

**DIAGNÓSTICO PARA LA ADECUACIÓN DE FACILIDADES DE SUPERFICIE
EN LAS ESTACIONES DE RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO DE CRUDOS
PESADOS Y EXTRA PESADOS DE LOS CAMPOS APIAY Y SURIA EN LA
SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES APIAY DE ECOPETROL S.A**

ADRIANA MARCELA GUERRA BOHORQUEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA
BUCARAMANGA**

2012

**DIAGNÓSTICO PARA LA ADECUACIÓN DE FACILIDADES DE SUPERFICIE
EN LAS ESTACIONES DE RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO DE CRUDOS
PESADOS Y EXTRA PESADOS DE LOS CAMPOS APIAY Y SURIA EN LA
SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES APIAY DE ECOPETROL S.A**

ADRIANA MARCELA GUERRA BOHORQUEZ

**Trabajo de grado modalidad práctica industrial, para optar al título de
Ingeniera Química**

Director:

**CRISÓSTOMO BARAJAS FERREIRA
Ingeniero Químico, M.Sc.**

Codirector:

**CARLOS FELIPE ACOSTA RAMIREZ
Ingeniero Químico**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA
BUCARAMANGA**

2012

AGRADECIMIENTOS

A **DIOS** por su inmenso amor e infinita misericordia, por darme la oportunidad de vivir esta hermosa experiencia, por regalarme todos los días la fuerza para salir adelante y por todas las bendiciones que tiene para mí.

A la **Universidad industrial de Santander**, profesores, los cuales hicieron parte vital en mi formación como profesional y como persona.

A **Crisóstomo Barajas Ferreira**, director de proyecto por su apoyo y colaboración durante este proceso.

A **ECOPETROL S.A** por brindarme la oportunidad de formarme como profesional en la mejor empresa de Colombia.

A **Carlos Felipe Acosta Ramírez**, profesional en ingeniería de procesos del Departamento de Ingeniería de Apiay por su paciencia, dedicación y apoyo que me permitió adquirir el conocimiento necesario para la elaboración de este proyecto.

A la **Superintendencia de Operaciones Apiay**, en cabeza del superintendente **Mauricio Orlando Herrera Polania**, por su amistad y confianza, al jefe de Departamento de Ingeniería de Apiay: **Jairo Centeno Amaya**, por su apoyo incondicional y sus buenos consejos. A todos los ingenieros del PIA por acogerme en su equipo de trabajo.

A mis amigos **Norida, Mafe, Edinsson, Yoelis, Evelyn** quienes compartieron mis alegrías, preocupaciones, tristezas, y quienes hoy hacen parte de la culminación de esta meta.

DEDICATORIA

A Jazmín Bohorquez, Freddy Antonio Guerra Real, Sandra Melissa Guerra Bohorquez y a la memoria de Adela Real.

Todos los días de mi vida Dios ha dispuesto para mí ángeles que con su amor, paciencia, sacrificio, entrega, dedicación, han hecho lo hoy es posible, es gracias a ellos y por ellos he llegado hasta donde estoy, a las puertas de culminar esta gran meta: ser una profesional apasionada por sus ideales y con la firme convicción de vivir la vida con alegría aprovechando al máximo las oportunidades que me ayuden a crecer personal, espiritual y laboralmente.

A mi hermosa madre, Jazmín, por su incansable dedicación, porque siempre que la necesito ella esta para apoyarme, guiarme, darme el consejo que solo una madre puede dar. Porque con su ejemplo aprendí que no es necesario tener todo en la vida, que lo importante es querer salir adelante a pesar de las dificultades y que al hacer las cosas de la manera correcta poco a poco todo te ira llegando por añadidura. Porque con su gran espiritualidad lleno mi vida de alegría y porque Diosito me la ha regalado mucho más tiempo y tengo la fe que tú mamita estarás para compartir muchos más de mis triunfos.

A mi querido padre, Freddy, porque es el hombre que más amo en el mundo, porque gracias a él y a su esfuerzo nunca me ha faltado nada para salir adelante. Porque es un hombre responsable, amoroso, persistente y entregado a su familia, que dentro de su humildad me ha dado el mejor regalo del mundo: una profesión, con la cual saldré a luchar por mis propios sueños. Con su ejemplo aprendí que un padre no es quien te da la vida, sino quien te apoya y esta para cuando tú lo necesitas, quien te ayuda con las tareas del colegio, te cuida cuando estas enferma, te regaña porque te equivocaste, te cela porque algún muchacho se

quiere acercarse a ti, te sabe dar siempre un sabio consejo, le da rabia cuando alguien te hace daño, y aun más grande ama a sus “reinas” por sobre todo (su madre, esposa e hijas).

A mi hermanita, Melissa, porque quiero que sea tanto o mejor que yo, quiero que con mi ejemplo tengas la meta de ser alguien, quiero que aproveches al máximo todas las oportunidades que Dios por su inmenso amor pone para nosotros, porque la quiero mucho y agradezco su apoyo incondicional.

A alguien muy especial en mi vida, y que sé que desde donde esta se siente muy orgullosa de mi, mi abuelita Adela, porque gracias a ella soy mejor hija, amiga y profesional, que este gran sueño que un día tuvo para mi y por el cual me ayudo a luchar hoy se está cumpliendo, que gracias a todos sus consejos he llegado lejos y que nunca voy a olvidar lo bello que es sentir una palabra y un abrazo de corazón, es y será siempre mi ejemplo de mujer perseverante y luchadora, que supo sabiamente cumplir todas las metas que se propuso y quien me enseñó a abandonar mis miedos y a luchar por mis propios sueños pensando en grande porque todo lo que se quiere de corazón se consigue.

A toda mi familia que de una u otra manera han hecho parte de esta gran meta, mi abuelo Arnulfo, mi abuelita Lucila, mis tías Doris y Sandra, mis primos Fabio, Silvia y Jero, mi tío Jose. A ellos gracias por su apoyo incondicional.

ADRIANA MARCELA GUERRA BOHORQUEZ

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	16
1. DESCRIPCIÓN OPERATIVA Y ASPECTOS TEÓRICOS	18
1.1. Descripción operativa de la Superintendencia de Operaciones Apiay.	18
1.2. Facilidades de superficie	19
1.3. Especificaciones para entrega y venta de crudo.	21
1.4. Separación gravitacional	22
2. METODOLOGÍA.....	24
2.1. Simulación de las estaciones de recolección y tratamiento de Apiay y Suria.	24
2.1.1. Reconocimiento en campo de cada una de las estaciones.....	24
2.1.2. Definición del sistema	25
2.1.2.1. Descripción del sistema actual de la estaciones.	25
2.1.2.2. Descripción del proceso de ERA según la adecuación de facilidades contemplada en el proyecto T2.	26
2.1.2.3. Descripción del proceso de ERS según la adecuación de facilidades contemplada en el proyecto T2.	28
2.1.3. Recolección y análisis de datos.	29
2.1.4. Generación del modelo.	30
Las simulaciones fueron realizadas utilizando el software Aspen Hysys 7.1 y se usó el modelo termodinámico determinado por la ecuación de Peng-Robinson, el cual es aplicable al tipo de crudo manejado en las estaciones debido a que no tiene compuestos polares. Adicionalmente, cumple con las restricciones de Chao-Seader para hidrocarburos indicadas a continuación en la Tabla 3.	30
2.1.5. Validación del modelo.	32
2.1.6. Análisis de Salidas	33

2.2.	Evaluación de las capacidades de tratamiento de las estaciones de recolección y tratamiento Apiay y Suria. (Propuesta temprana de adecuación de la facilidades de superficie antes de la consecución y puesta en marcha del proyecto T2).....	33
2.2.1.	Adecuación de la hoja de cálculo de Stokes GDT- PIA - ICP	33
2.2.2.	Actualización de datos con pronósticos de producción	34
2.2.3.	Evaluación de los escenarios críticos.....	36
2.2.4.	Generación de alternativa a la problemática de la SOA.....	36
3.	RESULTADOS Y ANÁLISIS.....	37
3.1.	Resultados de la Simulación de Procesos.	37
3.1.1.	Simulaciones a condiciones actuales de proceso.	37
3.2.	Resultados del diagnostico de capacidad de tratamiento a las estaciones de la SOA.....	40
3.2.1.	Propuesta de adecuación temprana de facilidades al proyecto de T2.	40
4.	CONCLUSIONES.....	43
5.	RECOMENDACIONES	44
	BIBLIOGRAFÍA	45
	ANEXOS	46

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ubicación de las estaciones Apiay y Suria	19
Figura 2. Procesamiento típico de un yacimiento de petróleo.	20
Figura 3. Metodología para la elaboración de las Simulaciones	24
Figura 4. Esquema de proceso actual para las estaciones ERA y ERS	26
Figura 5. Descripción de ERA según adecuación proyecto T2.....	27
Figura 6. Descripción de ERS según adecuación proyecto T2.....	29
Figura 7. Metodología usada para la evaluación de capacidades de tratamiento y consecuente propuesta de adecuación temprana de ERS y ERA.....	33
Figura 8. Pronóstico campo Apiay a una temperatura de 145 °F y un tamaño de partícula de 600 µm	35
Figura 9. Pronóstico campo Suria a una temperatura de 130 °F y un tamaño de partícula de 600 µm	35

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Especificaciones típicas del producto.	21
Tabla 2. Restricciones de Chao-Seader para hidrocarburos	30
Tabla 3. Flujos y condiciones de alimentación a las simulaciones.....	31
Tabla 4. Caracterización de crudos	31
Tabla 5. Caracterización de Diluyentes	31
Tabla 6. Métodos para medición de parámetros de calidad.	32
Tabla 7. Porcentajes de desviación de las simulaciones a ERA y ERS a condiciones actuales.....	37
Tabla 8. Casos de Simulación evaluados en ERA y ERS con la puesta en marcha del proyecto T2.	38
Tabla 9. Volumen de gas retirado en los separadores generales.	38
Tabla 10. Volumen de gas retirado en las botas de gas.	39
Tabla 11. Volumen de gas retirado en los tanques.....	39
Tabla 12. Volumen de agua removida en tanques.....	39
Tabla 13. Cantidad de nafta que se evapora.	40
Tabla 14. Requerimientos de Nafta para la suplir las necesidades previas al proyecto T2.....	42

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Caracterización del crudo K1K2 de Apiay.	46
Anexo B. Caracterización del crudo T2 de Apiay.	47
Anexo C. Caracterización del crudo K1K2 de Suria.	49
Anexo D. Caracterización del crudo T2 de Suria (Referencia crudo T2 de Castilla-Chichimene).	50
Anexo E. Esquema de Simulación de Proceso ERA a condiciones actuales.	52
Anexo F. Esquema de Simulación de Proceso ERS a condiciones actuales.	53
Anexo G. Esquema de Simulación de Proceso ERA con la entrada del proyecto T2.	54
Anexo H. Esquema de Simulación de Proceso ERS con la entrada del proyecto T2.	55
Anexo I. Hoja de Calculo para la medición de capacidades de tratamiento (Stokes). (Hoja # 9 de 12).....	56
Anexo J. Hoja de Cálculo para la medición de capacidades de tratamiento (Stokes). (Hoja # 3 de 12).....	57

LISTA DE SÍMBOLOS Y TERMINOS

SOA:	Superintendencia de Operaciones Apiay.
PIA:	Departamento de Ingeniería y Confiabilidad de Apiay.
ERA:	Estación de Recolección y Tratamiento Apiay.
ERS:	Estación de Recolección y Tratamiento Suria.
STAP:	Sistema de Tratamiento de Aguas de Producción.
T2:	Crudo pesado de la Formación San Fernando.
K1K2:	Crudo liviano de la Formación Guadalupe.
API:	American Petroleum Institute.
BS&W:	Contenido de agua y sólidos suspendidos.
GOR:	Relación Gas / Petróleo.
BOPD:	Barriles de crudo por día.
BWPD:	Barriles de agua por día.
BNPD:	Barriles de nafta por día.
MMSCFD:	Millones de pies cúbicos por día.
SCF / SBO :	Pies cúbicos estándar / Barriles de crudo estándar.
FWKO:	Separadores de agua libre
Gun Barrel:	Tanque de tratamiento con flujo descendente central, básicamente son tanques sedimentadores en donde la emulsión a tratar desciende por el centro hasta un dispersor donde ingresa el nivel de agua buscando su camino de ascenso por flotación (diferencia de densidades).
Wash Tank:	Tanque de lavado el cual esta diseñado para “lavar” la emulsión por pasaje, en su carrera ascendente, a través de un colchón acuoso de menor salinidad que la del agua emulsionada.

RESUMEN

TITULO: DIAGNOSTICO PARA LA ADECUACION DE FACILIDADES DE SUPERFICIE EN LAS ESTACIONES DE RECOLECCION Y TRATAMIENTO DE CRUDOS PESADOS Y EXTRA PESADOS DE LOS CAMPOS APIAY Y SURIA EN LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES APIAY DE ECOPETROL S.A *.

AUTOR: ADRIANA MARCELA GUERRA BOHORQUEZ **

PALABRAS CLAVES: Crudo pesado y extra-pesado, producción del campo, facilidades de superficie, separación, deshidratación.

