

BALANCE DE MASA DE LOS CAMPOS DE LA GERENCIA LLANOS DE ECOPETROL

FREDY ALEXANDER HERRERA GONZALEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2004**

BALANCE DE MASA DE LOS CAMPOS DE LA GERENCIA LLANOS DE ECOPETROL

FREDY ALEXANDER HERRERA GONZALEZ

**Trabajo de grado para optar el título de
Ingeniero de Petróleos**

Tutores

NICOLAS SANTOS

Ingeniero de Petróleos

FREDY OMAR NIÑO FLOREZ

Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2004

Dedicado a:

A Dios, por darme la vida y ser mi guía, y por permite la ejecución de este importante logro profesional.

Mis padres, Héctor Joaquín y Hersilia quienes con su apoyo, cariño y afecto me impulsaron en pro de la culminación de este objetivo.

Mis hermanos Oscar y Marlyn Johanna, quienes se convirtieron en mi alegría y fuente de inspiración.

A mi novia Milena, quien siempre estuvo allí, apoyándome en los momentos difíciles.

A mis amigos Jorge Armando, Dayana, Silvia, Oscar Luis Fernando, Jorge Antonio que compartieron conmigo momentos agradables durante toda la vida universitaria.

AGRADECIMIENTOS

ECOPETROL-GERENCIA LLANOS, por darme la oportunidad de realizarme como persona y por su significativo aporte a mi formación como profesional.

A todos los ingenieros de la gerencia por brindarme sus enseñanzas.

A la coordinación de Servicios de la Escuela de Ingeniería de Petróleos, a cargo de los ingenieros Emiliano Ariza y Pedro Joya, quienes me brindaron toda su colaboración y enseñanzas.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCION	1
1. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS	2
1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA	2
1.2 RESEÑA HISTÓRICA DE LOS CAMPOS	4
1.2.1 Apiay, Suria y Reforma	4
1.2.2 Castilla y Chichimene	5
1.3 GEOLOGÍA	7
1.3.1 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	7
1.3.2 GEOLOGÍA ESTRATIGRÁFICA	8
1.3.3 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO	10
1.4 CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO	10
2. CONDICIONES ACTUALES DE OPERACIÓN DE LAS ESTACIONES DE RECOLECCIÓN DE SURIA, CASTILLA Y EBA	12
2.1 ESTACIÓN SURIA	12
2.1.1 Módulo de recolección	13
2.1.2 Módulo de separación	14
2.1.3 Módulo de tratamiento	16
2.1.4 Sistema de prueba de pozos	19
2.1.5 Módulo de tratamiento y vertimiento de agua	20
2.1.6 Módulo de almacenamiento y despacho	22
2.2 ESTACIÓN CASTILLA 1	23
2.2.1 Módulo de recolección	24

2.2.2	Módulo de tratamiento	25
2.2.3	Módulo de almacenamiento y despacho	27
2.3	ESTACIÓN CASTILLA 2	28
2.3.1	Módulo de Recolección	29
2.3.2	Modulo de Pre-tratamiento	31
2.3.3	Módulo de Calentamiento	33
2.3.4	Módulo de tratamiento	34
2.3.5	Sistema de prueba de pozos	37
2.3.6	Módulo de tratamiento de aguas y vertimiento	38
2.3.7	Módulo de almacenamiento y despacho	39
2.4	ESTACIÓN DE BOMBEO APIAY- EBA	40
2.4.1	Módulo de recibo de crudo	40
2.4.2	Módulo de filtración y medición	41
2.4.3	Módulo de Almacenamiento, transferencia y recirculación	42
2.4.4	Módulo de bombeo de refuerzo	42
2.4.5	Módulo de limpieza y medición para el despacho	43
2.4.6	Módulo de bombeo principal	43
3	METODOLOGIA	44
3.1	ANÁLISIS DE LOS FLUIDOS	47
3.1.1	Análisis de crudos	51
3.1.2	Análisis cromatográfico y propiedades del gas	53
3.2	DATOS DE PRODUCCION	55
3.2.1	Estación Suria	55
3.2.2	Estación Castilla	56
3.2.3	Estación de bombeo EBA	57
3.3	CORRELACIONES DE POZOS	57

3.3.1	Caracterización de crudos	58
3.3.2	Cromatografía de Gases	59
4	SIMULACIÓN DE PROCESOS EN HYSYS	60
4.1	SIGNIFICADO DE LA SIMULACION	60
4.2	MODELAMIENTO EN ESTADO ESTACIONARIO	60
4.3	PARTES DE LA SIMULACION	62
4.3.1	El “simulation basis manager”	62
4.3.2	El Ambiente “Main Flow sheet / Sub-Flow - Column Sub-Flow sheet	64
4.3.3	Ambientes relacionados	66
4.4	CARACTERIZACION DE CRUDOS	68
4.4.1	Paso uno. Caracterizar el crudo	69
4.4.2	Paso dos. Generar pseudo componentes	69
4.4.3	Paso tres. Instalar el crudo	70
4.4.4	Propiedades de usuario	70
4.4.5	Correlaciones	70
5	CONSIDERACIONES	71
6	RESULTADOS	73
6.1	ESTACIÓN SURIA	73
6.1.1	Sistema de enfriamiento de Crudo	74
6.1.2	Sistema de enfriamiento de Gas	75
6.1.3	Sistemas auxiliares	77
6.2	ESTACIÓN CASTILLA	77
6.3	ESTACIÓN DE BOMBEO APIAY	79
7	CONCLUSIONES	80
8.	RECOMENDACIONES	83
9.	REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	84

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización geográfica de los campos	3
Figura 2. Esquema del corte de la cuenca de los llanos orientales	7
Figura 3. Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales	9
Figura 4. Esquema general del tratamiento de la estación Suria	12
Figura 5. Vista posterior del manifold de entrada en la estación Suria	13
Figura 6. Separador Trifásico	15
Figura 7. Sistema de enfriamiento de gas en la estación de Suria	16
Figura 8. Sistema de enfriamiento de crudo en la estación de Suria	17
Figura 9. Tanque de tratamiento de crudo, Gun barrel	18
Figura 10. Tanque de tratamiento de agua, Wash Tank	19
Figura 11. Tanques de almacenamiento	22
Figura 12. Manifold de entrada de la estación de Castilla 1	23
Figura 13. Tanques de Surgencia en la estación de Castilla 1	25
Figura 14. Tanques de lavado en la estación de Castilla 1	26
Figura 15. Tanque de almacenamiento en la estación de Castilla 1	27
Figura 16. Esquema general de la estación de Castilla 2	30
Figura 17. Manifold de entrada en la estación de Castilla 2	31
Figura 18. Calentadores	34
Figura 19. Tanques de lavado en el módulo A, Castilla 2	35
Figura 20. Tanques de lavado en el módulo B, Castilla 2	36
Figura 21. Tanque de Prueba de pozos	37

Figura 22. Tanques de almacenamiento, Castilla 2	39
Figura 23. Diagrama general de entrega de fluidos tratados en la Gerencia Llanos de ECOPETROL	46
Figura 24. Destilación simulada de los pozos del área de Suria	51
Figura 25. Destilación simulada de los pozos de Castilla y Chichimene	52
Figura 26. Relación entre los diferentes ambientes de simulación	67
Figura 27. Caracterización de crudos	69
Figura 28. Diagrama de flujo para seleccionar un modelo termodinámico	72
Figura 29. Esquema general de la estación Suria	73
Figura 30. Esquema general de la estación de Castilla 1	78
Figura 31. Esquema general de la estación de Castilla 2	78
Figura 32. Esquema general de la Estación de Bombeo Apiay-EBA	80

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Propiedades del crudo en K-2 y K-1	11
Tabla 2. Especificaciones generales de los separadores	15
Tabla 3. Pruebas de producción por pozo en la Estación de Castilla 1	24
Tabla 4. Especificaciones de los tanques de Surgencia, Módulo A	32
Tabla 5. Especificaciones de los tanques de Surgencia módulo B	33
Tabla 6. Especificaciones de los tanques de lavado, módulo A	35
Tabla 7. Especificaciones de los tanques de lavado, módulo B	37
Tabla 8. Especificaciones del tanque de prueba 201B	38
Tabla 9. Especificaciones de los tanques de almacenamiento	41
Tabla 10. Líneas de llegada de crudo	43
Tabla 11. Parámetros y métodos de análisis de las muestras de crudo	47
Tabla 12. Parámetros y métodos de análisis de las muestras de gas	50
Tabla 23. Condiciones del muestreo de gas	50
Tabla 14. Análisis de crudos	51
Tabla 15. Análisis de crudos del área de Castilla y Chichimene	52
Tabla 16. Resumen destilación simulada pozos Cast N1 y Chich 17	52
Tabla 17. Análisis cromatográfico y propiedades del gas en Suria	53
Tabla 18. Análisis cromatográfico y propiedades del gas en Suria	53
Tabla 19. Análisis cromatográfico y propiedades del gas en Suria	54
Tabla 20. Datos de producción de los pozos que llegan a la Estación de Suria	55
Tabla 21. Datos de producción de los pozos que llegan a la Estación de Castilla	56
Tabla 22. Datos de producción de los pozos que llegan a la Estación de Bombeo Apiay	57
Tabla 23. Datos de análisis de crudos correlacionados en la estación de Suria	58

Tabla 24. Datos de análisis de crudos correlacionados en la estación de Castilla	58
Tabla 25. Datos de análisis cromatográficos y propiedades en la Estación de Suria	59
Tabla 26. Pérdidas en la estación de Suria, simuladas en Hysys	73
Tabla 27. Cargas en el SEC, estación Suria, simuladas en Hysys	74
Tabla 28. Cargas en el E-171A, estación Suria, @ 130.1°F	74
Tabla 29. Cargas en el E-171B, estación Suria, simuladas en Hysys @ 130.5°F	75
Tabla 30. Cargas en el SEG, estación Suria, simuladas en Hysys	75
Tabla 31. Cargas en el SEG, estación Suria, @ 89.6°F	76
Tabla 32. Cargas duplicadas en el SEG, estación Suria	77
Tabla 33. Disminuciones volumétricas de los fluidos en EBA, simulada en HYSYS	80

RESUMEN

TITULO: Balance de Masa de los campos de la Gerencia Llanos de ECOPETROL, Campos Suria, Campo Castilla y Estación de Bombeo Apiay-EBA.¹

AUTOR: Fredy Alexander Herrera González.²

PALABRAS CLAVES: Balance de masa, Estaciones, Producción, Facilidades de Superficie, Hysys.

DESCRIPCIÓN:

Las estaciones de la Gerencia Llanos de ECOPETROL, tratan los fluidos de los campos de Apiay, Suria, Reforma-Libertad, Castilla y Chichimene. En cada estación los fluidos son enviados a las diferentes fases de bombeo. En el caso del agua, esta se vierte a los ríos cercanos a las estaciones de tratamiento, manteniendo las condiciones ambientales requeridas por el Ministerio del Medio Ambiente. El crudo tratado se envía hacia la Estación de Bombeo Apiay que recolecta y despacha el crudo de todos los campos de la Gerencia hacia la Estación de El Porvenir. El gas tratado en cada estación es enviado hacia la Planta de Gas Apiay, la cual procesa el gas para la obtención de los condensados. De acuerdo al tratamiento realizado en las estaciones y a la política de Control de pérdidas de ECOPETROL, se vió la necesidad de cualificar y cuantificar las pérdidas ocurridas en el proceso de tratamiento de cada estación de la Gerencia Llanos de ECOPETROL.

La manera como se realizaría la estimación de pérdidas, fue realizando un balance de masa utilizando el software de simulación de procesos HYSYS, debido a que el balance realizado hoy en día era de tipo volumétrico. Durante el desarrollo de la simulación en el software HYSYS hubo la necesidad de caracterizar los parámetros termodinámicos de los fluidos y simular los distintos fenómenos presentados en el tratamiento.

En este informe se presentan las consideraciones, metodología, esquemas de simulación generados en HYSYS y el balance global de la producción de las estaciones de la Gerencia Llanos simulados para las condiciones actuales de operación.

¹Tesis de grado.

² Facultad de Ingenierías Físico-químicas. Ingeniería de Petróleos. Tutores: Fredy Omar Niño Flórez (ECOPETROL-Gerencia Llanos), Nicolás Santos (UIS).

ABSTRACT

TITLE: Mass Balance of the ECOPETROL Gerencia Llanos Fields, Suria Field, Castilla Field and Apiay Pumping Station. ECOPETROL-Gerencia Llanos³

AUTHOR: Fredy Alexánder Herrera González⁴

KEYWORDS: Mass Balance, Stations, Production, Surface facilities, HYSYS.

DESCRIPTION:

The ECOPETROL Gerencia Llanos Surface facilities make a treatment of fluids, gas, crude oil and water formation, from fields like Apiay, Suria, Reforma, Castilla and Chichimene. In each Treating plant, the fluids are sent out to the different pumping phases, taking into account the legal conditions imposed by the environmental government. In the case of crude oil, it is sent out toward the Apiay Pumping Station; There the fluid is collected and sent off to the El Porvenir Station. The gas is sent out to the Apiay Treatment Plant, which processes the fluid to recover the heavy phase called condensed liquid, while the water is shed to the nearest rivers.

Taking into account the treatment performed in each station and the lost control policy, the company took the decision to be held a project which could quantify and qualify the lost happened in the treatment process.

The way as the project could get results, was carrying out a mass balance using a process simulation software called HYSYS, because of nowadays, ECOPETROL is performing a volumetric balance getting a lot of lost of production.

During the development of this simulation, it had the need to characterize the thermodynamical patterns of fluids and simulates the different processes happened in the treatment. In this report, I present the considerations, methodology, simulation charts took by HYSYS and the total balance simulated under the current conditions of operation.

³Thesis of grade.

⁴ School of Physical – Chemical Engineering. Petroleum Engineering. Tutors: Fredy Omár Niño Flórez (ECOPETROL-Gerencia Llanos), Nicolás Santos (UIS).

INTRODUCCIÓN

En el proceso de tratamiento de crudo, gas y agua en los campos de la GLL, se requiere crear la mejor configuración de manejo de los fluidos, dadas las diferentes características de las corrientes, facilitando el procesamiento del mismo.

Con el fin de realizar predicciones del comportamiento futuro de las facilidades con nuevos pozos o redistribuciones es necesaria una simulación detallada de las condiciones de los fluidos y facilidades de operación.

Durante el desarrollo de la simulación de la estaciones de Suria, Castilla y La Estación de Bombeo (EBA) se empleó el software HYSYS como herramienta para caracterizar los parámetros termodinámicos de los fluidos y simular los distintos fenómenos presentados en el tratamiento de los fluidos.

En este informe se presentan las consideraciones, metodología, esquemas de simulación generados en HYSYS y el balance global de la producción de las estaciones de la Gerencia Llanos simulados para las condiciones actuales de operación.

1. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS

1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

En el departamento del Meta la Gerencia Llanos de la Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL S.A. opera los campos de la sub-cuenca Apiay-Ariari, localizados a cien kilómetros al Sur Este de Bogotá *Figura 1*. La sub-cuenca Apiay-Ariari está limitada al oeste con el Piedemonte Llanero y con el sistema de fallas Upia - Guaicáramo, al norte con el Paleoalto de Cumaral y con la Serranía de la Macarena al sur; definiendo un área aproximada de 30.000 Km².

La producción generada por sus pozos activos se concentra en el Complejo Industrial Apiay, conformado por tres estaciones de recolección (Estación Reforma-Libertad, Estación Apiay, Estación Suria), una Estación de Bombeo (EBA), una planta de gas y una refinería de asfalto, ACPM, gasóleo y bencina; y tres estaciones de recolección adicionales (Estación Castilla 1, Estación Castilla 2, Estación Chichimene) ubicadas al sur oeste del campo.

Actualmente se produce principalmente de las unidades cretáceas K-2 y K-1 y también se han probado las unidades terciarias T-2 y T-1.

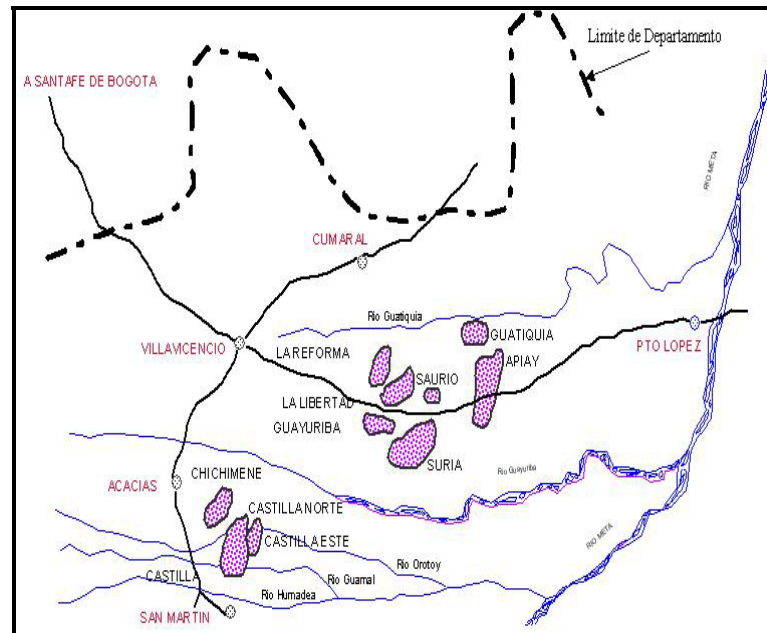
El campo petrolero de Chichimene, está ubicado entre las siguientes coordenadas: (1.043.000 E, 926.000N) y (1.045.500 E, 929.000N) con una extensión superficial de 750 Hectáreas y con un área de yacimiento de 374 Hectáreas. Está localizado a 12 Km al sureste del municipio de Acacías en el departamento del Meta.

Las estaciones de Castilla 1 y 2 se encuentran localizadas a 4 y 5 Km. al sureste del municipio de Castilla La Nueva en el departamento del Meta.

Se ubica en la llanura oriental (zona adyacente al piedemonte de la cordillera oriental que comprende los territorios que van desde los ríos Guaviare y Ariari hasta

las faldas de la estribaciones de la Cordillera Oriental), siendo en esta zona donde se ubica la parte alta de Castilla la Nueva.

Figura 1. Localización geográfica de los campos



Fuente: Presentación General Gerencia Llanos, Enero 1998

1.2 RESEÑA HISTÓRICA DE LOS CAMPOS⁵

Entre 1944 y 1977 varias compañías petroleras entre las que se cuentan Shell, Intercol, Texaco, Chevron, Continental y Phillips, iniciaron la gestión exploratoria en la zona, incluyendo sísmica y perforación de pozos. La mayoría de las cuales con resultados negativos, habiendo sido Chevron la única que obtuvo descubrimientos de exploración comercial aceptable en los campos de Castilla y Chichimene en 1969.

Actualmente la Gerencia se encuentra a cargo de cinco campos; Apiay, Suria, Reforma-Libertad, Castilla y Chichimene.

1.2.1 CAMPOS DE APIAY, SURIA, REFORMA – LA LIBERTAD

En 1982 ECOPETROL hizo el descubrimiento del campo de Apiay con resultados positivos.

Entre 1981 y 1988 se perforaron 47 pozos en desarrollo pertenecientes a los campos Apiay, Apiay Este, Guatiquía, Suria, Suria Sur, Pompeya, Austral, Guayuriba, Tanané, Libertad, Libertad Norte y Reforma.

