



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERIA**

**ESCUELA DE INGENIERÍA PETROLEO.**

**CARRERA DE INGENIERÍA EN PETROLEO.**

**DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD OPERATIVA DE LA TORRE DE  
ABSORCIÓN DE LA PLANTA DE GASOLINA SITUADA EN EL CAMPO  
GUSTAVO GALINDO PARA MEJORAR LA EFICIENCIA EN EL  
PROCESO DE DESHIDRATACIÓN DEL GAS NATURAL.**

**TESIS DE GRADO**

Previo a la obtención del Título de:

**INGENIERO EN PETRÓLEO.**

**AUTORES:**

RONALD VICENTE BERNARDINO SORIANO.

MICHAEL GABRIEL DUQUE YAGUAL.

**TUTOR: ING. RAÚL MORGNER.**

**LA LIBERTAD – ECUADOR**

**2015**

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA  
DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
CARRERA DE INGENIERIA EN PETROLEO**

**“DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD OPERATIVA DE LA TORRE DE  
ABSORCIÓN DE LA PLANTA DE GASOLINA SITUADA EN EL CAMPO  
GUSTAVO GALINDO PARA MEJORAR LA EFICIENCIA EN EL  
PROCESO DE DESHIDRATACIÓN DEL GAS NATURAL.”**

**TESIS DE GRADO**

Previo la obtención del Título de:

**INGENIERO EN PETRÓLEO**

**AUTORES:**

RONALD VICENTE BERNARDINO SORIANO.

MICHAEL GABRIEL DUQUE YAGUAL.

**TUTOR:**

ING. RAÚL MORGNER.

**LA LIBERTAD – ECUADOR**

**Año: 2015**

La Libertad, 30 Noviembre del 2015

### **APROBACIÓN DEL TUTOR**

En mi calidad de Tutor del trabajo de investigación: “DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD OPERATIVA DE LA TORRE DE ABSORCIÓN DE LA PLANTA DE GASOLINA SITUADA EN EL CAMPO GUSTAVO GALINDO PARA MEJORAR LA EFICIENCIA EN EL PROCESO DE DESHIDRATACIÓN DEL GAS NATURAL.”, elaborado por el Sr. Ronald Bernardino Soriano y el Sr. Michael Duque Yagual, egresados de la Escuela de Ingeniería en Petróleo, Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Península de Santa Elena, previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleo, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la Apruebo en todas sus partes.

Atentamente

.....

Ing. Raúl Morgner.

**TUTOR**

## DECLARACIÓN EXPRESADA

Nosotros, MICHAEL GABRIEL DUQUE YAGUAL con C.I. 0927365957 y RONALD VICENTE BERNARDINO SORIANO con C.I. 0923940720, declaramos bajo juramento que el presente trabajo es de nuestra autoría, además expresamos que el mismo no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional y que hemos dispuesto de las referencias bibliográficas incluidas en este estudio.

Por medio de la presente declaración cedemos los derechos de auditoría y propiedad intelectual correspondientes a este trabajo a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

---

Michael Gabriel Duque Yagual.

---

Ronald Vicente Bernardino Soriano.

## **DEDICATORIA**

A mi padre Jhonny Ramírez Reyes, por confiar y creer en mí brindándome su apoyo moral y económico, a mi madre Silvia Yagual Borbor por ser constante conmigo e impulsarme en todo el trayecto de mis estudios.

A mi abuelita Colombia Borbor Panchana por ser motivo de inspiración, superación.

A mi esposa Viviana Tigrero González y mi hijo Michael por su amor, paciencia y motivación.

A mi familia en general, por su amor y estar llenándome de fuerzas en los buenos y malos momentos.

**MICHAEL DUQUE YAGUAL.**

## **AGRADECIMIENTO**

A Dios porque con su bendición heculminado esta etapa de mi vida, como son mis estudios superiores.

A la UNIVERIDAD ESTATAL PENINSULA DE SANTA ELENA por acogerme y darme la oportunidad de ser un profesional.

A la compañía PACIFPETROL S.A por la apertura y permitirme que desarrolle mi trabajo de tesis, a los trabajadores de la Planta de Gasolina Natural porsus enseñanzas, tiempo y por brindarme la información necesaria.

Ing. Maximiliano Figueroa por su guía y aportación en el desarrollo de tesis.

Ing. Raúl Morgner por su apoyo y asesorías para la culminación de esta tesis.

**MICHAEL DUQUE YAGUAL.**

## **DEDICATORIA**

A mi querida madre Leidy por ser mi amiga y concejera, éste logro salda la promesa que un día le hice.

A mi amada esposa Vanessa, que ha sabido comprenderme a pesar de las dificultades presentadas en el camino.

A mis hijos Henry y Ronald, que este logro les sirva de ejemplo, que con perseverancia las metas son realizables.

**RONALD VICENTE BERNARDINO SORIANO.**

## **AGRADECIMIENTO**

A Dios Padre Todopoderoso por haberme dado la vida y las fuerzas para cumplir con esta meta.

A la compañía Pacifpetrol, por brindarme la oportunidad de llevar a cabo mis estudios superiores.

Al Ing. Max Figueroa por apoyarme con su guía y compartir sus valiosos conocimientos.

A mi compañero Elio Rodríguez, por el apoyo brindado durante mis años de estudio.

A mi amigo Michael Duque, por acompañarme hasta culminar con éxito este objetivo.

Al Ing. Raúl Morgner por aportar con sus conocimientos para el desarrollo de este trabajo investigativo.

**RONALD VICENTE BERNARDINO SORIANO.**



## TRIBUNAL DE GRADO

---

Ing. Alamir Álvarez Loor.

**DECANO DE LA FACULTAD  
CIENCIAS DE LA INGENIERIA.**

---

Ing. Carlos Portilla Lazo.

**DIRECTOR DE ESCUELA  
INGENIERÍA EN PETROLEO.**

---

Ing. Raúl Morgner.

**TUTOR DE TESIS.**

---

Ing. Tarquino López Cadena.

**PROFESOR DEL ÁREA**

---

Abg. Joe Espinoza

**SECRETARIO GENERAL.**

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA**  
**FACULTAD DE CIENCIAS ADMINISTRATIVAS**  
**ESCUELA DE INGENIERÍA COMERCIAL**

*“DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD OPERATIVA DE LA TORRE DE  
ABSORCIÓN DE LA PLANTA DE GASOLINA SITUADA EN EL CAMPO  
GUSTAVO GALINDO PARA MEJORAR LA EFICIENCIA EN EL  
PROCESO DE DESHIDRATACIÓN DEL GAS NATURAL”*

**Autores:**

Michael Gabriel Duque Yagual.

Ronald Vicente Bernardino Soriano.

**RESUMEN**

La planta de extracción de gasolina natural y deshidratación de gas natural que funciona actualmente en el bloque #2 Gustavo Galindo Velazco presentaba la necesidad de conocer la actual capacidad de operación de su torre de absorción y eficiencia del proceso, debido a las múltiples modificaciones efectuadas desde su instalación original.

El trabajo realizado describe propiedades del gas natural procesado en dicha planta, las mismas que son analizadas para posteriormente realizar un balance macro el cual nos ayudará a determinar la eficiencia en el proceso de absorción mediante la determinación de la cantidad de moles removidos de la corriente de gas de entrada a la torre.

Conocidos estos datos se plantearan escenarios de operación, donde se cambia las variables de operación, logrando así obtener un conjunto de parámetros para una operación más eficiente.

Además se realiza un análisis económico del proyecto el cual define la rentabilidad del mismo.

Finalmente se plantean recomendaciones en base a las variables de operación para poder aumentar la eficiencia de la torre de absorción.

## ÍNDICE GENERAL

Pág.

PORTADA .....	i
<b>APROBACIÓN DEL TUTOR</b> .....	iii
DECLARACIÓN EXPRESADA.....	iv
<b>DEDICATORIA</b> .....	v
<b>AGRADECIMIENTO</b> .....	viii
<b>RESUMEN</b> .....	x
<b>ÍNDICE GENERAL</b> .....	xi
<b>ÍNDICE DE TABLAS</b> .....	xvi
<b>ÍNDICE DE GRÁFICOS</b> .....	xvii
<b>ÍNDICE DE ANEXOS</b> .....	xix
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	1
<b>CAPITULO I</b> .....	2
<b>1 MARCO METODOLÓGICO</b> .....	2
<b>1.1 ANTECEDENTES</b> .....	3
<b>1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA</b> .....	6
<b>1.3 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA</b> .....	6
<b>1.4 JUSTIFICACIÓN DEL TEMA</b> .....	7
<b>1.5 OBJETIVOS</b> .....	7
<b>1.5.1 OBJETIVO GENERAL</b> .....	7
<b>1.5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS</b> .....	7
<b>1.6 HIPÓTESIS</b> .....	8

<b>1.7 VARIABLES DE LA HIPÓTESIS.</b>	8
<b>1.7.1 VARIABLE INDEPENDIENTE:</b>	8
<b>1.7.2 VARIABLES DEPENDIENTES:</b>	8
<b>1.8 METODOLOGÍA.</b>	8
<b>1.8.1 TIPO Y DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.</b>	8
<b>1.8.2 MÉTODO DE INVESTIGACIÓN A EMPLEARSE.</b>	8
<b>CAPITULO II</b>	10
<b>DESCRIPCION DE LA PLANTA DE GASOLINA NATURAL.</b>	10
<b>2.1 CAPTACIÓN DEL GAS.</b>	11
<b>2.1.1 Estación #1</b>	12
<b>2.1.2 Estación #2</b>	13
<b>2.1.3 Estación #3</b>	14
<b>2.1.4 Estación #4</b>	15
<b>2.1.5 Estación #5</b>	16
<b>2.1.6 Estación #6</b>	17
<b>2.1.7 Estación #7</b>	18
<b>2.2 PLANTA DE GASOLINA NATURAL.</b>	19
<b>2.2.1 GENERALIDADES.</b>	19
<b>2.2.2 SISTEMA SCADA PLANTA GASOLINA</b>	21
<b>2.3 DESCRIPCION DE LA PLANTA.</b>	27
<b>2.3.1 LINEA DE GAS RICO.</b>	27
<b>2.3.2 SEPARADOR HORIZONTAL DE ENTRADA.</b>	27
<b>2.3.3 TORRE ABSORBEDORA (V- 110)</b>	28
<b>2.3.4 ACEITE POBRE A LA TORRE ABSORBEDORA</b>	30
<b>2.3.5 ACEITE RICO.</b>	32
<b>2.3.6 BOMBAS.</b>	32

<b>2.3.7 TORRE DE DESTILACION.....</b>	32
<b>2.3.8 REFLUJO.....</b>	34
<b>2.3.9 Precalentamiento y calentamiento .....</b>	36
<b>2.3.10 HORNO .....</b>	38
<b>2.2.11 CALDERO. ....</b>	38
<b>CAPITULO III.....</b>	41
<b>2 CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DEL GAS NATURAL.....</b>	41
<b>3.1 DEFINICIÓN DEL GAS NATURAL. ....</b>	42
<b>3.2 TIPO DE YACIMIENTO.....</b>	43
<b>3.2.1 UBICACIÓN GEOGRAFICA: .....</b>	43
<b>3.2.2 ESTRATIGRAFIA:.....</b>	43
<b>3.3 CARACTERISTICAS DE LOS YACIMIENTOS: .....</b>	46
<b>3.4 PROPIEDADES FISICAS - QUIMICAS. ....</b>	47
3.5 ECUACIONES DE ESTADO.....	47
3.6 GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL GAS, $S_g$ .....	49
3.7 PRESIÓN Y TEMPERATURA PSEUDO CRÍTICAS .....	50
3.8 FACTORES DE CORRECCIÓN POR CONTENIDO DE $H_2S$ y $CO_2$ .....	51
3.9 FACTOR DE COMPRESIBILIDAD, $Z$ .....	53
3.10 LEY DE LOS ESTADOS CORRESPONDIENTES .....	55
3.11 CÁLCULO DEL FACTOR DE COMPRESIBILIDAD .....	56
3.12 FACTOR VOLUMÉTRICO .....	56
3.13 DENSIDAD DEL GAS, ( $\rho_g$ ).....	58
<b>3.14 RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE     ABSORCION:.....</b>	59
<b>3.15 COMPOSICION DEL GAS NATURAL DE ANCÓN:.....</b>	61
<b>CAPITULO IV .....</b>	62

<b>DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD OPERATIVA DE LA TORRE DE ABSORCIÓN.</b> .....	62
<b>4.1 INTRODUCCION</b> .....	63
<b>4.2 ESPECIFICACIONES DE LA TORRE DE ABSORCION.</b> .....	64
<b>4.3 CALCULO DE PROPIEDADES FISICO-QUIMICAS Y ANALISIS DE PROPIEDADES DEL GAS DE PROCESO INCOMING TORRE V-100</b> .....	66
<b>4.4 Contenido Líquido de un Gas o Riqueza de un Gas" (GPM)</b> .....	67
<b>4.5 Cuantificación de los GPM</b> .....	67
<b>4.6 ANALISIS DE LA OPERACIÓN ACTUAL.</b> .....	69
<b>4.7 CÁLCULO DE LA EFICIENCIA DE LA PLANTA EN BASE AL RECOBRO DE C3.</b> .....	74
<b>4.8 COMPARACION DE RESULTADOS CON OTROS PARAMETROS DE OPERACIÓN.</b> .....	75
<b>4.9 ANALISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LA TORRE V-100 A 100 PSI Y 120°F.</b> .....	78
<b>4.10 ANALISIS DE TORRE V-100 A 125 PSI Y 120°F.</b> .....	78
<b>4.11 ESCALA DE EFICIENCIA A DISTINTAS PRESIONES:</b> .....	79
<b>4.12 CAUDALES DE GAS DE ENTRADA DE LOS ULTIMOS AÑOS ..</b> 80	
<b>CAPÍTULO V</b> .....	82
<b>ANÁLISIS ECONÓMICO</b> .....	82
<b>5.1 INTRODUCCION</b> .....	83
<b>5.2 El análisis económico del proyecto está representado en la tabla siguiente:</b> .....	84
<b>5.3 ANÁLISIS DE LA RENTABILIDAD DEL PROYECTO.</b> .....	85
<b>CAPITULO VI</b> .....	86
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.</b> .....	86

<b>6.1 CONCLUSIONES</b> .....	87
2.1 <b>6.2 RECOMENDACIONES</b> .....	88
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.</b> .....	89

## ÍNDICE DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1: ESTACIONES DE PRODUCCION.....	3
Tabla 2: Datos técnico del separador horizontal de entrada. ....	28
Tabla 3: Datos técnico de la Torre V- 110.....	30
Tabla 4: CURVA DE DESTILACIÓN ASTM D-86 DEL ACEITE DE ABSORCIÓN.....	31
Tabla 5: Propiedades Físicas Del Aceite.....	31
Tabla 6: Capacidad Calorífica del Aceite de Absorción. ....	31
Tabla 7: Características de Caldera Planta De Gasolina.....	39
Tabla 8: Propiedades Físicas - Químicas del Gas Natural .....	47
Tabla 9: Especificaciones de la Torre V-110.....	64
Tabla 10: Velocidad Crítica de Arrastre de la Torre T- 110 (torre Absorbadora .	64
Tabla 11: Parámetros de Operación de Torre V-100. ....	65
Tabla 12: Temperatura y Presión Pseudocrítica del Gas Natural .....	66
Tabla 13: Corrección por Contenido de H <sub>2</sub> S & CO <sub>2</sub> . ....	66
Tabla 14: Cálculo de Temperatura y Presión Pseudocrítica .....	67
Tabla 15: Densidad de los Componentes de la Gasolina Natural .....	68
Tabla 16: Gasolina Natural Obtenida.....	69
Tabla 17: Valores del Factor K.....	71
Tabla 18:: Valores de A (factor de absorción .....	72
Tabla 19: Valores de E <sub>a</sub> .....	72
Tabla 20: Valores del Factor K.....	73
Tabla 21: : Valores del Factor K.....	73
Tabla 22: Eficiencia de Absorción. ....	75
Tabla 23: Temperatura y Presión Pseudocrítica del escenario 2.....	76
Tabla 24: Corrección por Contenido de H <sub>2</sub> S & CO <sub>2</sub> del escenario 2 .....	76
Tabla 25: Cálculos de Temperatura y Presión Pseudocrítica.....	77
Tabla 26: Porcentaje de Absorción de Componentes del Gas. ....	77
Tabla 27: Eficiencia del Escenario 2.....	77
Tabla 28: Porcentaje de Absorción del Escenario 3.....	78
Tabla 29: Eficiencia del escenario 3. ....	78
Tabla 30: Eficiencia del escenario 4. ....	79
Tabla 31: CAUDALES DE GAS DE ENTRADA DE LOS ULTIMOS AÑOS. .	80
Tabla 32: Eficiencia del escenario 4.: .....	83
Tabla 33: Análisis Económico del Proyecto .....	84



## ÍNDICE DE GRÁFICOS

	<b>Pág.</b>
Figura 1: Mapa pozos estación de producción #1 .....	12
Figura 2: Mapa pozos estación de producción #2 .....	13
Figura 3: Mapa pozos estación de producción #3 .....	14
Figura 4: Mapa pozos estación de producción #4 .....	15
Figura 5: Mapa depozos estación de producción #5 .....	16
Figura 6: Mapa de pozos estación de producción #6 .....	17
Figura 7: Mapa pozos estación de producción #7 .....	18
Figura 8: Vista panorámica Planta de Gasolina .....	20
Figura 9: Ventana de Menú Principal .....	21
Figura 10: Ventana de Sintonización .....	22
Figura 11: Ventana de Alarmas.....	23
Figura 12: Ventana de Tendencias .....	23
Figura 13: Ventana de Absorción. ....	24
Figura 14: Ventana de Destilación.....	25
Figura 15: Ventana de Nivel de Tanques.....	25
Figura 16: Ventana de Reflujo .....	26
Figura 17: Ventana de Sistema contra Incendio .....	26
Figura 18: Módulos de la Torre de Absorción.....	29
Figura 19: Bombas Centrifugas Verticales Multietapa .....	32
Figura 20: Torres de Absorción y Destilación .....	33
Figura 21: Torres de Absorción (V-110) y Destilación (V-190) .....	34
Figura 22: Tanque De Reflujo.....	35
Figura 23: Bombas DeReflujo .....	35
Figura 24: Intercambiadores de calor.....	36
Figura 25: Aeroenfriadores de aceite .....	37
Figura 26: Aeroenfriadores de aceite, gasolina de reflujo y natural .....	37
Figura 27: Horno de la Planta de Gasolina. ....	38
Figura 28: Caldero de la Planta de Gasolina .....	39
Figura 29: Caldero de la Planta de Gasolina (vista frontal). ....	40

Figura 30: Rombo de Clasificación de Riesgo del Gas Natural.....	42
Figura 31: Columna Litológica Secciones 67 y Tigre. ....	44
Figura 32: Columna Litológica Del Área de Navarra. ....	45
Figura 33: Simulación Del Proceso de Absorción en un Plato de la Torre Absorbedora. ....	60
Figura 34: Grafica de Resultados de Cromatografía de gas de entrada P.G.....	61
Figura 35: Diagrama de Corrientes de Alimentación y los .....	75
Figura 36:Representación Gráfica de la Eficiencia a distintas Presiones .....	79
Figura 37: Representación Gráfica de los Caudales de Entrada de Gas en los últimos 8 años .....	80
Figura 38: Representación Gráfica de los Caudales de Entrada de Gas en el mes de Agosto. ....	81
Figura 39: FLUJO NETO EFECTIVO. ....	85

## ÍNDICE DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
Anexo 1: MAPA BASE DE POZOS POR SISTEMAS Y POZOS PRODUCTORES DE GAS.....	91
Anexo 2: MEDICIONES DE CAUDAL DE GAS NATURAL .....	92
Anexo 3 Proceso de Extracción de gasolina .....	93
Anexo 4 Diagrama de instrumentación de la Planta .....	94
Anexo 5 Diagrama de instrumentación de la Planta .....	95
Anexo 6 Diagrama de instrumentación de la Planta .....	96
Anexo 7 Diagrama de instrumentación de la Planta .....	97
Anexo 8 Diagrama de instrumentación de la Planta .....	98
Anexo 9 Diagrama de instrumentación de la Planta .....	99
Anexo 10 Diagrama de instrumentación de la Planta .....	100
Anexo 11 bDiagrama de instrumentación de la Planta .....	101
Anexo 12 Diagrama de instrumentación de la Planta .....	102
Anexo 13 Diagrama de Flujo simplificado .....	103
Anexo 14 Diagrama de Torre absorbedora .....	104
Anexo 15 Correlación de Absorción .....	105
Anexo 1616 Metano Conv. Press. 3000 PSIA.....	106
Anexo 17 Ethano Conv. Press. 3000 PSIA.....	107
Anexo 18 Propano Conv. Press. 3000 PSIA.....	108
Anexo 19 .....	109
Anexo 20 .....	110
Anexo 21 .....	111
Anexo 22 .....	113
Anexo 23 .....	114
Anexo 24 .....	115

## INTRODUCCIÓN.

El gas natural del Campo Gustavo Galindo está formado principalmente por metano (70-90%), también puede incluir etano, propano, butano, pentano, nitrógeno, vapor de agua, sulfuro de hidrogeno, helio y dióxido de carbono.

El procesamiento del gas natural consiste en la separación de todos los diversos hidrocarburos líquidos de la corriente de gas natural, esto se lleva a cabo a través de dos métodos que pueden ser absorción y adsorción, este trabajo investigativo se enfocará en el método por absorción el cual se fundamenta en la separación de uno o más componentes de una mezcla gaseosa con la ayuda de un solvente líquido, formando una solución.

CAPÍTULO I: Planteamiento y formulación del problema a través del antecedente que se tiene, objetivos y justificación propuestos para el tema.

CAPÍTULO II: Se detallan los equipos existentes con los que cuenta en la actualidad la planta de gasolina para llevar a cabo el proceso.

CAPÍTULO III: Se establecen definiciones y características del gas natural, que constituye la materia prima del proceso.

CAPÍTULO IV: Cálculos para determinar la capacidad operativa de la torre de absorción, analizándose los posibles escenarios de operación.

CAPÍTULO IV: Determinación del costo de la operación y rentabilidad para la empresa.

CAPÍTULO VI: Conclusiones y recomendaciones.

# **CAPITULO I**

## **1 MARCO METODOLÓGICO.**

## 1.1 ANTECEDENTES.

En el año de 1964 se instaló una Planta para la recuperación de los condensables (propano, butano y gasolina), con una capacidad de operación de 16 MMSCFD y 600 bbl/d, lo cual ocasionó una producción máxima de gasolina natural de 450 bbl/d en el año 1971, lo que hasta la presente fecha no ha podido ser superado.

En la administración CEPE – PETROECUADOR que tuvo lugar entre los años 1976 y 1996 la obtención de gasolina tuvo una declinación hasta llegar a los 36 bbl/d. Durante la administración de CGC se logró elevar la extracción del producto hasta 50 bbl/d con una producción de gas de 2500 MSCFD.

La obtención de la gasolina natural a partir de la administración de CGC se lograba luego de la captación de la producción de petróleo y gas natural provenientes de los pozos que poseían sistemas de levantamiento artificial mecánico y gas lift. Esta producción se transportaba a través de redes de tuberías que con el paso del tiempo declino su producción, y finalmente llegaba a las estaciones que existían y se encontraban operativas.

Luego en el año de 1996 las estaciones de producción que existían eran:

ESTACION	ESTAPAS DE COMPRESORES.	TORRE DE ABSORCION.
72	3	1
65	3	1
68	3	-
69	2	-
67	2	1
73	2	-
75	-	1
SANTA PAULA	2	-

**Tabla 1: ESTACIONES DE PRODUCCION.**

Elaborado por: Michael Duque Yagual.

Fuente: Pacifpetrol S.A

En cada una de las estaciones los fluidos (petróleo, agua, y gas) eran enviados a los separadores bifásicos. El petróleo era almacenado en tanques y el gas pasaba a un sistema de compresión, siendo comprimido en dos etapas hasta una presión de 120-130 psi. Por otro lado en las estaciones que contaban con torres de absorción que usaban aceite absorbedor(aceite pobre) el gas ingresaba a dichas torres obteniéndose finalmente un gas pobre y aceite rico. El aceite rico era almacenado en tanques para luego ser bombeado a la planta de gasolina. Mientras que el gas pobre se volvía a comprimir en una tercera etapa hasta una presión de 480 psi y a continuación era utilizada en pozos que operaban con el sistema de gas lift.

En esta planta se recolectaba el aceite rico bombeado desde las estaciones que contaba con dichas torres de absorción y el gas rico que se comprimía entre 120 y 130 psi, produciéndose gasolina natural y a través de un circuito cerrado de tuberías, el aceite absorbedor (aceite pobre) que se obtenía se bombeaba a las estaciones para continuar el proceso de absorción y obtención del aceite rico. Por la reducción de la producción del gas en los pozos algunos equipos quedaron sobredimensionados y el sistema procesaba en un estado de operación aceptable.

### **Cierre de Operaciones de la Planta de Gasolina.**

La administración de Pacifpetrol S.A., encargada desde el año 2002, inició la extracción de gasolina natural con un volumen de 72 bbl/d, la misma que fue disminuyendo su producción promedio a 57 bbl/d y siguió decayendo a 35 bbl/d en el 2003, para luego tener una producción de 9 bbl/d en el 2004.

Los problemas operativos que obligaron a parar la planta de gasolina natural fueron ocasionados principalmente por los compresores de las diversassecciones, que dejaron de funcionar por no tener disponibilidad de repuestos, y dado que su fabricación en ese tiempo era escasa y muy onerosa, sumado a que los costos de mantenimiento también eran muy costosos, por tales motivos la indicada planta dejó de ser económicamente rentable y no se pudo continuar procesando la gasolina.

### **Reactivación y Optimización del Sistema de Captación, Compresión y Planta de Gasolina.**

Actualmente Pacifpetrol S.A. reactivó la producción de gasolina natural a través de un proyecto de captación, compresión, y Planta de Gasolina. Este consta de tres etapas, las cuales se desarrollaron en Santa Paula, Secciones Tigre y 67, y Planta de Gasolina.

Para la captación del gas natural de pozos provenientes de las diferentes secciones del campo Ancón, implementaron 2 Plantas Compresoras, las mismas que comprimían el gas a la presión requerida para el proceso de absorción en la Planta de Gasolina. Dichas unidades de compresión (nuevas) fueron importadas desde Argentina (2007).

Los equipos como el horno, caldero, intercambiadores, compresor, aeroenfriadores, scrubbers, tanques, bombas, torres de absorción y destilación de la Planta de Gasolina pasaron por un proceso de mantenimiento y limpieza integral.

En esta planta se realizan cuatro procesos:

- ✓ Absorción.
- ✓ Intercambio de Calor.
- ✓ Destilación.
- ✓ Reflujo.



## **1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.**

El proceso de deshidratación por absorción del gas natural, es un método aplicado por las empresas petroleras con el fin de aprovechar comercialmente el gas asociado proveniente de la explotación del crudo.

En el Ecuador, desde los años 60, se cuenta con una planta destinada al tratamiento del gas natural, estando ubicada en la parroquia San José de Ancón, cantón Santa Elena, habiendo iniciado su operación con una capacidad para procesar 16 MMSCFD y 600 BBL/D de gasolina, en estos últimos años ha sufrido modificaciones por la declinación natural de la producción del gas asociado en el campo y por haber salido de operación las unidades compresoras. En la actualidad, la planta procesa alrededor de 800 MSCFD, los cuales se obtienen por la captación de 100 pozos, aproximadamente, operados en 2 secciones (67 y Tigre), contando cada una con una unidad compresora.

El presente trabajo de investigación se enfocará en plantear y determinar la capacidad operativa actual de la torre de absorción de la planta de gasolina natural, situada en el campo Gustavo Galindo Velazco, para mejorar la eficiencia del proceso de deshidratación del gas natural, tratar de obtener una mejor eficiencia en caso de incrementarse la producción de gas natural, maximizando así la absorción de hidrocarburos pesados, reflejándose en la producción final de gasolina.

## **1.3 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.**

¿Cuál es la capacidad operativa de la torre de absorción de la planta de gasolina natural del campo Gustavo Galindo Velazco?

## **1.4 JUSTIFICACIÓN DEL TEMA.**

Dentro de los objetivos de calidad y eficiencia que tiene la compañía en la planta de gasolina natural está el obtener un producto de buena calidad ya que esto lo exigen las políticas y normativas establecidas para comercialización de dicho producto.

La determinación de la capacidad operativa de la torre de absorción de la planta de gasolina situada en el campo Gustavo Galindo Velazco mejorará la eficiencia del proceso de deshidratación del gas natural y los resultados serán muy importantes, porque se podrán analizar parámetros de operación como caudal, relación gas - aceite absorbedor beneficiando a la compañía y al Estado.

Por ende este trabajo de investigación se enfocará en obtener todos los resultados que conlleven para alcanzar los objetivos planteados.

## **1.5 OBJETIVOS.**

### **1.5.1 OBJETIVO GENERAL.**

- ❖ Determinar la capacidad operativa de la torre de absorción de la Planta de Gasolina situada en el Campo Gustavo Galindo Velazco a través del balance másico del proceso, para mejorar la eficiencia de la misma.

### **1.5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.**

- ❖ Recopilar información del proceso en la planta de gasolina.
- ❖ Realizar balance de masa de absorción.

- ❖ Plantear escenarios de operación.

## **1.6 HIPÓTESIS.**

La determinación de la capacidad operativa de la torre de absorción de la planta de gasolina permitirá conocer la eficiencia con la que está procesando, lo cual nos permitirá plantear mejoras al mismo y así incrementar dicha eficiencia.

## **1.7 VARIABLES DE LA HIPÓTESIS.**

### **1.7.1 VARIABLE INDEPENDIENTE:**

- ❖ La capacidad de la torre de absorción debe ser definida para establecer la eficiencia actual del proceso.

### **1.7.2 VARIABLES DEPENDIENTES:**

- ❖ El caudal de gas manejado en la planta.
- ❖ Configuración de la torre de absorción.
- ❖ Presión y temperatura del proceso.

## **1.8 METODOLOGÍA.**

### **1.8.1 TIPO Y DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.**

Se llevará a cabo con la información obtenida en la planta de gasolina, así como mediante investigación bibliográfica y estudio de campo.

### **1.8.2 MÉTODO DE INVESTIGACIÓN A EMPLEARSE.**

Para este tipo de investigación se utilizarán los métodos siguientes:

## **METODO GENERAL.**

- ❖ Inductivo.
- ❖ Análisis.
- ❖ Síntesis.

## **METODO ESPECÍFICO.**

- ❖ Experimental.

## **MODALIDAD.**

- ❖ Descriptiva.

## **TECNICAS.**

- ❖ Consulta a expertos.
- ❖ Visitas de campo.

## **INSTRUMENTOS.**

- ❖ Libros
- ❖ Manuales
- ❖ Internet
- ❖ Consultas técnicas a expertos.
- ❖ Se usarán instrumentos de toma de información como son fichas de observación.
- ❖ Para el tratamiento de los datos se emplearán procesadores de textos y hojas de cálculo de Excel.

## **CAPITULO II**

### **DESCRIPCION DE LA PLANTA DE GASOLINA NATURAL.**

## 2.1 CAPTACIÓN DEL GAS.

La captación del gas se realiza en las secciones 66, 67 y Tigre. La selección de un pozo para formar parte del sistema de captación se hizo principalmente tomando en cuenta el aporte del volumen de gas (SCFD).

El caudal que aporta cada pozo en la captación se aprecia en el anexo A1.

El sistema de captación cuenta con 102 pozos, estos están distribuidos y conectados a través de líneas de flujo a 7 estaciones de producción.