DESCRIPCIÓN

El Departamento de Ingeniería y Confiabilidad de la Superintendencia de Operaciones Apiay (PIA) cumple la función de liderar la conceptualización de proyectos que tienen que ver con el sostenimiento y crecimiento en producción de los campos. Por tal motivo y encaminado al cumplimiento de las metas de Ecopetrol para el año 2020, el proyecto de Desarrollo de Crudo Pesado y Extra-pesado proveniente de la formación San Fernando T2, hace necesario evaluar y hacer las respectivas modificaciones a las facilidades de superficie existentes en las Estaciones de Recolección y Tratamiento de Apiay (ERA) y Suria (ERS).

Con este trabajo, producto de la práctica industrial realizada en la Superintendencia de Operaciones Apiay (SOA), se realizaron las simulaciones de las facilidades de superficie de ERA y ERS respectivamente teniendo como base la ingeniería básica del proyecto de T2. Además se plantean las alternativas a una entrada temprana del proyecto que logre mitigar los problemas operacionales que se tienen previstos a principios de 2013 antes de la finalización y puesta en marcha del proyecto.

Para realizar las simulaciones se utilizó el software Aspen Hysys 7.1, se realizó primero un reconocimiento en campo, seguido de una recopilación de información obtenida de soportes de producción, datos históricos y caracterización de fluidos con lo cual se logro identificar los parámetros operacionales de ERA y ERS respectivamente. Se obtuvieron las simulaciones tanto a condiciones actuales como también con las respectivas modificaciones contempladas en la ingeniería básica del proyecto de T2. Durante la conceptualización del proyecto se realizó la revisión de capacidades de tratamiento visualizando los perfiles de producción del campo de donde se pudo identificar el escenario critico de cada Estación en cuanto a capacidad de deshidratación y bombeo de Crudo en especificaciones, para lo cual se plantea finalmente una propuesta temprana de modernización a las estaciones.

* Proyecto de grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería Química. Director: M.Sc. Crisóstomo Barajas Ferreira. Codirector: Ing. Carlos Felipe Acosta Ramírez.

ABSTRACT

TITLE: DIAGNOSIS TO REVAMP THE SURFACE FACILITIES AT THE STATIONS OF COLLECTION AND TREATMENT OF HEAVY AND EXTRA HEAVY CRUDES OF APIAY AND SURIA FIELDS AT THE SUPERINTENDENT OF OPERATIONS APIAY OF ECOPETROL. S.A*.

AUTHOR: ADRIANA MARCELA GUERRA BOHORQUEZ **

KEY WORDS: Heavy and extra-heavy oil, field production, surface facilities, separation, dehydration.

DESCRIPTION

Department of Engineering and Reliability of the Superintendent of Operations Apiay (PIA) has the function of leading the conceptualization of projects having to do with the maintenance and growth in production fields. For this reason and aimed at meeting the goals of Ecopetrol for the 2020 year, the Project Development of Heavy and Extra-Heavy crude oil from San Fernando T2 Formation, is necessary to evaluate and make the respective amendments to the existing surface facilities in the Collection and Treatment Stations Apiay (ERA) and Suria (ERS).

This work, product of trainee job in Superintendence of Operations Apiay (SOA), the simulations of the surface facilities in ERA and ERS were made on the basis of the basic engineering of T2 project. In addition alternatives for early entry to the project were propose to mitigate operational problems that are expected in early 2013 before the completion and commissioning of the project.

To perform the simulations was used the software Aspen Hysys 7.1, was made first a recognition in the field, followed by a compilation of information from production support, historical data and fluid characterization thereby achieving operational parameters identify in ERA and ERS respectively. Simulations were obtained both current conditions as well as with the respective amendments referred to in the basic engineering of T2 project. During the conceptualization of the project was the review of treatment capabilities by viewing the field production profiles from which could be identify the critical stage of each station in terms of capacity crude oil dehydration and in pumping specifications, for which it is finally stated an early proposal to modernize the stations.

* *Graduate paper.*

** *Faculty of Physicochemical Engineering's. Chemical Engineering Department. Director: M.Sc. Crisóstomo Barajas Ferreira. Co-director: Eng. Carlos Felipe Acosta Ramirez.*

INTRODUCCIÓN

Actualmente la industria petrolera considera el procesamiento de crudos pesados y extra-pesados, viéndose animados no solo por los buenos precios en el mercado internacional sino también por el declive en producción de los campos de crudo liviano.

Colombia tiene un gran potencial en crudos pesados, siendo la Cuenca de los Llanos Orientales la mayor reserva; de sus 220.000 Km^2 de territorio 153.000 Km^2 corresponden al área de prospectividad de crudos pesados de donde se ha adquirido gran cantidad de información desde 1944 [1]. Dentro del proyecto nacional de crudos pesados la Empresa Colombia de Petróleos S.A (ECOPETROL S.A) como estrategia de desarrollo y de sostenimiento de la producción, viene adelantando proyectos en toda la cadena de valor (exploración, producción, recolección, refinación y transporte); de donde se conoce el proyecto de desarrollo de la formación San Fernando T2, el cual comprende los campos Apiay, Suria, Reforma, Castilla y Chichimene.

La incorporación de los crudos pesados al mercado exige otro gran reto; resolver todas las dificultades en ingeniería para adaptar el proceso a un crudo con características diferentes a las habituales. Experiencia en la producción de crudos pesados ha demostrado que la mayoría de los sistemas convencionales de producción y tratamiento son ineficientes. Debido a esto en la Superintendencia de Operaciones Apiay (SOA) se hizo necesario evaluar y diseñar las respectivas modificaciones a las actuales facilidades de superficie en las estaciones de Apiay y Suria para el respectivo manejo, tratamiento y almacenamiento del crudo pesado proveniente de la formación San Fernando T2 dispuesto con el plan de perforación y producción de crudos pesados para los próximos años.

Las estaciones de recolección y tratamiento de la SOA que entran dentro del proyecto de adecuación de facilidades T2 son las que corresponden al campo Apiay (ERA) y Suria (ERS). Estas fueron diseñadas para un crudo intermedio de 20°API en Apiay y 27°API en Suria de las formaciones K1 y K2. En la actualidad se producen alrededor de 14,000 BOPD con un porcentaje de crudo T2 del 17% en el campo Apiay, con pronósticos de producir 24,000 BOPD con un máximo de 60% de crudo T2, y para el campo Suria actualmente se producen 7,000 BOPD con un porcentaje de 16% de crudo T2, con pronósticos de producir 28,000 BOPD con un máximo de 78% de T2. Con lo que se puede evidenciar la necesidad e importancia del proyecto de adecuación de facilidades T2 para la Superintendencia en términos de garantizar el manejo, tratamiento y almacenamiento de los nuevos volúmenes de producción de fluidos.

Para el desarrollo del presente proyecto, producto de la práctica industrial realizada en la SOA, se inició con la revisión técnica de las estaciones de Apiay y Suria, posteriormente se realizó una simulación del proceso. Seguidamente, con el fin de analizar el contenido del proyecto T2, se realizó la simulación de proceso a dichas estaciones siguiendo la ingeniería básica del proyecto, el cual se encuentra actualmente en Fase II según el modelo de maduración de proyectos de ECOPETROL y en fase III de aprobación. Finalmente, se realizó la evaluación de capacidades de tratamiento para cada una de las estaciones en el periodo de tiempo previo a la consecución y puesta en marcha del proyecto T2 lográndose identificar un déficit de capacidad de tratamiento para principios del 2013 en Apiay y mediados de mismo año para Suria. Consecuencia de este análisis, se busca la opción de maximizar la capacidad actual de cada una de las estaciones hasta junio de 2014 en donde se tiene previsto que entre en marcha el proyecto de T2.

Finalmente, los resultados obtenidos en esta práctica están siendo utilizados como insumo en la planeación de las Facilidades tempranas de las estaciones, apoyando el desarrollo de la fase III del proyecto de T2.

1. DESCRIPCIÓN OPERATIVA Y ASPECTOS TEÓRICOS

En este capítulo se presenta en resumen las estaciones de recolección y tratamiento Apiay y Suria, junto con los aspectos teóricos para el desarrollo del trabajo.

1.1. Descripción operativa de la Superintendencia de Operaciones Apiay.

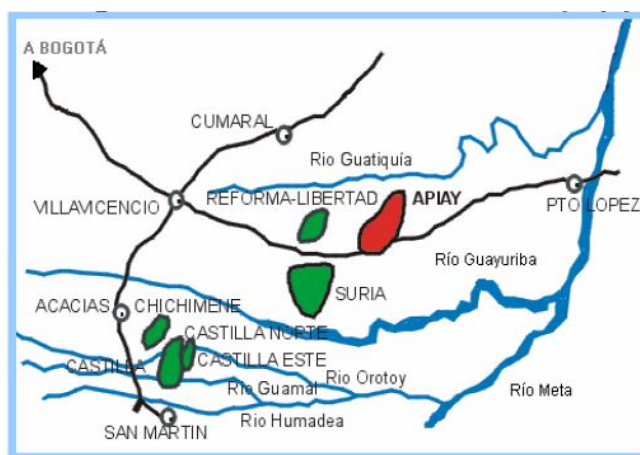
La Superintendencia de Operaciones Apiay (SOA) desarrolla los campos Apiay, Suria y Reforma bajo administración directa de Ecopetrol S.A, y está ubicada en el municipio de Villavicencio en el departamento del Meta. Para el desarrollo de producción de los yacimientos maduros referentes a la formación Guadalupe (K1 y K2) en los diferentes campos, se han implementado facilidades de superficie para la extracción y tratamiento de crudo, gas y agua. De acuerdo al campo, la formación Guadalupe almacena hidrocarburos de diferentes calidades, siendo el del campo Apiay un crudo intermedio de 20° API, Suria 27°API y Reforma un crudo liviano de 32° API. El crudo denominado extra-pesado, cuenta con una gravedad que oscila entre 7° y 9° API presente en la formación San Fernando (T2) a excepción del campo Apiay que presenta 14°API en áreas localizadas.

Como estrategia de desarrollo y de sostenimiento de la producción, se ha planteado la explotación de la formación San Fernando T2. Para esta nueva estrategia de desarrollo se visualizó que las facilidades existentes tanto para la estación Apiay como para la estación Suria presentarían inconvenientes para la recolección y tratamiento de crudo extra-pesado. Por tal motivo, se adelanta en la Superintendencia actualmente en fase II (según el plan de maduración de proyectos [2]) la ingeniería básica de adecuación de las estaciones que permitan la deshidratación de este crudo en el área de tratamiento.

1.1.1. Localización de las estaciones.

La estación Apiay se encuentra ubicada en el kilómetro 32 sobre el costado norte de la vía Villavicencio-Puerto López. La estación Suria se encuentra ubicada en el kilómetro 25 sobre el costado sur de la vía Villavicencio-Puerto López. En la Figura 1 se muestra la ubicación de las Estaciones ERA y ERS objetivo de este proyecto.

Figura 1. Ubicación de las estaciones Apiay y Suria



Fuente: Documento Memorando básico de diseño SOC-INGENIERÍA DETALLADA PARA LOS STAP'S - APIAY - SURIA – REFORMA, SOC-ON-0809-CG-PR-0001-R0 pág. 4.

1.2. Facilidades de superficie

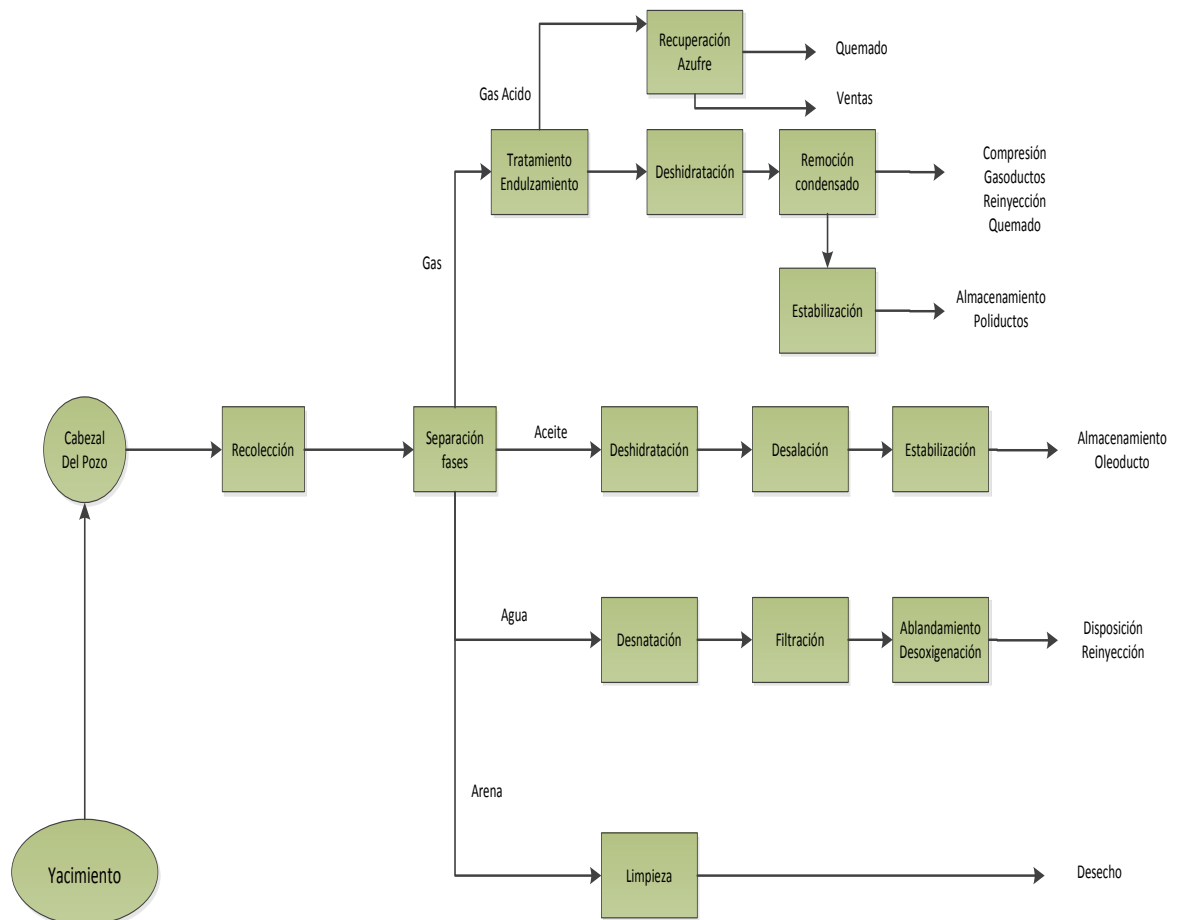
Una instalación de tratamiento comienza con la separación de los fluidos provenientes del pozo en tres componentes, típicamente llamadas "fases" (petróleo, gas y agua) y sigue con el procesamiento de las tres fases para ponerlas "en especificación" de venta (gas y petróleo) o de disposición (agua) [3]. Las facilidades de superficie en sistemas de producción son todas aquellas instalaciones y equipos diseñados y construidos para:

- Recolectar, separar, almacenar, deshidratar, estabilizar y transportar, medir y fiscalizar el crudo luego de ser extraído del yacimiento.

- Separar, transportar, comprimir, medir y fiscalizar el gas.
- Separar, tratar y disponer el agua efluente antes de la entrega final de productos.

La producción de yacimiento de petróleo implica una serie de operaciones unitarias de superficie entre la cabeza del pozo y el punto de transferencia de custodia o de transporte desde las instalaciones de producción; como se muestra en la Figura 2.

Figura 2. Procesamiento típico de un yacimiento de petróleo.



Fuente: Manning, F. S, Thompson, R. E, "Oilfield Processing of Petroleum: Crude oil", Vol 2, 1995 [4].

1.3. Especificaciones para entrega y venta de crudo.

Las especificaciones del producto final pueden ser definidas por el cliente (%BS&W), por los requisitos de transporte (Limitación de integridad por la tubería) o por consideraciones de almacenamiento (punto de fluidez). En la Tabla 1 se describen algunas de las especificaciones típicas para el petróleo, gas y agua los cuales incluyen el valor de los siguientes parámetros:

- Crudo: Presión de vapor verdadera (TVP), contenido de BS&W, Temperatura, Concentración de sales, Contenido de sulfuro de Hidrógeno.
- Gas: Agua e hidrocarburos en punto de rocío, composición de hidrocarburos, contenido de contaminantes, valor calorífico.
- Agua: contenido de crudo y sólidos.

Tabla 1. Especificaciones típicas del producto.

Crudo	Presión de vapor verdadera (TVP)	< 83 kPa @ 15° C
	Contenido de Agua y Sedimentos (BS&W)	< 0,5 vol %
	Temperatura	> Punto de Congelación
	Salinidad (NaCl)	< 70 g/m ³
	Sulfuro de Hidrógeno (H ₂ S)	< 70 g/m ³
Gas	Contenido Liquido	< 100 mg/m ³
	Punto de Rocío a -5°C	< 7 Pa
	Valor Calorífico	> 25 MJ/m ³
	Composición, CO ₂ , N ₂ , H ₂ S	
	Temperatura y Presión de Entrega	
Agua	Contenido de Hidrocarburo Disperso	< 40 ppm
	Contenido de sólidos suspendidos	< 50 g/m ³

Fuente: Jahn, F., Cook, M., Graham, M., "Developments in Petroleum Science", Volume 55, Pág. 265-310, 2008 [5]

1.4. Separación gravitacional

La capacidad de deshidratación de crudo en la etapa de separación de agua emulsionada es función de la dimensión del tanque y de las propiedades del crudo y el agua, como puede estar determinada de la ecuación de Stokes, esta ecuación determina la velocidad final de sedimentación de gotas de agua de cierto tamaño de partícula dentro de una fase continua de petróleo de cierta viscosidad y densidad [6].

Con la siguiente expresión se determina la capacidad del crudo que se puede tratar en la etapa de deshidratación de agua emulsionada en los tanques Gun Barrel (Tratamiento):

$$Q_{crudo} = \frac{\Delta\rho * D_p^2 * A}{36,51 * \mu * FS} - Q_{diluyente} \quad (1)$$

Donde μ es la viscosidad de la fase continua (cSt), $\Delta\rho$ es la diferencia entre la densidad del agua y la densidad del crudo (gr/cc), D_p es el tamaño de partícula de la gota de agua sedimentada (micrones), FS es el factor de seguridad y es igual a la proporción entre el tiempo de sedimentación y el tiempo de residencia (fracción) y A es el área transversal del tanque (pies cuadrados). Teniendo en cuenta que Q es el caudal sea de crudo o de diluyente y está dado en barriles por día (BOPD).

Varias conclusiones se pueden identificar de la ecuación de Stokes:

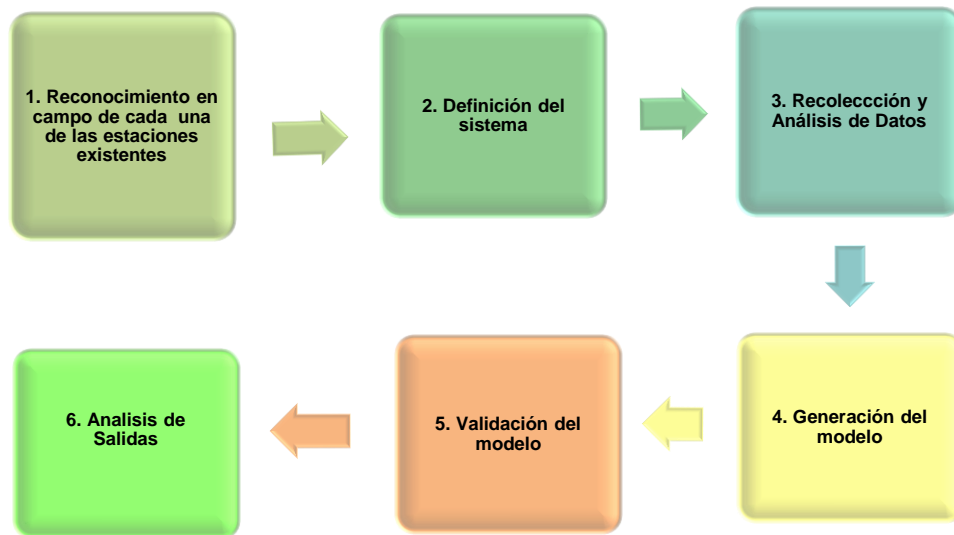
- Cuanto mayor sea el tamaño de una gota de agua, mayor es su velocidad descendente. Es decir, entre más grande sea el tamaño de la gota, menos tiempo tardan las gotas en depositarse en el fondo del recipiente y por tanto más fácil es para tratar el aceite.

- Entre mayor sea la diferencia de densidad entre la gota de agua y la fase de aceite, mayor es la velocidad descendente. Es decir, entre más ligero es el crudo, más fácil es tratar el aceite. Si la gravedad del crudo es de 10 °API la misma del agua, la velocidad de sedimentación es cero, ya que no hay diferencia de la gravedad.
- A mayor sea la temperatura, menor será la viscosidad del aceite, y por lo tanto mayor será la velocidad descendente. Es decir, es más fácil de tratar el aceite a altas temperaturas que a bajas temperaturas (suponiendo un efecto pequeño sobre la diferencia de gravedad debido al aumento de temperatura).

2. METODOLOGÍA

2.1. Simulación de las estaciones de recolección y tratamiento de Apiay y Suria.

Figura 3. Metodología para la elaboración de las Simulaciones



Fuente: Autor del proyecto.

A continuación se describe de manera detallada cada una de las etapas que conforman el desarrollo de la etapa de la simulación.

2.1.1. Reconocimiento en campo de cada una de las estaciones.

Inicialmente, se realizó un reconocimiento en campo tanto para ERA como para ERS con el fin de generar un conocimiento empírico del manejo y funcionamiento de las respectivas estaciones. El entrenamiento tomó un tiempo aproximado de 8 días en cada estación bajo la supervisión del Técnico a cargo del turno

2.1.2. Definición del sistema

Luego del aprendizaje en campo, se procedió a realizar la definición del sistema particularmente para cada estación. Se estableció primero el modelo conceptual para las condiciones actuales de cada una de ellas (infraestructura actual) basándose en los manuales de cada estación [7,8]. Luego se adoptó el modelo propuesto en la ingeniería básica del proyecto de T2 para la modernización de las mismas [9].

2.1.2.1. Descripción del sistema actual de la estaciones.

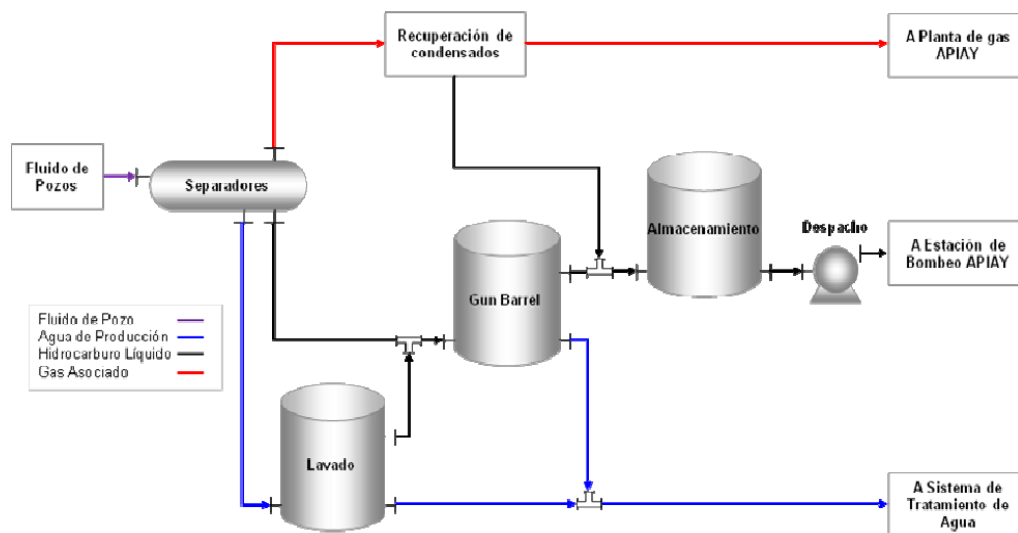
La filosofía actual de tratamiento es la misma tanto para ERA como para ERS, la diferencia radica principalmente en los volúmenes de producción que se manejan.

La estación Apiay actualmente está tratando alrededor de 14,000 BOPD de crudo K1-K2-T2. Adicionalmente, se reciben aproximadamente 60,000 BPD de agua que son tratados en el STAP de la estación y cerca de 12 MMSCFD de gas que son enviados a “Planta de Gas APIAY”. Y para la estación Suria actualmente está tratando alrededor de 7,000 BOPD de crudo K1-K2-T2, reciben aproximadamente 44,000 SBPD de agua que son tratados en el STAP de la estación y cerca de MMSCFD de gas que también son enviados a “Planta de Gas APIAY”.

La mezcla crudo, agua y gas es recibida desde los pozos y direccionada mediante el múltiple de entrada a tres separadores trifásicos para el caso de ERA y dos para el caso de Suria: La fase acuosa separada es tratada en dos tanques de lavado (Wash Tank) antes de ser enviada al respectivo sistema de tratamiento de agua. La fase gaseosa es enviada a una unidad de recuperación de condensados para finalmente despacharla a la “Planta de Gas APIAY”. El tratamiento de crudo se fundamenta en la separación por gravedad de las diferentes fases, por tanto se realiza una etapa secundaria en los tanques de tratamiento (Gun Barrel) para

terminar de deshidratar el crudo y cumplir con las especificaciones. Finalmente el crudo deshidratado proveniente de los Gun Barrel se envía a los tanques de almacenamiento y despachado a la estación de bombeo Apiay (EBA); luego de ser fiscalizado en la unidad de medición de crudo LACT.

Figura 4. Esquema de proceso actual para las estaciones ERA y ERS



Fuente: Autor del proyecto.

Las estaciones cuentan con un sistema de tratamiento de agua con destino final al río Guayuriba y un sistema de quema de gases mediante tea.

