



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

**“INGENIERÍA BÁSICA DE UN PROCESO DE PURIFICACIÓN DEL
FUEL GAS, A BASE DE AMINA, PARA EL CONSUMO INTERNO EN
HORNOS, EN LA REFINERÍA LA LIBERTAD”**

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

**Previo a la obtención del título de:
INGENIERA EN PETRÓLEO**

**AUTORA:
ELIZABETH ROXANA MONTALVAN CLAVIJO.**

**TUTOR:
ING. ANTONIO MORATO MEDINA, MSC.**

LA LIBERTAD-ECUADOR

2017

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

ESCUELA DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

**“INGENIERÍA BÁSICA DE UN PROCESO DE PURIFICACIÓN DEL
FUEL GAS, A BASE DE AMINA, PARA EL CONSUMO INTERNO EN
HORNOS DE LA REFINERÍA LA LIBERTAD”**

TESIS DE GRADO.

Previo a la obtención del título de:

INGENIERA EN PETRÓLEO

AUTORA:

ELIZABETH ROXANA MONTALVAN CLAVIJO.

TUTOR

ING. ANTONIO MORATO MEDINA.

LA LIBERTAD-ECUADOR

2017

AGRADECIMIENTO

Agradezco de corazón a Dios principalmente por haberme permitido tener una oportunidad de vida.

Mi más sincero agradecimiento a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, en especial a la Carrera de Ingeniería en Petróleo, a los profesores por su enseñanza académica y su apoyo incondicional.

Al Ing. Tarquino López Cadena, MSc. que ha sido un maestro en la Universidad, inculcándome conocimientos para ser una buena profesional.

A EP-PETROECUADOR por brindarme la ayuda sin dificultad alguna para poder realizar este grado en las instalaciones de REFINERÍA LA LIBERTAD.

Muchas gracias a mi tutor Ing. Antonio Morato Medina, MSc. y al tutor de Refinería La Libertad el Ing. Marco Paucar, a todos quienes aportaron para que este grado sea posible. A todos muchas gracias.

Elizabeth Roxana

DEDICATORIA

Sin sacrificio no hay victoria, mi tesis ha sido uno el objetivo primordial de mi vida son horas de esfuerzo y voluntad para que se haga realidad.

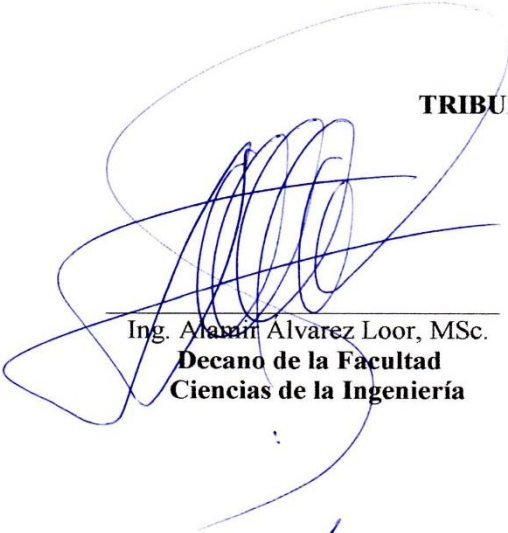
Dedicado a mis padres Pedro Montalvan, Irene Clavijo y Jacqueline Cagua quienes son pilares fundamentales, son guías con su amor y dedicación me han inculcado valores, voluntad, trabajo y disciplina, en especial el ánimo para que cumpla todas mis metas sin rendirme superando cada obstáculo con valentía.

A mis hermanos Pedro Luis, Pedro Emilio, Jessenia Maritza, Jessica Yadira, Lisette Katherine, Melissa Abigail y Keila Estefanía por estar siempre apoyándome en las buenas y en las malas.

A todas esas personas especiales les dedico este logro importante en mi vida.

Elizabeth Roxana

TRIBUNAL DE GRADO



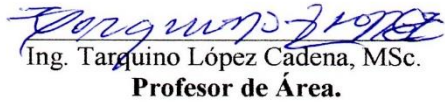
Ing. Alan Alvarez Loor, MSc.
**Decano de la Facultad
Ciencias de la Ingeniería**



Ing. Carlos Portilla Lazo
**Director de la Carrera
Ingeniería en Petróleo**



Ing. Antonio Morato Medina, MSc.
Docente tutor.



Ing. Tarquino López Cadena, MSc.
Profesor de Área.



Ab. Brenda Reyes Tomala, MSc.
Secretario General

CERTIFICACIÓN DE TUTOR

En mi calidad de tutor de la tesis: “INGENIERÍA BÁSICA DE UN PROCESO DE PURIFICACIÓN DEL FUEL GAS, A BASE DE AMINA, PARA EL CONSUMO INTERNO EN HORNOS, EN LA REFINERÍA LA LIBERTAD.” Desarrollada por la Srta. ELIZABETH ROXANA MONTALVAN CLAVIJO egresada de la Carrera de Ingeniería en Petróleo, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del Título de Ingeniera en Petróleo.

Me permito declarar que luego de haber dirigido, estudiado y revisado, apruebo en su totalidad este trabajo de investigación.

ATENTAMENTE.



Ing. Antonio Morato Medina, MSc.
C.I. 0960780443
DOCENTE TUTOR

La Libertad, 15 de Diciembre de 2017.

CERTIFICADO ANTIPLAGIO

001-AMM-2017

En calidad de tutor del trabajo de titulación denominado, “INGENIERÍA BÁSICA DE UN PROCESO DE PURIFICACIÓN DEL FUEL GAS A BASE DE AMINA, PARA EL CONSUMO INTERNO EN HORNOS, EN LA REFINERÍA LA LIBERTAD”, elaborado por la estudiante ELIZABETH ROXANA MONTALVAN CLAVIJO, egresada de la Carrera de Ingeniería en Petróleo, de la Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del título de Ingeniera en Petróleo, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio URKUND, luego de haber cumplido los requerimientos exigidos de valoración, el presente proyecto ejecutado, se encuentra con 4% de la valoración permitida, por consiguiente se procede a emitir el presente informe.

Atentamente



Ing. Antonio Morato Medina, MSc
C.I 0960780443
DOCENTE TUTOR

NARCISA GARCÍA CAJAPE
LICENCIADA EN CIENCIAS DE LA EDUCACIÓN
MÁSTER EN EDUCACIÓN Y DESARROLLO SOCIAL
DOCENTE NIVEL SUPERIOR EN LENGUAJE ESPAÑOL Y LEXICOLOGÍA

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

A petición de la interesada tengo a bien certificar que he realizado la revisión y el análisis del contenido del presente trabajo de titulación con el tema:

“INGENIERÍA BÁSICA DE UN PROCESO DE PURIFICACIÓN DEL FUEL GAS, A BASE DE AMINA, PARA EL CONSUMO INTERNO EN HORNOS, EN LA REFINERÍA LA LIBERTAD”, de la egresada ***ELIZABETH ROXANA MONTALVAN CLAVIJO*** con cédula de identidad N°2400097974, de la Carrera de **Ingeniería en Petróleos** de la Universidad Estatal Península de Santa Elena.

Que el mencionado trabajo, en el contexto general, cumple con los requisitos lingüísticos dados por la Real Academia Española para el uso del idioma español.

Certificación, que otorga en la ciudad de Santa Elena a los quince días del mes de enero del dos mil dieciocho, para fines académicos respectivos.

CERTIFICA,



Lic. Narcisa García Cajape
C.I 1307095818

DECLARACIÓN DE AUTORÍA DE TESIS

Yo, ELIZABETH ROXANA MONTALVAN CLAVIJO, con cedula de ciudadanía 240009797-4, declaro que el presente trabajo de titulación denominado **“INGENIERÍA BÁSICA DE UN PROCESO DE PURIFICACIÓN DEL FUEL GAS, A BASE DE AMINA, PARA EL CONSUMO INTERNO EN HORNOS DE REFINERÍA LA LIBERTAD”** no tiene antecedente de haber sido elaborada con anterioridad en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera Ingeniería en Petróleo, lo cual constituye un trabajo académico pertinente exclusivamente a la autora.

Por motivo manifiesto la originalidad de la presente tesis, señalando aportes intelectuales, citas bibliográficas debidamente referenciadas y se autoriza a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, para que haga el uso adecuado y pertinente a la presente tesis.

Elizabeth Montalvan

Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo.
C.I. 240009797-4

TABLA DE CONTENIDOS

ÍTEM	PÁGINA
PORTADA.....	I
CARÁTULA.....	II
AGRADECIMIENTO.....	III
DEDICATORIA.....	IV
TRIBUNAL DE GRADO.....	V
CERTIFICACIÓN DE TUTOR.....	VI
CERTIFICADO ANTIPLAGIO.....	VII
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGO.....	VIII
DECLARACIÓN DE AUTORÍA DE TESIS.....	IX
TABLA DE CONTENIDOS.....	X
ABREVIATURAS.....	XVI
RESUMEN.....	XVIII
ABSTRACT.....	XIX
INTRODUCCIÓN.....	1

CAPÍTULO I EL PROBLEMA

1.1 Antecedentes.....	2
1.2 Planteamiento del Problema.....	4
1.3 Formulación del problema:.....	4
1.4 Justificación.....	4
1.5 Hipótesis de Trabajo.....	5
1.6 Objetivos.....	5
1.6.1 Objetivo general.....	5
1.6.2 Objetivos específicos.....	5
1.7 Descripción de la Metodología.....	6

CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO

2.1 Sistema de purificación del fuel gas a base de aminas.....	7
2.1.1 Proceso de Obtención fuel gas.....	7
2.1.1.1 Destilación Atmosférica.....	8
2.1.1.2 Estabilizadora de gasolina.....	11
2.1.1.3 Fuel Gas y Composición.....	11
2.1.2 Principal impureza del Fuel Gas para el tratamiento con Amina.....	12
2.1.3 Absorción Gas-Líquido.....	13
2.1.3.1 Definición.....	13
2.1.3.2 Tipos de equipos de Absorción.....	13
2.1.4 Tratamiento químico para el fuel gas.....	15

2.1.4.1 Amina.....	15
2.1.4.2 Purificación del fuel gas.....	18
2.1.5 Componentes generales en la utilización de la planta con amina.....	20
2.1.5.1 Equipos.....	20
2.1.5.2 Recipientes.....	23
2.1.5.3 Accesorios.....	36
2.1.6 Sistema instrumentación y control.....	40
2.1.6.1 Clases de Instrumento.....	43
2.1.6.2 Elementos de control.....	46
2.1.6.3 Panel de control automático.....	50
2.2 Reducir los contaminantes previos a su combustión en hornos.....	51
2.2.2 Consumo interno.....	51
2.2.2.1 Hornos Industriales.....	51
2.2.2.2 Llama.....	59
2.2.2.3 Pilotos.....	59

CAPÍTULO III PARTE EXPERIMENTAL

3.1 Desarrollo del proceso de Purificación del Fuel gas a base de Amina.....	61
3.1.1 Calculo de Balance de masa.....	61
3.1.2 Calculo del Balance de Masa del Fuel gas en el Absorbedor:.....	63
3.1.3 Balance de materia en el Regenerador.....	66
3.2 Cálculos del Balance de energía.....	70
3.2.1 Balance de energía en el Intercambiador de calor.....	73
3.2.2 Balance de energía en el Regenerador.....	75
3.2.3 Balance de energía del Rehervidor.....	76
3.3 Cálculos básicos de Equipos.....	76
3.3.1 Calculo de la altura del Absorbedor.....	77
3.3.2 Calculo de altura del Regenerador.....	78
3.3.3 Elección del diámetro del tanque flash.....	79
3.3.4 Cálculos de las estimaciones requeridas para el intercambio de calor....	79
3.3.5 Calculo del HP de las bombas para la Purificación del Fuel gas.....	81

CAPÍTULO IV RESULTADOS Y DISCUSIONES

4.1 Análisis.....	82
4.2 Tablas de especificaciones para el proceso de purificación del fuel gas.....	83
4.2.1 Resultados de las especificaciones del Absorbedor del fuel gas.....	83
4.2.2 Resultados de las especificaciones del Tanque Flash.....	83
4.2.3 Resultados de las especificaciones del Regenerador.....	84
4.2.4 Resultados de las especificaciones del Acumulador de Reflujo.....	84
4.2.5 Resultados de las especificaciones de Rehervidor.....	85
4.2.6 Resultados de las especificaciones del K.O. Drum.....	85

4.2.7 Resultados de las especificaciones de Intercambiador Amina Rica/Pobre	86
4.2.8 Resultados de las especificaciones del Condensador	86
4.2.9 Resultados de las especificaciones del Aeroenfriador	87
4.3 Tabla de especificación de Bombas	87
4.3.1 Resultados de las especificaciones de la Bomba de Amina Pobre.....	87
4.3.2 Bomba de Refuerzo.....	88
4.3.3 Resultados de las especificaciones de Bomba de Reflujo.....	88
4.4 Diagrama de Flujo de Proceso	89
4.5 P&ID`s	90
4.6 Presupuesto	91

CAPÍTULO V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones	94
5.2 Recomendaciones.....	95
 BIBLIOGRAFÍA	 96
ANEXOS	98

ÍNDICE DE TABLAS

ÍTEM	PÁGINA
Tabla N° 1 Composición del petróleo.....	7
Tabla N° 2 Composición típica del Fuel Gas de los procesos de refinación.	12
Tabla N° 3 Propiedades física del H ₂ S.....	12
Tabla N° 4 Tipos de Amina.	15
Tabla N° 5 Propiedades de la MEA (Monoetanolamina).....	16
Tabla N° 6 Propiedades de la DEA (Dietanolamina).	17
Tabla N° 7 Propiedades de MDEA (Metildietanolamina).....	17
Tabla N° 8 Condiciones de Operación del Fuel Gas al entrar al Absorbedor	61
Tabla N° 9 Parámetros de la Amina DEA a utilizar en la Absorción.....	62
Tabla N° 10 Composición del Fuel Gas que entra al Absorbedor.	62
Tabla N° 11 Composición de Solución fresca al entrar al absorbedor a 110°F	64
Tabla N° 12 Composición del Fuel gas a la salida del Absorbedor a 110°F	65
Tabla N° 13 Salida de amina rica del Absorbedor a 113°F para el Regenerador. 65	
Tabla N° 14 Balance de materia en el regenerado amina rica y amina pobre	66
Tabla N° 15 Componentes que sale del tope del regenerador a 225°F ≈107°C ...	67
Tabla N° 16 Componentes del Gas que sale del Acumulador de reflujo.....	69
Tabla N° 17 Cantidad de agua para el reflujo.....	69
Tabla N° 18 Calor Especifico molar del fuel gas a 100°F - 110°F.....	70
Tabla N° 19 Calor especifico de la amina de entrada y salida del absorbedor	72
Tabla N° 20 Calor especifico de la amina rica en el intercambiador.....	74
Tabla N° 21 Calor específico de la amina rica y pobre en regenerador.....	75
Tabla N° 22 Especificación del Absorbedor del fuel gas	83
Tabla N° 23 Especificación del Tanque Flash.....	83
Tabla N° 24 Especificación del Regenerador	84
Tabla N° 25 Especificación del Acumulador de Reflujo.....	84
Tabla N° 26 Especificaciones de Reherbido	85
Tabla N° 27 Especificaciones del K.O. Drum	85
Tabla N° 28 Especificaciones de Intercambiador Amina Rica/Amina Pobre.....	86
Tabla N° 29 Especificaciones del Condensador	86
Tabla N° 30 Especificaciones del Aeroenfriador.....	87
Tabla N° 31 Especificaciones de la Bomba principal de Amina Pobre.....	87
Tabla N° 32 Bomba de Refuerzo	88
Tabla N° 33 Especificaciones de Bomba de Reflujo	88
Tabla N° 34 Presupuesto de Equipos	91
Tabla N° 35 Presupuesto de Tuberías	92
Tabla N° 36 Presupuesto de Válvulas.....	92
Tabla N° 37 Presupuesto de Instrumentos	93
Tabla N° 38 Presupuesto General	93

ÍNDICE DE FIGURAS

ÍTEM	PÁGINA
Figura N° 1 Ubicación geográfica de Refinería “La Libertad	3
Figura N° 2 Destilación Atmosférica	9
Figura N° 3 Torre Empacada.	13
Figura N° 4 Torre de Platos.	14
Figura N° 5 Planta de Tratamiento con Amina para el Fuel Gas	19
Figura N° 6 Bomba centrífuga	22
Figura N° 7 Bomba rotativa	22
Figura N° 8 Bomba alternativa	23
Figura N° 9 Torre absorbedora	24
Figura N° 10 Torre regeneradora	25
Figura N° 11 Knockout Drum.....	26
Figura N° 12 Tipos de filtros	27
Figura N° 13 Tambor flash	28
Figura N° 14 Tambor de reflujo.....	28
Figura N° 15 Tambor de drenaje.....	29
Figura N° 16 Tanque de preparación de amina.....	30
Figura N° 17 Tanque de Almacenamiento de amina	31
Figura N° 18 Tanque de compensación de amina.....	32
Figura N° 19 Intercambiador de calor tubo y carcasa.....	34
Figura N° 20 Rehervidor	35
Figura N° 21 Condensador de amina	36
Figura N° 22 Tuberías de acero	38
Figura N° 23 Bucle abierto de regulación.....	41
Figura N° 24 Bucle cerrado de regulación.....	42
Figura N° 25 Elementos primarios.....	44
Figura N° 26 Válvulas de control	46
Figura N° 27 Válvula de globo	47
Figura N° 28 Válvula saunders	48
Figura N° 29 Hornos-Verticales Cilíndricos.....	53
Figura N° 30 Horno Vertical- Cilindro con sección de convección horizontal. ...	54
Figura N° 31 Horno con tubos horizontales.....	56
Figura N° 32 Variaciones en hornos tipo cabina	58
Figura N° 33 Horno tipo caja con tubos verticales.	58
Figura N° 34 Diagrama de Flujo de proceso.....	89
Figura N° 35 P&ID’s	90