Cada estación consta de los equipos siguientes:

- ❖ Tanque de Prueba
- ❖ Tanque General
- ❖ Separador de Prueba
- ❖ Separador General
- ❖ Volúmetro de Prueba
- ❖ Volúmetro General
- ❖ Manifold de producción
- ❖ Líneas de crudo
- ❖ Líneas de captación de gas

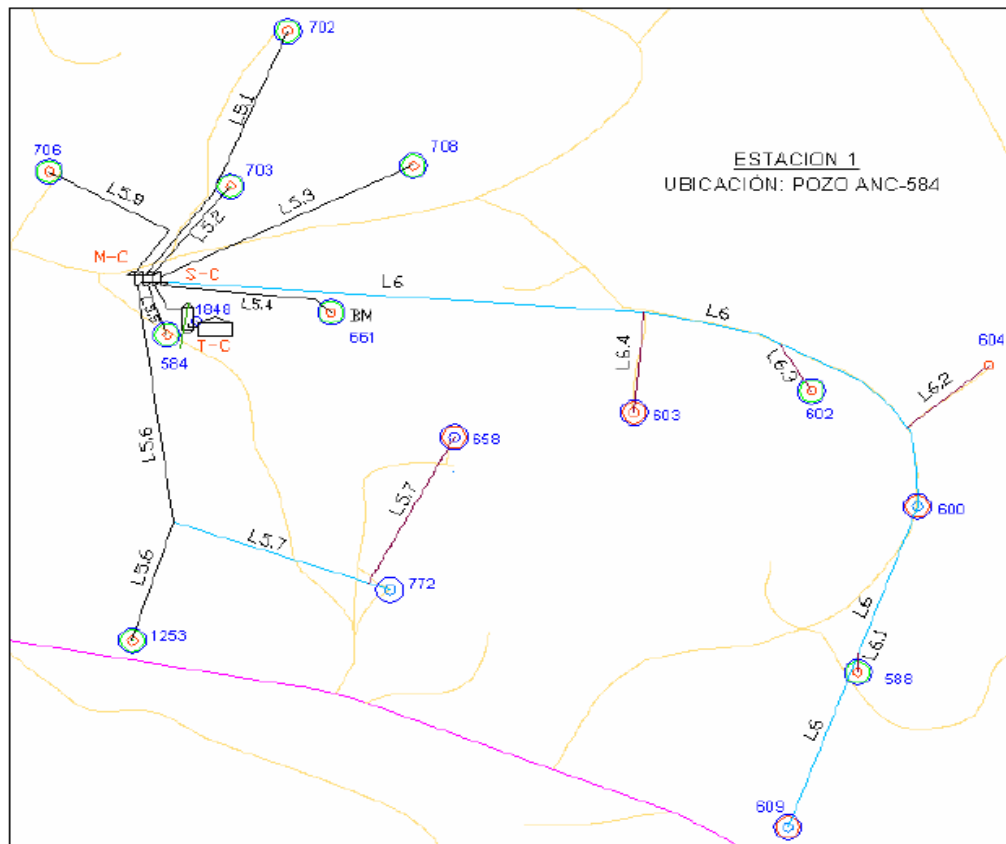
El fluido llega al separador bifásico y la parte líquida del mismo se direcciona hacia los volúmetros, los cuales cuantifican la cantidad de crudo y agua que produce la estación, mientras que la parte gaseosa se dirige hacia la respectiva estación de compresión. El flujo se produce gracias a la presión negativa con la que trabaja el sistema, de allí la importancia de mantener la hermeticidad del mismo.

La ubicación y pozos conectados a cada sub estación se detalla a continuación:

### 2.1.1 Estación #1

Allí se ubica el pozo ANC0584, estando conectados al mismo los pozos:

- ❖ ANC0584
- ❖ ANC0588
- ❖ ANC0600
- ❖ ANC0602
- ❖ ANC0603
- ❖ ANC0604
- ❖ ANC0609
- ❖ ANC0661
- ❖ ANC0663
- ❖ ANC0702
- ❖ ANC0703
- ❖ ANC0708
- ❖ ANC0706
- ❖ ANC0772
- ❖ ANC1909
- ❖ ANC1253



**Figura 1: Mapa pozos estación de producción #1**  
Fuente: Pacifpetrol S.A

## 2.1.2 Estación #2

Se ubica el pozo ANC1890, estando conectados los pozos:

- ❖ ANC0668
- ❖ ANC1232
- ❖ ANC1236
- ❖ ANC1890
- ❖ ANC1895
- ❖ ANC1898
- ❖ ANC1769
- ❖ ANC1949

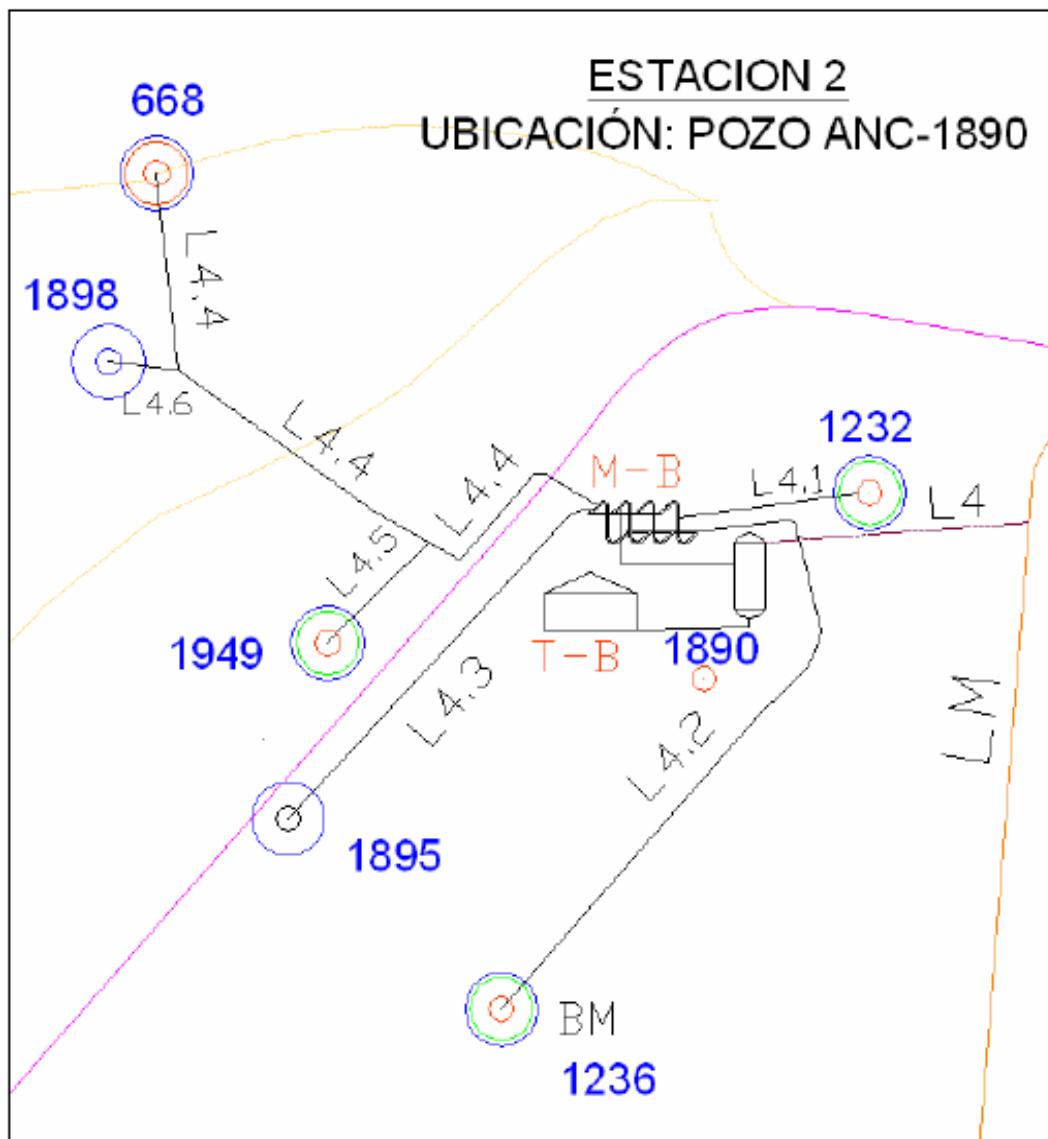


Figura 2: Mapa pozos estación de producción #2

Fuente: Pacifpetrol S.A



### 2.1.3 Estación #3

Se ubica el pozo ANC1242, estando conectados los pozos: ANC1242

- ❖ ANC1254
- ❖ ANC1262
- ❖ ANC1266
- ❖ ANC1273
- ❖ ANC1288
- ❖ ANC1715
- ❖ ANC1884
- ❖ ANC1894
- ❖ ANC1896
- ❖ ANC1905
- ❖ ANC1915
- ❖ ANC1928
- ❖ ANC1934
- ❖ ANC1952
- ❖ ANC2004
- ❖ ANC2015

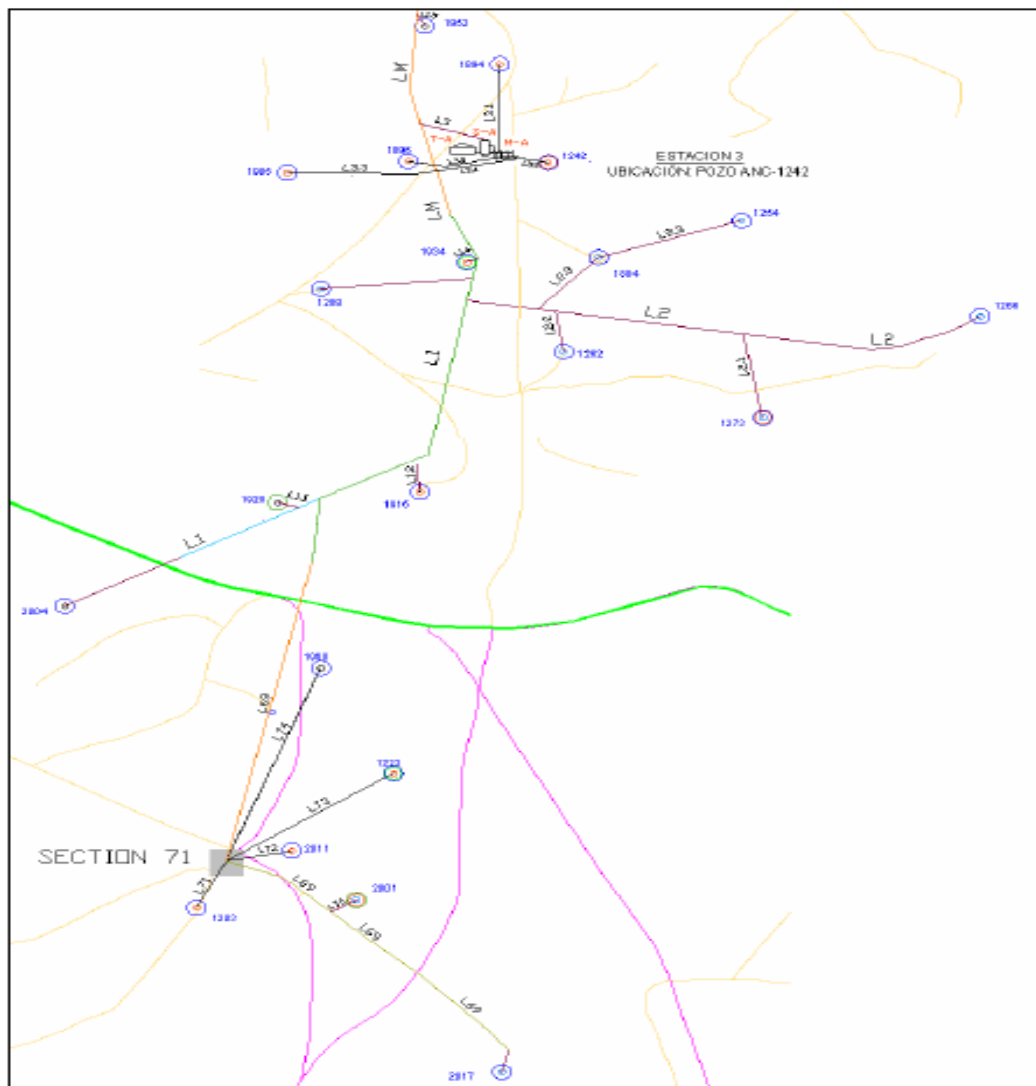


Figura 3: Mapa pozos estación de producción #3

Fuente: Pacifpetrol S.A

#### 2.1.4 Estación #4

Se ubica el pozo TIG0014, estando conectados los pozos:

- ❖ TIG0012
- ❖ TIG0011
- ❖ TIG0013A
- ❖ TIG0014
- ❖ TIG0021
- ❖ TIG0022
- ❖ ANC0551
- ❖ ANC0552

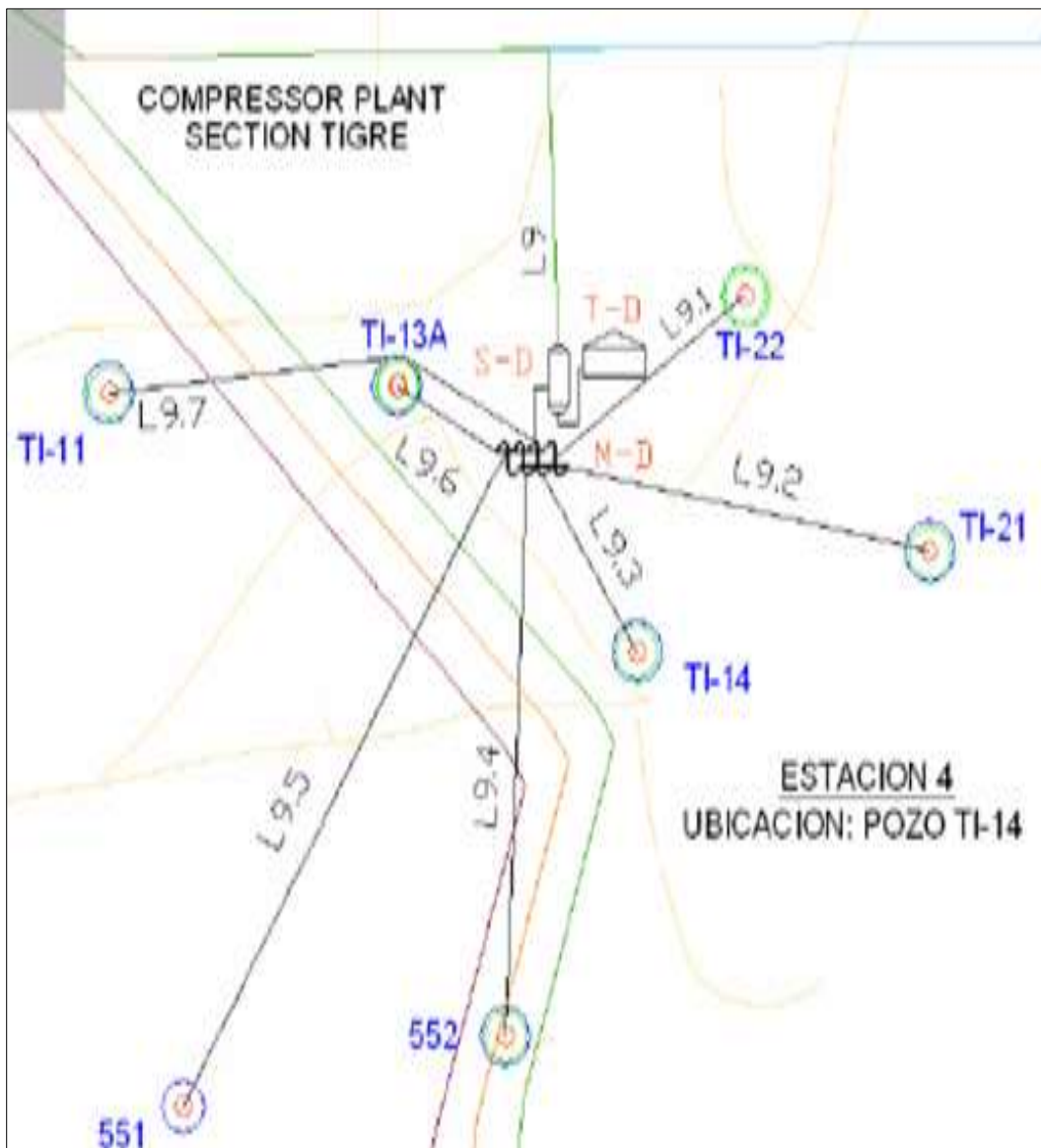


Figura 4: Mapa pozos estación de producción #4

Fuente: Pacifpetrol S.A

### 2.1.5 Estación #5

Se ubica el pozo TIG0050, estando conectados los pozos:

- ❖ TIG0039S
- ❖ TIG0023
- ❖ TIG0027
- ❖ TIG0028
- ❖ TIG0035
- ❖ TIG0039
- ❖ TIG0040
- ❖ TIG0043
- ❖ TIG0045
- ❖ TIG0047
- ❖ TIG0046
- ❖ TIG0048
- ❖ TIG0050
- ❖ TIG0051

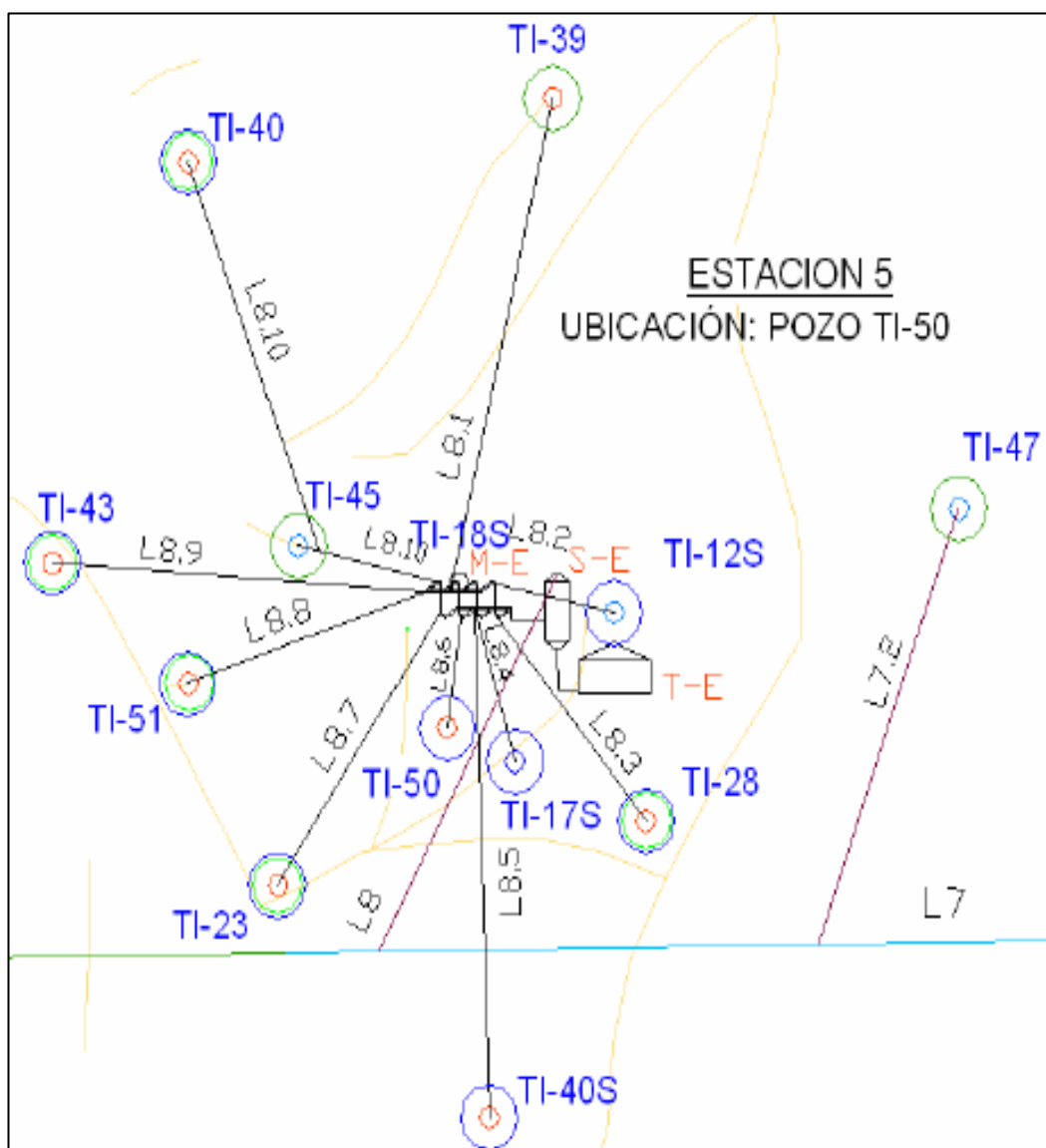


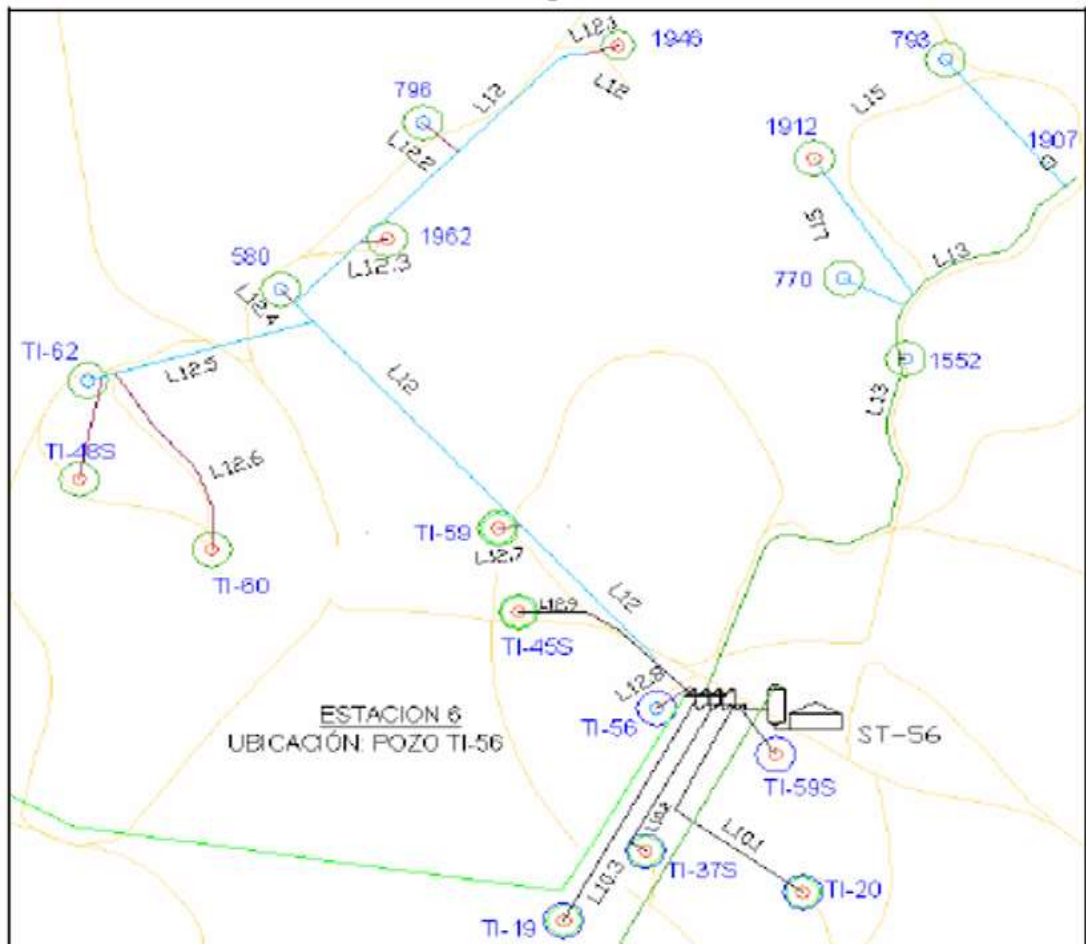
Figura 5: Mapa de pozos estación de producción #5

Fuente: Pacifpetrol S.A

## 2.1.6 Estación #6

Se ubica el pozo TIG0056, estando conectados los pozos:

- ❖ TIG0008
- ❖ TIG0010
- ❖ TIG0019
- ❖ TIG0020
- ❖ TIG0045S
- ❖ TIG0048S
- ❖ TIG0056
- ❖ TIG0059
- ❖ TIG0059S
- ❖ TIG0060
- ❖ TIG0062
- ❖ ANC0580
- ❖ ANC0770
- ❖ ANC0793
- ❖ ANC0796
- ❖ ANC1552
- ❖ TIG0018
- ❖ ANC1912
- ❖ ANC1946
- ❖ ANC1962
- ❖ ANC1968
- ❖ TIG0055



**Figura 6: Mapa de pozos estación de producción #6**

.Fuente: Pacifpetrol S.A

### 2.1.7 Estación #7

Se ubica el pozo TIG0057, estando conectados los pozos:

- ❖ ANC1913
- ❖ TIG0042
- ❖ TIG0044S
- ❖ TIG0057
- ❖ TIG0057
- ❖ TIG0064
- ❖ TIG1002
- TIG1004

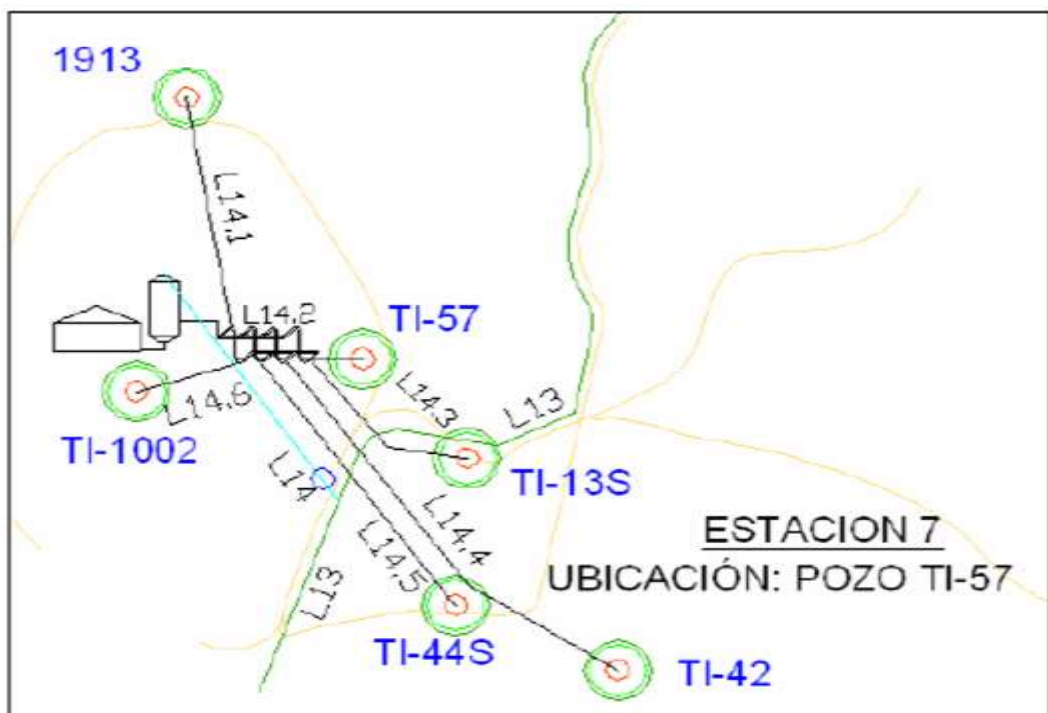


Figura 7: Mapa pozos estación de producción #7

Fuente: Pacifpetrol S.A

Independientemente de las estaciones de producción se encuentran dentro de la captación los pozos de la sección 66, cuyo flujo es directo hacia las estaciones de compresión, teniéndose los pozos siguientes:

- ❖ ANC0458
- ❖ ANC3007
- ❖ ANC0437
- ❖ ANC0655
- ❖ ANC0446
- ❖ ANC0656
- ❖ ANC0585
- ❖ ANC0558
- ❖ ANC0507
- ❖ ANC0662

## **2.2 PLANTA DE GASOLINA NATURAL.**

### **2.2.1 GENERALIDADES.**

En la actualidad la planta de gasolina natural trabaja con el aporte de dos compresores ubicados en la sección 67 y Tigre, respectivamente, los cuales comprimen el gas captado de 100 pozos aproximadamente con un caudal de 800.000 SCFD. Luego el gas es transportado por líneas de flujo de 2 pulgadas hasta los compresores y a través de un gasoducto de 4 pulgadas desde dichos compresores hasta la planta de gasolina natural.

En la planta de gasolina el gas rico ingresa a un separador vertical, el que retiene los condensados que pudieran generarse por cambios de presión y temperatura, luego el gas ingresa por el fondo de la torre de absorción en forma ascendente, en contra corriente en sentido descendente circula el aceite absorbedor. Por el fondo de la torre se obtiene el aceite absorbedor enriquecido por los hidrocarburos pesados que venían en la corriente de gas, mientras que por la parte superior sale el gas pobre que se utilizaba como combustible en otros procesos.

A continuación el aceite absorbedor enriquecido se dirige a un tanque acumulador para posteriormente ser bombeado hacia el tren de intercambiadores de calor, previo a su ingreso al horno, donde finalmente alcanza la temperatura deseada para el proceso. El aceite rico caliente que ya es una mezcla líquida – gaseosa ingresa a la torre de destilación por la parte central, donde con ayuda de un difusor es distribuida a la sección transversal de la torre, para realizar el arrastre de los compuestos que pasaran a formar la gasolina natural; se inyecta vapor a la torre por la parte inferior para que este, en su carrera ascendente, lleve los hidrocarburos pesados hacia la cima de la torre los mismos que posteriormente pasaran a un enfriador para condensarse y continúan al tanque de reflujo; de este tanque se bombeará gasolina hacia la cima de

la torre esto con el fin de mantener en equilibrio la presión y temperatura de dicha torre.

No todo el producto del tanque de reflujo será inyectado a la torre de destilación, parte de este será enviado al almacenamiento como producto final.



Figura 8: Vista panorámica Planta de Gasolina

Fuente: Pacifpetrol S.A

### 1.1.1 2.2.2 SISTEMA SCADA PLANTA GASOLINA

En la operación de este sistema se deben considerar las actividades siguientes:

1.- Para iniciar el sistema de control de los parámetros de la planta se emplea el software RTP View.

