56E+04	37,5	1,51E+05	59,44
QE2(Vapor)	1,76E+05	69,4	2,58E+05	101,5
Q100(Vapor)	1,76E+05	69,15	2,54E+05	99,9
Q103(vapor)	8,50E+06	3341	1,00E+07	3930
<b>Consumo Total Energía</b>	<b>1,26E+07</b>	<b>4967</b>	<b>1,61E+07</b>	<b>6326</b>

PLANTA AZUFRE+TGTU	CASO ACTUAL		ESCENARIO FUTURO	
	BTU/H	HP	BTU/H	HP
Planta Azufre sin TGTU	1,26E+07	4967	1,61E+07	6326
POTEN COMPRESOR	2,82E+06	1110	4,19E+06	1650
REHERQ	1,35E+07	5329	1,36E+07	5330
POTENBOMBA	3,67E+05	144,3	3,67E+05	144,3
<b>Consumo Total Energía</b>	<b>2,93E+07</b>	<b>11550</b>	<b>3,43E+07</b>	<b>13450</b>

**ANEXO E. Resultados corridas en SimaPro**



ResultadosExcelSima  
Pro.XLS

# ANEXO F. Datos ingresados SimaPro

## Planta Azufre-actual

Documentación | Entrada/salida | Parámetros | Descripción del sistema

Salidas conocidas a la tecnología. Productos y co-productos							
Nombre	Cantidad	Unidad	Cantidad	Pct.	Tipo de residuo	Categoría	Comentario
Secondary sulphur, at refinery/CH U-GRB-mod	1	kg	Mass	100 %	no definido	Chemicals/Inorganic	SWITZERLAND
(Insertar línea aquí)							
Salidas conocidas a la tecnología. Productos evitados							
Nombre	Cantidad	Unidad	Distribución	DS <sup>^</sup> 2 or 2 <sup>^</sup> DSMin.	Máx.	Comentario	
(Insertar línea aquí)							
Entradas							
Entradas conocidas desde la naturaleza (recursos)							
Nombre	Subcompartimento	Cantidad	Unidad	Distribución	DS <sup>^</sup> 2 or 2 <sup>^</sup> DSMin.	Máx.	Comentario
(Insertar línea aquí)							
Entradas conocidas desde la tecnología (materiales/combustibles)							
Nombre	Cantidad	Unidad	Distribución	DS <sup>^</sup> 2 or 2 <sup>^</sup> DSMin.	Máx.	Comentario	
Refinery gas, burned in furnace/MJ/CH U	1,19	kWh	Lognormal	1,09		(2, 1, 1, 1, 1, 3); Swiss statistic	
Molybdenum, at regional storage/RER U	9,4798E-8	kg	Lognormal	2,83		Range for RER refineries, Co/Mo Catalyst	
Water demineralized ETH U	6,1157	kg	Indefinido			Agua para generacion de vapor B2880-B2881	
Steam, for chemical processes, at plant/RER S	0,00170	kg	Indefinido			Consumos en rehervidores de la planta	
O2 ETH U-Colomb	1,09	kg	Indefinido				
(Insertar línea aquí)							
Entradas conocidas desde la tecnología (electricidad/calor)							
Nombre	Cantidad	Unidad	Distribución	DS <sup>^</sup> 2 or 2 <sup>^</sup> DSMin.	Máx.	Comentario	
(Insertar línea aquí)							
Salidas							
Emisiones al aire							
Nombre	Subcompartimento	Cantidad	Unidad	Distribución	DS <sup>^</sup> 2 or 2 <sup>^</sup> DSMin.	Máx.	Comentario
Heat, waste	high. pop.	0,023277	MJ	Lognormal	1,1		(2, 3, 1, 3, 1, 3); Average of plant data
Sulfur dioxide	high. pop.	0,07338	kg	Lognormal	1,51		Datos simulados HYSYS
Carbon dioxide	high. pop.	1,0793	kg	Indefinido			Simulado ajustado con datos de cromatografía
Hydrogen sulfide	high. pop.	0,0111	kg	Indefinido			Simulado HYSYS
Methane, fossil	high. pop.	0,20019	kg	Indefinido			Gas a incinerador proveniente de campos
water	high. pop.	0,6824	kg	Indefinido			Producto de la reacción y humedad