ÍNDICE DE ANEXOS

ÍTEM	PÁGINA
Anexos N° 1 Tabla de calor específico molar.....	99
Anexos N° 2 Plano Sección A-B del P&ID`s	100
Anexos N° 3 Diagrama de descarga de gases a TEA	103
Anexos N° 4 Proforma de las Tuberías y Bombas.....	104
Anexos N° 5 Fotografías	105

ABREVIATURAS

API:	American Petroleum Instituted
TEA:	Trietanolamina
DEA:	Dietanolamina
MEA:	Monoetanolamina
MDEA:	Metildietanolamina
CO ₂ :	Dióxido de carbono
COS:	Sulfuro de carbonilo
CS ₂ :	Disulfuro de carbonilo
NH ₃ :	Amoniaco
HCN:	Ácido cianhídrico
H ₂ S:	Sulfuro de hidrogeno
DN:	Diámetro nominal
PD:	Presión de diseño
N_i :	Masa molar
ρ_g :	Densidad del gas
ρ_{DEA} :	Densidad de la DEA
PM:	Peso molecular
M:	Masa en libras
Ppm:	Parte por millón
X:	Fracción molar
T:	Temperatura en °C y °F
P:	Presión en kg/cm ² , Psig, bar y atmosfera
γ_{gas} :	Gravedad especifica del gas
R:	Constante universal de los gases
V_{gas} :	Volumen del gas
V_{liq} :	Volumen del líquido
Gpm:	Galones por minuto
R _r :	Razón de reflujo
$C_{p_{gas}}$:	Calor especifico del gas
$C_{p_{liq}}$:	Calor especifico del líquido
$C_{p_{prom}}$:	Calor especifico promedio

Q :	Calor
ΔH_R :	Calor de reacción
Q_R :	Cantidad de Calor de reacción
Q_t :	Cantidad de calor total
Q_{in} :	Calor en el Intercambiador
Q_{regen} :	Calor en el regenerador
H_L :	Entalpia del liquido
H_v :	Entalpia del vapor
$Q_{Vaporiz}$:	Calor de vaporización
Q_{Reh} :	Calor del reherbidor
K :	Factor de tamaño
K_{min} :	Factor de velocidad mínimo
K_{max} :	Factor de velocidad máximo
v_{gas} :	Velocidad del gas
A :	Área disponible
A_t :	Área total
D :	Diámetro
$n_{plat-teorico}$:	Numero de platos teóricos
$n_{plat-real}$:	Numero de platos reales
$\varepsilon_{plato-valv}$:	Eficiencia del plato de válvula
h_{platos} :	Altura de platos
h_{nivel} :	Altura de nivel
h_{cabeza} :	Altura de cabeza
h_{fondo} :	Altura de fondo
$h_{arriba-nivel}$:	Altura de arriba del nivel
h_{Absor} :	Altura de absorbedor
h_{reg} :	Altura del regenerador
$HP_{bomba-amin}$:	HP bomba principal de amina
$HP_{bomba-ref-amin}$:	HP bomba refuerzo de amina
$HP_{bomba-refluj}$:	HP de bomba de refluj

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

TEMA: “INGENIERÍA BÁSICA DE UN PROCESO DE PURIFICACIÓN DEL FUEL GAS, A BASE DE AMINA, PARA EL CONSUMO INTERNO EN HORNOS, EN LA REFINERÍA LA LIBERTAD.”

Autora: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo.

Tutor: Ing. Antonio Morato Medina, Msc.

RESUMEN

El fuel gas obtenido de las unidades de destilación atmosférica Parsons y Universal de Refinería La Libertad, tiene en sus corrientes H₂S el cual debe ser removido del gas, el presente trabajo tiene como propósito desarrollar una ingeniería básica de un proceso de purificación del fuel gas, a base de amina (DEA), para el consumo interno en hornos, en la refinería La Libertad.

El Proceso de purificación del fuel gas es la absorción química entre la amina y los componentes ácidos que reaccionan en contracorriente para luego enviar esa amina a una regeneración las condiciones de operación de proceso de gas son generalmente de alta presión y baja temperatura. (Inelectra).

El desarrollo de esta investigación se realizará en Refinería La Libertad mediante observaciones directa, entrevista a los supervisores de planta y levantamiento de información en campo, como bibliografía básica de referencia al Gas Processors Supplier Association, inclusive el diseño conceptual de separadores, Ingeniería de Gas Principios y Aplicaciones, para la selección y dimensión de equipos. Además, estará ajustado a normas, estándares, códigos y especificaciones del sector hidrocarburífero como es el IPS-E-PR-200 “Ingeniería básica de datos del diseño”, IPS-E-PR-170 “Diagrama de flujo de procesos” se utilizara leyendas, numeración, simbología en base al proyecto y el IPS-E-PR-230 “Tubería y diagramas de instrumentación P&IDs” mostrando los equipos necesarios con sus respectivas especificaciones en un plano para refinería La Libertad.

Se plantea implementar en refinerías de menor capacidad observando las especificaciones y características de los equipos necesarios para su utilización con el fin conseguir una operación estable, eliminando los riesgos de formación de espuma en la planta de amina, minimizando la tasa de corrosión, optimizando el consumo de energía para obtener un producto limpio.

Palabras Claves: Proceso – Purificación – Amina – Fuel Gas

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

TOPIC: "BASIC ENGINEERING OF A PROCESS OF PURIFICATION OF THE FUEL GAS, BASED ON AMINE, FOR CONSUMPTION INTERNAL IN FURNACES AT THE REFINERÍA LA LIBERTAD."

Author: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo.

Tutor: Ing. Antonio Morato Medina, Msc.

ABSTRACT

The fuel gas obtained from the atmospheric distillation of Parsons and Universal La Libertad refinery units, has its H₂S which must be removed from gas streams, this study aims to develop a basic engineering of a process of purification of fuel gas, based on Amine (DEA), for domestic consumption in ovens, in La Libertad refinery.

The fuel gas purification process is the chemistry between the amine and acid components that react in counter-current to then send the amine to a regeneration of gas process operation conditions are usually of high pressure and low temperature. (Inelectra).

The development of this research will take place in La Libertad refinery by means of observations, interview supervisors of plant and gathering information on field, as a basic bibliography of reference to the Gas Processors Association Supplier , including the conceptual design of separators, Gas Engineering, principles and applications, for the selection and equipment dimension. In addition, it will be set to rules, standards, codes, and specifications of the hydrocarbon sector as it is the IPS-E-PR-200 "Basic engineering of the design data", IPS-E-PR-170 "Process flow diagram" legends, numbering, symbols used in base the project and the IPS-E-PR-230 "Pipe and Instrumentation P & IDs diagrams" showing the necessary equipment with their respective specifications on a plane to La Libertad refinery.

Is proposed to implement in smaller refineries capacity noting the specifications and features of equipment required for its use in order to get a stable operation, eliminating risks of foaming in the amine plant, minimizing the rate of corrosion, optimizing energy consumption to obtain a clean product.

Key words: Process - purification - amine - Fuel Gas

INTRODUCCIÓN

Este proyecto de investigación tiene como objeto realizar un estudio, de captación y análisis, del fuel Gas para utilizarlo en los hornos previa purificación con DEA; este tratamiento reduce el contenido de azufre por absorción. Para esto, se realizará un diseño básico de ingeniería que permita comparar los beneficios actuales y los que se podrán obtener al implementar lo propuesto.

El propósito es darle un uso adecuado al fuel gas para convertirlo en combustible limpio, utilizarlo en quemadores de hornos y sistema de empaquetamiento de la Refinería La Libertad.

El capítulo I contiene las bases fundamentales para analizar el tema con sus respectivos objetivos para la solución del problema.

El capítulo II se refiere en conocer los conceptos teóricos y criterios básicos de equipos, accesorios e instrumentación para el desarrollo de una ingeniería básica de una planta de purificación de fuel gas a base de amina

El capítulo III describe las fórmulas para el cálculo para el balance de masa y energía de los equipos que se requiere para una ingeniería básica de una planta de purificación de fuel gas a base de amina

El capítulo IV muestra los resultados que son representadas en las tablas de especificaciones de los equipos necesarios, Diagrama de flujo de proceso y PID's de la planta de purificación del fuel gas a base de amina.

Para concluir se presentan las respectivas conclusiones y recomendaciones

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 Antecedentes

La Refinería de La Libertad se encarga del procesamiento industrial del petróleo para obtener derivado de calidad y así satisfacer la demanda de combustibles a nivel nacional y regional. Se originó en la Provincia de Santa Elena la explotación ecuatoriana, en el año 1909 y 1929, fue centro de desarrollo de diferentes actividades petroleras una de ellas es la extracción que estuvo a cargo de compañías privadas nacionales y extranjeras. En Londres en el año 1919 es creada, la compañía Anglo Ecuatorian Oilfields con el propósito de explotar los yacimientos en Ancón, Península de Santa Elena, En 1929, obtiene excelentes logros en perforación, de 3000 barriles diarios. Al obtener gran cantidad de petróleo, la compañía decidió construir la primera refinería.

En 1940 se construyeron, inicialmente, dos plantas de procesamiento: Foster y Stratford, cerca del actual terminal de derivados, alimentadas con la producción de 7000 barriles diarios de crudo provenientes de Ancón, transportado por vía férrea hasta éstas instalaciones. La planta Foster dejó de operar en 1956 y la Stratford en 1968, hasta ese entonces permitieron cubrir el 65 % de la demanda nacional de derivados de petróleo. En 1956 se construyó una nueva refinería con dos tipos de procesos: destilación atmosférica y Craqueo Térmico para procesar 7000 BPD. En 1968 se incorporó la Planta Parsons que refinó 20000 BPD con varias dietas de crudos (31,3 a 55,7 API), en la actualidad, procesa 26000 BPD con crudos de 25.5 a 27,5 API de alto contenido de Azufre. (1)

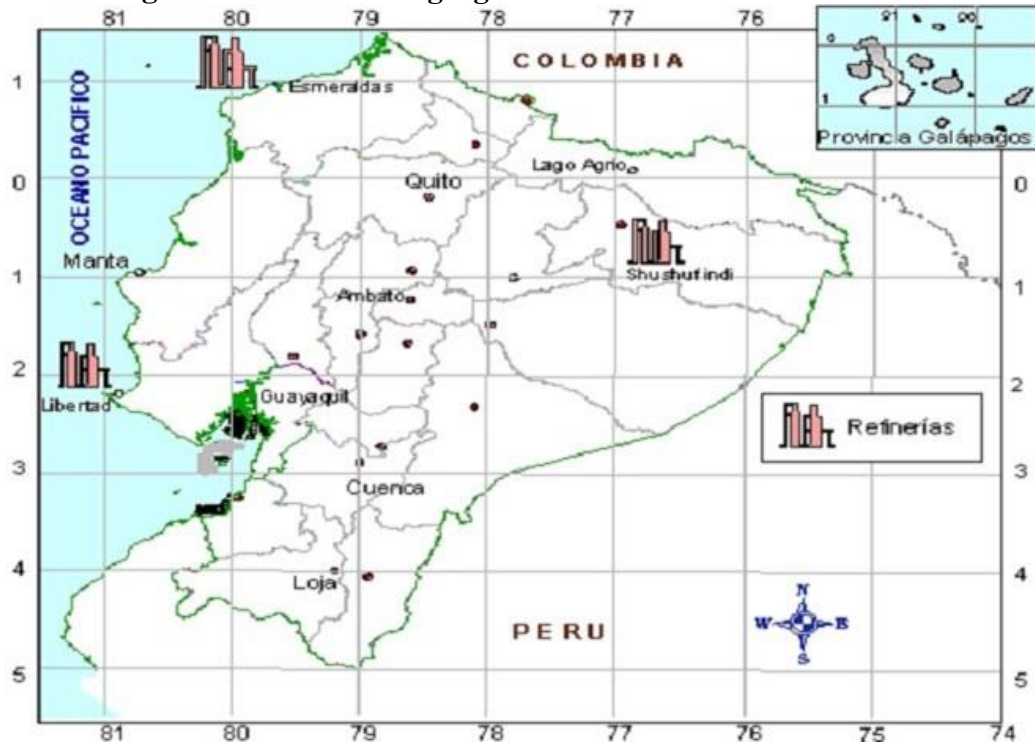
La Refinería de la Empresa Anglo Ecuatorian Oilfields fue revertida al Estado ecuatoriano en 1989, luego que concluyera la concesión otorgada, como Petropenínsula. En agosto de 1990 la planta de Repetrol, llamada en la actualidad de Cautivo, pasó al estado, fue integrada a la misma estructura administrativa y

operativa: Refinería La Libertad, ahora a cargo de Gerencia de Refinación de EP-PETROECUADOR.

La producción total de Refinería La Libertad es de 45000 BPD cuya carga anual promedio es de 850000 barriles. La constituyen tres unidades de destilación primaria:

- Planta Parsons con capacidad de 26000 barriles por día
- Planta Universal con capacidad de 10000 barriles por día
- Planta Cautivo con capacidad de 9000 barriles por día (1)

Figura N° 1 Ubicación geográfica de Refinería “La Libertad



Fuente: EP-Petroecuador. Quito-2010

Entre las causas observadas del problema sobre la inadecuada utilización del fuel gas, cuyos efectos por la quema de los contaminantes del fuel gas afecta al medio ambiente, por lo tanto es necesario la purificación del fuel gas mediante a base de amina, para el consumo interno en hornos.

1.2 Planteamiento del Problema

El fuel gas obtenido de las unidades de destilación atmosférica de Refinería La Libertad, no tiene un adecuado uso y aprovechamiento, por lo que, se sugiere su captación para ser quemado en los hornos, previo tratamiento.

1.3 Formulación del problema:

- ¿Cómo incide el inadecuado proceso de purificación del fuel gas para mejorar el tratamiento del consumo interno en hornos, en la refinería La Libertad?.

1.4 Justificación

El fuel gas generado en Refinería La libertad es quemado directamente en TEA, para su aprovechamiento, uso en quemadores de hornos o pilotos y evitar contaminación en el ambiente, además de reducir su efecto corrosivo, requiere ser tratado con sustancias absorbentes como Amina.

La importancia del tema radica en el proceso de purificación del fuel gas a base con amina porque se utilizara el fuel gas obtenido de las unidades de destilación atmosférica como Parsons y Universal de la Refinería La Libertad.

Es relevante porque esta investigación sirve de aporte académico en similares estudios.

Es novedoso porque se puede implementar en refinerías de menor capacidad observando las especificaciones y características de los equipos necesarios para su utilización con el fin conseguir una operación estable, eliminando los riesgos de formación de espuma en la planta de amina, minimizando la tasa de corrosión, optimizando el consumo de energía para obtener un producto limpio.

1.5 Hipótesis de Trabajo.

La utilización de un *sistema de purificación del fuel gas a base de aminos*, de las diferentes fuentes de Refinería La Libertad, permitirá *reducir los contaminantes previos a su combustión en hornos*, ajustados a lo requerido en TULAS, y evitar, de ésta manera, daños ambientales en el entorno así como de los equipos y sistema de tuberías.

Variable Independiente:

- *Sistema de purificación del fuel gas a base de aminos.*

Variable Dependiente:

- *Reducir los contaminantes previos a su combustión en hornos.*

1.6 Objetivos

1.6.1 Objetivo general

- Desarrollar una ingeniería básica de un proceso de purificación del fuel gas, a base de amina, para el consumo interno en hornos, en la refinería La Libertad.

1.6.2 Objetivos específicos

- Exponer las generalidades de la investigación.
- Fundamentar los criterios teóricos de un proceso de purificación del fuel gas, a base de amina, para el consumo interno en hornos especificando los equipos de la planta de amina.
- Explicar mediante diagramas de flujos y PID`s el proceso de purificación del fuel gas a base de amina.
- Analizar los resultados obtenidos en los procesos de purificación del fuel gas para sus respectivas conclusiones y recomendaciones

1.7 Descripción de la Metodología

El desarrollo de esta investigación se realizará en Refinería La Libertad mediante observaciones directa, entrevista a los supervisores de planta y levantamiento de información en campo. Además, estará ajustado a normas, estándares, códigos y especificaciones del sector hidrocarburoso como es el IPS-E-PR-200 “Ingeniería básica de datos del diseño”, IPS-E-PR-170 “Diagrama de flujo de procesos” se utilizará leyendas, numeración, simbología en base al proyecto y el IPS-E-PR-230 “Tubería y diagramas de instrumentación P&IDs” mostrando los equipos necesarios con sus respectivas especificaciones en un plano para refinería La Libertad

Se tomará, además, como bibliografía básica de referencia al Gas Processors Supplier Association, Diseño conceptual de separadores, Ingeniería de Gas Principios y Aplicaciones, para la selección y dimensión de equipos.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Sistema de purificación del fuel gas a base de aminas.