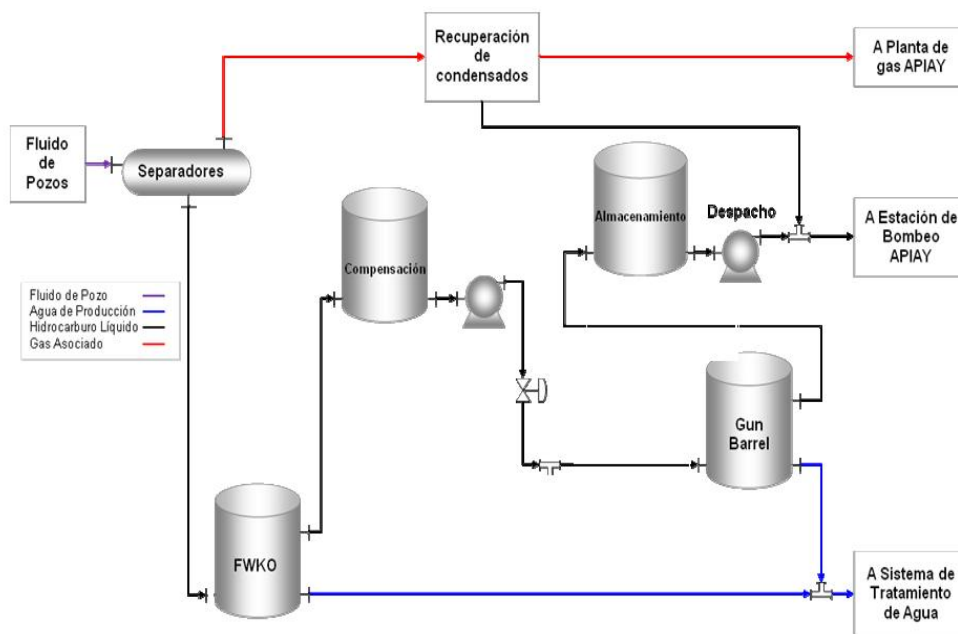
2.1.2.2. Descripción del proceso de ERA según la adecuación de facilidades contemplada en el proyecto T2.

La estación Apiay será modificada para la deshidratación de 14,000 BOPD de crudo T2 con un GOR=83 SCF/SBO y 6,600 BOPD de crudo K1K2 con un GOR=500 SCF/SBO, el BSW global del fluido de producción será de 85%. Este fluido de producción será recibido en un múltiple nuevo. Posteriormente el fluido se direccionará por medio de los colectores generales a los separadores generales de producción donde se realiza la primera etapa de separación del gas asociado al fluido, este gas será enviado al sistema de recuperación de

condensados para finalmente ser enviado a la planta de gas Apiay. El liquido proveniente de los separadores (mezcla crudo-agua) fluirá por gravedad a los tanques FWKO donde se realizará la separación del agua libre presente en la mezcla. Luego la fase oleosa será transferida por gravedad a un tanque de compensación instalado para proveer la cabeza necesaria para la operación de las bombas de trasiego que la enviarán hacia los tanques Gun Barrel donde se retirará el agua asociada para obtener el crudo con 0,5% BSW. Finalmente el crudo deshidratado proveniente de los tanques Gun Barrel será enviado por gravedad a los tanques de almacenamiento. Este crudo es despachado a la estación de bombeo Apiay (EBA) luego de ser fiscalizado en la unidad de medición de crudo LACT.

El agua proveniente de los tanques FWKO y Gun Barrel fluye por gravedad hacia un foso de agua donde posteriormente es bombeada al STAP.

Figura 5. Descripción de ERA según adecuación proyecto T2.



Fuente: Autor del proyecto.

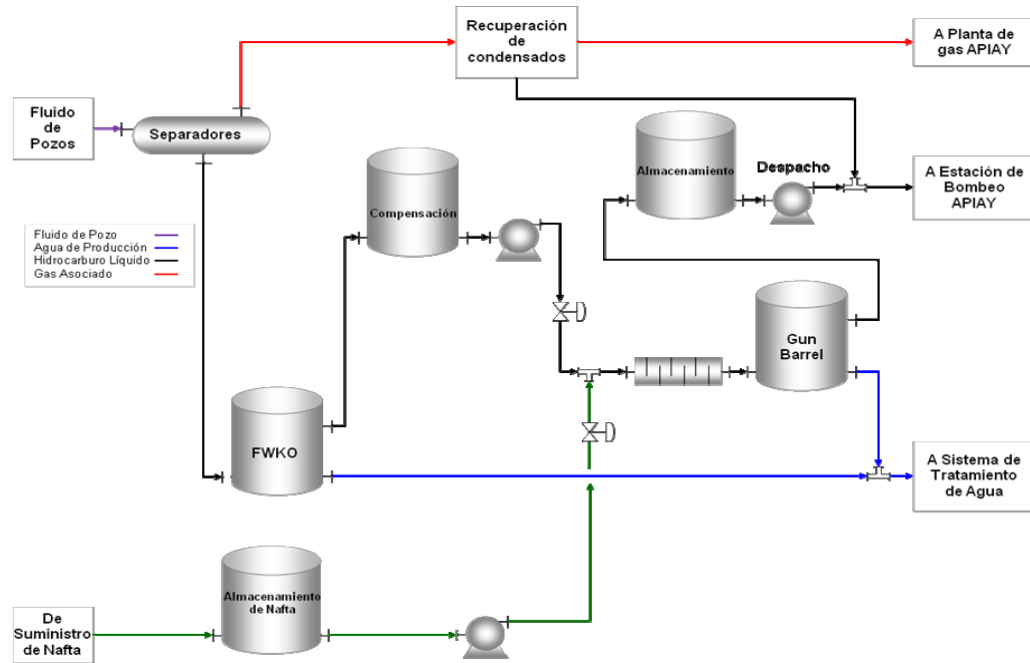
El tratamiento de gas, agua y los sistemas de aire de instrumentos y alivio no hacen parte del alcance del proyecto T2.

2.1.2.3. Descripción del proceso de ERS según la adecuación de facilidades contemplada en el proyecto T2.

La estación Suria será modificada para la deshidratación de 13,550 SBOPD de crudo T2 con un BSW de 49% y un GOR=15 SCF/SBO y 3,822 SBOPD de crudo K1K2 con un BSW de 89.2% y un GOR=760 SCF/SBO mediante la dilución con nafta. El fluido de producción es recibido en dos múltiples, uno existente y uno nuevo. Posteriormente el fluido es direccionado por medio de los colectores generales hacía los separadores generales de producción donde se realiza la primera etapa de separación. El gas asociado al fluido producido es separado y enviado al sistema de recuperación de condensados existente, para finalmente ser enviado a la planta de gas Apiay. El líquido proveniente de los separadores (mezcla crudo-nafta-agua) es enviado a la segunda etapa de separación en los tanques FWKO donde se realiza la separación del agua libre presente en la mezcla. Luego la fase oleosa es transferida por gravedad al tanque de compensación instalado para proveer la cabeza necesaria para la operación de las bombas de trasiego que la envían hacía los tanques Gun Barrel (tercera etapa de separación). Finalmente el crudo deshidratado proveniente de los tanques Gun Barrel es enviado por gravedad a los tanques de almacenamiento. Este crudo es despachado mediante las bombas hacia la estación de bombeo Apiay (EBA) luego de ser fiscalizado en la unidad de medición de crudo LACT. El agua proveniente de los tanques FWKO y Gun Barrel va por gravedad hacía un foso de agua donde posteriormente es bombeada al STAP.

El tratamiento de gas, agua y los sistemas de aire de instrumentos y alivio no hacen parte del alcance del proyecto T2.

Figura 6. Descripción de ERS según adecuación proyecto T2.



Fuente: Autor del proyecto.

2.1.3. Recolección y análisis de datos.

En cuanto a la recopilación de información, se realizó primero una búsqueda de históricos referentes a los volúmenes de producción de los campos, mediante la base de datos de ADC (Avocet Data Capture) de ECOPETROL S.A. Se tomó el mes de marzo de 2012 para realizar las simulaciones en condiciones actuales de proceso, se utilizaron reportes diarios de producción de este mes emitidos por Clariant S.A quien es el responsable del tratamiento químico de las estaciones en la SOA. Para las simulaciones de las nuevas facilidades con la entrada del proyecto T2, se tomó el escenario mas crítico previsto según los pronósticos de los campos. Para la caracterización de los fluidos se contó con la información necesaria para cada campo.

2.1.4. Generación del modelo.

Las simulaciones fueron realizadas utilizando el software Aspen Hysys 7.1 y se usó el modelo termodinámico determinado por la ecuación de Peng-Robinson, el cual es aplicable al tipo de crudo manejado en las estaciones debido a que no tiene compuestos polares. Adicionalmente, cumple con las restricciones de Chao-Seader para hidrocarburos indicadas a continuación en la Tabla 2.

Tabla 2. Restricciones de Chao-Seader para hidrocarburos

Parámetro	Valor
Temperatura reducida	< 0,93
Presión reducida de la mezcla	< 0,8
Temperatura de Operación	< 500° F
Presión de Operación	< 1000 psia

Fuente: Manual del Usuario de Hysys © Aspen.

Los ERS se presentan flujos y condiciones de las corrientes de alimentación tanto para ERA como para en la tabla 3. De donde los datos a condiciones actuales corresponden al mes de marzo de 2012 y se encontraron registrados en la base de datos de producción de Ecopetrol (ADC). Para el modelo teniendo en cuenta las condiciones del proyecto de T2 se tomaron como referencia los pronósticos de producción suministrados por Yacimientos.

Tabla 3. Flujos y condiciones de alimentación a las simulaciones

	Condiciones Actuales				Proyecto T2			
	Fluido	SBOPD	%BSW	GOR (SCF/SBO)	Fluido	SBOD	%BSW	GOR (SCF/SBO)
ERA	K1K2_Apiay	12,307	86%	1150	Crudo T2	14,000	53	83
	T2_Apiay	2,503	57%	123	Crudo K1K2	6,600	89	500
	Crudo Total	14,810	84%	-	Crudo Total	20,600	-	-
ERS	K1K2_Suria	5,819	89%	940	Crudo T2	13,550	49	15
	T2_Suria	1,559	79%	305	Crudo K1K2	3,822	89,2	760
	Crudo Total	7,379	87%	805	Crudo Total	17.372	-	-

La tabla 4 y 5 muestran la caracterización de los crudos K1-K2 y T2 de los campos Apiay y Suria y los diluyentes utilizados actualmente para el desarrollo de los crudo pesados colombianos (gasolina natural y nafta). Recientemente se ha utilizado un *pool* o mezcla de diluyentes con un promedio de 70 °API.

Tabla 4. Caracterización de crudos

Propiedad	Crudo de Apiay		Crudo de Suria	
	Crudo T2	Crudo K1-K2	Crudo T2	Crudo K1-K2
<i>API</i>	14.7	20.2	8	32
<i>Viscosidad @40°C,cP</i>	498	75	40,155	7
<i>Viscosidad @60°C,cP</i>	145	31	5,648	4
<i>Viscosidad @80°C,cP</i>	57	16	1,228	2

Tabla 5. Caracterización de Diluyentes

Propiedades	Gasolina natural	Nafta de GRB
<i>API</i>	73.1	62.4
<i>Viscosidad @15°C,cP</i>	0,37	0,52
<i>Viscosidad @20°C,cP</i>	0,35	0,5
<i>Viscosidad @30°C,cP</i>	0,32	0,46

Para las demás propiedades se contó con las respectivas caracterizaciones de los crudos; las curvas de destilación simulada ASTM D-5307, la cromatografía del gas asociado a cada tipo de crudo, el análisis SARA. En cuanto a las propiedades para el crudo T2 de Apiay se conto con el assay tipo III hecho al pozo productor Apiay 9 pero para el crudo T2 de Suria se tomó como referencia el crudo T2 de Castilla Chichimene debido a la falta de información.

2.1.5. Validación del modelo.

Luego de la generación de cada simulación, se procedió a efectuar la validación del modelo. Para esto se procedió a comparar los valores reales de flujos de producción y gravedad API de despacho con los resultados arrojados por el simulador. Por lo tanto se consultaron los reportes diarios emitidos por PROASEM (quien es el encargado de la auditoria de la fiscalización y venta del crudo). Las normas bajo las cuales se miden parámetros de calidad son:

Tabla 6. Métodos para medición de parámetros de calidad.

Cálculo de calidad API	Norma ASTM D-1298 por el método del hidrómetro
Determinación contenido de agua	Norma ASTM D-4377 (Método de Karl Fisher).
Determinación de contenido de Sedimentos	Norma ASTM D-473 (Método de Extracción)

Fuente: Vicepresidencia de Suministro y Mercadeo, Gerencia de Planeación y Suministro, Manual de Medición estática de Hidrocarburos, Versión 1, 2007. [11]

2.1.6. Análisis de Salidas

Identificados previamente los resultados de la simulación se realizaron finalmente las conclusiones de cada escenario estudiado y se hace el diagnóstico de cada caso.

2.2. Evaluación de las capacidades de tratamiento de las estaciones de recolección y tratamiento Apiay y Suria. (Propuesta temprana de adecuación de la facilidades de superficie antes de la consecución y puesta en marcha del proyecto T2)

La metodología para la evaluación de las capacidades de tratamiento de ERA y ERS, se describe en el esquema mostrado en la Figura 7.

