

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

LUIS FERNANDO ALVAREZ ORTIZ

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**

LUIS FERNANDO ALVAREZ ORTIZ

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, Ulises y Rosalba quienes con su apoyo, cariño y afecto me impulsaron en pro de la culminación de este objetivo.

Mis hermanos Heriberto, Alexander, Sandra Milena y Fidel Alfonso, quienes se convirtieron en mi alegría y fuente de inspiración.

A mi novia Lía Margarita, quien siempre estuvo presente para brindarme su apoyo y entusiasmo durante el desarrollo de este evento.

## **AGRADECIMIENTOS**

ECOPETROL - GERENCIA LLANOS, por brindarme la oportunidad de desarrollarme como profesional y como persona.

A todo el personal de la gerencia, los ingenieros, técnicos y operadores, quienes con sus experiencias y enseñanzas, así como con su significativo aporte en el proyecto logramos sacar adelante el proyecto en referencia.

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.

## **TABLA DE CONTENIDO**

<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
<b>OBJETIVOS .....</b>	<b>2</b>
<b>1 GENERALIDADES DE LOS CAMPOS .....</b>	<b>3</b>
<b>1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA .....</b>	<b>3</b>
<b>1.2 RESEÑA HISTÓRICA DE LOS CAMPOS .....</b>	<b>5</b>
1.2.1 APIAY, REFORMA – LA LIBERTAD .....	5
1.2.2 CHICHIMENE.....	6
<b>1.3 GEOLOGÍA .....</b>	<b>7</b>
1.3.1 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL .....	7
1.3.2 GEOLOGÍA ESTRATIGRÁFICA.....	8
1.3.2.1 Basamento Económico Precretáceo .....	8
1.3.2.2 Formación Une.....	9
1.3.2.3 Formación Chipaque .....	9
1.3.2.4 Formación Mirador .....	9
1.3.2.5 Formación Carbonera.....	9
1.3.2.6 Areniscas de Carbonera .....	10
1.3.3 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO.....	11
<b>1.4 CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO.....</b>	<b>12</b>
<b>2 CONDICIONES ACTUALES DE OPERACIÓN .....</b>	<b>14</b>
<b>2.1 ESTACIÓN APIAY .....</b>	<b>14</b>
2.1.1 MÓDULO DE RECOLECCIÓN.....	14
2.1.1.1 Configuración de entrada de los pozos .....	14
2.1.2 MÓDULO DE SEPARACIÓN .....	16
2.1.3 MÓDULO DE TRATAMIENTO .....	18
2.1.3.1 Módulo de tratamiento de gas.....	18
2.1.3.2 Módulo de tratamiento del crudo .....	21
2.1.3.3 Sistema de prueba de pozos .....	25
2.1.3.4 Módulo de tratamiento de agua.....	27
2.1.4 MÓDULO DE ALMACENAMIENTO Y DESPACHO .....	32
<b>2.2 ESTACIÓN LIBERTAD – LA REFORMA .....</b>	<b>34</b>

2.2.1	MÓDULO DE RECOLECCIÓN.....	34
2.2.1.1	Configuración de entrada de los pozos .....	34
2.2.2	MÓDULO DE SEPARACIÓN .....	36
2.2.3	MÓDULO DE TRATAMIENTO .....	38
2.2.3.1	Módulo de tratamiento de gas .....	38
2.2.3.2	Módulo de tratamiento de crudo .....	40
2.2.3.3	Sistema de prueba de pozos .....	41
2.2.3.4	Módulo de tratamiento y vertimiento de agua .....	43
2.2.4	MÓDULO DE ALMACENAMIENTO Y DESPACHO .....	45
<b>2.3</b>	<b>ESTACIÓN CHICHIMENE.....</b>	<b>47</b>
2.3.1	MÓDULO DE RECOLECCIÓN.....	47
2.3.1.1	Configuración de entrada de los pozos .....	48
2.3.2	MÓDULO DE TRATAMIENTO .....	49
2.3.2.1	Módulo de tratamiento de gas.....	49
2.3.2.2	Módulo de tratamiento de crudo .....	50
2.3.2.3	Sistema de prueba de pozos .....	54
2.3.2.4	Módulo de tratamiento y vertimiento de agua .....	56
2.3.3	MÓDULO DE ALMACENAMIENTO Y DESPACHO .....	62
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA .....</b>	<b>66</b>
<b>3.1</b>	<b>RECOPIACIÓN DE DATOS EN CAMPO.....</b>	<b>66</b>
<b>3.2</b>	<b>CARACTERIZACIÓN SIMULADA DE LOS FLUIDOS EN HYSYS....</b>	<b>67</b>
<b>3.3</b>	<b>SIMULACIÓN DEL TRATAMIENTO DE LOS FLUIDOS EN HYSYS</b>	<b>68</b>
<b>3.4</b>	<b>ANÁLISIS DE LOS FLUIDOS .....</b>	<b>70</b>
3.4.1	ANÁLISIS DE CRUDOS .....	74
3.4.2	ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO Y PROPIEDADES DEL GAS .....	77
<b>3.5</b>	<b>DATOS DE PRODUCCIÓN .....</b>	<b>79</b>
3.5.1	ESTACIÓN APIAY.....	79
3.5.2	ESTACIÓN REFORMA – LA LIBERTAD .....	80
3.5.3	ESTACIÓN CHICHIMENE .....	80
<b>3.6</b>	<b>CORRELACIONES DE POZOS.....</b>	<b>81</b>
3.6.1	CARACTERIZACIÓN DE CRUDOS:.....	81
3.6.2	CROMATOGRAFÍA DE LOS GASES: .....	82
<b>4</b>	<b>SIMULACIÓN DE PROCESOS EN “HYSYS” .....</b>	<b>83</b>
<b>4.1</b>	<b>SIGNIFICADO DE LA SIMULACIÓN.....</b>	<b>83</b>
<b>4.2</b>	<b>MODELAMIENTO EN ESTADO ESTACIONARIO .....</b>	<b>83</b>
<b>4.3</b>	<b>PARTES DE LA SIMULACIÓN.....</b>	<b>86</b>
4.3.1	EL “SIMULATION BASIS MANAGER” .....	86
4.3.2	EL AMBIENTE “MAIN FLOWSHEET / SUB-FLOWSHEET / COLUMN SUB-FLOWSHEET / ENVIRONMENT” .....	88
4.3.3	AMBIENTES RELACIONADOS .....	90
<b>4.4</b>	<b>CARACTERIZACIÓN DE CRUDOS .....</b>	<b>93</b>
4.4.1	PASO UNO – CARACTERIZAR EL ENSAYO (ASSAY) .....	94
4.4.2	PASO DOS - GENERAR PSEUDO COMPONENTES .....	94

4.4.3	PASO TRES – INSTALAR EL CRUDO .....	95
4.4.4	PROPIEDADES DE USUARIO.....	95
4.4.5	CORRELACIONES .....	95
<b>5</b>	<b>CONSIDERACIONES .....</b>	<b>96</b>
<b>6</b>	<b>RESULTADOS .....</b>	<b>99</b>
<b>6.1</b>	<b>ESTACIÓN APIAY .....</b>	<b>99</b>
6.1.1	SISTEMA DE ENFRIAMIENTO DE CRUDO .....	100
6.1.2	SISTEMA DE ENFRIAMIENTO DE GAS .....	101
6.1.3	SISTEMAS AUXILIARES .....	103
<b>6.2</b>	<b>ESTACIÓN REFORMA .....</b>	<b>104</b>
6.2.1	SISTEMAS AUXILIARES .....	104
6.2.2	SISTEMA DE ENFRIAMIENTO DE GAS .....	105
<b>6.3</b>	<b>ESTACIÓN CHICHIMENE.....</b>	<b>107</b>
<b>7</b>	<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>110</b>
<b>8</b>	<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>112</b>
	<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>113</b>

## LISTA DE FIGURAS

<b>FIGURA 1. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS CAMPOS.....</b>	<b>4</b>
<b>FIGURA 2. ESQUEMA DEL CORTE TRANSVERSAL DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES.....</b>	<b>7</b>
<b>FIGURA 3. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA GENERALIZADA DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES .....</b>	<b>10</b>
<b>FIGURA 4. MÚLTIPLE DE ENTRADA DE POZOS (E. R. A.).....</b>	<b>15</b>
<b>FIGURA 5. MÚLTIPLE DE DISTRIBUCIÓN A SEPARADORES (E. R. A.).....</b>	<b>17</b>
<b>FIGURA 6. SEPARADORES TRIFÁSICOS 101 / 102 / 104 (E. R. A.).....</b>	<b>18</b>
<b>FIGURA 7. SISTEMA DE ENFRIAMIENTO DEL GAS (E. R. A.).....</b>	<b>19</b>
<b>FIGURA 8. SEPARADORES 151 / 152 (E. R. A.).....</b>	<b>20</b>
<b>FIGURA 9. CONTADOR DE DESPACHO DE CONDENSADOS (E. R. A.).....</b>	<b>20</b>
<b>FIGURA 10. DRUM ACUMULADOR DE CONDENSADOS D-151 (E. R. A.) .....</b>	<b>21</b>
<b>FIGURA 11. SISTEMA DE ENFRIAMIENTO DE CRUDO (E. R. A.) .....</b>	<b>22</b>

<b>FIGURA 12. MÚLTIPLES DE DISTRIBUCIÓN A TANQUES (E. R. A.).....</b>	<b>22</b>
<b>FIGURA 13. TANQUE DE TRATAMIENTO DE CRUDO “GUN BARREL” (E. R. A.) .....</b>	<b>23</b>
<b>FIGURA 14. TANQUES DE ALMACENAMIENTO (E. R. A.).....</b>	<b>24</b>
<b>FIGURA 15. SEPARADOR DE PRUEBA 103 (E. R. A.).....</b>	<b>25</b>
<b>FIGURA 16. TANQUE DE PRUEBA 104 (E. R. A.).....</b>	<b>26</b>
<b>FIGURA 17. DRUM DE BOTAS (E. R. A.) .....</b>	<b>26</b>
<b>FIGURA 18. TANQUE DE TRATAMIENTO DE AGUA (WASH TANK) (E. R. A.) .</b>	<b>27</b>
<b>FIGURA 19. SEPARADOR API 2 (E. R. A.) .....</b>	<b>29</b>
<b>FIGURA 20. “SKIMMER” O FLAUTA (E. R. A.) .....</b>	<b>29</b>
<b>FIGURA 21. CPI (E. R. A.).....</b>	<b>30</b>
<b>FIGURA 22. PISCINAS DE ASPERSIÓN (PASO 1) (E. R. A.) .....</b>	<b>30</b>
<b>FIGURA 23. VERTIMIENTO AL RÍO OCOA (E. R. A.) .....</b>	<b>31</b>
<b>FIGURA 24. UNIDAD LACT (E. R. A.).....</b>	<b>32</b>

<b>FIGURA 25. ESQUEMA DE TRATAMIENTO DE LA ESTACIÓN APIAY .....</b>	<b>33</b>
<b>FIGURA 26. MÚLTIPLE DE ENTRADA DE POZOS (E. R. R.) .....</b>	<b>35</b>
<b>FIGURA 27. SEPARADORES DE PRUEBA 301 (E. R. R.).....</b>	<b>37</b>
<b>FIGURA 28. SEPARADORES BIFÁSICOS 302 / 303 (E. R. R.) .....</b>	<b>37</b>
<b>FIGURA 29. DEPURADOR DE GAS D 305 (E. R. R.).....</b>	<b>38</b>
<b>FIGURA 30. DRUM DE DISPAROS DE VÁLVULAS D 302 (E. R. R.) .....</b>	<b>39</b>
<b>FIGURA 31. DRUM DE TEA D 303 (E. R. R.).....</b>	<b>39</b>
<b>FIGURA 32. GUN BARREL K 301A (E. R. R.) .....</b>	<b>40</b>
<b>FIGURA 33. TANQUE DE PRUEBA K 302 (E. R. R.).....</b>	<b>42</b>
<b>FIGURA 34. TANQUES DE ALMACENAMIENTO K 301 B/C (E. R. R.) .....</b>	<b>42</b>
<b>FIGURA 35. TANQUES DE ALMACENAMIENTO K 301 B/C (E. R. R.) .....</b>	<b>43</b>
<b>FIGURA 36. OIL SKIMMER O “FLAUTA” (E. R. R.).....</b>	<b>44</b>
<b>FIGURA 37. PISCINA DE ASPERSIÓN (E. R. R.).....</b>	<b>45</b>

<b>FIGURA 38. UNIDAD LACT (E. R. R.).....</b>	<b>46</b>
<b>FIGURA 39. MÚLTIPLE DE ENTRADA DE POZOS (E. R. CH.) .....</b>	<b>47</b>
<b>FIGURA 40. RECIBO DE CRUDO DE CARRO TANQUES (E. R. CH.) .....</b>	<b>48</b>
<b>FIGURA 41. PRECALENTADORES E-101A Y E-101 B (E. R. CH.) .....</b>	<b>51</b>
<b>FIGURA 42. CALDERA B-101 B (E. R. CH.) .....</b>	<b>51</b>
<b>FIGURA 43. CALENTADORES E-103A Y E-103 B (E. R. CH.) .....</b>	<b>52</b>
<b>FIGURA 44. TANQUES DE LAVADO 101 A Y 101 B (E. R. CH.) .....</b>	<b>53</b>
<b>FIGURA 45. TAMBOR DE PRUEBA Y MEDIDORES DE FLUJO (E. R. CH.).....</b>	<b>55</b>
<b>FIGURA 46. PRECALENTADOR E-102 (E. R. CH.) .....</b>	<b>57</b>
<b>FIGURA 47. SEPARADOR API (E. R. CH.).....</b>	<b>57</b>
<b>FIGURA 48. BANDAS DESNATADORAS (E. R. CH.) .....</b>	<b>58</b>
<b>FIGURA 49. CANALES CON FILTROS DE ELIMINACIÓN DE GRASAS (E. R. CH.) .....</b>	<b>58</b>
<b>FIGURA 50. SUMIDERO (TK – 105) (E. R. CH.) .....</b>	<b>59</b>

<b>FIGURA 51. PISCINA DE ESTABILIZACIÓN (E. R. CH.).....</b>	<b>60</b>
<b>FIGURA 52. TORRES DE ENFRIAMIENTO (E. R. CH.).....</b>	<b>60</b>
<b>FIGURA 53. PISCINA SP – 102 (E. R. CH.).....</b>	<b>61</b>
<b>FIGURA 54. PISCINA SP – 103 (E. R. CH.).....</b>	<b>61</b>
<b>FIGURA 55. VERTIMIENTO DE AGUA EN EL CAÑO LAURELES (E. R. CH.).....</b>	<b>62</b>
<b>FIGURA 56. TANQUES DE ALMACENAMIENTO (E. R. CH.).....</b>	<b>63</b>
<b>FIGURA 57. INYECCIÓN DE CONDENSADO DE APIAY (E. R. CH.) .....</b>	<b>64</b>
<b>FIGURA 58. ESQUEMA DE TRATAMIENTO DE LA ESTACIÓN CHICHIMENE.</b>	<b>65</b>
<b>FIGURA 59. DIAGRAMA DE ENTREGA DE LOS FLUIDOS DESPACHADOS EN LA GERENCIA LLANOS .....</b>	<b>69</b>
<b>FIGURA 60. DESTILACIÓN SIMULADA POZOS LIBERTAD NORTE 1, SURIA (5, S1, S2).....</b>	<b>75</b>
<b>FIGURA 61. DESTILACIÓN SIMULADA POZOS CASTILLA N1 Y CHICHIMENE 17.....</b>	<b>76</b>
<b>FIGURA 62. RELACIÓN ENTRE LOS DIFERENTES AMBIENTES DE SIMULACIÓN .....</b>	<b>91</b>

<b>FIGURA 63. CARACTERIZACIÓN DE CRUDOS .....</b>	<b>94</b>
<b>FIGURA 64. DIAGRAMA DE FLUJO PARA SELECCIÓN DE UN MODELO TERMODINÁMICO .....</b>	<b>97</b>
<b>FIGURA 65. ESQUEMA GENERAL DE LA ESTACIÓN APIAY .....</b>	<b>100</b>
<b>FIGURA 66. ESQUEMA GENERAL DE LA ESTACIÓN REFORMA .....</b>	<b>105</b>
<b>FIGURA 67. ESQUEMA GENERAL DE LA ESTACIÓN CHICHIMENE .....</b>	<b>108</b>