2.1.1 Proceso de Obtención fuel gas

El petróleo es parte fundamental de la materia prima para las refinerías, por lo tanto está compuesta por átomos de carbono e hidrógeno, también se puede encontrar otros compuestos como el Azufre, Oxígeno y Nitrógeno. La composición química de los crudos son sorprendentemente uniformes, en ciertos casos sus características físicas varían considerablemente.

Tabla N° 1 Composición del petróleo

Composición del petróleo	% PESO
Carbono	84-87
Hidrogeno	11-14
Azufre	0-5
Nitrógeno	0-0,2

Fuente: Bermudez-Refinación de petróleo-2009
Elaborado por: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo

Clasificación de los tipos de crudos

Los grados API es una de las clasificaciones importantes del petróleo, para determinar el tipo de crudo:

Crudo liviano.- son los que tienen gravedad API mayor 30°, tienen más valor comercial y en esta categoría están también los condensados cuya gravedad API es mayor a 45° y son los más utilizados para la producción de gasolinas. (2)

Crudo mediano.- son los que tienen gravedad API entre 22-29,9° también representan en el mercado un tipo de crudo de valor apreciable.

Crudo pesado.- son aquellos que tienen una gravedad API de 10-21,9.

Crudos extrapesados.- Son aquellos que tienen una gravedad API menor a 10°. (2)

2.1.1.1 Destilación Atmosférica

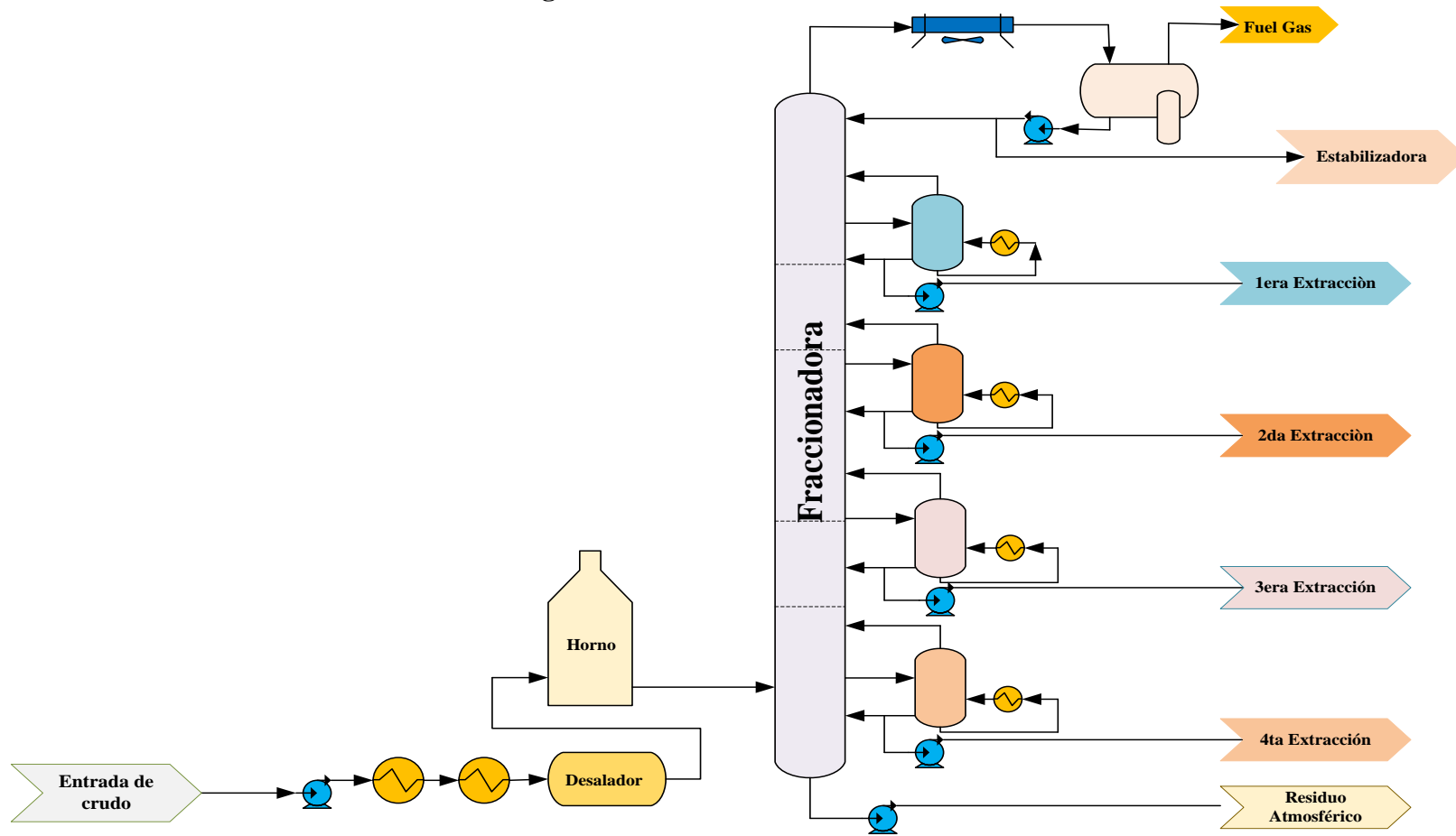
Es el primer proceso del refino de un crudo, el principal objetivo es la vaporización parcial y separación por condensación a diferentes temperaturas (temperaturas de corte) en distintas fracciones. Se ejecuta en una columna de destilación o fraccionadora en cuyo interior están dispuestos de forma ordenada una serie de platos en los que se acumulan los líquidos condensados. El número de platos es del orden de 36. La temperatura de la columna en el fondo es alta y fría en cabeza de forma que cada plato tiene una temperatura inferior a la del situado debajo. La destilación se realiza a una presión superior a la atmosférica.

El calor necesario para la destilación lo proporciona un horno al que entra el crudo ya precalentado después de pasar por una serie de intercambiadores de calor con productos más calientes obtenidos en la torre de destilación, de manera que consiga la máxima eficiencia energética.

Con la presencia de sales inorgánicas (cloruro sodio, magnesio, entre otras que producirían corrosión en el sistema) el crudo tiene que ser desalado antes de entrar al proceso, este desalado se obtiene al mezclar el agua para disolver las sales. Al calentar la mezcla a una temperatura de 120 y 150 C, evitando que no sobrepase su punto de vaporización a la presión de operación.

Cuando hay una separación entre las fases orgánicas e inorgánicas, en ellas se encuentran disueltas las sales, al agregar aditivos específicos, consecutivamente la fase acuosa se decanta mediante la acción de un campo electrostático. (3)

Figura N° 2 Destilación Atmosférica



Fuente: Josè Lluch Urpì-Tecnología Margen del Refino del Petòleo-2006
Elaborado por: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo

Productos obtenidos en la destilación atmosférica.

En la destilación se obtienen 10 destilados que se separan en intervalos de 75 grados °F desde 125 a 1100 grados °F. Estas son:

1. Primero se obtienen gases ligeros como el metano, etano y algo de propano su rango de ebullición es de (-259 °F a - 44°F). Este gas es utilizado como combustible de refinería y también para alimentación de procesos petroquímicos.
2. Propano tiene un Punto de ebullición de - 44°F, este gas forma parte principal para formar GLP el cual es alimentación a procesos petroquímicos.
3. Butanos tiene un rango de ebullición 11 a 31 °F, al mezclar la gasolina de motor es para elevar su volatilidad, también se puede utilizar en procesos petroquímicos.
4. Nafta Ligera su punto de ebullición de 30 a 300 °F, es el componente principal de la gasolina. Al momento que se elimina el pentano (despentanización) puede mezclarse con nafta pesada y servir como alimentación a la planta de reformación catalítica.
5. Nafta Pesada tiene un rango de ebullición 300 a 400 °F, este se usa como alimentación para el reformador catalítico, se obtiene combustible para aviones a motor al mezclar gasoil.
6. Keroseno tiene un rango de ebullición de 400 a 500 °F, es el componente para combustibles JET, combustible de calefacción, solvente y alumbrado.
7. Gasoil Liviano tiene los puntos de ebullición 400 a 600 °F, este destilado se utiliza en Fuel oil y combustibles Diesel, podría mezclarse con crudos livianos.
8. Gasoil pesado tiene los rangos de ebullición 600 a 800 °F. Al combinarlo con el gasoil de vacío para ser empleado como crudo reducido de alimentación al craqueo catalítico.
9. Gasoil de vacío tiene puntos de ebullición 800 a 1100 °F, este se convierte en alimentación para el craqueo catalítico, y fuente para producir lubricantes.
10. Por último los Residuos tienen un rango de ebullición, 1100 °F y más. (2)

Al Preparar el Fuel oil pesado con el gasoil, se lo utiliza como fuente para la producción de asfalto y ceras. (2)

2.1.1.2 Estabilizadora de gasolina

La función principal de la Estabilizadora de Gasolina, es separar las fracciones más ligeras de gasolina que proviene de la destilación primaria que contiene (butanos, propanos, y gases más livianos, también hay presencia de H₂S), las fracciones que causan que la presión de vapor de la gasolina estén por encima de los valores especificados por las normas. La Estabilizadora consiste en una columna de fraccionamiento con su respectivo sistema para calentamiento de fondos y condensados en el tope. Se debe ajustar la presión de vapor y el punto inicial de la gasolina separando la parte de butanos y los componentes más ligeros y gran parte del sulfuro de hidrogeno se eliminará y saldrá con los gases del tope, porque es causante de la corrosión en las gasolinas.

Los productos que se obtienen de la Estabilizadora son:

- Gas combustible
- Gas licuado de petróleo
- Gasolina estabilizada (4)

2.1.1.3 Fuel Gas y Composición.

El fuel gas se obtiene en diferentes procesos de refinación como destilación atmosférica, hidrodesulfuración, craqueo catalítico y térmico, el cual se recupera y envía al tratamiento de purificación. Esta corriente gaseosa tiene principalmente hidrocarburos livianos en estado gaseoso en condiciones de temperatura y presión ambiente. Según el proceso contiene impurezas como: Hidrogeno, CO₂, COS, CS₂, Mercaptanos, NH₃, HCN y H₂S.

Además se puede aprovechar como combustible en hornos y calderas de refinería. El fuel gas al tratarse apropiadamente es un combustible poco contaminante. (5)

Tabla N° 2 Composición típica del Fuel Gas de los procesos de refinación.

Clase	Componente	Formula
Hidrocarburos	Metano	C ₁ H ₄
	Etano	C ₂ H ₆
	Propano	C ₃ H ₈
	n-Propano	nC ₄ H ₁₀
	Pentanos	C ₅ ⁺
Gases inertes	Nitrógeno	N ₂
	Oxígeno	O ₂
	Argón	Ar
	Helio	He
	Hidrogeno	H ₂
Gases ácidos	Dióxido de carbono	CO ₂
	Sulfuro de hidrogeno	H ₂ S
Compuestos de azufre	Sulfuros	R-S-R
	Disulfuros	R-S-S-R
	Mercaptanos	R-SH
Otros	Vapor de agua	H ₂ O

Fuente: Nelly Quintana Zapata y Janet Zúñiga Trelles-Universidad nacional de Piura -2014
Elaborado por: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo.

2.1.2 Principal impureza del Fuel Gas para el tratamiento con Amina

Sulfuro de Hidrogeno (H₂S): Es un gas químicamente contaminante que se encuentra naturalmente en el petróleo y gas natural, esta es una de las impurezas que se debe eliminar de la corriente del fuel gas, dicha eliminación se debe realizar antes de que sea inyectado al sistema de tubería que va dirigida a los hornos, ocasionando graves problemas operacionales en el proceso o en la distribución del fuel gas por que está activo en los procesos corrosivos. (6)

Tabla N° 3 Propiedades física del H₂S

Propiedades	
Peso molecular	34
Punto de ebullición	-60°C
Punto de fusión	-85°C
Solubilidad en agua g/100ml a 20°C	0,5
Densidad relativa de vapor (aire=1)	1,19
Punto de inflamación	Gas inflamable
Temperatura de autoignición	260°C
Límite de explosividad % volumen aire	4.3-46
Gravedad especifica (liquido) 60°F/60°F	0,790

Fuente: Ficha Internacional de Seguridad Química IPSC-Abril 2005
Elaborado por: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo

2.1.3 Absorción Gas-Líquido.

2.1.3.1 Definición.

Es un proceso químico que consiste en la separación de uno o más componentes de una mezcla gaseosa con la ayuda de un solvente líquido con el cual forma solución (un soluto A, o varios solutos, se absorben de la fase gaseosa y pasan a la líquida). (7)

2.1.3.2 Tipos de equipos de Absorción

Los equipos que se basan en el principio de absorción incluyen a las torres empacadas, platos (bandejas). Las torres empacadas son comúnmente utilizadas para el control de la contaminación. Las torres empacadas son torres llenas de materiales de empaque que proporcionan un área de superficie grande para facilitar el contacto entre el líquido y el gas. Este tipo de torre puede alcanzar eficiencia de remoción más alta, manejar razones de líquido más alta y tener el requerimiento de consumo de agua relativamente más bajos que otros absorbedores de gas. También pueden tener caídas de presión altas en el sistema, potencial de obstrucción y ensuciamiento alto y costo de mantenimiento extensos debido a la presencia del material de empaque. Los costos de instalación, operación y de disposición de agua residual pueden ser mayores para absorbedores de lecho empacado. (8)

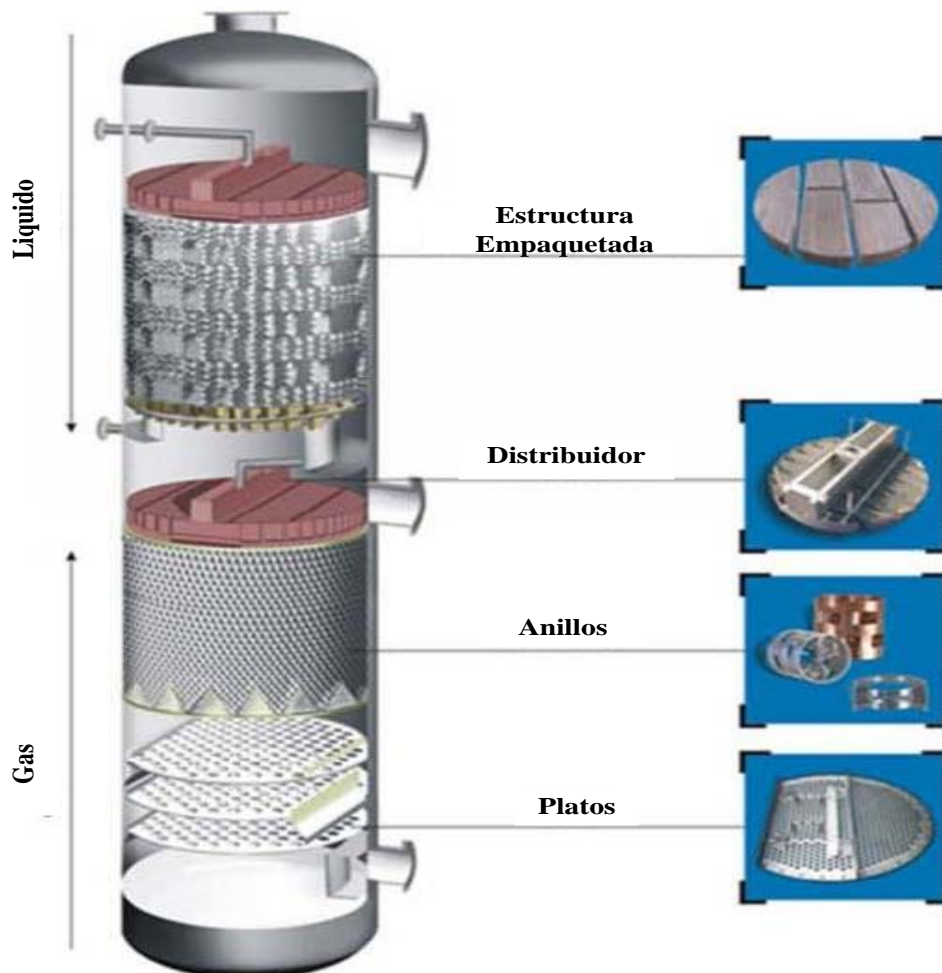
Figura N° 3 Torre Empacada.



Fuente: Torre Absorción- Antonio Barderas-2010.

Las torres de platos (bandejas) son cilindros verticales en los cuales el líquido y el gas están en contacto en cierto modo por cada bandeja. El líquido entra por la parte superior de la torre y fluye a través de cada plato y a través de un vertedero hacia los platos de la parte inferior. El gas se mueve hacia la parte superior a través de las aberturas de los platos, las torres de platos son más fáciles de limpiar y tienden a manejar mejor las fluctuaciones de temperaturas que las torres de empaque. Sin embargo las razones de flujo de gas alta, las torres de platos exhiben las caídas de presión mayores y tienen mayor retención de líquido. Generalmente están hechas de materiales tales como el acero inoxidable, que pueden soportar fuerza del líquido sobre los platos y también proporcionar protección contra corrosión. (8)

Figura N° 4 Torre de Platos.



Fuente: Tratamiento del Gas Natural-Ing. Arévalo Uribe-2013

2.1.4 Tratamiento químico para el fuel gas

2.1.4.1 Amina

Las aminas fueron usadas como absorbentes de gases ácidos desde 1930. La primera amina utilizada fue la TEA (Trietanolamina) era la única disponible comercialmente, pero en la actualidad existen otros tipos de aminas con características e información técnica para ser consideradas en un diseño.