Figura 7. Metodología usada para la evaluación de capacidades de tratamiento y consecuente propuesta de adecuación temprana de ERS y ERA



Fuente: Autor del Proyecto

2.2.1. Adecuación de la hoja de cálculo de Stokes GDT- PIA - ICP

Con base en la distribución y dimensión propuesta por Ecopetrol S.A de las facilidades de superficie para el manejo de crudo de la formación T2, se utilizaron modelos de sedimentación y modelos de mezclas, con los cuales se pudieron

realizar sensibilidades de cantidad de diluyente (%D), Temperatura de tratamiento (T) y Tamaño de partícula agua removida de la emulsión directa W/O en los tanques de tratamiento (Gun Barrel) para determinar la capacidad máxima de tratamiento de crudo, mediante un macro en Excel propuesto por el grupo interdisciplinario GDT-PIA-ICP.

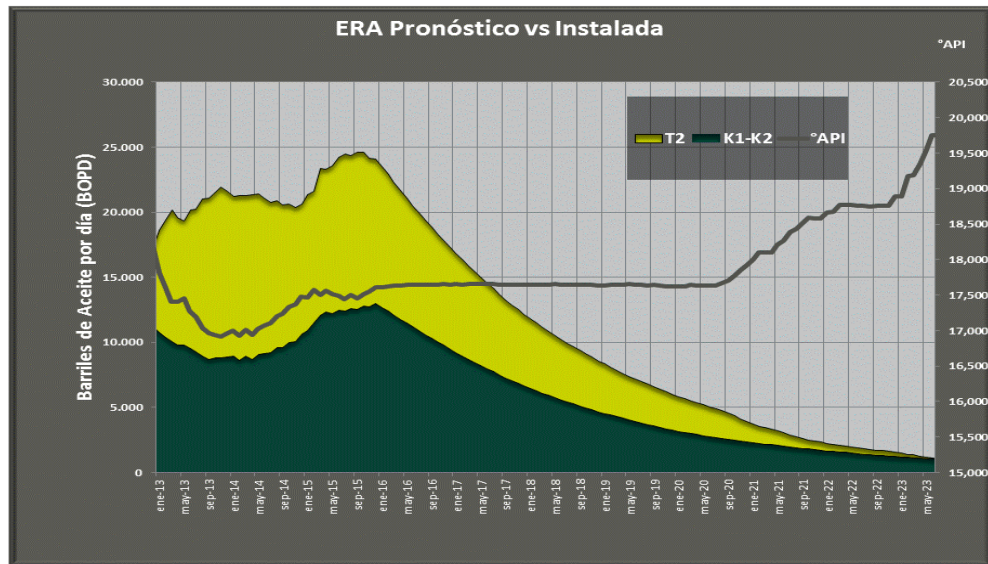
A el cual se utilizaron modelos para el cálculo de la viscosidad del crudo en función de la temperatura y densidad, basados en normas ASTM. Para el cálculo de la viscosidad de mezclas de hidrocarburos, se utilizó el modelo de Parkash el cual ha presentado una desviación menor del 5%. Para el cálculo de la densidad API se tiene en cuenta el ajuste del fenómeno del factor de encogimiento, el cual es función de la cantidad de diluyente y la diferencia entre los valores del API entre el diluyente y el crudo.

En el caso de las propiedades del agua emulsionada, se utilizó la densidad como función de la temperatura, basado en la correlación de Mc Coney para agua libre de gas.

2.2.2. Actualización de datos con pronósticos de producción

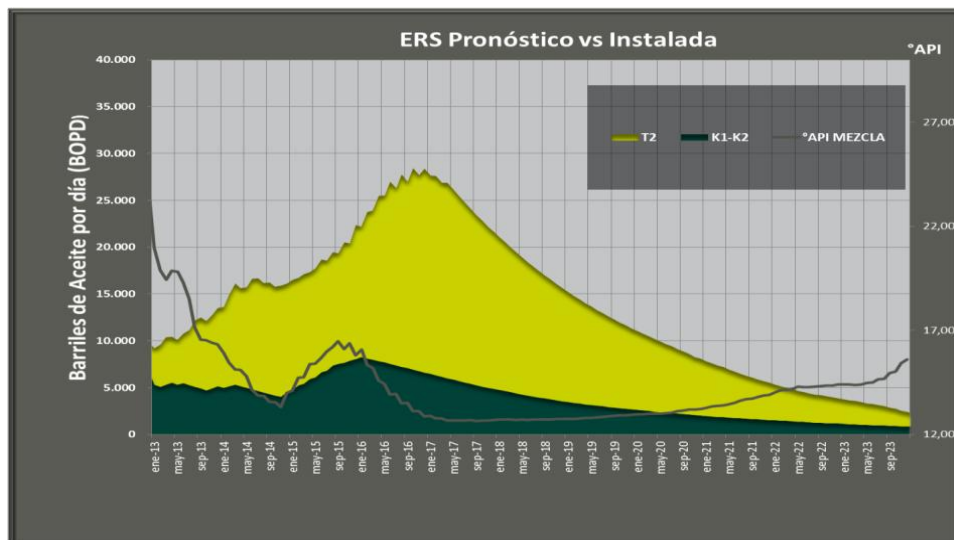
Para determinar la capacidad máxima de tratamiento, se hizo necesario determinar los escenarios más críticos en cuanto a porcentaje de crudo T2 (pesado) en la mezcla basado en los pronósticos de producción de los campos suministrados por el Departamento de Ingeniería de Yacimientos de Ecopetrol. Con tal fin, se procedió a realizar la respectiva actualización de datos teniendo como base el pronóstico del año 2012 entregado a la SOA en donde se tiene en cuenta la campaña de perforación de 2013. Para el campo Apiay se encontró que la máxima producción de crudo será de 24,000 BOPD a mediados de 2015; la calidad API alcanzará un valor mínimo de 16,9°. En la Figura 8 se presenta el pronóstico de producción de campo Apiay de los años 2012 a 2023. El porcentaje de T2 en la actualidad es de 16% y alcanzará el 60 % a finales del año 2013.

Figura 8. Pronóstico campo Apiay a una temperatura de 145 °F y un tamaño de partícula de 600 µm



Para el campo Suria se estimó que la producción máxima será de 28,000 BOPD a finales de 2016; la calidad API alcanzará un valor mínimo entre 12,6° y 13°. En la Figura 9 se muestra el pronóstico de producción entre los años 2012 y 2023. El porcentaje de T2 en la actualidad es de 16% y alcanzará el 78 % a mediados del año 2017.

Figura 9. Pronóstico campo Suria a una temperatura de 130 °F y un tamaño de partícula de 600 µm



2.2.3. Evaluación de los escenarios críticos

La evaluación del sistema de tratamiento en ERA y ERS tuvo en cuenta los siguientes criterios:

- Pronósticos de producción de los años 2012 a 2023 para cada campo.
- Revisión de las capacidades de las facilidades actuales de los campos Apiay y Suria del dimensionamiento básico de los equipos.
- Utilización como base de cálculo un 80% de los tanques Gun Barrel para la producción requerida en estos.
- Tamaño de partícula entre 500 - 700 micrones, de donde se estableció 600 micrones como caso crítico y para el cual se hacen todos los cálculos.
- Sensibilización de temperaturas para el caso de Apiay entre 160-145 °F y para el caso de Suria entre 140-130 °F, de donde para el caso de Apiay se estableció como caso crítico 145 °F y para Suria 130 °F.

2.2.4. Generación de alternativa a la problemática de la SOA

Luego de determinar los escenarios críticos en cada una de las estaciones y en vista de que el proyecto de T2 se encuentra en fase II se espera que entre en funcionamiento a mediados de 2014 para lo cual previamente se plantea una alternativa a los problemas operacionales que desde este año se vienen presentando con el tratamiento y deshidratación del crudo. Dicha propuesta es generada desde el departamento de ingeniería (PIA) y presentada al Superintendente quien a nivel de Gerencia toman la decisión de implementación de la misma.

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

En el presente capítulo se muestran los resultados del diagnóstico a las estaciones de recolección y tratamiento de la SOA.

3.1. Resultados de la Simulación de Procesos.

3.1.1. Simulaciones a condiciones actuales de proceso.

Las simulaciones de proceso de las estaciones tanto a condiciones actuales de operación como las condiciones futuras con la puesta en marcha del proyecto se llevaron a cabo mediante el simulador de procesos Aspen Hysys 7.1 tal y como se explicó en el capítulo anterior. Los modelos de simulación para condiciones actuales tanto para ERA como para ERS se consideran válidos, ya que los valores obtenidos con el simulador y los datos reales de producción (tomados de bases de datos como ADC o bases de datos de tiempos reales como Infoplus) de la Superintendencia arrojan un porcentaje de desviación inferior al 5%, el cual según la experiencia del departamento de Ingeniería de Apiay se considera aceptable. En la tabla 7 se presentan los resultados obtenidos con la simulación.

Tabla 7. Porcentajes de desviación de las simulaciones a ERA y ERS a condiciones actuales.

	Variables	Valor del Simulador	Valor real (Registros)	Porcentaje de desviación
ERA	Producción de crudo (BOPD)	13,550	13,413	1,01
	Producción de agua (BWPD)	62,360	64,768	3,9
	Producción de Gas (MMSCFD)	12.16	12.55	3,2
	API de despacho	19.77	20.4	3,2
ERS	Producción de crudo (BOPD)	6,921	6,792	1,9
	Producción de agua (BWPD)	45,740	43,917	4
	Producción de Gas (MMSCFD)	5.248	5.299	0,9
	API de despacho	25.44	25.3	0,5

3.1.2. Simulaciones contemplando la entrada del proyecto T2.

Se evaluaron dos escenarios de simulación para la estación Apiay y Suria teniendo en cuenta el contenido de agua en el crudo a la salida de los tanques FWKO.

Tabla 8. Casos de Simulación evaluados en ERA y ERS con la puesta en marcha del proyecto T2.

	Caso	Temp. [°F]	%BSW Salida FWKO	°API Nafta	%Dilución
ERA	1	145	20%	-	-
	2	145	40%	-	-
ERS	1	130	20%	70°	20%-30%
	2	130	40%	70°	20%-30%

A continuación se muestran los resultados para los escenarios descritos anteriormente en la Tabla 8.

Tabla 9. Volumen de gas retirado en los separadores generales.

	Caso	Presión [psig]	Temp. [°F]	Flujo de Gas Total [MMSCFD]	Flujo de Gas por Separador [MMSCFD]
ERA	1	35	144,8	12	3
	2	35	144,8	12	3
ERS	1	35	130	6	2
	2	35	130	6	2

Tabla 10. Volumen de gas retirado en las botas de gas.

	Caso	Presión [psig]	Temperatura [°F]		Flujo de Gas por Equipo [MMSCFD]		Flujo de Gas Total [MMSCFD]	
			FWKO	Gun Barrel	FWKO	Gun Barrel	FWKO	Gun Barrel
ERA	1	3	144,8	145,2	0.04936	0	0.09872	0
	2	3	144,8	145,1	0.04936	0	0.09872	0
ERS	1	3	130	130	0.2205	0	0.4410	0
	2	3	130	130	0.2205	0	0.4410	0

Tabla 11. Volumen de gas retirado en los tanques

	Caso	Presión [psig]	Temperatura [°F]		Flujo de Gas por Equipo [MMSCFD]		Flujo de Gas Total [MMSCFD]	
			FWKO	Gun Barrel	FWKO	Gun Barrel	FWKO	Gun Barrel
ERA	1	0,05	144,8	145,2	0.0061	0.00011	0.0122	0.00022
	2	0,05	144,8	145,1	0.0061	0.00009	0.0122	0.00018
ERS	1	0,05	130	130	0.04320	0.00130	0.08640	0.00260
	2	0,05	130	130	0.04320	0.00108	0.08640	0.00216

Tabla 12. Volumen de agua removida en tanques

	Caso	Flujo de Agua [SBWPD]		Flujo de Agua Total [SBWPD]
		FWKO	Gun Barrel	Estación
ERA	1	55,823	2,451	116,548
	2	51,652	6,622	116,548
ERS	1	57,264	2,662	119,853
	2	52,732	7,194	119,853

En el caso de la estación Suria la ingeniería básica considera dilución con nafta para facilitar el transporte y lograr la deshidratación del crudo en la estación. Se toma como referencia nafta de 70° API. En cuanto a los requerimientos de nafta se tendrá una relación en volumen de nafta / (nafta+crudo): 20%-30%. Por esta razón se hace necesario evaluar también la cantidad de gas que se evapora representado en la tabla 14.

Tabla 13. Cantidad de nafta que se evapora.

Caso	Nafta Evaporada [SBNPD]					Nafta Total Evap. Estación [SBNPD]
	Separadores Generales	Bota de Gas FWKO	Tanque FWKO	Bota de Gas Gun Barrel	Tanque Gun Barrel	
1	280.4	81	19	0	0,6	1,042
2	280.4	81	19	0	0,5	1,042

3.2. Resultados del diagnostico de capacidad de tratamiento a las estaciones de la SOA.

Se calcularon las diferentes capacidades de tratamiento mes a mes según el pronóstico del campo entre 2012 y mediados de 2023 utilizando un macro en Excel propiedad de Ecopetrol, con el fin de identificar los escenarios críticos de capacidad de deshidratación de cada estación. Para el caso de ERA se tendrá un déficit de tratamiento en la estación en el mes de febrero de 2013 y para el caso de ERS se encontró un déficit de tratamiento en el mes de agosto de 2013.