En el período 1981 - 1993 se construyeron las facilidades de producción, así como la estación de bombeo Apiay y las plantas de gas y asfalto.

Entre 1981 - 1989 el crudo producido en el área se transportó por carro-tanques, llegándose a manejar un volumen de 16.000 bls por día.

A partir del 8 de agosto de 1989 se inició el bombeo por el oleoducto central de los llanos.

⁵ CARRILLO, Rafael. SANDOVAL, Arturo. Estudio y Análisis del tratamiento de los crudos pesados del Campo Castilla.

Durante los años 1993 y 1994 se desarrolló un programa de sísmica 3D (125 km²).

En 1995 se inició el proyecto “Desarrollo Adicional área Apiay-Ariari”, para un recobro adicional de 36 Mbls.

1.2.2 CASTILLA y CHICHIMENE

Los primeros trabajos de exploración de Chevron en los Llanos orientales se realizaron en 1922 cuando se levantaron mapas de superficie a lo largo del Piedemonte. Entre los años 1930 y 1940 se hicieron estudios sísmicos, mapas de superficie, fotogeología y gravimetría; sin embargo solo hasta los años de 1950 y 1960 se interesó en obtener una concesión en el oeste de la parte central de los llanos.

Hacia los años de 1946-1948, en el departamento del Meta, la empresa Shell Oil Company realiza las Primeras exploraciones y perforó los pozos de San Martín 2 - 5 – 6 y Chafurray 1, encontrando crudos pesados de una densidad aproximada de 13.5° API.

Hacia 1966, la compañía CHEVRON PETROLEUM COMPANY propuso a ECOPETROL la adjudicación de la concesión Cubarral y durante el periodo de 1967 y 1968 llevó a cabo diversos estudios de geología y sismografía.

Los primeros pozos, Castilla y el Chichimene 1, fueron perforados en 1969 en lo que se conoció como Concesión Cubarral (1820). Estos pozos resultaron descubridores de los campos de Castilla y Chichimene respectivamente, en los cuales se encontró petróleo de baja gravedad (11 - 16 ° API).

En 1973 se firmó el contrato de asociación Cubarral entre Chevron y ECOPETROL para la explotación de la misma área de la concesión (1820), en el segundo semestre de ese año se perforaron los pozos Yali y Humadea 1, los cuales mostraron manchas de crudo pesado, pero las pruebas de formación y evaluaciones

de los registros indicaron que los pozos serían productores de agua y por lo tanto fueron taponados.

En 1974 Chevron y ECOPETROL realizaron un estudio de reservas y una evaluación económica del bloque Cubarral y, teniendo en cuenta los precios de los crudos en ese momento y las posibles reservas se recomendaron las perforaciones de tres pozos para delimitar el campo Castilla. Dentro de este plan en 1975 se perforó el pozo Castilla 2 alcanzando una profundidad de 7630 pies, el cual mostró un intervalo productor de 267 pies en el Guadalupe macizo (Cretácico Superior) capaz de producir crudo de 14° API, adicionalmente otras arenas como el Guadalupe superior mostraron crudo de 15.5 ° API.

Durante 1979 se perforaron los pozos Castilla 3, 4 y 5; los cuales resultaron productores en la formación Guadalupe macizos. En 1982 para satisfacer la demanda de crudo en el mercado y además para permitir el cierre de algunos pozos seleccionados con el objeto de hacer estudios sobre el influjo natural de agua que en ese momento restringía seriamente la producción, se perforaron los pozos Castilla 6, 7, 8, 9 y 10, de los cuales el Castilla 6 fue abandonado por problemas mecánicos y los restantes resultaron productores.

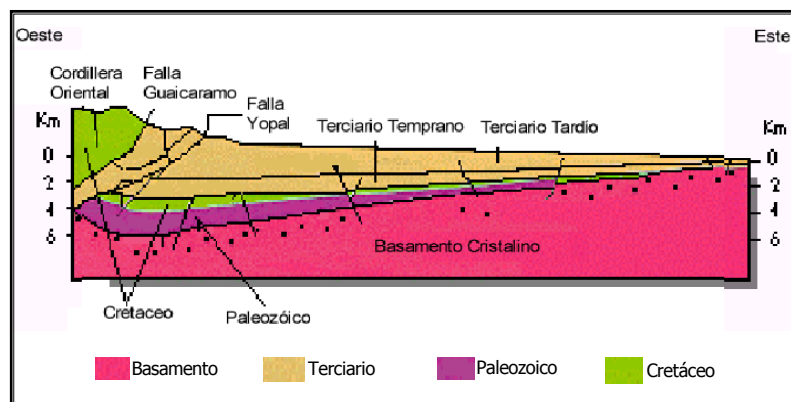
Actualmente el campo Chichimene presenta 14 pozos activos, previendo la perforación en el 2003 del pozo Chichimene 12; y el campo Castilla presenta 32 pozos activos, perforándose en el 2003 los pozos de Castilla 30 y el Castilla 31.

1.3 GEOLOGÍA

1.3.1 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

En el área Apiay - Ariari se presentan estructuras semidómicas, dómicas y anticlinales respectivamente, asociadas a un fallamiento inverso y normal, *Figura 2*.

Figura 2. Esquema del corte transversal de la Cuenca de los Llanos Orientales



Fuente: ECOPELROL Gerencia Llanos. Evaluación Regional del Meta. 2000

En el límite oriental del área se ha interpretado un tren de fallas inversas, la falla de Apiay de dirección Noreste, inclinada al Oeste y con salto de 50 a 100 m. El límite Occidental está determinado por la falla inversa de la Libertad, de rumbo Norte - Sur y plano inclinado al Oriente. Entre estos dos sistemas de fallas, se desarrolla un complejo estructural de fallas normales e inversas que controlan la formación de estructuras anticlinales y domos. La presencia de las fallas inversas es de suma importancia ya que ellas permiten la acumulación de hidrocarburos actuando como trampas estructurales.

1.3.2 GEOLOGÍA ESTRATIGRÁFICA

Las formaciones de interés petrolífero que se encuentran en el área Apiay-Ariari⁶ son Une, Chipaque, Mirador y Carbonera a la que pertenecen las unidades operacionales K-2, K-1, T-2 y T-1 respectivamente, *Figura 3*.

- **Basamento Económico Precretáceo**

Consiste en metasedimentos y phyllitas de edad paleozoica (Cambro-Ordovícico), sólo ha sido alcanzado por los pozos Quenane-1, Suria-1, Apiay-4 y Apiay Este-1. El pozo Quenane-1 fue el único que penetró 200 pies de metasedimentos y alcanzó el basamento cristalino.

- **Formación Une**

Corresponde a la unidad operacional K-2. Es una arenisca masiva de 720 pies de espesor limitada por el K-1 y el basamento económico. Tiene una edad Cenomaniano – Albiano (50 a 60 millones años). Fue depositada en ambientes de ríos trezados, deltáicos.

- **Formación Chipaque**

Se encuentra suprayaciendo la unidad K-2 y corresponde a la unidad K-1. Está constituida por shales interestratificados con areniscas depositadas en un ambiente deltáico que alcanzan un espesor y permeabilidad promedio de 700 pies y 200 md respectivamente. Su edad es Santoniano - Maestrichtiano (45-50 millones años)

- **Formación Mirador**

En el área sólo se encuentra su parte superior, la que corresponde a la unidad operacional T-2 (que produce crudos pesados). Es una arenisca cuarzosa con intercalaciones de lutita y limolita depositada por canales cruzados con influencia marina, su edad es Eoceno Superior y alcanza un espesor promedio de 150 pies.

- **Formación Carbonera**

⁶ ECOPETROL – I.C.P. Evaluación regional del Meta. Bucaramanga, 1999. 20 p.

El shale E4 marca la separación entre las areniscas del T-2 y las del T-1, es producto del depósito en ambiente marino somero.

La arenisca T-1 posee intercalaciones de lodolitas y limolitas grises a verdes, alcanzando un espesor de 250 pies. Fue depositada en un sistema fluvial de baja energía; su edad es Oligoceno (40 a 42 millones años).

- **Areniscas de Carbonera**

Representan la unidad superior de la formación carbonera, está conformada por una serie de capas de areniscas separadas por capas de arcillolitas. Fueron depositadas en un ambiente fluvial de baja energía.

Figura 3. Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales

Period	Epoch	Formation	Thickness (FT)	Lithology	Source and Reservoir	Seal Rock	Producing Fields
TERTIARY	Quaternary						
	Pliocene	Cometa					
		Necesidad					
	Miocene	Guayabo	400 to 1500				
		León	300 to 500			○	
	Oligocene	C1	400 to 2300				
		C2					
		C3					
		C4					
		C5			●		Corocora, Palmirito
		C6					
		C7			●		Remache Sur, Trinidad, Rubiales
		C8			●		
	Eocene	Mirador	100 to 250		☼	○	Aplav, Suria, La Yuca, Caño Limón
		Los Cuervos	50 to 100		☼		
		Barco	100 to 350		☼	●	Cusiana
		Guadalupe	130 to 350		☼	●	Cusiana, Castilla, Cravo Sur
CRETACEOUS	Upper Paleocene	Gachetá	200 to 400		☼	○	
	Lower	One	800		☼	●	Morichal, Cravo Sur
		Paleozoic	0 to 20000		☼		

Fuente: ECOPETROL Gerencia Llanos. Evaluación Regional del Meta. 2000

1.3.3 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO

Las rocas sello para los yacimientos K-2 y K-1 son las capas de arcillolitas y lutitas intercaladas en la unidad K-1, además de los cambios laterales de facies. Para las unidades T-2 y T-1 son las lutitas E-4 y E-3 respectivamente. En la evaluación geoquímica de los Llanos Orientales, realizada por el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), se identificó roca fuente potencial para las secuencias Cretácico y Terciario. Además se diferenciaron cinco familias de crudos: A, B, C, D y E; siendo la familia A, localizada en el sector Norte de la cuenca de los Llanos, de origen marino con ligera influencia terrestre; la familia B, distribuida en el área central, originada de materia orgánica terrestre; las familias C y D, distribuidas en el sector central y sur de la cuenca, provenientes de materia orgánica marina con mediana influencia terrestre y la familia E, localizada en el sector sur de la cuenca, provienen de materia orgánica marina con ligera influencia terrestre, estando la roca madre posiblemente ubicada en el área de la Cordillera Oriental.

La fuente de energía de la unidad K-2 corresponde a empuje de agua, presentando un acuífero activo con un espesor original promedio de 400 pies que ha evitado que la presión disminuya significativamente (100 lppc desde el inicio de su producción); la energía de la unidad K-1 proviene de un mecanismo combinado de gas en solución y empuje parcial de agua. La caída de presión ha sido aproximadamente 600 lppc, asociada a una corta historia de producción y a un drenaje parcial, lo que indica que el yacimiento no cuenta con un soporte fuerte de energía.

1.4 CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO

Para los Campos de Apiay, Suria y Reforma, la gravedad API del crudo oscila entre 18 y 33 °API para la formación K2. Es importante anotar que la unidad K-1

almacena fluidos de diferentes características (25 °API a 49 °API). De esta forma, cada unidad podría responder a presiones de saturación diferentes.⁷

La Tabla 1 muestra los resultados del estudio de las propiedades termodinámicas del fluido (P. V. T.).

Tabla 1. Propiedades del crudo en K-2 y K-1

PROPIEDAD		K-2	K-1
Presión Original del Yacimiento (Py)	[Psia]	4500	4400-S
Temperatura del Yacimiento	[°F]	242	235
Presión de Burbuja (Pb)	[Psia]	1398	2501
Relación Gas – Aceite en	[PCN/B]	271.83	937.5
Factor Volumétrico del	[BY/BF]	1.09	1.32
Densidad del aceite a Pb y	[G/cm ³]	0.6592	0.683
Viscosidad a Py	[CP]	2.6	0.973
Gravedad API @ 60 °F	[°API]	32.6 Suria	32.77

Fuente: ECOPETROL – ICP

El crudo de Castilla es un asfalto líquido natural que contiene 83% de cemento asfáltico y 17% de solventes de diferente volatilidad. Esta composición hace que a temperaturas inferiores a 60°C (140°F) sea altamente viscoso, por lo cual es conveniente calentarlo entre 70°C (158°F) y 80°C (176°F) para su aplicación en el mezclado con los agregados.

El punto de llama del crudo de Castilla es de 61°C (142°F) y el punto de combustión es de 91°C (196°F). El asfalto residual del crudo de Castilla contiene 23.4% de asfáltenos y 76.6% de maltenos, cantidades que lo hacen apto para su uso en

⁷ AMAYA Carlos; MUÑOZ María; ROJAS Nelson, CALIZ Aldo. Potencialidad del yacimiento k-1 en los campos Apiay, Suria y Libertad Cuenca Llanos Gya - Gerencia Llanos, Santa fe de Bogotá febrero 1998.

pavimentación; con estas características el crudo Castilla es un asfalto líquido natural.

El Crudo de Chichimene que tiene una gravedad de 19.8 °API y es almacenado con un BS&W que se mantiene entre 0.12 % y 0.16 %.

2. CONDICIONES ACTUALES DE OPERACIÓN DE LAS ESTACIONES DE SURIA, CASTILLA 1 Y 2 Y ESTACIÓN DE BOMBEO APIAY-EBA

2.1 ESTACIÓN SURIA

Figura 4. Esquema General de tratamiento de la estación Suria

8 AMAYA Carlos; MUÑOZ María; ROJAS Nelson, CALIZ Aldo. Potencialidad del yacimiento k-1 en los campos Apiay, Suria y Libertad Cuenca Llanos Gya - Gerencia Llanos, Santa fe de Bogotá febrero 1998.

2.1.1 MÓDULO DE RECOLECCIÓN

Los pozos del área SURIA fluyen hacia dos múltiples ubicados en la estación de recolección SURIA. Cada múltiple consta de veinte (20) llegadas, 19 de las cuales corresponden cada una a un pozo y dos entradas adicionales, una es asignada al fluido del SE 208, que es una facilidad existente para enviar gas combustible para los generadores, actualmente no esta funcionando, mientras que la segunda corresponde al condensado del SE-252.

Las tuberías de entrada tienen un diámetro de cuatro (4) y seis (6) pulgadas y todas son de Schedule 40. En la figura 5 se puede ver la disposición del manifold de entrada.

Figura 5. Vista posterior del manifold de entrada en la estación Suria



El múltiple de entrada se constituye de la siguiente manera:

- Colector General K1. Tiene disponibilidad de recibir diecinueve (19) pozos: SURIA SUR 3, SURIA 7, GUAYURIBA 1, SURIA 6, QUENANE 1, SURIA SUR 5, OCOA 1, SURIA SUR 4, SURIA SUR 3, SURIA SUR 6, SURIA SUR

2, TANANE 1, TANANE 2, TANANE 3, SURIA SUR 1, SAURIO 1, SURIA 5, SURIA SUR 7 SURIA 1, SURIA 2 A, SE 208, Válvula de seguridad. Aunque se tuvo solo en cuenta debido a pozos activos los siguientes: Quenane 1, Suria Sur 4, Suria Sur 6, Suria Sur 7, Ocoa 1, Tanané 1, Tanané 3, Suria 5, Suria 7 .Está alineado al SE-204

- Colector General K2. Este colector recibe los pozos: SURIA 2 , SURIA 1, GUAYURIBA 2, GUAYURIBA 1, SURIA SUR 8, SURIA 3, SURIA 6, POMPEYA 1, AUSTRAL 1, SURIA 7, SURIA 4, SAURIO 1, SURIA 5, SURIA 4, SURIA SUR 2, SURIA SUR 5, SURIA SUR 3, SURIA SUR 7, SURIA SUR 4, SURIA 3, además de la línea de CONDENSADO DEL SE 252. Se tuvo en cuenta Guayuriba 2, Suria 1, Suria 2, Suria 3, Suria 4, Suria 6, Suria Sur 1, Suria Sur 2, Suria Sur 3, Suria Sur 4, Suria Sur 5, Suria Sur 8. Este colector está alineado al SE 203.
- Colector de Prueba. Es una línea que recibe el flujo de cualquiera de los pozos de la estación, que direcciona los fluidos que provienen de la formación K1 y de la formación K2, en el que los pozos de la formación K1 se encuentran alienados al SE-202 mientras que los pozos de la formación K2 lo están al separador de prueba SE 201; de todas formas el manifold permite alinear los pozos a cualquiera de los separadores.

2.1.2 MÓDULO DE SEPARACIÓN

El fluido se envía a los separadores a través del múltiple de entrada en donde se puede alinear el fluido de los colectores con el separador que se requiera, dependiendo de la operación programada. Los separadores trifásicos SE-203/204 como se pueden ver en la figura 6, estos son utilizados como separadores generales y los separadores bifásicos SE-201/202 como separadores de prueba.

Las capacidades y algunas condiciones de operación son ilustradas en la *Tabla 2*.

Figura 6. Separadores trifásicos



Tabla 2. Especificaciones generales de los separadores

SEPARADOR	CAPACIDAD		
	ACEITE BOPD	GAS KSCFD	AGUA BWPD
201 BIFASICO	10000	12000	N/A
202 BIFASICO	12000	10000	N/A
203 TRIFASICO	18000	10000	37000
204 TRIFASICO	18000	10000	37000

Los separadores de producción general de la estación funcionan bajo los siguientes criterios. Dentro de la vasija se separan el crudo, el agua y el gas. El gas fluye por la parte superior hacia la línea del sistema de recolección de gas, de catorce (14) pulgadas de diámetro.

Los separadores tienen la facilidad de medir el flujo de gas, por medio de una platina de orificio, aunque diariamente se mide el caudal de gas de los pozos que se someten a prueba. El gas que sale de los separadores es enviado a la planta de enfriamiento de gas, donde, como su nombre lo indica, se le disminuye la temperatura al gas antes de ser enviado a la Planta de gas APIAY para su compresión y tratamiento. Los condensados que se recuperan en la planta de

enfriamiento, son bombeados mediante las bombas de trasiego hacia la unidad de mezclado con el crudo proveniente de la estación Reforma.

2.1.3 MÓDULO DE TRATAMIENTO

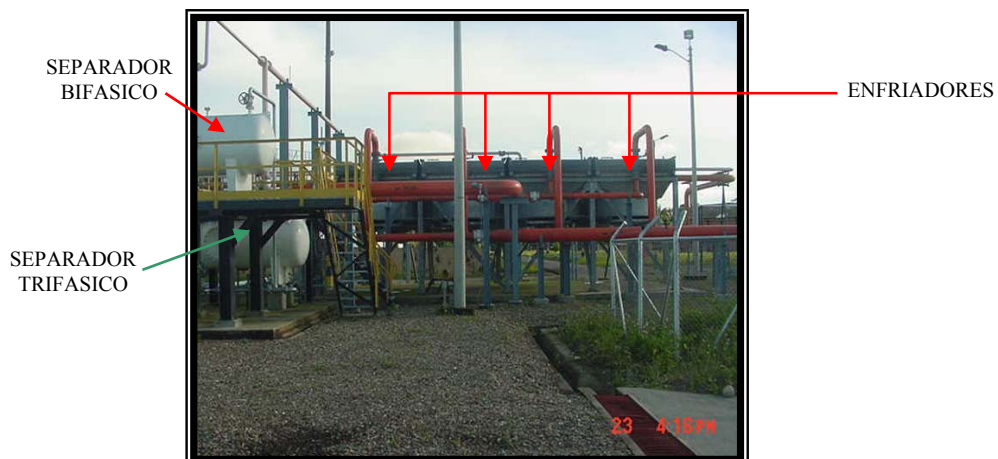
La salida de crudo del separador 204 y del separador 203 puede ser alineada a los tanques 204, 208, 205, 206 o 202; mientras que la salida de agua de los mismos separadores puede ser alineada hacia los tanques 204, 205, 206, 202 o al separador API, todo esto mediante un manifold de distribución a tanques.