Las alcanolaminas comunes para el endulzamiento del gas ácido son las MEA (Monoetanolamina), DEA (Dietanolamina) y MDEA (Metildietanolamina), porque la TEA es poco usada en la actualidad.

Tabla N° 4 Tipos de Amina.

Amina primaria MEA	$\begin{array}{c} H \\ \\ N-CH_2-CH_2-OH \\ \\ H \end{array}$
Amina secundaria DEA	$\begin{array}{c} H \\ \\ OH-CH_2-CH_2-N-CH_2-CH_2-OH \\ \\ H \end{array}$
Amina terciaria MDEA	$\begin{array}{c} CH_3 \\ \\ OH-CH_2-CH_2-N-CH_2-CH_2-OH \\ \\ H \end{array}$

Fuente: María Valentina Gamero Díaz-“Estudio de Optimización de amina existente usando un software de simulación.”-2012.

Elaborado por: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo.

Tipos de amina

MEA (Monoetanolamina)

Esta amina fue usada durante años para remover CO₂ y H₂S de las corrientes del gas natural y gas sintético, en la actualidad está siendo remplazada por soluciones acuosas más eficientes, especialmente para el tratamiento del gas natural a alta presión. Sin embargo aún es preferida para concentraciones bajas de CO₂ y H₂S contenidos bajos como sulfuro de carbono (CS₂) y sulfuro de carbonilo (COS). (7)

Tabla N° 5 Propiedades de la MEA (Monoetanolamina)

PROPIEDADES	MEA
Tipo de amina	Primaria
Formula química	HOC ₂ H ₄ NH ₂
Masa molecular	61,09
Gravedad específica	1,0719
Punto de ebullición (°C ≈ °F) a 760 mm Hg	171 (338,9)
Presión de vapor (mm Hg) a 20°C ≈ 68°F	0,36
Punto de congelamiento °C ≈ °F	10,5 (50,9)
Solubilidad en el agua a 20°C ≈ 68°F	Completa
Viscosidad absoluta Cp a 20°C ≈ 68°F	24,1

Fuente: Guía para especificación de Unidad de Endulzamiento de Gas con Amina.-Inelectra-2009
Elaborado: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo.

DEA (Dietanolamina)

La Dietanolamina ha sido usada como absorbente de gases de refinería con alto contenido de H₂S, CO₂, COS y CS₂. Las aminas secundarias son menos corrosivas en el proceso de purificación y son menos selectiva al COS y CS₂ que las primarias.

Ventaja

Las otras soluciones acuosas secundarias junto con las DEA son la mejor elección para el tratamiento de gas con COS y CS₂.

Con la presión de vapor baja es adecuada para operar a baja presión, donde las pérdidas por vaporización son despreciables.

Es químicamente más débil que la MEA y se requiere menos calor para la absorción.

Desventaja

Experimenta varias reacciones irreversibles con CO₂, las cuales forman productos corrosivos, por lo que no puede ser seleccionada para endulzar gases con alto contenido de CO₂. La recuperación de la solución contaminada con DEA, puede requerir destilación al vacío. (7)

Tabla N° 6 Propiedades de la DEA (Dietanolamina).

PROPIEDADES	DEA
Tipo de amina	Secundaria
Formula química	(HOC ₂ H ₄) ₂ NH
Masa molecular	105,14
Gravedad especifica	1,0919
Punto de ebullición (°C ≈ °F) a 760 mm Hg	269(516,2)
Presión de vapor (mm Hg) a 20°C ≈ 68°F	0,01
Punto de congelamiento (°C ≈ °F)	28,0 (82,4)
Solubilidad en el agua a 20°C ≈ 68°F	96,4
Viscosidad absoluta Cp a 20°C ≈ 68°F	380

Fuente: Guía para especificación de Unidad de Endulzamiento de Gas con Amina.-Inelectra-2009
Elaborado: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo.

MDEA (Metildietanolamina)

La amina MDEA, tiene una absorción selectiva de H₂S en la presencia de CO₂, en especial cuando la relación CO₂/H₂S es muy alta, pero tiene un interés considerable en el tratamiento de gases producidos de la gasificación del carbón y plantas de gas de cola con procesos Claus. Es altamente resistente a la degradación térmica y química, no es corrosiva. (7)

Tabla N° 7 Propiedades de MDEA (Metildietanolamina)

PROPIEDADES	MDEA
Tipo de amina	Terciaria
Formula química	(HOC ₂ H ₄) ₂ NCH ₃
Masa molecular	119,17
Gravedad especifica	1,0418
Punto de ebullición (°C ≈ °F) a 760 mmHg	247,2 (476,9)
Presión de vapor mm Hg a 20°C ≈ 68°F	0,01
Punto de congelamiento °C ≈ °F	-21,0 (-5,8)
Solubilidad en el agua	Completa
Viscosidad absoluta Cp a 20°C ≈ 68°F	101

Fuente: Guía para especificación de Unidad de Endulzamiento de Gas con Amina.-Inelectra-2009
Elaborado: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo.

2.1.4.2 Purificación del fuel gas

El fuel gas pasa por la sección de absorción de la Torre Absorbedora, en donde los componentes ácidos reaccionan con la amina a contracorriente.

Las condiciones de operación de la Torre Absorbedora son definidas de acuerdo al proceso del gas, dichas condiciones son generalmente de alta presión y baja temperatura.

El gas dulce deja la Torre Absorbedora por el tope. Luego la amina rica que sale de la Torre Absorbedora hacia el Tanque Flash para separar gases e hidrocarburos disueltos, la presión del Tanque Flash es la requerida para vencer todas las pérdidas de presión hasta llegar a la Torre de Regeneración. La amina rica es precalentada en el Intercambiador Amina Rica/Amina Pobre antes de entrar a la Torre de Regeneración.

La amina rica es separada del gas ácido en la Torre de Regeneración por el aumento de la temperatura y a baja presión. La cantidad de calor que genera el rehervidor es suficiente para suministrar calor sensible y aumentar la temperatura de la amina rica hasta la temperatura de la amina pobre, energía suficiente para revertir la reacción de la amina con los componentes ácidos y separar los productos. El calor latente y sensible para convertir el agua de reflujo en vapor que es considerado como vapor de despojamiento.

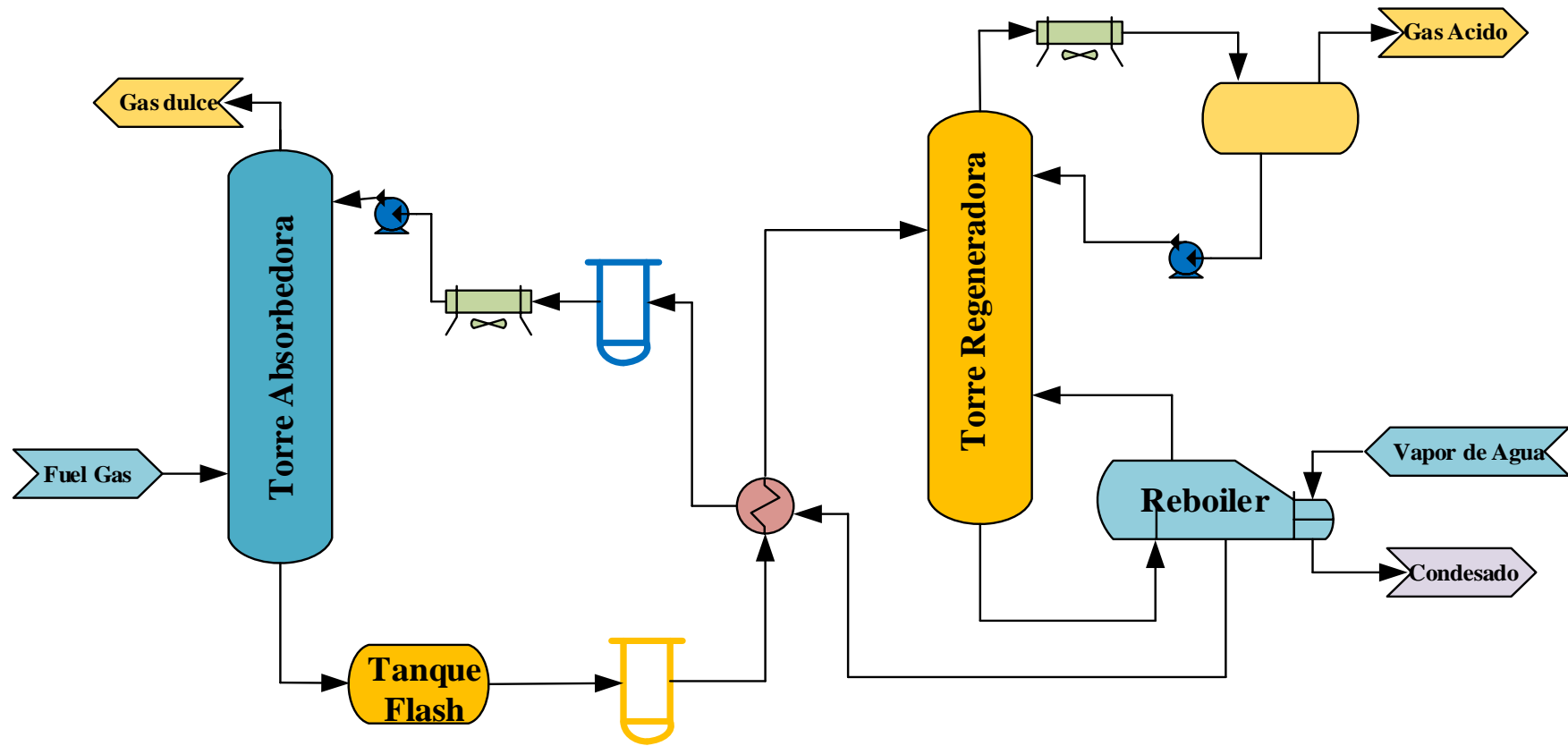
El vapor de agua proveniente de la solución de amina tiene un alto contenido de componentes ácidos, la corriente es condensada donde se puede utilizar aire, agua u otro medio de enfriamiento.

El gas ácido que sale del tope del acumulador de reflujo es enviada a otra unidad para recuperar los componentes ácidos.

El líquido es principalmente agua el cual se envía como reflujo para la Torre de Regeneración para prevenir que la solución no se vuelva muy concentrada.

La amina pobre es recuperada y bombeada hacia la Torre Absorbedora, primero es enfriada con una diferencia de 6°C (10°F) por encima de la temperatura del gas ácido que alimenta la Torre Absorbedora, con el fin de mantenerse por encima del punto de rocío de hidrocarburo. (7)

Figura N° 5 Planta de Tratamiento con Amina para el Fuel Gas.



Fuente: Guía para especificación de Unidad de Endulzamiento de Gas con Amina.-Inelectra-2009
Elaborado por: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo

2.1.5 Componentes generales en la utilización de la planta con amina

Se debe tomar en cuenta los criterios fundamentales para poder especificar los tipos de equipo, herramienta e instrumentos a utilizar en una planta de proceso químico.

2.1.5.1 Equipos

Bombas

Requisitos de las bombas para industrias de procesos químicos

Las bombas para las industrias de procesos químicos difieren de las utilizadas en otras industrias principalmente en los materiales de que están hechas.

Aunque el hierro fundido, el hierro dúctil, el acero al carbono y las aleaciones a base de aluminio o cobre pueden estar en contacto con algunas soluciones químicas, la mayor parte de las bombas para productos químicos se hacen con aceros inoxidable, aleaciones a base de níquel 10 con metales más raros como el titanio y el circonio. También hay bombas disponibles hechas con carbón, vidrio, porcelana, caucho, plomo y una serie de plásticos que incluyen fenólicos, epoxi y fluorocarbonos.

Cada uno de esos materiales se ha incorporado en las bombas por una sola razón: eliminar o reducir los efectos destructores de los productos químicos en las piezas de la bomba. Dado que el tipo de líquido corrosivo determinará qué material será el adecuado, primero se debe hacer un cuidadoso estudio de las características del producto químico que se va a manejar. (9)

Selección de las bombas para industriales de procesos químicos

Las bombas se pueden clasificar en dos tipos generales: dinámicas y de desplazamiento positivo. Las bombas dinámicas, como lo son las centrífugas, son aquellas en que se aplica energía al líquido que se bombea con un impulsor o una hélice que gira en un eje. La energía de velocidad aplicada al fluido por el impulsor

se convierte en energía de presión cuando el líquido sale del impulsor y avanza a lo largo de una voluta o carcasa de difusor estacionarias. Por supuesto, cuando hay mayor velocidad, que se puede obtener con una velocidad de rotación más alta, un impulsor de mayor diámetro o ambas cosas, se puede lograr una carga más elevada. En las bombas de desplazamiento positivo se aplica energía al líquido dentro de un volumen fijo de desplazamiento, tal como una carcasa o un cilindro, con el movimiento rotatorio de engranes, tornillos o álabes o con pistones o émbolos de movimiento alternativo. (9)

Clasificación de los tipos de bombas

Bombas dinámicas.

- Bombas centrifugas.

Bombas de desplazamiento positivo

- Alternativas
- Rotativas.

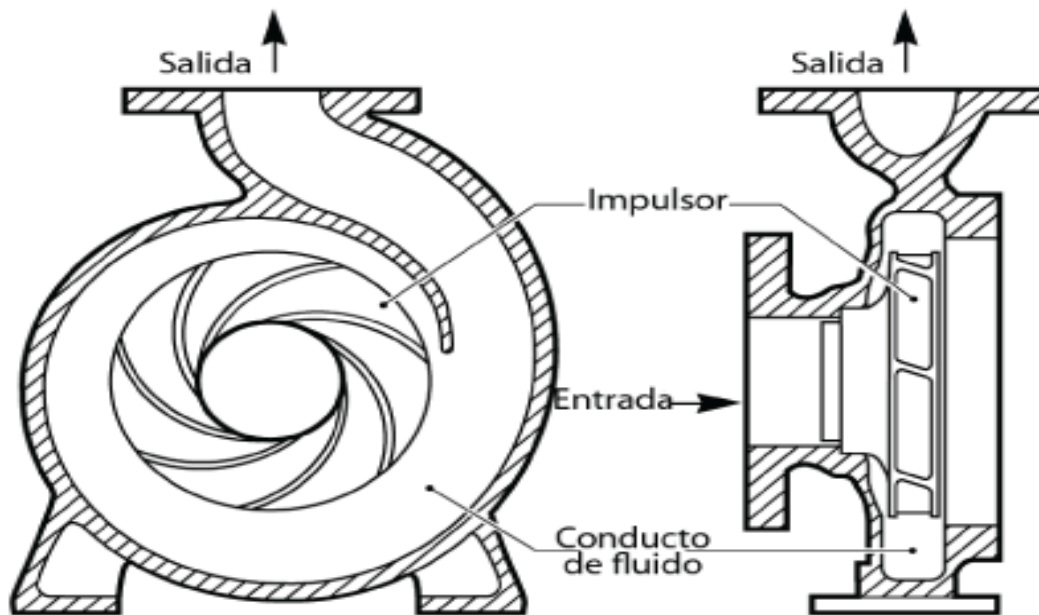
Bombas centrifugas: Una bomba centrifuga está formada por un conjunto de alabe, alojados dentro de una carcasa, que imparten energía al fluido por medio de la fuerza centrífuga. Básicamente está formada por:

- Elementos dinámicos
- Elementos estáticos

En una bomba centrifuga el líquido por medio de la presión atmosférica u otra presión de proceso se ve forzado a pasar por un conjunto de alabes en movimiento. Estos alabes constituyen un impulsor que imprime velocidad, la cual se convierte en presión al descargar el líquido sobre el espacio disponible en la carcasa de la bomba.

Las bombas centrifugas son más utilizadas en la industria. La altura diferencial de las bombas centrifugas varia con el caudal. (10)

Figura N° 6 Bomba centrífuga

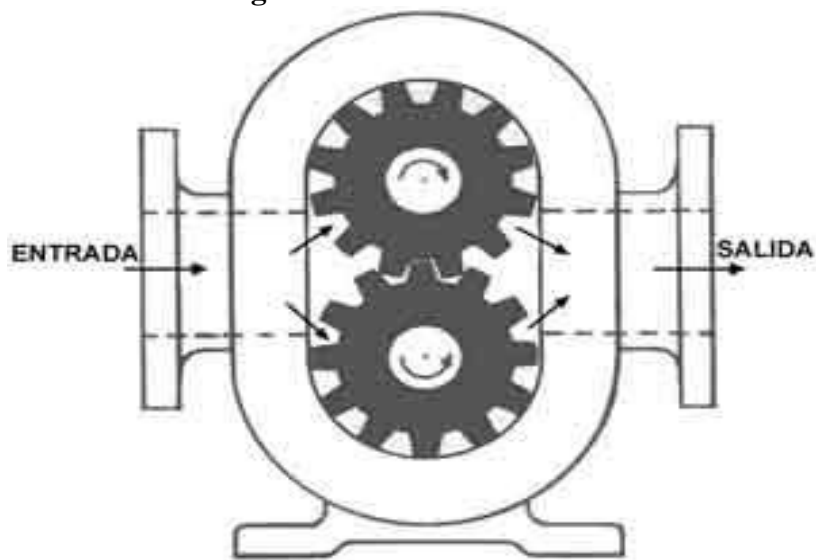


Fuente Dr. Ing. Jacques Schonek-Eficiencia energética circulación de fluidos-2012.