COREMANIA@CYBERJUNKIE.COM

## Planta Azufre-futuro

Documentación | Entrada/salida | Parámetros | Descripción del sistema

Salidas conocidas a la tecnología. Productos y co-productos							
Nombre	Cantidad	Unidad	Cantidad	Pct.	Tipo de residuo	Categoría	Comentario
Secondary sulphur, at refinery/CH U-GRB Futuro	1	kg	Mass	100 %	no definido	Chemicals/Inorganic	SWITZERLAND
(Insertar línea aquí)							
Salidas conocidas a la tecnología. Productos evitados							
Nombre	Cantidad	Unidad	Distribución	DS <sup>^</sup> 2 or 2 <sup>^</sup> DSMin.	Máx.	Comentario	
(Insertar línea aquí)							
Entradas							
Entradas conocidas desde la naturaleza (recursos)							
Nombre	Subcompartimento	Cantidad	Unidad	Distribución	DS <sup>^</sup> 2 or 2 <sup>^</sup> DSMin.	Máx.	Comentario
(Insertar línea aquí)							
Entradas conocidas desde la tecnología (materiales/combustibles)							
Nombre	Cantidad	Unidad	Distribución	DS <sup>^</sup> 2 or 2 <sup>^</sup> DSMin.	Máx.	Comentario	
Refinery gas, burned in furnace/MJ/CH U	0,55	kWh	Lognormal	1,09		Consumo en Horno-reactor H2880	
Molybdenum, at regional storage/RER U	9,4798E-8	kg	Lognormal	2,83		Range for RER refineries, Co/Mo Catalyst	
Water demineralized ETH U	1,446	kg	Indefinido			Agua a generacion de vapor B2880-B2881	
Steam, for chemical processes, at plant/RER S	0,00064	kg	Indefinido			En calentadores de la Planta	
O2 ETH U-Colomb	1,12	kg	Indefinido			Corresponde el oxígeno del aire a reacción	
(Insertar línea aquí)							
Entradas conocidas desde la tecnología (electricidad/calor)							
Nombre	Cantidad	Unidad	Distribución	DS <sup>^</sup> 2 or 2 <sup>^</sup> DSMin.	Máx.	Comentario	
(Insertar línea aquí)							
Salidas							
Emisiones al aire							
Nombre	Subcompartimento	Cantidad	Unidad	Distribución	DS <sup>^</sup> 2 or 2 <sup>^</sup> DSMin.	Máx.	Comentario
Heat, waste	high. pop.	0,023277	MJ	Lognormal	1,1		(2, 3, 1, 3, 1, 3); Average of plant data
Sulfur dioxide	high. pop.	0,04806	kg	Lognormal	1,51		Resultados HYSYS para 69TMD S y 45%O2
Hydrogen sulfide	high. pop.	0,00018	kg	Indefinido			Resultados simulados y ajustados con datos analíticos SULFUREXPERT
Carbon dioxide	high. pop.	0,5059	kg	Indefinido			Resultados simulados
Methane, fossil	high. pop.	0,0631	kg	Indefinido			Metano de Fuel a Incinerador H2881
Carbon monoxide	high. pop.	0,0220	kg	Indefinido			Resultados HYSYS para 69TMD Azufre
water	high. pop.	0,3341	kg	Indefinido			Datos simulados