La salida de fluido del separador de prueba 202 y del separador de prueba 201 puede ser alineada a los tanques 202, 206, 207, 205, 208 o 204 dependiendo de la operación que se esté llevando a cabo.

- **Módulo de Tratamiento de Gas**

El gas que sale de los separadores es enviado a un sistema de enfriamiento. El sistema consta de un enfriador, un separador trifásico y un separador trifásico.

Figura 7. Sistema de enfriamiento de Gas en la estación Suria



El enfriador opera con 8 ventiladores y reduce la temperatura del gas de 187 [°F] a 107 [°F], el separador trifásico y el bifásico manejan 19.84 [MMSCFD], 1127 [BPD] y 890 [BWD].

Todo esto con el fin de recuperar condensados y extraer la mayor cantidad de agua que viene con el gas.

- **Módulo de Tratamiento de Crudo**

El crudo proveniente de los separadores es direccionado al sistema de enfriamiento de crudo SEC, como se puede ver en la figura 8, con ayuda del múltiple de distribución a tanques. El sistema de enfriamiento consta de un enfriador, funcionando como un intercambiador de calor con tubos aleteados, de tiro forzado, está dividido en dos bahías con 2 ventiladores por bahía, girando a 347 [RPM], desplazando un total de 294,000 [SCFM], lo que equivale a 1,323,000 [lb aire / hora], con capacidad de operar con 21,450 [BFPD], (10,725 [BFPD] por cada bahía); traducidos a 274,500 [lb fluido / hr], con capacidad de realizar un intercambio de calor de 11,680,000 [BTU / hr], reduciendo la temperatura del crudo desde 240 [°F] hasta 160 [°F] y elevando la temperatura del aire forzado desde 104 [°F] hasta 140.6 [°F].

Figura 8. Sistema de enfriamiento de crudo en la estación Suria.



La siguiente etapa para el tratamiento, después del sistema de enfriamiento de crudo es la separación ocurrida en los Tanques Gun Barrels 205/206, ver figura 9, en el caso del crudo y en los tanques Wash Tank 202/204 en el caso del agua como se puede ver en la figura 10.

En los tanques de tratamiento de crudo TK-205 y TK-206, el flujo de aceite ingresa inicialmente a la bota degasificadora antes de iniciar el tratamiento dentro del tanque, estas botas facilitan la separación de las partículas de gas que se encuentran mezcladas en el crudo que va entrar al tanque.

Figura 9. Tanque de tratamiento de crudo, Gun Barrel



Figura 10. Tanque de tratamiento de agua, Wash Tank.



Los tanques tienen en su interior placas o baffles con el fin de dirigir el fluido a lo largo de todo el tanque y aumentar su tiempo de residencia, provocando la separación de crudo y agua. El crudo fluye a la parte superior del tanque, atravesando un colchón de agua previamente establecido. El crudo sale de los tanques a través de una tubería de rebose y luego fluye por gravedad hacia los tanques de almacenamiento TK-201 y TK-203, con capacidad de 20 000 [bbls] cada uno, donde se recolecta hasta que se envía a EBA. La capacidad de los tanques de tratamiento de crudo es de 7500 [bbls] cada uno,

2.1.4 Sistema de Prueba de Pozos

Este sistema cuenta con dos colectores en el manifold de entrada, los pozos que fluyen de la formación K1 son enviados al separador de prueba 201 y los pozos que fluyen de la formación K2 son direccionados al separador 202.

La producción de estos separadores se envía a los tanques de prueba 207/208.

En este sistema se realizan pruebas de fluido total a los pozos, BS&W y pruebas de caudal de gas, y de fluido total.

Los tanques de prueba trasvasan la producción 207/208 hacia los Gun Barrels para comenzar el proceso de tratamiento.

2.1.5 Módulo de Tratamiento y Vertimiento de Agua

El agua de los separadores SE-203/204 es enviada a los tanques de lavado 202 y 204, donde el flujo entra inicialmente a la bota degasificadora, para luego ingresar al tanque por la parte inferior, en donde se ramifica en tres líneas dispuestas perpendicularmente a la línea de entrada, éstas a su vez se vuelven a ramificar en 5 líneas que finalizan en cinco difusores o “gorros chinos”, por donde sale el fluido directamente en el fondo del tanque, posteriormente atraviesa un colchón de agua previamente establecido. El agua de los separadores SE-203/204 también puede ser distribuida a los tanques 205 y 206 o directamente al separador API como mencionamos cuando se habló del múltiple de distribución a tanques.

En los tanques de lavado se recupera la mayor cantidad de crudo posible, el cual también abandona el tanque por rebose. La diferencia sustancial con los tanques de tratamiento se encuentra en el volumen del colchón del agua, el cual es mayor en estos tanques por condiciones de la operación.

La capacidad de estos tanques es de 20000 [Bbls] c/u.

El agua proveniente de los módulos de separación convergen en una piscina denominada Caja API o separador API, en donde por tiempo de residencia en la piscina se separan las últimas trazas de crudo ayudado con el oil skimmer.

El principio de funcionamiento de los separadores API, esta basado en el tiempo de residencia que se le dé al agua para que el crudo que se haya arrastrado, se separe y quede en la superficie, para posteriormente ser retirado por las flautas o SKIMMER, dispuestos en la salida del flujo de agua de los separadores API.

La corriente de agua que sale del proceso de separación fluye a través de canales de concreto hacia el Sistema de Aspersión Paso 1, 2 y 3. En el sistema de aspersión se logra un enfriamiento tal, que el agua pasa de una temperatura de 190 a 90 [°F].

La corriente de agua que sale del sistema de aspersión fluye hacia el Separador CPI, e ingresa a una cámara de entrada, allí puede ser distribuida mediante compuertas hacia tres cámaras longitudinales.

La corriente fluye en régimen laminar a través de las cámaras y por residencia los sólidos arrastrados por el agua se precipitan en el fondo de la piscina.

Al final de cada cámara longitudinal existe un Interceptor de Placas Corrugadas (Corrugated Plates Interceptor, CPI), que opera con el principio de separación gravitacional de fases (diferencia de densidades) y está provisto internamente con paquetes de placas paralelas coalescedoras que mejoran la separación del aceite, agua y sólidos.

El agua que sale del CPI ingresa a la Piscina de Estabilización u oxidación, donde se le da tiempo de residencia al fluido, garantizando la precipitación de los sólidos y la remoción de las grasas y aceites aún presentes en el agua, mediante el Skimmer instalado al final de la piscina.

Finalmente el fluido pasa debajo de una viga y es evacuado por una caja de rebose hacia el foso de succión de las bombas de para ser vertida al río Guayuriba.

2.1.6 MÓDULO DE ALMACENAMIENTO Y DESPACHO

El crudo proveniente de los tanques de tratamiento, Gun Barrels y Wash Tank, por rebose es direccionado a los tanques de almacenamiento 201/203, cuya capacidad de almacenamiento es de 2000 [bbls] cada uno. Ver figura11.

El crudo es enviado a EBA ayudado por la unidad LACT (Lease Automatic Custody Transfer) de bombeo, mediante la succión de unas bombas multi-etapas P201 A/B/C allí es fiscalizado el crudo por medio de un contador y medido el BS&W.

La unidad de transferencia esta conformada también por las bombas P-204 A/B/C/D y P-203 A/B, las primeras trasvasan el fluido de prueba y las segundas intercambian el fluido entre los tanques de almacenamiento y de tratamiento.

Figura 11. Tanques de almacenamiento



2.2 ESTACIÓN CASTILLA 1

La estación de Castilla 1, presenta un esquema de tratamiento muy sencillo, en esta estación el proceso comienza con el manifold de entrada como se puede ver en la figura 12, el cual recoge y envía el crudo proveniente de los pozos hacia los precalentadores A y B, los cuales me van a permitir que exista una separación más fácil de las moléculas de crudo y agua.

Figura 12. Manifold de entrada en la estación de Castilla 1



Cuando el fluido de producción abandona los Precalentadores es dirigido hacia los Tanques de Surgencia, donde se da una separación primaria del agua y el aceite.

Por medio de bombas de desplazamiento positivo se envía el crudo de los Tanques de Surgencia al Calentador donde, al igual que en los Precalentadores, se facilita la separación de las fases presentes en el fluido de producción. Luego del Calentador el fluido pasa por el Tanque de Lavado, que es el último paso en el proceso de tratamiento del crudo.

El crudo es enviado hacia los tanques de almacenamiento, en donde por medio de las bombas de trasiego se envía el crudo a carro tanques; estos llevan el crudo junto con el de la estación de Castilla 2 hacia la estación de Chichimene.

En la actualidad se encuentran fluyendo a la estación 1, 4 pozos; el resumen de producción por pozo en la estación de Castilla 1 se encuentra especificado en la *tabla 3*.

Tabla 3. Pruebas de Producción por Pozo Estación Castilla 1

Estacion Castilla	Teorical Production						Oil Density A.P.I.
	Date ---	Hrs. hrs	Oil bbl	Water bbl	Gas mscf	GOR scf/bbl	
CASTILLA-1	26/09/2003	24	940.9	7005.87	0	--	13.4
CASTILLA-4	26/09/2003	24	1560.12	5243.7	0	--	13.3
CASTILLA-8	26/09/2003	24	394.33	2065.63	0	--	13.3
CASTILLA-9	26/09/2003	24	395	2520	0	--	13.4
Estacion_Castilla Subtotal		741	3290.35	16835.2	0	0	13.4

Fuente: ECOPETROL. Field view. Reporte 26 de Septiembre de 2003

2.2.1 MÓDULO DE RECOLECCIÓN

El Manifold de la Estación Castilla 1, tiene cuatro Cabezales de 6" y uno de 8" habilitados para recibir la producción de los pozos, un Cabezal de 6" que distribuye el crudo proveniente de las Bombas P-101 y P-102 hacia el Tanque de Prueba y los Tanques de Almacenamiento y un Cabezal de 8" que reparte el crudo tratado proveniente de la Estación Castilla 2 hacia los Tanques de Almacenamiento; además al manifold tiene la facilidad de recibir el crudo proveniente de la estación 2.

El múltiple de entrada dispone la entrada de los siguientes pozos: CASTILLA 1, CASTILLA 4, CASTILLA 8, CASTILLA 9.

El manifold tiene la posibilidad de redireccionar el flujo hacia los precalentadores, el tanque de prueba o hacia el tanque de almacenamiento en el caso del crudo proveniente de Castilla 2.

2.2.2 MÓDULO DE TRATAMIENTO

- **Módulo de Tratamiento de Crudo**

El proceso de tratamiento del fluido proveniente de los pozos se inicia con el direccionamiento hacia los precalentadores E-104A y E-104B.

La línea disminuye su diámetro a 8" antes de llevar el fluido a los Precalentadores, que utilizan el agua del Tanque de Lavado, TK-104, como medio de calentamiento. El agua utilizada en los Precalentadores una vez ha sido utilizada es enviada al Sistema de Tratamiento de Aguas Aceitosas.

El fluido sale de los Precalentadores por una línea de 8" y es enviado a los Tanques de Surgencia, TK-105 y TK-106, ver figura 13, con capacidad de 2.000 barriles cada uno, para permitir una separación inicial del agua.

Figura 13. Tanques de Surgencia en la estación de castilla 1.



El agua que se separa aquí sale por una línea de 6" hacia la Piscina API y la mezcla crudo/agua restante sale por una línea de 12" que va hacia las bombas P-103 y P-104.

Las bombas P-103 y P-104, se utilizan como Bombas de Trasiego y ayudan a transportar la mezcla crudo/agua desde los Tanques de Surgencia, TK-105 y TK-106, hasta el Calentador, E-101.

El Calentador, utiliza el vapor generado en la Caldera para aumentar la temperatura de la mezcla crudo/agua y así facilitar el tratamiento. La mezcla crudo/agua llega de las Bombas P-103 y P-104 por una línea de 8" y sale del Calentador por una línea de 8" para ir al Tanque de Lavado que se puede ver en la figura 14. El vapor llega desde la Caldera por una línea de 4" que se reduce a 3" antes de entrar al Calentador y el condensado que se produce después del intercambio de calor con el crudo sale hacia el Tambor de Condensado de la Caldera por una línea de 2" que luego incrementa su diámetro a 4".

Figura 14. Tanques de lavado en la estación de castilla 1.



Del Calentador la mezcla crudo/agua pasa al Tanque de Lavado TK-104, donde se separa crudo y el agua. El agua es enviada hacia los precalentadores como se explicó anteriormente, mientras que el crudo pasa al Tanque de Compensación, el objetivo de este Tanque es proporcionar una cabeza hidráulica positiva constante hacia las Bombas, de donde el crudo es succionado por las bombas P-101 y P-102 para ser enviado a los Tanques de Almacenamiento.

- **Módulo de Tratamiento y Vertimiento de Agua**

El agua que sale del Tanque de Lavado junto con el agua que sale de los tanques de surgencia va hacia el Separador API, diseñado con cuatro compartimientos de separación para darle un tiempo de residencia al agua con el fin de permitir la formación de una capa de crudo que pueda ser retirada por una de las 4 bandas desnatadoras accionadas con motor eléctrico y ubicadas en los tres primeros compartimientos.

El crudo recuperado en estas bandas es transportado por medio de un canal al sumidero de la Piscina API desde donde es llevado nuevamente a tratamiento junto con el crudo recuperado en el sumidero ubicado en la caseta de bombas.

El agua tratada es enviada hacia la estación de Castilla 2, para separar mejor las partículas de crudo presentes en el agua.

2.2.3 MÓDULO DE ALMACENAMIENTO Y DESPACHO

Está constituido por dos tanques cada uno de capacidad 10000 bbls que almacenan el crudo tratado en la estación y el proveniente de la estación de Castilla 2. estos tanques pueden verse en la figura 15.

Figura 15. Tanque de Almacenamiento en al estación de Castilla 1.



El crudo con las especificaciones requeridas es bombeado desde los tanques de almacenamiento hacia la zona de cargue de carro tanques, que llevan el crudo del campo de Castilla hacia la estación de Chichimene.

2.3 ESTACIÓN CASTILLA 2

La estación de Castilla 2 presenta un esquema de tratamiento muy singular; esta estación presenta una configuración modular debido a la presencia de dos trenes gemelos de tratamiento, el módulo A y el módulo B; por lo que podría decirse que son dos estaciones en una.

Cada módulo de producción a su vez presenta dos etapas de separación en procesos interconectados. En términos generales la primera etapa de separación ocurre en un tanque de surgencia (Surge tank), y la segunda etapa ocurre en un tanque de lavado (Wash tank). Cada Módulo está conformado por dos tanques de surgencia y dos de lavado. Entre estas dos etapas se realiza un calentamiento del fluido para facilitar la efectividad del tratamiento.

La producción de crudo es enviada a un área de almacenamiento común ubicada en el Módulo A y desde allí es bombeada hacia la Estación de Recolección y Tratamiento Castilla 1 para su despacho por carro tanque hacia la estación de Chichimene.

De manera similar, el agua producto de la separación es tratada en un proceso común a los dos módulos antes de su vertimiento; en la actualidad se encuentran fluyendo a la estación 2, 28 pozos.

2.3.1 MÓDULO DE RECOLECCIÓN

Los pozos del área de Castilla que fluyen hacia la estación 2, llegan a un manifold de entrada que se puede ver en la figura 17 el cual cuenta con 29 llegadas por tuberías que varían en diámetros de 8 a 12 pulgadas.

El múltiple de entrada dispone la entrada de los siguientes pozos: CASTILLA 14, CASTILLA 17, CASTILLA 13, CASTILLA 7, CASTILLA 12, CASTILLA 2, CASTILLA 11, CASTILLA 10, CASTILLA 5, CASTILLA 3, CASTILLA 16, CASTILLA 18, CASTILLA 19, CASTILLA 20, CASTILLA 21, CASTILLA 22, CASTILLA 23, CASTILLA 24, CASTILLA 25H, CASTILLA 26, CASTILLA 27, CASTILLA N1Y N2, CASTILLA E1, De estación 1, CASTILLA 29, CASTILLA 28, CASTILLA 30, CASTILLA 31.

En la *figura 16* se muestra un esquema generalizado del sistema de tratamiento de la Estación Castilla 2.

Como la estación dos se caracteriza por presentar dos trenes de tratamiento conocidos como módulo A y módulo B. En cada módulo se presentan dos etapas de separación tanto en Tanques de Surgencia (Surge Tanks) como en los Tanques de Lavado (Wash Tank).

Figura 16. Esquema General de la Estación de Castilla 2.

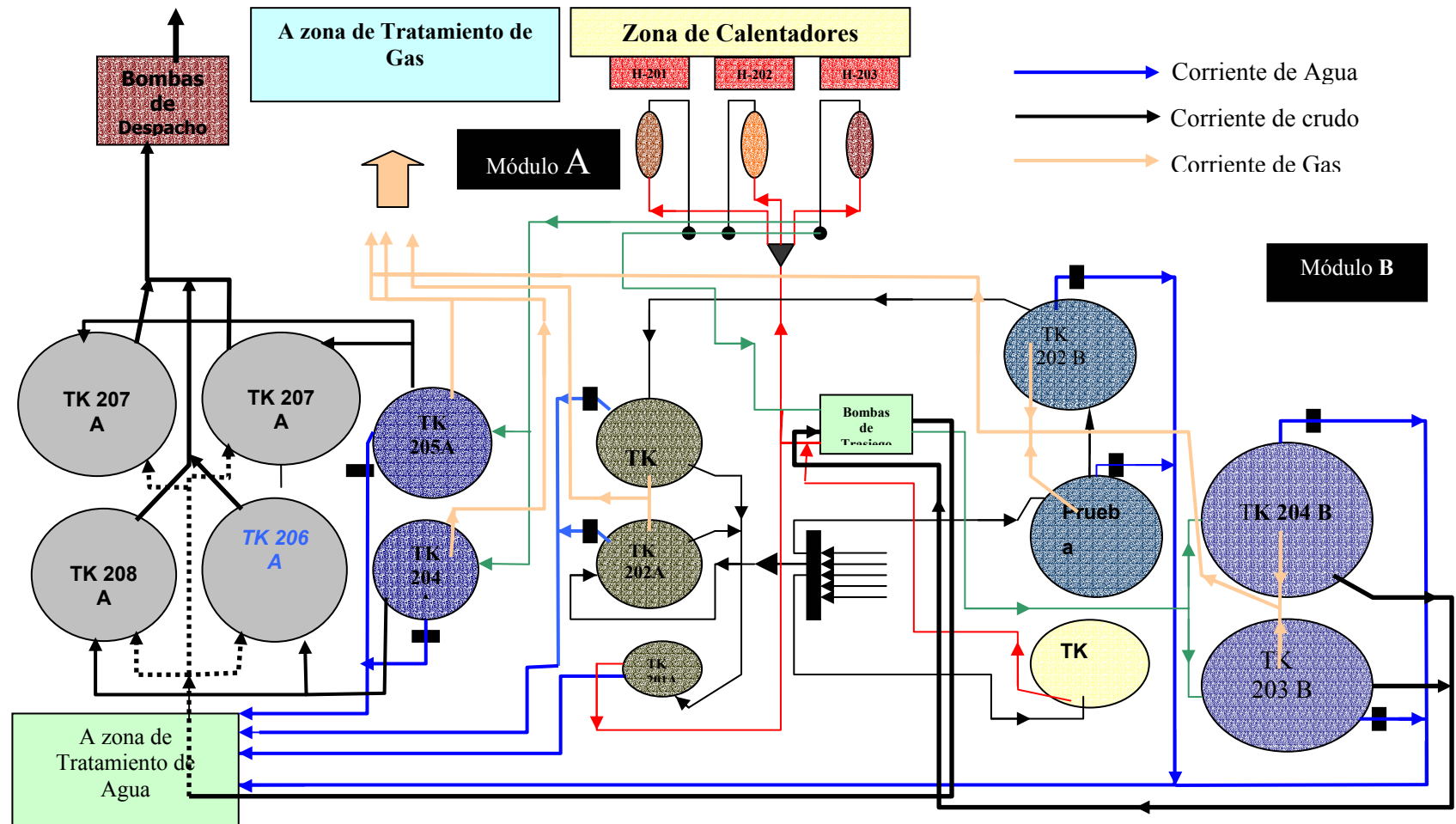


Figura 17. Manifold de entrada estación de Castilla 2



2.3.2 MODULO DE PRE-TRATAMIENTO

- **Módulo A**

El módulo A está constituido por cinco tanques, dos tanques de surgencia 202A y 203A, un tanque de compensación 201A, por último dos tanques de lavado 204A y 205A.