Bombas rotativas:

Pertencen al grupo de desplazamiento positivo. En las rotativas atrapan volumen fijo del líquido y se desplaza hasta la línea de descarga cuando gira el eje de la bomba. La salida de líquido es continuo, aunque oscilante. Tipos de bombas rotativas son: tornillo, engranaje, ruedas ovales, paletas. (10)

Figura N° 7 Bomba rotativa

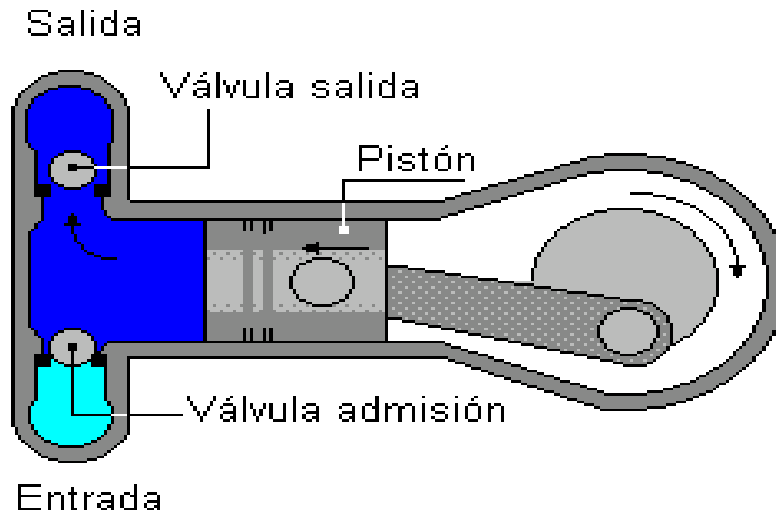


Fuente: Bomba de desplazamiento positivo-Apuntes teóricos y practicos-2011

Bomba Alternativas:

Pertencen al grupo de desplazamiento positivo, por lo que atrapan un volumen fijo de líquido y lo desplazan hacia la línea de descarga en cada uno de los recorridos del pistón. Se dividen en dos grupos de pistón y diafragma. (10)

Figura N° 8 Bomba alternativa



Fuente: Bombas y Aplicaciones-Tuxtla Gutiérrez Chiapas-2004

2.1.5.2 Recipientes

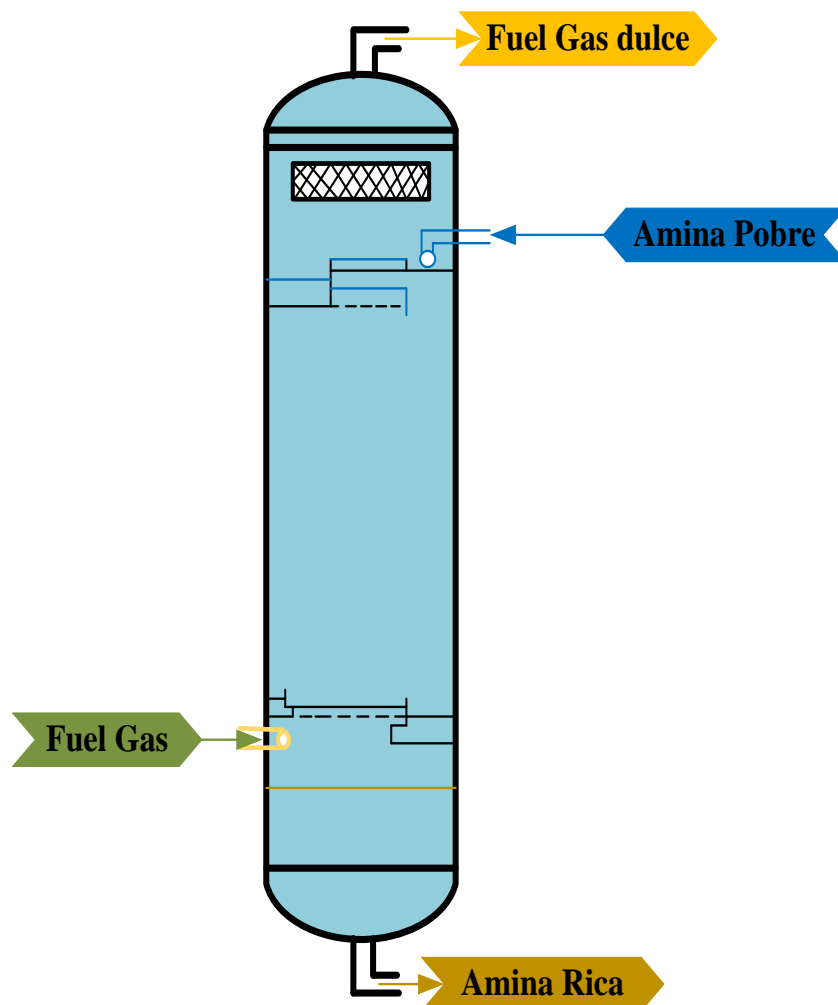
Los tipos de recipientes utilizados para un Proceso de Tratamiento con Amina en una Planta de Gas son los siguientes:

- Torres de Absorción
- Torre regeneradora
- Filtros
- Tambor Flash de amina rica
- Tambor de reflujo
- Tambor de drenaje
- Tanque Atmosférico
- Intercambiador de calor
- Reboiler
- Enfriador de amina
- Condensador de amina (11)

Torres de absorción Gas-Líquido.

El Absorbedor de Gas su función es que el fluido valla en contracorriente, está equipado típicamente de 10-20 platos (bandejas). Se requiere un espacio de separación adecuado en la parte superior y se usa con frecuencia un extractor de niebla. La práctica común en la industria es mantener la temperatura de la amina pobre a 10°F más caliente que la alimentación de gas al absorbedor., para evitar la formación de espuma debido a la condensación de hidrocarburos donde el gas está saturado. Las presiones de diseño del absorbedor coinciden con la presión de la alimentación del gas, de modo que el absorbedor no requiere una válvula de alivio de sobrepresión. El material de la torre es de acero. (11)

Figura N° 9 Torre absorbidora



Fuente: Amina Unit General Operating Manual-2012
Elaborado por: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo

Torre Regeneradora.

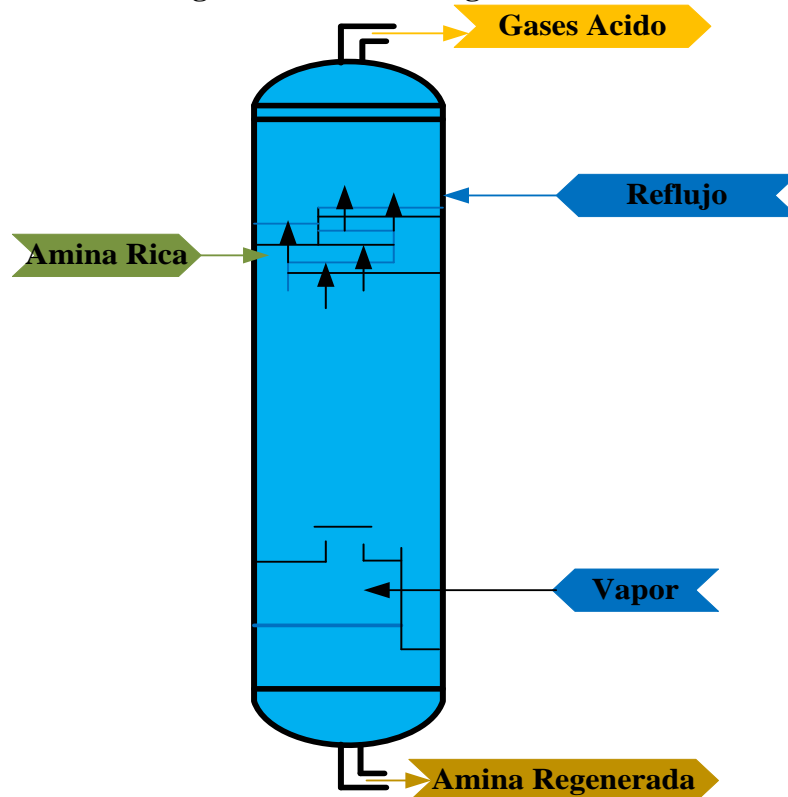
El regenerador es generalmente una torre de platos (bandejas), están hechas de acero. La presión del diseño se basa en requerimiento de protección al sistema y posibles fuentes de sobrepresión.

Su función principal es separar el H_2S y CO_2 de la amina rica, para hacerla amina pobre y devolverla al Absorbedor. Dentro del regenerador las presiones son menores a diferencia del Absorbedor que trabaja a altas presiones, además la temperatura son altas. La amina rica se regenera a baja presión esto ayuda a separar los gases ácidos de la solución fácilmente.

La solución de amina rica que entra al absorbedor en la parte superior es calentada con los vapores que se elevan, a medida que la temperatura de la amina aumenta se liberan más los gases absorbidos.

Estos gases ácidos salen de la parte superior de la torre la salida es generalmente $125^{\circ}C$ en la mayoría de las unidades, se pierde más agua con el gas ácido que se introduce como materia prima. (12)

Figura N° 10 Torre regeneradora

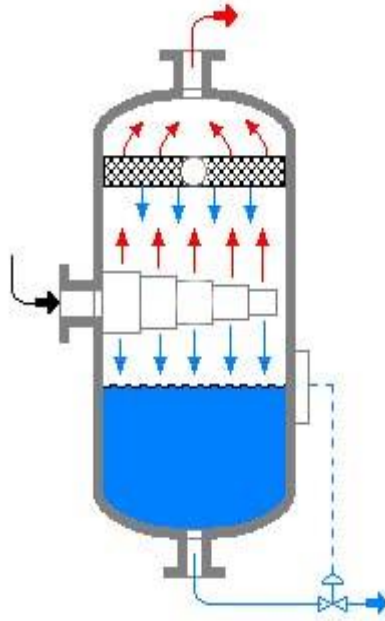


Fuente: Amina Unit-General Operating Manual-2012
Elaborado por: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo

Knockout Drum.

Es un recipiente vertical provisto de una almohadilla para separar en extractor de niebla el arrastre de hidrocarburos líquidos o en el condensado de la corriente de gas. (13)

Figura N° 11 Knockout Drum



Fuente: Design and sizing of Knockout drum-Stanley S.Grossel-2004

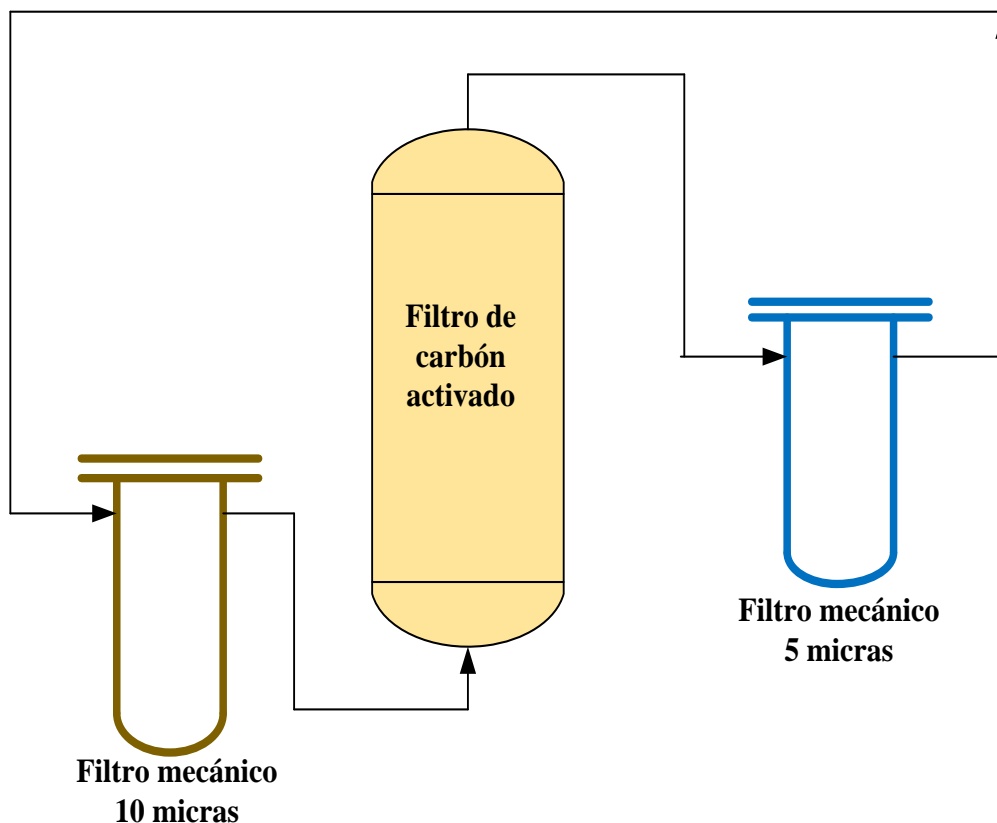
Filtros

Los filtros sirven a eliminar las impurezas de la solución pobre por lo que a medida que la amina recorre las tuberías del proceso este recoge partículas sólidas. Estas impurezas son causantes de formación de espuma que dañarían los equipos del proceso.

La solución pasa primero a través de un filtro mecánico y un filtro de carbón activado. El filtro mecánico elimina toda la suciedad y otras partículas de la solución de amina pobre. El filtro de carbón activado elimina los hidrocarburos arrastrados en la amina, el carbón activado este le hace que sea más fácil eliminar los hidrocarburos arrastrados.

Después que ha sido limpiada la amina pobre esta fluye a través del enfriador de amina pobre para que sea enviada a la torre de absorción para continuar con el proceso. (12)

Figura N° 12 Tipos de filtros



Fuente: Amine Unit-General Operating Manual-2012
Elaborado por: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo

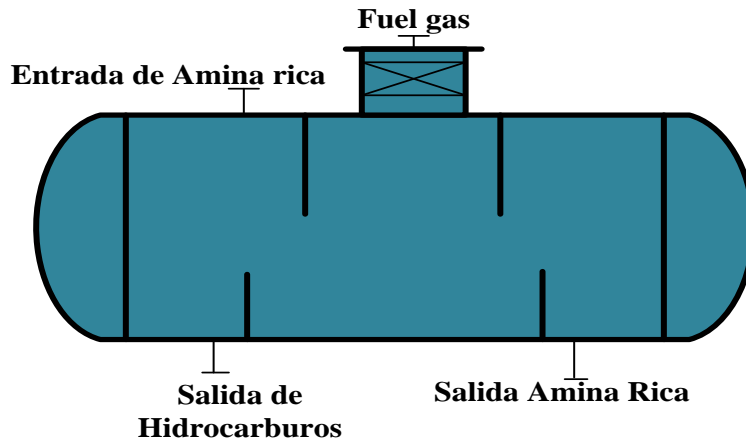
Tambor Flash

El tambor flash es un recipiente horizontal ingresa la amina rica, se proporciona un distribuidor en la entrada para evitar el exceso de turbulencia en la entrada y promover una distribución de flujo uniforme a través del recipiente.

El tambor flash recibe la amina rica que sale del Absorbedor que contiene H₂S junto con hidrocarburos que se disuelven fácilmente en la amina rica, sin embargo no están químicamente unidos a la amina, por lo que se pueden separar fácilmente. A medida que avanza el fluido va disminuyendo su presión y velocidad.

Esta caída de presión hace que los hidrocarburos disueltos se desprendan de amina rica, los gases salen de la parte superior del tanque flash. Esta amina rica fluye desde la parte inferior del tambor hacia el regenerador de amina, donde se eliminara el H₂S y CO₂. (13)

Figura N° 13 Tambor flash

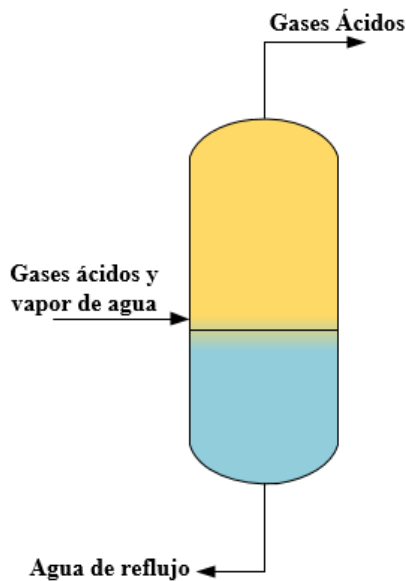


Fuente: Amina Unit General Operating Manual-2012
Elaborado por: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo

Tambor de Reflujo.