COREMANIA@CYBERJUNKIE.COM

# Planta Azufre-futuro sin %oxigeno

Archivo Editar Calcular Herramientas Ventana Ayuda

Documentación Entrada/salida Parámetros Descripción del sistema

Nombre	Subcompartimento	Cantidad	Unidad	Distribución	DS^2 or 2^*DSMin.	Máx.	Comentario
Entradas							
Entradas conocidas desde la naturaleza (recursos)							
Entradas conocidas desde la tecnósfera (materiales/combustibles)							
Refinery gas, burned in furnace/MJ/CH U		0,92	kWh	Lognormal	1,09		Consumo en Horno-reactor H2880
Molybdenum, at regional storage/RER U		9,4798E-8	kg	Lognormal	2,83		Range for RER refineries, Co/Mo Catalyst
Water demineralized ETH U		4,837	kg	Indefinido			Agua a generacion de vapor S2880-S2881
Steam, for chemical processes, at plant/RER S		1,33718	kg	Indefinido			En rehervidores y calentadores de la Planta (600psig)
O2 ETH U-Colomb		1,10	kg	Indefinido			Representado en el O2 del aire a reaccion
Entradas conocidas desde la tecnósfera (electricidad/calor)							
Salidas							
Emisiones al aire							
Heat, waste	high. pop.	0,023277	MJ	Lognormal	1,1		(2,3,1,3,1,3); Average of plant data
Sulfur dioxide	high. pop.	0,06348	kg	Lognormal	1,51		Resultados HYSYS para 69TMD S y 45%O2
Hydrogen sulfide	high. pop.	0,0090	kg	Indefinido			Resultados simulados y ajustados con datos analiticos SULFUREXPERT
Carbon dioxide	high. pop.	0,8680	kg	Indefinido			Resultados simulados
Methane, fossil	high. pop.	0,0636	kg	Indefinido			Metano de Fuel a Incinerador H2881
Carbon monoxide	high. pop.	0,034	kg	Indefinido			Resultados HYSYS para 69TMD Azufre
water	high. pop.	0,5662	kg	Indefinido			

COREMANIA@CYBERJUNKIE.COM

# Planta TGTU-actual

Archivo Editar Calcular Herramientas Ventana Ayuda

Documentación Entrada/salida Parámetros Descripción del sistema

Nombre	Subcompartimento	Cantidad	Unidad	Distribución	DS^2 or 2^*DS	Min.	Máx.	Comentario
Entradas								
Entradas conocidas desde la naturaleza (recursos)								
Entradas conocidas desde la tecnósfera (materiales/combustibles)								
Energy ADP Colombia		1,03	kWh	Lognormal	1,1			(2,3,1,3,1,3); Average of plant data
Refinery gas, burned in furnace/MJ/CH U		1,19	kWh	Lognormal	1,09			(2,1,1,1,1,3); Swiss statistic
Molybdenum, at regional storage/RER U		9,4798E-8	kg	Lognormal	2,83			Range for RER refineries, Co/Mo Catalyst
Water demineralized ETH U		6,1157	kg	Indefinido				Para generacion de vapor en H2880-H2881
Steam, for chemical processes, at plant/RER S		0,00426	kg	Indefinido				Consumo en calentadores
O2 ETH U-Colomb		1,09	kg	Indefinido				Referido al oxigeno en el aire a reaccion
Hydrogen (reformer) ECP		0,0503	kg	Indefinido				Proceso de reformado apartir de gas
Entradas conocidas desde la tecnósfera (electricidad/calor)								
Salidas								
Emisiones al aire								
Heat, waste	high. pop.	0,023277	MJ	Lognormal	1,1			(2,3,1,3,1,3); Average of plant data
Sulfur dioxide	high. pop.	0	kg	Lognormal	1,51			Por la conversion de la TGTU
Hydrogen sulfide	high. pop.	0,000014	kg	Indefinido				Resultados HYSYS
Carbon dioxide	high. pop.	1,232	kg	Indefinido				
Methane, fossil	high. pop.	0,000001	kg	Indefinido				
water	high. pop.	0,2027	kg	Indefinido				Producto de reaccion datos simulados
Emisiones al agua								
Water	river	0,8522	kg	Indefinido				Water condensado en TGTU
Carbonate	river	0,01727	kg	Indefinido				CO2 en acido carbonico precursor carbonato
Emisiones al suelo								