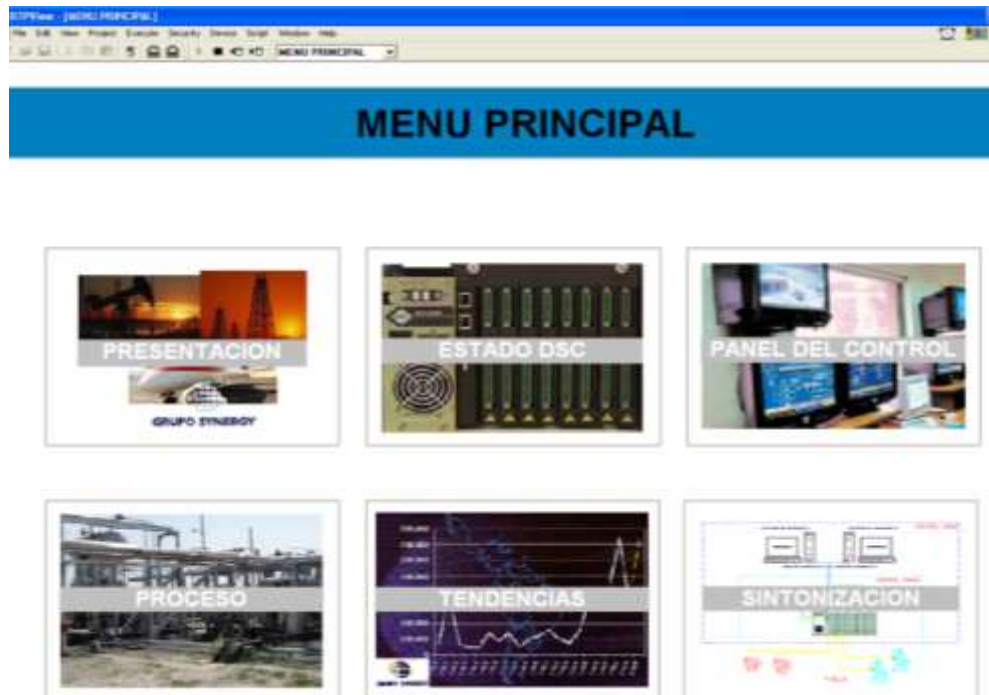


Figura 9: Ventana de Menú Principal

Fuente: Pacifpetrol S.A



2.- Luego ubicándose en el icono Sintonización se obtiene lecturas reales del proceso tales como son:

- ✓ Inyección de vapor,
- ✓ Temperatura,
- ✓ Presión
- ✓ Nivel

Estos parámetros están representados en el monitor como se observa a continuación:

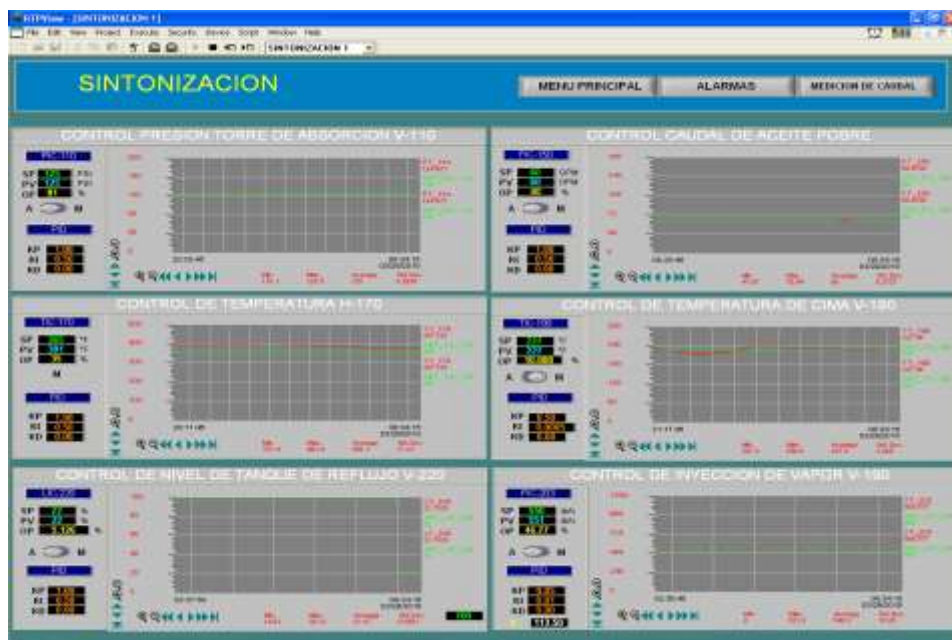


Figura 10: Ventana de Sintonización

Fuente: Pacifpetrol S.A

3.- Mantener activado el circuito de alarmas para corregir el parámetro que esté fuera de rango.



Figura 11: Ventana de Alarmas.

Fuente: Pacifpetrol S.A

4. Verificación del balance del flujo de gas: hay que ubicarse en el icono medición del caudal lo cual permite obtener la ventana de datos siguiente:

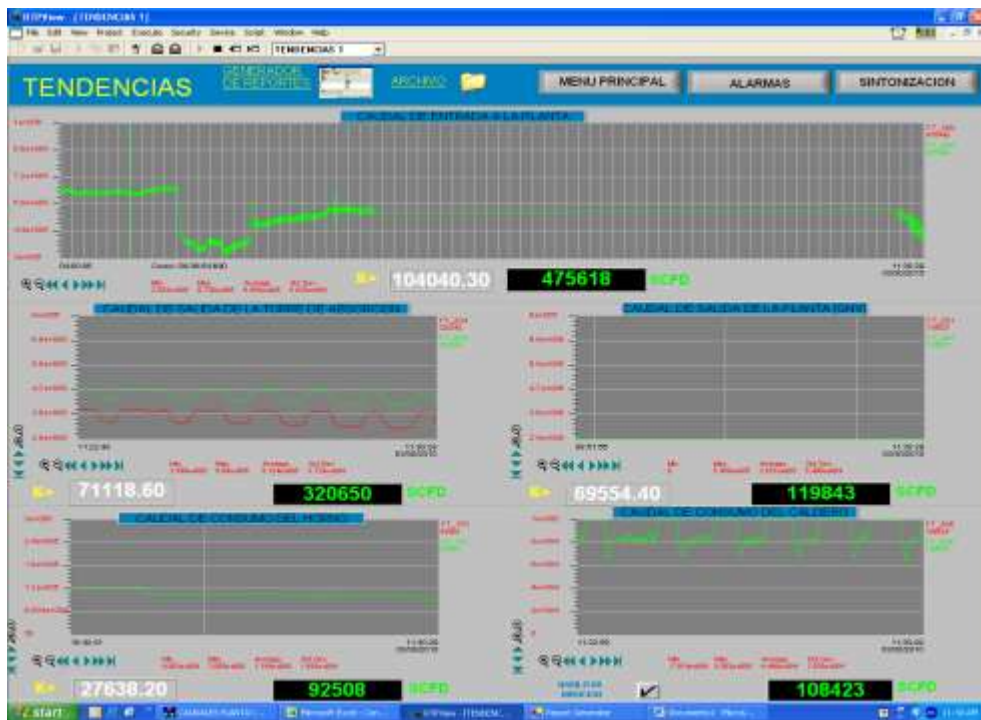


Figura 12: Ventana de Tendencias

Fuente: Pacifpetrol S.A

Los datos obtenidos del control del sistema Sacad, se lo transcribe en el SGI-REGA-30 Parte de producción de Gasolina Natural.

En este sistema también se encuentran otras ventanas, que así como en las anteriores, permiten tener control y apreciación del proceso y lo que está sucediendo en la planta en tiempo real.

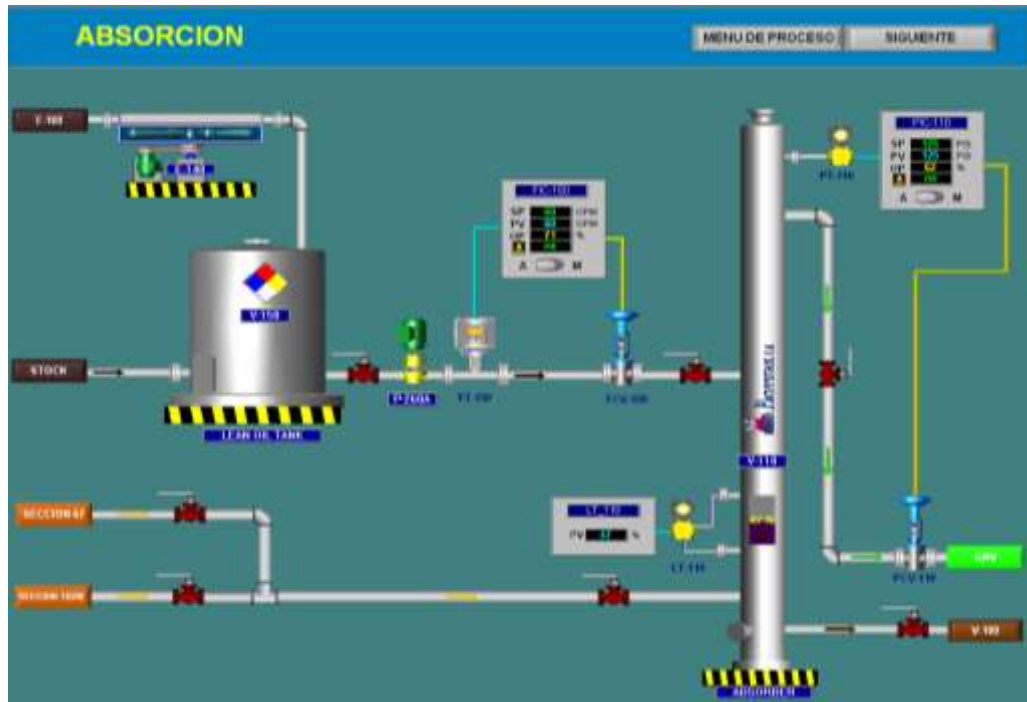


Figura 13: Ventana de Absorción.

Fuente: Pacifpetrol S.A

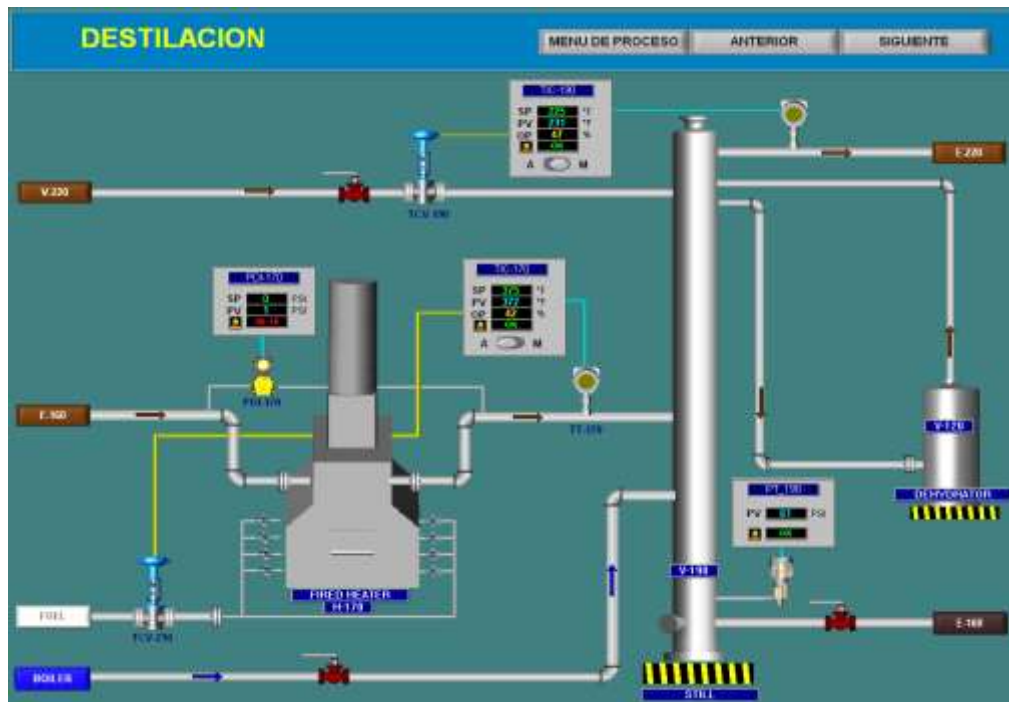


Figura 14: Ventana de Destilación.

Fuente: Pacifpetrol S.A



Figura 15: Ventana de Nivel de Tanques

Fuente: Pacifpetrol S.A

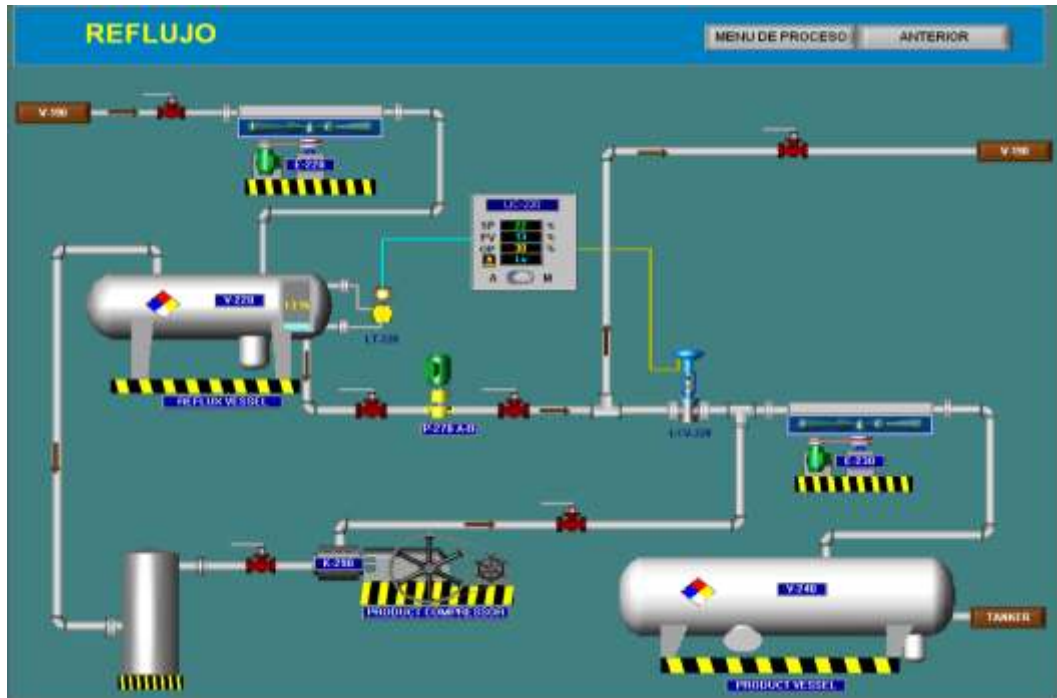


Figura 16: Ventana de Reflujo

Fuente: Pacifpetrol S.A



Figura 17: Ventana de Sistema contra Incendio

Fuente: Pacifpetrol S.A

## **2.3 DESCRIPCION DE LA PLANTA.**

### **2.3.1 LINEA DE GAS RICO**

Es una línea de 4 pulgadas de diámetro, la cual viene desde los compresores 67 y Tigre, tiene instalada una placa de orificio concéntrica, la misma que genera una presión diferencial que es monitoreada por un transmisor de presión y que se mide en pulgada de agua, dato que servirá para el cálculo del volumen de gas que ingresa a la planta de gasolina natural.

### **2.3.2 SEPARADOR HORIZONTAL DE ENTRADA.**

Es un separador tipo bifásico cuya función específica es separar condensados que se generan en la línea de entrada de gas.

#### **DATOS TECNICOS DEL EQUIPO:**

ITEM NUMBER	V-66-20	Drawing #A-26371
SERVICE	FREE WATER KNOCKOUT	
Size:	24" O.D. x 7'-6" Seam to seam	
Type:	Horizontal w/ 8" boot	
Corrosion Allowance:	1/16"	
Design W.P. @ °F	200 Psi at 300° F	
Shell Thickness & Matl.	0.312" thickness A-53 Gr. "B" Seamless steel.	
Heads Thickness & Matl.	0.4375" thickness A-285 Gr. "C" steel	
Type Heads	2:1 Elliptical	
Manways, No. & Size	None	
Connections w/description	Inlet Nozzle, 3" ASA 150 BWRP	
	Gas - Hydrocarbon Liquid	
	Outlet Nozzle 3" ASA 150 BWRP	
	Level Control - 4" ASA 150 BWRP	
	Water Outlet - 1" coupling	
	Drain - 1" Coupling	
	Inspection Openings - 2" couplings	
	Temperature Indicator - 1/2" coupling	
Special	Sandblasted and Dimetcoate No. 4	
Code:	A.S.M.E. Unfired Pressure Vessels	
Stress Relieve:	Not required	
Location:	Process Assembly No. 2	

Tabla 2: Datos técnico del separador horizontal de entrada.

Fuente: Pacifpetrol S.A

### 2.3.3 TORRE ABSORBEDORA (V- 110)

El gas seco que viene del campo entra al separador horizontal (V-6620), luego ingresa lateralmente por la parte inferior de la torre de absorción (V-110). También, se cuenta con un tanque de aceite pobre (V-150), tiene una válvula de 6" que alimenta a la bomba vertical multietapa; en su

recorrido pasa por un medidor de turbina que controla el caudal y lo envía a la cima de la torre de absorción. Este equipo consta de 24 platos teóricos con válvulas de burbujeo, produciéndose el fenómeno de la absorción, que es una operación unitaria que consiste en la separación de uno o más componentes del gas natural con la ayuda de un solvente líquido (aceite absorbedor), formandouna solución (un soluto o varios solutos se absorben de la fase gaseosa y pasan a la líquida). Este proceso implica una difusión molecular turbulenta o una transferencia de masa del soluto a través del gas, produciéndose “aceite rico” (aceite absorbedor + hidrocarburos pesados) y “gas pobre”, una parte se utiliza para el horno o caldero como uso interno de la planta y la otra parte va para la estación de gas vehicular GNV y a la planta de Generación Eléctrica.



Figura 18: Módulos de la Torre de Absorción.

Elaborado por: Michael Duque Y.

Fuente: Pacifpetrol S.A



**DATOS TECNICOS DEL EQUIPO:**

ITEM NUMBER	V-110	Drawing #A-26372
SERVICE	REABSORBER COLUMN	
Size:	24" O. D. x 56' seam to seam	
Type:	Trayed (Nutter Valve Trays)	
Corrosion Allowance	1/16"	
Design W.P. @ ° F	200 Psi at 300° F	
Shell Thickness & Matl.	0.500" thickness A-53 Gr. "B" Seamless steel	
Heads Thickness & Matl.	0.4375" thickness A-285 Gr."C" steel	
Type Heads	2:1 Elliptical	
Manways, No. & Size	None	
Connections w/Description	Inlet Gas - 3" ASA 150 BWRF	
	Outlet Gas - 3" ASA 150 BWRF	
	Liquid Level Control Conn. (2) 2" ASA 150 BWRF	
	Rich Oil Outlet, 2" ASA 150 BWRF	
	Lean Oil Inlet, 2" ASA 150 BWRF	
	Relief Valve Conn. 1-1/2" ASA 150 BWRF	
	Inspection Opening - 12" ASA 150 BWRF	
	Top Opening - 24" ASA 150 BWRF	
	Drain - 1" coupling	
	Pressure Gage Conn. 1/2" coupling	

Tabla 3: Datos técnico de la Torre V- 110.

Fuente: Pacifpetrol S.A

**2.3.4 ACEITE POBRE A LA TORRE ABSORBEDORA**

Es el absorbente utilizado para el proceso, el cual está a una temperatura que varía entre 110 y 120 °F, consta de las características siguientes:

VOLUMETRICO	TEMPERATURA	TEMPERATURA
%	(°C)	(°F)
<b>5</b>	227	440,6
<b>10</b>	244	471,2
<b>20</b>	250	482
<b>30</b>	259	498,2
<b>40</b>	262	503,6
<b>50</b>	265	509
<b>60</b>	268	514,4
<b>70</b>	271	519,8
<b>80</b>	275	527
<b>90</b>	281	537,8
<b>95</b>	286	546,8
<b>P.F</b>	295	563

**RECOBRADO: 98%**

Tabla 4: CURVA DE DESTILACIÓN ASTM D-86 DEL ACEITE DE ABSORCIÓN.

Fuente: Pacifpetrol S.A

DESCRIPCION.	VALOR
GRAVEDAD ESPECÍFICA.	<b>0.84</b>
°API.	<b>36.95</b>
PESO MOLECULAR.	<b>120.132</b>
VISCOSIDAD (CST).	<b>2.7</b>
PORCENTAJE DE AZUFRE.	<b>0.33%</b>

Tabla 5: Propiedades Físicas Del Aceite

.Fuente: Pacifpetrol S.A

TABLA DE CAPACIDAD CALORIFICA DEL ACEITE DE ABSORCION

Cp@90° F (Btu/lb °F)	Cp@143° F (Btu/lb °F)	Cp@170° F (Btu/lb °F)	Cp@200° F (Btu/lb °F)	Cp@350° F (Btu/lb °F)	Cp@430° F (Btu/lb °F)
0.465	<b>0.49</b>	<b>0.5</b>	<b>0.515</b>	<b>0.58</b>	<b>0.63</b>

Tabla 6: Capacidad Calorífica del Aceite de Absorción.

Fuente: Pacifpetrol S.A

### **2.3.5 ACEITE RICO.**

Está conformado por el absorbente más el absorbato, el mismo que salió de la torre de absorción y pasó al tanque de aceite rico a una temperatura que varía de 95 a 105 °F.

### **2.3.6 BOMBAS.**

Su función principal es la circulación del aceite en todo el proceso. Existen tres bombas centrífugas interconectadas, sirven para el bombeo de aceite rico y pobre según sea el requerimiento, adicionalmente se tienen dos bombas para el reflujo de la torre de destilación y dos para la carga de gasolina natural.



Figura 19: Bombas Centrífugas Verticales Multietapa

.Fuente: Pacifpetrol S.A

### **2.3.7 TORRE DE DESTILACION.**

El fluido caliente (aceite rico) procedente del Horno, ingresa a presión por la parte lateral a una altura media de la torre de destilación (V-190) choca con el difusor y desciende a través de las bandejas internas, produciéndose un equilibrio líquido-vapor que permite la separación de los producto livianos que ascienden a la cima y los pesados caen al fondo.

Del caldero se inyecta vapor mediante un control de flujo y el producto entra al reclaimer (V-180) para retener los condensados del vapor. El

vapor seco ingresa a la parte inferior de la torre para mantener una temperatura estable de todo el equipo.



Figura 20:Torres de Absorción y Destilación

Fuente: Pacifpetrol S.A



Figura 21: Torres de Absorción (V-110) y Destilación (V-190)

Elaborado por: Ronald Bernardino.

Fuente: Pacifpetrol S.A

### 2.3.8 REFLUJO.

Los gases de las gasolinas y condensados salen por la parte superior de la V-190 y se dirigen al aerofriador y luego se depositan en el tanque de reflujo(V-220).

Los gases no condensados del V-220 salen por la parte superior hacia el K-290A bajo control de presión, ingresando al compresor a una presión de 6 PSI y saliendo a una presión de 115 – 117 Psi, posteriormente es enfriado enviado a almacenamiento.

Una parte de los líquidos del V-220 retornan a la cima para mantener la temperatura constante en el equipo y para determinar la calidad del producto, mientras que la otra parte se enfría y se envía al tanque de almacenamiento conjuntamente con el gas comprimido como producto final.



Figura 22: Tanque De Reflujo

Fuente: Pacifpetrol S.A.

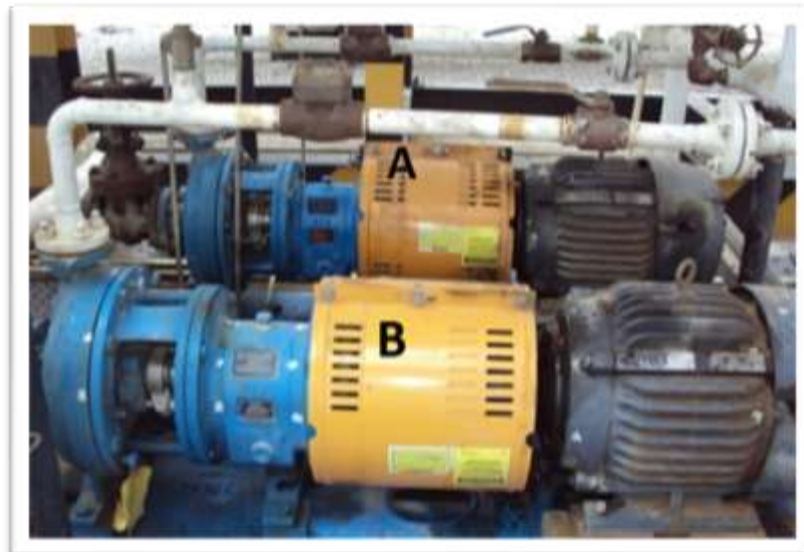


Figura 23: Bombas De Reflujo

Fuente: Pacifpetrol S.A

### 2.3.9 Precalentamiento y calentamiento

Es necesario que el aceite rico sea precalentado antes de su ingreso al horno para evitar daños en el mismo o choque térmico. Este proceso se realiza en los intercambiadores de calor. El aceite rico que viene del V-100 entra por la parte inferior del intercambiador (lado tubos), a una temperatura de 30°C a 40°C (86°F a 104°F), posteriormente ingresa a los otros intercambiadores, saliendo a una temperatura de 70°C a 75°C (158°F a 167°F), y precalentado va al horno a través de una tubería de 6" recubierta con aislante térmico.

Después de su recorrido interno por el Horno, el aceite rico sale a 193.3°C (380°F), y posteriormente a través de una tubería de 6" recubierta con aislante térmico que ingresa a la torre de destilación.



Figura 24: Intercambiadores de calor.

Fuente: Pacifpetrol S.A



Figura 25: Aeroenfriadores de aceite

Fuente: Pacifpetrol S.A



Figura 26: Aeroenfriadores de aceite, gasolina de reflujo y natural

Fuente: Pacifpetrol S.A

El aceite pobre caliente que circula por la parte baja de la torre V-190 ingresa por el lado carcasa de los intercambiadores de calor y en su recorrido cede temperatura para precalentar el aceite pobre que fluye por



el lado tubo de los mismos. Luego de este recorrido el aceite pobre es enviado a los aerofriadores, para luego regresar al tanque V-150.

### **2.3.10 HORNO**

Cumple con un diseño de un calentador tipo cabina, tiro natural, en su interior tiene ladrillos refractarios aplicados a las paredes del horno.

Los controles de seguridad son neumáticos y compatibles con los demás instrumentos de la planta.



Figura 27: Horno de la Planta de Gasolina.

Fuente: Pacifpetrol S.A

### **2.2.11 CALDERO.**

La caldera que se utiliza en las instalaciones de la planta de gasolina tiene las características siguientes:

<b>CARACTERÍSTICAS DE CALDERA PLANTA DE GASOLINA</b>			
<b>Marca:</b>	Distral	<b>Control de combustión:</b>	Modulado
<b>Modelo:</b>	DJE-80-150	<b>Ignición:</b>	Gas natural
<b>Tipo:</b>	Piro tubular	<b>Presión de operación:</b>	125 PSI
<b>Año de fabricación:</b>	1999	<b>Presión de Diseño:</b>	150 PSI
<b>Pasos:</b>	Tres	<b>Generación de vapor:</b>	2552 Lb/hr
<b>Capacidad:</b>	80 BHP	<b>Generación calorífica:</b>	2678000 BTU/Hr
<b>Combustible:</b>	Gas natural		

Tabla 7: Características de Caldera Planta De Gasolina.

Fuente: Pacifpetrol S.A

La torre de destilación recibe una inyección de vapor continua de 550 lb/hr.



Figura 28: Caldero de la Planta de Gasolina

Fuente: Pacifpetrol S.A



Figura 29: Caldero de la Planta de Gasolina (vista frontal).

Fuente: Pacifpetrol S.A

## **CAPITULO III**

# **CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DEL GAS NATURAL.**

### 3.1 DEFINICIÓN DEL GAS NATURAL.

Igual que el petróleo, el gas natural se origina por la descomposición de materias orgánicas y puede ocurrir como tal ya sea asociado con yacimientos de petróleos, gas condensado o de gas libre; pero la forma más común de cómo se lo puede encontrar es en yacimiento de gas libre. Dependiendo de la posición geográfica y del modo en que ocurra varían sus elementos que lo conforman, ampliamente esto conduce a clasificarlo como gas dulce o gas agrio, gas rico o gas pobre, según sea el caso. En el campo Gustavo Galindo ubicado en Ancón, se encuentra el gas natural asociado con el petróleo y sus componentes químicos. Entre las propiedades y características más destacadas están el peso específico (molecular), poder calórico y porcentaje molar.

#### Rombo de Clasificación de Riesgo del Gas Natural:

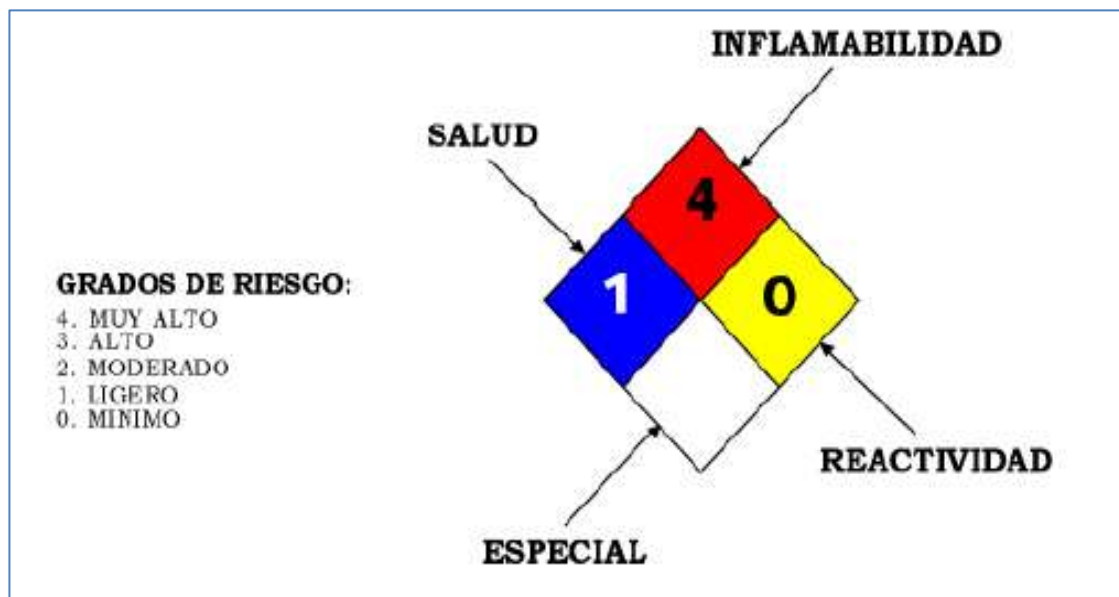


Figura 30: Rombo de Clasificación de Riesgo del Gas Natural

Fuente: Pacifpetrol S.A – Pemex.

## **3.2 TIPO DE YACIMIENTO.**

### **3.2.1 UBICACIÓN GEOGRAFICA:**

El campo Gustavo Galindo Velasco está ubicado en la Provincia de Santa Elena y al sureste de Ecuador. El bloque comprende 1200km<sup>2</sup>, donde el 40% es costa afuera.

En este campo se han perforado aproximadamente 2900 pozos. El yacimiento más importante está en el campo Ancón, que es de la edad Terciaria, habiendo acumulado hasta el presente 114.6 MMbbls (95% de la producción acumulada de toda la Península de Santa Elena). El 5% restante (6.25MMbbls) proviene de los yacimientos de Santa Paula, Achallan, Petropolis, Carolina, San Raymundo, Cautivo.

### **3.2.2 ESTRATIGRAFIA:**

Pertenece a la edad Terciaria, presentando varios yacimientos hidrocarburíferos, donde el de mayor importancia es el Atlanta Sandstones que esta denominada en Ancón como la formación Azúcar (Provincia de Santa Elena).

Las columnas litológicas de las áreas de estudio se las presenta en la figuras a continuación:

EDAD	FORMACION	PROF.	ESP.	LITOLOGIA	DESCRIPCION	
<b>EOCENO MED.</b>	<b>SOCORRO</b>	0	350'		Lutita gris con intercalaciones de arenisca de grano fino	
		350'				
	<b>C.P.B.</b>	<b>UPPER</b>	350'	150'		Arcilla con clastos redondeados a subredondeados de arcilla suave
		<b>BED.S.</b>	500'			
<b>LOWER</b>	<b>BED.S.</b>	300'	300'		Arenisca muy fina intercalada con lutita gris	
		800'				
<b>EOCENO INF.</b>	<b>PASSAGE BEDS</b>	1600'	500'		Intercalaciones de areniscas de grano fino a medio con lutita gris	
		2100'				
		150'	150'		Arenisca fina. Clastos de cuarza subangulosa. Lutita gris.	
		2250'				
550'	550'		Intercalaciones de areniscas de grano fino a medio con lutita gris.			
2800'						
<b>PALEOCENO</b>	<b>ATLANTA</b>	2800'	3000'		Areniscas de grano medio a fino con particulas de lutita. Ocasionalmente cuarzo anguloso.	
5800'						

Figura 31: Columna Litológica Secciones 67 y Tigre.