## LISTA DE TABLAS

<b>TABLA 1. PROPIEDADES DEL CRUDO EN K-2 Y K-1 .....</b>	<b>12</b>
<b>TABLA 2. CAPACIDADES DE TRATAMIENTO EN LOS SEPARADORES .....</b>	<b>17</b>
<b>TABLA 3. CALIDAD DEL CRUDO EN LA ESTACIÓN APIAY .....</b>	<b>24</b>
<b>TABLA 4. CALIDAD DEL AGUA EN LA ESTACIÓN APIAY.....</b>	<b>31</b>
<b>TABLA 5. CAPACIDADES DE TRATAMIENTO EN LOS SEPARADORES .....</b>	<b>36</b>
<b>TABLA 6. CALIDAD DEL CRUDO EN LA ESTACIÓN REFORMA.....</b>	<b>41</b>
<b>TABLA 7. CALIDAD DEL AGUA EN LA ESTACIÓN REFORMA.....</b>	<b>44</b>
<b>TABLA 8. ESPECIFICACIONES DE LAS BOTAS SEPARADORAS DE GAS.....</b>	<b>53</b>
<b>TABLA 9. ESPECIFICACIONES DE LOS TANQUES DE LAVADO.....</b>	<b>54</b>
<b>TABLA 10. CALIDAD DEL CRUDO EN LA ESTACIÓN CHICHIMENE .....</b>	<b>54</b>
<b>TABLA 11. CALIDAD DEL AGUA EN LA ESTACIÓN CHICHIMENE .....</b>	<b>62</b>

<b>TABLA 12. ESPECIFICACIONES DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO .</b>	<b>63</b>
<b>TABLA 13. PARÁMETROS Y MÉTODOS DE ANÁLISIS DE LAS MUESTRAS DE CRUDO.....</b>	<b>70</b>
<b>TABLA 14. PARÁMETROS DE ANÁLISIS DE LAS MUESTRAS DE GAS.....</b>	<b>73</b>
<b>TABLA 15. CONDICIONES DEL MUESTREO DE GAS .....</b>	<b>74</b>
<b>TABLA 16. ANÁLISIS DE CRUDOS APIAY (1, 3, 9, 12, 14, 15,16) .....</b>	<b>74</b>
<b>TABLA 17. ANÁLISIS DE CRUDOS APIAY ESTE 1, GUATIQÚÍA 3H .....</b>	<b>75</b>
<b>TABLA 18. ANÁLISIS DE CRUDOS CASTILLA (2, 7, 26, NORTE 1, ESTE), CHICHIMENE (17, 16).....</b>	<b>76</b>
<b>TABLA 19. RESUMEN DESTILACIÓN SIMULADA POZOS CASTILLA N1 Y CHICHIMENE 17.....</b>	<b>76</b>
<b>TABLA 20. ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO Y PROPIEDADES DEL GAS APIAY (1, 3, 7, 9, 12, 14, ESTE 1).....</b>	<b>77</b>
<b>TABLA 21. ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO Y PROPIEDADES DEL GAS APIAY (16, 18) SURIA (PLANTA, 1, 2, 4, 5).....</b>	<b>77</b>
<b>TABLA 22. ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO Y PROPIEDADES DEL GAS SURIA (S1, S2, S3, S4 – (K1, K2), S5), GUATIQÚÍA 3H, REFORMA 2.....</b>	<b>78</b>

<b>TABLA 23. ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO Y PROPIEDADES DEL GAS LIBERTAD (N1, N3, N4), TANANÉ 1, CHICHIMENE (1, 2, 4) .....</b>	<b>78</b>
<b>TABLA 24. DATOS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS QUE LLEGAN A LA ESTACIÓN APIAY .....</b>	<b>79</b>
<b>TABLA 25. DATOS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS QUE LLEGAN A LA ESTACIÓN REFORMA .....</b>	<b>80</b>
<b>TABLA 26. DATOS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS QUE LLEGAN A LA ESTACIÓN CHICHIMENE.....</b>	<b>80</b>
<b>TABLA 27. DATOS DE ANÁLISIS DE CRUDOS CORRELACIONADOS ESTACIÓN APIAY .....</b>	<b>81</b>
<b>TABLA 28. DATOS DE ANÁLISIS DE CRUDOS CORRELACIONADOS ESTACIÓN REFORMA .....</b>	<b>81</b>
<b>TABLA 29. DATOS DE ANÁLISIS DE CRUDOS CORRELACIONADOS ESTACIÓN CHICHIMENE .....</b>	<b>81</b>
<b>TABLA 30. DATOS DE ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO Y PROPIEDADES DE LOS GASES ESTACIÓN APIAY .....</b>	<b>82</b>
<b>TABLA 31. DATOS DE ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO Y PROPIEDADES DE LOS GASES ESTACIÓN REFORMA .....</b>	<b>82</b>
<b>TABLA 32. DATOS DE ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO Y PROPIEDADES DE LOS GASES ESTACIÓN CHICHIMENE.....</b>	<b>82</b>

<b>TABLA 33. PÉRDIDAS EN ESTACIÓN APIAY, SIMULADAS EN HYSYS.....</b>	<b>99</b>
<b>TABLA 34. CARGAS EN EL S. E. C. DE LA ESTACIÓN APIAY, SIMULADAS EN HYSYS .....</b>	<b>100</b>
<b>TABLA 35. CARGAS EN EL E – 171B DE LA ESTACIÓN APIAY, SIMULADAS EN HYSYS .....</b>	<b>101</b>
<b>TABLA 36. CARGAS EN EL E – 171A DE LA ESTACIÓN APIAY, SIMULADAS EN HYSYS .....</b>	<b>101</b>
<b>TABLA 37. CARGAS EN EL S. E. G. DE LA ESTACIÓN APIAY, SIMULADAS EN HYSYS .....</b>	<b>102</b>
<b>TABLA 38. CARGAS EN EL S. E. G. @ 89.6 °F.....</b>	<b>102</b>
<b>TABLA 39. CARGAS EN EL S. E. G. FUERA DE SERVICIO .....</b>	<b>103</b>
<b>TABLA 40. CARGAS DUPLICADAS EN EL S. E. G. DE LA ESTACIÓN APIAY, SIMULADAS EN HYSYS.....</b>	<b>103</b>
<b>TABLA 41. PÉRDIDAS EN ESTACIÓN REFORMA, SIMULADAS EN HYSYS.....</b>	<b>104</b>
<b>TABLA 42. CARGAS EN EL S. E. G. DE LA ESTACIÓN REFORMA, SIMULADAS EN HYSYS.....</b>	<b>106</b>
<b>TABLA 43. PÉRDIDAS EN ESTACIÓN CHICHIMENE, SIMULADAS EN HYSYS .....</b>	<b>107</b>

<b>TABLA 44. DISMINUCIONES VOLUMÉTRICAS DE LOS FLUIDOS ESTACIÓN CHICHIMENE, SIMULADAS EN HYSYS.....</b>	<b>108</b>
---	------------

## RESUMEN

**TITULO:** Balance de Masa de los campos de la Gerencia Llanos de ECOPETROL, Campos Apiay, Campo Reforma – La libertad y Campo Chichimene.<sup>1</sup>

**AUTOR:** Luis Fernando Alvarez Ortiz.<sup>2</sup>

**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 dispuestas 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 creó 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 en la Gerencia era de tipo volumétrico. Durante el desarrollo de la simulación de las estaciones 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.

---

<sup>1</sup>Tesis de grado.

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

## ABSTRACT

**TITLE:** Mass Balance of the ECOPETROL Gerencia Llanos Fields, Apiay Field, Reforma – La Libertad Field and Chichimene Field. ECOPETROL - Gerencia Llanos<sup>3</sup>

**AUTHOR:** Luis Fernando Alvarez Ortiz.<sup>4</sup>

**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 thermo dynamical 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.

---

<sup>3</sup>Thesis of grade.

<sup>4</sup> 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 las estaciones Apiay, Reforma - La Libertad y Chichimene se empleó el software HYSYS como herramienta para 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.

## **OBJETIVOS**

### **GENERAL**

- Evaluar las pérdidas generadas en el proceso de tratamiento de los fluidos en las estaciones de ECOPETROL S.A. - Gerencia Llanos.

### **ESPECÍFICOS**

- Reconocer el proceso de tratamiento de los fluidos de las distintas estaciones de la Gerencia Llanos.
- Simular las condiciones actuales de operación de las estaciones de recolección y bombeo de la Gerencia Llanos en el Software HYSYS.
- Generar distintos escenarios de tratamiento para los fluidos y analizar su comportamiento bajo estas nuevas condiciones.
- Crear un reporte del Balance de masa generado por la simulación del proceso de los fluidos en las estaciones de la Gerencia Llanos con el fin de determinar posibles pérdidas de hidrocarburos presentes.

# 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 Paleocalto de Cumaral y con la Serranía de la Macarena al sur; definiendo un área aproximada de 30.000 Km<sup>2</sup>.

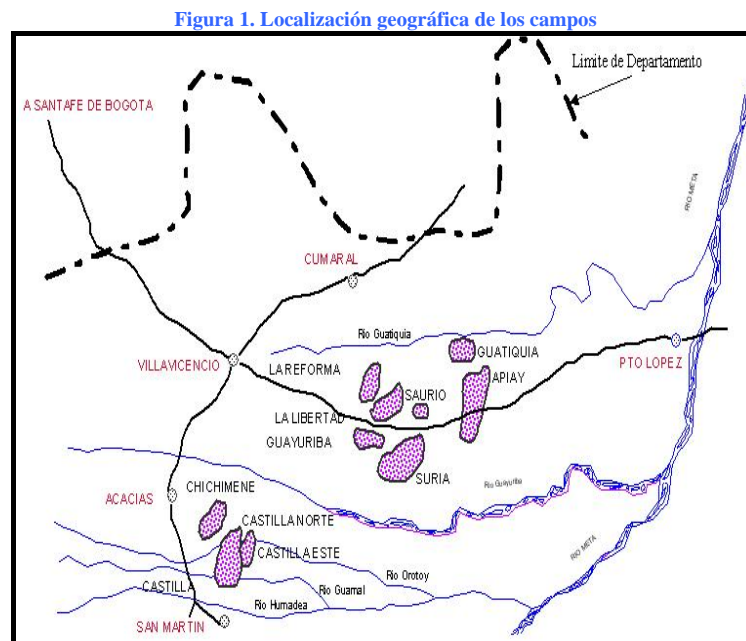
La producción generada por sus pozos activos se concentra en el Complejo Industrial Apiay, conformado por tres estaciones de recolección (Estación Reforma-Libertad, Estación Apiay, Estación Suria), una Estación de Bombeo (EBA), una planta de gas y una refinería de asfalto, ACPM, gasóleo y bencina; y 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.



Fuente: Presentación General Gerencia Llanos, Enero 1998

## 1.2 RESEÑA HISTÓRICA DE LOS CAMPOS<sup>5</sup>

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 Apiay, 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.

---

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

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

Durante los años 1993 y 1994 se desarrolló un programa de sísmica 3D (125 km<sup>2</sup>).

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

### 1.2.2 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).

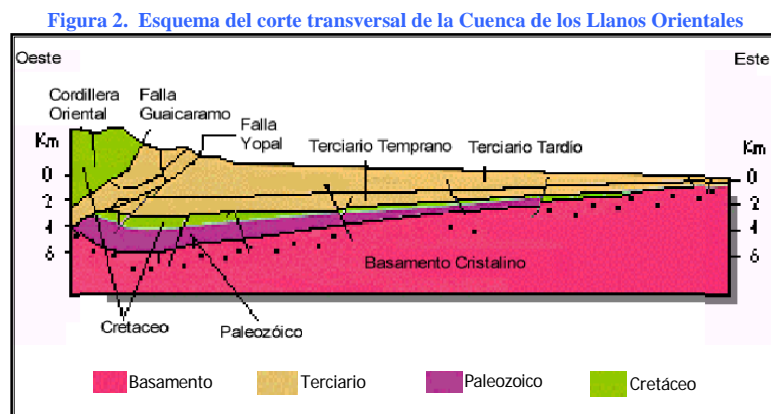
En 1973 se firmó el contrato de asociación Cubarral entre Chevron y ECOPEPETROL para la explotación de la misma área de la concesión (1820), en el segundo semestre de ese año se perforaron los pozos Yali y Humadea 1, los cuales mostraron manchas de crudo pesado, pero las pruebas de formación y evaluaciones de los registros indicaron que los pozos serían productores de agua y por lo tanto fueron taponados.

Actualmente el campo Chichimene presenta 14 pozos activos, previendo la perforación en el 2003 del pozo Chichimene 12.

## 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.*



Fuente: ECOPEPETROL 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-Ariari<sup>6</sup> 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*.

#### 1.3.2.1 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.

---

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

### 1.3.2.2 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.

### 1.3.2.3 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)

### 1.3.2.4 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.

### 1.3.2.5 Formación Carbonera

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).

### 1.3.2.6 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 Kerogen	Reservoir Rock	Seal Rock	Producing Fields	
Quaternary									
TERTIARY	Pliocene	Cometa							
		Necesidad							
		Guayabo	400 to 1500						
		León	300 to 500				○		
	Oligocene	Carbonera	C1	400 to 2300					
			C2						
			C3						
			C4						
			C5					●	Corocora, Palmarito
			C6						
			C7					●	Remache Sur, Trinidad, Rubiales
			C8						
	Eocene	Mirador	100 to 250			II-III	●		Apiay, Suria, La Yuca, Caño Limón
Los Cuervos		50 to 100			II-III	●	○		
Barco		100 to 350			II-III	☀ ●		Cusiana	
Guadalupe		130 to 350			II-III	☀ ●		Cusiana, Castilla, Cravo Sur	
Upper Paleocene	Gachetá	200 to 400			I-II	○			
	One	800				☀ ●		Morichal, Cravo Sur	
Lower Paleocene									
CRETACEOUS	Lower	One	800			☀ ●			
	Paleozoic		0 to 20000		II				

Fuente: ECOPELROL 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.<sup>7</sup>

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 4450-A
Temperatura del Yacimiento (Ty)	[°F]	242	235
Presión de Burbuja (Pb)	[Psia]	1398	2501
Relación Gas – Aceite en solución	[PCN/BF]	271.83	937.53
Factor Volumétrico del Aceite	[BY/BF]	1.09	1.32
Densidad del aceite a Pb y Ty	[G/cm <sup>3</sup> ]	0.6592	0.6835
Viscosidad a Py	[CP]	2.6	0.9730
Gravedad API @ 60 °F	[°API]	32.6 Suria 21 Apiay	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

<sup>7</sup> 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.

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 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 %.<sup>8</sup>

---

<sup>8</sup> 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 CONDICIONES ACTUALES DE OPERACIÓN

### 2.1 ESTACIÓN APIAY

#### 2.1.1 Módulo de recolección

La estación Apiay se encuentra operando con el siguiente esquema de tratamiento:

Los pozos del área APIAY - ARIARI fluyen hacia un múltiple ubicado en la Estación de Recolección APIAY. Este múltiple está compuesto por veinticinco (25) líneas de entrada, en donde veinticuatro corresponden a pozos y la restante transporta condensados de la planta de gas hasta Estación de recolección Apiay (ERA). El diámetro de las tuberías de entrada varía entre cuatro (4) y ocho (8) pulgadas, con un Schedule de 40 para todas la tuberías.

##### 2.1.1.1 Configuración de entrada de los pozos

Los pozos productores llegan al múltiple de entrada dispuesto de la siguiente forma: Un colector auxiliar, un colector de prueba, dos colectores generales, y un colector general auxiliar *Figura 4*.

- Colector Auxiliar. El diámetro de este colector es de doce (12) pulgadas. Tiene disponibilidad de recibir veinticuatro (24) pozos, con líneas de entrada de tres (3) pulgadas. El fluido llegará al múltiple de distribución a separadores, en donde se puede alinear al separador

101, 102, 103 ó 104; por lo tanto cuando el colector auxiliar está habilitado, debe alinearse al colector uno o dos.

Figura 4. Múltiple de Entrada de pozos (E. R. A.)