COREMANIA@CYBERJUNKIE.COM

# Planta TGTU-futuro

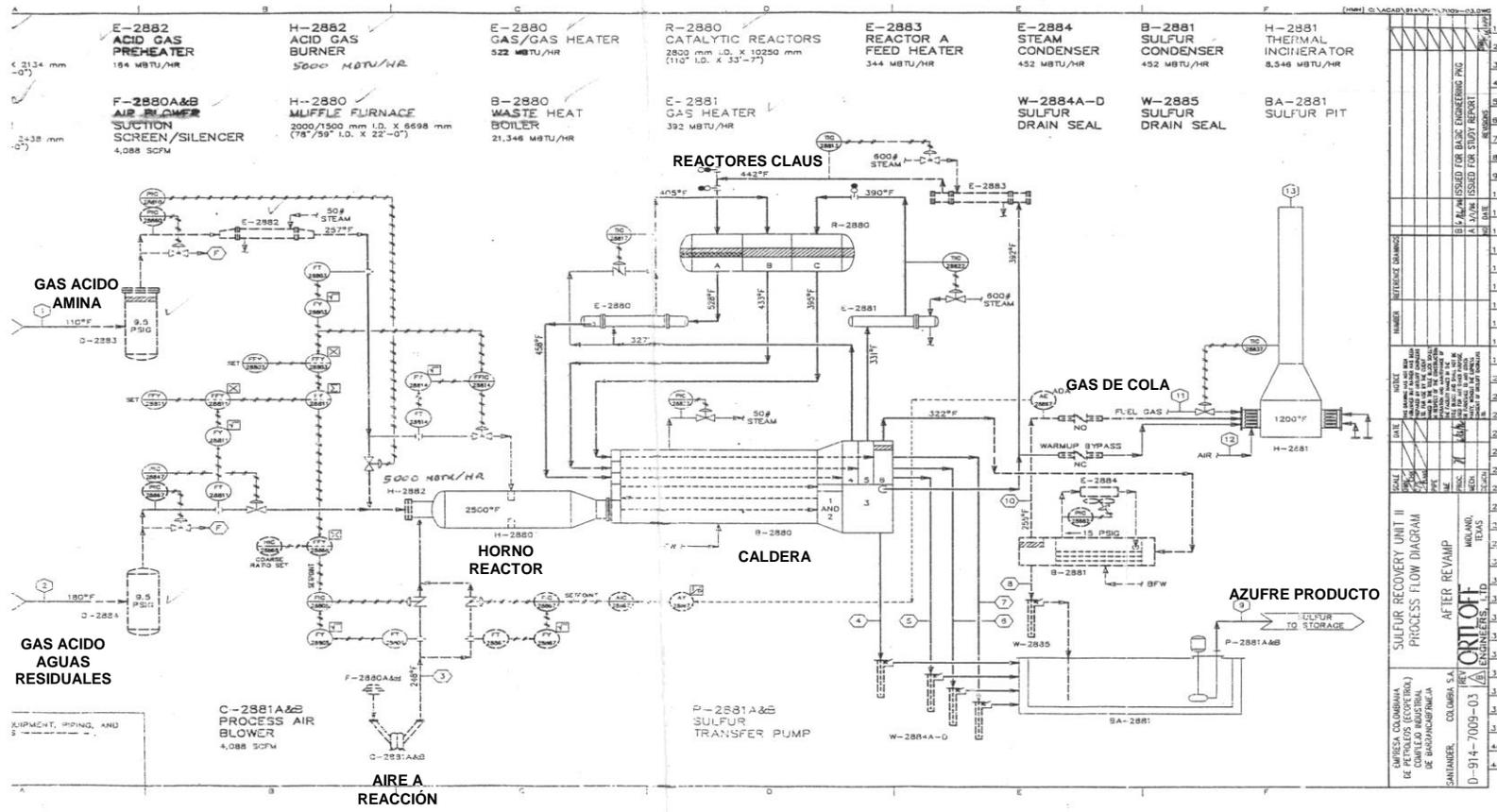
Archivo Editar Calcular Herramientas Ventana Ayuda