Los pozos que son direccionados hacia el módulo A por medio de una tubería de 12 pulgadas son los siguientes: CASTILLA 14, CASTILLA 17, CASTILLA 2, CASTILLA 10, CASTILLA 3, CASTILLA 21, CASTILLA 25H, CASTILLA N1Y N2, CASTILLA 29, CASTILLA 30.

Estos pozos son direccionados hacia el tanque 202A donde ocurre el primer proceso de separación, allí las partículas de crudo por gravedad coalescen hasta el punto de formarse un colchón de agua y uno de crudo.

En el tanque 202, es donde se presenta la etapa de recolección del módulo A. El crudo es enviado por una tubería de 14 pulgadas, revestida con fibra de vidrio hacia el tanque de compensación 201A junto con el crudo del tanque 203A. El agua es

enviada por una tubería de 10 pulgadas hacia el tanque distribuidor de aguas aceitosas. La *tabla 4* presenta las calidades medidas a la salida de los tanques de tratamiento y las medidas de los mismos.

Tabla 4. Especificaciones de los tanques de Surgencia Módulo A

Tanque	Diámetro	Altura <ft>	Capacidad nominal <bbl>	BSW %	ppm
TK-202 A	30.18	29.03	3,600	50	1500
TK-203 A	30.18	29.03	3,600	35	1500

- **Módulo B**

El módulo B está constituido por cinco tanques, un tanque de prueba 201B, dos tanques de surgencia 202B y 203B; y dos tanques de lavado 204B y 205B.

Los pozos que son direccionados hacia el módulo B por medio de una tubería de 12 pulgadas son los siguientes: CASTILLA 13, CASTILLA 7, CASTILLA 12, CASTILLA 11, CASTILLA 5, CASTILLA 16, CASTILLA 18, CASTILLA 19, CASTILLA 20, CASTILLA 22, CASTILLA 23, CASTILLA 24, CASTILLA 26, CASTILLA 27, CASTILLA E1, De estación 1, CASTILLA 28, CASTILLA 31.

Los fluidos son direccionados a los tanques de surgencia 202B y 203B, en donde el crudo es separado para luego ser enviado hacia el tanque 203A.

El crudo separado de los tanques de surgencia del módulo B, son enviados hacia el tanque 203A, por una tubería de 14 pulgadas, mientras que el agua es enviada por una tubería de 10 pulgadas hacia el tanque distribuidor de agua aceitosas.

El módulo B presenta una facilidad para enviar fluido hacia los tanques del módulo A, esta característica se da por el hecho de que el módulo B se encuentra a una altura mayor que el módulo A, un diferencia de alturas de aproximadamente 2 metros. La *tabla 5* presenta las calidades medidas a la salida de los tanques de tratamiento y las medidas de los mismos en el módulo B.

Tabla 5. Especificaciones de los tanques de surgencia Módulo B

Tanque	Díámetro <ft>	Altura <ft>	Capacidad nominal <bbl>	BSW %	ppm
TK-202 B	30.18	29.03	3,600	60	/
TK-203 B	30.18	29.03	3,600	15	/

El crudo enviado desde el módulo B es recolectado en el tanque de compensación 201A.

Este tanque recoge la producción crudo de toda la estación de Castilla 2, funciona como un abastecedor constante de fluido para las bombas de trasiego que envían el fluido hacia los calentadores, y luego lo redireccionan a los tanques de lavado de los módulos A y B.

2.3.3 MÓDULO DE CALENTAMIENTO

En esta etapa se pretende aumentar la temperatura del fluido aproximadamente desde 150 [°F] hasta 180 [°F], con el fin de hacer más sencillo su transporte y posterior proceso de tratamiento en tanques de Lavado. Este calentamiento hace que el fluido disminuya su viscosidad, obteniéndose menores taponamientos en la tubería y además facilitar la separación de las fases.

El fluido se envía por medio de las bombas de trasiego, desde el tanque de compensación 201A hasta los calentadores H-201, H-202, H-203.

Estos Calentadores, reciben el fluido por líneas de 10 pulgadas. El crudo es calentado mediante el contacto de éste con dos “tubos de fuego” que se encuentran internamente en la vasija de cada Calentador. El crudo abandona las vasijas por líneas de 8”.

Figura 18. Calentadores



2.3.4 MÓDULO DE TRATAMIENTO

Esta etapa consiste en el tratamiento llevado a cabo en los tanques de lavado, donde sucede la última etapa de separación de crudo, obteniéndose un crudo con un BSW de 0.6% a la salida de los tanques.

De los calentadores son enviadas dos corrientes de crudo por líneas de 10 pulgadas, revestidas con fibra de vidrio, una hacia el módulo A y otra hacia el módulo B.

- **Módulo A de Tratamiento de Crudo**

La corriente de crudo proveniente desde los calentadores, llega a los Tanques de lavado por una línea de 8 pulgadas allí permanece durante el tiempo necesario para permitir una separación eficaz del agua y el aceite, de tal forma que el crudo tenga un BS&W inferior a 0.5 % y esté en optimas condiciones para ser enviado a los Tanques de Almacenamiento. En esta Estación el BS&W se mantiene entre 0,5% y 0,6 %.

En la *tabla 6* se presenta las calidades medidas a la salida de los tanques de Lavado y las medidas de los mismos en el módulo A, además en la figura 18 puede verse los tanques de lavado del módulo A.

Figura 19. Tanques de lavado en el módulo A, Castilla 2.



Tabla 6. Especificaciones de los tanques de Lavado Módulo A

Tanque	Diámetro <ft>	Altura <ft>	Capacidad nominal <bbl>	BSW %	ppm
TK-204 A	48.55	24.27	7,500	0.6	40
TK-205 A	48.55	24.27	7,500	0.6	40

La corriente de crudo sale hacia los tanques de almacenamiento por una línea de 14 pulgadas con una calidad de 0.6% de BSW, mientras que la corriente de agua sale de los tanques los tanques hacia el distribuidor de aguas aceitosas por una línea de 10 pulgadas.

Es importante especificar que el tratamiento que se le hace al gas, no es tan significativo como el que se realiza en las otras estaciones de la Gerencia Llanos de ECOPETROL, debido a la mínima producción de gas que proviene del yacimiento.

A pesar de esto, el gas que se separa del crudo se recoge por medio de una red de tuberías, de 8" en el Módulo A y de 10 pulgadas en el Módulo B, que salen de la parte superior de los Tanques de Surgencia y de Lavado de ambos módulos.

Estas líneas van luego a un sistema de enfriamiento compuesto por un tanque donde se lleva a cabo el intercambio de calor con agua, una bomba que permite la recirculación del agua a través de la torre de enfriamiento con agua, tres tambores de almacenamiento de condensado, dos filtros percloradores que permiten la remoción de pequeños sólidos en el condensado.

La cantidad de gas no condensable es eliminada por medio de la tea.

- **Módulo B de Tratamiento de Crudo**

La corriente de crudo proveniente desde los calentadores, llega a los Tanques de lavado, ver figura 19, por una línea de 8 pulgadas allí permanece durante el tiempo necesario para permitir una separación eficaz del agua y el aceite, de tal forma que el crudo tenga un BS&W inferior a 0.5 % y esté en optimas condiciones para ser enviado a los Tanques de Almacenamiento.

Figura 20. Tanques de lavado módulo B, Castilla 2.



En esta Estación el BS&W se mantiene entre 0,5% y 0,6 %.

La corriente de crudo sale hacia los tanques de almacenamiento por una línea de 14 pulgadas con una calidad de 0.6% de BSW, mientras que la corriente de agua sale

de los tanques los tanques hacia el distribuidor de aguas aceitosas por una línea de 10 pulgadas.

La *tabla 7* presenta las calidades medidas a la salida de los tanques de Lavado y las medidas de los mismos en el módulo B.

Tabla 7. Especificaciones de los tanques de Lavado Módulo B

Tanque	Diámetro <ft>	Altura <ft>	Capacidad nominal <bbl>	BSW %	ppm
TK-204 B	48.55	24.27	7,500	0.6	-
TK-205 B	48.55	24.27	7,500	0.6	-

2.3.5 Sistema de Prueba de Pozos

Cualquier pozo que llega al manifold de entrada puede ser dirigido hacia el Tanque de prueba de Pozos, ver figura 20, por medio de una tubería de 10 pulgadas con el fin de medir su tasa de producción de petróleo y de agua libre. El tanque utilizado para realizar esta operación es el TK 201B.

Figura 21. Tanque de prueba de pozos, Castilla 2.



En la *tabla 8*, se puede observar algunas especificaciones del tanque de prueba.

Tabla 8. Especificaciones del Tanque 201B

TK-201 B	
Capacidad	1.500 BBL
Altura	17 ft
Diámetro	31,5 ft
Internos	Serpentín

2.3.6 Módulo de Tratamiento de Aguas y Vertimiento

El sistema de tratamiento actual, con capacidad de tratamiento hasta de 150.000 BWPD, consta de los siguientes procesos:

- Separación en celdas de placas corrugadas, CPI.
- Separación en celdas de Flotación de Gas Inducido, IGF.
- Paso por las Torres de Enfriamiento.
- Canal de Entrega.
- Piscinas de Estabilización.
- Vertimiento al Río Orotoy.

La mayor parte del agua libre es separada en los Tanques de Surgencia, otra parte en el Tanque de Compensación y otro tanto los Tanques de Lavado.

El agua separada por los Tanques Surgencia de ambos módulos fluye a través de una línea afluyente de 16" y los Tanques de Lavado por una de 10", hacia el Tanque de Distribución (TK-501). Esta corriente es enviada a través de una línea de 16" y dos de 12" hacia las Unidades WEMCO de Placas Corrugadas (CPI-501, CPI-502 y CPI-503), y de éstas a través de una tubería de 12" y otra de 16" a las Unidades WEMCO de Flotación de Gas Inducida (IGF-501 e IGF-502).

El agua proveniente de las Celdas de Flotación es dirigida hacia las Piscinas de las Torres de Enfriamiento y/o al Foso de Bombas para su posterior bombeo hacia la etapa de enfriamiento del agua. El agua es conducida por un Canal de Entrega hacia las Piscinas de Estabilización y finalmente se efectúa el vertimiento al Río Orotoy.

2.3.7 MÓDULO DE ALMACENAMIENTO Y DESPACHO

La etapa de almacenamiento está compuesta por cuatro tanques, como se puede ver en la figura 21, de los cuales el tanque 206A y 207A tienen una capacidad de manejo de 5000 bbls; los tanques 208A y 209A tienen una capacidad de 8000 bbls cada uno.

Figura 22. Tanques de almacenamiento.



El crudo separado de los tanques de lavado de cada módulo es enviado hacia los tanques de lavado por una línea de 14 pulgadas.

Los tanques de lavado del módulo A, como el 204A, tiene la posibilidad de enviar el crudo a los tanques de almacenamiento 206A y 208A; mientras que el tanque de lavado 205A, dispone de salidas hacia los tanques de almacenamiento 207A y 209A.

De los Tanques de Almacenamiento, el crudo sale por líneas de 16" que se unen para que a través de ésta succionen las Bombas de Despacho a la Estación Castilla 1, P-204, P-205 y P-206. El crudo de la estación de Castilla 2 es bombeado hasta la estación de Castilla 1, a través de un oleoducto de 2 Km.

Las especificaciones de los tanques de tratamiento esta dada en la *tabla 9*.

Tabla 9. Especificaciones de los tanques de almacenamiento

Tanque	Altura <ft>	Capacidad <bbl>
TK-206 A	16.33	5,000
TK-207 A	16.33	5,000
TK-208 A	18.33	8,000
TK-209 A	18.33	8,000

2.4 ESTACIÓN DE BOMBEO APIAY (E. B. A.)

La Estación de Bombeo de Apiay (EBA) se divide en varias secciones: Recibo, Filtración y Medición, Almacenamiento, transferencia y recirculación, Refuerzo, Limpieza final y medición para despacho y, bombeo principal.

2.4.1 MÓDULO DE RECIBO DE CRUDO

A la estación de bombeo Apiay EBA, llegan cinco líneas con los crudos provenientes de los campos Apiay, Suria-Reforma, Chichimene, Valdivia y Castilla. Esta última transporta crudo que diariamente traen los carro tanques desde el campo Castilla y cuando la Refinería cambia de carga por solo carga de crudo Apiay, transporta el crudo reducido producto diluido con slop liviano.

El crudo Valdivia se trae igualmente por medio de carro tanques hasta Refinería y de allí se envía a través de una línea de 4 pulgadas hacia EBA. Esta misma línea transporta hacia la estación:

Condensado producto de la Planta de Gas (utilizado para mejorar gravedad del crudo)

- Apiasol
- Bencina
- Gasóleo
- Slop

En la *tabla 10*, se pueden ver los diámetros de las tuberías de entrada y el caudal diario del módulo.

Tabla 10. Líneas de llegada de Crudo

Línea de entrada	diámetro	Caudal diario aproximado <bbls>
Chichimene	10"	16000
Castilla	8"	10000
Apiay	8"	9000
Suria	10"	16000
Valdivia	4"	4000
Total		55000

2.4.2 MÓDULO DE FILTRACIÓN Y MEDICIÓN

Los diferentes crudos pasan cada uno por un sistema de filtración y medición. Esta sección cuenta con analizadores en línea de BSW (sedimentos y agua) y toma muestras automáticos para control de calidad del crudo que se recibe. Una vez el crudo sale de la sección de filtración y Medición puede ir a:

- Cualquier tanque de almacenamiento a través del múltiple de recibo

- El crudo Suria puede ir la línea de succión de las bombas de transferencia y por allí direccionarlo al tanque que se requiera.
- Los crudos Castilla y Chichimene pueden ir ambos o cada uno, a la línea de descarga de las bombas de transferencia y por allí direccionarlos a cualquier tanque.
- Con los cabezales que se van a instalar próximamente y la eliminación varios by-pass en las diferentes líneas, quedarán facilidades para alinear cada corriente a los tanques según la necesidad de ajuste de la gravedad API, pasándolo por dos mezcladores estáticos y probablemente con menos consumo de condensado para mejoramiento de la gravedad.

2.4.3 MÓDULO DE ALMACENAMIENTO, TRANSFERENCIA Y RECIRCULACIÓN

El crudo es almacenado en cuatro tanques, de una capacidad de 50.000 barriles cada uno. Existe un sistema de recirculación entre tanques que permite, mediante el uso de las bombas de transferencia, llevar crudo de un tanque a otro, de tal forma que con la mezcla realizada, se cumpla con las especificaciones de calidad (° API y BSW) establecidas para el crudo que se va a despachar hacia la estación El Porvenir.

2.4.4 MÓDULO DE BOMBEO DE REFUERZO

Una vez se ha logrado obtener la calidad del crudo deseada, se realiza el bombeo desde el tanque que va a despachar hacia el sistema de bombeo principal, mediante el uso de las bombas de refuerzo (Booster) BB-401, 402, 403 y 404 de 730 gpm, que elevan la presión del crudo desde 10 psi hasta una presión aproximada de 150 psi. Estas bombas operan en igual proporción a las bombas principales. Esto es una Booster por cada bomba principal que opere y succionan de los tanques por líneas individuales de 16 pulgadas.

2.4.5 MÓDULO DE LIMPIEZA FINAL Y MEDICIÓN PARA EL DESPACHO

Antes de llegar a la succión de las bombas principales, el crudo pasa por una sección de limpieza y medición final, donde se totaliza la cantidad de crudo que se va a despachar. Esta sección cuenta con analizadores de BSW (sedimentos y agua) en línea, que garantiza el control sobre la cantidad neta de crudo despachado.

2.4.6 MÓDULO DE BOMBEO PRINCIPAL

Una vez filtrado y medido el crudo, se despacha a la estación El Porvenir mediante las bombas principales que operan en número según la necesidad y el inventario de la Estación. La Estación cuenta con 4 bombas principales, tres de las cuales tuvieron ampliaciones en los pistones para manejar 1100 Bls/ hora, hasta una máxima presión de despacho de 1.800 psi. Si se tiene en cuenta que la Estación recibe casi 50.000 Bls/ día, se concluye que se requieren 15 horas de bombeo diario, con tres bombas en operación normal para no acumular inventarios. Las limitaciones del bombeo son la presión de la línea que no debe sobrepasar las 1800 psi y la gravedad API del crudo. El crudo de 22° API, que viene a ser actualmente el promedio de las mezclas en los tanques, presenta flujo laminar pero la línea se presionará con flujo alto.

3. METODOLOGIA

Dentro del convenio de asistencia técnica, científica y académica entre la Gerencia Llanos de ECOPETROL y la Universidad Industrial de Santander, la Escuela de Ingeniería de Petróleos, desarrolló el proyecto “Evaluación de las pérdidas generadas en el proceso de tratamiento de los fluidos en las estaciones de la Gerencia Llanos de ECOPETROL S.A.”

Las estaciones sometidas a esta evaluación son las siguientes:

- Estación Suria
- Estación Castilla 1
- Estación Castilla 2
- Estación de Bombeo Apiay (EBA)

Durante el desarrollo del proyecto referenciado se empleó la siguiente metodología:

1. RECOPIACIÓN DE DATOS EN CAMPO

- *Toma de los parámetros:* A partir de recorridos programados a cada una de las estaciones de la Gerencia Llanos – ECOPETROL se logró establecer las actuales condiciones de tratamiento de los fluidos, y así mismo se desarrolló el levantamiento del esquema de tratamiento de los fluidos.
- *Datos de producción:* A partir de reportes dados en el Field View (Oil Well Daily Performance, Parámetros de superficie de Pozos) se obtuvo la información pertinente a la producción de cada estación para el mes de Noviembre de 2003 en períodos de 3 días para efectuar la validación de los casos.
- *Caracterización de fluidos:* A partir del reporte entregado por el ICP⁹ los parámetros necesarios para realizar la caracterización simulada de los fluidos en la aplicación Hysys.