- Colector de prueba. Está constituido por dos segmentos unidos en una sola línea que llegará al múltiple distribuidor de separadores. Los dos segmentos o colectores de prueba uno y dos, tienen un diámetro de seis (6) pulgadas.
  - El colector de prueba No. 1 recibe los pozos: APIAY 3R, APIAY 4, APIAY 5, APIAY 14, APIAY 15, APIAY 10, APIAY 7, APIAY 11, APIAY ESTE y GUATIQUEIA 3H.
  - El colector de prueba No. 2 recibe los pozos: CONDENSADO BP, APIAY 16, Reserva, APIAY 18, APIAY 19, APIAY 8T1, APIAY 12, APIAY 9, APIAY 17, APIAY 15, GUATIQUEIA 2. El flujo pasa al múltiple distribuidor de separadores, donde se puede enviar a cualquier separador.

- Colector General No. 1. tiene un diámetro de doce (12) pulgadas. Recibe los pozos APIAY 3R, APIAY 4, APIAY 5, APIAY 14, APIAY 15, APIAY 10, APIAY 7, APIAY 11, APIAY ESTE y GUATIQUEIA 3H. La línea del colector uno finaliza en el múltiple distribuidor a separadores, en donde se puede alinear el flujo a cualquier separador.
- El colector General No. 2, es de doce (12) pulgadas de diámetro y recibe los pozos: CONDENSADO BP, APIAY 16, Reserva, APIAY 18, APIAY 19, APIAY 8T1, APIAY 12, APIAY 9, APIAY 17, APIAY 15, GUATIQUEIA 2. Finalmente el colector dos pasa al múltiple distribuidor de separadores, en donde se puede alinear el flujo a cualquier separador.
- El colector general No. 3, tiene un diámetro de doce (12) pulgadas, y puede recibir flujo de cualquiera de las veinticinco líneas que llegan al manifold. Este colector no tiene comunicación con los demás colectores; el flujo pasa directamente al múltiple distribuidor de separadores, donde se puede enviar a cualquier separador.

### 2.1.2 Módulo de separación

El fluido se envía a los separadores a través del múltiple de distribución a separadores *Figura 5*, en donde se puede alinear el fluido de los colectores con el separador que se requiera, dependiendo de la operación programada. Los separadores 101, 102 y 104 *Figura 6*, son utilizados como separadores generales y el separador 103 es empleado como separador de prueba. Este criterio cambia generalmente cuando se somete a prueba el pozo GUATIQUEIA 3H, debido a que su producción excede el volumen máximo que maneja el separador 103.

Las capacidades de los separadores se definen a continuación:

Tabla 2. Capacidades de tratamiento en los separadores

SEPARADOR	CAPACIDAD		
	ACEITE BOPD	AGUA BWPD	GAS KSCFD
101	10000	50000	6000
102	10000	50000	6000
103 (PRUEBA)	10000	N/A	6000
104	18000	40000	6000

En los separadores 101, 102 y 104 el fluido entra por la parte superior de la vasija. Dentro de la vasija se separan el crudo, el agua y el gas.

Figura 5. Múltiple de distribución a separadores (E. R. A.)



Figura 6. Separadores trifásicos 101 / 102 / 104 (E. R. A.)



### 2.1.3 Módulo de tratamiento

#### 2.1.3.1 Módulo de tratamiento de gas

El gas fluye por la parte superior hacia la línea del sistema de recolección de gas, de diez (10) pulgadas de diámetro y es enviado al Sistema de enfriamiento de Gas (SEG). En el SEG *Figura 7*, la temperatura del gas es disminuida mediante convección forzada generada por el aire desprendido por los ventiladores, luego el gas es enviado al separador 151 y 152 *Figura 8*, para recuperar la mayor cantidad de condensados; el gas es enviado a la planta de gas APIAY en donde el gas se somete a un proceso de compresión en tres etapas y luego a un proceso para separar sus componentes y comercializarlos.

Los condensados que se recuperan en la planta de enfriamiento son bombeados hacia el oleoducto SURIA-EBA para ser adicionados al crudo

mediante un mezclador. Estos condensados previamente han sido fiscalizados por medio de un contador en línea *Figura 9*.

Las dos corrientes, ya mezcladas, siguen hacia EBA donde son enviados hacia la ESTACION EL PORVENIR.

El agua producto de la separación de los SE 151 y 152 es enviada a una caja de paso que está comunicada con el sumidero del API 1.

La línea de condensados llega hasta el mezclador tiene la facilidad de comunicarse directamente a un drum de almacenamiento de condensados, ubicado en la antigua planta de glicol *Figura 10*.

*Figura 7. Sistema de Enfriamiento del Gas (E. R. A.)*



Figura 8. Separadores 151 / 152 (E. R. A.)



Figura 9. Contador de despacho de condensados (E. R. A.)



Figura 10. Drum acumulador de condensados D-151 (E. R. A.)



### 2.1.3.2 Módulo de tratamiento del crudo

La salida de crudo de cada uno de los separadores es direccionado hacia el Sistema de Enfriamiento de Crudo (SEC) *Figura 11*; el enfriador es un intercambiador de calor con tubos aleteados, de tiro forzado, está dividido en tres 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], el fenómeno aquí dado es transferencia de calor por convección forzada, reduciendo la temperatura del crudo aproximadamente unos 40 °F y elevando la temperatura del aire forzado desde 104 °F hasta 140.6 °F.

El crudo frío tiene su propio múltiple de distribución a tanques (101/102-103-104-105-106-107), y la salida de agua de los separadores es transferida a un único múltiple de distribución a tanques (103-105-106-107). *Figura 12*

Figura 11. Sistema de enfriamiento de crudo (E. R. A.)



Figura 12. Múltiples de distribución a tanques<sup>9</sup> (E. R. A.)



<sup>9</sup> Fuente: ECOPEPETROL Gerencia Llanos. Departamento de Operaciones Apiay. Manual de Procedimientos Operacionales estación de recolección y tratamiento Apiay. PRODUCCIÓN. Apiay, 2002

Los tanques de tratamiento de crudo TK-105/106 *Figura 13*, tienen un volumen físico 5000 Bbls c/u, el crudo entra en forma axial y es conducido hasta el fondo del tanque por una tubería de 8" de diámetro. Esta línea posee unos dispositivos que generan un vórtice a la salida del flujo. El techo del tanque posee un extractor de niebla que retira el gas contenido en el crudo que esta ingresando y lo transporta hasta la bota de gas del mismo tanque.

El crudo sale de los tanques por una tubería de rebose y luego fluye por gravedad hacia los tanques de almacenamiento TK-101/102 *Figura 14*, los cuales poseen una capacidad de 10 000 Bbls. c/u, donde se recolecta hasta que se envía a la Estación de Bombeo Apiay (EBA). La salida de agua se realiza mediante el mecanismo de piernas de agua.

**Figura 13. Tanque de tratamiento de crudo "Gun barrel" (E. R. A.)**



Figura 14. Tanques de almacenamiento (E. R. A.)



La calidad correspondiente a la corriente de crudo a la salida de los distintos puntos de muestreo distribuida en toda la estación reportada para el día 10 de Julio de 2003 se halla reportada en la *tabla 3*.

Tabla 3. Calidad del Crudo en la Estación Apiay

CALIDAD DE CRUDO	
PUNTO	BSW
SEP- 101	1%
SEP- 102	2%
SEP- 104	1%
TK 103	N/R
TK 105	0.35%
TK 106	0.3%
TK 107	N/R

### 2.1.3.3 Sistema de prueba de pozos

La salida de crudo del separador 103 *Figura 15* llega a un múltiple que distribuye hacia el tanque de prueba TK-104 *Figura 16* o al tanque de tratamiento TK-105. Éste está separado del múltiple que recibe los condensados del drum de botas *Figura 17*, por una válvula de bola de seis pulgadas.

**Figura 15. Separador de prueba 103 (E. R. A.)**



Figura 16. Tanque de prueba 104 (E. R. A.)



Figura 17. Drum de Botas (E. R. A.)



#### 2.1.3.4 Módulo de tratamiento de agua

El agua que sale de todos los separadores es direccionada hacia un múltiple de distribución a tanques. El agua puede ser enviada a cualquier tanque de tratamiento, de lavado de la estación TK-103/107 *Figura 18* o al API 2 (Nuevo) *Figura 19*. En la línea de salida de agua hacia los tanques 103 y 107 se inyectan químicos.

El flujo entra por la parte inferior del tanque, allí los difusores se encargan de dividir el flujo, para que el crudo se lave rápidamente en el colchón de agua previamente establecido.

*Figura 18. Tanque de tratamiento de agua (Wash Tank) (E. R. A.)*



El sistema de tratamiento de agua en los tanques se basa en el tiempo de residencia, para lograr que el aceite que ha sido arrastrado por el agua se separe por diferencia de densidades entre los fluidos líquidos. El agua es evacuada de forma continua de los tanques hacia los Separadores API.

Las cargas de las corrientes de salida de agua de los tanques están distribuidas de la siguiente forma:

60% API 2 (Nuevo)

40% API 1 (Viejo)

Ambos API tiene instalado un "Oil Skimmer" *Figura 20*, del cual se recupera la mayor cantidad de natas para ser enviadas hacia el sumidero desde donde son bombeadas para introducirlas nuevamente a tanques de tratamiento.

El agua tratada en los API es dirigida por una canaleta a un foso desde donde son bombeadas a la Piscina de aspersion (Paso 1) *Figura 22*, en donde es disminuida la temperatura aproximadamente 70 [°F]; luego el agua se dirige mediante una canaleta hacia la piscina de sedimentación, la cual basada en tiempo de residencia y la tortuosidad generada por el CPI *Figura 21*, tiende a sedimentar sólidos y remover la mayor cantidad de aceite.

Inmediatamente después el agua se dirige hacia un lecho filtrante (Viruta) donde se intenta retener la mayor cantidad de aceite, luego continúa por una canaleta hasta llegar a una piscina desde la cual el agua es bombeada a la Piscina de aspersion (Paso 2), de ésta pasa a otra piscina donde el agua es bombeada a la Piscina de aspersion (Paso 3), al salir de éste paso el agua debe estar en optimas condiciones de calidad (49 [°C] y <2.9 [PPM] de grasas) para ser bombeada y vertida al río Ocoa el cuál se halla ubicado aproximadamente a unos 6 Km de la estación *Figura 23*.

Figura 19. Separador API 2 (E. R. A.)



Figura 20. "Skimmer" o Flauta (E. R. A.)



Figura 21. CPI (E. R. A.)



Figura 22. Piscinas de Aspersión (Paso 1) (E. R. A.)



Figura 23. Vertimiento al río Ocoa (E. R. A.)



La calidad correspondiente a la corriente de agua corrientes distribuida en toda la estación reportada para el día 10 de Julio de 2003 se halla reportada en la *tabla 4*.

Tabla 4. Calidad del Agua en la Estación Apiay

CALIDAD DE AGUA			
PUNTO	O/W ppm	TSS mg/l	TEMP. °C
SEP- 101	120.0	123	66
SEP- 102	90.0	142	79
SEP- 104	36.0	33	106
TK 103	8.4   8.4	11	81
TK 105	8.5   8.5	19	62
TK 106	18   18	22	63
TK 107	34   34	50	80
OUT API	4.70	38	84
OUT PASO 1	4.20	38	53
OUT CPI	2.80	23	50
OUT FILTROS	2.1   2.1	17	50
VERTIMIENTO	1.8   2.6   2	17	34

#### 2.1.4 Módulo de almacenamiento y despacho

Antes de entregar crudo a EBA del tanque que terminó de recibir, se debe determinar el contenido de agua en el tanque con el fin de no enviar agua a EBA. Cuando se va a bombear desde algunos de los tanques de almacenamiento, primero se pasa el crudo por la unidad LACT *Figura 24* donde es fiscalizado y se mide el BS&W.

Figura 24. Unidad LACT (E. R. A.)

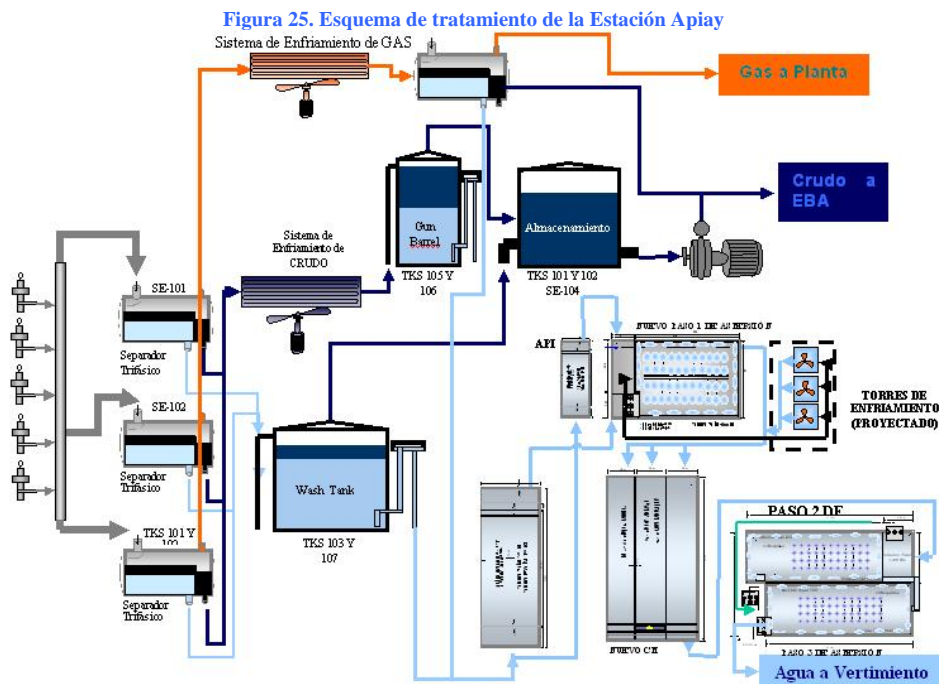


La corriente de aceite para el despacho a EBA debe ir con una calidad inferior a 0.5% de BS&W, allí se une con el producido en las estaciones Suria, Reforma-Libertad, Valdivia - Almagro, Castilla, Chichimene, conduciéndose hasta la Estación el Porvenir, lugar en el que convergen los crudos procedentes de Casanare y Meta. A partir de este punto son bombeados hasta la Estación Miraflores, para ser enviados con posterioridad a la Estación Vasconia y Finalmente a la Refinería de Barrancabermeja.

- El campo Apiay, presenta alrededor de 25 pozos perforados, actualmente se encuentra activos 18, a los cuales se les realizó la corrida en Hysys. Estos pozos son:

Apiay Este 1-TK, Apiay 1-K1, Apiay 3-K2, Apiay 9-K2, Apiay 12-K1, Apiay 14-K1, Apiay 5-K1, Apiay 10-K1, Apiay 15-K2, Apiay 17-K2, Apiay 16-K2, Apiay 7-K2, Apiay 18-K2, Apiay 11-K2, Apiay 19-K2, Guatiquia2-K2, Guatiquía 3H-K2.

La figura que se muestra a continuación da una idea del esquema actual de tratamiento de los fluidos de la estación Apiay, *Figura 25*



## 2.2 ESTACIÓN LIBERTAD – LA REFORMA

La estación de recolección REFORMA, recibe y trata los crudos provenientes de los yacimientos K1 y K2 de la formación Guadalupe de los campos Libertad, Libertad Norte y Reforma. Actualmente se encuentran fluyendo ocho pozos. De estos ocho pozos, cuatro pozos fluyen desde la formación K2, tres pozos desde la formación K1, y un pozo fluyendo desde la formación K1 medio.