Documentación Entrada/salida Parámetros Descripción del sistema

### Entradas

Entradas conocidas desde la naturaleza (recursos)								
Nombre	Subcompartimento	Cantidad	Unidad	Distribución	DS^2 or 2^DS	Min.	Máx.	Comentario
(Insertar línea aquí)								
Entradas conocidas desde la tecnósfera (materiales/combustibles)								
Nombre		Cantidad	Unidad	Distribución	DS^2 or 2^DS	Min.	Máx.	Comentario
Energy ADP Colombia		0,4635	kWh	Lognormal	1,1			(2,3,1,3,1,3); Average of plant data
Refinery gas, burned in furnace/MJ/CH U		0,5523	kWh	Lognormal	1,09			(2,1,1,1,1,3); Swiss statistic
Lubricating oil, at plant/RER U		2,58E-5	kg	Lognormal	1,14			(2,4,1,3,1,3); Env. reports DE
Molybdenum, at regional storage/RER U		9,4798E-8	kg	Lognormal	2,83			Range for RER refineries, Co/Mo Catalyst
Water demineralized ETH U		1,446	kg	Indefinido				Agua a generadores B2880-B2881
Steam, for chemical processes, at plant/RER S		0,0014	kg	Indefinido				Calentamiento en rehervidores y calentadores TGTU-Claus
O2 ETH U-Colomb		1,12	kg	Indefinido				Corresponde a %O2 de 45 en aire
Hydrogen (reformer) ECP		0,0158	kg	Indefinido				Hidrogeno apartir de reformado gas
(Insertar línea aquí)								
Entradas conocidas desde la tecnósfera (electricidad/calor)								
Nombre		Cantidad	Unidad	Distribución	DS^2 or 2^DS	Min.	Máx.	Comentario
(Insertar línea aquí)								
Salidas								
Emisiones al aire								
Nombre	Subcompartimento	Cantidad	Unidad	Distribución	DS^2 or 2^DS	Min.	Máx.	Comentario
Heat, waste	high. pop.	0,023277	MJ	Lognormal	1,1			(2,3,1,3,1,3); Average of plant data
Sulfur dioxide	high. pop.	0	kg	Lognormal	1,51			Por conversión en la TGTU
Hydrogen sulfide	high. pop.	0,00000598	kg	Indefinido				Resultados HYSYS
Carbon dioxide	high. pop.	0,5920	kg	Indefinido				Resultados HYSYS
Methane, fossil	high. pop.	0,000001	kg	Indefinido				Resultados HYSYS a Incineración
water	high. pop.	0,08016	kg	Indefinido				Resultados simulados HYSYS
(Insertar línea aquí)								
Emisiones al agua								
Nombre	Subcompartimento	Cantidad	Unidad	Distribución	DS^2 or 2^DS	Min.	Máx.	Comentario
Carbonate		0,0079	kg	Indefinido				
Sulfide	river	5,8882E-8	kg	Lognormal	10			Range for RER refineries

# ANEXO G. Diagrama y Condiciones Operacionales (Diseño 53 TMD)-Planta Azufre



NO.	REVISION	DATE	BY	CHKD.	SCALE	REVISION
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						
13						
14						
15						
16						
17						
18						
19						
20						
21						
22						
23						
24						
25						
26						
27						
28						
29						
30						
31						
32						
33						
34						
35						
36						
37						
38						
39						
40						
41						

Sulfur Recovery Unit II  
 Process Flow Diagram  
 After Revamp  
 ORTIOF  
 ENGINEERS, LTD  
 COLUMBIA S.A.  
 MILWAUKEE, WISCONSIN  
 D-814-7009-03  
 SANTANDER, COLOMBIA S.A.