Fuente: INTERNET

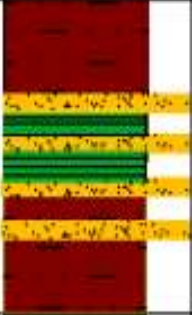
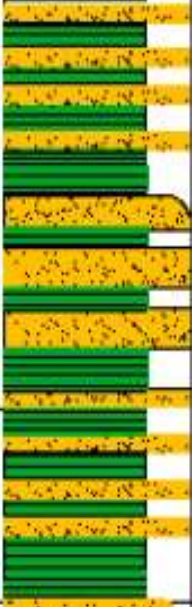
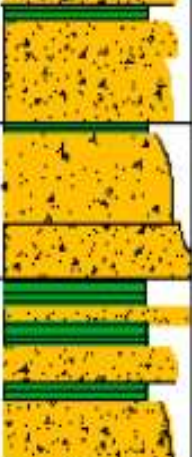
EDAD	FORMACION	PROF.	ESP.	LITOLOGIA	DESCRIPCION	
EOCENO MED.	C.P.B.	0'	1600'		Arenisca muy fina intercalada con lutita gris. Arcilla con clastos redondeados a subredondeados de arcilla suave.	
		1600'				
EOCENO INF.	PASSAGE BEDS	1600'	2400'		Intercalaciones de areniscas de grano fino a medio con lutita gris. Intercalaciones de areniscas de grano fino a medio con lutita gris, con lignito y pirita.	
		4000'				
PALEOCENO	ATLANTA	SEC. 11.1	4000'		Areniscas de grano medio a fino con partículas de lutita. Ocasionalmente con cuarzo anguloso.	
		SEC. 11.2	4600'			600'
		SEC. 10	4750'			150'
			5000'	250'		

Figura 32: Columna Litológica Del Área de Navarra.

Fuente: INTERNET



### 3.3 CARACTERISTICAS DE LOS YACIMIENTOS:

La temperatura promedio para los yacimientos de Atlanta en el campo Ancón es 50°C (120°F), con un gradiente de 2.4°C por cada 100 metros.

La variación de la relación gas- petróleo a lo largo de la vida de los pozos perforados en Atlanta sugiere un mecanismo de producción por expansión de gas disuelto.

Las rocas del campo Ancón son areniscas y en la formación Atlanta se tienen areniscas turbidíticas de grano fino a grueso, baja porosidad y baja permeabilidad. En las formaciones PassageBeds y Socorro las areniscas presentan mejores propiedades petrofísicas que la Atlanta, pero menor espesor de arena neta.

Las resistividades de las areniscas analizadas mediante perfiles eléctricos para la formación Socorro y PassageBeds varían entre 3.5 y 30 ohm-m y para la formación Atlanta y Santo Tomas de 20 a 140 ohm-m.

Existen dos tipos de yacimientos: el primero es de gas asociado (debajo del punto de burbuja) en la sección 67 y Tigre y el segundo gas libre en el área Navarra y al este de Tigre.

### 3.4 PROPIEDADES FÍSICAS - QUÍMICAS.

Fórmula Molecular	Mezcla (CH <sub>4</sub> + C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> + C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )
Peso Molecular	18.2
Temperatura de Ebullición @ 1 atmósfera	-160.0°C
Temperatura de Fusión	-182.0°C
Densidad de los Vapores (Aire=1) @ 15.5°C	0.61 (Más ligero que el aire)
Densidad del Líquido (Agua=1) @ 0°C	0.554
Relación de Expansión	1 litro del líquido se convierte en 600 litros de gas
Solubilidad en Agua @ 20°C	Ligeramente soluble (de 0.1 @ 1.0%) Gas incoloro, insípido y con ligero olor ahuevos podridos (por la adición de mercaptanos para detectar su presencia en caso de fugas de acuerdo a la Norma Pemex No 07.3.13 <sup>4</sup> )
Apariencia y Color	

Tabla 8: Propiedades Físicas - Químicas del Gas Natural

Fuente: Pacifpetrol S.A – Pemex.

### 3.5 ECUACIONES DE ESTADO

Las relaciones que describen el comportamiento de presión, temperatura y volumen de los gases son las ecuaciones de estado.

La ecuación más simple, descrita a continuación se denomina de los gases ideales.

$$^1 P.V = n.R.T \quad (1.1)$$

<sup>1</sup>Ingeniería de Gas Natural - Ramiro Pérez Palacios; 1995 pág. 9

Dónde:  $P$  → Presión  
 $V$  → Volumen ocupado por el gas  
 $n$  → Número de moles  
 $T$  → Temperatura  
 $R$  → Constante universal de los gases<sup>1</sup>

Debido a que el número de moles es la relación entre la masa del gas “m” por el peso molecular “M”, se tiene:

$$^2 P.V = \frac{m}{M} .R.T \quad (1.2)$$

Donde:  $P$  → Presión  
 $V$  → Volumen ocupado por el gas  
 $m$  → Masa del gas  
 $M$  → Peso molecular del gas  
 $T$  → Temperatura  
 $R$  → Constante universal de los gases

---

<sup>2</sup>Ingeniería de Gas Natural - Ramiro Pérez Palacios; 1995 Pág. 9

### 3.6 GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL GAS, $S_g$ .

La gravedad específica del gas se define como la razón de la densidad del gas a la densidad del aire a las mismas condiciones de presión y temperatura. La gravedad del gas se mide a condiciones estándares @ 1 [atm], 60[°F], donde tanto el gas como el aire se comportan como gases ideales, por lo tanto:

$${}^3 S_g = \frac{\rho_g}{\rho_a} \quad (1.3)$$

Donde:  $S_g$  → Gravedad específica del gas  
 $\rho_g$  → Densidad del gas a condiciones estándares.  
 $\rho_a$  → Densidad del aire a condiciones estándares

La densidad de un gas se define como la relación de la masa por unidad de volumen, por tanto se tiene:

$${}^4 \rho_g = \frac{m_g}{V_g} = \frac{P.M}{R.T} \quad (1.4)$$

Reemplazando la ecuación (1.04) en la ecuación (1.03), se tiene:

$${}^5 S_g = \frac{\frac{P.M_g}{R.T}}{\frac{P.M_a}{R.T}} = \frac{M_g}{M_a} \quad (1.5)$$

---

<sup>3</sup>Ingeniería de Gas Natural - Ramiro Perez Palacios; 1995 Pag. 11

<sup>4</sup>Ingeniería de Gas Natural - Ramiro Perez Palacios; 1995 Pag. 11

<sup>5</sup>Ingeniería de Gas Natural - Ramiro Perez Palacios; 1995 Pag. 11

Donde:  $M_g$  → Peso molecular del gas; [g/mol]

$M_a$  → Peso molecular del aire; (28,96 g/mol)

Debido a que el gas natural es una mezcla de gases, el peso molecular basado en la composición del gas se determina con la expresión siguiente:

$$M_g = \sum_{i=1}^n y_i M_i \quad (1.6)$$

Dónde:  $M_i$  → Peso molecular del componente i de la mezcla, [g/mol]

$Y_i$  → Fracción molar del componente i en la mezcla, [adim]

$n$  → Número de componentes en la mezcla

### 3.7 PRESIÓN Y TEMPERATURA PSEUDO CRÍTICAS

En el estudio del comportamiento de mezclas gaseosas como el gas natural, se ha introducido el concepto de presión y temperatura pseudo críticas.

El método desarrollado por Kay, W.B., para determinar las presiones y temperaturas pseudo críticas de una mezcla gaseosa, supone que cada componente aporta a la presión y temperatura pseudo críticas en proporción al porcentaje molar del gas y presión y temperaturas críticas, respectivamente, de dicho componente. Por tanto, se tiene:

---

<sup>6</sup>Ingeniería de Gas Natural - Ramiro Perez Palacios; 1995 Pag. 16

$${}^7 T_{scM} = \sum_{i=1}^n y_i * T_{ci} \quad (1.7)$$

Dónde:  $T_{scM}$  → Temperatura pseudo crítica de la muestra de gas, [°R]

$y_i$  → Fracción molar del componente i en la muestra

$T_{ci}$  → Temperatura crítica del componente i, [°R]

$n$  → Número de componentes en la mezcla

$${}^8 P_{scM} = \sum_{i=1}^n y_i * P_{ci} \quad (1.8)$$

Dónde:  $P_{scM}$  → Presión pseudo crítica de la muestra de gas, [Psi]

$y_i$  → Fracción molar del componente i en la muestra

$P_{ci}$  → Presión crítica del componente, [Psi]

$n$  → Número de componentes en la mezcla

### 3.8 FACTORES DE CORRECCIÓN POR CONTENIDO DE H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>.

Cuando el gas natural contiene fracciones significativas de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y/o sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S), recomiendan utilizar la correlación propuesta por Wichert y Aziz. Consiste en calcular la presión y temperatura pseudo críticas utilizando un factor de corrección ( $\epsilon$ ), el

<sup>7</sup> Ingeniería de Gas Natural - Ramiro Perez Palacios; 1995 Pag. 17

<sup>8</sup> Ingeniería de Gas Natural - Ramiro Perez Palacios; 1995 Pag. 17

mismo que se aplica a la temperatura pseudo crítica del gas natural siendo obtenido por la expresión siguiente:

$${}^9 \varepsilon = 120 \left[ (y_{CO_2} + y_{H_2S})^{0.9} - (y_{CO_2} + y_{H_2S})^{1.6} \right] + 15 (y_{H_2S}^{0.5} - y_{H_2S}^4) \quad (1.9)$$

Dónde:  $\varepsilon$  → Factor de Corrección, adimensional

$y_{CO_2}$  → Fracción molar del componente CO<sub>2</sub> en la muestra

$y_{H_2S}$  → Fracción molar del componente H<sub>2</sub>S en la muestra

La temperatura pseudo crítica corregida de la mezcla de gas, se obtiene usando la ecuación siguiente:

$${}^{10} T'_{scM} = \sum_{i=1}^n y_i * P_{ci} - \varepsilon \quad (1.10)$$

Donde:  $T'_{scM}$  → Temperatura pseudo crítica corregida de la muestra, [°R]

$P_{ci}$  → Presión crítica del componente, [Psi]

$\varepsilon$  → Factor de Corrección, [adim]

$y_i$  → Fracción molar del componente i en la muestra, [adim]

La temperatura pseudo crítica corregida, se obtiene empleando la expresión siguiente:

<sup>9</sup>Tesis de Hernán Aguilar Torres & Ana Cevallos Montero; Escuela Politécnica Nacional. pág. 14

<sup>10</sup>Tesis de Hernán Aguilar Torres & Ana Cevallos Montero; Escuela Politécnica Nacional. pág. 15

$$^{11} P'_{scM} = \frac{\left( \sum_{i=1}^n y_i * P_{ci} \right) * T'_{scM}}{\sum_{i=1}^n y_i * T_{ci} + y_{H_2S} * (1 - y_{H_2S}) * \varepsilon} \quad (1.11)$$

Dónde:  $P'_{scM}$  → Presión pseudo crítica corregida de la muestra, [Psi]

$T'_{scM}$  → Temperatura pseudo crítica corregida de la muestra, [°R]

$P_{ci}$  → Presión crítica del componente  $i$ , [Psi]

$T_{ci}$  → Temperatura crítica del componente  $i$ , [°R]

$\varepsilon$  → Factor de Corrección, [adim]

$y_i$  → Fracción molar del componente  $i$  en la muestra, [adim]

### 3.9 FACTOR DE COMPRESIBILIDAD, Z

Las ecuaciones (1.1) y (1.2) son aplicadas para gases ideales, solo se cumplen para presiones y temperaturas relativamente bajas. Con el propósito de utilizar la ecuación general de los gases a altas presiones (>60 [Psi]) y temperaturas, es necesario modificarlas. El método para corregir estas ecuaciones, consiste en introducir un factor de corrección denominado factor de compresibilidad, Z. Por tanto, la ecuación de los gases reales es:

<sup>11</sup>Tesis de Hernán Aguilar Torres & Ana Cevallos Montero; Escuela Politécnica Nacional. pág. 15



$$^{12} P.V = n.Z.R.T \quad (1.12)$$

- Dónde:
- $P$  → Presión
  - $V$  → Volumen ocupado por el gas
  - $n$  → Número de moles
  - $T$  → Temperatura
  - $Z$  → Factor de compresibilidad
  - $R$  → Constante universal de los gases

$$^{13} P.V = \frac{m_g}{M}.Z.R.T \quad (1.13)$$

- Donde:
- $P$  → Presión
  - $V$  → Volumen ocupado por el gas
  - $m_g$  → Masa del gas
  - $M$  → Peso molecular del gas
  - $T$  → Temperatura
  - $Z$  → Factor de compresibilidad del gas
  - $R$  → Constante universal de los gases

El factor de compresibilidad  $z$ , es afectado por la presión, temperatura y composición del gas, varía por lo general entre 0,70 y 1,20; un valor de

---

<sup>12</sup>GPSA - Engineering Data Book, 12Ed; PAG 688.

<sup>13</sup>GPSA - Engineering Data Book, 12Ed; PAG 688

Z=1 representa a un gas ideal. Los factores de compresibilidad para diferentes gases han sido determinados por el Teorema de los Estados Correspondientes.

### 3.10 LEY DE LOS ESTADOS CORRESPONDIENTES

Establece que “a las mismas condiciones de presión y temperatura pseudo reducidas, todos los gases tienen el mismo factor de compresibilidad”

La presión y temperatura pseudo reducidas se encuentran definidas por:

$${}^{14} T_{sr} = \frac{T_m}{T'_{scM}} \quad (1.14)$$

Dónde:  $T_{sr}$  → Temperatura pseudo reducida de la muestra de gas, [adim]

$T_m$  → Temperatura de medición de caudal, [°R]

$T'_{scM}$  → Temperatura pseudo crítica corregida de la muestra, [°R]

$${}^{15} P_{sr} = \frac{P_m}{P'_{scM}} \quad (1.15)$$

Dónde:  $P_{sr}$  → Presión pseudo reducida de la muestra de gas, [adim]

$P_m$  → Presión de medición de caudal, [Psi]

<sup>14</sup>Tesis de Hernán Aguilar Torres & Ana Cevallos Montero; Escuela Politécnica Nacional. pág. 12

<sup>15</sup>Tesis de Hernán Aguilar Torres & Ana Cevallos Montero; Escuela Politécnica Nacional. pág. 12

$P'_{scM}$  → Presión pseudo crítica corregida de la muestra,  
[Psi]

### 3.11 CÁLCULO DEL FACTOR DE COMPRESIBILIDAD

El cálculo del factor de compresibilidad se basa en la correlación propuesta por Papay, J. Éste método se utiliza para el gas natural cuando la presión y temperatura pseudo críticas son corregidas por el factor establecido en la ecuación (1.9). La correlación se presenta a continuación:

$${}^{16}Z = 1 - \frac{3.52 * P_{sr}}{10^{0.9813 * T_{sr}}} + \frac{0.274 * P_{sr}^2}{10^{0.8157 * T_{sr}}} \quad (1.16)$$

Dónde:  $Z$  → Factor de Compresibilidad de la muestra, [adim]

$P_{sr}$  → Presión pseudo reducida de la muestra de gas,  
[adim]

$T_{sr}$  → Temperatura pseudo reducida de la muestra de  
gas, [adim]

### 3.12 FACTOR VOLUMÉTRICO

El factor volumétrico del gas natural se define como la relación entre los volúmenes que ocupa una masa de gas a diferentes condiciones de temperatura. Es usado para la estandarización de mediciones de caudal de gas.

---

<sup>16</sup>Tesis de Hernán Aguilar Torres & Ana Cevallos Montero; Escuela Politécnica Nacional. pág. 14

Aplicando la ley de los gases reales, ecuación (1.13) a condiciones estándar y a condiciones de la medición, se tiene:

$${}^{17}B_g = \frac{V_g}{V_{gCS}} = \frac{nZRT/P}{n^*Z_{CS}RT_{CS}/P_{CS}} \quad (1.17)$$

- Donde:
- $B_g$  → Factor volumétrico, [adim].
  - $V_g$  → Volumen de gas medido o condiciones de operación, [CFD]
  - $V_{gCS}$  → Volumen de gas a condiciones estándar, [SCFD]
  - $n$  → número de moles de la mezcla, [mol]
  - $Z$  → Factor de compresibilidad a condiciones de operación, [adim]
  - $Z_{CS}$  → Factor de compresibilidad a condiciones estándar, 1.0
  - $R$  → Constante universal de los gases,  $10,73 \left[ \frac{\text{Psia} \cdot \text{pie}^3}{\text{lb-mol} \cdot ^\circ R} \right]$
  - $T$  → Temperatura de medición u operación, [ $^\circ R$ ]
  - $T_{CS}$  → Temperatura a condiciones estándar, 60 [ $^\circ F$ ]
  - $P$  → Presión de medición u operación, [Psia]
  - $P_{CS}$  → Presión a condiciones estándar; 14,7 [Psia]

Reemplazando:

---

<sup>17</sup>Tesis David González García- Universidad Nacional Autónoma de México 2011 pág. 22.

$$B_g = \frac{(14.7)ZT}{(1.0) * (60 + 460)P}$$

$$B_g = 0.02827 \frac{ZT}{P}$$

$$V_{gCS} = \frac{V_g}{B_g}$$

$$^{18}V_{gCS} = \frac{V_g}{0.02827 \frac{ZT}{P}} \quad (1.18)$$

### 3.13 DENSIDAD DEL GAS, ( $\rho_g$ )

Se define como el volumen que ocupa una masa de gas a una determinada condición de presión y temperatura, por tanto se tiene:

$$^{19}\rho_g = \frac{m_g}{V_g} \quad (1.17)$$

Dónde:  $\rho_g$  → Densidad del gas

$m_g$  → Masa del gas

$V_g$  → Volumen del gas

La densidad del gas natural se puede determinar despejando la masa “ $m_g$ ” de la ecuación (1.13) de la ley general de los gases reales y reemplazando en la ecuación (1.17), por tanto:

<sup>18</sup> Tesis David González García- Universidad Nacional Autónoma de México 2011 pág. 22

<sup>19</sup> Tesis David González García- Universidad Nacional Autónoma de México 2011 pág. 23

$$^{20} \rho_g = \frac{m_g}{V_g} = \frac{P.M}{Z.R.T} \quad (1.18)$$

Dónde:  $\rho_g$  → Densidad del gas

M → Masa molecular del gas

P → Presión del gas

Z → Factor de compresibilidad del gas

R → Constante universal de los gases

T → Temperatura del gas

Reemplazando la ecuación (1.5) en la ecuación (1.18), se tiene:

$$^{21} \rho_g = \frac{M_a * S_g * P}{Z.R.T} \quad (1.19)$$

Dónde:  $M_a$  → Masa molecular del gas

$S_g$  → Gravedad específica del gas, aire = 1.0

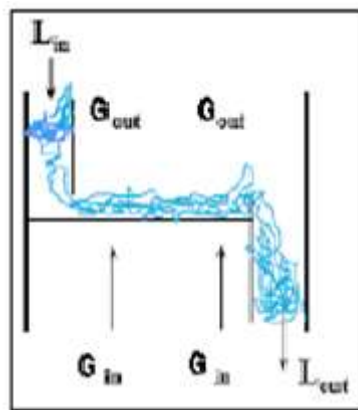
### 3.14 RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE ABSORCIÓN:

---

<sup>20</sup>Tesis David González García- Universidad Nacional Autónoma de México 2011 pág. 23

<sup>21</sup>Tesis David González García- Universidad Nacional Autónoma de México 2011 pág. 23

Es una de las más antiguas tecnologías, también llamada Plantas de Aceite Pobre, esta debe contar con una torre absorbidora que puede ser de platos o empaques. La torre de la planta de gasolina ubicada en Ancón es una torre de platos y en ellos interactúan el aceite absorbedor que ingresa por la parte superior de la torre y en contra corriente con el gas natural que ingresa por la parte inferior, absorbiendo los hidrocarburos pesados presentes en el mismo.



### **SIMULACION DEL PROCESO DE ABSORCION EN UN PLATO DE LA TORRE ABSORBEDORA**

Figura 33: Simulación Del Proceso de Absorción en un Plato de la Torre Absorbidora.

Fuente: Internet.

El aceite absorbedor llamado Aceite rico por sus componentes pesados, va a la torre de destilación o de fraccionamiento para así extraerlos; este debe ser calentado para que pueda desprender los hidrocarburos, tales como propano, butano, pentano, hexano y otros componentes que produce la gasolina natural.

### 3.15 COMPOSICION DEL GAS NATURAL DE ANCÓN:



LABORATORIO DE  
PLANTA DE GASOLINA

#### RESULTADOS DE LAS CROMATOGRAFIAS

Fecha: 17-Oct-15  
Análisis: Gas de Entrada Planta Gasolina (Día)

Operador: 0

TEMPERATURA Y PRESION DE LA MUESTRA:																
											P (Psia) =	144,7	T (R) =	541		
Componente	Mwi	Xi	XiMWi	Xwi	Cpi	XwiCpi	Pc	Pr	XiPr	Tc	Tr	XiTr	Tc (F)			
N2	28,01	1,20	0,34	0,01	0,25	0,00	492,80	0,29	0,00	227,51	2,38	0,03	-232,49			
CH4	16,04	75,01	12,03	0,51	0,53	0,27	667,00	0,22	0,16	343,34	1,58	1,18	-116,66			
C2	30,07	8,20	2,47	0,11	0,41	0,04	707,80	0,20	0,02	550,07	0,98	0,08	90,07			
CO2	44,01	0,79	0,35	0,01	0,45	0,01	1069,50	0,14	0,00	547,73	0,99	0,01	87,73			
C3	44,10	7,14	3,15	0,13	0,39	0,05	615,00	0,24	0,02	665,92	0,81	0,06	205,92			
IC4	58,12	2,29	1,33	0,06	0,39	0,02	527,90	0,27	0,01	734,41	0,74	0,02	274,41			
NC4	58,12	2,33	1,35	0,06	0,39	0,02	548,80	0,26	0,01	765,60	0,71	0,02	305,60			
IC5	72,15	1,01	0,73	0,03	0,38	0,01	490,40	0,30	0,00	828,96	0,65	0,01	368,96			
NC5	72,15	0,48	0,35	0,01	0,39	0,01	488,10	0,30	0,00	845,70	0,64	0,00	385,70			
C6	86,18	1,54	1,33	0,06			439,50	0,33	0,01	911,80	0,59	0,01	451,80			
TOTAL	100,00															
											Cpt =	0,44	Psr =	0,22	Tsr =	1,41
											MWt =	23,42				

#### DATOS DE ANALISIS CROMATOGRAFICO

COMPONENTE	%moles	%moles sin N2
N2	1,20	0,000
Metano	75,010	75,010
CO2	0,786	0,786
Etano	8,204	8,204
Propano	7,145	7,145
Isobutano	2,292	2,292
nbutano	2,327	2,327
isopentano	1,012	1,012
npentano	0,483	0,483
C6+	1,539	1,539
	100,00	14,797

#### RESULTADOS 'GRAVEDAD ESPECIFICA Y FACTOR DE COMPRESIBILIDAD z'

SG =	0,809
z =	0,98

DETERMINACION DEL FACTOR DE COMPRESIBILIDAD POR BRILL & BEGGS			
A	B	C	D
0,364	0,072	0,084	0,960

#### RESUMEN 24 HORAS GAS DE ENTRADA PLANTA GASOLINA

Turno	Hidroc. Pesados (%)	Aire (%)	Gravedad Especifica	Factor Comp. (Zf)	MWt
Promedio	14,80	1,20	0,809	0,98	23,42

Figura 34: Grafica de Resultados de Cromatografia de gas de entrada P.G

Fuente: PACIFPETROL S.A



## **CAPITULO IV**

# **DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD OPERATIVA DE LA TORRE DE ABSORCIÓN.**

## 4.1 INTRODUCCION

La investigación realizada fue de tipo descriptiva, por que se refiere a situaciones, eventos y hechos, planteando los como que ocurren durante la operación, sin manipular deliberadamente las variables. Siendo una investigación descriptiva, se trata de especificar las propiedades y características de sucesos que son sometidos a un análisis.

El proceso de absorción puede definirse como la técnica en que una molécula de vapor de hidrocarburo ligero (soluto de interés) entra en solución en una corriente de hidrocarburo líquido (C9, C10, C10+, solvente), el mismo que es separado del flujo de Gas.

El transporte de materia de los componentes de la fase gaseosa soluble en el líquido absorbente, se efectúan desde la fase gaseosa a la líquida.

En este capítulo se evaluarán las propiedades físico - químicas del gas de procesos provenientes de las plantas compresoras: estaciones Tigre y 67, las cuales históricamente han tenido cargas de hidrocarburos pesados mayores que las estaciones que no se encuentran integradas aun al sistema de captación. Las características de la torre, moles removidos y la eficiencia de absorción para varios parámetros de operaciones, servirán para determinar cual daría mayor eficiencia del equipo instalado. Cabe mencionar que la torre fue diseñada para variables diferentes a las que se operan en la actualidad; por lo que las variaciones podrían ser significativas, pero un análisis profundo permitirá determinar las medidas operativas que se deberán aplicar para aprovechar al máximo este equipo que se encuentra sobre dimensionado.

## 4.2 ESPECIFICACIONES DE LA TORRE DE ABSORCION.

Esta torre tiene las características siguientes:

<b>TORRE ABSORBEDORA V-110</b>	
CONDICIONES DE DISEÑO	200 PSIG & 300°F
PLATOS	6 PLATOS EN 4 SECCIONES
DIAMETRO	24"
ALTURA	32 FT, 6"
TIPO DE PLATOS	VALVE TRAYS
AVANCE CORROSION	1/16"
MATERIAL	ACERO CARBON

Tabla 9: Especificaciones de la Torre V-110

FUENTE: PACIFPETROL S.A.

La velocidad del gas de entrada a la torre absorbedora puede tener un valor máximo, y también empieza a arrastrar el aceite que desciende de la torre. Utilizando las propiedades del gas que asciende, se establece la velocidad crítica a la cual se produce este fenómeno, lo que se indica en el cuadro siguiente:

<b>TEMPERATURA (R)</b>	550
<b>PRESION (psia)</b>	134.7
<b>TEMPERATURA REDUCIDA</b>	1.57
<b>PRESION REDUCIDA</b>	0.20
<b>Z</b>	0.980
<b>PM MEDIO</b>	17.16
<b>DENSIDAD DEL GAS (lb/ft<sup>3</sup>)</b>	0.42
<b>G.E. LIQUIDO</b>	0.84
<b>K (ft/sec)</b>	0.35
<b>VELOCIDAD CRITICA (ft/sec)</b>	3.889

Tabla 10: Velocidad Crítica de Arrastre de la Torre T- 110 (torre Absorbedora

).

FUENTE: PACIFPETROL S.A.

**PLANTA DE GASOLINA**

**CAUDALES, PRESIONES, TEMPERATURAS, HIDROCARBUROS PESADOS Y AIRE**

Fecha	Caudal entrada			Caudal salida			TORRE V-110					
	Caudal entrada [MSCFD]	Presión (Psi.)	Temp. (°C)	Caudal salida [MSCFD]	Presión (Psi.)	Temp. (°C)	Absorción [MSCFD]	Presión (Psi.)	Temp. (°C)	Nivel (%)	Hidrocarburos Pesados (%)	Aire (%)
01-ago-15	774,185	130	27,6	423,360	120	32,18	651,158	125,00	40,6	49,6	14,42	1,60
02-ago-15	777,302	130	29,5	432,329	120	32,90	654,583	125,00	44,0	49,6	14,42	1,60
03-ago-15	774,120	130	30,4	420,336	120	32,71	650,094	125,00	43,0	49,6	12,36	2,74
04-ago-15	771,109	130	27,8	415,740	120	31,16	645,565	125,00	42,5	49,6	14,66	1,31
05-ago-15	786,002	130	29,0	430,889	120	33,06	661,093	125,00	41,9	49,6	14,20	0,19
06-ago-15	787,893	130	27,7	437,802	120	30,80	666,369	125,00	41,4	49,6	14,20	0,19
07-ago-15	793,848	130	26,2	435,770	120	29,15	668,853	125,00	39,8	49,6	13,80	0,49
08-ago-15	784,278	130	26,2	431,225	120	29,07	660,535	125,00	42,2	49,6	10,64	1,56
09-ago-15	770,622	130	28,9	415,144	120	31,42	646,591	125,00	44,8	49,6	13,25	1,41
10-ago-15	765,728	130	29,3	415,183	120	31,50	640,781	125,00	44,6	49,6	13,11	1,42
11-ago-15	763,609	130	28,4	411,834	120	30,48	641,814	125,00	39,8	49,6	15,34	0,65
12-ago-15	758,339	130	29,2	400,741	120	31,11	632,153	125,00	40,8	49,6	21,61	0,20
13-ago-15	761,708	130	26,4	419,566	120	29,18	648,396	125,00	39,8	49,6	14,65	0,51
14-ago-15	757,236	130	26,4	425,512	120	29,92	649,443	125,00	43,4	49,6	14,65	0,51
15-ago-15	770,642	130	26,7	417,703	120	29,92	649,462	125,00	40,8	49,6	14,41	2,91
16-ago-15	768,778	130	26,9	415,609	120	29,26	644,946	125,00	39,8	49,6	13,67	1,78
17-ago-15	768,649	130	26,7	414,818	120	29,48	645,923	125,00	41,0	49,6	14,97	1,92
18-ago-15	771,311	130	28,4	418,444	120	32,09	649,181	125,00	42,8	49,6	14,45	1,28
19-ago-15	773,870	130	29,8	410,871	120	32,34	640,785	125,00	41,8	49,6	13,11	1,42
20-ago-15	775,913	130	24,8	426,539	120	28,62	653,620	125,00	40,7	49,6	13,11	1,42
21-ago-15	782,626	130	24,6	428,832	120	31,23	660,965	125,00	40,1	49,6	13,11	1,42
22-ago-15	763,627	130	26,0	416,866	120	30,09	641,616	125,00	40,3	49,6	13,51	2,20
23-ago-15	778,777	130	28,5	433,346	120	30,81	657,141	125,00	39,5	49,6	14,05	1,83
24-ago-15	767,813	130	26,0	422,810	120	29,44	644,330	125,00	40,6	49,6	15,19	1,81
25-ago-15	766,186	130	27,0	414,734	120	30,99	644,333	125,00	40,2	49,6	12,84	2,60
26-ago-15	766,488	130	29,2	413,073	120	31,40	642,579	125,00	39,2	49,6	18,73	0,23
27-ago-15	702,152	130	25,2	375,103	115	29,52	588,188	125,00	40,5	49,6	16,87	0,31
28-ago-15	780,848	130	26,7	431,660	115	29,74	663,157	125,04	41,2	49,6	17,64	1,46
29-ago-15	783,615	130	28,3	433,999	115	32,13	660,302	124,69	40,2	48,3	12,39	1,19
30-ago-15	789,274	130	27,6	440,695	117	30,67	667,186	124,86	39,8	50,0	12,55	1,09
31-ago-15	767,625	130	31,8	416,316	117	34,10	644,480	125,00	39,8	50,000	10,79	0,55
<b>Promedios</b>	<b>771,102</b>	<b>130,00</b>	<b>27,6</b>	<b>420,866</b>	<b>119,34</b>	<b>30,85</b>	<b>648,891</b>	<b>124,99</b>	<b>41,19</b>	<b>49,57</b>	<b>14,28</b>	<b>1,28</b>
<b>Total</b>	<b>23904,17</b>	<b>4030,0</b>	<b>856,9</b>	<b>13046,85</b>	<b>3699,5</b>	<b>956,42</b>	<b>20115,62</b>	<b>3874,58</b>	<b>1277</b>	<b>1536,7</b>		

Tabla 11: Parámetros de Operación de Torre V-100.

ELABORADO POR: MICHAEL DUQUE – RONALD BERNARDINO.  
FUENTE: PACIFPETROL S.A

### 4.3 CALCULO DE PROPIEDADES FISICO-QUIMICAS Y ANALISIS DE PROPIEDADES DEL GAS DE PROCESO INCOMING TORRE V-100

#### TEMPERATURA Y PRESION PSEUDOCRÍTICA DEL GAS NATURAL (MÉTODO KAY, W.B)

INCOMING TOWER V-110							
COMPONENTE	FRACCIÓN MOLAR	MASA MOLAR	TEMP. CRÍTICA	PRESION CRÍTICA	MASA DEL GAS	TSCM	PSCM
	%	lbs/(lb-mol)	°R	PSI	lbs/(lb-mol)	°R	PSI
H2S	0.000	34.08	672.70	1306.0	0.000	0.00	0.00
N2	0.012	28.01	227.60	493.0	0.337	2.74	5.93
CO2	0.008	44.01	547.90	1071.0	0.346	4.31	8.42
C1	0.750	16.04	343.37	667.8	12.034	257.56	500.91
C2	0.082	30.07	550.09	707.8	2.467	45.13	58.07
C3	0.071	44.10	666.10	616.3	3.151	47.59	44.03
C4 - i	0.023	58.12	734.98	529.1	1.332	16.84	12.13
C4 - n	0.023	58.12	765.65	550.7	1.353	17.82	12.81
C5 - i	0.010	72.15	829.10	490.4	0.730	8.39	4.96
C5 - n	0.005	72.15	845.70	488.6	0.348	4.08	2.36
C6	0.015	86.18	913.70	436.9	1.326	14.06	6.72
C7	0.000	142.00	1144.23	370.3	0.000	0.00	0.00
<b>TOTAL</b>					<b>23.424</b>	<b>418.52</b>	<b>656.35</b>

1.00

#### RESULTADOS

MASA MOLAR DE LA MEZCLA DE GAS	<b>M mezcla =</b>	23.424	lbs/(lb-mol)
TEMPERATURA PSEUDOCRÍTICA DEL GAS	<b>TSCM =</b>	418.52	[°R]
PRESIÓN PSEUDOCRÍTICA DEL GAS	<b>PSCM =</b>	656.35	[PSI]

Tabla 12: Temperatura y Presión Pseudocritica del Gas Natural

FUENTE: PACIFPETROL S.A.