### 2.2.1 Módulo de recolección

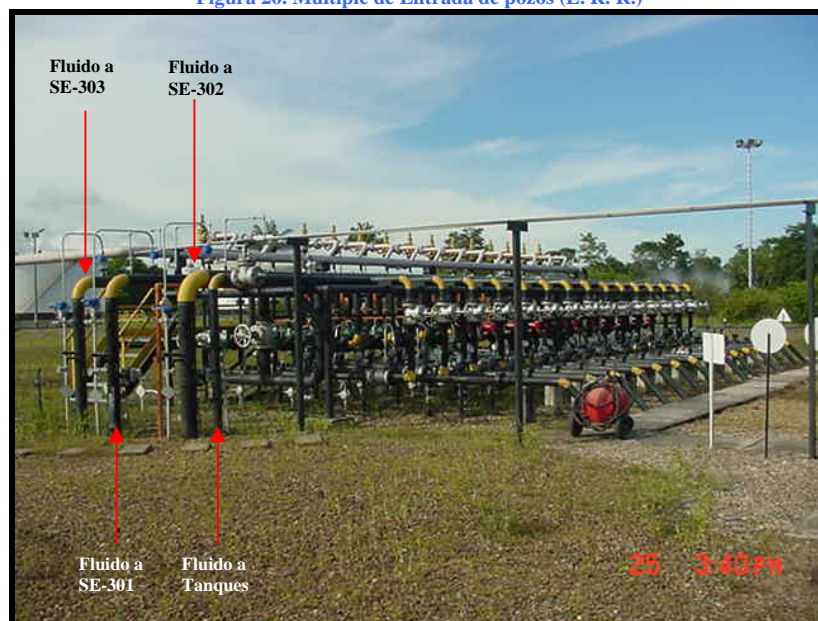
La estación Reforma se encuentra operando con el siguiente esquema de tratamiento:

Los pozos del área REFORMA fluyen hacia un múltiple ubicado en la Estación de Recolección REFORMA. Este múltiple está compuesto por quince (15) líneas de entrada, en donde nueve corresponden a pozos y las restantes son entradas adicionales construidas como reserva. El diámetro de las tuberías de entrada son de cuatro (4) pulgadas, con un Schedule de 40 para todas la tuberías.

#### 2.2.1.1 Configuración de entrada de los pozos

Los pozos productores llegan al múltiple de entrada dispuesto de la siguiente forma: Un colector a tanques, Un colector a SE - 301, Un colector a SE – 302, Un colector a SE – 303, *Figura 26*.

Figura 26. Múltiple de Entrada de pozos (E. R. R.)



- Colector a Tanques. El diámetro de este colector es de cuatro (4) pulgadas. Tiene disponibilidad de recibir quince (15) pozos, con líneas de entrada de cuatro (4) pulgadas. El fluido llegará directamente al Gun Barrel.
- Colector a SE - 301. El diámetro de este colector es de seis (6) pulgadas. Tiene disponibilidad de recibir quince (15) pozos, con líneas de entrada de cuatro (4) pulgadas. El fluido pasará al separador de prueba 301.
- Colector a SE - 302. El diámetro de este colector es de ocho (8) pulgadas. Tiene disponibilidad de recibir quince (15) pozos, con líneas de entrada de cuatro (4) pulgadas. El fluido pasará al separador bifásico 302.

- Colector a SE - 303. El diámetro de este colector es de seis (6) pulgadas. Tiene disponibilidad de recibir quince (15) pozos, con líneas de entrada de cuatro (4) pulgadas. El fluido pasará al separador bifásico vertical 303.

## 2.2.2 Módulo de separación

En este módulo se realiza la separación del gas al crudo y agua procedente del manifold de entrada mediante dos separadores bifásicos horizontales, SE 301 *Figura 27*, SE 302, y un separador vertical, SE 303 *Figura 28*.

El SE 301 es empleado como separador de prueba y los separadores SE 302 y SE 303 utilizados como separadores generales.

El gas liberado sale por la parte superior del recipiente y se depura en el drum D305 *Figura 29*, y se envía por el gasoducto hacia la Planta de Gas Apiay para ser tratado y comprimido.

El agua y el aceite por la parte inferior y son conducidos al Gun Barrel.

Las capacidades de los separadores se definen a continuación en la *tabla 5*:

**Tabla 5. Capacidades de tratamiento en los separadores**

SEPARADOR	CAPACIDAD	
	FLUIDO BPD	GAS KSCFD
301 (PRUEBA)	10000	6000
302	10000	6000
303	10000	6000

Figura 27. Separadores de Prueba 301 (E. R. R.)



Figura 28. Separadores bifásicos 302 / 303 (E. R. R.)



Figura 29. Depurador de Gas D 305 (E. R. R.)



### 2.2.3 Módulo de tratamiento

En este módulo, los fluidos líquidos que se obtienen en los separadores se envían al Gun Barrel (K-301A) donde terminan su etapa de separación por medio de métodos físicos y altos tiempos de residencia.

Entre tanto los gases que se desprenden en la parte superior de los separadores, y la bota de gas del Gun Barrel, pasan al Depurador de gas (D 305) *Figura 29*, y a los sistemas auxiliares (D 303) *Figura 31*, para recuperar de este modo la mayor parte del condensado.

#### 2.2.3.1 Módulo de tratamiento de gas

El gas liberado de la separación sale por la parte superior y es depurado en el drum D305 *Figura 29*, y se envía por el gasoducto hacia la Planta de Gas Apiay para ser tratado y comprimido.

El gas de baja que sale del Gun Barrel y del gas que sale del drum de disparos de válvulas de seguridad D302 *Figura 30*, en un cabezal de diez (10) pulgadas de diámetro que ingresa finalmente al drum de tea D303 *Figura 31*, para retirarse la mayor parte de condensados presentes.

**Figura 30. Drum de disparos de válvulas D 302 (E. R. R.)**



**Figura 31. Drum de Tea D 303 (E. R. R.)**



### 2.2.3.2 Módulo de tratamiento de crudo

A la salida de los separadores los flujos se pueden alinear a cualquiera de los dos (2) líneas que funcionan como colectores; una de ellas con diámetro de 6" envía exclusivamente el fluido hacia el tanque de tratamiento K-301A *Figura 32*. La otra línea, de 4" de diámetro puede enviar el fluido hacia todos los tanques, es decir, K-302 *Figura 33* o K-301 A/B/C *Figura 34*.

En el tanque de tratamiento de crudo K-301 A, el crudo entra por la parte inferior de la bota de gas. El crudo fluye a la parte superior del tanque y atraviesa un colchón de agua previamente establecido. El crudo sale de los tanques por una tubería de rebose ubicada en la parte superior y luego fluye por gravedad hacia los tanques de almacenamiento K - 301 B y K - 301 C, con capacidad de 10.000 [bbls]. c/u, donde se recolecta hasta que se envía a la Estación de Bombeo Apiay (EBA). La salida de agua se realiza mediante el mecanismo de piernas de agua.

**Figura 32. Gun Barrel K 301A (E. R. R.)**



La calidad correspondiente a la corriente de crudo a la salida del Gun Barrel (K - 301A) reportada para el día 23 de Septiembre de 2003 se halla reportada en la *tabla 6*.

Tabla 6. Calidad del Crudo en la Estación Reforma

CALIDAD DE CRUDO	
PUNTO	BSW
K - 301A	0.05

### 2.2.3.3 Sistema de prueba de pozos

El múltiple de recolección tiene la facilidad de enviar los fluidos a cualquier separador para someterlos a prueba, sin embargo por lo general se usa el separador bifásico horizontal SE-301, como separador de prueba. El tanque de prueba es el tanque K – 302 *Figura 33*, el cual tiene una capacidad de 5000 [BPD]. El aceite de prueba del tanque K - 302, puede ser trasvasado al tanque de tratamiento K - 301A, o a uno de los tanques de almacenamiento K - 301 A/B *Figura 34*, y su descarga se une con la línea que recibe el crudo Suria y lo distribuye a los tanques anteriormente mencionados.

Figura 33. Tanque de Prueba K 302 (E. R. R.)



Figura 34. Tanques de Almacenamiento K 301 B/C (E. R. R.)



#### 2.2.3.4 Módulo de tratamiento y vertimiento de agua

El sistema de tratamiento del agua en los tanques se basa en el principio de tiempo de residencia, para lograr que el aceite que ha sido arrastrado por el agua se separe por diferencia de densidades. Continuamente, el agua es evacuada del Gun Barrel hacia el Separador API *Figura 35*.

*Figura 35. Tanques de Almacenamiento K 301 B/C (E. R. R.)*



En la actualidad existe un (1) Separador API y una (1) piscina de aspersión. La funcionalidad del separador API, esta basada en el tiempo de residencia que se le da al agua para que el crudo arrastrado se separe y quede en la superficie y posteriormente sea recogido por medio de un SKIMMER o FLAUTA *Figura 36*, ubicado en el extremo de la salida del flujo de agua. Las aguas aceitosas son recogidas y llevadas al sumidero donde son succionadas y enviadas directamente al Gun Barrel K-301A.

Figura 36. Oil Skimmer o “Flauta” (E. R. R.)



El agua después de haber sido tratada en el separador API, atraviesa un canal que por desnivel conduce el flujo hacia la PISCINA DE ASPERSIÓN *Figura 37*. El objetivo de esta piscina es disminuirle la temperatura al agua para poder verterla al caño LA LIBERTAD.

La calidad correspondiente a la corriente de agua corrientes distribuida en toda la estación reportada para el día 23 de Septiembre de 2003 se halla reportada en la *tabla 7*.

Tabla 7. Calidad del Agua en la Estación Reforma

CALIDAD DE AGUA			
PUNTO	O/W ppm	TSS mg/l	TEMP. °C
VERTIMIENTO	2.8	30	32

Figura 37. Piscina de Aspersión (E. R. R.)



#### 2.2.4 Módulo de almacenamiento y despacho

Cada uno de los tanques de almacenamiento K-301B/301C tiene una capacidad de 10.000 BOPD. Las bombas de despacho, succionan del tanque que haya estado recibiendo la producción del día, y descargan al oleoducto que conduce el crudo hacia la estación de APIAY.

El flujo de crudo a EBA, ingresa a la unidad LACT, donde se fiscaliza el flujo de aceite y a su vez es medido el contenido de agua de éste, con el fin de entregar un crudo en las mejores condiciones cumpliendo con los parámetros de calidad *Figura 38*.

La Estación Reforma cuenta con la opción recibir crudo de Suria, esta facilidad se tiene, para controlar altas existencias de crudo en la Estación Suria, entonces se envía en reversa crudo a la Estación Reforma. Esta línea de crudo Suria, tiene ingreso a todos los tanques de la estación.

Figura 38. Unidad LACT (E. R. R.)



La corriente de aceite para el despacho a EBA debe ir con una calidad inferior a 0.5% de BS&W, allí se une con el producido en las estaciones Apiay, Suria, Valdivia - Almagro, Castilla, Chichimene, conduciéndose hasta la Estación el Porvenir, lugar en el que convergen los crudos procedentes de Casanare y Meta. A partir de este punto son bombeados hasta la Estación Miraflores, para ser enviados con posterioridad a la Estación Vasconia y Finalmente a la Refinería de Barrancabermeja.

- El campo Reforma – La Libertad, presenta 8 pozos activos, a los cuales se le realizará la corrida en Hysys. Estos pozos son:

La Reforma-2:k1, Libertad Norte-1:k1-MED, Libertad Norte-2:k1-inf., Libertad Norte-3:k2, Libertad Norte-4:k2, Libertad Norte-5:k2, Libertad-1:k2.

## 2.3 ESTACIÓN CHICHIMENE

La estación Chichimene se encuentra operando con el siguiente esquema de tratamiento:

### 2.3.1 Módulo de recolección<sup>10</sup>

Los pozos del área APIAY- ARIARI fluyen hacia un múltiple ubicado en la estación de recolección CHICHIMENE *Figura 39*; y adicionalmente es recibido el crudo CASTILLA el cual es transportado en carro tanques *Figura 40*.

**Figura 39. Múltiple de Entrada de pozos (E. R. CH.)**



<sup>10</sup> Fuente: ECOPETROL – GLL; Manual de Operaciones Estación de Recolección y tratamiento Chichimene, Departamento de Operaciones Castilla, Acacías, Octubre 2002

Figura 40. Recibo de crudo de carro tanques (E. R. CH.)



La producción de Chichimene se envía por la línea de producción y el Crudo de Castilla por la línea de pozos limpios. A su vez el múltiple posee una línea para someter a prueba los pozos.

### 2.3.1.1 Configuración de entrada de los pozos

Los pozos del campo Chichimene fluyen hacia el múltiple ubicado en la estación de recolección. Este múltiple tiene veintidós (22) líneas habilitadas para recibir la producción de los pozos; cinco (5) se encuentran disponibles para futuros pozos, tres (3) son de pozos cerrados (CHI – 3, CHI – 8 y CHI – 12), y catorce (14) líneas para pozos activos.

Los cabezales tienen un diámetro de 4” para de esta forma llegar al múltiple de recolección, cada línea de pozo se une, por medio de diferentes válvulas a los siguientes colectores:

- Colector de pozos de prueba de 8", que conecta el pozo que se está probando con el precalentador, el Tambor de Prueba y los medidores de flujo de agua y aceite.
- Colector de 10", que recibe toda la producción de los pozos y la lleva a la sección de tratamiento.
  
- Colector de pozos limpios de 8", que conecta directamente el pozo limpio con el tanque de almacenamiento de crudo tratado. Actualmente se emplea para recibir el crudo proveniente de la estación Castilla 1 y conducirlo a los tanques de almacenamiento.
- Colector de disparo de las válvulas de seguridad de 6", que recibe el fluido y lo envía al tanque sumidero D-104 para recobro.
  
- Colector de toma muestras de 2", que recibe el fluido que pueda perderse durante el llenado de recipientes, dicho fluido es conducido al sumidero ubicado en el tren de recibo del crudo de Castilla.

## 2.3.2 Módulo de tratamiento

### 2.3.2.1 Módulo de tratamiento de gas

El sistema de evacuación cuenta con un colector de 8" que transporta el gas que sale de las botas de gas y del separador de prueba de pozos y lo lleva al tambor separador de líquidos D-106, de donde sale hacia la Tea, y hacia la caldera.

El tambor depurador de líquidos tiene como función retirar los condensados que vienen en la corriente de gas y controlar la presión en las botas de gas y la presión de entrada a la caldera.

### 2.3.2.2 Módulo de tratamiento de crudo

El proceso de tratamiento del fluido proveniente de los pozos se inicia con la inyección de químicos sobre la línea de producción de 10" de diámetro a la altura del patín de químicos, en este punto se inyecta rompedor inverso. La mezcla crudo agua pasa inicialmente por los precalentadores E-101 A y E-101 B (Fuera de servicio) *Figura 41*, el cual emplea agua caliente proveniente de las calderas B - 101A y B - 101B *Figura 42*, y a su vez utiliza el agua proveniente de los tanques de lavado para realizar el intercambio de calor; luego el fluido es distribuido a los calentadores E-103 A y E-103 B *Figura 43*, que utilizarían vapor proveniente de las calderas B-101A y B-101B, como medio de calentamiento (Fuera de servicio).<sup>11</sup>

A la línea de entrada de crudo del Calentador se une la línea de prueba que sale del Separador. Este fluido ya tiene el químico que se ha inyectado en el patín de químico.

El fluido que sale de los calentadores se envía a las botas de gas D - 102 y D - 103, que operan en paralelo. En estas botas se separa el gas contenido en la mezcla crudo/agua emulsionada; el gas separado aquí se envía posteriormente al tambor separador de líquidos (Depurador de Gas).

---

<sup>11</sup> Nota: Por estas facilidades únicamente se tiene circulando el fluido, debido a que no es requerido el calentamiento del crudo, ya que este posee la temperatura suficiente para garantizar la movilidad durante su proceso.

Figura 41. Pre calentadores E-101A y E-101 B (E. R. CH.)



Figura 42. Caldera B-101 B (E. R. CH.)



Figura 43. Calentadores E-103A y E-103 B (E. R. CH.)



Una vez que la mezcla crudo/agua sin gas sale de las Botas de Gas, entra a los Tanques de Lavado, TK-101 A y TK-101 B *Figura 44*, por la parte superior por una línea de 10". Allí permanece el tiempo necesario para permitir una efectiva separación del agua y el aceite, de tal forma que el crudo tenga un BS&W inferior a 0,5. En esta estación el BS&W se mantiene entre 0.12 y 0.16, y así está en condiciones para ser bombeado.

Figura 44. Tanques de lavado 101 A y 101 B (E. R. CH.)



Las especificaciones técnicas de los tratadores<sup>12</sup> son mostradas en las tablas que aparecen a continuación:

Tabla 8. Especificaciones de las Botas Separadoras de Gas

D-102 y D-103	
Máxima presión de trabajo	50 psi a 150 °F
Mínima temperatura de diseño del metal	20°F a 50 psi
Presión de diseño	50 psi
Temperatura de diseño	150°F
Presión de prueba	75 psi
Capacidad	438 pies cúbicos
Fluido contenido	Gas
Peso total vacío	8.405 lb
Diámetro	4 pies
Altura	32 pies

<sup>12</sup> Fuente: ECOPEPETROL – GLL; Manual de Operaciones Estación de Recolección y tratamiento Chichimene, Departamento de Operaciones Castilla, Acacias, Octubre 2002

Tabla 9. Especificaciones de los tanques de lavado

TK - 101 A y TK - 101 B	
Capacidad	7.500 BBL
Diámetro	47,9 pies
Altura	24,28 pies

La calidad correspondiente a la corriente de crudo a la salida de los distintos puntos de muestreo distribuida en toda la estación reportada para el día 30 de Mayo de 2003 se halla reportada en la *tabla 18*.