Es un recipiente utilizado para separar el líquido condensado proveniente del condensador. Los gases incondensables y otros vapores se liberan mediante un sistema de control de presión al sistema de antorcha de baja presión, manteniendo así la presión del acumulador a 10 Psig. El nivel de líquido en el acumulador es controlado por un controlador de nivel ubicado en la línea de descarga. (14)

Figura N° 14 Tambor de reflujo



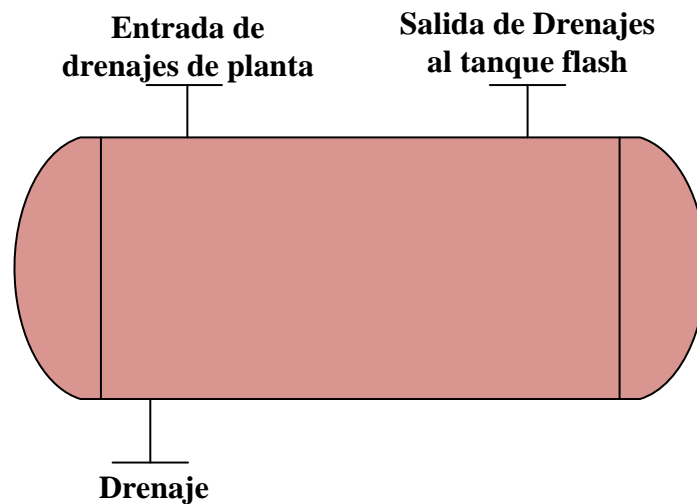
Fuente: Amina Unit General Operating Manual-2012
Elaborado por: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo

Tambor de drenaje de Amina

Se ubica un tanque de acumulación de drenajes subterráneo de solución de amina pobre/rica de la unidad durante el funcionamiento normal, situaciones de emergencia y el apagado de la unidad. El recipiente debe ser acero al carbono inoxidable y se proporciona un margen de corrosión de 6 mm.

Esta solución después que ha pasado por un filtro regresa al tambor flash de amina rica para que ingrese al proceso de regeneración. A continuación la Figura N° 15 muestra el tambor de drenaje. (15)

Figura N° 15 Tambor de drenaje



Fuente: Amina Unit General Operating Manual-2012
Elaborado por: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo

Tanque Atmosférico

Los tanques atmosféricos se usan fundamentalmente para almacenamiento de agua, productos químicos, petróleo, materiales que se almacenan a presiones iguales o cercanas a la atmosférica.

Cabe indicar que para que un recipiente cerrado sea catalogado como recipiente atmosférico, debe al menos una boquilla que este siempre comunicada y sin obstrucción con la atmosfera. (16)

Estos tanques se pueden clasificar como:

Atmosféricos y de baja presión cuando la presión es $P \leq 2.5$ Psig: Estos a su vez pueden tener techo fijo, flotante o abierto.

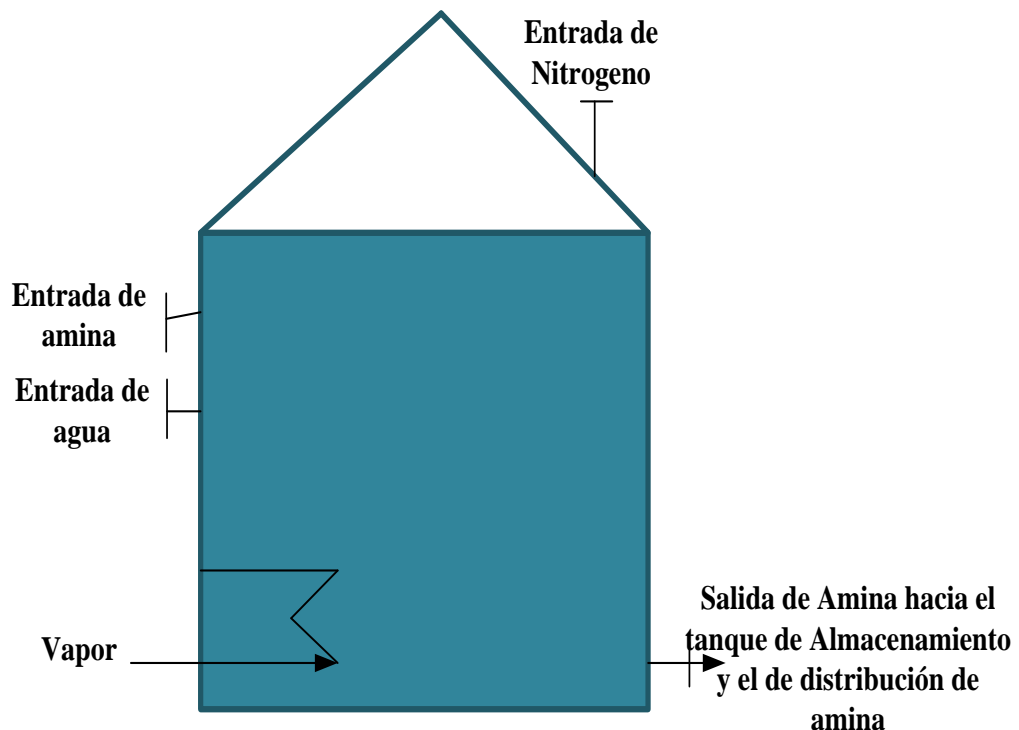
Presión media cuando la presión es $2.5 < P \leq 15$ Psig los cuales a su vez se dividen en refrigerados y no refrigerados.

Presurizados cuando la presión es $P > 15$ Psig; los cuales pueden ser esferas o cilindros. (16)

Tanque de Preparación de amina

La amina es preparada con el agua a las concentraciones requeridas de la planta, el solvente puro ya listo para ser distribuido por medio de las bombea hacia el tanque de almacenamiento y al tanque compensación estos tanques están fabricados de acero al carbono con un techo cónico compatible. El gas tiene nitrógeno y vapor para evitar la degradación de la solución. (15)

Figura N° 16 Tanque de preparación de amina



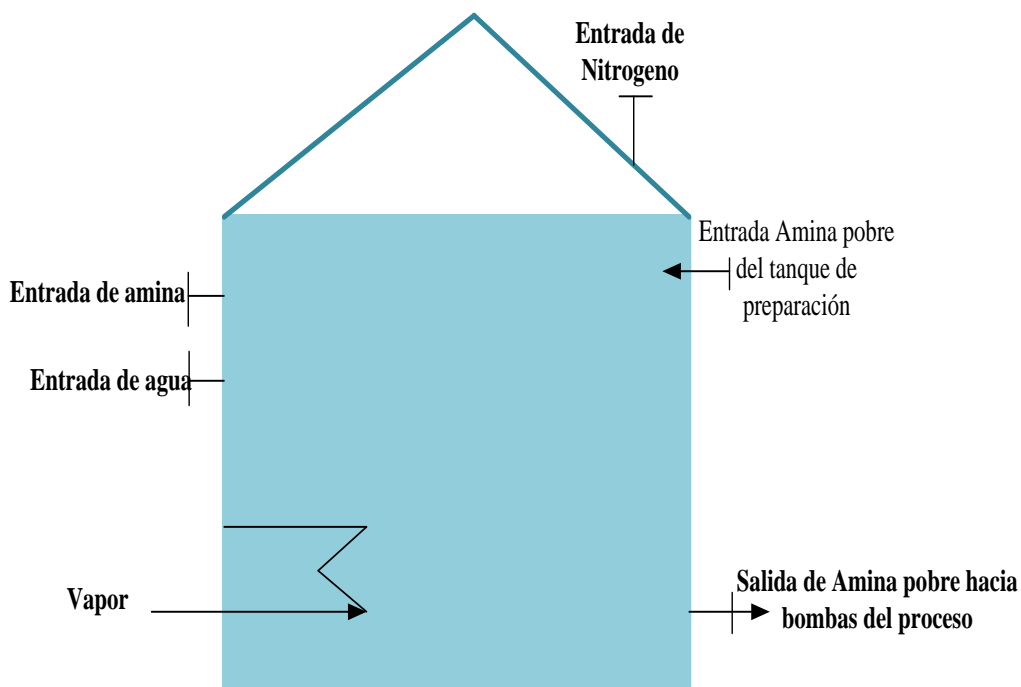
Fuente: Amina Unit General Operating Manual-2012
Elaborado por: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo

Tanque de Almacenamiento de amina

El tanque de almacenamiento permite que el componente se diluya a la concentración requerida, en caso de que no esté bien concentrada. El tanque tiene puntos de entradas como la solución fresca que viene del tanque de preparación de amina pobre, entrada de agua, nitrógeno y el vapor para mantener las condiciones de la amina fresca y evitar que se degrade. Esta amina es transferida agua arriba de la bomba que está a la salida del regenerador para compensar la pérdida de amina que pueda existir durante el proceso tanto en la absorción como en la regeneración.

(15)

Figura N° 17 Tanque de Almacenamiento de amina



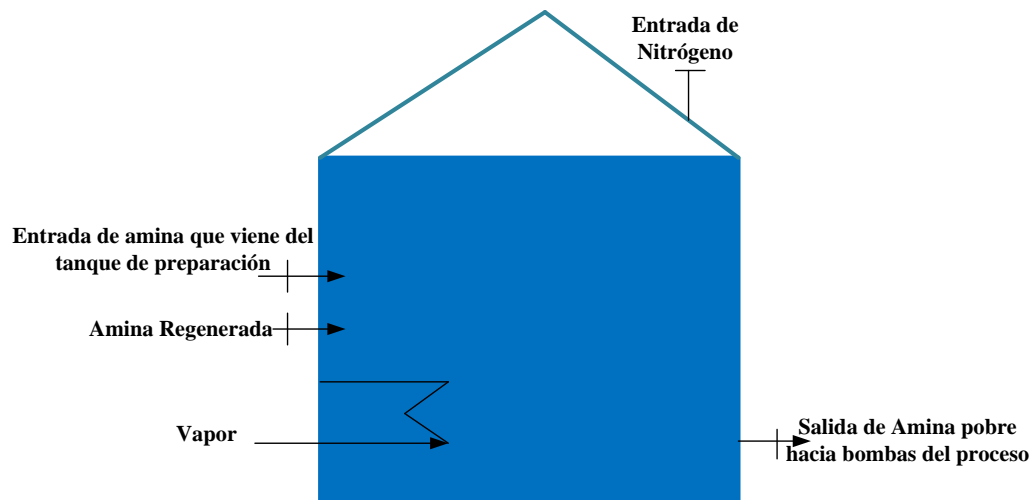
Fuente: Amina Unit General Operating Manual-2012
Elaborado por: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo

Tanque de compensación de amina

Este tanque es el más importante, se encarga de la distribución de la solución pobre hacia el proceso. Es construido con las API 650 tiene nitrógeno y vapor para mantener las condiciones de la amina, dentro del tanque tiene un serpentín para la circulación y garantizar que la viscosidad de la solución no aumente en climas fríos.

(11)

Figura N° 18 Tanque de compensación de amina



Fuente: Amina Unit General Operating Manual-2012
Elaborado por: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo

Intercambiadores de calor

Cualquier aparato diseñado para transmitir la energía calorífica desde un medio (gas o líquido) hacia otro medio es denominado Intercambiador de calor. En el Intercambiador de calor, el calor es transferido desde el medio caliente hacia el medio frío por conducción y convección, y algunas veces por radiación en el caso de gases. Una condición para la transferencia de calor es que exista un gradiente de temperatura entre los dos medios.

Los intercambiadores de calor donde dos fluidos están en contacto directo uno con el otro, se denominan intercambiadores “directos”. El área necesaria para la transferencia es proporcionada por las interfaces del líquido, por las gotas, o por las películas de líquido (ejemplo un “Scrubber”).

Los intercambiadores de calor en los cuales los dos fluidos están separados uno del otro por una pared divisora a través de la cual se transporta el calor, se denominan intercambiadores indirectos”. (17)

Tipos de intercambiadores de calor

Los intercambiadores de calor de acuerdo a su construcción pueden dividirse en tres grandes grupos:

- Intercambiadores compactos. - Los que están hechos en base a placas o laminas “planas” paralelas.
- Intercambiadores tubulares. - Los que están hechos en base a tubos.
- Intercambiadores misceláneos. - los que tienen diferentes configuraciones según el requerimiento específico.

De todos estos tres grupos, los que predominan en la industria son los intercambiadores compactos y los intercambiadores tubulares. Aunque hace pocos años casi todos los intercambiadores de calor eran del tipo tubular (doble tubo y de casco y tubos), actualmente estos están siendo remplazados por los denominados intercambiadores compactos (intercambiador de placas, de espiral y laminar) y para procesos específicos se usan los intercambiadores que pueden considerarse dentro de los misceláneos (chaqueta, espiral calentador de aire, enfriador por goteo, líneas trazadoras, entre otros.)

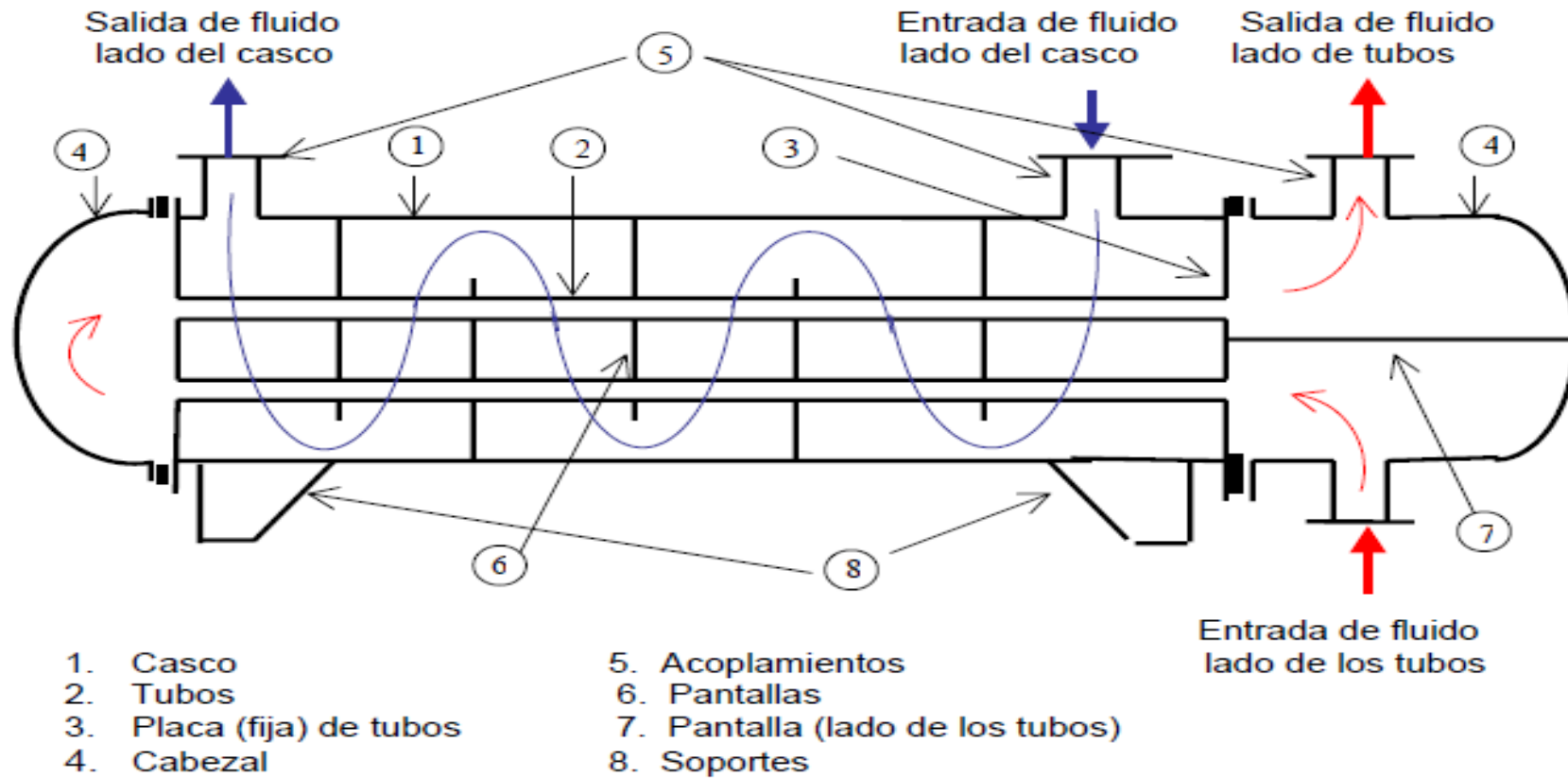
El intercambiador de carcasa y tubos

El intercambiador de casco y tubos, es hasta ahora entre los equipos de transferencia de calor el más comúnmente usado en la industria química. Las ventajas de este tipo de intercambiador son:

- Su configuración proporciona grandes áreas de transferencia en pequeños espacios
- Soportan altas presiones y altas temperaturas de operación
- Procedimientos de diseño y técnicas de fabricación bien establecidas

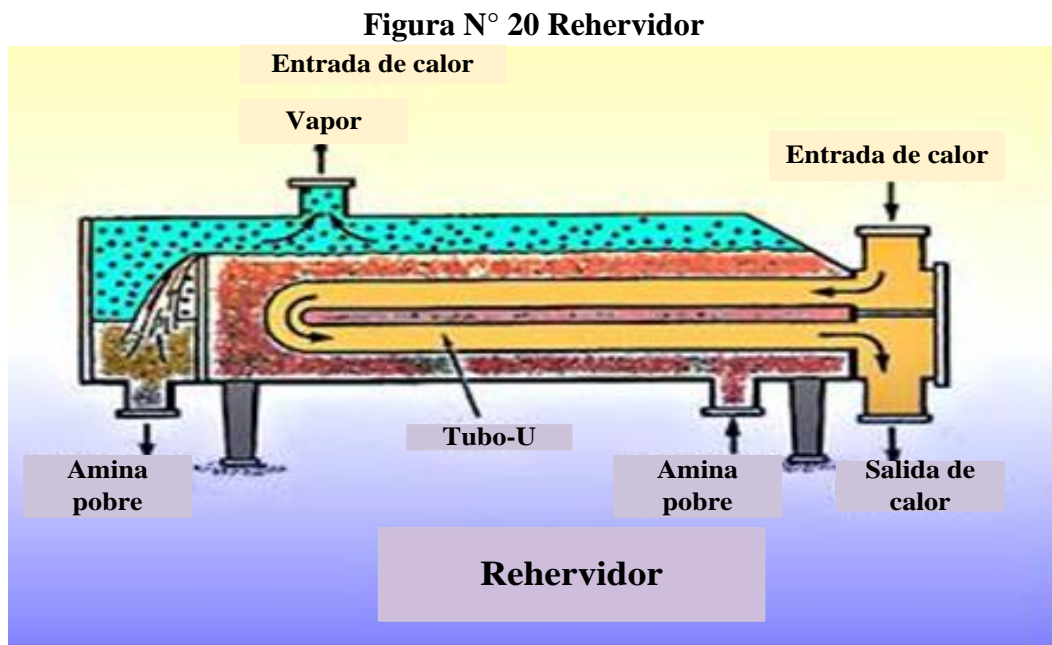
Esta unidad consta de una envoltura cilíndrica denominada casco el cual envuelve a un conjunto de tubos denominado “haz” de tubos. Un fluido circula por el interior de los tubos (lado de los tubos), y otro por el exterior de los mismos (lado del casco).
Salida de fluido Entrada de fluido Salida de fluido. (17)

Figura N° 19 Intercambiador de calor tubo y carcasa



Rehervidor

Es un rehervidor de agua que contiene haz de tubo en U de acero inoxidable. La solución de amina pobre del fondo de la torre regeneradora fluye hacia el hervidor, cuyo propósito es “hervir” los gases ácidos restantes de la solución semi-pobre. Este proceso genera vapores calientes que salen de la parte superior del calderín y fluyen hacia el regenerador debajo de la bandeja inferior, y luego fluye hacia arriba de la torre, el vapor caliente que fluye de manera efectiva elimina gran parte de los gases ácidos de la amina rica a medida que fluye a través de los dispositivos de contacto en los platos.