⁹ “CARACTERIZACIÓN DE MUESTRAS DE CRUDO Y GAS CAMPOS DE LA GLL”; Piedecuesta, Agosto de 2000

- *Parámetros de diseño:* A partir de la información suministrada por los planos, y diseños preestablecidos de cada una de las facilidades de producción instaladas en las distintas estaciones de la Gerencia Llanos – ECOPETROL, así como la medida de los parámetros en campo, se simularon las condiciones de operación de cada una de las facilidades de producción.
- *Calidades:* Con un análisis de calidades de las corrientes de fluidos en ciertos puntos de las estaciones, suministrado por ONES (Ondeo Nalco Energy Services), se obtuvo la información para reajustar los parámetros de simulación.

2. CARACTERIZACIÓN SIMULADA DE LOS FLUIDOS EN LA APLICACIÓN HYSYS

- *Parámetros termodinámicos:* A partir de los datos de caracterización reportados por el ICP para los fluidos que llegan a las distintas estaciones, las condiciones actuales de operación, y las correlaciones realizadas para determinar la caracterización de todos los fluidos en cada estación de recolección, se obtuvieron todos los parámetros necesarios para crear el paquete de fluidos a emplear en la aplicación del software de Simulación de Procesos Hysys.

3. SIMULACIÓN DEL TRATAMIENTO DE LOS FLUIDOS EN LA APLICACIÓN HYSYS

- *Casos de simulación:* Desarrollo de cada uno de los casos de simulación, mediante la revisión de los datos recopilados anteriormente fue posible crear las condiciones actuales correspondientes a cada una de las estaciones de la Gerencia Llanos – ECOPETROL.
- *Reajuste a las condiciones actuales de operación:* Debido a que el simulador realiza los balances idealmente fue indispensable reajustar ciertos parámetros de operación del simulador (BS&W, ppm) a fin de simular las condiciones reales de operación.
- *Obtención del Input:* Ya que la información obtenida a partir de los reportes generados por el Field View genera los datos fiscalizados a la entrega bajo condiciones estándar, fue necesario realizar varias corridas empleando los datos del Field View (*Output*) como *Input* y así enfrentar los datos de salida del simulador con los datos fiscalizados en superficie, para de esta manera obtener un factor de desviación del proceso de cada estación, y a partir de éste generar unos nuevos datos de producción para alimentar la simulación de cada estación a las condiciones de ingreso de los fluidos de al tratamiento.

- Figura 23. Diagrama general de entrega de los fluidos tratados en la Gerencia Llanos



3.1 ANÁLISIS DE LOS FLUIDOS

Tabla 11. Parámetros y métodos de análisis de las muestras de crudo

Parámetro	Método	Unidades
% Ceras		% peso
Sal en crudo		lb/1000 bls
Azufre Horiba	ASTM 4294	% Peso
Residuo Carbón Micro		% Peso
Cenizas		% Peso
Calor de Combustión Bruto		MJ/kg
Agua	Karl Fischer	% Peso
Densidad a 15°C	ASTM D- 5002	g/ml
Gravedad API		°API
Número de ácido	ASTM D-664	mg KOH/g
Punto de fluidez		°C
Insolubles en n-C7		% Peso
Viscosidad a 40°C		mm ² /s
Viscosidad a 50°C		mm ² /s
Presión de vapor REID		psi
Presión de vapor REID		kpa
Punto de inflamación	ASTM D-56	°C
Agua y sedimento	ASTM D-4007	% Volumen
Na		mg/kg
Fe		mg/kg
Ca		mg/kg
V		ppb
Cu		ppb
Mg		mg/kg
Ni		mg/kg
Factor de caracterización	UOP	

- **% Ceras:** Concentración de ceras presentes en la corriente de fluido, calculada en base a su porcentaje en peso. [% p/p]
- **Sal en crudo:** Cantidad de sales disueltas en el la corriente de crudo, su reporte está basado en las libras de sal presentes en 1000 barriles de crudo. [lb./1000 bls]
- **Azufre Horiba:** Concentración de azufre presente en la corriente de fluido, calculada en base a su porcentaje en peso. [% p/p]; la denominación de “Horiba” esta dada por la prueba mediante la cual fue determinada la cantidad de azufre en la corriente del crudo.
- **Residuo Carbón Micro:** Cantidad de carbón sólido presente en la corriente de fluido, calculada en base a su porcentaje en peso. [% p/p]
- **Cenizas:** Contenido de ceniza en el carbón el cual varía desde un 3% en peso para determinados carbones sub-bituminosos hasta un 28% para ciertos carbones mates. Su composición también puede variar mucho; la

ceniza de carbón contiene carbonatos de sodio y potasio y grandes cantidades de silicato combinado con una amplia gama de metales. La composición de la ceniza determina su punto de fusión. Las temperaturas de fusión más bajas son generalmente las del carbón con alto contenido de sílice¹⁰. [% p/p]

- **Calor de Combustión Bruto:** Energía térmica necesaria para que un kilogramo de una sustancia cambie de un estado de agregación a otro, suponiendo este cambio realizado de manera reversible a temperatura y a presión constantes. su reporte está basado en [MJ/Kg.]
- **Agua:** Cantidad de agua presente en el crudo, el método de cálculo empleado para determinar este parámetro es el método de Fisher, y viene dada en base a su porcentaje en peso. [% p/p]
- **Densidad a 15 °C:** Es la masa de la corriente de crudo por unidad de volumen tomada a una temperatura de 15 °C, y viene reportada en base los gramos de crudo por mililitros del mismo. [g/ml.]
- **Gravedad API:** Es una medida estándar usada por la American Petroleum Institute, para determinar los diferentes tipos de hidrocarburos, tomando como referencia que la gravedad API del agua es 10. La relación es de tal forma que cuando la gravedad específica disminuye, la gravedad API aumenta.

La gravedad API está dada por:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5$$

¹⁰ Biblioteca de Consulta Microsoft® Encarta® 2003. © 1993-2002 Microsoft Corporation. Reservados todos los derechos

Dependiendo del valor de la gravedad API los hidrocarburos se clasifican en:

$^{\circ}\text{API} > 30$	Livianos
$18 < ^{\circ}\text{API} < 30$	Medianos
$12 < ^{\circ}\text{API} < 18$	Pesados
$^{\circ}\text{API} < 12$	Asfaltos

- **Número de ácido:** Cantidad de KOH presente en el crudo, y viene dada en base a su concentración en la corriente mg KOH por g. de crudo. [mg. KOH/g]
- **Punto de fluidez:** Temperatura a la cual el fluido se puede desplazar. [°C]
- **Insolubles en n – C7:** Porcentaje de fluido insoluble en C7+; viene reportado en base a su concentración en peso en la corriente. [% p/p]
- **Viscosidad (@ 40 y 50 [°C]):** Propiedad de un fluido que tiende a oponerse a su flujo cuando se le aplica una fuerza. Los fluidos de alta viscosidad presentan una cierta resistencia a fluir; los fluidos de baja viscosidad fluyen con facilidad. La fuerza con la que una capa de fluido en movimiento arrastra consigo a las capas adyacentes de fluido determina su viscosidad; como la viscosidad varía con la temperatura, (a mayor temperatura menor es la viscosidad), en la tabla viene reportada la viscosidad cinemática para dos temperaturas diferentes. [mm²/s]
- **Presión de Vapor:** Presión que ejerce el vapor en equilibrio con el líquido o el sólido que lo origina a determinada temperatura. viene reportada en [psi ó kPa]
- **Agua y Sedimento:** Concentración en volumen de agua y sedimentos presentes en la corriente de crudo: [% Vol.]

- **Na, Fe, Ca, V, Cu, Mg, Ni:** Concentraciones de elementos presentes (Sodio, Hierro, Calcio, Vanadio, Cobre, Magnesio, Níquel, respectivamente) en la corriente de crudo.
- **Factor de caracterización UOP:** El factor de caracterización de Watson K es un índice aproximado de la parafinicidad, con altos valores de este índice corresponden a un alto grado de saturación.

$$K = \frac{(Mean\ Avg.\ BP)^{\frac{1}{3}}}{sp\ gr\ 60F / 60F}$$

Donde:

Mean Avg. BP: Punto de Ebullición promedio

Sp gr 60F / 60F: Gravedad específica @ 60 °R/ 60 °R

Tabla 12. Parámetros y análisis de las muestras de gas

Parámetro	Unidades de medida
Presión	psi
Temperatura separador	°F
Temperatura ambiente	°F
Volumen de muestra	L
Peso Molecular	lb/lbmol
BTU Bruto	BTU/pie cúbico
BTU Neto	BTU/pie cúbico
GPM (100% C3)	gal/mil pies cúbicos
Gravedad del gas (Aire =1.00)	

Tabla 13. Condiciones del muestreo de gas

POZO	FECHA MUESTREO	SITIO MUESTREO	PRESION	T SEPARADOR	VOL. MUESTRA
Apiay Planta	18-Jun-02		15	80	0.3
Apiay Este-1	18-Jun-02	WH	20	-	0.3
Apiay 1	13-Jun-02	Separador	33	118	0.5
Apiay 3	15-Jun-02	Separador	20	140	0.5
Apiay 7	16-Jun-02	Separador	34	175	0.15
Apiay 9	16-Jun-02	Separador	33	175	3
Apiay 12	16-Jun-02	Separador	28	110	0.5
Apiay 14	17-Jun-02	Separador	14	100	0.3
Apiay 16	18-Jun-02	Separador	33	165	0.3
Apiay 18	14-Jun-02	Separador	32	165	0.5
Suria Planta	17-Jun-02		25	-	0.3
Estación Suria	17-Jun-02		22	94	0.3
Suria 1	13-Jun-02	Separador	40	220	0.5
Suria 2	13-Jun-02	Separador	38	186	0.5
Suria 4	14-Jun-02	Separador	39	118	0.5
Suria 5	14-Jun-02	Separador	39	184	0.5
Suria Sur 1	14-Jun-02	Separador	42	134	0.3
Suria Sur 2	15-Jun-02	Separador	42	175	0.5
Suria Sur 3	15-Jun-02	Separador	40	220	0.5
Suria Sur 4K1	16-Jun-02	Separador	38	125	0.5
Suria Sur 4K2	16-Jun-02	Separador	40	140	0.3
Suria Sur 5	16-Jun-02	Separador	38	200	0.5
Guatiquia 3H	17-Jun-02	Separador	32	180	0.3

3.1.1 Análisis de Crudos

Tabla 14. Análisis de Crudos

Parámetro	Apiay Este-1	Guatiquia 3H	Libertad N-1	Libertad N-4	Suria 5	Suria S-1	Suria S-2
% Ceras	6.24	5.83	10.12	10.87	11.65	15.43	12.94
Sal en crudo	-	-	0	0.42	-	4.76	2
Azufre Horiba	1.95	1.64	<0.110	0.12	0.13	<0.110	0.13
Residuo carbón micro	10.58	9.41	2.4	1.85	1.52	0.13	2.03
Cenizas	0.068	0.056	0	0.002	0.006	0.007	0.002
Calor de combustión bruto	43.1281	41.8431	44.6978	43.6583	44.6016	43.191	44.1536
Agua		2.45					
Densidad a 15°C	0.9577	0.9461	0.8509	0.8657	0.8649	0.8645	0.8656
Gravedad API	16.2	18	34.7	31.9	32	32.1	31.9
Número de ácido	0.256	0.262	0.072	0.094	0.097	0.064	0.063
Punto de fluidez	-12	0	12	15	18	15	21
Insolubles en n-C7	12.73	10.76	1.65	0.74	0.45	0.73	0.61
Viscosidad a 40°C	505.36	292.53	4.92	6.39	5.89	6.14	5.98
Viscosidad a 50°C	249.99	155.49	3.89	5.23	4.41	4.35	4.57
Presión de vapor REID	4.06		5.11	3.17	3.15	4.01	4.96
Presión de vapor REID	28		35.2	21.9	21.7	27.6	34.2
Punto de inflamación	-14		<20	<20	<20	<20	<20
Agua y sedimento	0.1	74	0.1	0.1	0	0.8	0.1
Na	17.86	15.07	5.99	4.23	3.52	4.79	3.91
Fe	1.65	5.96	<0.4	0.75	<0.4	<0.4	<0.4
Ca	0.97	0.55	0.32	0.25	<0.1	0.53	0.27
V	309.81	248.9	620	312	574	1.4	824
Cu	<0.4	<0.4	22	21.56	16.8	24	31
Mg	0.4	0.39	0.06	0.05	0.03	0.12	0.05
Ni	71.4	56.8	1162.0	464.0	606.0	1.1	779.0
Factor de caracterización -K-	11.54	11.61	11.94	11.84	11.81	11.84	11.81
Base del crudo -tendencia-	Naftenico	Intermedio	Parafinico	Intermedio	Intermedio	Intermedio	Intermedio

Figura 24. Destilación simulada pozos de área de Suria

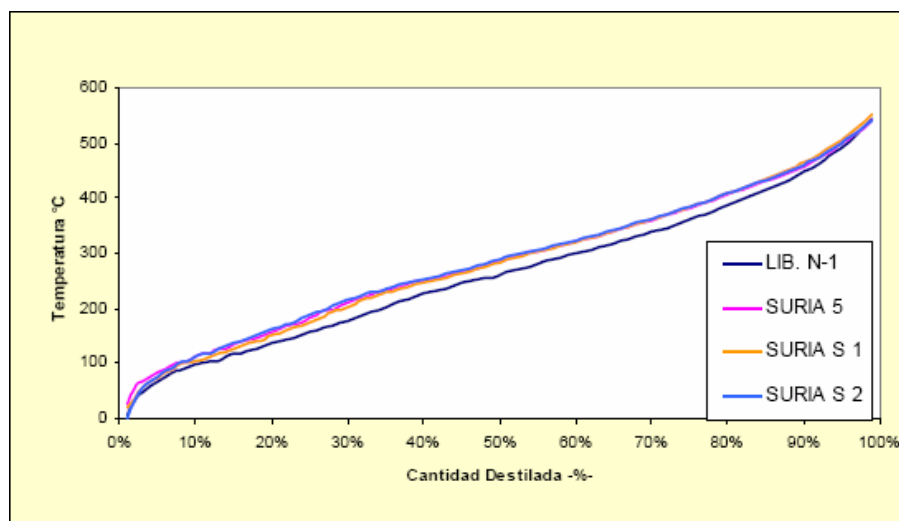


Tabla 15. Análisis de Crudos del área de Castilla y Chichimene.

Parámetro	Cast-2	Cast-7	Cast-26	Cast-N1	Cast-Este	Chichi-17	Chichi-16
% Ceras	2.03	5.40	5.81	1.72	2.24	13.30	11.73
Sal en crudo	10.72	10.93	6.88	0.82	11.69	0.95	0.28
Azufre Horiba	2.061	2.186	2.381	2.500	2.287	0.998	1.310
Residuo carbón micro	13.55	14.46	15.76	16.10	13.84	9.05	1040
Cenizas	0.064	0.070	0.078	0.081	0.081	0.024	0.070
Calor de combustión bruto	411.840	423.618	421.271	398.533	398.533	433.570	429.966
Agua	1.80	14.5	1.327	0.455	3.86	0.700	2.267
Densidad a 15°C	0.9676	0.9839	0.9847	0.9874	0.9843	0.9216	0.9498
Gravedad API	14.6	12.2	12.1	11.7	12.2	22.0	17.4
Número de ácido	0.363	0.0	0.0	0.501	0.0	0.530	0.630
Punto de fluidez	6.0	0	12.0	12.0	12.0	15.0	15.0
Insolubles en n-C7	12.96	14.52	15.46	16.37	13.69	8.11	10.03
Viscosidad a 40°C						96.41	215.51
Viscosidad a 50°C						57.26	117.73
Viscosidad a 80°C	201.1	298.39	291.16	372.49			
Viscosidad a 100°C	79.73	80.31	86.50	92.42			
Agua y sedimento	37.0	50.0	43.0	34.0	32.5	30.5	11.6

Figura 25. Destilación simulada pozos Castilla N1 y Chichimene 17

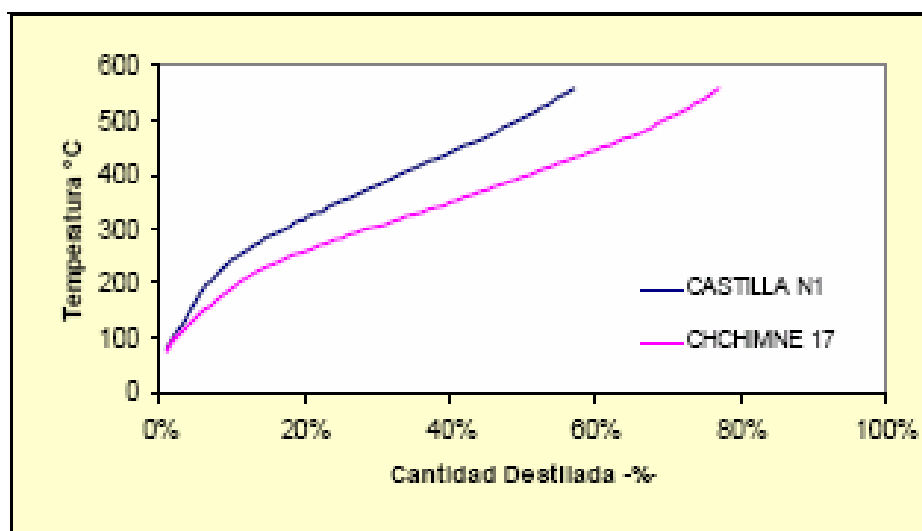


Tabla 16. Resumen Destilación Simulada pozos Castilla N1 y Chichimene 17

RANGO TEMP °C	% EVAPORADO Castilla N1		% EVAPORADO Chichimene 17	
	Parcial	Acumulado	Parcial	Acumulado
0 - 15.0				
15.0 - 36.1	0,20	0,2	0,20	0,2
36.1 - 82.0	0,70	0,9	0,80	1
82.0 - 171.0	4,30	5,2	6,80	7,8
171.0 - 248.8	5,30	10,5	9,70	17,5
248.8 - 315.5	8,90	19,4	14,60	32,1
315.5 - 371.1	9,00	28,4	12,80	44,9
371.1 - 482.0	18,70	47,1	22,00	66,9
482.0 - 565.0	6,80	53,9	6,50	73,4
565.0 - TF	23,60	77,5	27,50	100,9

Fuente: ECOPETROL – ICP. Caracterización de muestras de crudo y gas campos de la GII. Piedecuesta, Agosto de 2002.

3.1.2 Análisis Cromatográfico y propiedades del Gas

Tabla 17. Análisis Cromatográfico y propiedades del Gas del área de Suria.