Tabla 10. Calidad del Crudo en la estación Chichimene

CALIDAD DE CRUDO	
PUNTO	BSW
TK – 101A	0.14%
TK – 101B	0.14%

### 2.3.2.3 Sistema de prueba de pozos

El fluido del pozo que es puesto a prueba se hace pasar consecutivamente por los siguientes equipos *Figura 45*:

- Precalentador.
- Separador de Prueba.
- Medidores de caudal de aceite y agua.

El fluido que es enviado por la línea de producción va directamente a los calentadores, desde donde pasa a los tanques de lavado, no sin antes pasar por las botas separadoras de gas. El gas separado en dichas botas es enviado junto con el gas del separador al tambor separador de líquidos en donde se le retira condensado, una vez sale de este recipiente pasa al tambor de sello de la tea, en donde también se le retiran condensados. Una vez deja este dispositivo de seguridad avanza hacia la Tea.

Figura 45. Tambor de Prueba y medidores de flujo (E. R. CH.)



El crudo separado en los tanques de lavado es enviado a los tanques de almacenamiento, en donde es recirculado y almacenado junto con el crudo de castilla el cual ha sido mezclado previamente con condensado. Una vez se tiene el crudo almacenado, se envía a EBA (Estación de Bombeo Apiay)

Una parte del agua separada en los tanques de lavado se utiliza para el intercambio de calor con el precalentador y la otra en los calentadores, cuando la operación lo requiera. Una vez el agua abandona dichos equipos pasa al sistema de tratamiento de aguas aceitosas.

#### 2.3.2.4 Módulo de tratamiento y vertimiento de agua

El agua separada del crudo en los Tanques de Lavado sale de las piernas de agua, por dos líneas: una de 4" que va a calentar el fluido del pozo que se encuentra en prueba en el Precalentador E-102 *Figura 46*, y otra de 10" que va a los Intercambiadores de Calor E-101 A y E-101 B, para calentar el crudo de producción. Después de salir de los equipos ambas líneas van a la línea de 14" que recoge las aguas aceitosas de la estación y que va al separador API *Figura 47*.

El separador API, está diseñado con tres compartimientos de separación para darle un buen tiempo de residencia al agua con el fin de permitir la formación de una capa de crudo que pueda ser retirada por las 6 bandas desnatadoras *Figura 48*, accionadas con motores eléctrico y dispuestas en los tres compartimientos. Después de haber pasado por los compartimientos el agua sale por tres líneas de 10" que la llevan a tres canales con filtros eliminadores de grasa *Figura 49*.

El crudo recogido por las bandas desnatadoras es enviado por una línea de 2" al tanque sumidero TK-105 *Figura 50*, donde se une con el crudo recogido en la trampa de raspadores y en el sumidero TK-106, de allí es enviado a la línea de producción para ser tratado nuevamente.

Una vez se han retirado las partículas de crudo y las grasas presentes en el agua, ésta pasa a la piscina de retención o estabilización SP-101 *Figura 51*, de donde succionan por líneas de 8" las bombas P-112 A y P-112 B, que envían el agua a las dos torres de enfriamiento y oxigenación, CT-101 A y CT-101 B *Figura 52*.

Figura 46. Pre calentador E-102 (E. R. CH.)

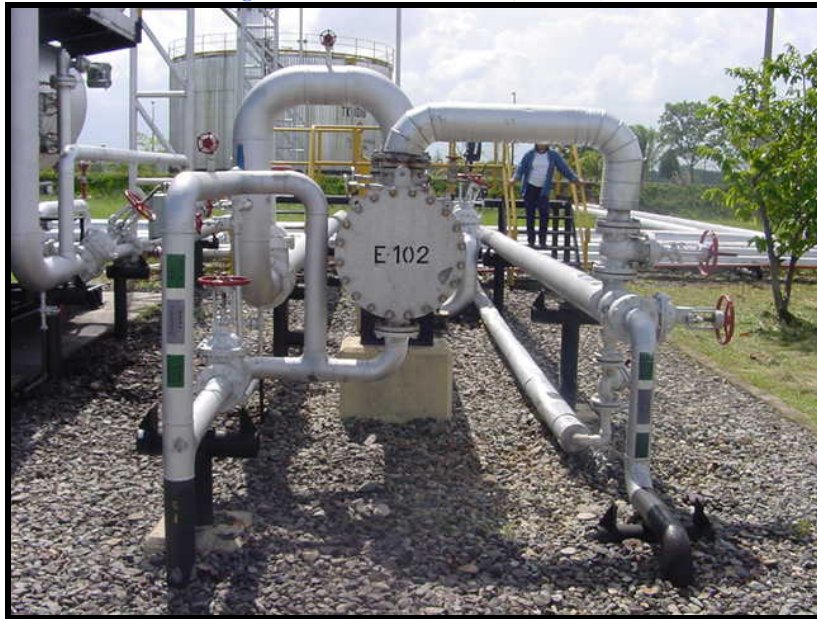


Figura 47. Separador API (E. R. CH.)



Figura 48. Bandas desnatadoras (E. R. CH.)

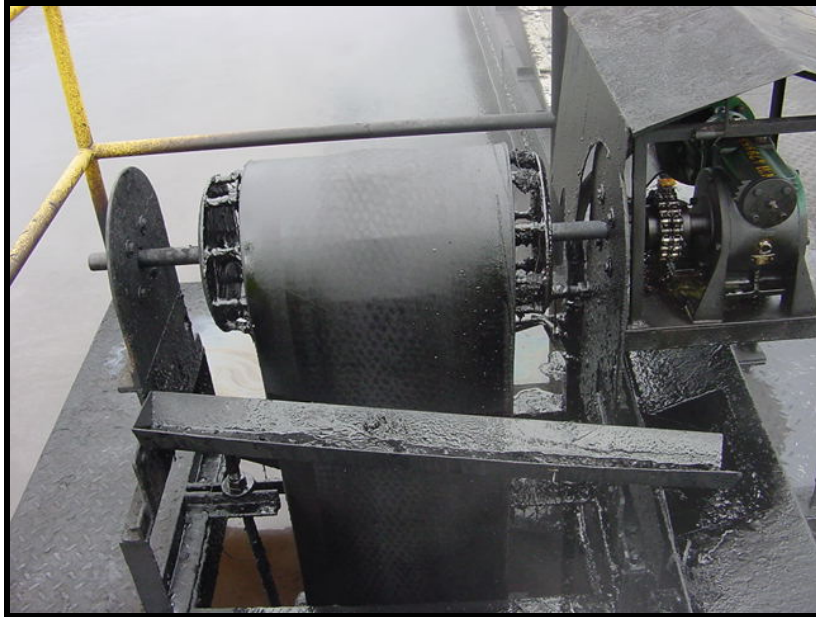


Figura 49. Canales con filtros de eliminación de grasas (E. R. CH.)



Figura 50. Sumidero (Tk – 105) (E. R. CH.)



El agua que sale de las torres de enfriamiento va a la piscina SP-102 *Figura 53*, por una línea de 8" y otras dos de 2" que sirven como drenaje. Adicionalmente en esta piscina hay un sistema de aspersion para brindarle mayor oxigenación y enfriamiento al agua.

Después que ya ha alcanzado la temperatura y oxigenación adecuada, el agua sale de la piscina SP-103 *Figura 54*, por una línea de 14" que la conduce a un canal, que la lleva al vertimiento en el Caño Laureles *Figura 55*, adyacente a la estación.

Figura 51. Piscina de estabilización (E. R. CH.)



Figura 52. Torres de enfriamiento (E. R. CH.)



Figura 53. Piscina SP – 102 (E. R. CH.)



Figura 54. Piscina SP – 103 (E. R. CH.)



Figura 55. Vertimiento de agua en el Caño Laureles (E. R. CH.)



La calidad correspondiente a la corriente de agua corrientes distribuida en toda la estación reportada para el día 30 de Mayo de 2003 se halla reportada en la *tabla 19*.

Tabla 11. Calidad del Agua en la Estación Chichimene

CALIDAD DE AGUA		
PUNTO	O/W ppm	TSS mg/l
TK - 101A	13	46
TK - 101B	13	42
OUT API	9	11
VERTIMIENTO	2	13

### 2.3.3 Módulo de almacenamiento y despacho

El crudo que sale de los tanques de lavado fluye por gravedad a través del rebose hacia los tanques de almacenamiento TK-102 A, TK-102 B y TK-102 C *Figura 56*.

A estos tanques de almacenamiento también llega el crudo proveniente del campo Castilla, que fluye por el colector de pozos limpios. Antes de entrar a los tanques el crudo de Castilla se mezcla con condensado proveniente de Apiay *Figura 57*, en un arreglo de tuberías diseñado para ello y equipado con mezcladores. Esto se hace a fin de conseguir una dilución más homogénea.

**Figura 56. Tanques de Almacenamiento (E. R. CH.)**



Las especificaciones técnicas de los tanques de almacenamiento<sup>13</sup> son mostradas en la tabla siguiente:

**Tabla 12. Especificaciones de los Tanques de Almacenamiento**

<b>TK - 102 A, TK - 102 B y TK - 102 C</b>	
<b>Capacidad</b>	10.000 BBL
<b>Diámetro</b>	22 m
<b>Altura</b>	4,59 m

<sup>13</sup> ECOPEPETROL – GLL; Manual de Operaciones Estación de Recolección y tratamiento Chichimene, Departamento de Operaciones Castilla, Acacias, Octubre 2002

Figura 57. Inyección de Condensado de Apiay (E. R. CH.)

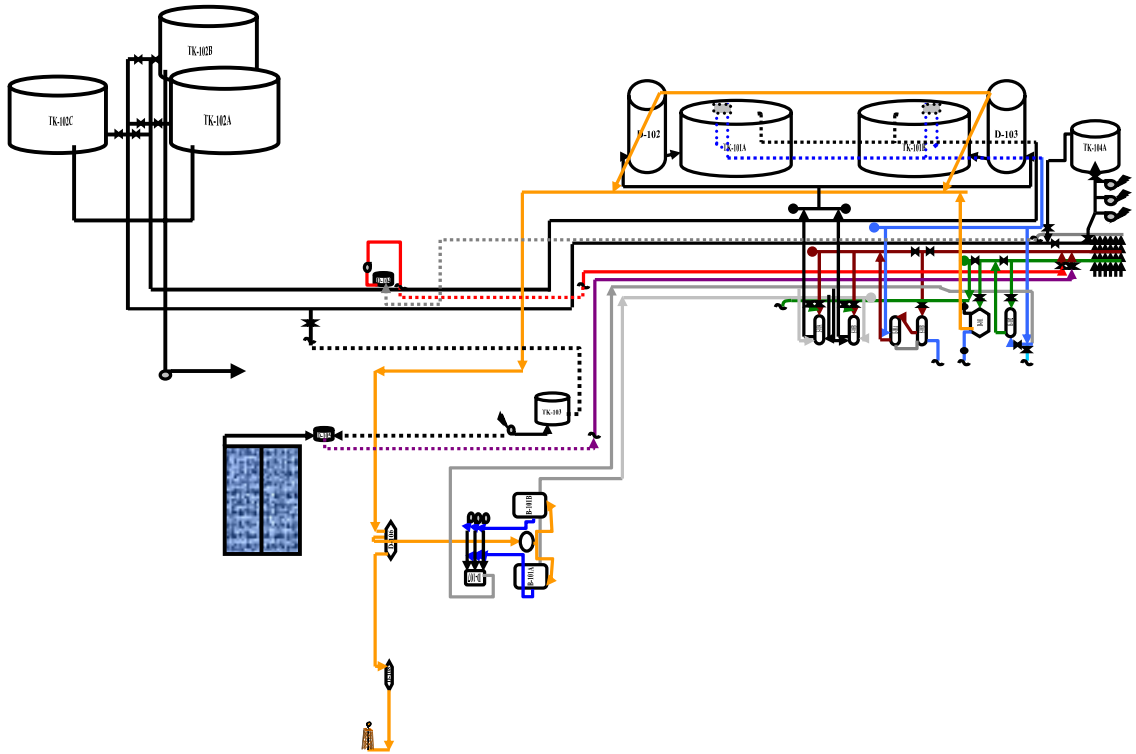


La corriente de aceite para el despacho a EBA debe ir con una calidad inferior a 0.5% de BS&W, allí se une con el producido en las estaciones Suria, Reforma-Libertad, Valdivia - Almagro, Castilla, conduciéndose hasta la Estación el Porvenir, lugar en el que convergen los crudos procedentes de Casanare y Meta. A partir de este punto son bombeados hasta la Estación Miraflores, para ser enviados con posterioridad a la Estación Vasconia y Finalmente a la Refinería de Barrancabermeja.

- El campo Chichimene, presenta alrededor de 20 pozos perforados, actualmente se encuentra activos 14, a los cuales se les realizará la corrida en Hysys. Estos son: Chichimene-1, Chichimene-11, Chichimene-13, Chichimene-14, Chichimene-15, Chichimene-16, Chichimene-17, Chichimene-18: Sf, Chichimene-2, Chichimene-4, Chichimene-5, Chichimene-6, Chichimene-7, Chichimene-9.

Un esquema generalizado de la estación de recolección y tratamiento de crudo se muestra a continuación en la *figura 58*.

Figura 58. Esquema de Tratamiento de la estación Chichimene



### 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 Apiay
- Estación Reforma
- Estación Chichimene

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

#### 3.1 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 ICP<sup>14</sup> los parámetros necesarios para realizar la caracterización simulada de los fluidos en la aplicación Hysys.
- *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.

## **3.2 CARACTERIZACIÓN SIMULADA DE LOS FLUIDOS EN 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

---

<sup>14</sup> “CARACTERIZACIÓN DE MUESTRAS DE CRUDO Y GAS CAMPOS DE LA GLL”; Piedecuesta, Agosto de 2000

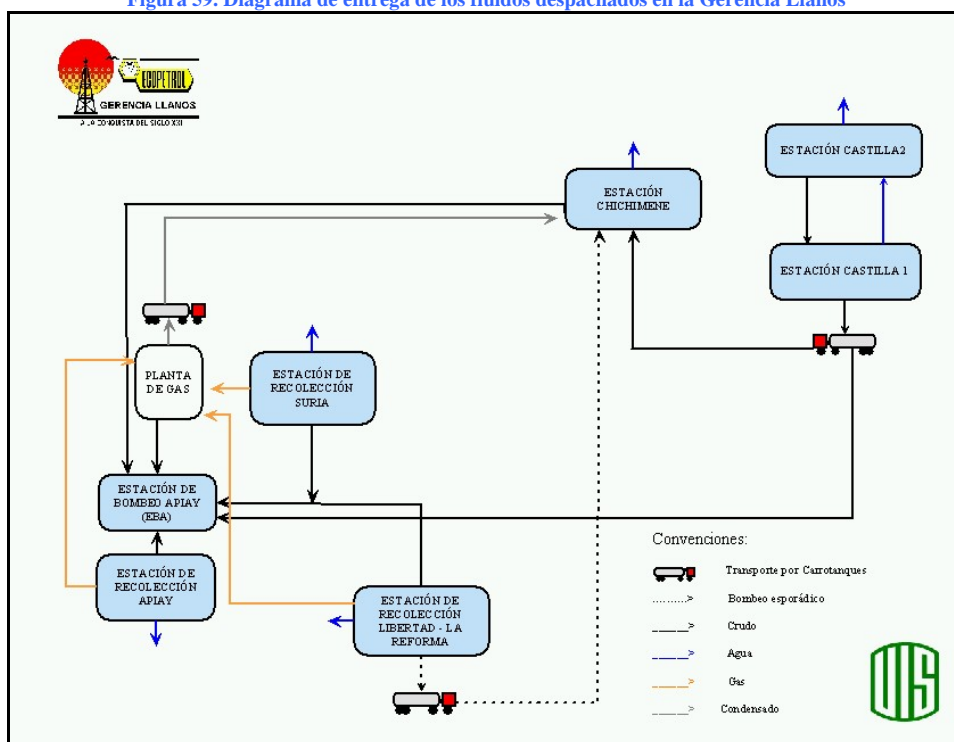
para crear el paquete de fluidos a emplear en la aplicación del software de Simulación de Procesos Hysys.