#### DATOS

TEMPERATURA MEDIDA	<b>T =</b>	566.14	[°R]
PRESION ABSOLUTA MEDIDA	<b>P =</b>	119.34	[PSIA]
CAUDAL MEDIDO	<b>Q =</b>	800,000	[SCFD]
TEMPERATURA PSEUDOCRÍTICA	<b>TSCM =</b>	418.52	[°R]
PRESIÓN PSEUDOCRÍTICA	<b>PSCM =</b>	656.35	[PSI]

#### CORRECIÓN POR CONTENIDO DE H2S & CO2

FACTOR CORRECCIÓN TSCM	<b>ε =</b>	1.48	[°R]
TEMP. PSEUDOCRÍTICA CORREGIDA	<b>T'SCM =</b>	417.04	[°R]
PRESIÓN PSEUDOCRÍTICA CORREGIDA	<b>P'SCM =</b>	654.03	[PSI]

TEMPERATURA PSEUDOREDUCIDA	<b>Tsr =</b>	1.3575	[Adim]
PRESIÓN PSEUDOREDUCIDAS	<b>Psr =</b>	0.1825	[Adim]

FACTOR DE COMPRESIBILIDAD MEZCLA	<b>Z =</b>	0.971	[Adim]
----------------------------------	------------	-------	--------

FACTOR VOLUMÉTRICO DEL GAS	<b>Bg =</b>	0.130	[Adim]
----------------------------	-------------	-------	--------

Tabla 13: Corrección por Contenido de H2S & CO2.

ELABORADO POR: MICHAEL DUQUE – RONALD BERNARDINO.

DATOS			
PESO MOLECULAR	PM =	23.424	[g/mol]
PRESIÓN DE OPERACIÓN	P =	119.34	[Psia]
	T =	41.19	[°C]
TEMPERATURA DE OPERACIÓN	T =	566.142	[°R]
TEMPERATURA PSEUDOCRÍTICA	T'SCM =	417.04	[°R]
PRESIÓN PSEUDOCRÍTICA	P'SCM =	654.03	[Psia]
CALCULOS			
TEMPERATURA PSEUDOREDUCIDA	Tsr =	1.36	[Adim]
PRESIÓN PSEUDOREDUCIDA	Prs =	0.182	[Adim]
GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL GAS	Sg =	0.80883485	[Adim]

Tabla 14: Cálculo de Temperatura y Presión Pseudocritica

ELABORADO POR: MICHAEL DUQUE – RONALD BERNARDINO.

#### 4.4 Contenido Líquido de un Gas o Riqueza de un Gas" (GPM)

Este parámetro se refiere a los galones de líquido que pueden extraerse por cada mil pies cúbicos de gas natural en condiciones estándares (GPM). En este caso los valores de presión serán 14,7 psia, y la temperatura 60 F o 520 R. También hay que tener en cuenta que la Riqueza Líquida, es diferente a la producción de líquido a través del Proceso Criogénico. Cuando se refiere a la Riqueza Líquida se refiere a la producción de hidrocarburos líquidos que se condensan (pesados), para dar paso a la fracción líquida.

#### 4.5 Cuantificación de los GPM

En una mezcla de gas natural, es indispensable conocer el número de pies cúbicos normales de un componente dado en estado gaseoso que se requiere para producir un galón de líquido. Para lo cual se necesita el valor de la densidad líquida y el peso molecular de cada componente.

**DENSIDAD DE LOS COMPONENTES DE LA GASOLINA NATURAL**

Compuesto	Densidad Líquido	
Propano	582	Kg/m <sup>3</sup>
Butano	601	Kg/m <sup>3</sup>
Pentano	626	Kg/m <sup>3</sup>
Hexano	659	Kg/m <sup>3</sup>
Heptano	680	Kg/m <sup>3</sup>

Tabla 15: Densidad de los Componentes de la Gasolina Natural

.FUENTE: PACIFPETROL S.A

Una fórmula general para determinar el número de pies cúbicos normales de hidrocarburos gaseosos necesario para producir un galón de hidrocarburos líquidos se utiliza la siguiente fórmula:

$$\frac{PCN (gas)}{galones (liquido)} = \frac{379,6 \times \rho L}{7,4805 \times M}$$

Los cálculos se pueden realizar a través de la siguiente ecuación:

$${}^{22}GPM = \sum_{i=3}^n \left( \frac{(1000) \times Y_i \times \rho_i}{379,6} \right) \quad (2.11)$$

En donde:

(Y<sub>1</sub>) = fracción molar;

(ρ<sub>i</sub>) = densidad molar (gal / lbmol)

En las siguientes tablas se dan los resultados del volumen de gasolina (GPM) que se podrían recuperar del gas proveniente de las diferentes estaciones productoras.

<sup>22</sup> Análisis del proceso de captación, transporte, separación, compresión y tratamiento del Gas Natural para obtención de gasolina. Daniel Freile & Tedys Zambrano

**GASOLINA NATURAL OBTENIDA**

**INCOMING PLANTA**

Componente	Fracción Molar	Masa Molar	Densidad	Eficiencia	GPM
	%	g/mol	lb / SCF	%	Gal/MSCFD
N2	1.202				
CO2	0.786	44.000			
C1	75.010	16.043			
C2	8.204	30.069			
C3	7.145	44.096	31.62	80	1.570
C4 - i	2.292	58.123	35.10	95	0.710
C4 - n	2.327	58.123	36.43	95	0.695
C5 - i	1.012	72.000	38.96	95	0.350
C5 - n	0.483	72.000	39.36	95	0.165
C6	1.539	86.200	41.39	100	0.631
<b>TOTAL GPM</b>					<b>4.122</b>

<b>HC PESADOS</b>	14.80
-------------------	-------

**GASOLINA NATURAL / DÍA**

SECCIÓN	GPM	MSCFD	Bls / DÍA
PLANTA	4.122	650	63

Tabla 16: Gasolina Natural Obtenida

.FUENTE: Pacifpetrol S.A

#### 4.6 ANALISIS DE LA OPERACIÓN ACTUAL.

Para obtener los valores del % de Moles absorbidas en el proceso y determinar la eficiencia operativa se hicieron los cálculos que permiten obtener rangos que serán usados en el método gráfico, los mismos que servirán para evaluar el mejor modelo que se ajuste al funcionamiento óptimo de la Planta.

La unidad absorbidora fue diseñada para extraer del gas componentes en particular. La extracción de cualquier componente de la corriente de gas es definida por la fracción del componente en la corriente de gas rico y la fracción del componente en la corriente gas pobre.

$${}^{23} \frac{Y_{n+1} - Y_1}{Y_{n+1} - Y_o} = \frac{A^{n+1} - A}{A^{n+1} - 1} = E_a$$

<sup>23</sup>GPSA - Engineering Data Book, 12Ed; PAG 688



El objetivo de este trabajo es que la planta absorbidora recupere el 80% del propano que se encuentra en una corriente de 100 moles de gas rico. La torre absorbidora posee 6 platos teóricos. Se asume que el aceite pobre que ingresa al proceso es separado completamente de los componentes recobrados del Gas rico, y luego se determina:

- ✓ La tasa de circulación de aceite que debe ser usada si la temperatura de operación promedio es 106°F y la presión 119 psia.
- ✓ La composición del gas al abandonar la torre contactora.
- ✓ La eficiencia del sistema.

Con la eficiencia de absorción dada para recuperar 80% de propano ( $E_a=0,80$ ) y los 6 platos teóricos, de la figura 19-51 de la GPSA **ANEXO 15**, se lee el valor de A.

Luego se procede a calcular la tasa de aceite necesaria para remover el propano con la eficiencia requerida. Se lee el valor de k en la figura 25-13 de la GPSA **ANEXO 16**.

$${}^{24}L_o = A(K_{avg})(Vn + 1)$$

$$L_o = 1,8(0,88)(100)$$

$$L_o = 158,4 \text{ [Mol/HR]}$$

Donde:

$L_o$ = Caudal acumulado requerido.

A=factor de absorción.

$K_{avg}$ =factor K

$Vn$ =eficiencia requerida del proceso

(GPSA - ENGINEERING DATA BOOK, 2004)

---

<sup>24</sup> GPSA- Engineering Data Book 12 ED.Tulsa, Oklahoma; 2004 Pag. 557.

Utilizando las cartas de equilibrio de la sección 25 de la GPSA **ANEXO 16,17,18,19,20,21.22,23** con temperatura y presión dada. Se leen los valores del factor K para cada componente del gas a T=106°F y P=119 psia.

% MOL	FACTOR K
C1	24
C2	6.5
C3	1.8
C4	0.8
C4	0.6
C5	0.28
C5	0.24
C6+	0.8

Tabla 17: Valores del Factor K

FUENTE: MICHAEL DUQUE –RONALD BERNARDINO.

Una vez determinados los valores K para cada uno de los componentes, y con el valor de  $L_o$  del inciso 1 se procede a calcular los valores de A (factor de absorción) para cada componente restante de la corriente de gas:

$${}^{25}A = \frac{L_o}{(K_{avg})(Vn + 1)}$$

Metano

$$A = \frac{158,4}{(24)(100)}$$

$$A = 0,066$$

<sup>25</sup> GPSA- Engineering Data Book 12 ED.Tulsa, Oklahoma; 2004  
Pág. 557

Componente	% MOL	FACTOR K	A
<b>C1</b>	75.01	24	0.066
<b>C2</b>	8.20	6.5	0.243692308
<b>C3</b>	7.14	1.8	0.88
<b>C4</b>	2.29	0.8	1.98
<b>C4</b>	2.33	0.6	2.64
<b>C5</b>	1.01	0.28	5.657142857
<b>C5</b>	0.48	0.24	6.6
<b>C6+</b>	1.54	0.8	1.98

Tabla 18:: Valores de A (factor de absorción)

FUENTE: MICHAEL DUQUE – RONALD BERNARDINO.

Con los valores de A hallados en el paso anterior y con la gráfica 19-51 de la GPSA **ANEXO 15** y teniendo en cuenta los platos de la torre absorbadora se leen los valores de  $E_a$  para cada componente.

	% MOL	factor K	A	$E_a$
<b>C1</b>	75.01	24	0.066	<b>0.05</b>
<b>C2</b>	8.20	6.5	0.243692308	<b>0.225</b>
<b>C3</b>	7.14	1.8	0.88	<b>0.8</b>
<b>C4</b>	2.29	0.8	1.98	<b>0.92</b>
<b>C4</b>	2.33	0.6	2.64	<b>0.92</b>
<b>C5</b>	1.01	0.28	5.657142857	<b>0.95</b>
<b>C5</b>	0.48	0.24	6.6	<b>0.95</b>
<b>C6+</b>	1.54	0.8	1.98	<b>0.96</b>

Tabla 19: Valores de  $E_a$

FUENTE: MICHAEL DUQUE – RONALD BERNARDINO

A continuación se calculan los moles de cada uno de los componentes presentes en la corriente de gas pobre:

Para el Metano

$${}^{26}E_a = \frac{Y_{n+1} - Y_1}{Y_{n+1} - Y_0}$$

<sup>26</sup>GPSA- Engineering Data Book 12 ED.Tulsa, Oklahoma; 2004Pág. 557

$$0,05 = \frac{75,01 - Y1}{75,01 - 0}$$

$$Y1 = 71,26 \text{ Moles}$$

	% MOL	factor K	A	EA	Y1
C1	75.01	24	0.066	<b>0.05</b>	71.26
C2	8.20	6.5	0.243692308	<b>0.225</b>	6.36
C3	7.14	1.8	0.88	<b>0.8</b>	1.43
C4	2.29	0.8	1.98	<b>0.92</b>	0.18
C4	2.33	0.6	2.64	<b>0.92</b>	0.19
C5	1.01	0.28	5.657142857	<b>0.95</b>	0.05
C5	0.48	0.24	6.6	<b>0.95</b>	0.02
C6+	1.54	0.8	1.98	<b>0.96</b>	0.06
<b>98.0111373</b>					<b>79.5520928</b>
<b>MOLES REMOVIDAS</b>			18.46		

Tabla 20: Valores del Factor K

FUENTE: MICHAEL DUQUE – RONALD BERNARDINO

Finalmente se calculan las moles de cada componente en la corriente de aceite rico.

$$L = Yn + 1 - Y1 + Yo$$

	% MOL	factor K	A	EA	Y1	L
C1	75.01	24	0.066	<b>0.05</b>	71.26	<b>3.7504811</b>
C2	8.20	6.5	0.243692308	<b>0.225</b>	6.36	<b>1.84593912</b>
C3	7.14	1.8	0.88	<b>0.8</b>	1.43	<b>5.71563902</b>
C4	2.29	0.8	1.98	<b>0.92</b>	0.18	<b>2.10829955</b>
C4	2.33	0.6	2.64	<b>0.92</b>	0.19	<b>2.14080243</b>
C5	1.01	0.28	5.657142857	<b>0.95</b>	0.05	<b>0.96165503</b>
C5	0.48	0.24	6.6	<b>0.95</b>	0.02	<b>0.45879859</b>
C6+	1.54	0.8	1.98	<b>0.96</b>	0.06	<b>1.4774297</b>
<b>98.0111373</b>					<b>79.5520928</b>	<b>18.4590445</b>

Tabla 21: : Valores del Factor K

FUENTE: MICHAEL DUQUE – RONALD BERNARDINO

Debido a que no se toman en cuenta los contaminantes del gas, la sumatoria total no da 100 moles en los componentes del gas.

#### 4.7 CÁLCULO DE LA EFICIENCIA DE LA PLANTA EN BASE AL RECOBRO DE C3.

La eficiencia en base al recobro de C3+ se define como la relación de moles o masa de esta fracción (propano y más pesados) extraído como líquido de la corriente del gas de alimentación.

En la **figura 33** se tiene un diagrama de las corrientes de alimentación y los productos obtenidos en una planta de extracción fracciones líquidas, definida como:

**E:** Masa de gas de entrada en base molar

**R:** Masa de gas residual en base molar

**L:** Masa de LNG en base molar

Igualmente se definen las siguientes fracciones molares de los pseudocomponentes Y1 y Y2, donde:

$$Y1 = Y_{CO2} + Y_{C1} + Y_{C2}$$

$$Y2 = Y_{C3+}$$

$$Y_{CO2} = \text{Fracción Molar de } CO_2$$

$$Y_{C1} = \text{Fracción Molar de } C_1$$

$$Y_{C2} = \text{Fracción Molar de } C_2$$

$$Y_{C3+} = \text{Fracción Molar } C_{3+}$$

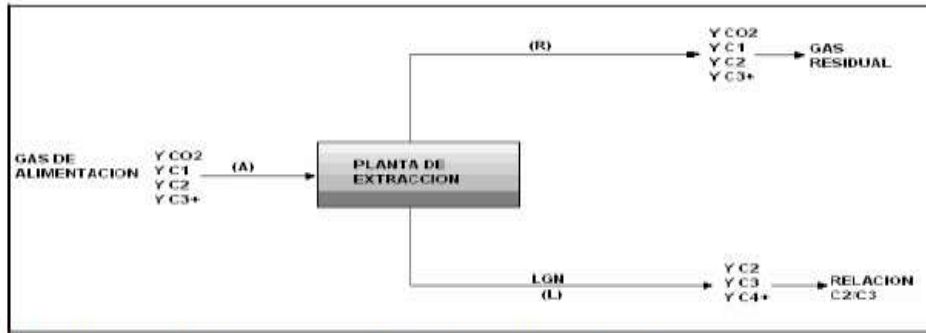


Figura 35: Diagrama de Corrientes de Alimentación y los Fuente: Manual Técnico de Extracción de LGN.

$$^{27}Eficiencia = \left( 1 - \frac{Y2(R * Y1(E))}{Y2(E) * Y1(R)} \right) * 100$$

DATOS	
Y2@	0.0193
Y1@	0.81617376
Y1€	0.87213796
Y2€	0.14797342
EF	86.0

Se suma los valores de los contaminantes.

Tabla 22: Eficiencia de Absorción.

FUENTE: Michael Duque – Ronald Bernardino.

Con los parámetros antes mencionados vemos que la eficiencia de absorción es de 86%.

#### 4.8 COMPARACION DE RESULTADOS CON OTROS PARAMETROS DE OPERACIÓN.

Parámetros De diseño de la torre:

Q=771 MSCFD

T=120 °F

<sup>27</sup>GPSA- Engineering Data Book 12 ED.Tulsa, Oklahoma; 2004  
Pág. 557

P=50 psi.

Para efectos de cálculos se toman los mismos valores de la cromatografía de gases del ingreso a la Planta de Gasolina, ver anexo 24.

TEMPERATURA Y PRESION PSEUDOCRÍTICA DEL GAS NATURAL (MÉTODO KAY, W.B)							
INCOMING TOWER V-110							
COMPONENTE	FRACCION MOLAR	MASA MOLAR	TEMP. CRITICA	PRESION CRITICA	MASA DEL GAS	TSCM	PSCM
	%	lbs/(lb-mol)	°R	PSI	lbs/(lb-mol)	°R	PSI
H2S	0.000	34.08	672.70	1306.0	0.000	0.00	0.00
N2	0.012	28.01	227.60	493.0	0.337	2.74	5.93
CO2	0.008	44.01	547.90	1071.0	0.346	4.31	8.42
C1	0.750	16.04	343.37	667.8	12.034	257.56	500.91
C2	0.082	30.07	550.09	707.8	2.467	45.13	58.07
C3	0.071	44.10	666.10	616.3	3.151	47.59	44.03
C4 - i	0.023	58.12	734.98	529.1	1.332	16.84	12.13
C4 - n	0.023	58.12	765.65	550.7	1.353	17.82	12.81
C5 - i	0.010	72.15	829.10	490.4	0.730	8.39	4.96
C5 - n	0.005	72.15	845.70	488.6	0.348	4.08	2.36
C6	0.015	86.18	913.70	436.9	1.326	14.06	6.72
C7	0.000	142.00	1144.23	370.3	0.000	0.00	0.00
<b>TOTAL</b>					<b>23.424</b>	<b>418.52</b>	<b>656.35</b>

1.00

RESULTADOS			
MASA MOLAR DE LA MEZCLA DE GAS	<b>M mezcla =</b>	23.424	lbs/(lb-mol)
TEMPERATURA PSEUDOCRÍTICA DEL GAS	<b>TSCM =</b>	418.52	[°R]
PRESIÓN PSEUDOCRÍTICA DEL GAS	<b>PSCM =</b>	656.35	[PSI]

Tabla 23: Temperatura y Presión Pseudocritica del escenario 2

FUENTE: Pacifpetrol S.A

DATOS		
TEMPERATURA MEDIDA	<b>T =</b>	566.14 [°R]
PRESION ABSOLUTA MEDIDA	<b>P =</b>	119.34 [PSIA]
CAUDAL MEDIDO	<b>Q =</b>	800,000 [SCFD]
TEMPERATURA PSEUDOCRITICA	<b>TSCM =</b>	418.52 [°R]
PRESIÓN PSEUDOCRITICA	<b>PSCM =</b>	656.35 [PSI]

CORRECIÓN POR CONTENIDO DE H2S & CO2		
FACTOR CORRECCIÓN TSCM	<b>ε =</b>	1.48 [°R]
TEMP. PSEUDOCRITICA CORREGIDA	<b>T'SCM =</b>	417.04 [°R]
PRESIÓN PSEUDOCRITICA CORREGIDA	<b>P'SCM =</b>	654.03 [PSI]

TEMPERATURA PSEUDOREDUCIDA	<b>Tsr =</b>	1.3575 [Adim]
PRESIÓN PSEUDOREDUCIDAS	<b>Psr =</b>	0.1825 [Adim]

FACTOR DE COMPRESIBILIDAD MEZCLA	<b>Z =</b>	0.971 [Adim]
----------------------------------	------------	--------------

FACTOR VOLUMÉTRICO DEL GAS	<b>Bg =</b>	0.130 [Adim]
----------------------------	-------------	--------------

Tabla 24: Corrección por Contenido de H2S & CO2 del escenario 2

.FUENTE: Michael Duque – Ronald Bernardino.

**DATOS**

PESO MOLECULAR	PM =	23.424	[g/mol]
PRESIÓN DE OPERACIÓN	P =	119.34	[Psia]
	T =	41.19	[°C]
TEMPERATURA DE OPERACIÓN	T =	566.142	[°R]
TEMPERATURA PSEUDOCRÍTICA	T'SCM =	417.04	[°R]
PRESIÓN PSEUDOCRÍTICA	P'SCM =	654.03	[Psia]

**CALCULOS**

TEMPERATURA PSEUDOREDUCIDA	T <sub>sr</sub> =	1.36	[Adim]
PRESIÓN PSEUDOREDUCIDA	P <sub>sr</sub> =	0.182	[Adim]
GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL GAS	S <sub>g</sub> =	0.80883485	[Adim]

Tabla 25: Cálculos de Temperatura y Presión Pseudocrítica del escenario 2.

FUENTE: Michael Duque – Ronald Bernardino.

**% DE ABSORCION DE COMPONENTES DEL GAS.**

	% MOL	factor K	A	EA	Y1	L
C1	75.01	60	0.0264	<b>0.025</b>	73.13	<b>1.87524055</b>
C2	8.20	13	0.121846154	<b>0.08</b>	7.55	<b>0.65633391</b>
C3	7.14	4.4	0.36	<b>0.34</b>	4.72	<b>2.42914658</b>
C4	2.29	1.8	0.88	<b>0.82</b>	0.41	<b>1.87913656</b>
C4	2.33	1.3	1.218461538	<b>0.9</b>	0.23	<b>2.09426325</b>
C5	1.01	0.6	2.64	<b>1</b>	0.00	<b>1.01226846</b>
C5	0.48	0.46	3.443478261	<b>1</b>	0.00	<b>0.48294589</b>
C6+	1.54	0.16	9.9	<b>1</b>	0.00	<b>1.53898927</b>
	98.0111373	MOLES REMOVIDAS	18.6		86.0428129	11.9683245

Tabla 26: Porcentaje de Absorción de Componentes del Gas.

FUENTE: Michael Duque – Ronald Bernardino.

**EFICIENCIA.**

**DATOS**

Y2®	0.0536
Y1®	0.82682221
Y1€	0.85213796
Y2€	0.14797342
EF	62.7

Se suma los valores de los contaminantes.

Tabla 27: Eficiencia del Escenario 2.



ELABORA POR: Michael Duque – Ronald Bernardino.

#### 4.9 ANALISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LA TORRE V-100 A 100 PSI Y 120°F.

	% MOL	factor K	A	EA	Y1	L
C1	75.01	30	0.0528	0.05	71.26	3.7504811
C2	8.20	7	0.226285714	0.18	6.73	1.47675129
C3	7.14	2.2	0.72	0.675	2.32	4.82257042
C4	2.29	1	1.584	0.925	0.17	2.1197577
C4	2.33	0.7	2.262857143	0.96	0.09	2.2338808
C5	1.01	0.34	4.658823529	0.99	0.01	1.00214577
C5	0.48	0.26	6.092307692	1	0.00	0.48294589
C6+	1.54	0.99	1.6	1	0.00	1.53898927
	98.0111373	MOLES REMOVIDAS	17.20		80.5836151	17.4275222

Tabla 28: Porcentaje de Absorción del Escenario 3.

FUENTE: Michael Duque – Ronald Bernardino.

Se suman los valores de los contaminantes:

DATOS	
Y2Ⓞ	0.0260
Y1Ⓞ	0.79986563
Y1€	0.85213796
Y2€	0.14797342
EF	81.3

Tabla 29: Eficiencia del escenario 3.

FUENTE: Michael Duque – Ronald Bernardino.

#### 4.10 ANALISIS DE TORRE V-100 A 125 PSI Y 120°F.

	% MOL	factor K	A	EA	Y1	L
C1	75.01	28	0.056571429	0.05	71.26	3.7504811
C2	8.20	5	0.3168	0.28	5.91	2.29716868
C3	7.14	1.6	0.99	0.85	1.07	6.07286646
C4	2.29	0.78	2.030769231	1	0.00	2.29162995
C4	2.33	0.59	2.684745763	1	0.00	2.32695917
C5	1.01	0.28	5.657142857	1	0.00	1.01226846
C5	0.48	0.22	7.2	1	0.00	0.48294589
C6+	1.54	0.078	20.30769231	1	0.00	1.53898927
	98.0111373	MOLES REMOVIDAS	39.24		78.2378284	19.773309

TABLA No 30: Porcentaje de Absorción del Escenario 4

FUENTE: Michael Duque – Ronald Bernardino.

Se suman los valores de los contaminantes

DATOS	
Y2®	0.0107
Y1®	0.79166146
Y1€	0.85213796
Y2€	0.14797342
EF	92.2

Tabla 30: Eficiencia del escenario 4.

FUENTE: Michael Duque – Ronald Bernardino

#### 4.11 ESCALA DE EFICIENCIA A DISTINTAS PRESIONES:

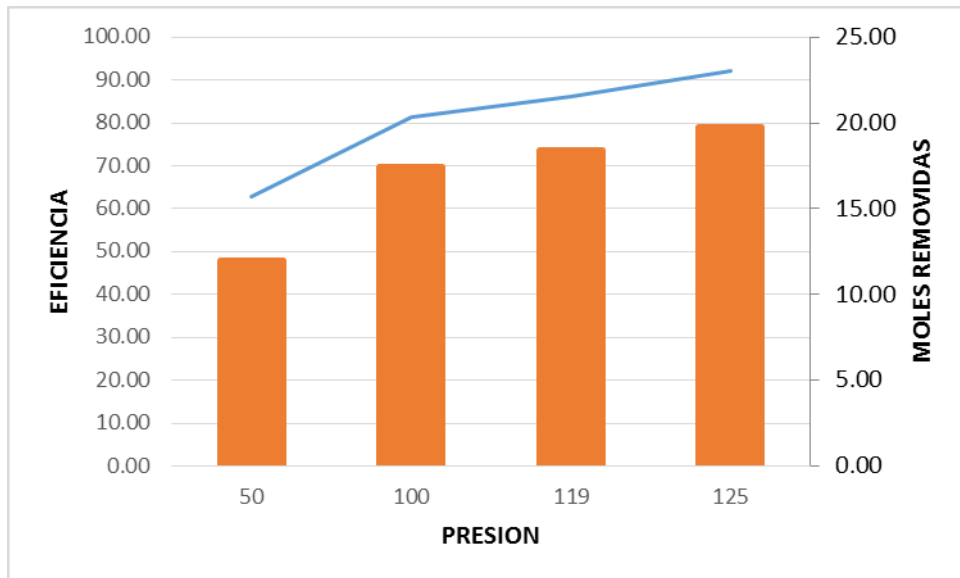


Figura 36: Representación Gráfica de la Eficiencia a distintas Presiones

Fuente: Michael Duque – Ronald Bernardino.

#### 4.12 CAUDALES DE GAS DE ENTRADA DE LOS ULTIMOS AÑOS

AÑO	PROMEDIO (SCFD)
2008	738159
2009	660804
2010	620400
2011	674070
2012	721910
2013	743810
2014	750570
2015	743005

Tabla 31: CAUDALES DE GAS DE ENTRADA DE LOS ULTIMOS AÑOS.

FUENTE: Michael Duque – Ronald Bernardino.

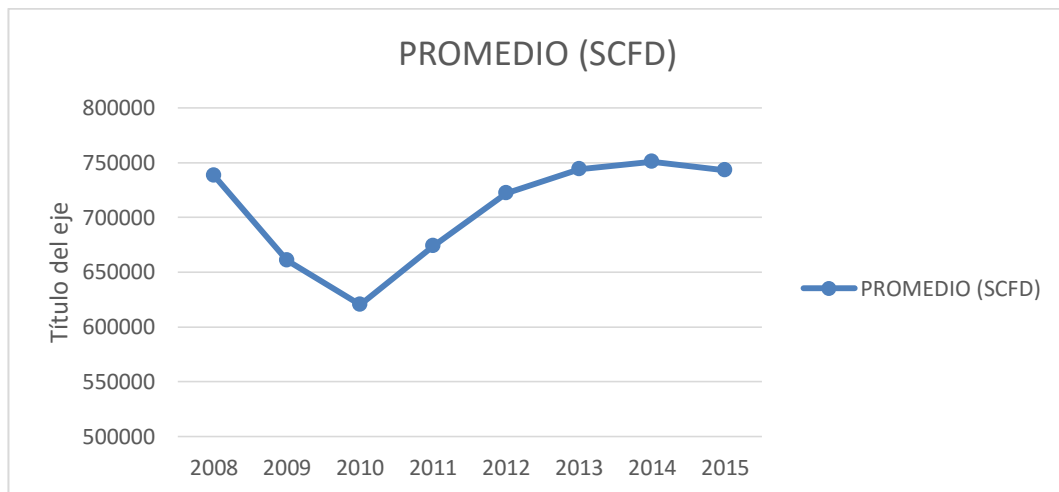


Figura 37: Representación Gráfica de los Caudales de Entrada de Gas en los últimos 8 años

Fuente: Michael Duque – Ronald Bernardino.

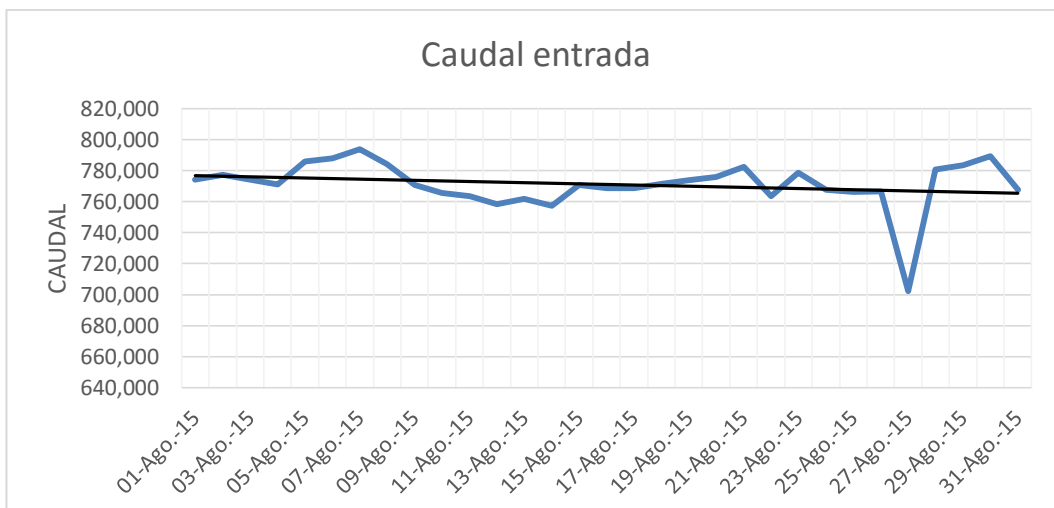


Figura 38: Representación Gráfica de los Caudales de Entrada de Gas en el mes de Agosto.

Fuente: Michael Duque – Ronald Bernardino.