3.2.1. Propuesta de adecuación temprana de facilidades al proyecto de T2.

En vista de la problemática que se ve proyectada en la revisión de capacidades y partiendo de la premisa de que las facilidades nuevas contempladas en el proyecto de tratamiento de crudos pesados y extra-pesados T2 aún se encuentra en fase de desarrollo, por tal razón surge la necesidad de mitigar aquellos problemas cercanos, y se plantean ciertas modificaciones a equipos, previas a la entrega del proyecto de T2 (se estima que a mediados de 2014 se tienen en operación las nuevas facilidades).

Para la estación de Apiay se tiene contemplada una Intervención temprana con las siguientes premisas:

- Conversión TK 107 de 20 KBOPD (Wash Tank actualmente) a Gun Barrel con internos, dado que el aumento en el área de transferencia favorece la separación, partiendo del hecho que en la ingeniería básica del proyecto tiene previsto este mismo cambio.
- Rango de Gravedad API mínima $17 < \text{API} < 18$ que podría manejar la estación con el fin de asegurar un buen funcionamiento de los separadores.
- Rango de Temperatura mínima 145-155 °F, aunque es una variable que no se puede controlar se espera que este rango sea el más crítico.

En tanto para la estación Suria la propuesta temprana se basa en la premisa de que por su distancia con la Estación de Bombeo Apiay se hace prioridad el tema de calidad API de despacho para que las bombas que están en este momento en funcionamiento (bombas centrifugas) logren movilizar el crudo pesado. Por lo tanto se plantea:

- Gravedad API mínima a la entrada del Múltiple 17°API para asegurar teóricamente el correcto funcionamiento de los separadores.
- Gravedad API mínima de despacho 19°API , limitado por bombas de despacho, este valor según recomendación del departamento de mantenimiento de la SOA.

También se determinó que hay necesidad de diluir (Nafta 70°API) desde Julio de 2013 para alcanzar un valor mínimo de 19°API para el despacho. Y los requerimientos de la misma se determinaron mediante el macro de Excel los cuales se muestran en la tabla 15.

Tabla 14. Requerimientos de Nafta para la suplir las necesidades previas al proyecto T2

	% Dilución	BNPD
Jul-13	1%	149
Ago-13	5%	610
Sep-13	6%	830
Oct-13	6%	817
Nov-13	7%	901
Dic-13	7%	981
Ene-14	8%	1.142
Feb-14	9%	1.457
Mar-14	10%	1.713
Abr-14	10%	1.676
May-14	10%	1.818
Jun-14	12%	2.239

4. CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos en la simulación de proceso a la estación Suria teniendo en cuenta los cambios contemplados en el proyecto T2 confirman la necesidad de un Sistema de Recuperación de Vapores con el cual se logre controlar la evaporación de Nafta en los tanques y botas de Gas, previniendo posibles contingencias.

Efectuada la validación y veracidad de las simulaciones de proceso a condiciones actuales y partiendo de que se pueden emplear satisfactoriamente con un porcentaje de desviación por debajo del 5% son un aporte importante en la operación día a día en campo, con las que podría dar solución a problemas operaciones inmediatos.

Se requiere trabajar en un escenario temprano que incluya la adecuación del tanque 107 como un Gun Barrel de mayor capacidad (20,000 BOPD) asegurando también la necesidad de construcción del nuevo STAP para la estación ERA con lo que disminuye el riesgo de facilidades sin capacidad de tratamiento, partiendo de la premisa de un escenario crítico de 145°F como temperatura de operación y 600 µm de tamaño de gota como condición de diseño,

En cuanto a la estación Suria, considerando 130°F y 600 µm como condición de diseño, se esperan problemas en el tratamiento para garantizar crudo dentro de especificaciones de %BSW. Para lo cual se requiere trabajar en un escenario temprano que permita realizar dilución con nafta en clusters de T2 (Suria 19, Lead 21) y la construcción del STAP para poder viabilizar el proyecto de T2

5. RECOMENDACIONES

Realizar un estudio de capacidad de dilución de los subproductos existentes de Planta de Gas y Refinería de la SOA como lo son el Apiasol, la Bencina, y el condensado producido que logren remplazar la compra de Nafta para asegurar el tratamiento de crudo pesado.

Se requiere determinar empíricamente en campo cual es el escenario teórico que aplica para predecir el comportamiento futuro de las facilidades para el tratamiento de crudos pesados y hacer el respectivo ajuste al modelo utilizado, para mejorar las recomendaciones hechas desde el departamento de Ingeniería de Apiay.

Es necesario para la continuidad del proyecto, el desarrollo de las fases de ingeniería básica y de detalle, de los sistemas de tratamiento de aguas de producción (STAP's) tanto para la estación Suria como para la estación Apiay que garanticen cumplir con los parámetros de vertimientos aplicados a Ecopetrol S.A.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Características cuenca de los llanos orientales y descripción de bloques. Agencia Nacional de Hidrocarburos [ANH], 2008.
- [2] <http://infraestructura.org.co/presentaciones/inversionesecopetrolcci.pdf>
- [3] Arnold, K., Stewart, M., “Design of oil-handling systems and facilities Production Operations”, Surface production operations, Vol 1, 1999.
- [4] Manning, F. S, Thompson, R. E, “Oilfield Processing of Petroleum: Crude oil”, Vol 2, 1995.
- [5] Jahn, F., Cook, M., Graham, M., “Developments in Petroleum Science”, Volumen 55, Pag 265-310, 2008.
- [6] Arnold, K., Stewart, M., “Selection, Sizing and troubleshooting”, Emulsions and oil treating equipment, 2009.
- [7] Departamento de Producción, Superintendencia de Operaciones Apiay, Manual de Operaciones Estación de Recolección y Tratamiento Apiay, Versión 6, Apiay, 2007.
- [8] Departamento de Producción, Superintendencia de Operaciones Apiay, Manual de Operaciones Estación de Recolección y Tratamiento Suria, Versión 6, Apiay, 2007.
- [9] Memorando Básico de Diseño para el Desarrollo de Crudo T2 en Apiay – Suria, Ecopetrol - Tipiel S.A, 2012.
- [10] Manual del Usuario de Hysys ® Aspen.
- [11] Vicepresidencia de Suministro y Mercadeo, Gerencia de Planeación y Suministro, Manual de Medición estática de Hidrocarburos, Versión 1, 2007.

ANEXOS

Anexo A. Caracterización del crudo K1K2 de Apiay.

Propiedades	
Gravedad API @ 60 F	20.2
Viscosidad @ 104 F	75 cP
Viscosidad @ 140 F	31 cP
Viscosidad @ 176 F	16 cP
% BSW	86 % Vol
GOR @ Cond. Estándar (14.7 psia & 60°F)	1150 SCF/SBO

Curva de destilación Simulada ASTM-D 5307

Volúmen	%	Temperatura °C	Volúmen	%	Temperatura °C	Volúmen	%	Temperatura °C
IBP		56,8	31		326,8	62		471,8
1		83,6	32		330,8	63		477,4
2		103,2	33		335,4	64		483,4
3		124	34		340	65		489,7
4		138,4	35		344	66		496,2
5		151,5	36		349,2	67		502,3
6		165,1	37		354,3	68		508,6
7		175,5	38		358,3	69		515,3
8		188,3	39		363,6	70		522,3
9		198,7	40		368,5	71		529,3
10		209,8	41		372,7	72		536,3
11		217,7	42		377,5	73		543,3
12		226	43		381,5	74		551,3
13		231,8	44		386,5	75		559,3
14		237,9	45		391,2	76		567
15		245,7	46		395,6	77		574,1
16		250,9	47		400,7			
17		255,8	48		404,8			
18		262,7	49		409,9			
19		268,4	50		414			
20		272,8	51		419			
21		279,2	52		422,9			
22		285,4	53		427,8			
23		290	54		432			
24		295,5	55		436,7			
25		300,6	56		441			
26		303,9	57		446			
27		308,8	58		450,5			
28		313,5	59		455,8			
29		317,4	60		460,7			
30		322,1	61		466,1			

Gas asociado al crudo K1K2 de Apiay

Propiedades	
Peso molecular promedio	22.98 g/mol
Factor de compresibilidad	0.9960
Gravedad especifica	0.7968
Poder calorífico neto	18794 Btu/lb
GPM (100% Recuperación de C3)	32.376
GPM (80% Recuperación de C3)	32.060
Número de octano motor NBN	1.144.531 137.412
Composición (%Mol)	
CO2	38.608
N2	19.438
C1	720.350
C2	113.208
C3	57.385
IC4	13.702
NC4	18.968
IC5	0.9305
NC5	0.7675
C6+	0.1360

Anexo B. Caracterización del crudo T2 de Apiay.

Propiedades	
Gravedad API @ 60 F	14.7
Factor K (UOP)	11.43
Viscosidad @ 104 F	588.20 cSt
Viscosidad @ 122 F	294.7 cSt
% BSW	86 % Vol
GOR @ Cond. Estándar (14.7 psia & 60°F)	123 SCF/SBO

Curva de destilación Simulada ASTM-D 5307

% Volumen	Temperatura °C	% Volumen	Temperatura °C
P.I.E	54,8	42	406
2	102,8	44	416
4	140,8	46	425,7
6	171,4	48	435,2
8	198,8	50	445
10	220,5	52	455,2
12	237,1	54	465,9
14	252,8	56	477,1
16	267,1	58	489,1
18	280,4	60	501,3
20	293,5	62	513,4
22	304,2	64	526,5
24	314,8	66	539,4
26	324,9	68	552,7
28	334,8	70	565,6
30	344,5		
32	355,2		
34	365,6		
36	375,6		
38	385,6		
40	395,8		

Gas asociado al crudo T2 de Apiay

Componentes	% Mol	Componentes	% Mol
Nitrógeno	10.108	C7	0.4039
Dióxido de carbono	143.365	C8	0.1654
Metano	334.700	C9	0.0544
Etano	216.555	C10	0.0191
Propano	150.910	C11	0.0058
Iso-butano	38.166	C12	0.0010
N-Butano	56.617	C13	0.0010
Iso-pentano	18.718	Benceno	0.0119
N-Pentano	14.243	Tolueno	0.0137
C6	0.9857		

Anexo C. Caracterización del crudo K1K2 de Suria.

Propiedades	
Gravedad API	32.56
Viscosidad a 104°F	7 cP
Viscosidad a 140°F	4 cP
Viscosidad a 176°F	2 cP
Peso molecular promedio - VPO	536 g/mol
BSW	89%Vol
GOR @ Cond. Estándar (14.7 psia & 60°F)	940 SCF/STB

Gas asociado al crudo K1K2 de Suria

Propiedades	
Peso molecular promedio	24.07 g/mol
Factor de compresibilidad	0.9955
Gravedad específica	0.8348
Poder calorífico neto	19226 Btu/lb
GPM (100% Recuperación de C3)	4.3353
GPM (80% Recuperación de C3)	4.2965
Número de octano motor	113.4969
NBN	21.0493
Composición (%Mol)	
CO2	2.8708
N2	1.6458
C1	69.9657
C2	11.1473
C3	7.0630
IC4	2.0136
NC4	2.6290
IC5	1.4233
NC5	1.0821
C6+	0.1593

Curva de destilación Simulada ASTM-D 5307

% Volumen	Temperatura °C	% Volumen	Temperatura °C	% Volumen	Temperatura °C
IBP	-0,8	31	236	62	362,7
1	22,1	32	242,4	63	367,9
2	36,7	33	247,3	64	371,5
3	57,7	34	250,3	65	377,1
4	69,6	35	253,4	66	380,7
5	83,7	36	255,7	67	386,3
6	90,1	37	261,7	68	391
7	98,6	38	265,5	69	395,6
8	102,6	39	270,1	70	401,2
9	105,5	40	272,4	71	405,3
10	115,5	41	277,5	72	411,3
11	118,5	42	282	73	415,3
12	126,2	43	286,9	74	421,1
13	133,2	44	290,4	75	425,2
14	138,8	45	295,2	76	430,7
15	143,8	46	299,3	77	435,5
16	151	47	302,3	78	440,5
17	157,8	48	304,5	79	446,7
18	163,3	49	309	80	451,7
19	168,5	50	313,4	81	457,7
20	174,1	51	316,4	82	464,7
21	181	52	320,1	83	471,9
22	188,6	53	324,4	84	479,4
23	195,8	54	328,8	85	487,6
24	201,4	55	331,2	86	496,2
25	208,9	56	336,2	87	504,6
26	215,6	57	340,7	88	513,8
27	219,2	58	343,6	89	523,9
28	225,9	59	348,6	90	534,4
29	228,8	60	354,2	91	545,6
30	233,3	61	357,2	92	558,9

Anexo D. Caracterización del crudo T2 de Suria (Referencia crudo T2 de Castilla-Chichimene).