### 3.3 SIMULACIÓN DEL TRATAMIENTO DE LOS FLUIDOS EN 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.

- *Análisis:* En base al caso final desarrollado (Empleando el Input para la simulación) Analizamos el comportamiento de los fluidos ante posibles modificaciones de los parámetros termodinámicos y físicos de los fluidos de cada estación y evaluamos las posibles consecuencias que dan lugar a pérdidas de fluidos en el proceso.
- *Condiciones Actuales de Simulación:* Al realizar la simulación de las estaciones, es importante tener en cuenta el diagrama de flujo, de los fluidos tratados en las baterías de producción, a su vez se especifica que se simularon las estaciones de tratamiento y la estación de bombeo Apiay, mientras que la Planta de Gas, sólo se dejó la corriente de entrada.

Figura 59. Diagrama de entrega de los fluidos despachados en la Gerencia Llanos



### 3.4 ANÁLISIS DE LOS FLUIDOS

Tabla 13. 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 <sup>2</sup> /s
Viscosidad a 50°C		mm <sup>2</sup> /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 subbituminosos 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 sílice<sup>15</sup>. [% 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.

---

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

La gravedad API está dada por:

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

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

$^{\circ}API > 30$	Livianos
$18 < ^{\circ}API < 30$	Medianos
$12 < ^{\circ}API < 18$	Pesados
$^{\circ}API < 12$	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.  
[mm<sup>2</sup>/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 14. Parámetros de 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 15. 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

### 3.4.1 Análisis de crudos

Tabla 16. Análisis de Crudos Apiay (1, 3, 9, 12, 14, 15,16)

Parámetro	Apiay 1	Apiay 3	Apiay 9	Apiay 12	Apiay 14	Apiay 15	Apiay 16
% Ceras	17.65	11.35	12.37	5.4	19.09	9.5	13.23
Sal en crudo	-	-	-	8.45	0.49	-	-
Azufre Horiba	0.39	0.97	1.22	0.22	0.42	1.47	0.97
Residuo carbón micro	6.77	5.92	8.52	2.18	4.19	8.09	7.04
Cenizas	0	0.027	0.042	0.004	0.007	0.049	0.03
Calor de combustión bruto	43.5871	44.2061	42.0947	447.376	43.9009	41.8732	41.7144
Agua	1.83	0.28	4.28	0.269	-	4.7	5.05
Densidad a 15°C	0.8903	0.9067	0.9319	0.8404	0.8818	0.9437	0.9201
Gravedad API	27.4	24.5	20.3	36.7	28.9	18.4	22.2
Número de ácido	0.093	0.236	<0.05	0.079	0.244	<0.05	<0.05
Punto de fluidez	21	21	15	0	18	-	15
Insolubles en n-C7	2.56	5.6	8.13	1.31	2.7	10.57	6.43
Viscosidad a 40°C	11.48	22.1	61.94	5.07	9.43	204.77	38.39
Viscosidad a 50°C	8.16	15.37	38.77	3.67	7.07	114.66	25.52
Presión de vapor REID	-	-	-	-	5.28	-	-
Presión de vapor REID	-	-	-	-	36.4	-	-
Punto de inflamación	-	-	-	-	<20	-	-
Agua y sedimento	8	3.2	20	2.5	0	54	45
Na	13.64	8.43	12.9	-	9.92	14.4	14.6
Fe	0.59	0.6	1.96	-	1.19	3.41	2.78
Ca	0.88	<0.1	-	-	<0.1	1.23	2.08
V	46.38	137.5	195.6	-	30.3	233.2	159.5
Cu	<0.4	<0.4	<0.3	-	<0.4	<0.3	<0.3
Mg	0.16	0.12	0.58	-	0.08	0.47	0.89
Ni	11.9	31.8	42.3	-	9.0	50.4	31.7
Factor de caracterización K	11.69	11.65	11.54	12.13	11.75	11.59	11.59
Base del crudo -Tendencia-	Intermedio	Intermedio	Intermedio	Parafinico	Intermedio	Intermedio	Intermedio

Tabla 17. Análisis de Crudos Apiay Este 1, Guatiquía 3H

Parámetro	Apiay Este-1	Guatiquía 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-Base del crudo -tendencia-	11.54 Naftenico	11.61 Intermedio	11.94 Parafinico	11.84 Intermedio	11.81 Intermedio	11.84 Intermedio	11.81 Intermedio

Figura 60. Destilación simulada pozos Libertad Norte 1, Suria (5, S1, S2)

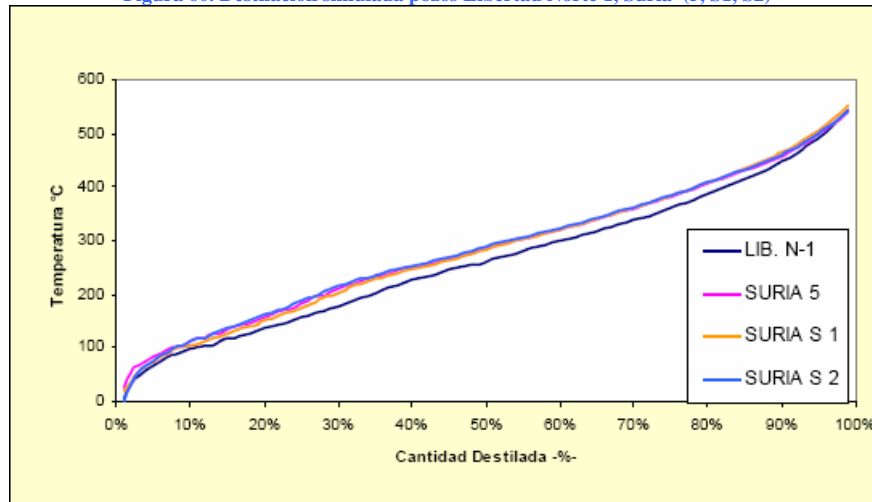


Tabla 18. Análisis de Crudos Castilla (2, 7, 26, Norte 1, Este), Chichimene (17, 16)

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 61. Destilación simulada pozos Castilla N1 y Chichimene 17

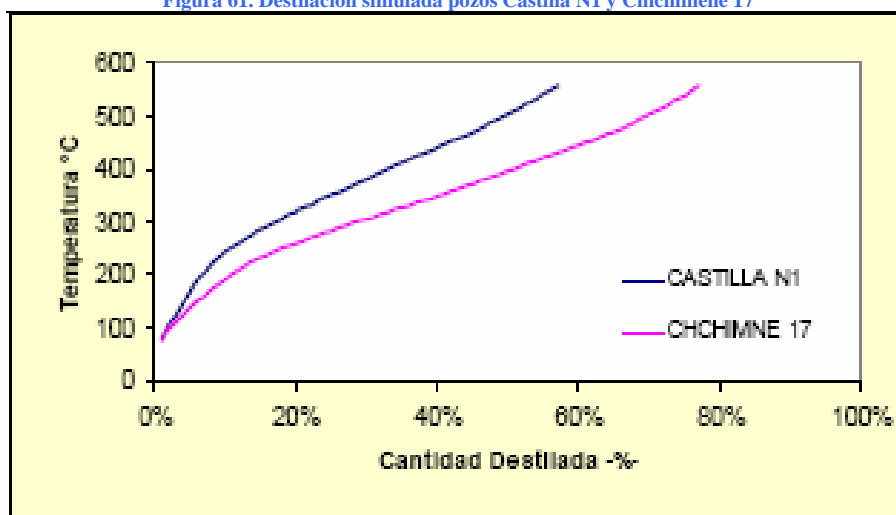


Tabla 19. Resumen Destilación Simulada pozos Castilla N1 y Chichimene 17

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.

### 3.4.2 Análisis cromatográfico y propiedades del gas

Tabla 20. Análisis Cromatográfico y propiedades del Gas Apiay (1, 3, 7, 9, 12, 14, Este 1)

Componentes (Mol %)	Apiay Planta	Apiay Este 1	Apiay 1	Apiay 3	Apiay 7	Apiay 9	Apiay 12	Apiay 14
Nitrógeno	0.957	3.981	0.715	3.334	1.223	1.263	0.732	0.685
Dióxido de carbono	3.908	15.011	4.387	2.815	3.284	4.266	3.996	4.812
Metano	67.106	46.308	72.606	51.001	60.608	60.464	78.855	69.758
Etano	10.331	18.796	10.069	15.858	12.495	12.594	8.443	12.387
Propano	6.721	9.972	5.478	13.205	9.654	8.967	3.690	5.994
Isobutano	1.893	1.815	1.456	3.705	2.813	2.474	0.794	1.124
Normal Butano	2.864	2.448	1.972	4.622	4.099	3.697	1.154	1.726
Isopentano	1.463	0.691	0.906	1.825	1.855	1.724	0.511	0.998
Normal Pentano	1.254	0.522	0.697	1.334	1.482	1.427	0.430	0.777
Hexanos	1.575	0.314	0.747	1.197	1.429	1.565	0.535	0.758
Heptanos	1.181	0.103	0.533	0.724	0.772	1.026	0.469	0.550
Octanos	0.590	0.032	0.289	0.305	0.247	0.454	0.308	0.334
Nonanos	0.032	0.003	0.061	0.029	0.007	0.032	0.050	0.060
Decanos			0.017					
Undecanos			0.000					
Benzeno	0.042	0.003	0.025	0.015	0.030	0.040	0.027	0.033
Tolueno	0.084		0.043	0.033	0.004	0.008	0.005	0.005
<b>*Propiedades:</b>								
Peso Molecular	26.784	28.955	23.973	30.167	28.189	28.393	21.905	24.428
BTU Bruto	1472.450	1261.479	1313.701	1643.542	1561.322	1547.870	1213.828	1329.846
BTU Neto	1342.530	1150.403	1194.497	1502.605	1425.322	1413.109	1101.177	1209.696
GPM	5.863	4.739	3.929	8.438	7.146	6.945	2.599	3.971
Gravedad del gas	0.925	1.000	0.828	1.042	0.973	0.980	0.756	0.844

Tabla 21. Análisis Cromatográfico y propiedades del Gas Apiay (16, 18) Suria (Planta, 1, 2, 4, 5)

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
<b>*Propiedades:</b>								
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 22. Análisis Cromatográfico y propiedades del Gas Suria (S1, S2, S3, S4 - (K1, K2), S5), Guatiquía 3H, Reforma 2<sup>16</sup>

Componentes (Mol %)	Suria S1	Suria S2	Suria S3	Suria S4 K1	Suria S4 K2	Suria S5	Guatiquía 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
<b>*Propiedades:</b>								
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

Tabla 23. Análisis Cromatográfico y propiedades del Gas Libertad (N1, N3, N4), Tanané 1, Chichimene (1, 2, 4)

Componentes (Mol %)	Libertad Norte 1	Libertad Norte 3	Libertad Norte 4	Tanáne 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
<b>*Propiedades:</b>							
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

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

### 3.5 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:

#### 3.5.1 Estación Apiay

Tabla 24. Datos de Producción de los pozos que llegan a la estación Apiay<sup>17</sup>

Teorical Production							Prorated Oil Prod.		
Facility Name	Date	Hrs.	Oil	Water	Gas	GOR	Oil Prod.	Gas Prod.	Water .
---	---	hrs	bbl	bbl	mscf	mscf/bbl	bbl	E3ft3	bbl
<b>Estación Apiay</b>									
APIAY ESTE-1:TK	Nov , 2003	708.49	15959.35	80.2	182.12	0.018	16063.35	219.68	80.03
APIAY-10:K1	Nov , 2003	720	5340.17	26.84	28123	5.307	5374.9	34089.99	26.78
APIAY-11:K2	Nov , 2003	715.42	11361.28	114875.13	407.47	0.037	11435.15	493.01	114632.03
APIAY-12:K1	Nov , 2003	720	3295.47	119.53	11290	2.813	3315.72	13681.68	119.29
APIAY-13:T2	Nov , 2003	695.34	76.09	1797.81	418.6	4.802	76.88	501.15	1795.9
APIAY-14:K1	Nov , 2003	716.9	5222.5	52.75	17411.12	3.213	5255.65	20987.31	52.64
APIAY-15:K2	Nov , 2003	631.17	5525.93	270770.45	298.84	0.061	5584.66	359.95	270124.34
APIAY-16:K2	Nov , 2003	707.82	9588.28	80156.97	923.77	0.09	9656.31	1122.19	79980.33
APIAY-17:K2	Nov , 2003	625.25	8613.4	422056.59	530.04	0.07	8705.34	639.81	421068.46
APIAY-18:K2	Nov , 2003	708.33	4445.16	69640.86	649.3	0.146	4475.57	785.78	69491.11
APIAY-19:K2	Nov , 2003	714.25	7489.56	117336.52	403.86	0.054	7538.27	489.27	117096.41
APIAY-1:K1	Nov , 2003	720	17370.6	4899.4	4145	0.296	17479.8	4995.12	4889.08
APIAY-3:K2	Nov , 2003	710.25	35388.43	6245.02	492.15	0.014	35611.85	596.46	6232.04
APIAY-4:K1	Nov , 2003	718.92	4594.96	896.8	229.69	0.046	4624.34	278.5	895
APIAY-5:K1	Nov , 2003	684.09	4050.28	20.35	460.05	0.087	4063.93	556.7	20.31
APIAY-7:K2	Nov , 2003	716.84	6965.66	74488.71	392.25	0.053	7008.48	475.83	74335.47
APIAY-8:T1	Nov , 2003	720	620.88	3.12	38281	66.729	627.29	46145.72	3.11
APIAY-9:K2	Nov , 2003	714.75	8181.04	82719.4	476.5	0.06	8233.53	576.74	82541.45
GAVAN-1:K2	Nov , 2003	697.75	29189.44	26735.25	1728.92	0.061	29352.61	2112.05	26685.93
GUATIQUIA-2:K2	Nov , 2003	718.08	6422.15	73854.68	380.03	0.056	6463.07	460.75	73697.65
GUATIQUIA-3H:K2	Nov , 2003	718.25	76479.46	802212.67	17031.2	0.23	76966.88	20626.29	800495.24
Apiay Subtotal		14781.9	266180.09	2148989.05	124254.91	4.012	267913.58	150193.98	2144262.6

<sup>17</sup> Estos datos fueron extraídos para el mes de Noviembre de 2003 del reporte generado por el FieldView y tenidos en cuenta para la simulación en el software HYSYS

### 3.5.2 Estación Reforma – La Libertad

Tabla 25. Datos de Producción de los pozos que llegan a la estación Reforma

Teorical Production							Prorated Oil Prod.		
Facility Name	Date	Hrs.	Oil	Water	Gas	GOR	Oil Prod.	Gas Prod.	Water .
---	---	hrs	bbl	bbl	mcf	mcf/bbl	bbl	E3ft3	bbl
<b>Estación Reforma</b>									
LA REFORMA-2:K1	Nov , 2003	720	2732.27	13.73	10768	3.76	2759.43	12795.36	13.7
LIBERTAD NORTE-1:K1-MED	Nov , 2003	720	7402.8	37.2	19950	--	7479.86	23654.3	37.11
LIBERTAD NORTE-2:K1-INF	Nov , 2003	720	7948.8	331.2	17490	--	8031.54	20737.53	330.43
LIBERTAD NORTE-3:K2	Nov , 2003	624	4278.96	138353.04	5536	1.316	4334.04	6452.36	138032.26
LIBERTAD NORTE-4:K2	Nov , 2003	528	1560.9	50469.1	1606	--	1545.55	1853.41	50318.47
LIBERTAD NORTE-5:K2	Nov , 2003	699.5	4166.7	3696.7	5404.17	1.444	4205.7	6448.92	3688.46
LIBERTAD-1:K2	Nov , 2003	720	6962.4	51057.6	4740	0.681	7034.88	5620.12	50939.56
LIBERTAD-2:K1	Nov , 2003	--	0	0	0	--	0	0	0
Reforma Subtotal		4731.5	35052.83	243958.57	65494.17	0.9	35391	77562	243359.99