Componentes (Mol %)	Apiay 16	Apiay 18	Suria Planta	Estación Suria	Suria 1	Suria 2	Suria 4	Suria 5
Nitrógeno	0.953	0.743	0.940	0.766	1.793	1.263	3.372	0.397
Dióxido de carbono	4.303	4.840	2.004	1.634	1.187	1.262	1.333	2.528
Metano	70.268	63.110	60.052	74.632	50.311	50.554	48.035	38.321
Etano	10.469	12.320	10.967	9.266	14.384	13.901	14.001	15.914
Propano	6.137	8.171	9.510	5.104	13.537	14.413	14.073	14.990
Isobutano	1.619	2.243	3.428	1.690	4.782	5.107	5.043	5.577
Normal Butano	2.308	3.263	4.830	2.375	6.396	6.753	6.692	7.898
Isopentano	1.066	1.501	2.582	1.274	2.975	2.892	3.040	4.256
Normal Pentano	0.864	1.217	2.029	0.960	2.163	2.038	2.210	3.326
Hexanos	0.996	1.312	2.066	1.056	1.629	1.249	1.579	3.455
Heptanos	0.692	0.851	1.168	0.751	0.661	0.427	0.529	2.193
Octanos	0.277	0.312	0.324	0.366	0.135	0.102	0.061	0.863
Nonanos	0.011	0.018	0.012	0.046	0.000	0.008		0.083
Decanos					0.000	0.000		0.016
Undecanos					0.000	0.000		0.002
Benzeno	0.036	0.041	0.035	0.024	0.022	0.015	0.019	0.057
Tolueno	0.004	0.057	0.053	0.055	0.025	0.016	0.013	0.123
*Propiedades:								
Peso Molecular	24.802	27.290	29.690	24.041	31.781	31.609	32.186	38.282
BTU Bruto	1358.040	1479.283	1677.170	1385.729	1795.469	1792.841	1787.547	2134.438
BTU Neto	1235.907	1349.157	1532.880	1260.797	1643.281	1640.677	1636.451	1959.522
GPM	4.517	6.093	8.486	4.506	10.204	10.312	10.451	14.106
Gravedad del Gas	0.856	0.942	1.025	0.830	1.097	1.091	1.111	1.322

Tabla 18. Análisis Cromatográfico y propiedades del Gas del área de Suria¹¹

Componentes (Mol %)	Suria S1	Suria S2	Suria S3	Suria S4 K1	Suria S4 K2	Suria S5	Guatiquia 3H	Reforma 2K1
Nitrógeno	0.853	0.788	1.060	0.993	1.759	1.803	5.998	0.788
Dióxido de carbono	2.383	2.116	2.404	1.822	0.966	1.276	3.717	1.422
Metano	67.352	64.722	61.762	61.648	51.659	44.898	36.329	74.411
Etano	10.731	10.878	10.385	12.643	15.327	11.965	16.218	10.330
Propano	7.944	8.680	9.060	10.517	14.637	13.937	16.569	6.013
Isobutano	2.544	3.002	3.298	3.333	4.581	5.339	4.788	1.799
Normal Butano	3.386	4.091	4.693	4.232	5.521	7.796	7.474	2.278
Isopentano	1.566	2.024	2.451	1.748	2.140	4.317	3.120	1.027
Normal Pentano	1.159	1.520	1.897	1.234	1.476	3.481	2.633	0.729
Hexanos	1.076	1.342	1.763	1.003	1.131	3.240	2.157	0.641
Heptanos	0.657	0.630	0.890	0.579	0.570	1.619	0.796	0.350
Octanos	0.266	0.154	0.249	0.216	0.184	0.276	0.169	0.170
Nonanos	0.022	0.003	0.013	0.015	0.010	0.011	0.003	0.019
Decanos								
Undecanos								
Benzeno	0.020	0.023	0.032	0.015	0.013	0.038	0.025	0.020
Tolueno	0.040	0.027	0.044	0.003	0.026	0.004	0.004	0.002
*Propiedades:								
Peso Molecular	26.132	27.255	28.843	27.618	30.488	35.891	35.388	23.274
BTU Bruto	1477.791	1545.933	1619.249	1570.914	1732.493	2017.338	1857.855	1350.467
BTU Neto	1346.971	1410.429	1479.010	1433.715	1584.461	1850.261	1703.711	1227.837
GPM	5.962	6.863	7.891	7.191	9.397	13.083	11.899	4.117
Gravedad del gas	0.902	0.941	0.996	0.954	1.053	-	1.222	0.804

¹¹ Las tablas de Análisis Cromatográfico y propiedades del Gas fueron calculadas con base en el análisis composicional

Tabla 19. Análisis Cromatográfico y propiedades del Gas del área de Suria.

Componentes (Mol %)	Libertad Norte 1	Libertad Norte 3	Libertad Norte 4	Tanane 1	Chichimene 1	Chichimene 2	Chichimene 4
Nitrógeno	0.656	1.052	0.970	0.699	13.619	22.428	10.753
Dióxido de carbono	1.849	1.223	0.793	2.990	9.600	6.955	5.690
Metano	80.522	59.691	66.392	71.682	70.369	61.732	63.286
Etano	9.499	11.321	12.612	10.133	3.203	2.303	6.573
Propano	4.159	9.653	8.818	7.119	1.370	1.367	6.007
Isobutano	0.968	3.449	2.687	2.224	0.363	0.540	1.796
Normal Butano	1.098	4.642	3.274	2.930	0.563	1.047	2.601
Isopentano	0.425	2.425	1.421	0.848	0.208	0.635	1.053
Normal Pentano	0.295	1.828	1.002	0.580	0.183	0.690	0.888
Hexanos	0.272	1.947	0.925	0.429	0.182	0.821	0.734
Heptanos	0.159	1.473	0.593	0.232	0.181	0.796	0.423
Octanos	0.070	0.868	0.340	0.101	0.125	0.463	0.180
Nonanos	0.010	0.209	0.099	0.014	0.031	0.113	0.012
Decanos		0.041	0.022			0.043	
Undecanos		0.009	0.001			0.003	
Benzeno	0.008	0.040	0.014	0.007		0.021	0.003
Tolueno	0.012	0.129	0.037	0.014	0.003	0.044	0.004
*Propiedades:							
Peso Molecular	20.808	30.289	26.070	23.947	22.215	24.623	25.483
BTU Bruto	1208.812	1725.662	1513.327	1347.929	876.301	926.442	1197.815
BTU Neto	1095.777	1577.925	1379.652	1225.960	792.319	841.124	1090.070
GPM	2.292	8.849	6.108	4.466	1.054	2.392	4.355
Gravedad del gas	0.718	1.046	0.900	0.827	0.767	0.850	0.880

3.2 DATOS DE PRODUCCIÓN

La producción promedio de los pozos de las estaciones de la Gerencia Llanos para el mes de noviembre se encuentra distribuida de la siguiente forma:

3.2.1 Estación Suria

Tabla 20. Datos de Producción de los pozos que llegan a la estación Suria.

Nombre de la estación: SURIA	GOR	Oil Prod.	Gas Prod.	Water .
	scf/bbl	bbl	mscf	bbl
OCOYA-1:K1	--	113.72	267.84	1.08
POMPEYA-1:K2	--	678.33	226.95	501.08
QUENANE-1 (1127-1X):K1	--	214.83	47.33	1.01
SURIA SUR-1:K2	--	824.57	878.89	218.65
SURIA SUR-2:K2	--	1081.19	1193.75	4065.95
SURIA SUR-3:K2	--	1457.64	766.84	18206.78
SURIA SUR-4:K1	--	843.98	275.9	78.48
SURIA SUR-4:K2	--	1.74	11.08	39.36
SURIA SUR-5:K2	--	527.76	554.88	7773.35
SURIA SUR-6:K2	--	0	0	0
SURIA SUR-7:K2	119.417	2778.85	314.16	3193.11
SURIA SUR-8:K2	--	628.5	197.96	2222.87
SURIA SUR-9:K1	--	718.86	487.35	432.09
SURIA-1:K2	--	282.64	131.91	8591.76
SURIA-2:K2	--	562.85	278.92	8290.32
SURIA-3:K2	--	186.67	113.98	5674.43
SURIA-4:K1	--	566.77	575.96	8.11
SURIA-5:K1	--	562.25	854.82	432.49
SURIA-6:K2	--	1015.43	816.62	7000.87
SURIA-7:K2	--	747.07	177.22	2809.44
SURIA-9:K1	--	1212.78	450.1	5.73
TANANE-1:K1	--	25.58	49.34	12.95
TANANE-2:K1	--	0	0	119.99
TANANE-3:K1	--	45.28	131.91	0.43
Suria Subtotal	27.055	15161.31	8848.01	69996.31

3.2.2 Estación Castilla

Tabla 21. Datos de Producción de los pozos que llegan a la estación Castilla

Nombre de la estación: Castilla	GOR scf/bbl	Oil Prod. bbl	Gas Prod. mscf	Water . bbl
CASTILLA ESTE-1	--	803.46	0	548.18
CASTILLA NORTE-1	--	1338.56	0	3195.3
CASTILLA NORTE-2	--	84.6	0	180.5
CASTILLA-1	--	801.38	0	6742.32
CASTILLA-10	--	0	0	0
CASTILLA-11	--	947.59	0	3093.88
CASTILLA-12	--	622.6	0	2672.52
CASTILLA-13	--	422.29	0	1179.6
CASTILLA-14	--	1009.33	0	3269.17
CASTILLA-16	--	1728.21	0	7757.79
CASTILLA-17	--	844.25	0	4885.09
CASTILLA-18	--	693.45	0	2950.91
CASTILLA-19	--	0	0	0
CASTILLA-2	--	398.05	0	1155.62
CASTILLA-20	--	368.93	0	1079.81
CASTILLA-21	--	682.85	0	2398.34
CASTILLA-22	--	401.3	0	2339.64
CASTILLA-23	--	806.75	0	2350.49
CASTILLA-24	--	0	0	0
CASTILLA-25H	--	3284.72	0	6774.86
CASTILLA-26	--	2043.92	0	3260.08
CASTILLA-27	--	478.07	0	2233.82
CASTILLA-28	--	446.45	0	2961.45
CASTILLA-29	--	1121.48	0	4775.3
CASTILLA-3	--	362.31	0	2543.54
CASTILLA-30	0	1343.46	0	8119.98
CASTILLA-31	--	1596.89	0	2755.58
CASTILLA-4	--	1250.71	0	5124.21
CASTILLA-5	--	136.79	0	1952.37
CASTILLA-7	--	1700.89	0	4329.21
CASTILLA-8	--	226.92	0	1406.33
CASTILLA-9	--	751.25	0	6038.08
Castilla Subtotal	0	26697.46	0	98073.97

3.2.3 Estación de Bombeo Apiay-EBA

Tabla 22. Datos de Producción de los fluidos que llegan a la estación de bombeo Apiay

Nombre de la estación: EBA	OIL	GAS	AGUA
	bbl	mscf	bbl
Despacho Porvenir	48930	0	207
Recibido Porvenir	48083	0	0
Recibo Apiasol	500	0	0
Recibo Apiay	10111	0	40
Recibo Bencina	0	0	0
Recibo Castilla	8478	0	51
Recibo Chichimene	20475	0	100
Recibo Condensado	0	0	0
Recibo JAWAR	643	0	5
Recibo Reducido	0	0	0
Recibo Suria	20391	0	44
Recibo Valdivia	1599	0	7
EBA Total	159210	0	454

3.3 CORRELACIONES DE POZOS

Debido a la falta de información para la caracterización de fluidos de algunos pozos de las estaciones de la Gerencia Llanos, se optó por correlacionarlos de acuerdo a la formación en la cual están produciendo y a los parámetros de los fluidos (°API, viscosidad, etc.) a las condiciones presentadas.

La correlación fue hecha tanto para la caracterización de crudo como para el análisis Cromatográfico de los gases, y se muestra en las siguientes tablas:

3.3.1 Caracterización de Crudos:

Tabla 23. Datos de análisis de crudos correlacionados Estación Suria

Pozo con información conocida	Ajuste
Suria 5-K1	Guayuriba2-K1,Ocoa-K1, Quenane1-K1, Suria Sur4-K1, Suria4-K1, Tanane1-K1, Tanane3-K1
Suria Sur1-K2	Pompeya1-K2, Suria Sur3-K2, Suria Sur7-K2, Suria1-K2, Suria6-K2, Suria7-K2
Suria Sur2-K2	Suria Sur4-K2, Suria Sur5, Suria Sur6-K2, Suria Sur8-K2, Suria2-K2, Suria3-K2

Tabla 24. Datos de análisis de crudos correlacionados Estación Castilla

Pozo con información conocida	Ajuste
Castilla N1	Castilla 1, 2, 3, 4, 5, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22

3.3.2 Cromatografía de los gases:

Tabla 25. Datos de análisis Cromatográfico y propiedades de los gases Estación Suria

Pozo con información conocida	Ajuste
Suria1-K2	
Suria2-K2	Suria6-K2, Suria7-K2
Suria4-K1	
Suria5-K1	
Suria Sur1-K2	Suria Sur6-K2
Suria Sur2-K2	Suria Sur2-K2
Suria Sur3-K2	
Suria Sur4-K1	Guayuriba2-K1, Pompeya1-K2, Quenane1-K1, Ocoa-K1
Suria Sur4-K2	Suria Sur8-K2
Tanane1-K1	Tanane3-K1
Suria Sur5-K2	

Una vez clasificada y organizada la información procedimos a realizar la simulación de los casos presentados en las estaciones de la Gerencia Llanos.

4. SIMULACIÓN DE PROCESOS EN “Hysys”

4.1 SIGNIFICADO DE LA SIMULACIÓN

Simulación es el proceso de modelar un sistema real y realizar corridas con dicho modelo para alcanzar un mejor entendimiento de dicho sistema. La construcción de un modelo y la posterior simulación, tiene una gran variedad de aplicaciones como en aeronáutica, economía, biotecnología, ingeniería de procesos, etc.

Los paquetes de simulación no son sistemas expertos. Los ingenieros de proceso deben especificar las operaciones unitarias ha ser ejecutadas, las conexiones entre las diferentes operaciones unitarias, las condiciones de operación, y son los responsables de un óptimo diseño. Los programas de computador tan sólo ejecutan balances de masa y energía en la misma forma como si fueran realizados a mano.

4.2 MODELAMIENTO EN ESTADO ESTACIONARIO

HYSYS ha sido excepcionalmente creado en relación con la arquitectura del programa, el diseño de la interfase, capacidades de ingeniería y operación interactiva. La capacidad integrada de modelamiento en estado estacionario y dinámico, mediante la cual el mismo modelo puede ser evaluado desde cualquier Hysys – Aplicaciones en Simulación de Procesos perspectiva compartiendo completamente la información de proceso, representa un avance bastante significativo en la industria.

Los diferentes componentes del programa HYSYS permiten una poderosa aproximación al modelamiento de procesos en estado estacionario. A un nivel básico, es posible seleccionar en forma sencilla métodos de cálculo de propiedades y operaciones, que le permiten al usuario modelar en forma confiable, un amplio

rango de procesos. Sin embargo más importante aún, es la forma como el programa permite maximizar el tiempo de simulación empleado en la elaboración de un modelo, incrementando el entendimiento del proceso.

La clave de esta última característica, es la operación de eventos manejados “Event Driven”. Usando un enfoque de grados de libertad, los cálculos en HYSYS se ejecutan en forma automática. El programa ejecuta cálculos tan pronto como los paquetes de propiedades y las operaciones unitarias tienen la suficiente información requerida. Cualquier resultado, incluyendo información parcial cuando n cálculo completo no puede ser realizado, se propaga bidireccionalmente a través de todo el diagrama de flujo. Lo que esto quiere decir, es que usando la información disponible se puede empezar la simulación en cualquier punto del diagrama de flujo, característica que ofrece una gran ventaja. Dado que los resultados están inmediatamente disponibles, incluyendo la forma como los cálculos se ejecutan, se gana un gran entendimiento sobre cada uno de los aspectos individuales del proceso.

La arquitectura de diagramas de flujo múltiples es de vital importancia en el modelamiento de procesos. Aunque HYSYS ha sido diseñado para permitir el uso de múltiples paquetes de propiedades y la creación de plantillas pre-construidas, la mayor ventaja de los diagramas de flujo múltiples, es la posibilidad de organizar procesos grandes en forma bastante eficiente. Mediante la división de grandes diagramas de flujo en componentes más pequeños, es posible aislar cualquier aspecto para un análisis detallado. Cada uno de estos subprocessos forma parte de la simulación global, y los cálculos se ejecutan automáticamente como cualquier operación.

El diseño de la interfase en HYSYS es consistente con esta forma de hacer el modelamiento. El acceso a la información es el aspecto más importante para un modelamiento exitoso, dando como hecho que se cumple con los requerimientos fundamentales para disponer de una información precisa. No solamente se tiene acceso a cualquier información cuando se necesite, sino que la misma se puede

encontrar simultáneamente en varias localizaciones. Así como no hay una forma estándar para construir un modelo, no hay una única forma para mirar un resultado.

En HYSYS se usan una gran variedad de métodos para mostrar la información de Hysys – Aplicaciones en Simulación de Procesos proceso tales como: ventana individual de propiedades, el diagrama de flujo de proceso “PFD”, el “Workbook”, el “Data Book”, los “Graphical Performance Profiles” y los “Tabular Summaries”. No solamente toda esta información está simultáneamente disponible, sino que cualquier componente de información se actualiza automáticamente siempre que cambien las condiciones de proceso.

La flexibilidad de HYSYS permite el uso de programas diseñados por terceras partes, y la construcción de operaciones unitarias por el cliente. La conexión con HYSYS se hace a través de la característica de extensión OLE.

4.3 PARTES DE LA SIMULACIÓN

4.3.1 El “Simulation Basis Manager”

HYSYS usa el concepto de paquete de fluido el cual contiene toda la información necesaria para realizar cálculos de equilibrio y de propiedades físicas. Permite definir toda la información (modelo termodinámico, componentes puros e hipotéticos, parámetros de interacción, reacciones, datos tabulados, etc.) dentro de una entrada sencilla. Esta característica permite tres ventajas claves:

- Toda la información está definida en una localización sencilla, lo cual permite fácilmente su creación y modificación.
- Los modelos termodinámicos se pueden almacenar como una entidad completamente definida para su uso en cualquier simulación.
- Se pueden usar múltiples modelos termodinámicos en la misma simulación. Sin embargo, todos ellos están definidos dentro del “Basis Manager” común.

El “Simulation Basis Manager” es una pantalla que permite crear y manipular cualquier modelo termodinámico en la simulación. Siempre que se abre un nuevo caso, HYSYS va directamente a esta localización. La pestaña **Fluid Pkgs** del **Simulation Basis Manager** contiene un listado y suministra el acceso para la definición del modelo termodinámico. Se pueden usar uno o varios modelos termodinámicos en una simulación, como se explicó anteriormente.

Los programas actuales de simulación de procesos, presentan un gran número de modelos termodinámicos suministrados para ejecutar cálculos de sistemas de fluidos químicos. Con esta gran variedad de modelos disponibles, cómo se decide que modelo usar para determinado sistema? Habiendo seleccionado un modelo, qué verificaciones adicionales se requieren para validar si el modelo seleccionado es adecuado? Es responsabilidad del ingeniero que está simulando tener una apreciación sobre las debilidades de cada modelo, ya sea por las suposiciones hechas en el desarrollo del modelo matemático, o por la precisión de las propiedades que predice. El ingeniero necesita tener un entendimiento general del comportamiento de fases de los sistemas, puesto que esto tendrá un gran efecto sobre la interpretación que le dé a los resultados de la simulación.

La *Figura 11* se puede usar como una guía para seleccionar el modelo más apropiado de equilibrio líquido-vapor para una mezcla determinada.

Puesto que Hysys maneja varios ambientes de simulación, a continuación se presenta una explicación sobre los ambientes de simulación que corresponden al diagrama de flujo principal “Main Flowsheet” que tiene relación con la plantilla subdiagrama de flujo “Template Sub-Flowsheet”, y al ambiente ***Oil Characterization Environment***.

En el ambiente principal “Main Flowsheet” o en el “Template Sub-Flowsheet”, cualquier operación disponible en HYSYS se puede acceder vía el “Palette”, (excepto aquellas específicamente asociadas con columnas tales como secciones

de platos, rehervidores, etc.). Cuando se está dentro de una plantilla “Column Sub-Flowsheet” se dispone de un “Palette” específico.