## Balace de masa (Diseño)

STREAM NUMBER	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
COMPONENT	AMINE ACID GAS	SWS GAS	PROCESS AIR TO ACID GAS BURNER	CONDENSER NO. 1 LIQUID SULFUR	CONDENSER NO. 2 LIQUID SULFUR	CONDENSER NO. 3 LIQUID SULFUR	CONDENSER NO. 4 LIQUID SULFUR	CONDENSER NO. 5 LIQUID SULFUR	TOTAL SULFUR PRODUCTION	SULFUR PLANT TAILGAS	FUEL GAS TO INCINERATOR	COMBUSTION AIR TO INCINERATOR	INCINERATOR VENT GAS
WATER VAPOR	5.18	22.87	29.62	---	---	---	---	---	---	308.87	---	18.63	376.99
HYDROGEN	8.13	---	---	---	---	---	---	---	---	9.81	8.81	---	9.81
NITROGEN	8.28	---	487.48	---	---	---	---	---	---	514.28	8.34	273.64	788.24
OXYGEN	8.84	---	129.16	---	---	---	---	---	---	---	---	72.58	14.85
CARBON MONOXIDE	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	8.39
CARBON DIOXIDE	13.38	---	---	---	---	---	---	---	---	8.39	---	---	8.39
HYDROGEN SULFIDE	185.48	58.25	---	---	---	---	---	---	---	13.64	8.81	---	38.64
CARBONYL SULFIDE	---	---	---	---	---	---	---	---	---	4.83	---	---	---
CARBON DISULFIDE	---	---	---	---	---	---	---	---	---	8.14	---	---	---
METHYL MERCAPTAN	---	8.28	---	---	---	---	---	---	---	8.88	---	---	---
METHANE	3.95	4.18	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
ETHYLENE	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	24.88	---	---
ETHANE	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
PROPYLENE	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	8.87	---	---
PROPANE	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
BUTANES	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	8.81	---	---
PENTANE PLUS	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
SULFUR DIOXIDE	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
LIQUID SULFUR	---	---	---	85.88	51.37	12.84	1.83	2.81	155.73	2.43	---	---	8.28
SULFUR VAPOR (AS SB)	---	---	---	---	---	---	---	---	---	8.27	---	---	---
AMMONIA	---	53.84	---	---	---	---	---	---	---	8.85	---	---	---
TOTAL MOLES/HR	131.74	138.88	846.28	85.88	51.37	12.84	1.83	2.81	155.73	859.95	25.84	382.77	1,244.92
MSO/D	1,288	1,282	5,888	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	7,832	228	3,384	11,328
LBS/HR	4,428	3,388	18,322	2,754	1,847	412	91	98	4,993	21,138	487	18,285	31,822
MOLECULAR WEIGHT	33.35	24.39	28.35	32.88	32.88	32.88	32.88	32.88	32.88	24.57	18.28	28.35	25.58
DENSITY - LBS/CF	8.132	8.885	8.888	189.55	118.58	118.58	118.58	112.35	111.63	8.848	8.878	8.888	8.821
SP. GRAVITY @ 68°F	1.18	8.84	8.88	1.75	1.77	1.77	1.77	1.88	1.79	8.85	8.58	8.88	8.88
GPM @ PT	N/A	N/A	N/A	3.13	1.88	8.48	1.77	1.88	1.79	8.85	8.58	8.88	8.88
TEMPERATURE - °F	118	188	248	382	327	331	322	358	5.58	N/A	N/A	N/A	N/A
PRESSURE - PSIG	9.5	9.5	12.8	8.8	4.5	2.8	8.9	8.4	255	8.4	15.8	8.8	1158
SULFUR PRCD. - LT/D	N/A	N/A	N/A	29.58	17.85	4.41	8.97	8.97	53.58	N/A	N/A	N/A	N/A