Propiedades	
Gravedad API	7– 9
Viscosidad a 86°F	390577 cP
Insolubles en nC7	15 %w
Carbón Conradson	18.57 %w
Azufre	3.4 %w
Níquel	121 ppm
Vanadio	526 ppm
Sodio	95 ppm
NN (mg KOH/g)	0.164
Ceras	2.1 %w
Punto de chispa	30-85°F
Punto de burbuja @ 186 °F	622 Psia
BSW	49%
GOR @ Cond. Estándar (14.7 psia & 60°F)	15 SCF/STB

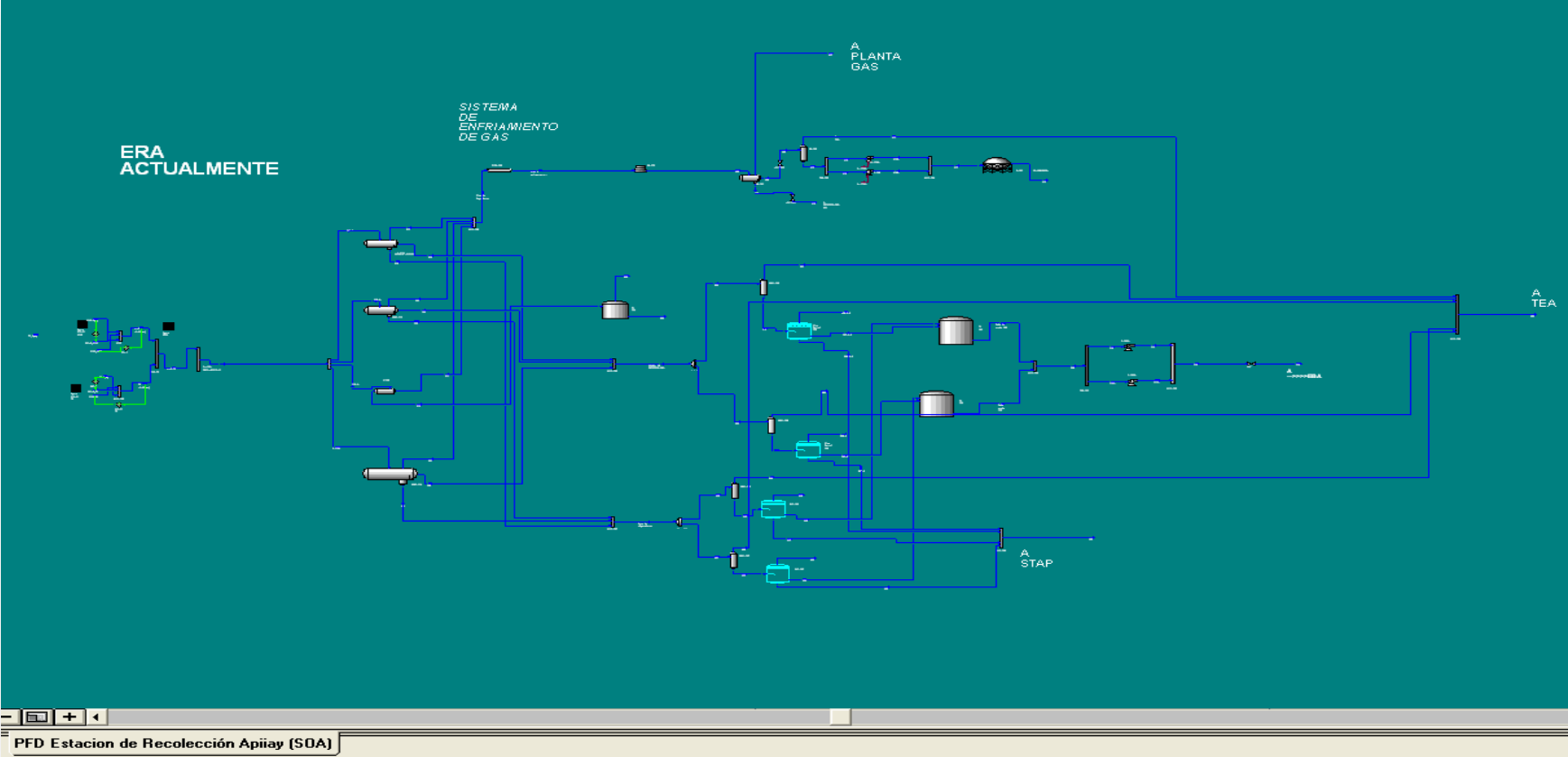
Gas asociado al crudo T2 de Suria

Componente	%Mol	Componente	%Mol	Componente	%Mol
Nitrógeno	0.022173	n-Hexano	0.00318	n-C15	0.000008
CO2	0.130273	n-Heptano	0.002053	n-C16	0.000004
Metano	0.750876	n-Octano	0.00066	n-C17	0.000002
Etano	0.044844	n-Nonano	0.000362	n-C18	0.000001
Propano	0.020172	n-Decano	0.000153	n-C19	0.000001
i-Butano	0.00607	n-C11	0.000074	n-C20	0
n-Butano	0.010618	n-C12	0.000048	Benceno	0.000195
i-Pentano	0.004367	n-C13	0.00003	Tolueno	0.000331
n-Pentano	0.003491	n-C14	0.000013		

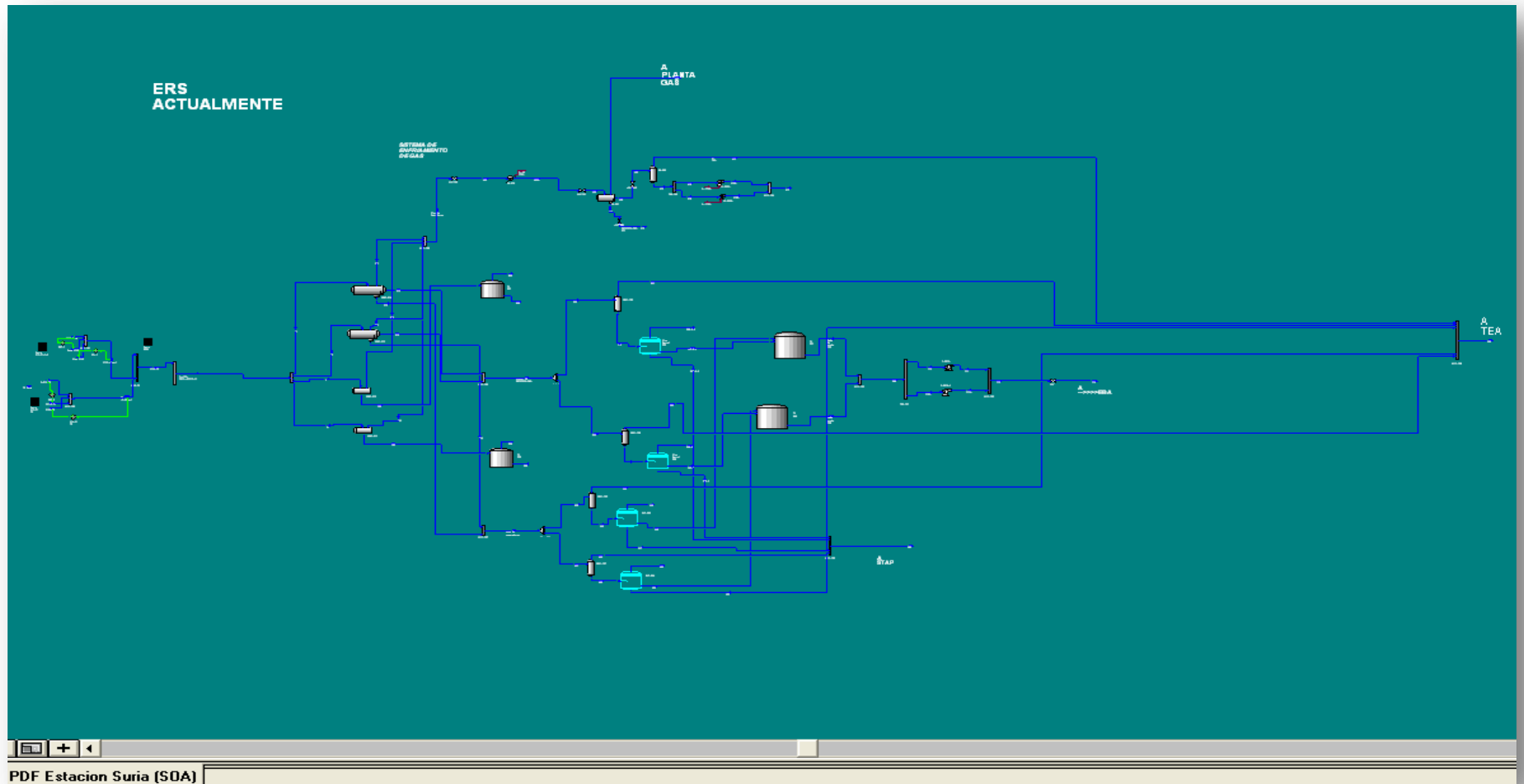
Curva de destilación simulada de crudo San Fernando – T2 Chichimene

%Volumen	Temperatura °F	%Volumen	Temperatura °F	%Volumen	Temperatura °F
0	236.1	16	680.9	32	846.5
1	326.1	17	692.4	33	856.0
2	419.7	18	703.6	34	865.4
3	464.2	19	714.7	35	875.3
4	496.6	20	725.7	36	885.2
5	521.1	21	736.5	37	895.3
6	541.9	22	747.5	38	905.9
7	560.5	23	758.3	39	916.5
8	576.5	24	769.1	40	927.0
9	591.1	25	779.5	41	936.7
10	604.9	26	789.6	42	946.2
11	618.4	27	799.5	43	956.3
12	631.4	28	809.1	44	966.4
13	644.7	29	818.6	45	976.1
14	657.1	30	828.0	46	985.6
15	669.2	31	837.3		

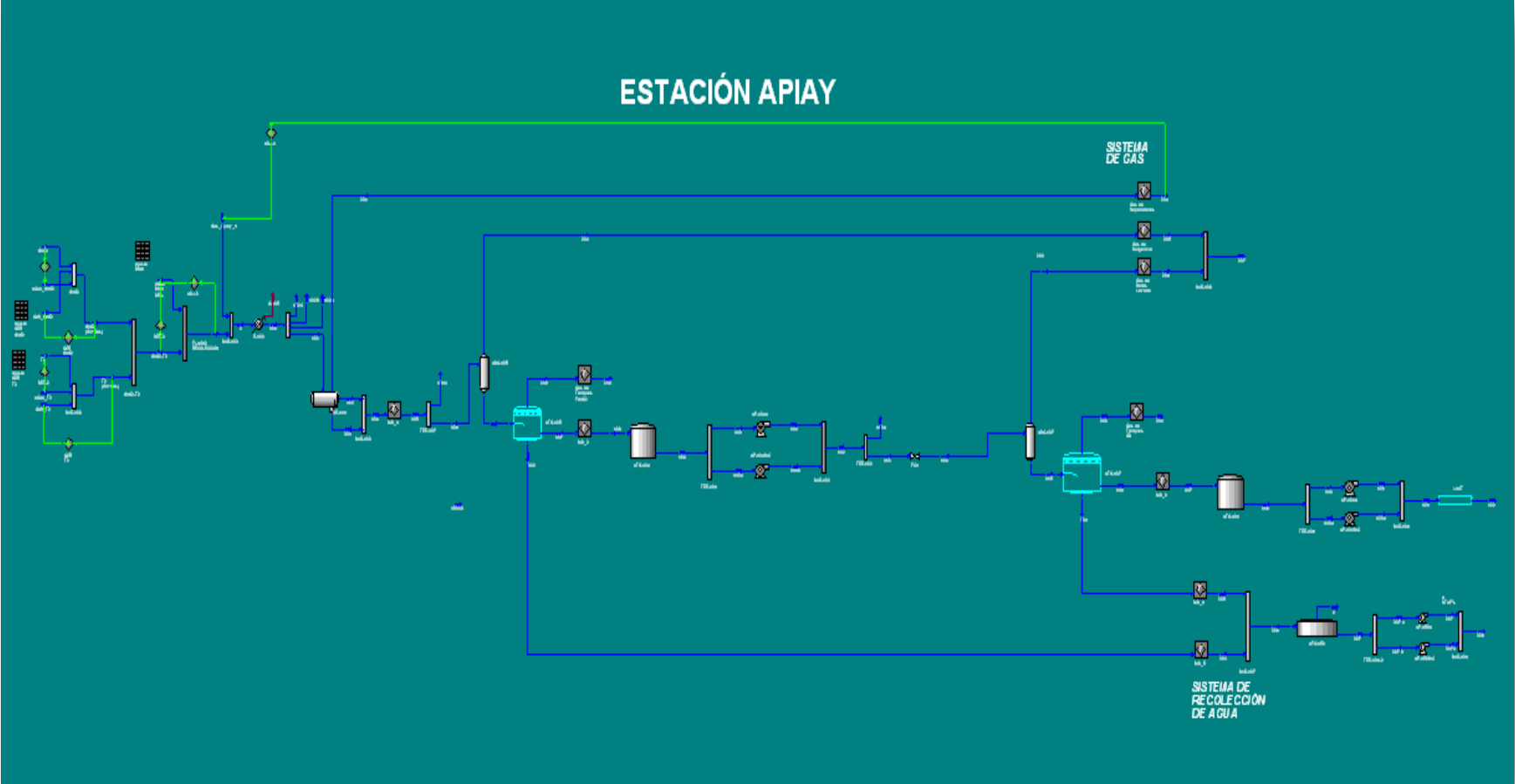
Anexo E. Esquema de Simulación de Proceso ERA a condiciones actuales.