## **CAPÍTULO V**

# **ANÁLISIS ECONÓMICO**

## 5.1 INTRODUCCION

La tabla presentada a continuación nos muestra los valores de gastos mensuales:

DESCRIPCIÓN	UND	PRECIO	MES 1
FILTRO DE KB500-016 SEPARACION GAS ACEITE MARCA KELTEC. CODIGO KB500-016	und	\$ 1.096	\$ 1.096
ACEITE DEL COMPRESOR CPI CP-1515-100 SINTETICO	gl	\$ 82	\$ 2.470
FILTRO DE SUCCION: NZ55000400 4 KITS	und	\$ 160	\$ 160,06
FILTRO: LAF 1716, DE AIRE PRIMARIO, LUBER FINE.(SUCCION PLANTAS)	und	\$ 39	\$ 39
FILTRO: LAF 1717, DE AIRE SECUNDARIOLUBER FINER.(SUCCION PLANTAS)	und	\$ 18	\$ 18
FILTRO DE ACEITE MARCA LUBER FINER. CODIGO LFP 4005 (COMPRESOR)	und	\$ 17	\$ 17
ADICIONALES EQUIPOS Y MATERIALES			\$ 200
ADICIONALES MANO DE OBRA			\$ 500
ACEITE ABSORVEDOR		\$ 2,24	\$ 1.232
<b>TOTAL</b>			<b>\$ 5.732</b>

Tabla 32: Eficiencia del escenario 4.:

FUENTE: Michael Duque – Ronald Bernardino

5.2 El análisis económico del proyecto está representado en la tabla siguiente:

ARO	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
Produccion Gasolina (Bls/Año)	26645	27010	28543	28105	28981	29200	29382,5	29017,5	29565	29382,5	
Produccion Gasolina (Bls /Dia)	73	74	78,2	77	79,4	80	80,5	79,5	81	80,5	
Precio VTI	\$ 62,00	\$ 64,00	\$ 66,00	\$ 68,00	\$ 70,00	\$ 72,00	\$ 74,00	\$ 76,00	\$ 78,00	\$ 80,00	
API Gasolina (grados)	37,73	37,73	37,73	37,73	37,73	37,73	37,73	37,73	37,73	37,73	
INGRESO (\$/año)	\$ 1.851.990,00	#####	#####	\$ 1.911.140,00	\$ 2.028.670,00	\$ 2.102.400,00	\$ 2.174.305,00	\$ 2.205.330,00	\$ 2.306.070,00	\$ 2.350.600,00	\$ 20.342.983,00
COSTO OPERATIVO - Mantenimiento Predictivo & Preventivo (\$/año)	\$ 1.800.000,00	\$ 54.977,38	\$ 52.000,00	\$ 50.000,00	\$ 48.000,00	\$ 46.000,00	\$ 45.000,00	\$ 44.000,00	\$ 43.000,00	\$ 42.000,00	\$ 2.224.977,38
5% IMPREVISTOS	\$ 90.000,00	\$ 2.748,87	\$ 2.600,00	\$ 2.500,00	\$ 2.400,00	\$ 2.300,00	\$ 2.250,00	\$ 2.200,00	\$ 2.150,00	\$ 2.100,00	\$ 111.248,87
INVERSIÓN	\$ 120.843,60										
UJO NETO DE EFECTIVO(\$/año)	\$ (358.853,60)	#####	\$ 1.670.913,75	\$ 1.829.238,00	\$ 1.858.640,00	\$ 1.978.270,00	\$ 2.054.100,00	\$ 2.127.055,00	\$ 2.159.130,00	\$ 2.260.920,00	\$ 2.306.500,00
UJO ACUMULADO DE EFECTIVO	\$ (358.853,60)	\$ (717.707,20)	\$ 953.206,55	\$ 2.782.444,55	\$ 4.641.084,55	\$ 6.619.354,55	\$ 8.673.454,5	\$ 10.800.509,55	\$ 12.959.639,55	\$ 15.220.559,55	\$ 17.527.059,55
TASA	18%										
VAN	\$ 5.446.824,21										
TIR	474%										
RCB	8,71										
PERIODO DE RECUPERACIÓN	2										

Tabla 33: Análisis Económico del Proyecto

FUENTE: Michael Duque – Ronald Bernardino

### 5.3 ANÁLISIS DE LA RENTABILIDAD DEL PROYECTO.

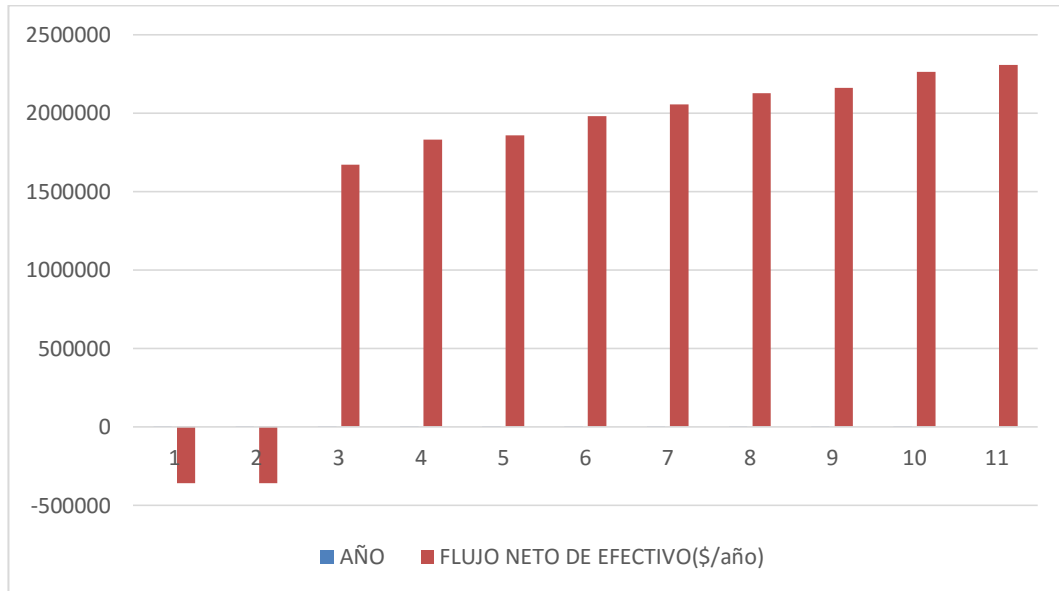


Figura 39: FLUJO NETO EFECTIVO.

Fuente: Michael Duque – Ronald Bernardino.



## **CAPITULO VI**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.**

## 6.1 CONCLUSIONES

- ❖ En la actualidad, con una presión de 120 psi y con una carga de 800.000 STF3/DIA, la planta de gasolina opera con una eficiencia del 86%.
- ❖ En base a la propuesta presentada en este proyecto se determinó que cuando la presión de operación tiene niveles bajos (50 a 100 psi) la eficiencia varía del 62,66% al 81,30%, y cuando la presión se incrementa a 125psi la eficiencia alcanza su valor máximo (92,20%)pero manteniendo la temperatura del gas en 120 °F en los dos casos.
- ❖ En función del historial de producción se estimó que el caudal del gas de ingreso está disminuyendo en 20 MSCF por mes aproximadamente, luego de seguir la misma proyección al cabo de un año la producción de gas caería drásticamente a 500 MSCFD.
- ❖ Del análisis económico efectuado se verificó que los índices: Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR) dan valores positivos (sobre cero), lo cual significó que el proyecto es rentable.
- ❖ Así mismo, el Período de Retorno de la Inversión (PRI) o recuperación económica sería de 2 años, aproximadamente, reforzando la tesis de que el referido proyecto es viable.

## 6.2 RECOMENDACIONES

- ❖ Mejorar las condiciones de operación (presiones, temperaturas y caudales), mantenimientos y seguridad de las diversas unidades que conforman la planta, para permitir la recuperación de productos más pesados, lo cual significaría incrementar la producción futuras de gasolina natural.
- ❖ Integrar más pozos productores al sistema de captación de gas, o en su defecto organizar programas de reacondicionamientos de los pozos captados para incrementar el caudal de gas que ingresaría a dicha planta.
- ❖ Continuar haciendo monitoreos de las condiciones operativas con el fin de mejorar la eficiencia de la planta.
- ❖ Realizar trabajos de inspecciones técnicas o ensayos programados no destructivos para determinar la vida útil de esta importante planta de gasolina.
- ❖ Poder pagar al estado en gas pobre realizando una modificación en el contrato de la empresa con el estado, en vez de quemar los gases residuales que quedan al salir de la Torre V-110
- ❖ Comercializar como combustible el gas pobre residual que sería quemado en provincias cercanas como Cuenca o Guayaquil; o con la Sub estación Termoeléctrica Santa Elena.

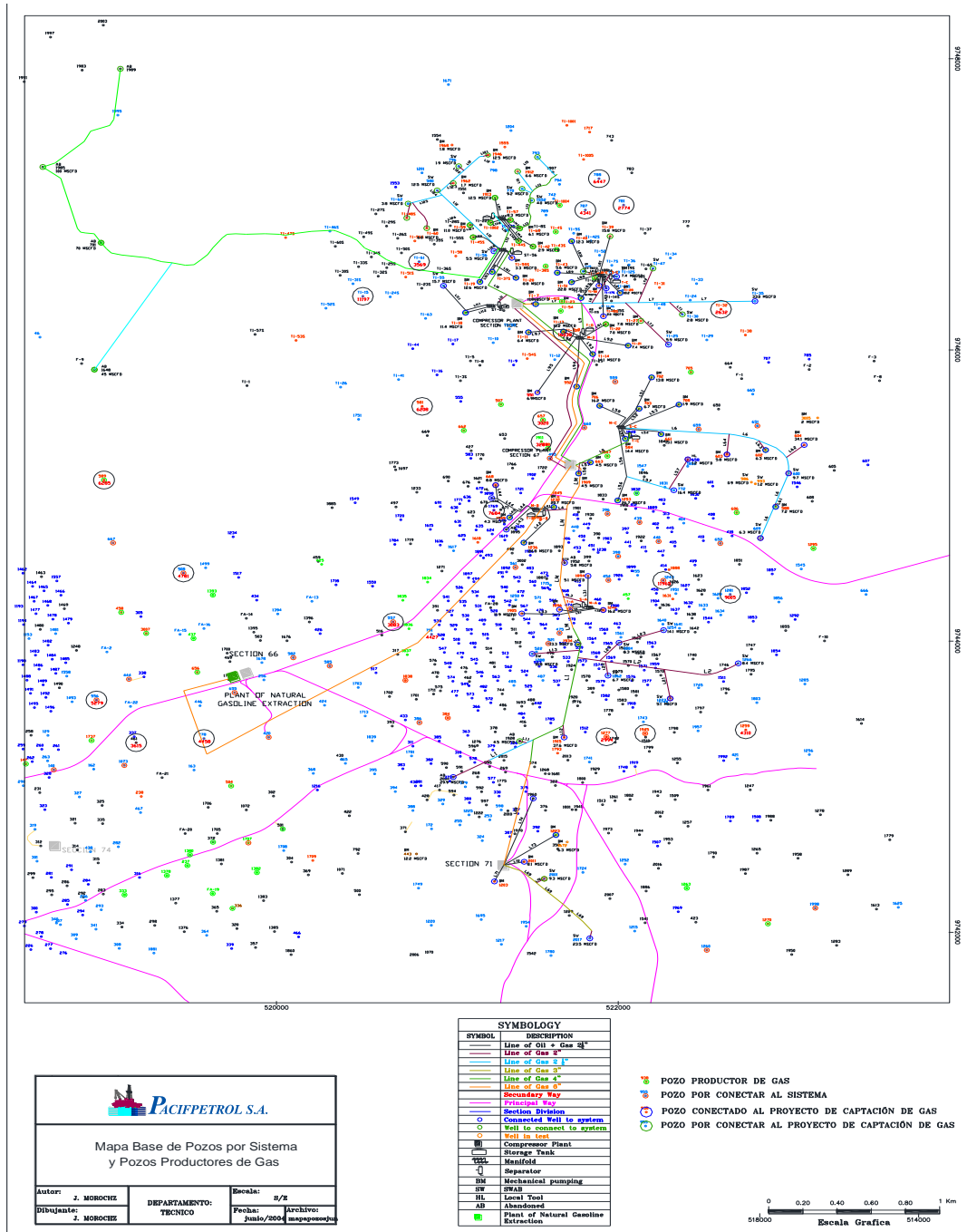
## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.

- Anglo- Ecuadorian Oilfields/ Ltd.  
Ancón Absortion – Stripping Facility; Equipment Specifications.
- Introducción a la Termodinámica en Ingeniería Química - Quinta Edición en Español por MCGRAW-HILL/Interamericana Editores, S.A. DE C.V.
- Operaciones Unitarias en Ingeniería Química- Séptima edición McGRAW-HILL/Interamericana Editores, S.A. de C.V
- Gpsa, Engineering Data Book, FPS Version, Volumes I & II, Sections 1-26.
- Recobro de líquidos NGL, Seminario de Ingeniería de Gas, 30 de marzo de 2012 Escuela de Ingeniería de Petróleos Facultad de Ingenierías Físico-Químicas.
- Engineering Data Book - FPS Version Volumes I & II Sections 1-26.
- Planta de Gasolina de Ancón; Ingeniería Conceptual Y Básica de Modificaciones y Actuación- Pacifpetrol S.A.

## ANEXOS

# ANEXO 1

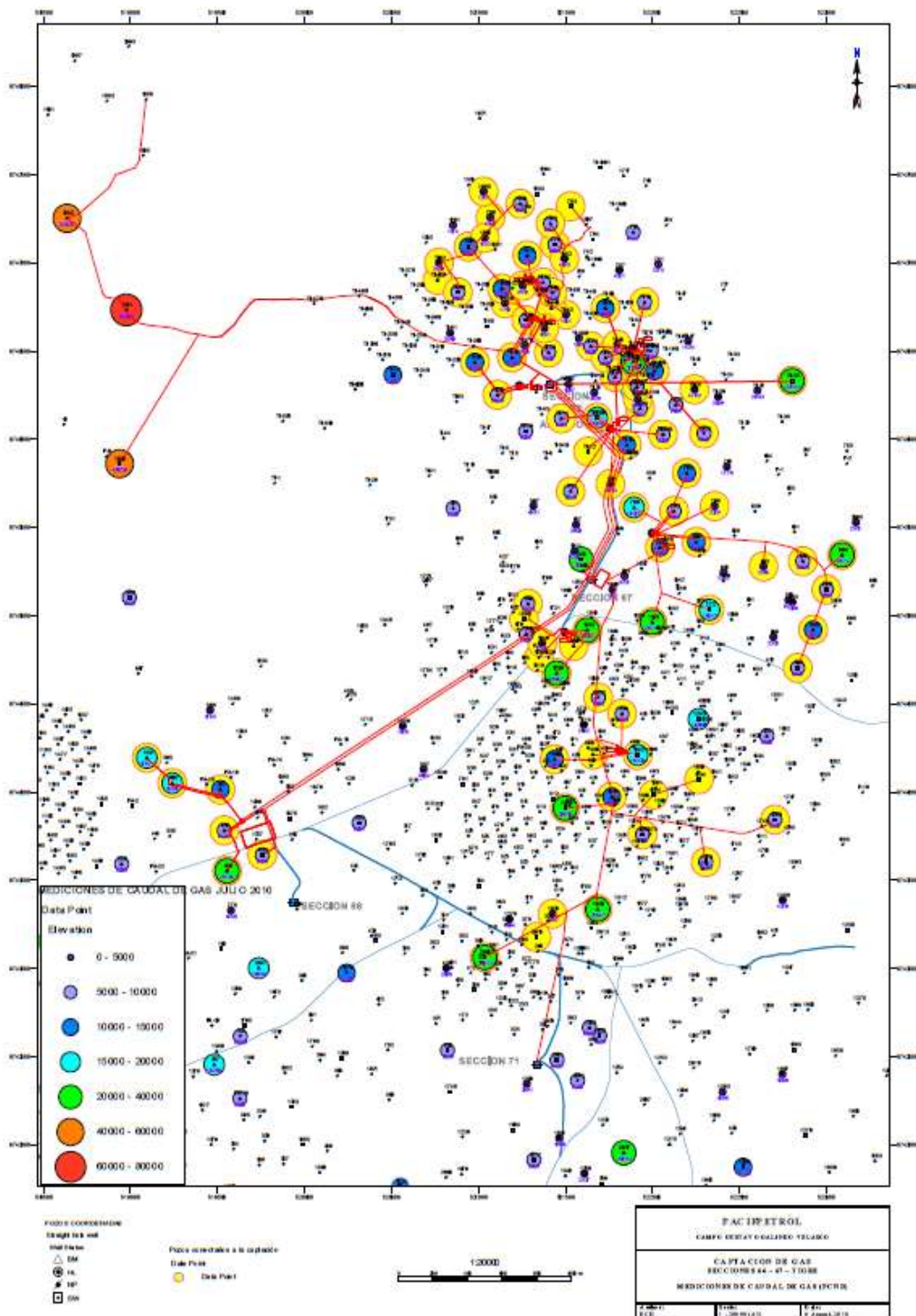
Anexo 1: MAPA BASE DE POZOS POR SISTEMAS Y POZOS PRODUCTORES DE GAS



FUENTE: Pacifpetrol S.A

## ANEXO 2

### Anexo 2: MEDICIONES DE CAUDAL DE GAS NATURAL



FUENTE: PACIFPETROL S.

### ANEXO 3



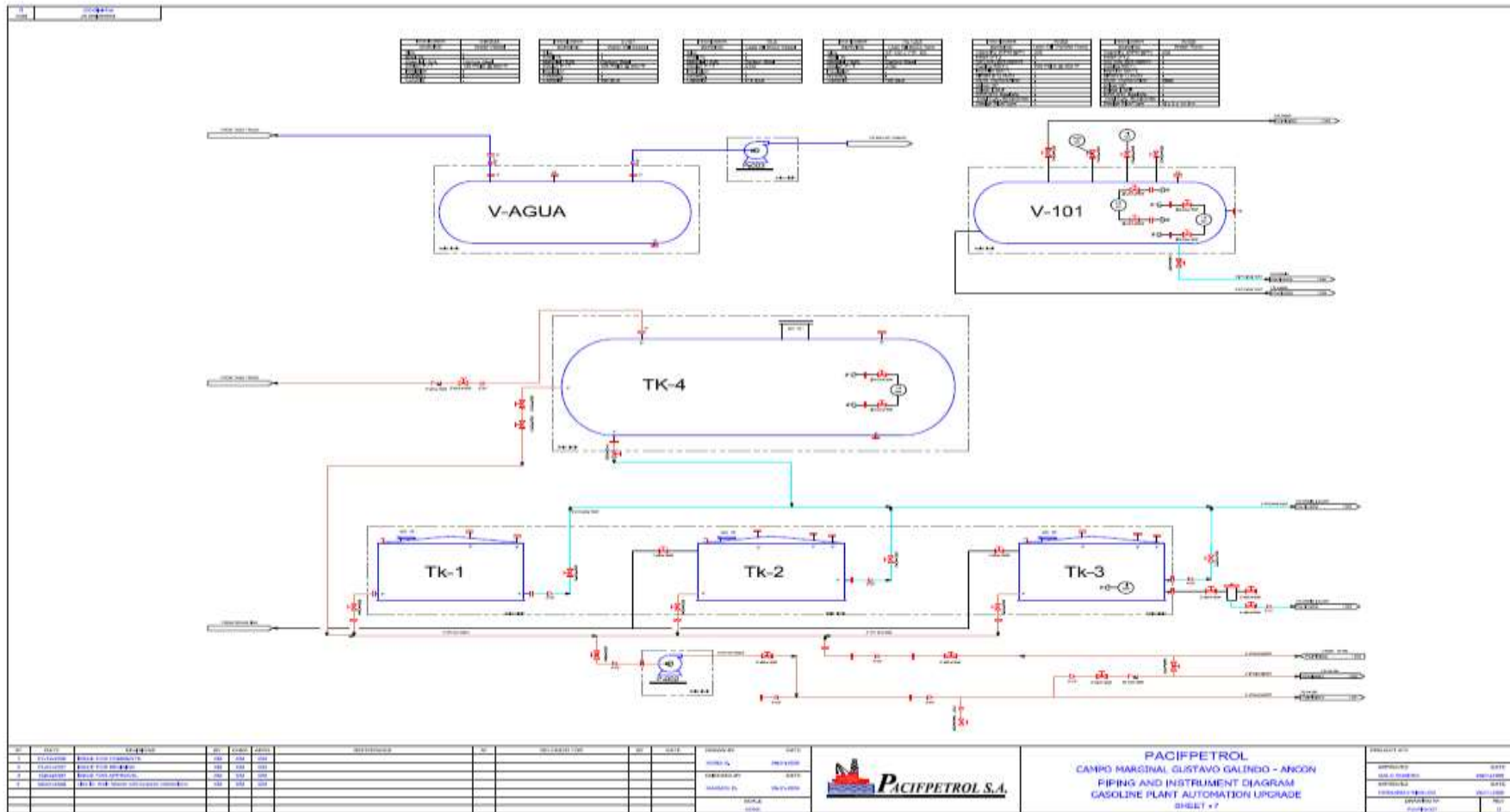
Anexo 3 Proceso de Extracción de gasolina

FUENTE: PACIFICPETROL S.A

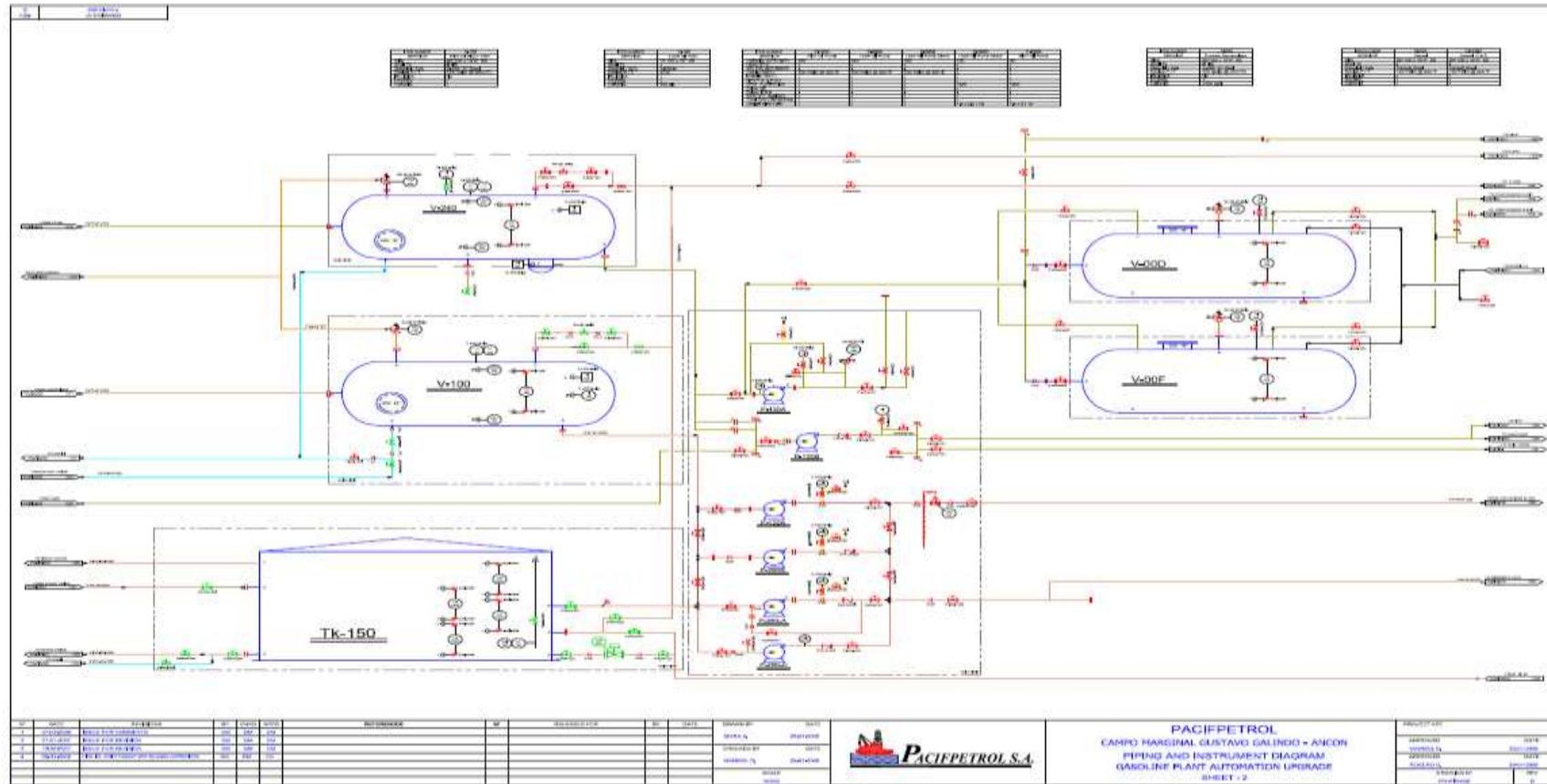


# ANEXO 4

Anexo 4 Diagrama de instrumentación de la Planta

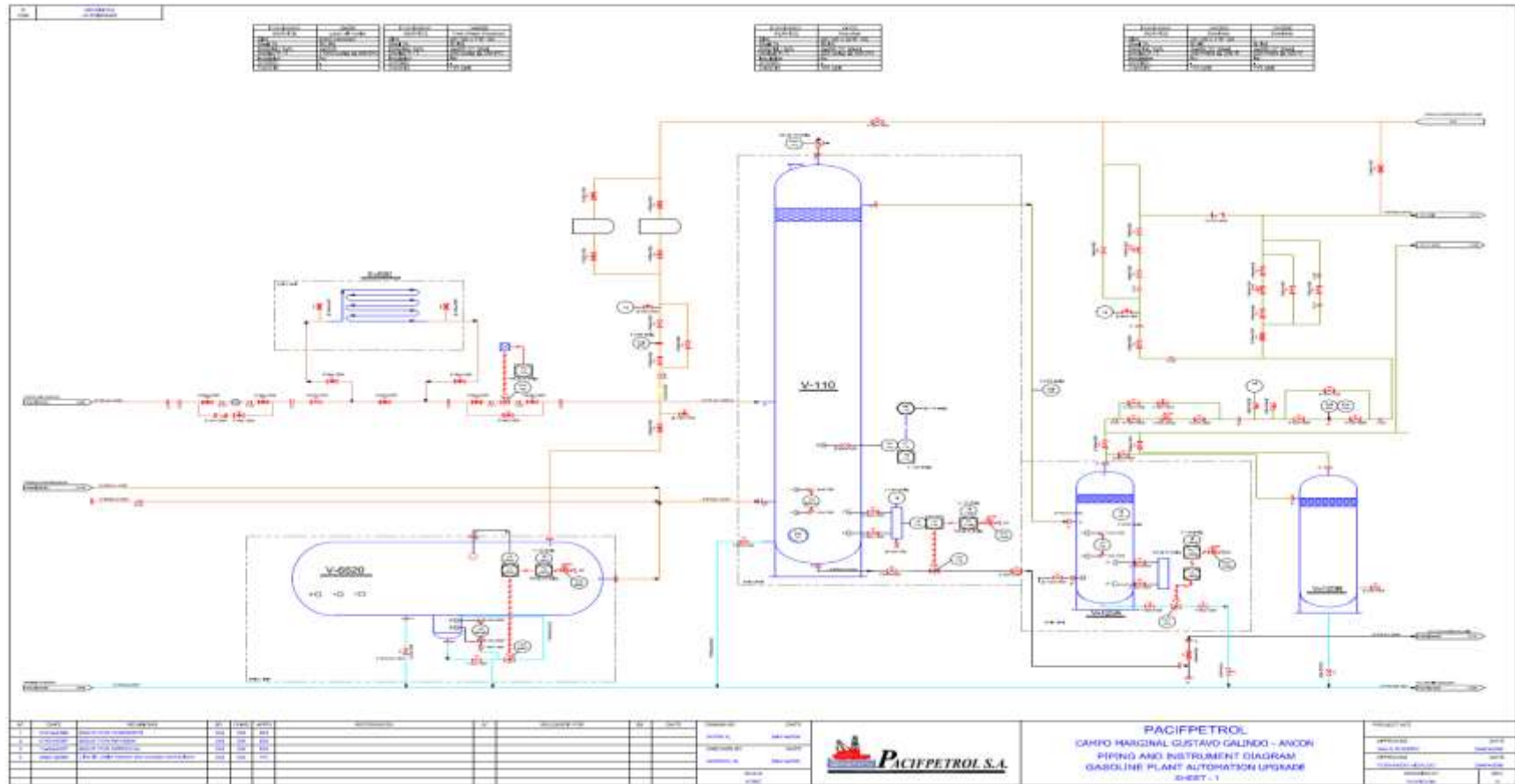


## ANEXO 5



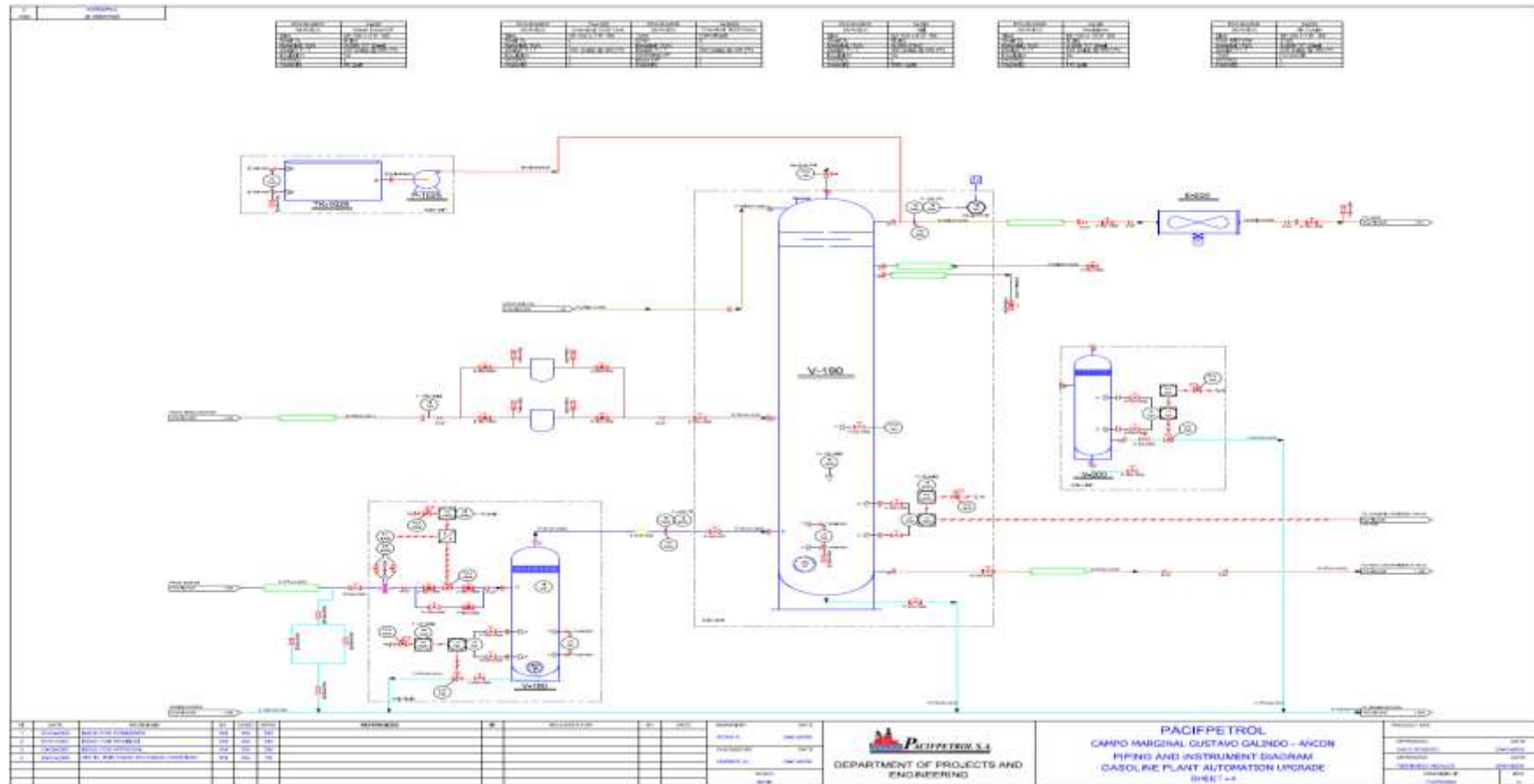
Anexo 5 Diagrama de instrumentación de la Planta