El otro ambiente principal es el ***Oil Characterization Environment*** el cual permite caracterizar un crudo creando y definiendo ensayos “Assays” y mezclas “Blends”. Con el procedimiento para caracterización de un crudo se generan pseudo componentes de petróleo para usarlos en los paquetes de propiedades. El “Oil Environment” es accesible únicamente desde el ambiente “Simulation Basis Environment”.

Estos dos tipos de ambientes tienen un gran significado en lo que respecta con la interacción entre el diagrama de flujo principal y los subdiagramas.

4.3.2 El Ambiente “Main Flowsheet / Sub-Flowsheet / Column Sub-Flowsheet / Environment”

Se dice que el ***Main Flowsheet*** es el diagrama de flujo padre para los ***Sub-Flowsheets*** que contiene. Un ***Sub-Flowsheet*** puede también ser un diagrama de flujo padre si contiene otros ***Sub-Flowsheets***.

El “Main Flowsheet Environment” es la localización en la cual se realiza la mayoría del trabajo, instalación y definición de corrientes, operaciones unitarias, columnas y subdiagramas de flujo. Este diagrama de flujo sirve como el nivel base o diagrama de flujo principal para el caso completo de simulación. Cualquier número de subdiagramas pueden ser generados desde este diagrama de flujo principal. Mientras que hay solamente un ambiente para el diagrama de flujo principal, cada subdiagrama que se instale tiene su propio ambiente.

El escritorio para el ambiente del diagrama de flujo principal contiene ***Barra de Menús*** y ***Barra de Botones*** diseñados para construir y correr los casos de simulación. Hay dos ventanas principales del caso de simulación el ***Workbook*** y el ***PFD***.

El ambiente del subdiagrama es muy parecido al ambiente del diagrama de flujo principal, en el cual se pueden instalar corrientes, operaciones y otros subdiagramas. Una diferencia es que mientras se está en el ambiente de un subdiagrama, los cálculos en estado estacionario en otras áreas de la simulación quedan en espera, y no se realizan hasta tanto no se retorne al ambiente del diagrama de flujo principal.

Entre la apariencia de los escritorios para el ambiente de los subdiagramas y del diagrama de flujo principal, hay una pequeña diferencia representada en la adición a la barra de botones, de un botón para el ambiente de simulación padre.



*Enter Parent Simulator
Environment*

En forma similar a lo descrito anteriormente para el ambiente de un subdiagrama, el ambiente **Column Environment** es donde se instalan y definen las corrientes y operaciones contenidas en un subdiagrama columna **Column Sub-Flowsheet**.

Ejemplos de operaciones unitarias disponibles para usar en un subdiagrama columna incluyen secciones de platos, condensadores, rehervidores, despojadoras laterales, intercambiadores de calor y bombas. HYSYS contiene plantillas pre-construidas para subdiagramas columna con las cuales rápidamente se puede instalar una columna de determinado tipo y luego si es necesario, se adecua de acuerdo con su propio ambiente requerido.

Una plantilla o **Template** puede ser una plantilla para un Subdiagrama Columna con un archivo de extensión ***.col**, o una plantilla subdiagrama “Sub-Flowsheet Template”, que corresponde a un diagrama normal de flujo de HYSYS con alguna información adicional contenida en sus propiedades principales, y con un archivo de extensión diferente usado cuando es almacenado en disco (***.tpl**).

La Barra de Menús, la Barra de Botones y las ventanas principales para el ambiente “Column Environment” han sido diseñadas exclusivamente para el diseño, la modificación y la convergencia de los subdiagramas de flujo Columna. Por ejemplo,

una ventana adicional (el **Column Runner**) ha sido adicionada con su correspondiente menú de entrada y **Barra de Botones**, para suministrar el acceso. Aún con estos cambios, la apariencia del escritorio para el ambiente “Column Environment” continúa siendo muy similar a la apariencia del escritorio convencional para el ambiente del diagrama de flujo principal.



Column Runner

Por la naturaleza del método de solución de un subdiagrama Columna, este no soporta otros subdiagramas de flujo.

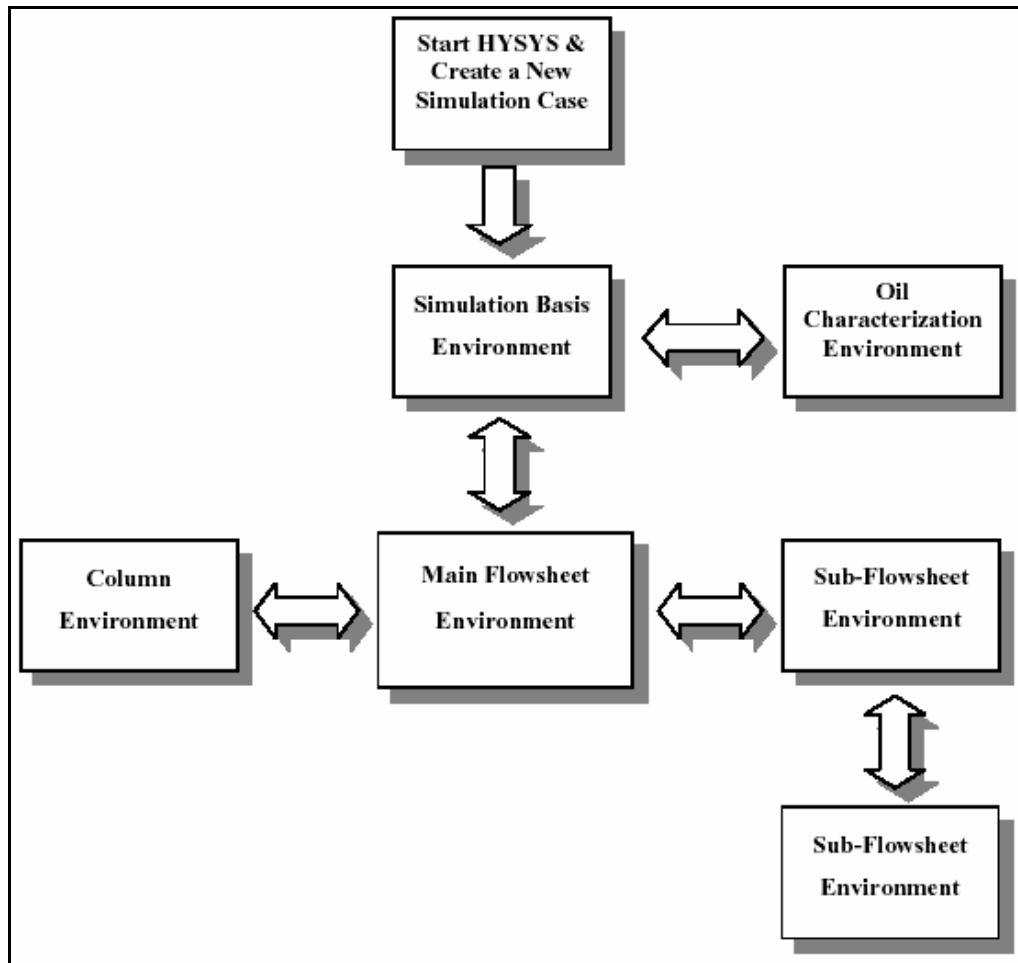
4.3.3 Ambientes Relacionados

El diagrama en la *Figura 10* muestra la relación que existe entre los diferentes ambientes. Las flechas indican las direcciones en las cuales normalmente uno se mueve entre los ambientes, cuando se está construyendo un caso de simulación con HYSYS. El proceso típico para construir un caso de simulación es como sigue:

1. Crear un nuevo caso de simulación y definir las opciones a seguir en el **Simulation Basis Environment**.
2. Estando en el **Simulation Basis Environment** se puede hacer lo siguiente:
 - Escoger un método termodinámico y los componentes puros de la librería de componentes de HYSYS.
 - Crear y definir componentes hipotéticos.
 - Definir reacciones.

En este punto se tienen dos posibilidades. Si se dispone de un fluido de petróleo para caracterizar, proceder con el paso 3. Si no, proceder con el paso 5.

Figura 26. Relación entre los diferentes ambientes de simulación



3. Entrar al ambiente **Oil Characterization Environment** en el cual es posible hacer lo siguiente:
 - Definir uno o más Ensayos “Assays” y Mezclas “Blends”.
 - Generar pseudocomponentes del petróleo los cuales representan el crudo.
4. Volver al ambiente **Simulation Basis Environment**.
5. Entrar al ambiente Main Flowsheet Environment, en el cual es posible hacer lo siguiente:

- Instalar y definir corrientes y operaciones unitarias en el diagrama de flujo principal para el caso de simulación.
 - Instalar operaciones columna “Columns”, operaciones pre-construidas como plantillas de procesos “Process Templates” y subdiagramas de flujo “Sub- Flowsheets”.
6. Entrar al ambiente Column o Sub-Flowsheet Environment cuando se requiera hacer cambios en la topología, o si se quiere sacar ventaja del escritorio propio del ambiente del subdiagrama de flujo.

Tener presente que en cualquier momento durante la simulación, es posible moverse entre los diferentes ambientes de diagramas de flujo. Las flechas en el diagrama de la *Figura 10* muestran que los ambientes **Column** y **Sub-Flowsheet Environments**, son accesibles solamente desde el diagrama de flujo principal **Main Flowsheet**. Sin embargo, esta es solamente la forma típica de moverse entre los diferentes ambientes. El **Navigator** permite moverse directamente de un diagrama de flujo a otro. La única restricción es que el **Oil Environment** solamente puede ser accesado desde el **Simulation Basis Environment**.



Navigator Button

4.4 CARACTERIZACIÓN DE CRUDOS

En Hysys un crudo o mezcla de crudos, está compuesto por cualquier número de Ensayos (Assays). Cada **Assay** individual contiene información específica con respecto a las propiedades globales (Bulk Properties), la curva de puntos de ebullición (Boiling Point Curve) y las curvas de propiedades (Property Curves).

Para las propiedades globales se puede suministrar el peso molecular, la densidad másica, el factor de caracterización de Watson (UOP) K y/o la viscosidad. La curva de puntos de ebullición se puede suministrar en cualquiera de los formatos

mostrados en la *Figura 25*. Durante los cálculos, HYSYS automáticamente convierte todas las curvas a la básica TBP. También se tiene la opción de suministrar curvas de peso molecular, de densidad másica y/o viscosidad.

Hay tres pasos generales que se deben seguir cada vez que se vaya a crear un crudo (OIL):

1. Caracterizar el ensayo (Assay).
2. Generar Pseudo Componentes.
3. Instalar el crudo (OIL) en el PFD

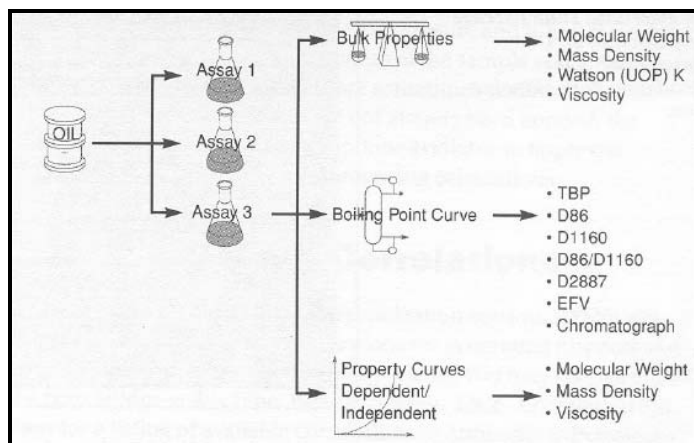
4.4.1 Paso Uno – Caracterizar el Ensayo (Assay)

Entrar a HYSYS la información del Assay mediante la pestaña **Assay** de la ventana **Oil Characterization**. HYSYS usará la información suministrada del Assay para generar internamente las curvas TBP, peso molecular, densidad y viscosidad.

4.4.2 Paso Dos - Generar Pseudo Componentes

Los pseudo componentes son generados por las curvas de trabajo desde la pestaña **Cut/Blend** de la ventana **Oil Characterization**.

Figura 27. Caracterización de Crudos



4.4.3 Paso Tres – Instalar el Crudo

Una vez la mezcla (Blend) ha sido caracterizada satisfactoriamente, instalar los pseudo componentes en el caso de HYSYS desde la pestaña **Install Oil** de la ventana **Oil Characterization**. Se puede instalar el crudo (OIL) como una corriente definida, mediante la entrada de un nombre de corriente (Stream name). Los pseudo Hysys – Aplicaciones en Simulación de Procesos componentes son adicionados al respectivo **Hypo Group** y al **Fluid Package** asociado.

4.4.4 Propiedades de Usuario

Adicionalmente a los tres pasos básicos requeridos para caracterizar un crudo en HYSYS, se pueden adicionar, modificar, clonar o borrar propiedades de usuario.

Una propiedad de usuario es cualquiera que se pueda calcular con base en la composición.

4.4.5 Correlaciones

A través de la pestaña **Correlation** de la ventana **Oil Characterization**, se pueden seleccionar correlaciones. HYSYS permite escoger de una amplia variedad de correlaciones, las que se deseen para determinar tanto las curvas de trabajo como para la generación de los pseudo componentes.

5. CONSIDERACIONES

- El primer factor importante para el desarrollo de la simulación en HYSYS es caracterizar el crudo, el cual se determina mediante pruebas o análisis a los fluidos, estas pruebas manejan información, tal como Gravedad API, viscosidad a diferentes temperaturas, Factor de Caracterización de Watson, etc.

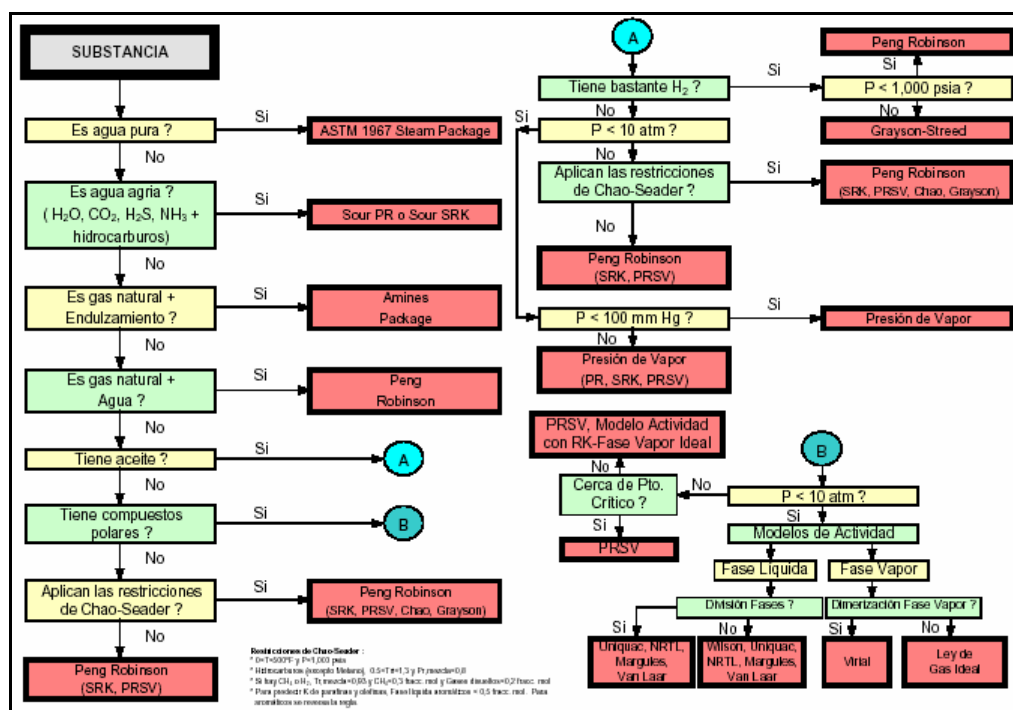
Para ello nos basamos en información suministrada por estudios previos realizados por el ICP¹². Los datos de análisis de crudos y cromatografía de los gases usados para caracterizar termodinámicamente los fluidos corresponden a un análisis desarrollado en Agosto de 2002.

- Los datos de producción de las estaciones, se obtuvieron de reportes generados por el FIELDVIEW para el mes de Noviembre de 2003; se utilizaron 10 reportes diarios para efectuar la validación y ajustes al modelo, y se trabajó con el reporte promedio mensual para analizar los fenómenos sucedidos al momento de alterar las condiciones de tratamiento y las propiedades termodinámicas de los fluidos.
- Para realizar cálculos en Hysys, la temperatura ambiente promedio fue supuesta en:
 - Apiay, Suria y Reforma y EBA: 95 [°F] - 35 [° C].
 - Castilla 1, Castilla 2: 98 [°F] - 37 [° C].
 - Chichimene
- El paquete termodinámico empleado en la caracterización de los fluidos fue la ecuación de estado de Peng – Robinson; esto es debido a las condiciones

12 Fuente: "Caracterización de Muestras de Crudo y Gas Campos de la GLL"

con las cuales se presenta el fluido en las estaciones (Temperatura, Presión, etc.). A esto se adjunta la tabla con las directrices apropiadas para la selección del mejor paquete termodinámico a desarrollar, *Figura 27*:

Figura 28. Diagrama de flujo para selección de un modelo Termodinámico¹³



6. RESULTADOS

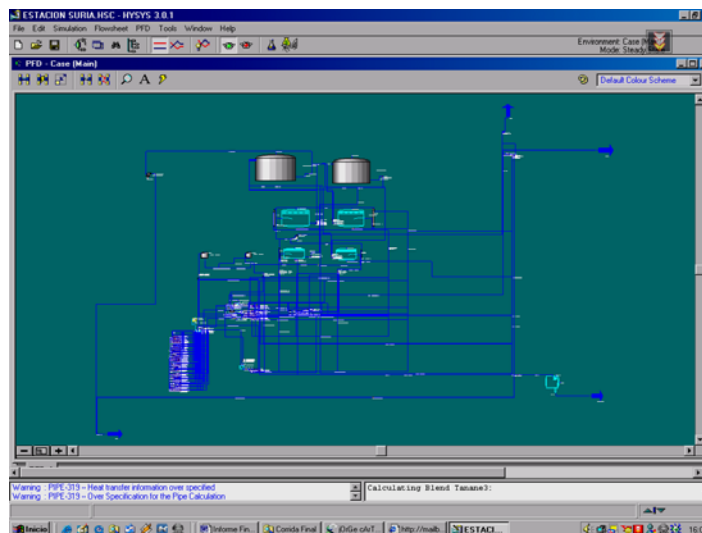
6.1 Estación Suria:

- Durante el desarrollo de la simulación correspondiente al tratamiento de los fluidos de la estación Suria se logró ajustar el caso, de tal forma que el porcentaje de error o desviación fue del 9%.
- De acuerdo a la simulación, las pérdidas debidas al fenómeno de evaporación en tanques y quema en tea fue el siguiente:

Tabla 26. Pérdidas en estación Suria, Simulación en Hysys.

	[SCFD]
Gas Suria Tea	210000
Evaporación en tanques	74000
Total	284000

Figura 29. Esquema general de la estación Suria.



Para tratar de recuperar la mayor cantidad de hidrocarburos presentes en cada una de las corrientes de los fluidos de la estación se instalaron el Sistema de Enfriamiento de Crudo (S. E. C.) y Sistema de Enfriamiento de Gas (S. E. G.).