Fuente: Park Science-Amine Sweetening Process Flow-2016

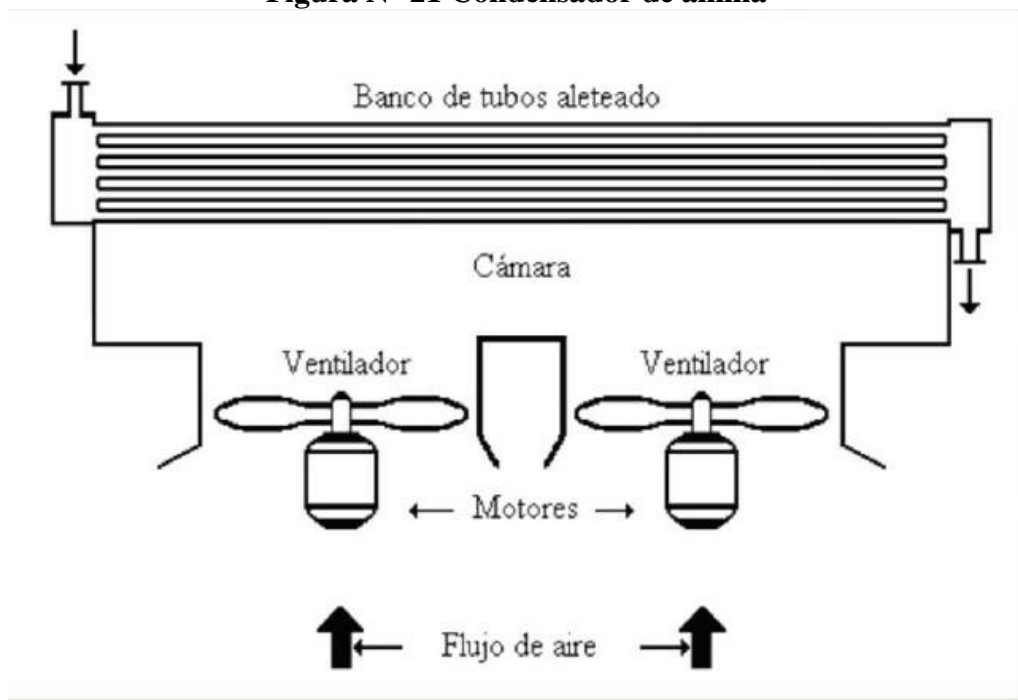
Enfriador de amina

La temperatura de la amina pobre que ingresa al absorbedor debe estar cerca de la temperatura de salida del gas del absorbedor. La solución de amina caliente no eliminara tanto gas acido como una solución fría, por lo tanto es importante enfriar la solución pobre antes de alimentar el absorbedor. La solución de amina pobre se enfría a una temperatura 10°F más alta que la del gas que ingresa a la torre. El enfriador es un intercambiador de aleta de aire en el que la amina realiza múltiples pasadas. El aire se mueve sobre los haces del tubo por dos ventiladores accionados por motor A y B. (14)

Condensador de amina

Es un intercambiador refrigerado por aire que se utiliza para enfriar el vapor que sale del tope del regenerador de amina de 107°C. Este condensador tiene una tolerancia de corrosión de 5.0 mm en la cabeza. Los ventiladores de aire deben ser tipo estándar, donde los alabes se pueden ajustar manualmente cuando se detiene el ventilador. (13)

Figura N° 21 Condensador de amina



Fuente: Escuela de Mantenimiento-Paguay Néstor, Paredes José y Quisintuña Alejandra-2012.

2.1.5.3 Accesorios

Tuberías

En las plantas químicas los fluidos son transportados de un equipo a otro medio mediante conexiones que reciben el nombre de tuberías. Dichas tuberías son muy importantes para el buen funcionamiento de todos los equipos presentes, porque si una de ellas fallara en el proceso dejara de ser continuo y se plantearían distintos problemas de funcionamiento. (18)

Aun teniendo la precaución de seguridad y control para evitar posibles riesgos en el proceso, para el buen diseño de las tuberías hay distintos parámetros que se tienen que tener en cuenta, las más representativos son: diámetro nominal, caudal, tipo de fluido que circula por la tubería, presiones y temperaturas de diseño y operación, material de construcción y por último aislamiento y espesor siempre y cuando sea necesario. (19)

Nomenclaturas de las tuberías.

Debido a la gran cantidad de tuberías que se encuentran en la planta, es necesario una nomenclatura que permita reconocer de manera más fácil y rápida cada tubería. Para ello se usa un código estándar que consta de cinco grupos bien diferenciados el cual debe describir una característica de la tubería.

Ejemplo:

DN-M-PD.B-P-NL

Grupo 1

DN se refiere al diámetro nominal de la tubería en pulgadas.

Grupo 2

Indica el material con la que está hecha la tubería. El material se escoge teniendo en cuenta las características del fluido. Es importante la buena elección del material para evitar la corrosión y mantener un buen estado de las tuberías y los equipos.

Grupo 3

Las primeras cifras de este grupo PD hace referencia a la presión nominal o de diseño, la segunda B hace referencia al tipo de unión que se usa en la tubería. La presión nominal es un parámetro que aporta el fabricante y hace referencia a la presión máxima que podrá soportar la tubería.

Grupo 4

Indica el fluido que circula por el interior de la tubería.

Grupo 5

Los tres primeros indican en que área se encuentran el equipo y los dos últimos dígitos el número de tuberías de dichas áreas. (18)

Figura N° 22 Tuberías de acero



Fuente: Repsol YPF S.A- Memoria descriptiva-2009

Tubería de acero al carbono: son los de mayor aplicación en la industria de gas, pueden fabricarse en acero laminado o forjado.

Ventaja: gran resistencia al choque, pueden trabajar a presiones y temperaturas elevadas, poseen buenas características de resistencia y tenacidad, son mecanizable y soldables.

Desventaja: tendencia a oxidarse y aparición de incrustaciones (dependiendo del proceso de fabricación del acero).

Las tuberías soldadas con aportación por los métodos clásicos son, en general más económicas, pero sus capacidades de trabajo (presiones y temperaturas) son más reducidas. No obstante se emplean frecuentemente en aplicaciones de responsabilidad media (suministro de agua, aire comprimido). (19)

Tubería de acero aleado: según los elementos y los porcentajes de composición del acero, se diferencian dos grupos de materiales; acero inoxidable y acero de baja aleación, si bien la distinción entre ambos grupos en las normas es difícil establecer,

por lo que seguidamente se trataran como acero aleado. El cromo es el elemento que confiere a un acero su carácter de inoxidable al crear una copia superficial protectora, muy fina de óxido de cromo.

Frecuentemente se añade otros elementos aparte del cromo, elementos como: níquel, titanio, molibdeno. Mejorando la resistencia a la corrosión.

Tubería de fundición: pueden ser de fundición gris o dúctil, si bien la primera se emplea poco actualmente en tuberías.

Ventajas: resistencia elevada al choque, resistencia frente a los asentamientos del terreno, capacidad para aguantar altas presiones tanto interiores como exteriores, poco afectado por la corrosión no los actúa químicamente, no se oxidan por las acciones del agua o de la atmósfera.

Desventajas: De precio elevado con tuberías de materiales no metálicos, para diámetros menores de 140 mm, peso comparativamente mayor (por su espesor mínimo), aparición de incrustaciones interiores, en especial con agua algo dura.

Unión bridada

Está compuesta por dos bridas, una junta, pernos con o sin cabeza roscada y tuercas. Son fácilmente desmontable. Existen los siguientes tipos:

- De cuello soldable
- Deslizantes
- Roscada
- De enchufe
- Lap joint
- Ciegas
- Desmontable tipo “clamp” (19)

Las caras de las bridas pueden ser lisas con resalte de anillo y joint tipo macho y hembra. Las juntas pueden ser materiales, diversos cauchos, resinas revertidas en inox, con espiras cancerígenas. Los materiales más utilizados son los de acero forjados y las bridas formadas a partir de chapa torneada, estas últimas para bajas presiones.

La diferencia entre las dimensiones de las bridas para un mismo tamaño de tubería está condicionada por la serie o PN. (19)

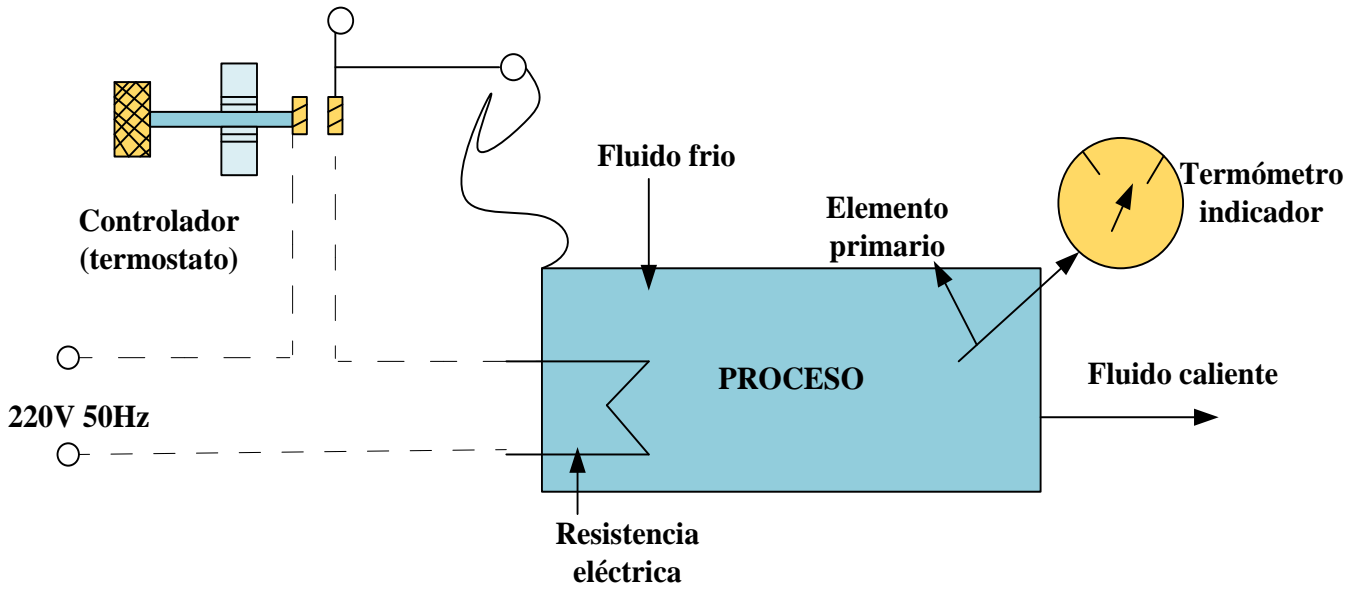
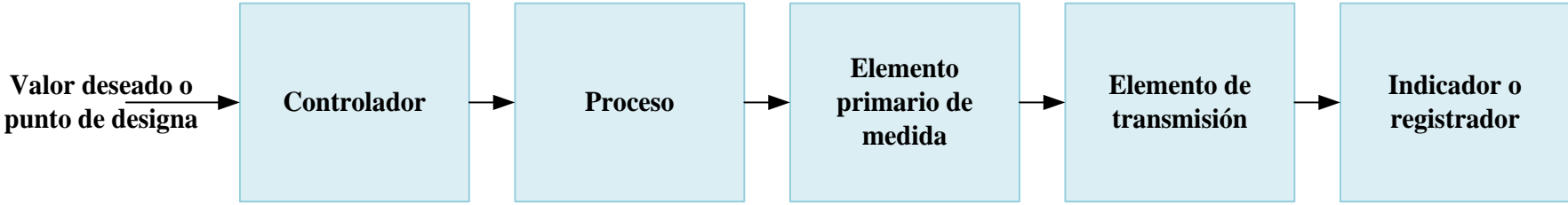
2.1.6 Sistema instrumentación y control

Los instrumentos de control empleados en las industrias de proceso tales como química, petroquímica, alimenticia, metalúrgica, energía, textil y papel, tienen su propia terminología; los términos empleados definen las características propias de medida y de control y las estáticas y dinámicas de los diversos instrumentos utilizados:

Indicadores, registradores, controladores, transmisores y válvulas de control.

La terminología empleada se ha unificado con el fin de que los fabricantes, los usuarios y los organismos o entidades que intervienen directa o indirectamente en el campo de la instrumentación industrial empleen el mismo lenguaje. (20)

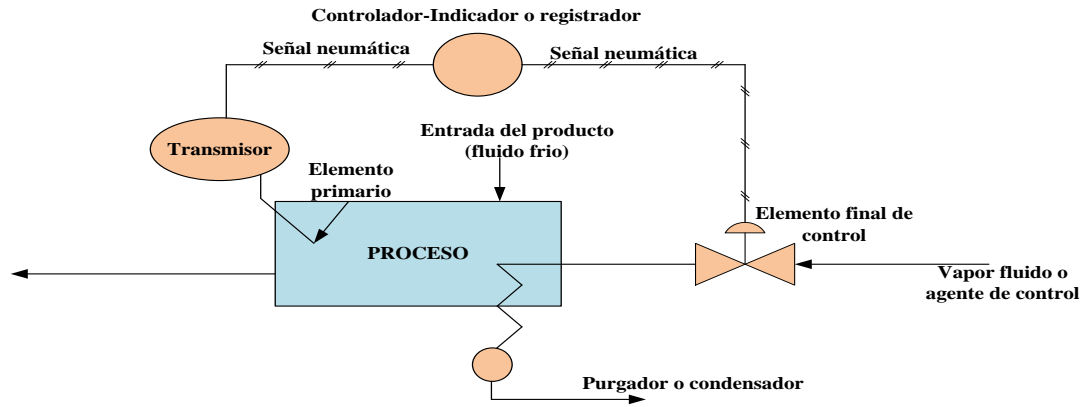
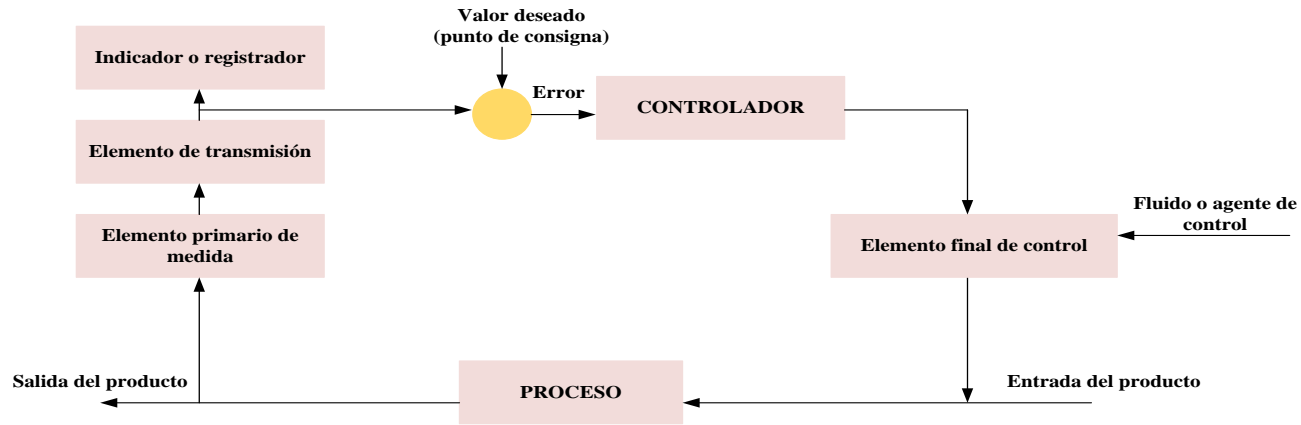
Figura N° 23 Bucle abierto de regulación



41

Fuente: Instrumentación Industrial-Antonio Creus Sole-2010
Elaborado por: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo

Figura N° 24 Bucle cerrado de regulación



Fuente: Instrumentación Industrial-Antonio Creus Sole-2010
 Elaborado por: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo

2.1.6.1 Clases de Instrumento

Los instrumentos de medición y de control son relativamente complejos y su función puede comprenderse bien si están incluidos dentro de una clasificación adecuada. Como es lógico, pueden existir varias formas para clasificar los instrumentos, cada una de ellas con sus propias ventajas y limitaciones. Se considerarán dos clasificaciones básicas: la primera relacionada con la función del instrumento y la segunda con la variable del proceso. (21)

De acuerdo con la función del instrumento, se obtiene las formas siguientes:

Instrumento ciego, - Son aquellos que no tienen indicación visible de la variable. Hay que hacer notar que son ciegos los instrumentos de alarma tales como presostatos y termostatos (interruptores de presión y temperatura respectivamente) que poseen una escala exterior con un índice de selección de la variable, porque solo ajustan el punto de disparo del interruptor o conmutador al cruzar la variable el valor seleccionado. Son también instrumentos ciegos, los transmisores de caudal, presión, nivel y temperatura sin indicación.