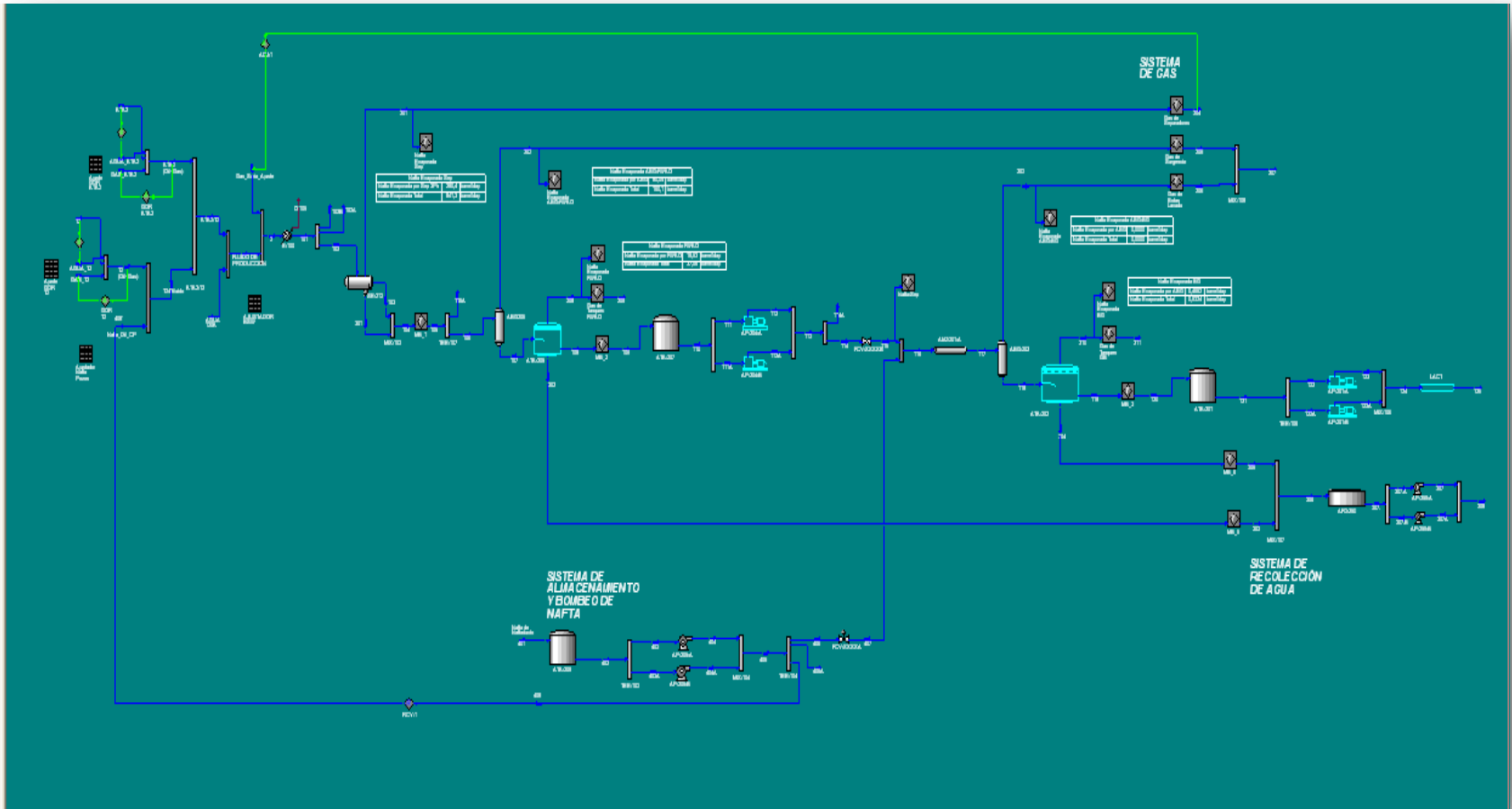
Anexo F. Esquema de Simulación de Proceso ERS a condiciones actuales.



Anexo G. Esquema de Simulación de Proceso ERA con la entrada del proyecto T2.



Anexo H. Esquema de Simulación de Proceso ERS con la entrada del proyecto T2.



Anexo I. Hoja de Calculo para la medición de capacidades de tratamiento (Stokes). (Hoja # 9 de 12)

	A	H	I	J	Q	R	S	T	U	V	W	X	AC	AD	AM	AO	CK	CL	CM
1	Apiay				Temp [°F]	% T2	% BSW _{Salida}	ϕ_{Tanque} [ft]	H _{Tanque} [ft]	Colchón de Crudo	*API _{Nafta}	%Dil _{Nafta}	Flujo de nafta [BNPD]	Flujo Total C+N [BPD]	CÁLCULO 3 (Con factor 1.3)	Flujo Total posible [BPD]	%Diluyente con encogimiento	*API CRUDO	*API MEZCLA
2	BOPD + R														t _{Residencia} [hr]				
3	Mes	K1-K2	T2	Total															
5	feb-12	13.481	2.767	16.248	145	17%	0,5%	35	30	60,0%	70	0,0%	0,0	16248	4,8	31154	0,000	19,106	19,106
6	mar-12	13.298	2.632	15.930	145	17%	0,5%	35	30	60,0%	70	0,0%	0,0	15930	4,7	31436	0,000	19,133	19,133
7	abr-12	12.720	2.501	15.221	145	16%	0,5%	35	30	60,0%	70	0,0%	0,0	15221	4,7	31485	0,000	19,138	19,138
8	may-12	12.295	2.377	14.672	145	16%	0,5%	35	30	60,0%	70	0,0%	0,0	14672	4,7	31612	0,000	19,150	19,150
9	jun-12	12.245	2.260	14.505	145	16%	0,5%	35	30	60,0%	70	0,0%	0,0	14505	4,6	31961	0,000	19,182	19,182
10	jul-12	12.477	2.309	14.786	145	16%	0,5%	35	30	60,0%	70	0,0%	0,0	14786	4,6	31942	0,000	19,180	19,180
11	ago-12	12.372	2.293	14.665	145	16%	0,5%	35	30	60,0%	70	0,0%	0,0	14665	4,6	31929	0,000	19,179	19,179
12	sep-12	12.638	2.883	15.522	145	19%	0,5%	35	30	60,0%	70	0,0%	0,0	15522	4,9	30313	0,000	19,026	19,026
13	oct-12	12.199	3.457	15.657	145	22%	0,5%	35	30	60,0%	70	0,0%	0,0	15657	5,2	28472	0,000	18,843	18,843
14	nov-12	11.696	4.000	15.696	145	25%	0,5%	35	30	60,0%	70	0,0%	0,0	15696	5,5	26773	0,000	18,667	18,667
15	dic-12	11.236	5.950	17.186	145	35%	0,5%	35	30	60,0%	70	0,0%	0,0	17186	6,5	22614	0,000	18,195	18,195
16	ene-13	10.799	7.816	18.616	145	42%	0,5%	35	30	60,0%	70	0,0%	0,0	18616	7,5	19657	0,000	17,816	17,816
17	feb-13	10.422	8.982	19.404	145	46%	0,5%	35	30	60,0%	70	0,0%	0,0	19404	8,2	18080	0,000	17,596	17,596
18	mar-13	10.080	10.117	20.197	145	50%	0,5%	35	30	60,0%	70	0,0%	0,0	20197	8,8	16775	0,000	17,402	17,402
19	abr-13	9.779	9.817	19.597	145	50%	0,5%	35	30	60,0%	70	0,0%	0,0	19597	8,8	16773	0,000	17,401	17,401
20	may-13	9.840	9.527	19.368	145	49%	0,5%	35	30	60,0%	70	0,0%	0,0	19368	8,7	17077	0,000	17,448	17,448
21	jun-13	9.553	10.626	20.178	145	53%	0,5%	35	30	60,0%	70	0,0%	0,0	20178	9,3	15938	0,000	17,271	17,271
22	jul-13	9.257	10.995	20.253	145	54%	0,5%	35	30	60,0%	70	0,0%	0,0	20253	9,6	15423	0,000	17,188	17,188
23	ago-13	8.968	12.055	21.023	145	57%	0,5%	35	30	60,0%	70	0,0%	0,0	21023	10,2	14498	0,000	17,033	17,033
24	sep-13	8.714	12.407	21.121	145	59%	0,5%	35	30	60,0%	70	0,0%	0,0	21121	10,5	14089	0,000	16,962	16,962
25	oct-13	8.820	12.748	21.568	145	59%	0,5%	35	30	60,0%	70	0,0%	0,0	21568	10,6	13984	0,000	16,944	16,944

Anexo J. Hoja de Cálculo para la medición de capacidades de tratamiento (Stokes). (Hoja # 3 de 12)

	A	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	AA	AB	AM	CG	CH	CJ	CK
1	Suria				AGUA PRODUCIDA			% BSW _{Solida}	ϕ_{Tanque} [ft]	H _{Tanque} [ft]	Colchón de Crudo	*API _{Nefta}	%Dil _{Nefta}	Flujo de nafta [BNPD]	Flujo Total C+N [BPD]		GE _{Crudo+Nefta}	*API CRUDO	%Diluyente con engocimien to	*API MEZCLA
2	BOPD + R			BOPD +												Flujo Total posible				
3	Mes	K1-K2	T2	RECURSOS	BWPD	Temp [°F]	%T2													
11	ago-12	6.331	1.991	8.321	14.911	130	24%	0,5%	40,0	30,0	60%	70,0	0%	0,0	8321	160241	0,899	25,87	0,0%	25,87
12	sep-12	6.483	2.614	9.098	19.789	130	29%	0,5%	40,0	30,0	60%	70,0	0%	0,0	9098	115211	0,907	24,59	0,0%	24,59
13	oct-12	6.347	2.529	8.876	24.311	130	28%	0,5%	40,0	30,0	60%	70,0	0%	0,0	8876	117232	0,906	24,65	0,0%	24,65
14	nov-12	6.918	3.226	10.145	29.576	130	32%	0,5%	40,0	30,0	60%	70,0	0%	0,0	10145	92260	0,911	23,78	0,0%	23,78
15	dic-12	6.646	3.125	9.771	34.051	130	32%	0,5%	40,0	30,0	60%	70,0	0%	0,0	9771	91067	0,912	23,74	0,0%	23,74
16	ene-13	5.279	3.944	9.223	39.378	130	43%	0,5%	40,0	30,0	60%	70,0	0%	0,0	9223	38168	0,928	20,97	0,0%	20,97
17	feb-13	5.081	4.520	9.601	44.078	130	47%	0,5%	40,0	30,0	60%	70,0	0%	0,0	9601	25789	0,935	19,89	0,0%	19,89
18	mar-13	5.301	5.081	10.382	49.395	130	49%	0,5%	40,0	30,0	60%	70,0	0%	0,0	10382	21592	0,938	19,43	0,0%	19,43
19	abr-13	5.511	4.924	10.435	54.171	130	47%	0,5%	40,0	30,0	60%	70,0	0%	0,0	10435	25528	0,935	19,86	0,0%	19,86
20	may-13	5.307	4.775	10.082	59.561	130	47%	0,5%	40,0	30,0	60%	70,0	0%	0,0	10082	25111	0,935	19,82	0,0%	19,82
21	jun-13	5.461	5.327	10.788	64.897	130	49%	0,5%	40,0	30,0	60%	70,0	0%	0,0	10788	20689	0,938	19,32	0,0%	19,32
22	jul-13	5.263	5.867	11.130	70.846	130	53%	0,5%	40,0	30,0	60%	70,0	0%	0,0	11130	14795	0,943	18,50	0,0%	18,50
23	ago-13	5.070	7.092	12.162	71.755	130	58%	0,5%	40,0	30,0	60%	70,0	0%	0,0	12162	8052	0,952	17,15	0,0%	17,15
24	sep-13	4.887	7.583	12.470	73.683	130	61%	0,5%	40,0	30,0	60%	70,0	0%	0,0	12470	6011	0,956	16,56	0,0%	16,56
25	oct-13	4.711	7.362	12.072	74.647	130	61%	0,5%	40,0	30,0	60%	70,0	0%	0,0	12072	5891	0,956	16,52	0,0%	16,52
26	nov-13	4.933	7.849	12.782	76.630	130	61%	0,5%	40,0	30,0	60%	70,0	0%	0,0	12782	5597	0,957	16,42	0,0%	16,42
27	dic-13	5.151	8.321	13.472	77.820	130	62%	0,5%	40,0	30,0	60%	70,0	0%	0,0	13472	5356	0,957	16,33	0,0%	16,33
28	ene-14	4.971	8.630	13.601	79.191	130	63%	0,5%	40,0	30,0	60%	70,0	0%	0,0	13601	4348	0,960	15,93	0,0%	15,93
29	feb-14	5.153	9.787	14.940	80.235	130	66%	0,5%	40,0	30,0	60%	70,0	0%	0,0	14940	3336	0,963	15,45	0,0%	15,45