6.1.1 Sistema de Enfriamiento de Crudo

En las tablas que se presentan a continuación se muestran las cargas de fluido manejados en el S. E. C. tanto a la entrada como a la salida de los enfriadores. Cabe resaltar que el S. E. C. actualmente se encuentra fuera de servicio.

Tabla 27. Cargas en el S. E. C. de la estación Suria, simuladas en Hysys

Entrada	Temp. de Fluido [°F]	Fluido [BPD]	Gas [MMSCFD]	Crudo [BOPD]	Agua [BWPD]
A	164.76	7672.5	6.9474e-3	7552.2	391.37
B	164.76	7672.5	6.9474e-3	7552.2	391.37

Salida	Temp. de Fluido [°F]	Fluido [BPD]	Gas [MMSCFD]	Crudo [BOPD]	Agua [BWPD]
A	144	7672.54	4.65e-003	7554.55	392.05
B	144	7672.54	4.65e-003	7554.55	392.05

La cantidad de hidrocarburos que se esta condensando bajo estas condiciones es de 0.5 BOPD.

Se realizaron variaciones en la temperatura de salida del producto y se obtuvo que:

- La temperatura a la cual se recuperaría la mayor cantidad de condensados del gas presente en la corriente de fluido del enfriador A es 130.1 °F.

Tabla 28. Cargas en el E – 171A de la estación Suria, simuladas en Hysys @ 130.1

Salida	Temp. de Fluido [°F]	Fluido [BPD]	Gas [MMSCFD]	Crudo [BOPD]	Agua [BWPD]
A	130.1	7674.8	--	7553.51	392.41

- La temperatura a la cual se recuperaría la mayor cantidad de condensados del gas presente en la corriente de fluido del enfriador B es 130.5 °F.

Tabla 29. Cargas en el E – 171A de la estación Apiay, simuladas en Hysys @ 130.1

Salida	Temp. de Fluido [°F]	Fluido [BPD]	Gas [MMSCFD]	Crudo [BOPD]	Agua [BWPD]
A	130.5	7674.8	--	7553.51	392.405

La cantidad de hidrocarburo adicional recuperado son aproximadamente 4.5 BOPD.

- Si no estuviese operando el sistema de enfriamiento de crudo, es decir, a una temperatura de producto similar a la temperatura de entrada 164.76 °F al sistema, el comportamiento ofrecido por el fluido da como resultado un condensado no recuperado en tanques de alrededor de 60BOPD.

6.1.2 Sistema de Enfriamiento de Gas

- Cabe resaltar que el resultado obtenido por el simulador difiere de las condiciones registradas en campo, debido a que la composición del gas que tenemos en la corriente de entrada fue correlacionada por ausencia de datos cromatográficos de algunos de los pozos; por lo tanto trataremos de extrapolar la cantidad de condensado obtenida y centraremos nuestra atención en el comportamiento que el fluido ofrece ante la variación de los parámetros termodinámicos del mismo.

En las tablas que se presentan a continuación se muestran las cargas de fluido manejados en el S. E. G. tanto a la entrada como a la salida de los enfriadores.

Tabla 30. Cargas en el S. E. G. de la estación Suria, simuladas en Hysys

Entrada	Temp. de Fluido [°F]	Gas [MMSCFD]	Crudo [BOPD]	Agua [BWPD]
	165.88	9.64	2.93e-2	2.36

Salida	Temp. de Fluido [°F]	Gas [MMSCFD]	Crudo [BOPD]	Agua [BWPD]
	96	7.88	68.54	229.34

El condensado recuperado a estas condiciones es de 67 BOPD.

- Ya que el principio de funcionamiento del sistema de enfriamiento esta basado en la convección forzada ofrecida por el aire generado por los ventiladores, el cual circunda por las paredes externas del conducto, para de esta forma transferir el calor suficiente para disminuir la temperatura del fluido, podemos decir que la temperatura mínima que el fluido podría adquirir en dicha transferencia de calor sería la temperatura ambiente, asumiendo que el material conductor es ideal.

A condiciones ideales, a una temperatura de producto de 89.6 °F, el comportamiento ofrecido por el fluido se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 31. Cargas en el S. E. G. @ 89.6 °F

Salida	Temp. de Fluido [°F]	Gas [MMSCFD]	Crudo [BOPD]	Agua [BWPD]
	89.6	7.822	82.33	236.32

El condensado adicional recuperado a estas condiciones es de 15 BOPD.

- Si no estuviese operando el sistema de enfriamiento de gas, se presentarían perdidas por envío de Gas a Suria en 0.95MMSCFD, es decir, que se dejarían de condensar 300 BFPD, además se aumentan las pérdidas por quema en tea en 1190 SCFD.
- Al duplicar la carga sobre el S. E. G. y continuar con las condiciones actuales de operación, la eficiencia del sistema no se vería afectada. Ver tablas anexas:

Tabla 32. Cargas duplicadas en el S. E. G. de la estación Suria, simuladas en Hysys

Entrada	Temp. de Fluido [°F]	Gas [MMSCFD]	Crudo [BOPD]	Agua [BWPD]
	165.88	19.289	5.87e-2	4.7198

Salida	Temp. de Fluido [°F]	Gas [MMSCFD]	Crudo [BOPD]	Agua [BWPD]
	96	15.775	137.08	458.68

El condensado recuperado a estas condiciones es de 137.03 BOPD.

- El gas entregado a la planta de Gas presenta unas GPM de 10.45 gal/ Mscf, dato que puede ser ajustado de acuerdo a las posibles mediciones de composición de gas que se realicen para cada pozo.

6.1.3. Sistemas Auxiliares

- A las condiciones actuales de operación el volumen de condensado recuperado en el drum de botas es de 0.15 BOPD, aproximadamente 6.3 galones por día.

6.2 Estación de Castilla

- Durante el desarrollo de la simulación correspondiente al tratamiento de los fluidos de la estación Castilla se logró ajustar el caso, de tal forma que el porcentaje de error o desviación fue del 0.4%.
- En las figuras 29 y 30, se muestran los esquemas generales de los casos de simulación creados para las estaciones de Castilla1 y Castilla 2.

Figura 30. Esquema general de la estación Castilla 1

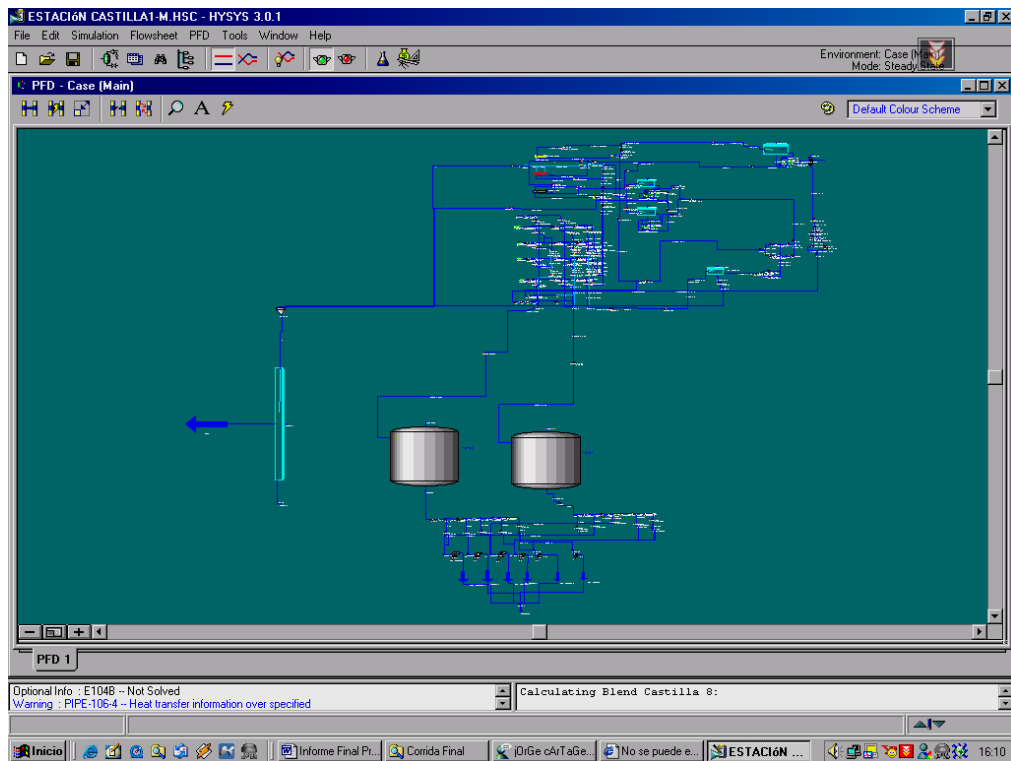
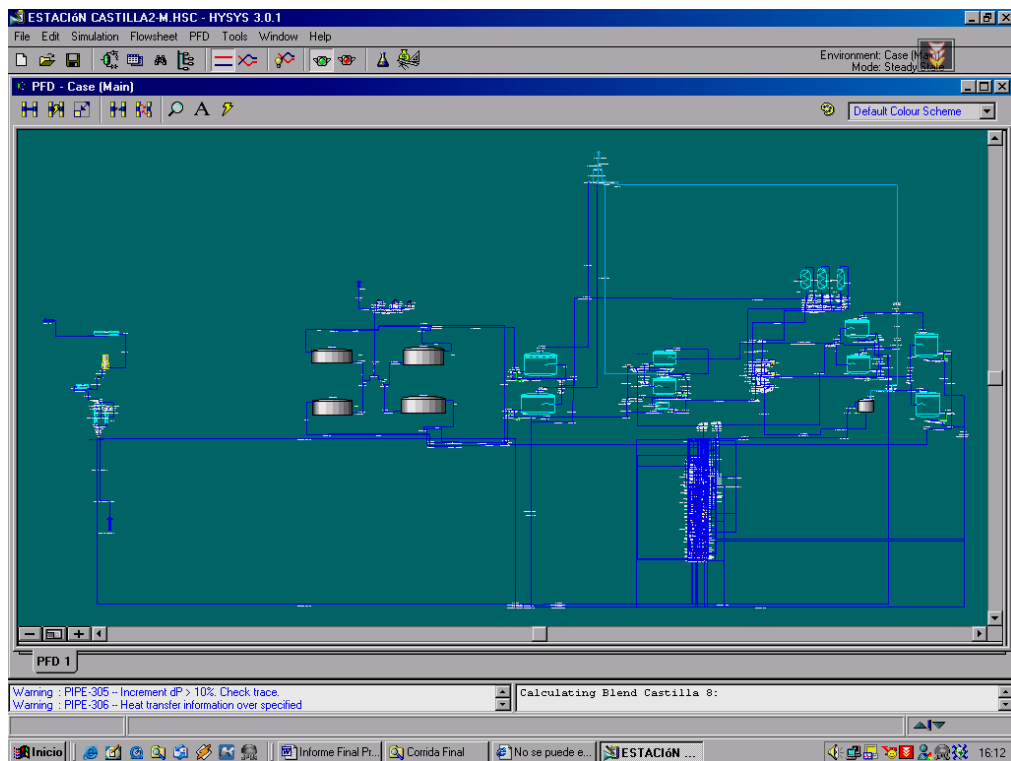


Figura 31. Esquema general de la estación Castilla 2

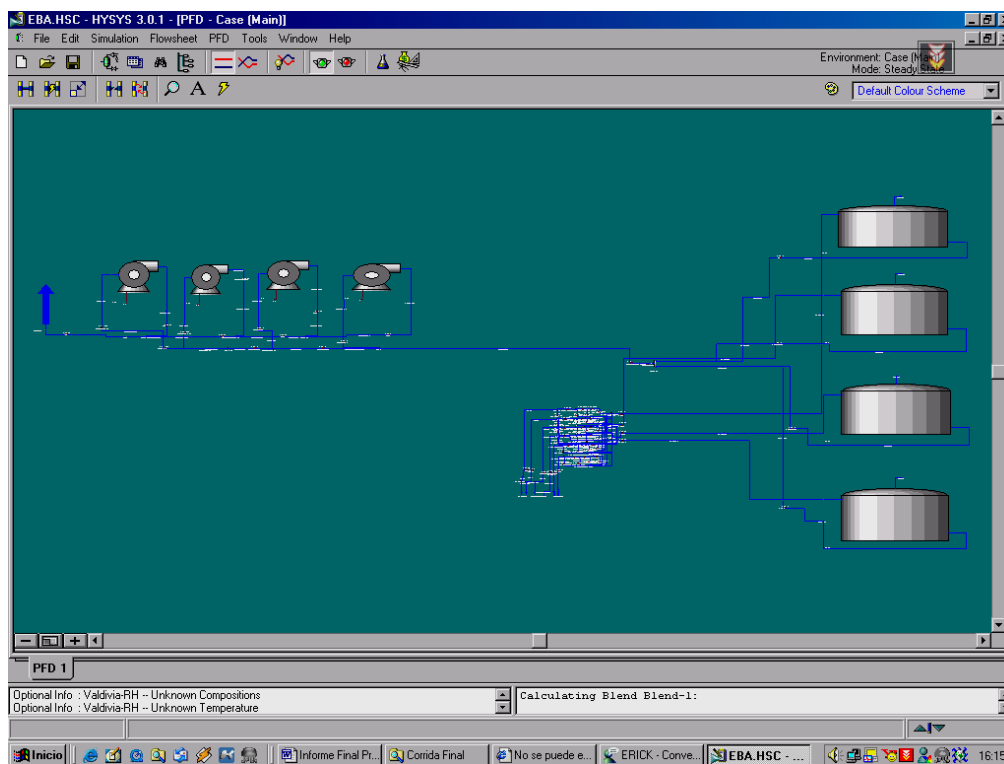


- De acuerdo a la información disponible para realizar la simulación, al tipo de fluido tratado en la estación de Castilla, crudo de 13°API y al tipo de simulación realizada Estado Estable, el simulador no arrojó las pérdidas por evaporación en los tanques. Además es importante anotar que la poca presencia de gas imposibilita que el simulador de una estimación de las pérdidas ocurridas en tanques y pérdidas por quema en tea, aunque este último dispositivo no se encuentra funcionando.
- En el API de la estación de Castilla 1 se está recuperando cerca de 18 BOPD, en forma de trazas, mientras que en la de Castilla 2 se estarían recuperando 27.3 BOPD según resultados del simulador.

6.3 Estación de Bombeo Apiay-EBA

- Durante el desarrollo de la simulación correspondiente al tratamiento de los fluidos de la estación EBA se logró ajustar el caso, de tal forma que el porcentaje de error o desviación fue del 1,7%.
- En la figura 31, se muestra un esquema general del caso de simulación creado para la Estación de Bombeo Apiay - EBA.
- Actualmente para manipular la viscosidad de los fluidos en la estación de bombeo Apiay - EBA se hace uso de la dilución de fluidos como mecanismo de control de la gravedad de los fluidos para el transporte del mismo; durante este proceso se genera una disminución o contracción volumétrica debida a la mezcla de fluidos con distintas propiedades, sin desligar los parámetros termodinámicos que rigen los fluidos, los cuales se hallan a distintas condiciones.
Este fenómeno es simulado en el actual caso y es cuantificada la contracción volumétrica ejercida en el proceso.

Figura 32. Esquema general de la Estación de Bombeo Apiay (E. B. A.)



En la tabla 31 se muestra la disminución en volumen y el comportamiento del nuevo fluido formado a partir de la mezcla, sus nuevos parámetros termodinámicos y demás propiedades que en cierta forma van a incidir directa o indirectamente en la capacidad de bombeo del fluido.

Tabla 33. Disminuciones Volumétricas de los fluidos E. B. A., simuladas en Hysys

Mezcla	Ideal	Real	Reducción volumétrica
Crudo en EBA	51853	51055.27	797.73

- La viscosidad del fluido simulado en Hysys para ser Bombeado a la Estación de El Porvenir es de 78.5 cSt @ 128.5 °F y 1800 psia, además presenta un °API de 20.36.

7. CONCLUSIONES

- La mayor cantidad de condensados obtenidos en el sistema de enfriamiento de Gas de Suria se dan a una temperatura operacional igual a la temperatura ambiente.
- La temperatura óptima de operación del sistema de enfriamiento de crudo de Suria, en la cual se condensan los HC volátiles en los tanques es aproximadamente 130°F.
- Las pérdidas ocurridas en la estación Suria alcanzan a ser 284000 SCFD.
- De acuerdo a la información disponible para realizar la simulación en la estación de Castilla, al tipo de fluido tratado en la estación, al tipo de simulación realizada y las propiedades termodinámicas no se pudieron determinar las pérdidas por evaporación en los tanques. Además es importante anotar que la poca presencia de gas imposibilita que el simulador de una estimación de las pérdidas ocurridas en tanques.
- En la estación de Bombeo Apiay - EBA se presenta una reducción volumétrica de 797 BOPD. a causa de mezclar fluidos de diferentes gravedades API.

8. RECOMENDACIONES

- Para realizar este y posteriores trabajos sería conveniente tener los planos de las estaciones, debido a que la mayoría de los equipos presentan tubería enterrada tanto para la entrada como para la salida de fluidos, en algunos casos se tuvo que suponer la orientación de dichas facilidades.
- Para llevar a cabo una mejor validación de los datos aportados por el simulador se debería tener un análisis más reciente y más completo de los fluidos de las estaciones.
- La simulación se realizó en Hysys, en modo de Estado Estable, es conveniente realizar la simulación en modo dinámico con el fin de determinar carga máxima de equipos y condiciones de operación óptimas de los equipos empleados para el tratamiento de fluidos en cada estación.

9. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Biblioteca de Consulta Microsoft® Encarta® 2003. © 1993-2002 Microsoft Corporation. Reservados todos los derechos.
- CARRILLO, Rafael. SANDOVAL, Arturo. Estudio y Análisis del tratamiento de los crudos pesados del Campo Castilla. “División de combustibles líquidos”. Febrero de 1993.
- ECOPETROL ICP. Caracterización de muestras de Crudo y Gas Campos de la GLL. INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO, Centro de Investigación y Desarrollo; Piedecuesta – Santander, Agosto de 2002
- ECOPETROL Gerencia Llanos. Procedimientos de tareas con impacto ambiental significativo; Mantenimiento de los sistemas de tratamiento de agua de producción de la estación de recolección Apiay. Coordinación de tratamiento. Apiay, julio de 2003
- ECOPETROL Gerencia Llanos. Departamento de Operaciones Apiay. Manual de Procedimientos Operacionales estación de recolección y tratamiento Apiay. PRODUCCIÓN. Apiay, 2002
- ECOPETROL Gerencia Llanos. Departamento de Operaciones Apiay. Manual de Procedimientos Operacionales estación de recolección y tratamiento Suria. PRODUCCIÓN. Apiay, 2002
- ECOPETROL Gerencia Llanos. Departamento de Operaciones Apiay. Manual de Procedimientos Operacionales estación de recolección y tratamiento Reforma. PRODUCCIÓN. Apiay, 2002.

- ECOPETROL Gerencia Llanos. Departamento de Operaciones Castilla. Manual de Operaciones estación de recolección y tratamiento Chichimene. PRODUCCIÓN, Castilla La Nueva, Octubre 2002.
- ECOPETROL Gerencia Llanos. Departamento de Operaciones Castilla. Manual de Operaciones estación de recolección y tratamiento Chichimene. PRODUCCIÓN, Castilla La Nueva, Octubre 2002
- <http://www.castillalanueva.gov.co>
- JARAMILLO, Ing. Alonso. Curso: Simulación de procesos usando Hysys, aplicaciones en tratamiento de gas natural y destilación de hidrocarburos UIS, Septiembre de 2002