## ANEXO 6



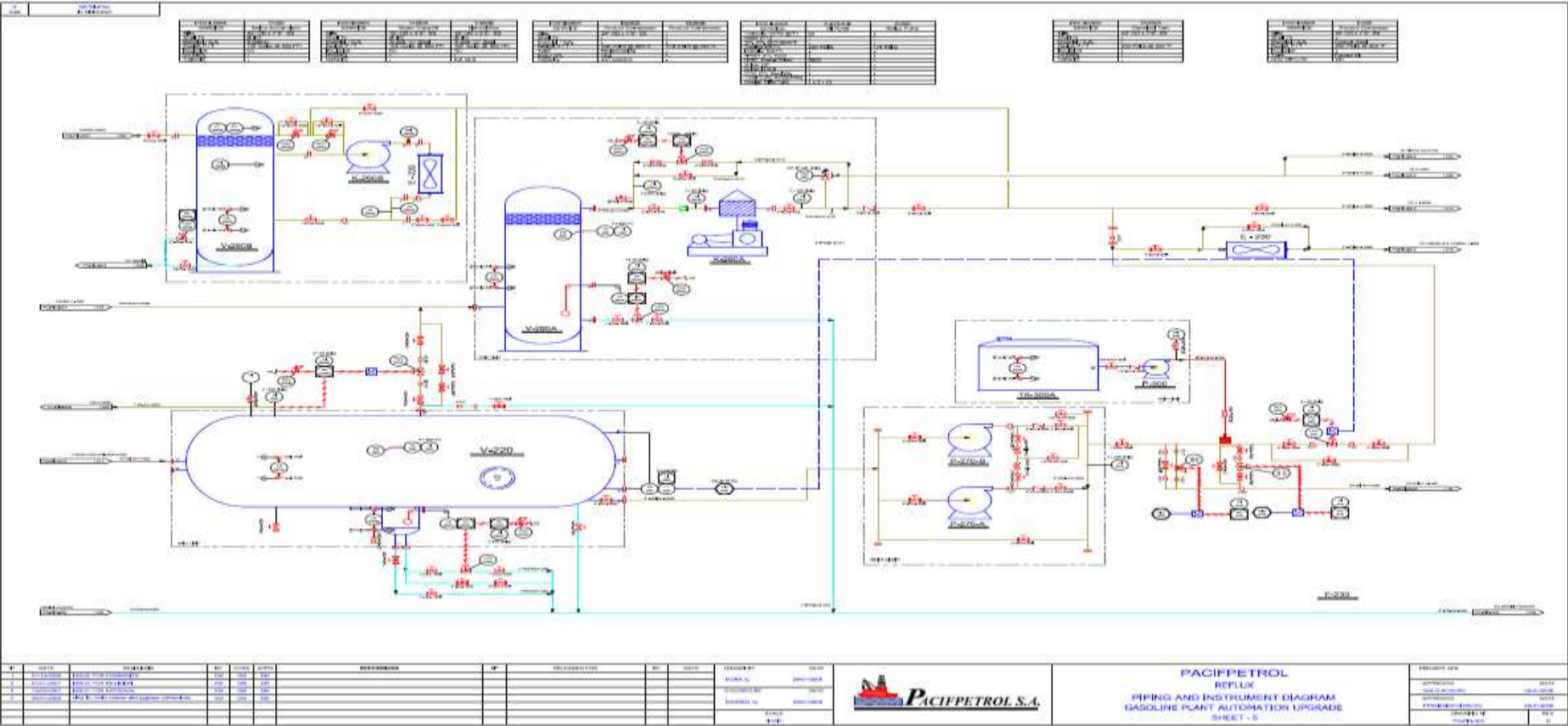
Anexo 6 Diagrama de instrumentación de la Planta

## ANEXO 7



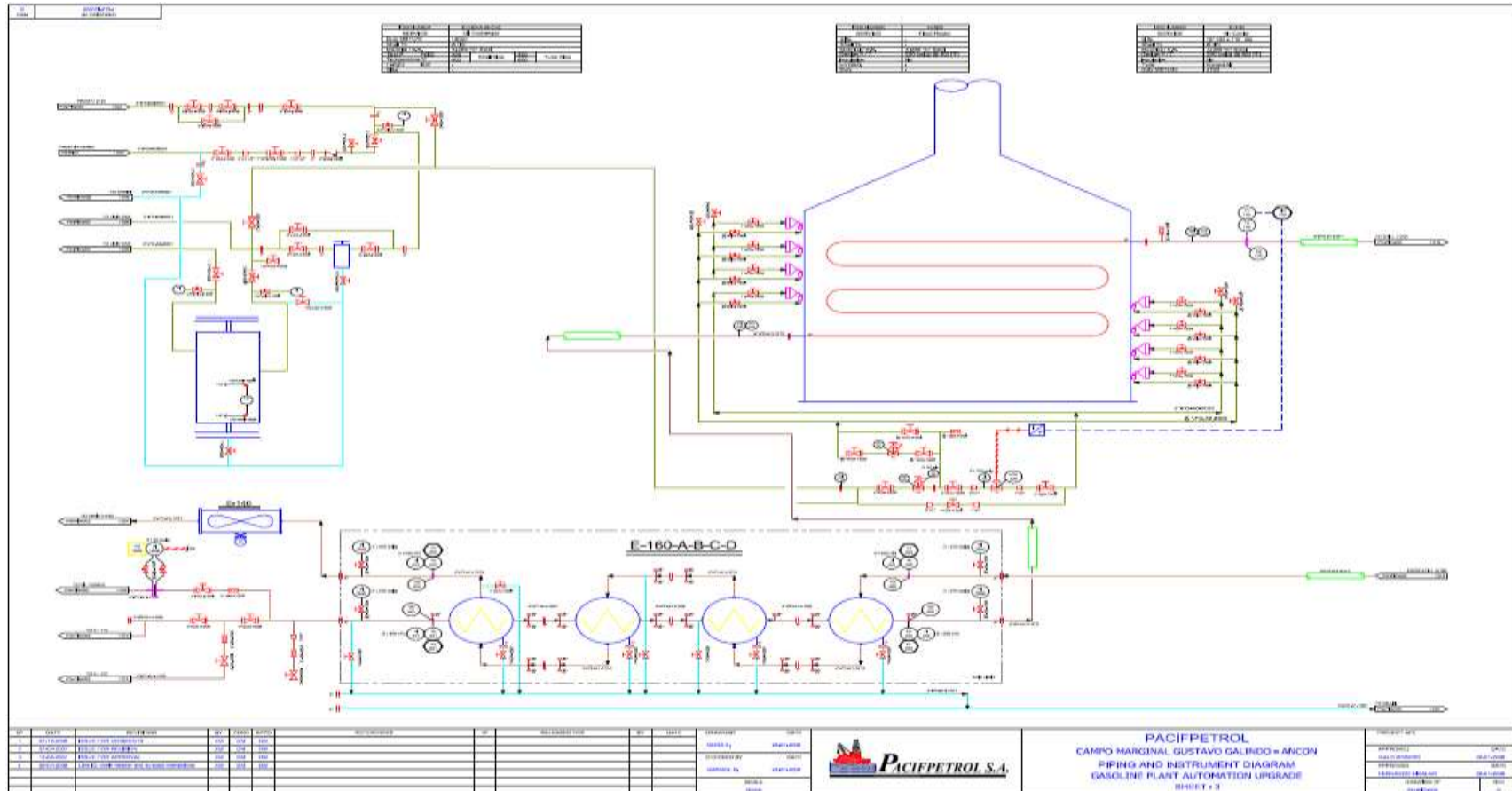
Anexo 7 Diagrama de instrumentación de la Planta

# ANEXO 8



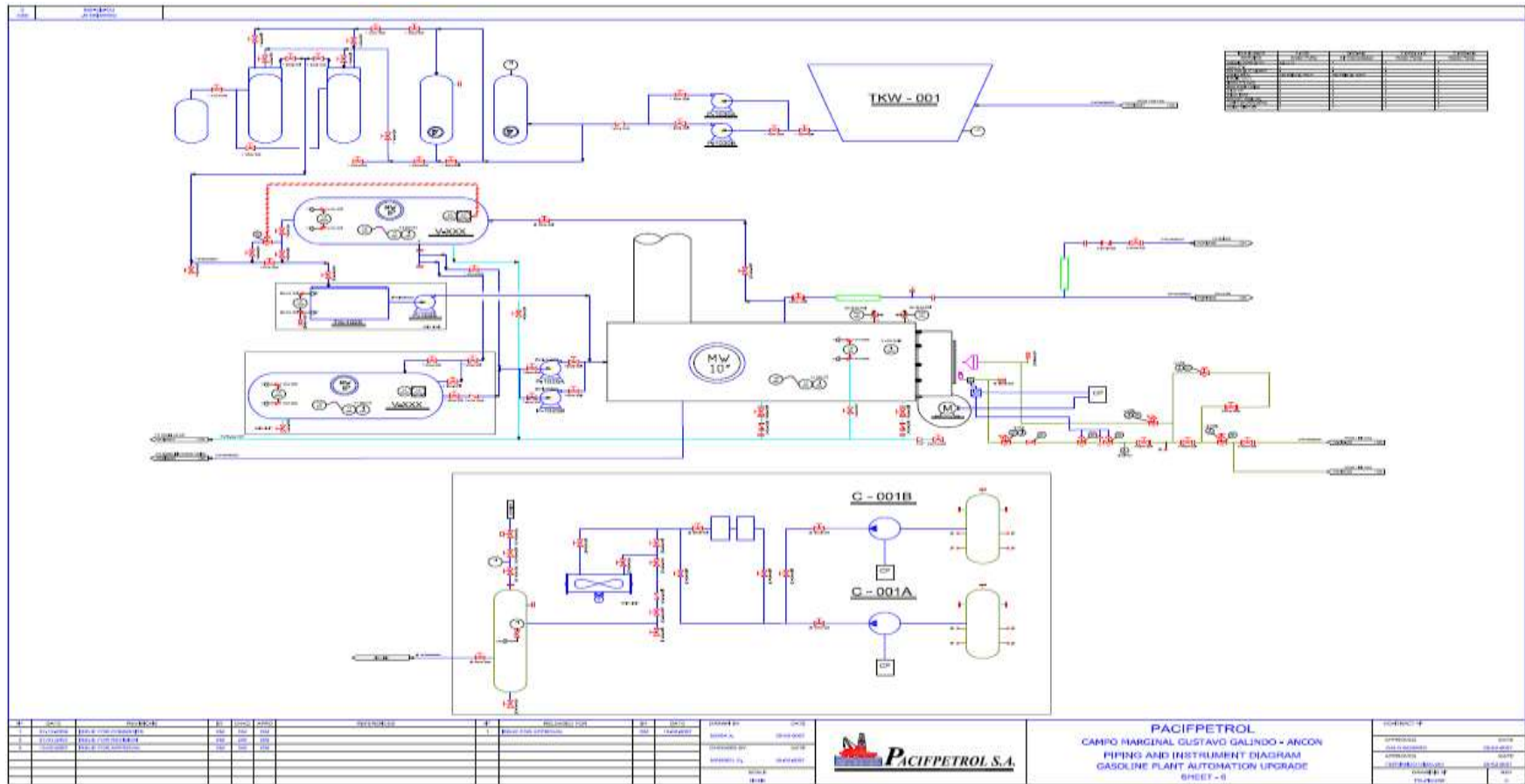
Anexo 8 Diagrama de instrumentación de la Planta

## ANEXO 9



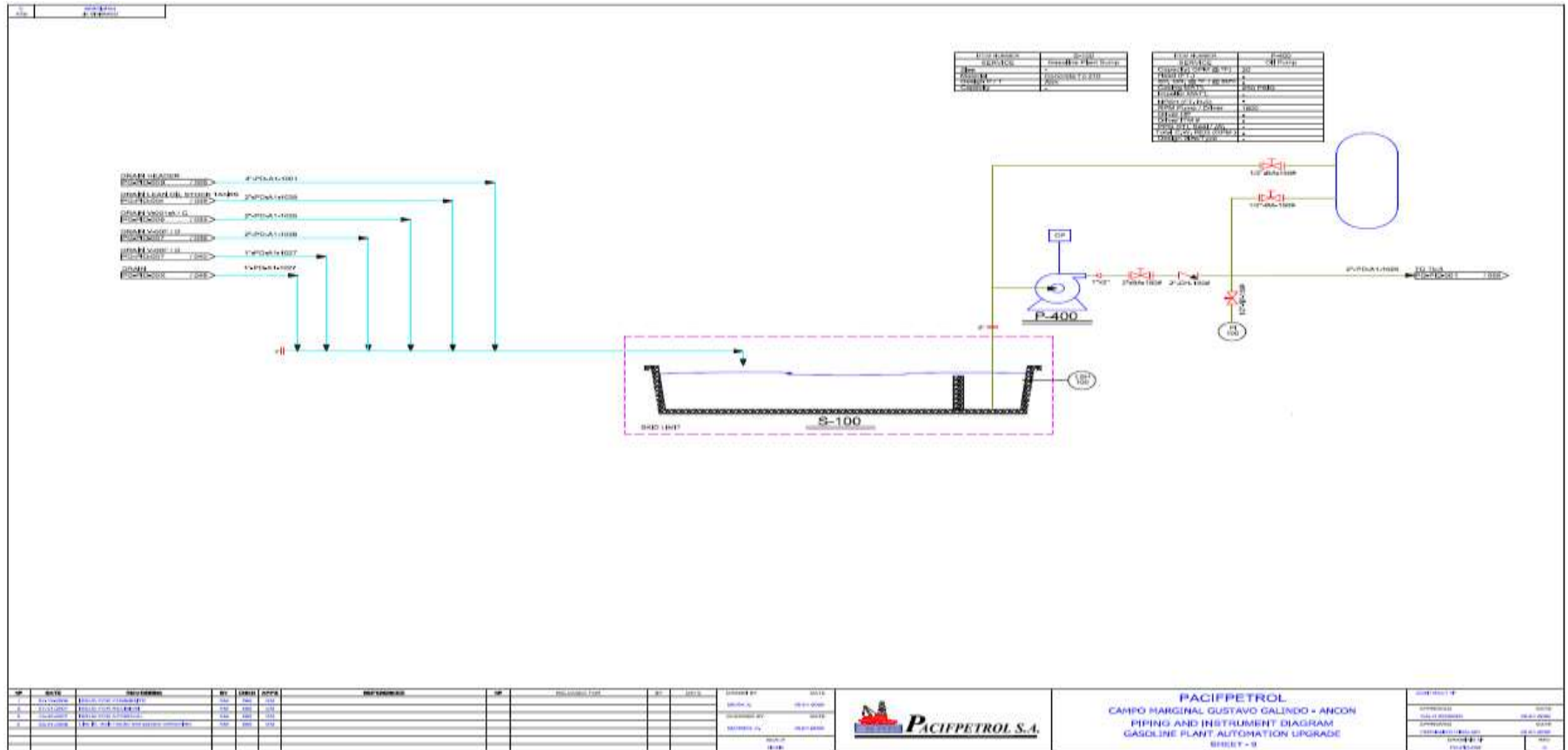
Anexo 9 Diagrama de instrumentación de la Planta

## ANEXO 10



Anexo 10 Diagrama de instrumentación de la Planta

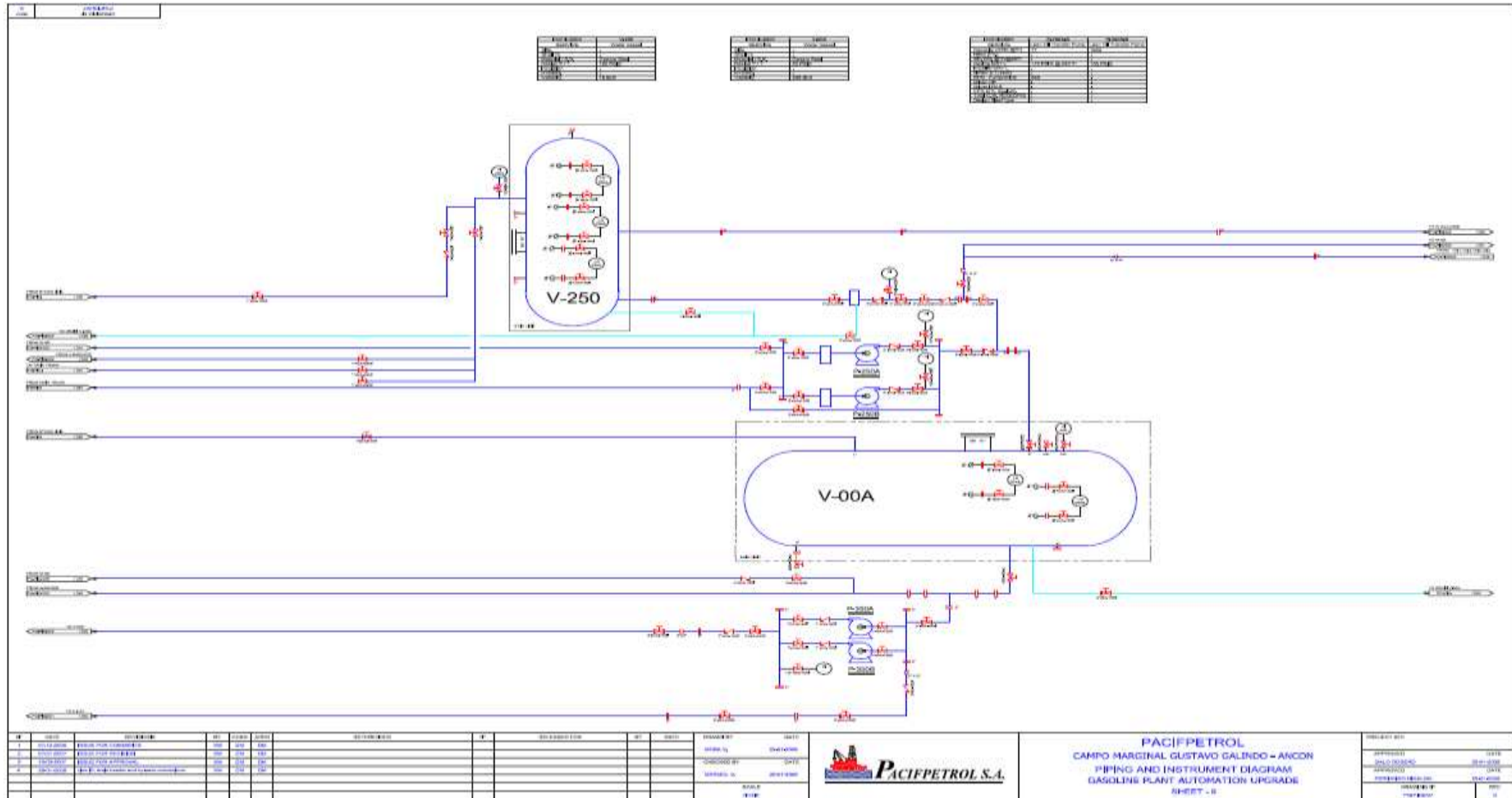
# ANEXO 11



Anexo 11 bDiagrama de instrumentación de la Planta

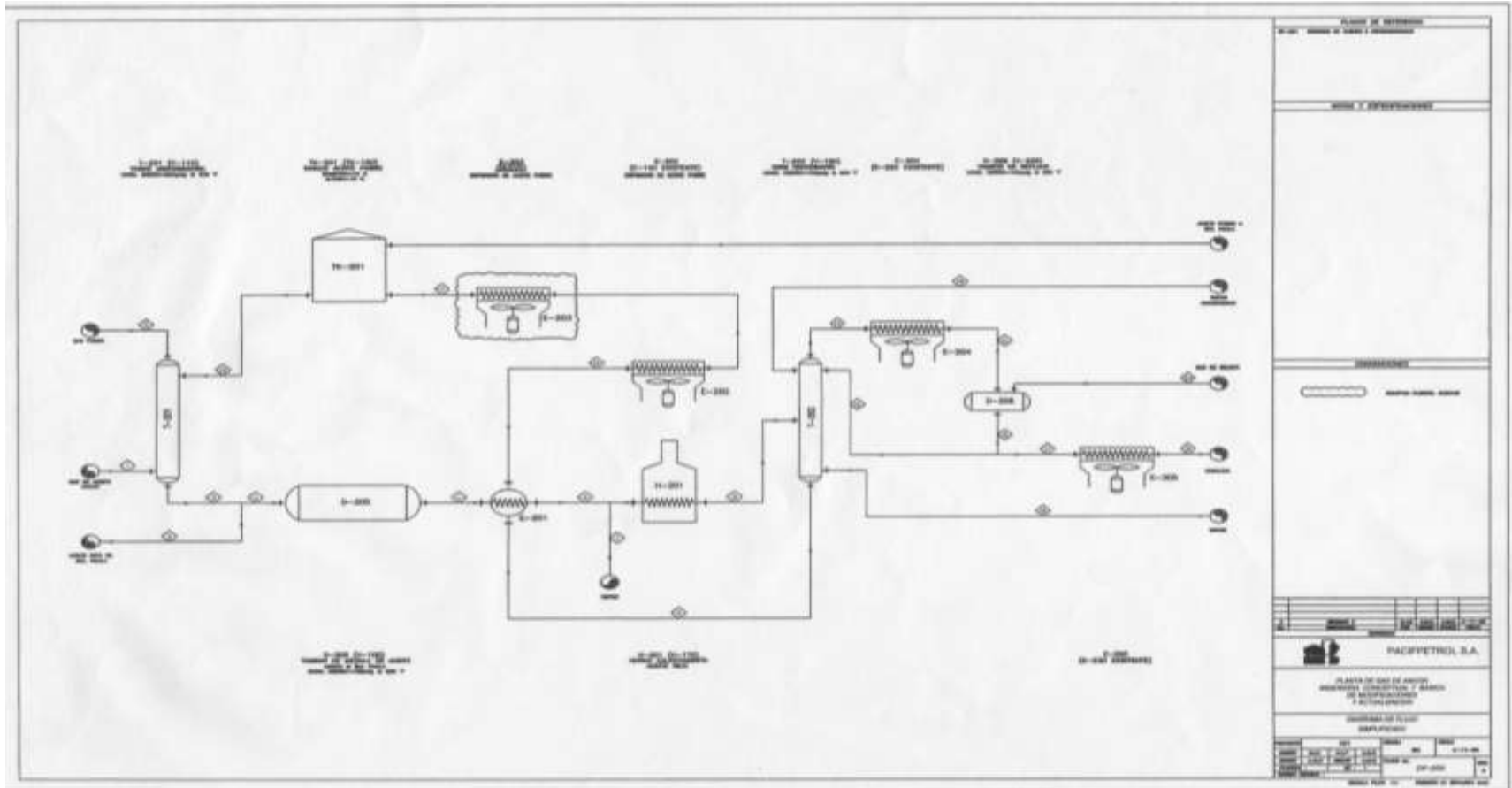


## ANEXO 12



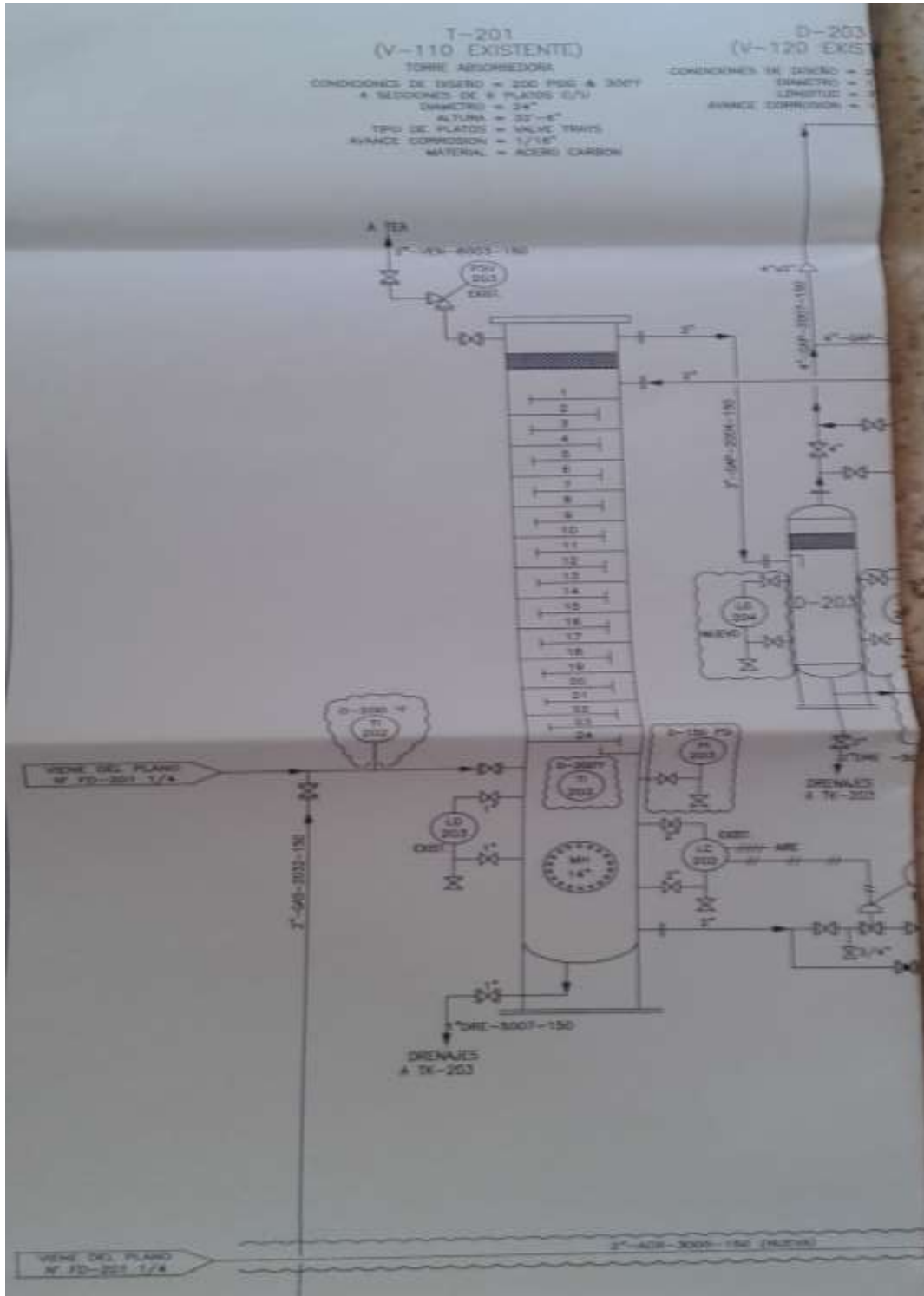
Anexo 12 Diagrama de instrumentación de la Planta