### 3.5.3 Estación Chichimene

Tabla 26. Datos de Producción de los pozos que llegan a la estación Chichimene

Teorical Production							Prorated Oil Prod.		
Facility Name	Date	Hrs.	Oil	Water	Gas	GOR	Oil Prod.	Gas Prod.	Water .
---	---	hrs	bbl	bbl	mcf	mcf/bbl	bbl	E3ft3	bbl
<b>Estación Chichimene</b>									
CHICHIMENE-1	Nov , 2003	704.5	17112.34	50019.29	2045.79	0.12	16798.95	1984.28	50702.76
CHICHIMENE-11	Nov , 2003	718.5	5068.2	16178.68	606.75	0.119	4974.72	588.51	16400.82
CHICHIMENE-12 <sup>9</sup>	Nov , 2003	719	22483.27	70421.46	638.17	0.028	22065.46	618.01	71319.53
CHICHIMENE-13	Nov , 2003	718	5817.76	47047.88	902.7	0.156	5711.16	875.41	47655.99
CHICHIMENE-14	Nov , 2003	716	4209.39	10298.54	537	0.13	4132.95	520.78	10427.32
CHICHIMENE-15	Nov , 2003	718.5	9606.09	167820.13	1968.94	0.208	9430.21	1909.07	170064.98
CHICHIMENE-16	Nov , 2003	720	9675.57	148422.03	1500	--	9497.67	1454.4	150409.21
CHICHIMENE-17	Nov , 2003	719	9201.76	45241.04	1198.33	0.132	9031.58	1161.91	45841.03
CHICHIMENE-18:SF	Nov , 2003	718	14325.4	7930.52	448.5	0.037	14061.83	432.45	8010.98
CHICHIMENE-2	Nov , 2003	717	4626.43	25088.64	565.54	0.123	4540.36	548.43	25417.17
CHICHIMENE-4	Nov , 2003	718	18106.52	115483.24	1129	0.063	17765.73	1094.72	117031.45
CHICHIMENE-5	Nov , 2003	717.5	20851.53	47979.22	2405.63	0.116	20464.48	2332.6	48638.06
CHICHIMENE-6	Nov , 2003	688.5	8300.86	55614.41	817	0.099	8150.81	792.17	56396.54
CHICHIMENE-7	Nov , 2003	720	7194.47	73520.75	902	0.125	7061.42	874.63	74518.35
CHICHIMENE-9	Nov , 2003	719	24104.85	162168.29	2276.83	0.093	23661.81	2207.63	164360.33
Chichimene Subtotal		10731.5	180684.44	1043234.12	17942.18	0.103	177349.14	17395	1057194.52

### 3.6 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:

#### 3.6.1 Caracterización de crudos:

**Tabla 27. Datos de análisis de crudos correlacionados Estación Apiay**

Pozo con información conocida	Ajuste
Apiay Este 1-TK	
Apiay 1-K1	
Apiay 3-K2	
Apiay 9-K2	
Apiay 12-K1	
Apiay 14-K1	Apiay 5-K1, Apiay 10-K1
Apiay 15-K2	Apiay 17-K2
Apiay 16-K2	Apiay 7-K2, Apiay 18-K2, Apiay 11-K2, Apiay 19-K2, Guatiquia2-K2
Guatiquia 3H-K2	

**Tabla 28. Datos de análisis de crudos correlacionados Estación Reforma**

Pozo con información conocida	Ajuste
Libertad Norte 1	Libertad Norte 2, La Reforma 2
Libertad Norte 4	Libertad Norte 3, Libertad Norte 5, Libertad 1

**Tabla 29. Datos de análisis de crudos correlacionados Estación Chichimene**

Pozo con información conocida	Ajuste
Chichimene 17	Chichimene 1, 2, 4, 5, 6, 7, 9, 11, 13, 14, 15, 16, 18

### 3.6.2 Cromatografía de los gases:

**Tabla 30. Datos de análisis Cromatográfico y propiedades de los gases Estación Apiay**

Pozo con información conocida	Ajuste
Apiay Este 1-TK	
Apiay 1-K1	Apiay 5-K1
Apiay 3-K2	
Apiay 7-K2	Guatiquia2-K2, Apiay 11-K2, Apiay 15-K2, Apiay 17-K2, Apiay 19-K2
Apiay 9-K2	
Apiay 12-K1	Apiay 8-T1, Apiay 10-K1
Apiay 14-K1	
Apiay 16-K2	
Apiay 18-K2	
Guatiquía 3H-K2	

**Tabla 31. Datos de análisis Cromatográfico y propiedades de los gases Estación Reforma**

Pozo con información conocida	Ajuste
Libertad Norte 1	Libertad Norte 2, La Reforma 2
Libertad Norte 3	
Libertad Norte 4	Libertad Norte 5, Libertad 1

**Tabla 32. Datos de análisis Cromatográfico y propiedades de los gases Estación Chichimene**

Pozo con información conocida	Ajuste
Chichimene 4	Chichimene 5, 6, 7, 9, 11, 13, 14, 15, 16, 17, 18

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 un 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 subprocesos forma parte de la simulación global, y los cálculos se ejecutan automáticamente como cualquier operación.

El diseño de la interface 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

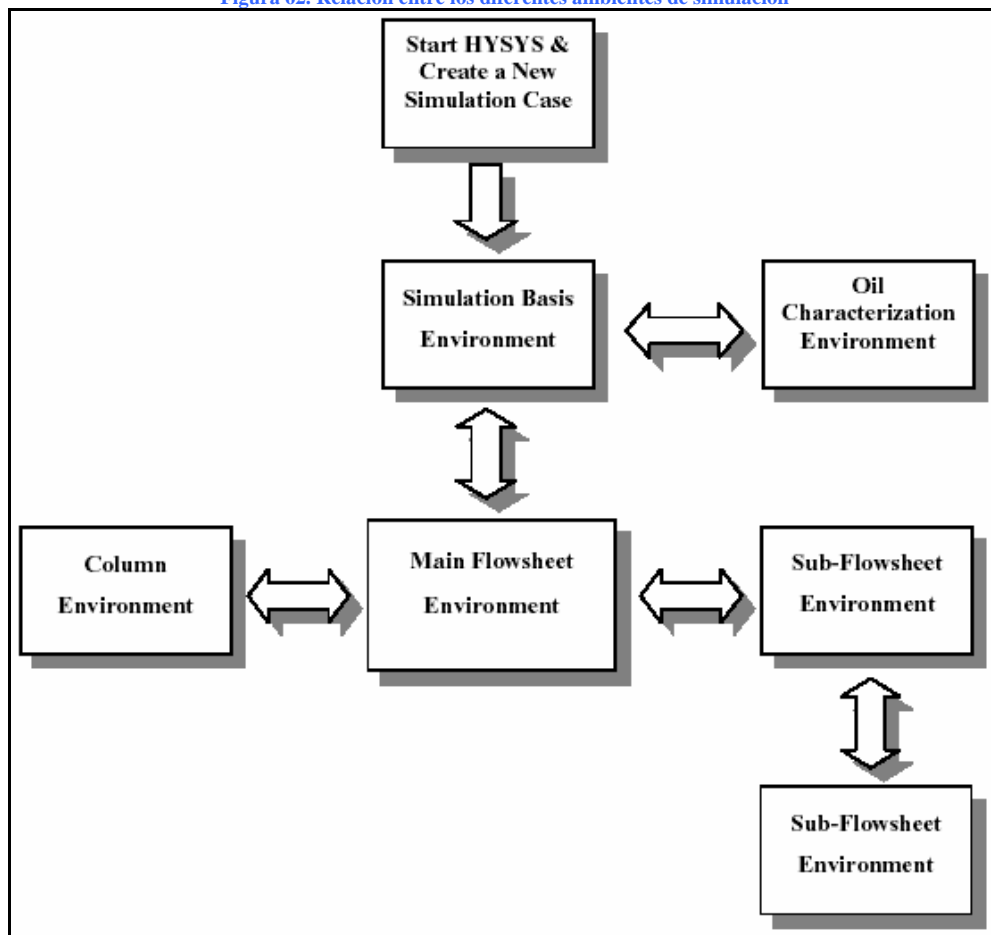
El diagrama en la *Figura 62* muestra la relación que existe entre los diferentes ambientes. Las flechas indican las direcciones en las cuales normalmente uno se mueve entre los ambientes, cuando se está construyendo un caso de simulación con HYSYS. El proceso típico para construir un caso de simulación 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 62. 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 preconstruidas 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 62* 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 63*. 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

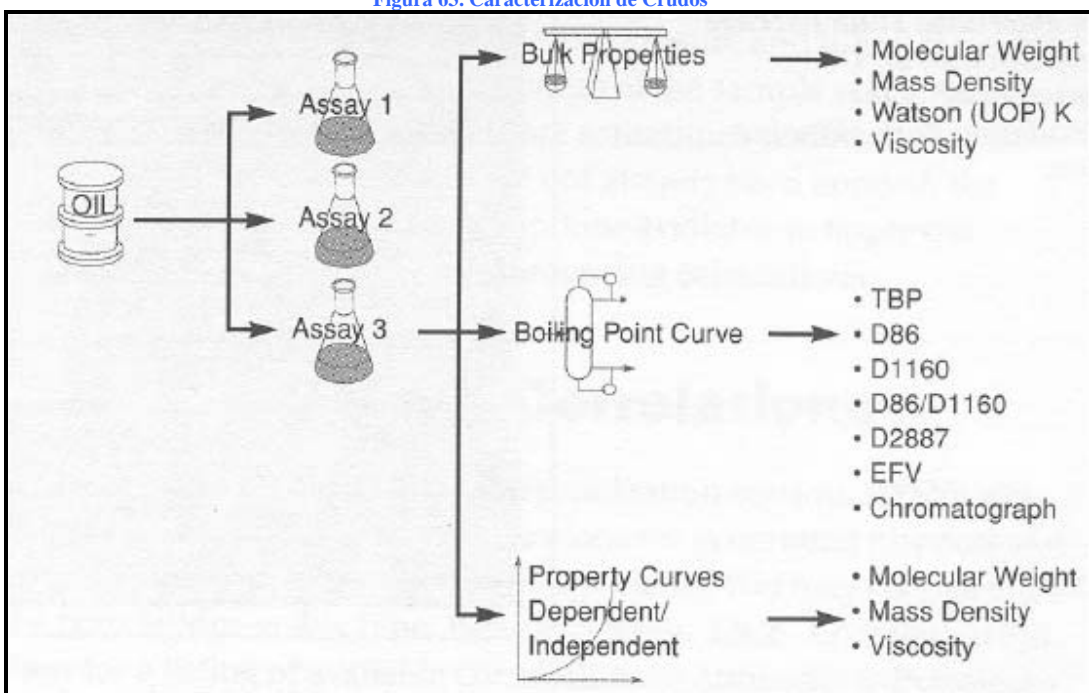
#### 4.4.1 Paso uno – Caracterizar el ensayo (Assay)

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 63. 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 ICP<sup>18</sup>. 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.

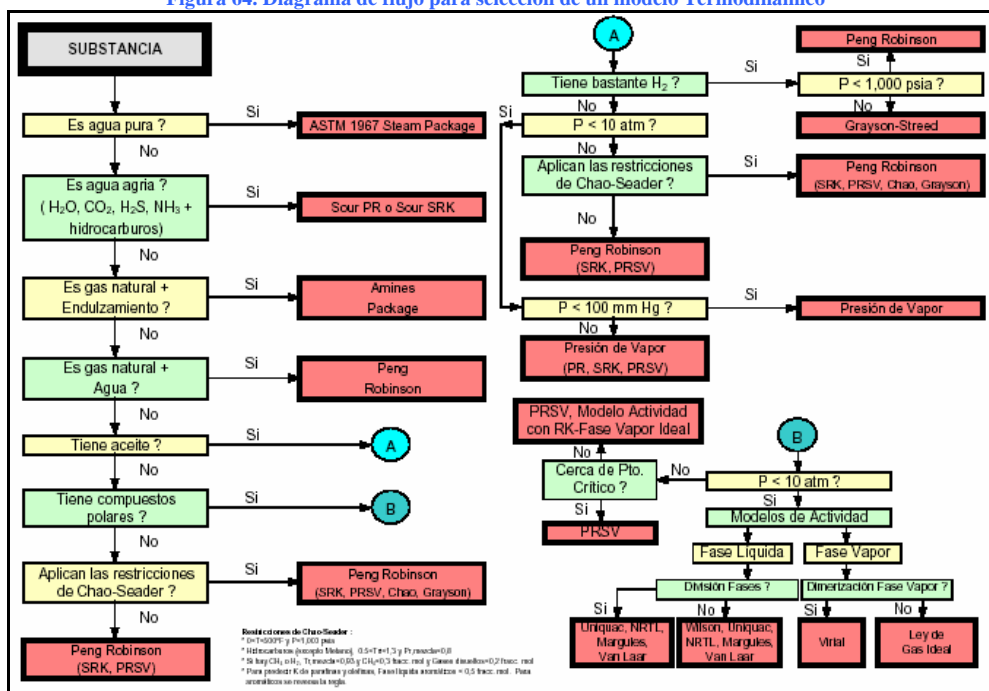
- Los datos de producción de las estaciones, se obtuvieron de reportes generados por el FIELDVIEW para el mes de Noviembre de 2003; se utilizaron 10 reportes diarios para efectuar la validación y ajustes al modelo, y se trabajó con el reporte promedio mensual para analizar los fenómenos sucedidos al 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, y Reforma; 89 [°F] 31,67 [°C].
  - Chichimene 86 [°F] 30 [°C]

---

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

- El paquete termodinámico empleado en la caracterización de los fluidos fue la ecuación de estado de Peng – Robinson; esto es debido a las condiciones 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 64*:

Figura 64. Diagrama de flujo para selección de un modelo Termodinámico<sup>19</sup>



- Las operaciones de separación son las mas importantes en el modelamiento de las estaciones; ya que el simulador asume un equilibrio ideal de las tres fases (crudo, agua y gas), es necesario realizar ajustes a las emulsiones para simular así las condiciones presentadas en el campo; estos ajustes se desarrollaron básicamente

19 Curso: Simulación de procesos usando Hysys, aplicaciones en tratamiento de gas natural y destilación de hidrocarburos UIS

a los cortes de agua [BS&W] en las corrientes de crudo y a la concentración de grasas y crudos [PPM] en las corrientes de agua.

Con base en estas consideraciones se logró realizar tanto la caracterización de crudo como la cromatografía de gas para cada pozo de las estaciones de la GLL.

## 6 RESULTADOS

### 6.1 ESTACIÓN APIAY

- Durante el desarrollo de la simulación correspondiente al tratamiento de los fluidos de la estación Apiay se logró ajustar el caso, de tal forma que el porcentaje de error o desviación fue del 0,45%.
- De acuerdo a la simulación, las pérdidas debidas al fenómeno de evaporación en tanques y quema en tea fue el siguiente:

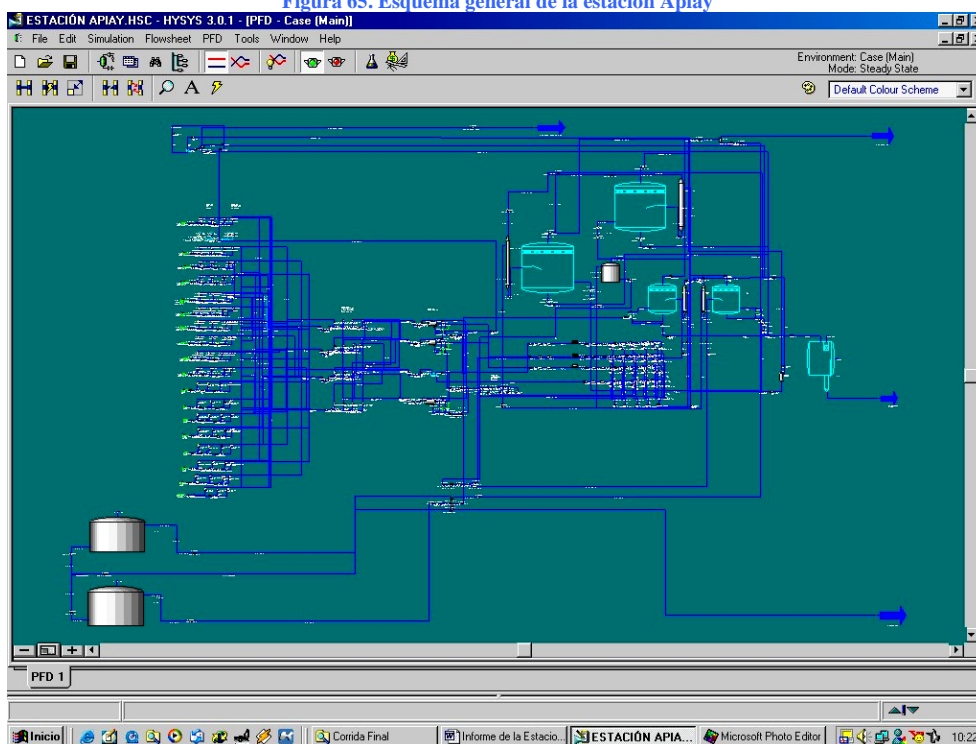
Tabla 33. Pérdidas en Estación Apiay, simuladas en Hysys

	[SCFD]
<b>Gas Apiay Tea</b>	3.29E+04
<b>Evaporación en tanques</b>	4.11E+01
<b>Total</b>	3.30E+04

- En la *figura 13*, se muestra un esquema general del caso de simulación creado para la estación Apiay.