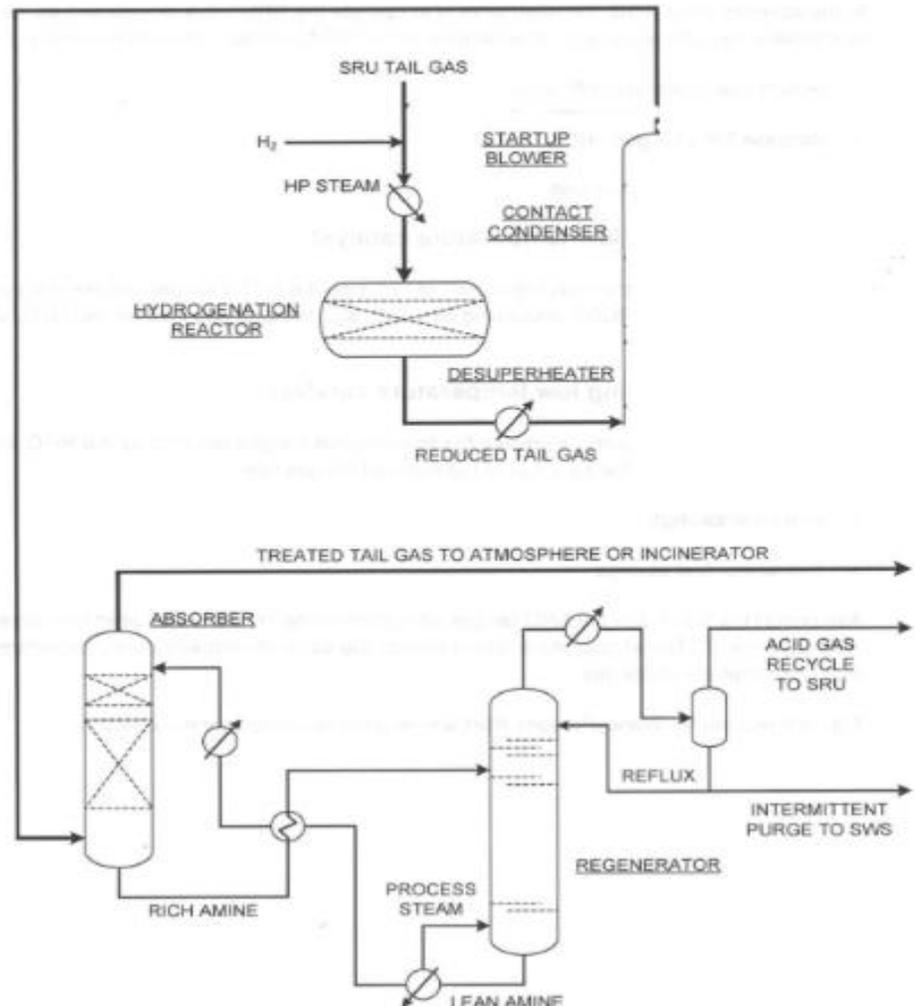


# ESQUEMA PROPUESTO POR EL LICENCIADOR



**WorleyParsons**  
resources & energy

WorleyParsons  
resources & energy



## CONDICIONES GENERALES OPERATIVAS DE LA SECCION TGTU

<b>CONDICIONES GENERALES PLANTA TGTU</b>		
<b>Compresor</b>	<b>Entrada</b>	<b>Salida</b>
Presión(psig)	4	985
Temperatura(F)	230	1570
<b>Reactor</b>		
Presión(psig)	985	
Temperatura(F)	650	730
<b>Absorbadora(DEA)</b>	<b>Cima</b>	<b>Fondo</b>
Presión(psig)	980	985
Temperatura(F)-DEA	95	115
Temperatura(F)-GAS	95	85
<b>Regeneradora(DEA)</b>	<b>Cima</b>	<b>Fondo</b>
Presión(psig)	13	17
Temperatura(F)	180	255
<b>Bomba (DEA+Agua)</b>		
$\Delta P$ (psi)	980	
$\Delta P$ (F)	4	
Potencia(hp)	140	