# ANEXO 13



Anexo 13 Diagrama de Flujo simplificado

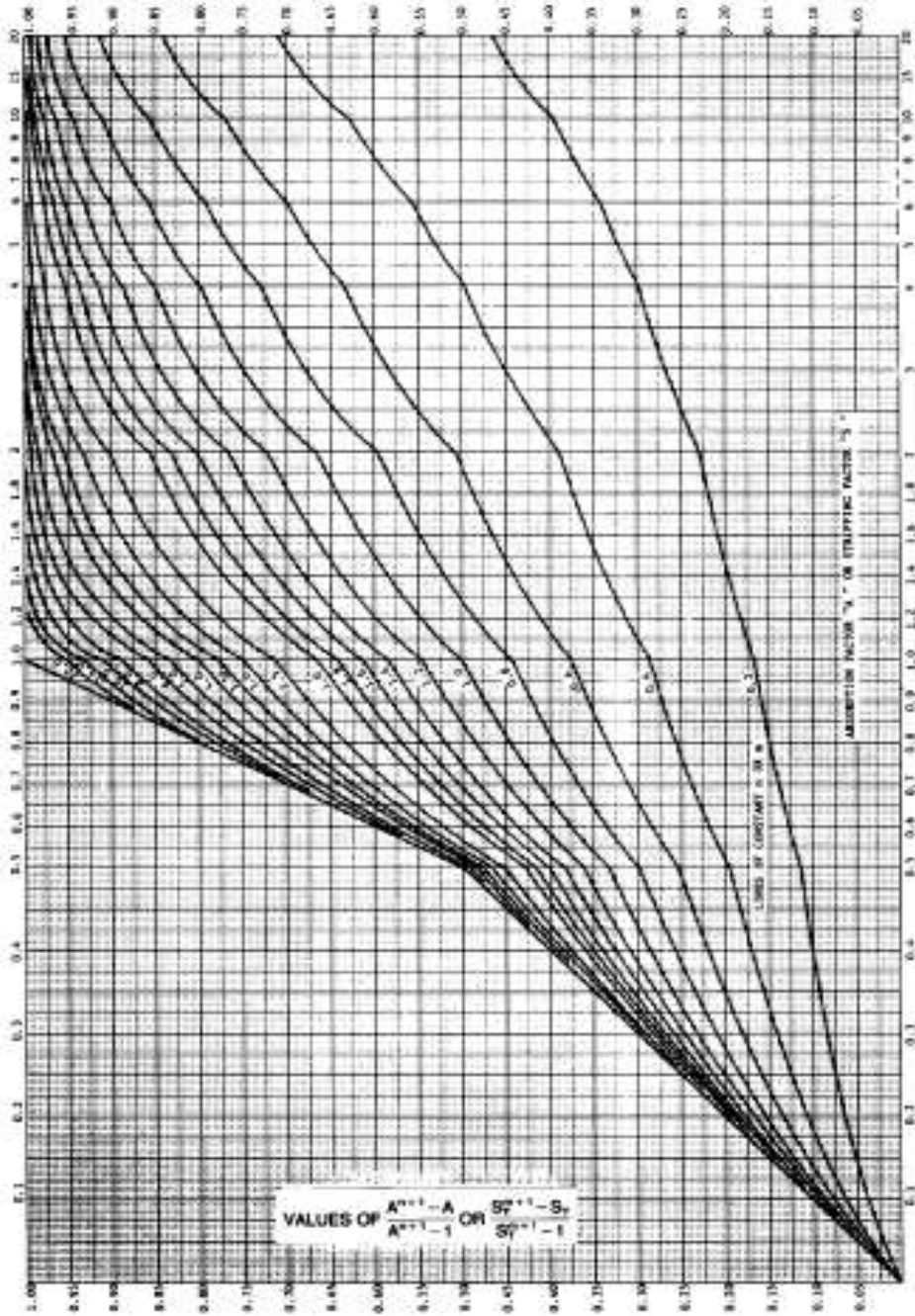
# ANEXO 14



Anexo 14 Diagrama de Torre absorbedora

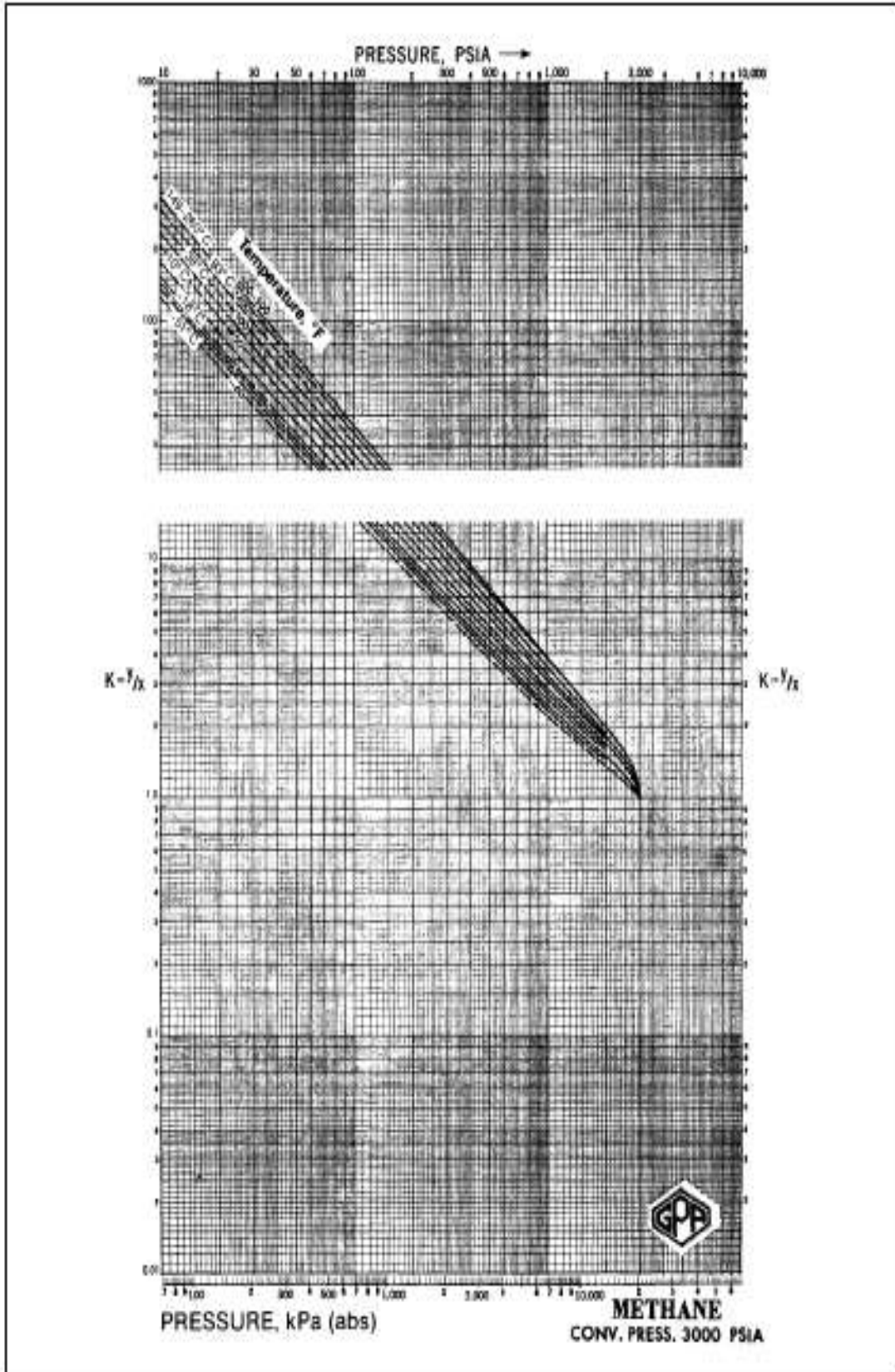
# ANEXO15

FIG. 19-51  
Absorption and Stripping Factor Correlation



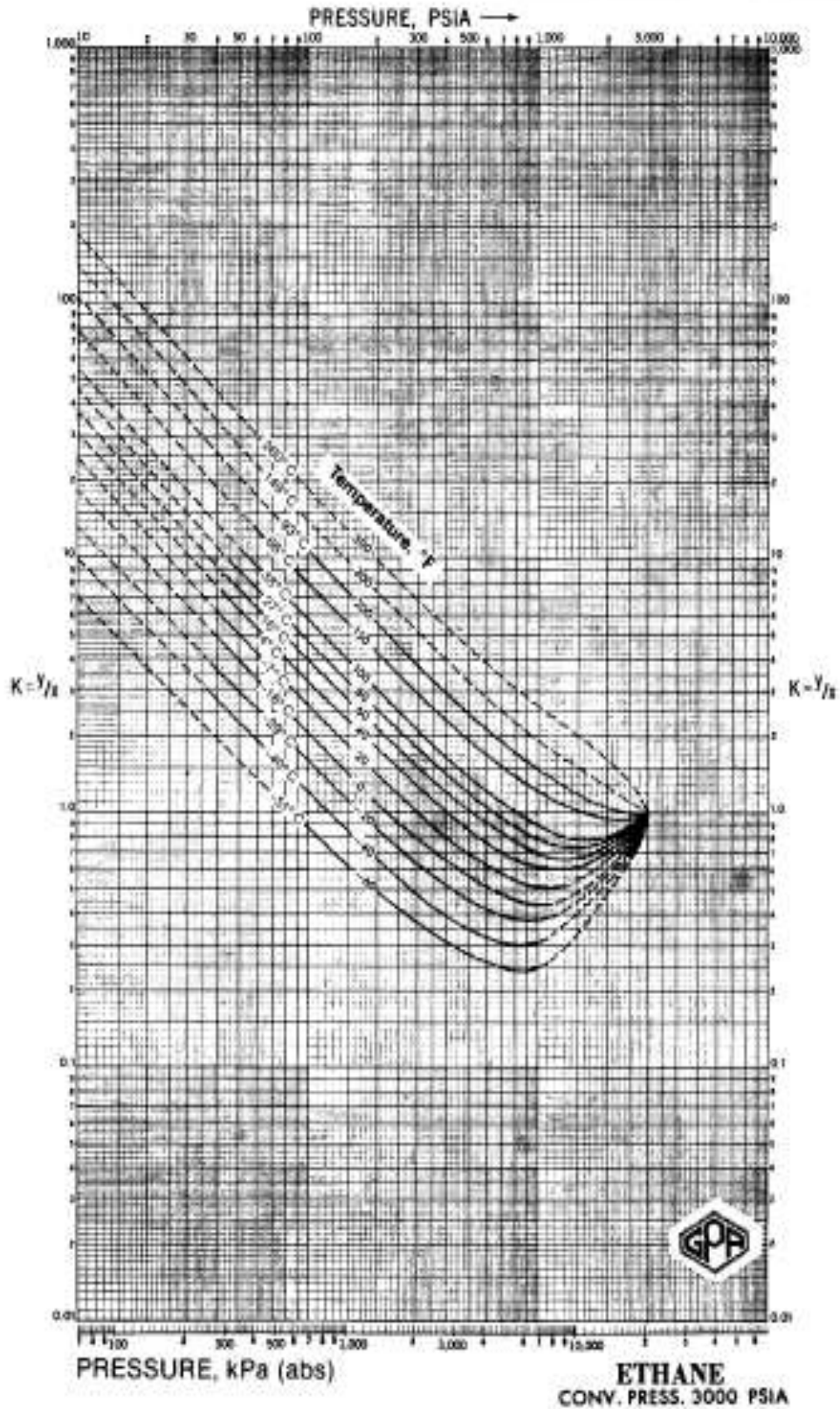
Anexo 15 Correlación de Absorción

# ANEXO 16

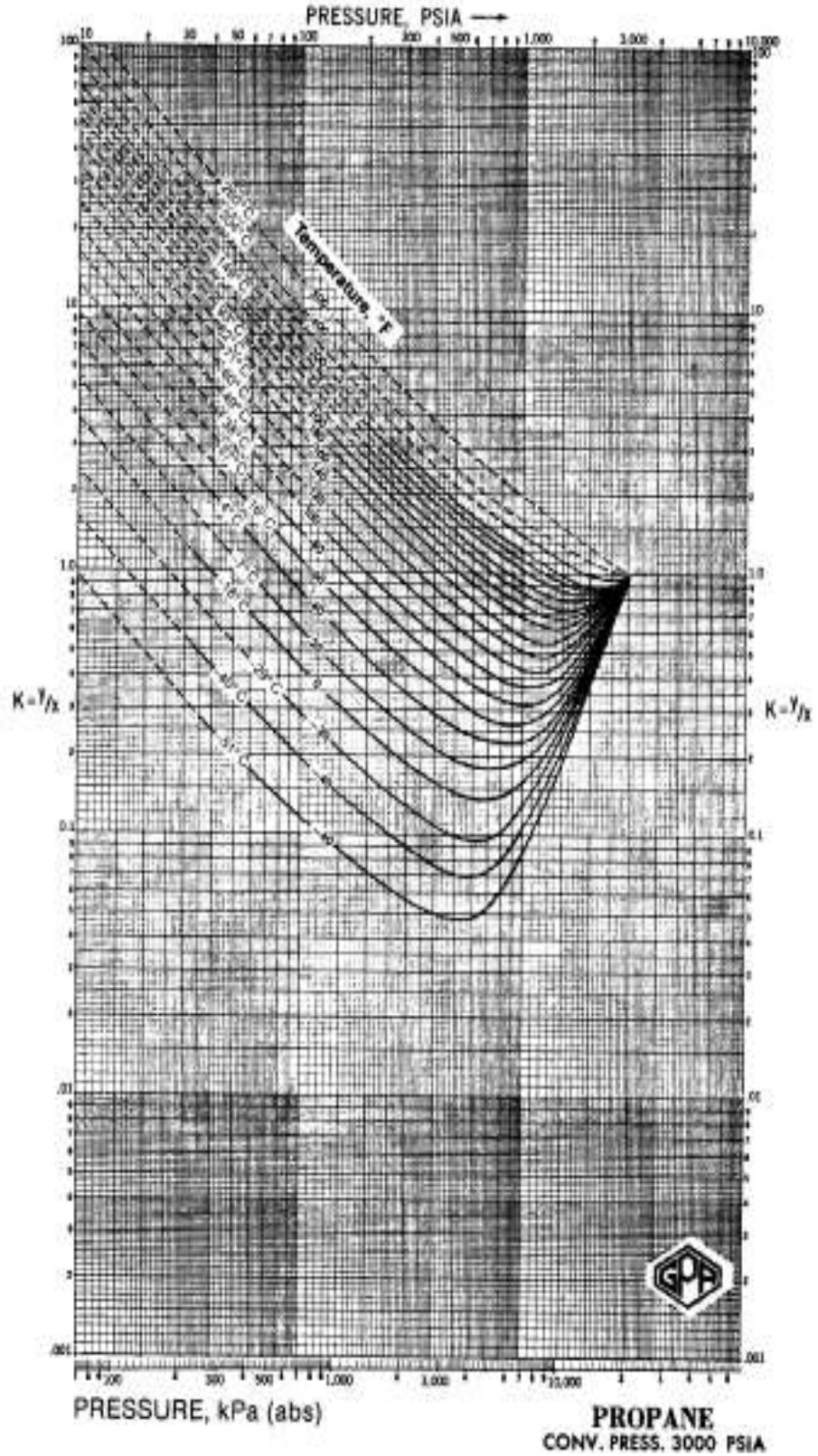


# ANEXO 17

Anexo 17 Ethano Conv. Press. 3000 PSIA

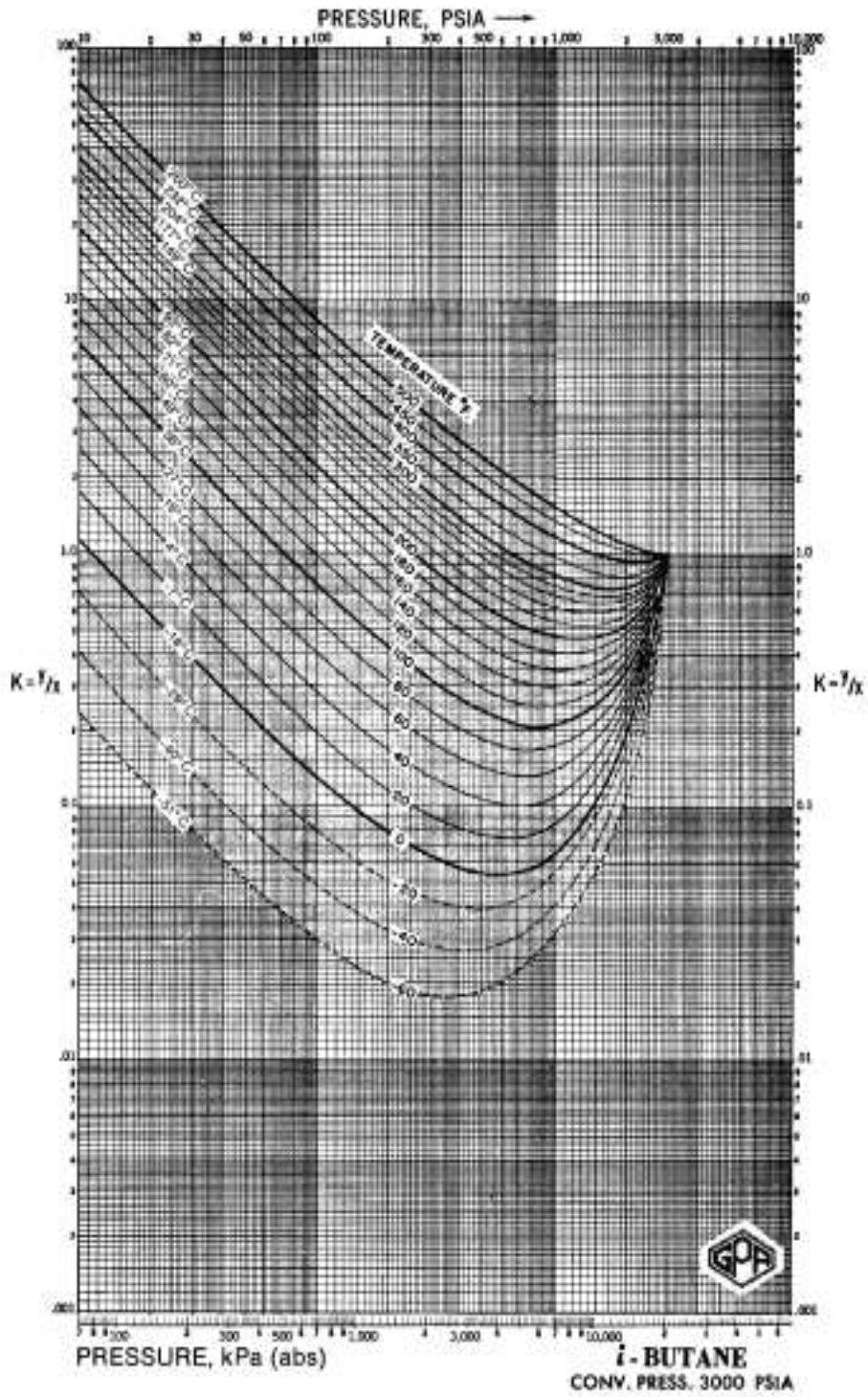


# ANEXO 18



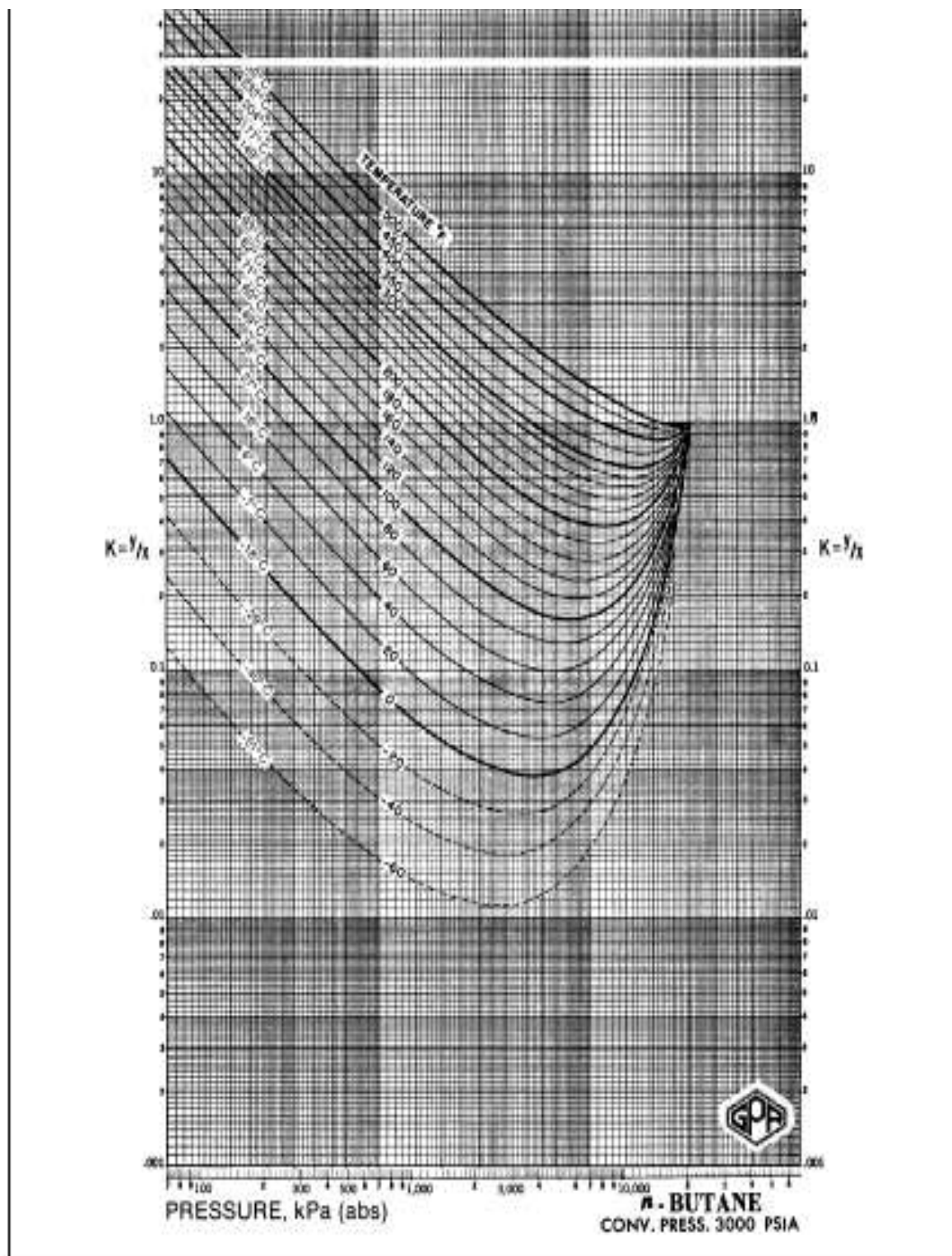
Anexo 18 Propano Conv. Press. 3000 PSIA

# ANEXO 19



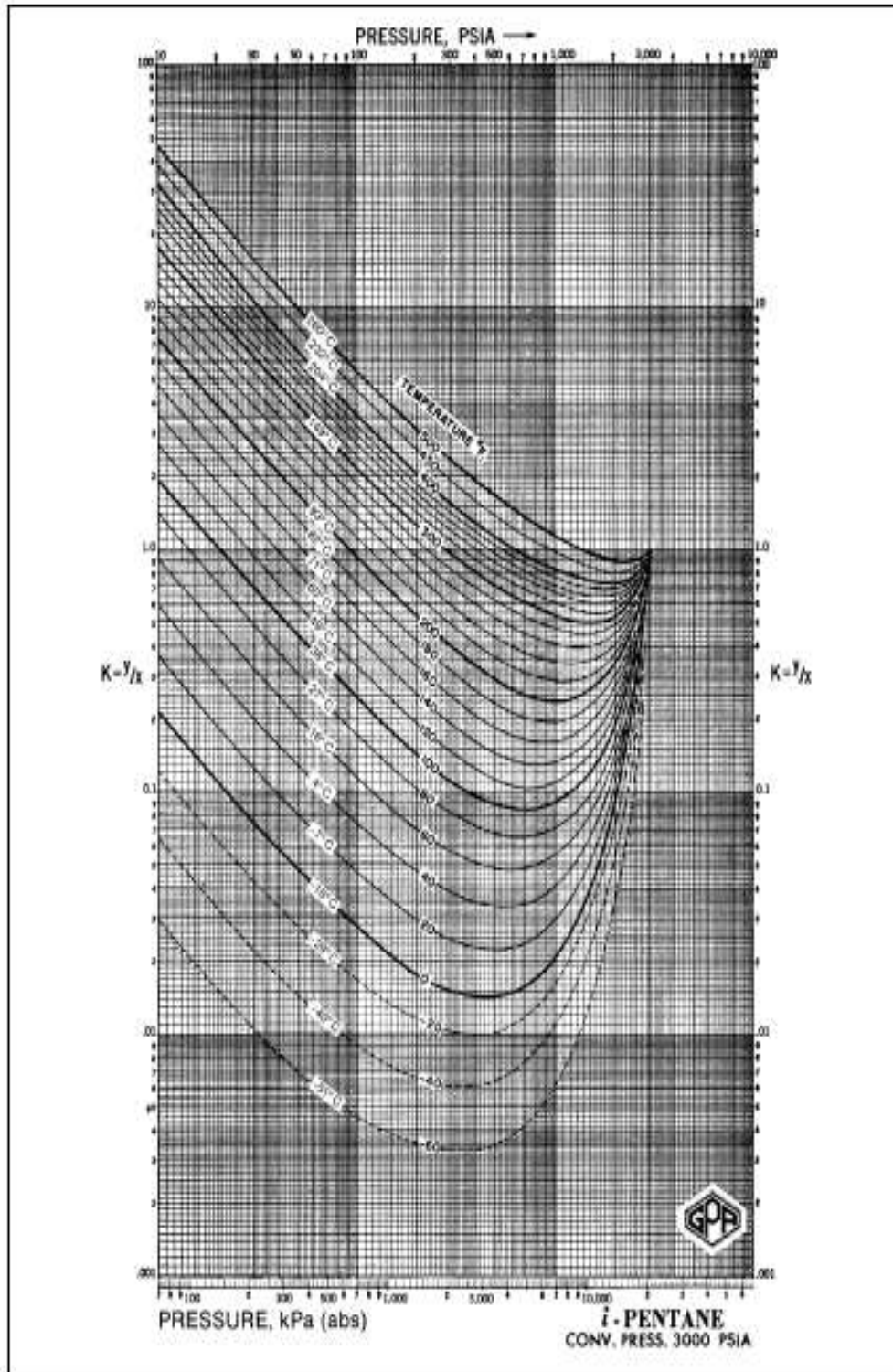


# ANEXO 20



Anexo 20

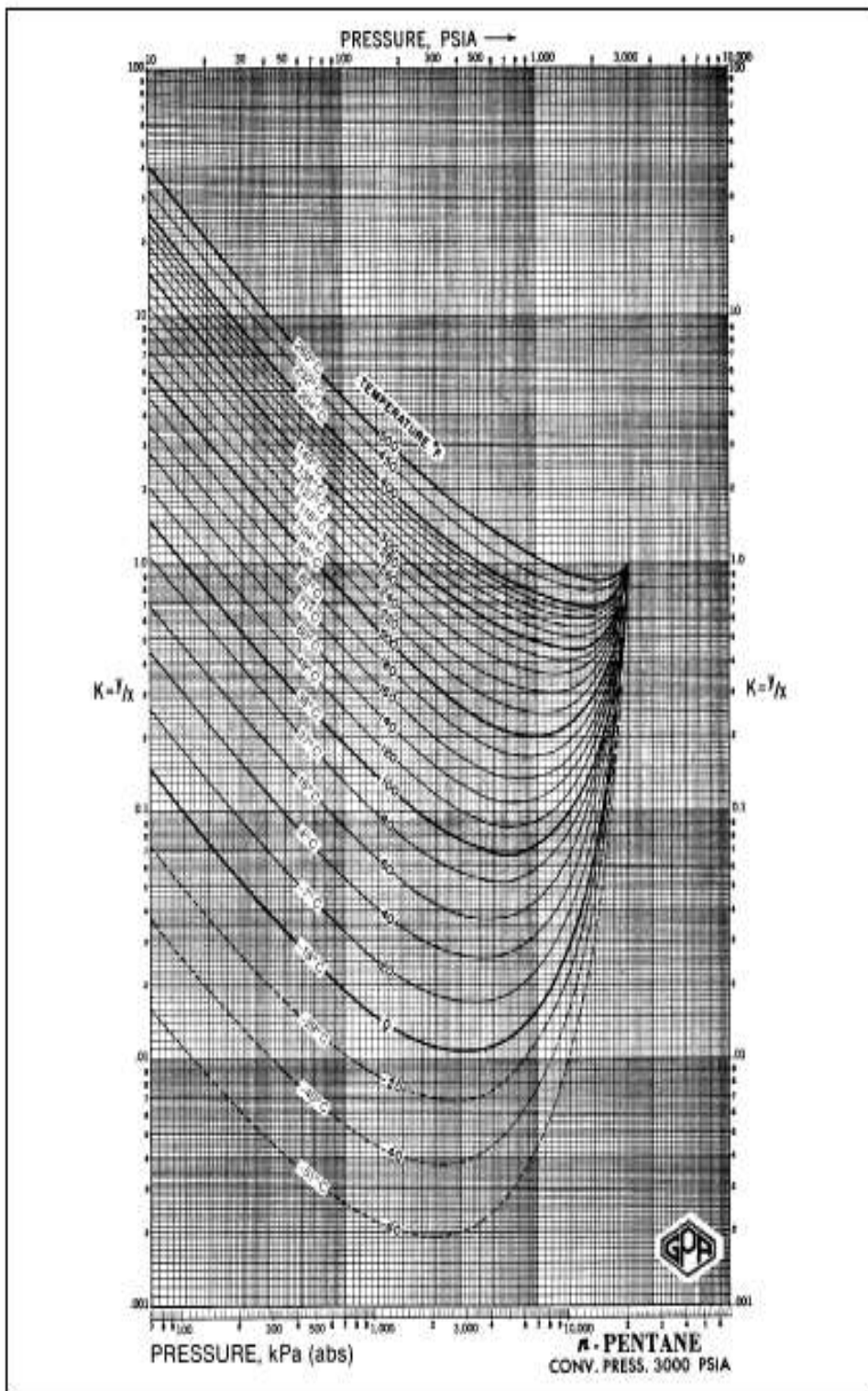
# ANEXO 21



Anexo 21

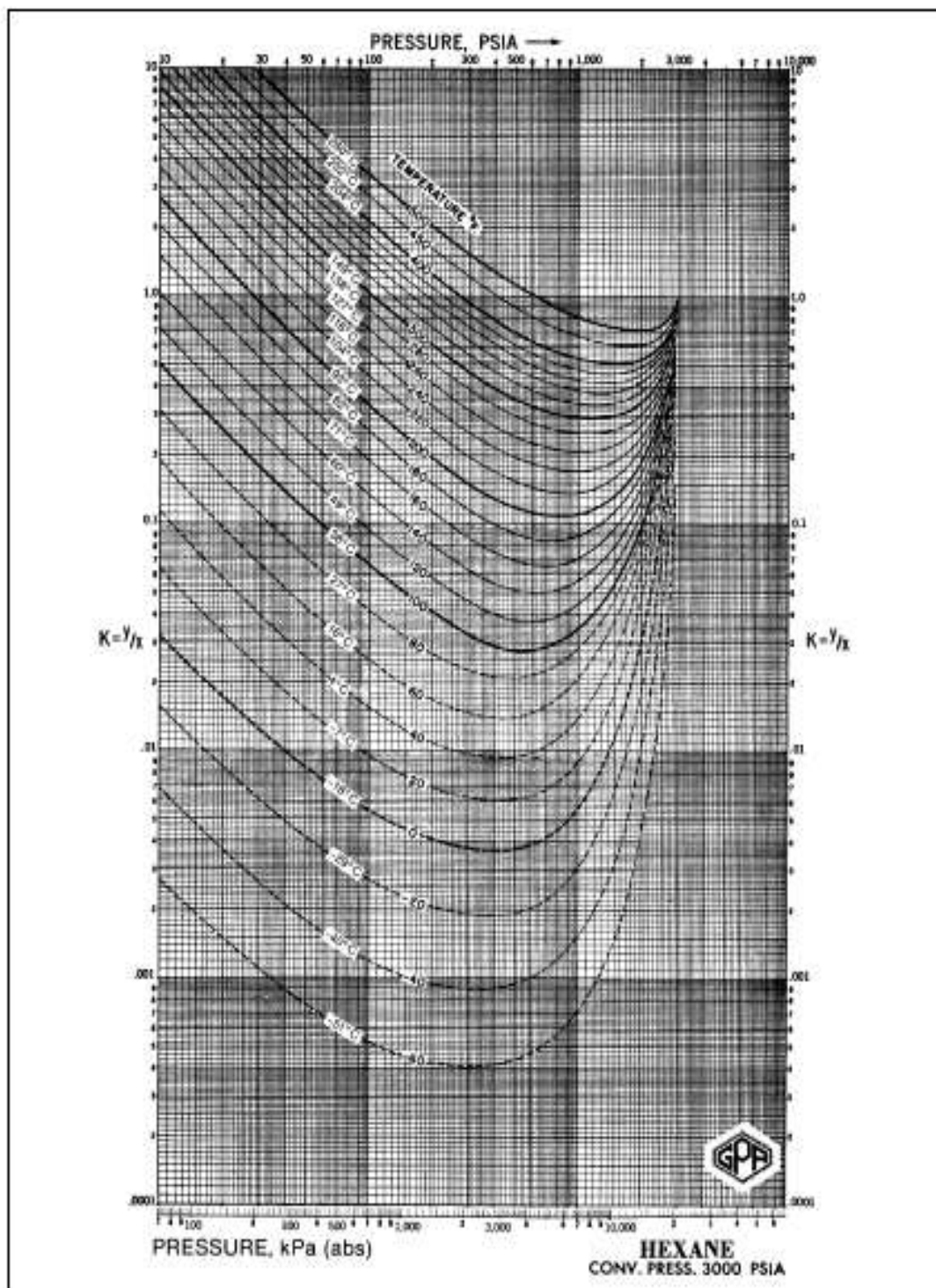


# ANEXO 22



Anexo 22

# ANEXO 23



Anexo 23

## ANEXO 24



LABORATORIO DE  
PLANTA DE GASOLINA

### RESULTADOS DE LAS CROMATOGRAFÍAS

Fecha: 17-Oct-15

Operador:

Análisis: Gas de Entrada Planta Gasolina (Día)

0

TEMPERATURA Y PRESION DE LA MUESTRA:

P (Psia) = 144,7

T (R) = 541

Componente	Mwi	Xi	XiMWi	Xwi	Cpi	XwiCpi	Pc	Pr	XiPr	Tc	Tr	XiTr	Tc (F)
N2	28,01	1,20	0,34	0,01	0,25	0,00	492,80	0,29	0,00	227,51	2,38	0,03	-232,49
CH4	16,04	75,01	12,03	0,51	0,53	0,27	667,00	0,22	0,16	343,34	1,58	1,18	-116,66
C2	30,07	8,20	2,47	0,11	0,41	0,04	707,80	0,20	0,02	550,07	0,98	0,08	90,07
CO2	44,01	0,79	0,35	0,01	0,45	0,01	1069,50	0,14	0,00	547,73	0,99	0,01	87,73
C3	44,10	7,14	3,15	0,13	0,39	0,05	615,00	0,24	0,02	665,92	0,81	0,06	205,92
IC4	58,12	2,29	1,33	0,06	0,39	0,02	527,90	0,27	0,01	734,41	0,74	0,02	274,41
NC4	58,12	2,33	1,35	0,06	0,39	0,02	548,80	0,26	0,01	765,60	0,71	0,02	305,60
IC5	72,15	1,01	0,73	0,03	0,38	0,01	490,40	0,30	0,00	828,96	0,65	0,01	368,96
NC5	72,15	0,48	0,35	0,01	0,39	0,01	488,10	0,30	0,00	845,70	0,64	0,00	385,70
C6	86,18	1,54	1,33	0,06			439,50	0,33	0,01	911,80	0,59	0,01	451,80
TOTAL		100,00											
					Cpt =	0,44			Psr =	0,22		Tsr =	1,41
		MWt =	23,42										

DATOS DE ANALISIS CROMATOGRAFICO

COMPONENTE	%moles	%moles
		sin N2
N2	1,20	0,000
Metano	75,010	75,010
CO2	0,786	0,786
Etano	8,204	8,204
Propano	7,145	7,145
Isobutano	2,292	2,292
nbutano	2,327	2,327
isopentano	1,012	1,012
npentano	0,483	0,483
C6+	1,539	1,539
	100,00	14,797

RESULTADOS 'GRAVEDAD ESPECIFICA Y FACTOR DE COMPRESIBILIDAD z'

SG =	0,809
z =	0,98

DETERMINACION DEL FACTOR DE COMPRESIBILIDAD POR BRILL & BEGGS

A	B	C	D
0,364	0,072	0,084	0,960

RESUMEN 24 HORAS  
GAS DE ENTRADA PLANTA GASOLINA

Turno	Hidroc. Pesados(%)	Aire(%)	Gravedad Especifica	Factor Comp. (Zf)	MWt
Promedio	14,80	1,20	0,809	0,98	23,42

Anexo 24

---