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.).

Figura 65. Esquema general de la estación Apiay



### 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 34. Cargas en el S. E. C. de la estación Apiay, simuladas en Hysys

Entrada	Temp. de Fluido [°F]	Fluido [BPD]	Gas [MMSCFD]	Crudo [BOPD]	Agua [BWPD]
C	211.8	3345.11	4.49e-3	3347.2	29.071
B	173.6	1821.72	9.07e-3	1821.9	17.685
A	169.1	3921.28	2.28e-3	3919.8	77.042

Salida	Temp. de Fluido [°F]	Fluido [BPD]	Gas [MMSCFD]	Crudo [BOPD]	Agua [BWPD]
C	195	3345.11	--	3347.8	29.767
B	160	1821.72	4.09e-3	1822.0	17.802
A	162	3921.28	3.32e-3	3919.6	77.130

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 B es 150 °F.

Tabla 35. Cargas en el E - 171B de la estación Apiay, simuladas en Hysys

Salida	Temp. de Fluido [°F]	Fluido [BPD]	Gas [MMSCFD]	Crudo [BOPD]	Agua [BWPD]
B	150	1821.72	--	1822.00	17.8712

- La temperatura a la cual se recuperaría la mayor cantidad de condensados del gas presente en la corriente de fluido del enfriador A es 131 °F.

Tabla 36. Cargas en el E - 171A de la estación Apiay, simuladas en Hysys

Salida	Temp. de Fluido [°F]	Fluido [BPD]	Gas [MMSCFD]	Crudo [BOPD]	Agua [BWPD]
A	131	3921.28	--	3920.01	77.58

La cantidad de hidrocarburo adicional recuperado son aproximadamente 5 BOPD.

### 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 37. Cargas en el S. E. G. de la estación Apiay, simuladas en Hysys**

Entrada	Temp. de Fluido [°F]	Fluido [BPD]	Gas [MMSCFD]	Crudo [BOPD]	Agua [BWPD]
	179.25	3585.19	6.6563	6.7545e-5	--

Salida	Temp. de Fluido [°F]	Fluido [BPD]	Gas [MMSCFD]	Crudo [BOPD]	Agua [BWPD]
	92.7	3585.19	5.0314	19.546	219.94

El condensado recuperado a estas condiciones es de 18.849 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 (Temperatura ambiente), el comportamiento ofrecido por el fluido se muestra en la siguiente tabla:

**Tabla 38. Cargas en el S. E. G. @ 89.6 °F**

Salida	Temp. de Fluido [°F]	Fluido [BPD]	Gas [MMSCFD]	Crudo [BOPD]	Agua [BWPD]
	89.6	3585.19	5.0148	20.906	216.99

El condensado recuperado a estas condiciones es de 20.845 BOPD.

- Si no estuviese operando el sistema de enfriamiento de gas, es decir, a una temperatura de producto similar a la temperatura de entrada 179.25 °F al sistema, el comportamiento ofrecido por el fluido se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 39. Cargas en el S. E. G. Fuera de servicio

Salida	Temp. de Fluido [°F]	Fluido [BPD]	Gas [MMSCFD]	Crudo [BOPD]	Agua [BWPD]
	179.25	3585.19	6.656	4.725e-6	--

La cantidad de gas enviada hacia la planta de gas debida a la ausencia de la operación de del sistema de enfriamiento es de 6.656 MMSCFD.

El condensado que se deja de recuperar a estas condiciones es de 18.849 BOPD.

- 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.

Tabla 40. Cargas duplicadas en el S. E. G. de la estación Apiay, simuladas en Hysys

Entrada	Temp. de Fluido [°F]	Fluido [BPD]	Gas [MMSCFD]	Crudo [BOPD]	Agua [BWPD]
	179.25	7170.42	13.31	5.927e-5	--

Salida	Temp. de Fluido [°F]	Fluido [BPD]	Gas [MMSCFD]	Crudo [BOPD]	Agua [BWPD]
	92.7	7170.42	10.06	39.09	429.89

El condensado recuperado a estas condiciones es de 37.70 BOPD.

### 6.1.3 Sistemas auxiliares

- A las condiciones actuales de operación el volumen de condensado recuperado en el drum de botas es de 4.69 BOPD.

## 6.2 ESTACIÓN REFORMA

- Durante el desarrollo de la simulación correspondiente al tratamiento de los fluidos de la estación Reforma se logró ajustar el caso, de tal forma que el porcentaje de error o desviación fue del 0.98 %.
- De acuerdo a la simulación, las pérdidas debidas al fenómeno de evaporación en tanques y quema en tea fue el siguiente:

Tabla 41. Pérdidas en Estación Reforma, simuladas en Hysys

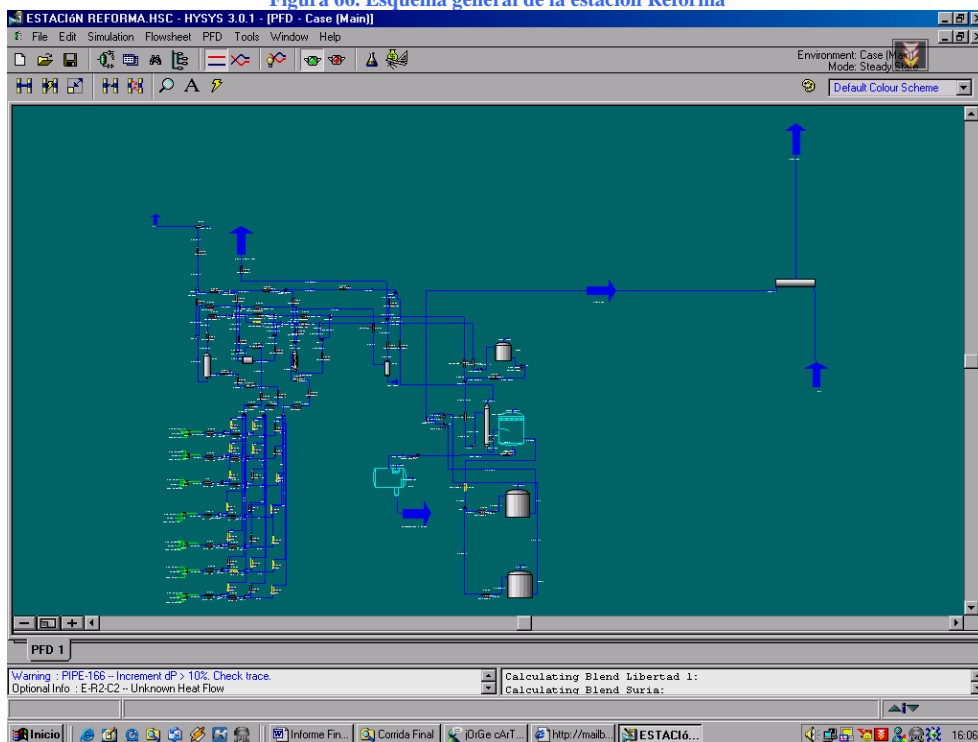
	[SCFD]
<b>Gas Reforma Tea</b>	356000
<b>Evaporación en tanques</b>	8860.11
<b>Total</b>	364860.11

- En la *figura 15*, se muestra un esquema general del caso de simulación creado para la estación Reforma.

### 6.2.1 Sistemas auxiliares

- A las condiciones actuales de operación el volumen de condensado recuperado en el drum de botas es de 0.893 BOPD.

Figura 66. Esquema general de la estación Reforma



## 6.2.2 Sistema de enfriamiento de gas

Para tratar de recuperar la mayor cantidad de hidrocarburos presentes en cada una de las corrientes de los fluidos de la estación se realizó la simulación del tratamiento del gas, adicionando un Sistema de Enfriamiento de Gas (S. E. G.) similar al que posee actualmente la estación de Apiay, bajo las mismas condiciones de operación, y se observó el comportamiento de los fluidos en cuanto a la recuperación de condensados presentes en la corriente gaseosa, como a la quema de gas en Tea.

- Cabe resaltar que no hemos tenido en cuenta el aporte realizado por el pozo Libertad N4, el cual asciende a los 2 MMSCFD, y es un gas rico; el resultado obtenido por el simulador diferirá un poco de las condiciones que se registrarán 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; centraremos nuestra atención en el comportamiento que el fluido ofrece ante la variación de los parámetros termodinámicos del fluido.

A este sistema de enfriamiento le estaría ingresando la corriente de gas que se desprendería del drum D – 305.

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 42. Cargas en el S. E. G. de la estación Reforma, simuladas en Hysys

Entrada	Temp. de Fluido [°F]	Fluido [BPD]	Gas [MMSCFD]	Crudo [BOPD]	Agua [BWPD]
	110.68	--	2.6591	--	--

Salida	Temp. de Fluido [°F]	Fluido [BPD]	Gas [MMSCFD]	Crudo [BOPD]	Agua [BWPD]
	90	--	2.6591	1.143e-2	--

El condensado recuperado a estas condiciones es de 1.142e-2 BOPD.

La cantidad de gas enviada a planta sería de 2.659 MMSCFD.

La cantidad de gas quemado en Tea es de 0.6512 MMSCFD.

### 6.3 ESTACIÓN CHICHIMENE

- Durante el desarrollo de la simulación correspondiente al tratamiento de los fluidos de la estación Chichimene se logró ajustar el caso, de tal forma que el porcentaje de error o desviación fue del 1,15%.
- De acuerdo a la simulación, las pérdidas debidas al fenómeno de evaporación en tanques y quema en tea fue el siguiente:

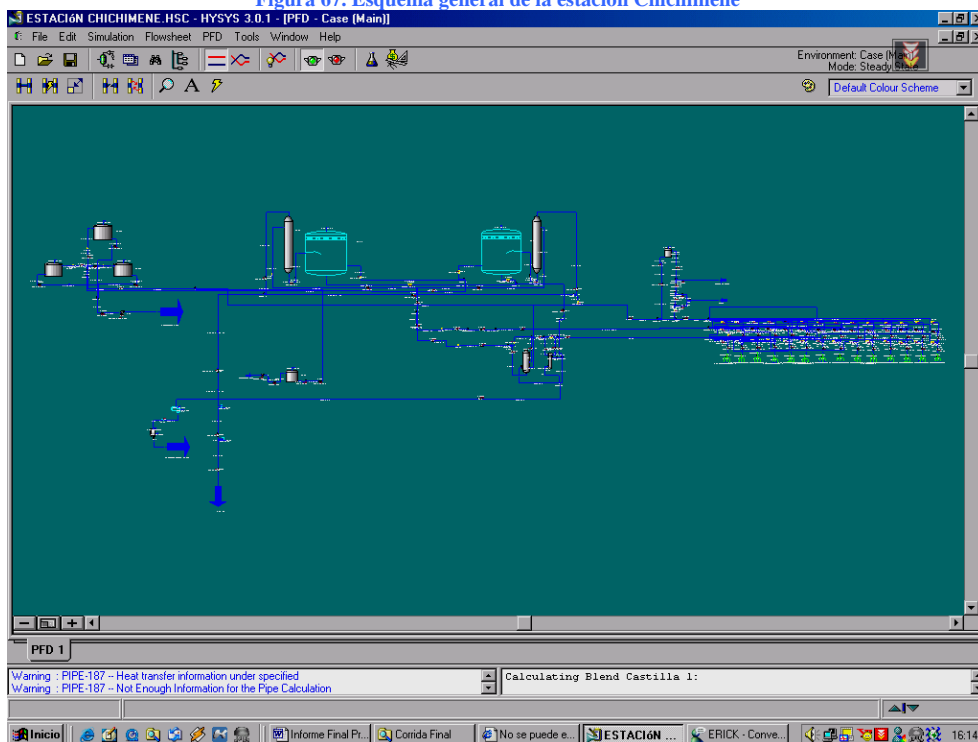
Tabla 43. Pérdidas en Estación Chichimene, simuladas en Hysys

	[SCFD]
<b>Gas Chichimene Tea</b>	3.64E+05
<b>Evaporación en tanques</b>	6.93E+03
<b>Total</b>	3.7093E+05

- En la *figura 18*, se muestra un esquema general del caso de simulación creado para la estación Chichimene.
- Actualmente para manipular la viscosidad de los fluidos en la estación Chichimene 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 67. Esquema general de la estación Chichimene



Las tablas anexas muestran 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 bombeabilidad del fluido.

Tabla 44. Disminuciones Volumétricas de los fluidos Estación Chichimene, simuladas en Hysys

Mezcla	Ideal	Real	Reducción
Crudo Castilla - Rancho H.	17300.00	17251.20	48.80
Mezcla de Crudo - Cond. Apiay	17491.00	17410.91	80.09
Mezcla Gral. De Crudo - Chichi.	23516.90	23514.34	2.56
Reducción Total			131.45

- De acuerdo a la simulación realizada la recuperación de condensado en el drum de botas es de 2.13 BOPD.

- La viscosidad del fluido simulado en Hysys y las condiciones termodinámicas para ser Bombeado a E. B. A. es de 252.83 cSt @ 140.85 °F y 604.7 psia.

## 7 CONCLUSIONES

- A fin de disminuir las pérdidas por evaporación en tanques en la estación Apiay, se debería estudiar la posibilidad de poner nuevamente en funcionamiento el S. E. C. partiendo de las condiciones de funcionamiento simuladas en el caso correspondiente a la estación Apiay.
- Las condiciones actuales de operación del S. E. G. se aproximan a las óptimas o ideales, y mediante éstas se logra recuperar la mayor cantidad de condensado y se ha disminuido las pérdidas por quema en Tea.
- Las pérdidas ocurridas en la estación Apiay alcanzan a ser 3.30E+04 SCFD.
- Bajo los actuales datos de producción reportados, la instalación de un S. E. G. en la estación Reforma, no recuperaría mayor cantidad de condensados, debido a la composición del gas que se produce en los pozos que llegan a la estación; cabe resaltar que en la elaboración del caso de simulación no existían aun datos de producción, ni los análisis cromatográficos del pozo Libertad N4.
- Las pérdidas ocurridas en la estación Reforma alcanzan a ser 364860.11 SCFD.
- La reducción volumétrica debida a la mezcla de los crudos de Reforma y Suria alcanzan a ser 6.74 BOPD.

- La reducción volumétrica en la estación Chichimene se divide en tres etapas:
  - Dilución crudo Rancho Hermoso – Castilla: El volumen reducido en la dilución alcanza los 48.8 BOPD, y las propiedades de la mezcla son: 1054.56 cSt y 15.912 ° API @ 129.03 ° F y 46.0 psia.
  - Dilución condensado Apiay – Mezcla: El volumen reducido en la dilución alcanza los 80.09 BOPD, y las propiedades de la mezcla son: 673.85 cSt y 16.48 ° API @ 132.42 ° F y 21.15 psia.
  - Dilución crudo Chichimene – Mezcla Apiay: El volumen reducido en la dilución alcanza los 2.56 BOPD, y las propiedades de la mezcla son: 265.97 cSt y 17.16 ° API @ 139.71 ° F y 19.75 psia.
  
- Al tratar de utilizar nuevamente las calderas a fin de modificar las propiedades termodinámicas del fluido Chichimene, no se experimenta un cambio significativo en las propiedades, ya que la temperatura del fluido ya es lo suficientemente alta como para hacer óptima la separación en la estación.

## **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.

## 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
  
- PEÑA, Jorge. LEÓN, Hugo. El crudo Castilla un ligante Asfáltico apto para pavimento. ECOPETROL. U.I.S: Bucaramanga, 1983