Instrumentos indicadores. - dispone de un índice y de una escala graduada en la que pueden leerse el valor de la variable. Según la amplitud de la escala se dividen en indicadores concéntricos y excéntricos. Existen también indicadores digitales que muestren la variable en forma numérica con dígitos.

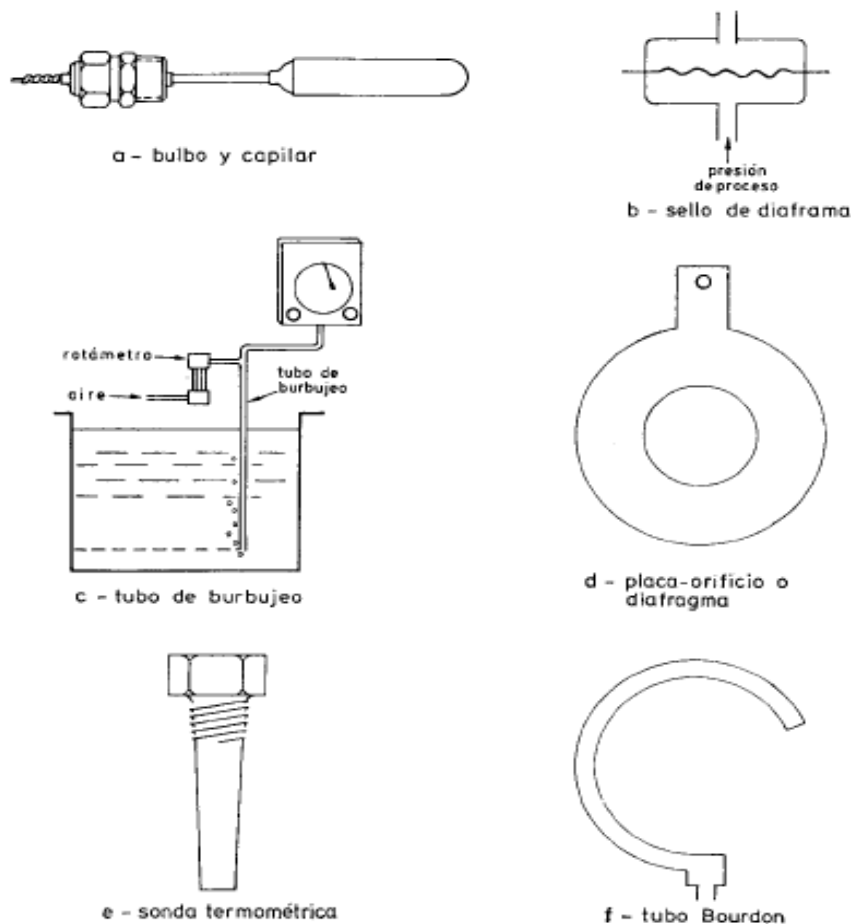
Instrumentos registradores. – registran con trazos continuos o a puntos variable y pueden ser circulares o de gráficos rectangular o alargado según sea la forma del gráfico. Los registradores de grafico circular suelen tener el grafico de 1 revolución en 24 horas mientras que en los gráficos rectangulares la velocidad normal del grafico es de unos 20mm/hora.

Los elementos primarios están en contacto con la variable y utilizan o absorben energía del medio controlado para dar al sistema de medición una indicación en respuesta a la variación de la variable controlada. El efecto producido por el elemento primario puede ser un cambio de presión, fuerza, posición y medida eléctrica. (20)

Transmisores. – Captan la variable de proceso a través del elemento primario y la transmiten a distancia en forma de señal neumática de margen 3 a 15 psi (libra por pulgada cuadrada) o electrónica de 4 a 20 Ma de corriente continua. La señal neumática de 3 a 15 psi equivale a 0,21- 1,05 kg/cm^2 , por cual a veces se emplea la señal en unidades métricas 0,2- 1 kg/cm^2 . El elemento primario puede formar o no parte integral del transmisor; el primer caso lo constituyen un transmisor de temperatura de bulbo y capilar y el segundo transmisor de caudal con la placa orificio como elemento primario.

Transductores. – Reciben una señal de entrada función de una o más cantidades físicas y la convierten modificada o no a una señal de salida. Son transductores, un rele, un elemento primario, un transmisor, un convertidor PP/I (presión de proceso a intensidad), un convertidor PP/P (presión de proceso a señal neumática). (20)

Figura N° 25 Elementos primarios



Fuente: Instrumentación Industrial-Antonio Creus Sole-2010

Los convertidores. – Son aparatos que reciben una señal de entrada neumática (3-15 psi) o electrónica (4-20 Ma) procedente de un instrumento y después de modificarla envían la resultante en forma de señal de salida estándar.

Conviene señalar que a veces se confunde convertidor con transductor. Este último término es general y no debe aplicarse a un aparato que convierte una señal de instrumento.

Receptores. – Reciben las señales procedentes de los transmisores y las indican o registran. Los receptores controladores envían otra señal de salida normalizada a los valores ya indicados 3-15 psi en señal neumática o 4-20 Ma en señal electrónica, que actúan sobre el elemento final del control. (21)

Controladores. - comparan la variable controlada (presión, nivel, temperatura) con un valor deseado y ejercen una acción correctiva de acuerdo con la desviación. Las variables controladas la pueden recibir directamente, como controladores locales o bien indirectamente en forma de señal neumática o electrónica procedente de un transmisor.

Medidores de nivel. – Los medidores de nivel de líquido trabajan midiendo bien directamente la altura del líquido sobre una línea de referencia, bien la presión hidrostática, bien el desplazamiento producido en un flotador por el propio líquido contenido en el tanque del proceso, o bien aprovechando características eléctricas del líquido.

Los primeros instrumentos de medidas directas se dividen en: sonda, cinta y plomada, nivel de cristal e instrumento de flotador.

Los aparatos que miden el nivel aprovechando la presión hidrostática se dividen en:

- Medidor manométrico.
- Medidor de membrana.
- Medidor de tipo burbujeo.
- Medidor de presión diferencial de diafragma.

Los instrumentos que utilizan características eléctricas del líquido se clasifican en:

- Medidor conductivo
- Medidor capacitivo
- Medidor ultrasónico.
- Medidor de radiación. (20)

2.1.6.2 Elementos de control

Válvulas de control.

En el control automático de los procesos industriales las válvulas de control juegan un papel muy importante en el bucle de regulación. Realiza la función de variar el caudal del fluido de control que modifica a su vez el valor de la variable medida comportándose como un orificio de área continuamente variable. Dentro del bucle de control tiene tanta importancia como el elemento primario, el transmisor y el controlador.

Figura N° 26 Válvulas de control



Fuente: Repsol YPF S.A- Memoria descriptiva-2009

Tipos de válvulas.

Las válvulas pueden ser de varios tipos según el diseño del cuerpo y el movimiento del obturador. Las válvulas en las que el obturador se mueve en la dirección de su propio eje se clasifican como se especifica a continuación: (20)

Válvula de globo: son las de asiento simple y de doble asiento y el obturador equilibrado respectivamente. Las válvulas de simple asiento precisan de un actuador de mayor tamaño para que el obturador cierre en contra de la presión

diferencial del proceso. Se emplea cuando la presión del fluido es baja y se precisa que las fugas en posición de cierre sean mínimas. En la válvula de doble asiento o de obturador equilibrando la fuerza de desequilibrio desarrollada por la presión diferencial a través del obturador es menor que en la válvula de simple asiento.

Figura N° 27 Válvula de globo



Fuente: Repsol YPF S.A- Memoria descriptiva-2009

Válvula de Angulo: permite obtener un flujo de caudal regular sin excesivas turbulencias y es adecuada para disminuir la erosión cuando esta es considerable por las características del fluido o por excesiva presión diferencial. El diseño de esta válvula es idóneo para el control de fluidos que vaporizan, para trabajos con grandes presiones diferenciales y para los fluidos que contengan sólidos en suspensión.

Válvulas de tres vías: se emplea generalmente para mezclar fluidos- válvulas mezcladoras o bien ara desviar de un fluido de entrada dos de salida- válvulas divisoras. Las válvulas de tres vías intervienen típicamente en el control de temperatura de intercambiador de calor. (20)

Válvula de jaula: Consiste en un obturador cilíndrico que desliza en una jaula con orificios adecuados a las características de caudal deseadas en la válvula. Se caracteriza por el fácil desmontaje del obturador y porque este puede incorporar orificios que permiten eliminar prácticamente el desequilibrio de fuerzas producido

por la presión diferencial favoreciendo la estabilidad del funcionamiento. Por este motivo este tipo de obturador equilibrado se emplea en válvulas de gran tamaño o bien cuando deba trabajarse con alta presión diferencial. Con el obturador este contenido en la jaula, la válvula es muy resistente a las vibraciones y al desgaste.

Válvula Saunders: En la válvula Saunders el obturador es una membrana flexible que a través de un vástago unido a un servomotor, es forzado contra un resalte del cuerpo cerrando así el paso del fluido.

La válvula se caracteriza por el cuerpo puede revestirse fácilmente de goma o de plástico para trabajar con fluidos agresivos.

Tiene la desventaja de que el servomotor de accionamiento debe ser muy potente. Se utiliza principalmente en procesos químicos difíciles, en particular en el manejo de fluidos negros o agresivos o bien en el control del fluido conteniendo sólidos en suspensión.

Las válvulas en las que el obturador tiene un movimiento circular se clasifican como se detallan a continuación:

Figura N° 28 Válvula saunders



Fuente: Repsol YPF S.A- Memoria descriptiva-2009

Válvula de obturador excéntrico rotativo: consiste en un obturador de superficie esférica que tiene un movimiento rotativo excéntrico y que está unido al eje de giro por uno o dos brazos flexibles. El eje de giro sale al exterior del cuerpo y es accionado por el vástago de un servomotor. El par de este es reducido gracias al movimiento excéntrico de la cara esférica del obturador. (20)

La válvula puede tener un cierre estanco mediante aros de teflón dispuestos en el asiento y se caracteriza por su gran capacidad de caudal, comparable a las válvulas mariposa y a las de bola y por su elevada pérdida de carga admisible.

Válvula de obturador cilíndrico excéntrico: Esta válvula tiene un obturador cilíndrico excéntrico que asienta contra un cuerpo cilíndrico. El cierre hermético se consigue con un revestimiento de goma o teflón en la cara del cuerpo donde se asienta el obturador. La válvula es de bajo coste y tiene una capacidad relativamente alta. Es adecuada para fluidos corrosivos y líquidos viscosos o conteniendo sólidos en suspensión.

Válvulas de bola: el cuerpo de la válvula tiene una cavidad interna esférica que alberga un obturador en forma de esfera o de bola. La bola tiene un corte adecuado (usualmente en V) que fija la curva característica de la válvula y gira transversalmente accionada por un servomotor exterior. El cierre estanco se logra con un aro de teflón incorporado al cuerpo contra el cual asienta la bola cuando la válvula está cerrada. En posición de abertura total, la válvula equivale aproximadamente en tamaño a 75 % del tamaño de la tubería. La válvula de bola se emplea principalmente en el control del caudal de fluidos negros, o bien en fluidos con gran porcentaje de sólidos en suspensión.

Una válvula de bola típica es la válvula macho cilíndrica o troncocónica con un orificio transversal igual al diámetro interior de la tubería. El macho ajusta en el cuerpo de la válvula y tiene un movimiento de giro de 90°. Se utiliza generalmente en el control manual todo-nada de líquidos o gases.

Válvula de orificio ajustable: el obturador de esta válvula consiste en una camisa de forma cilíndrica que esta perforada con dos orificios, uno de entrada y otro de salida y que gira mediante una palanca exterior accionada manualmente o por medio de un servomotor. El giro del obturador tapa parcial o totalmente las entradas o salidas de la válvula controlando así el caudal. La válvula incorpora además una tajadera cilíndrica que puede deslizarse dentro de la camisa gracias a un macho roscado de accionamiento exterior. La tajadera puede así fijarse manualmente a una posición determinada para limitar del caudal máximo. (20)

La válvula es adecuada en los casos en que es necesario ajustar manualmente el caudal máximo del fluido, cuando el caudal puede variar entre límites amplios de

forma intermitente o continua y cuando no se requiere un cierre estanco. Se utiliza para combustibles gaseosos o líquidos, vapor, aire comprimido y líquidos en general. (20)

2.1.6.3 Panel de control automático

Se debe equipar con un panel de control automático que este diseñado para controlar la planta y el flujo de gas en la unidad, si ocurren ciertos inconvenientes como mala maniobra o daños de equipos que puede causar que el gas no cumpla con las especificaciones al salir de la unidad.

En el caso del apagado automático, debe suceder lo siguiente automáticamente:

1. Apague todos los motores eléctricos de la planta.
2. Cierre de las válvulas de combustible de los quemadores principales (pero no las válvulas del quemador piloto) en el Rehervidor.
3. Cierre el flujo de gas principal en la planta.
4. Sonar una alarma en la planta y señalar una alarma de apagado remoto.
5. La luz del panel debe mostrar solamente en la primera alarma de salida.

Las siguientes paradas deben estar diseñadas para provocar el apagado de la planta:

1. Bajo nivel de líquido en el Reboiler.
2. Alta temperatura en el Reboiler
3. Bajo Nivel de líquido en el tanque de sobretensión.
4. Baja temperatura de la cabeza.
5. Arrancador de motor este apagado.
6. Vibración en el enfriador aéreo.
7. Fallo de alimentación.
8. Alto contenido en H₂S y / o CO₂ en el gas de salida.
9. Interruptor de apagado de emergencia accionado manualmente.
10. Indicadores de alarma / apagado de repuesto (para otras paradas si las hay). (21)

El panel de control, también se puede equipar con alarmas para cada una de las paradas anteriores para que se pueda configurar con alarmas antes de que se produzcan paradas. Esto es particularmente útil para las unidades de amina encendidas las 24 horas, por que proporciona al personal operativo la oportunidad de corregir las dificultades antes de que se produzca el apagado de la planta de amina.

Otro punto importante en el Panel de Control incluya grabadores de datos para registrar continuamente datos operativos críticos, tales como:

1. Presión de gas en proceso;
2. Temperatura de entrada del gas procesado.
3. Temperatura y presión del recalentador.
4. Temperatura de cabeza.
5. Presión del gas combustible del quemador del rehervidor.
6. Caída de presión del filtro.
7. Presión diferencial del Absorbedor.
8. Presión del tanque flash.
9. Funcionamiento deseado de las Bombas de la unidad de la amina. (21)

2.2 Reducir los contaminantes previos a su combustión en hornos

La reducción de contaminante como el H_2S , en el fuel gas es fundamental para obtener un uso eficiente en los hornos de Refinería La Libertad.

2.2.2 Consumo interno

2.2.2.1 Hornos Industriales

Existen muchos tipos de hornos, los cuales se disponen y han sido usados por muchos años. Estos hornos consiste básicamente de cuatro componentes; caja, quemadores, serpentín y chimenea.

Tipos de hornos comunes utilizados en refinerías: (22)

Hornos verticales-cilíndricos: estos hornos probablemente son los más usados para rendimientos térmicos hasta 43.9MW (150 MM BTU/h). En la sección de radiación, los tubos están colocados o colgados verticalmente en forma de círculos alrededor de los quemadores del piso. Esto hace que la llama sea paralela a los tubos en la sección de radiación. Este tipo de horno puede diseñar con o sin la sección de convección.

Estos hornos sin la sección de convección son los más económicos en términos de inversión, pero debido a que la temperatura de los gases de escape a la salida del horno es muy alta (800-1000°C) (1500-1800°F), este tipo de horno tiene eficiencia muy baja.

Estos hornos con la sección de convección horizontal ubicada encima de la sección de radiación, proporcionando un diseño muy eficiente y económico que requiere una mínima área de planta. Los gases de combustión fluyen hacia arriba, a través del banco de convección y posteriormente a la chimenea.

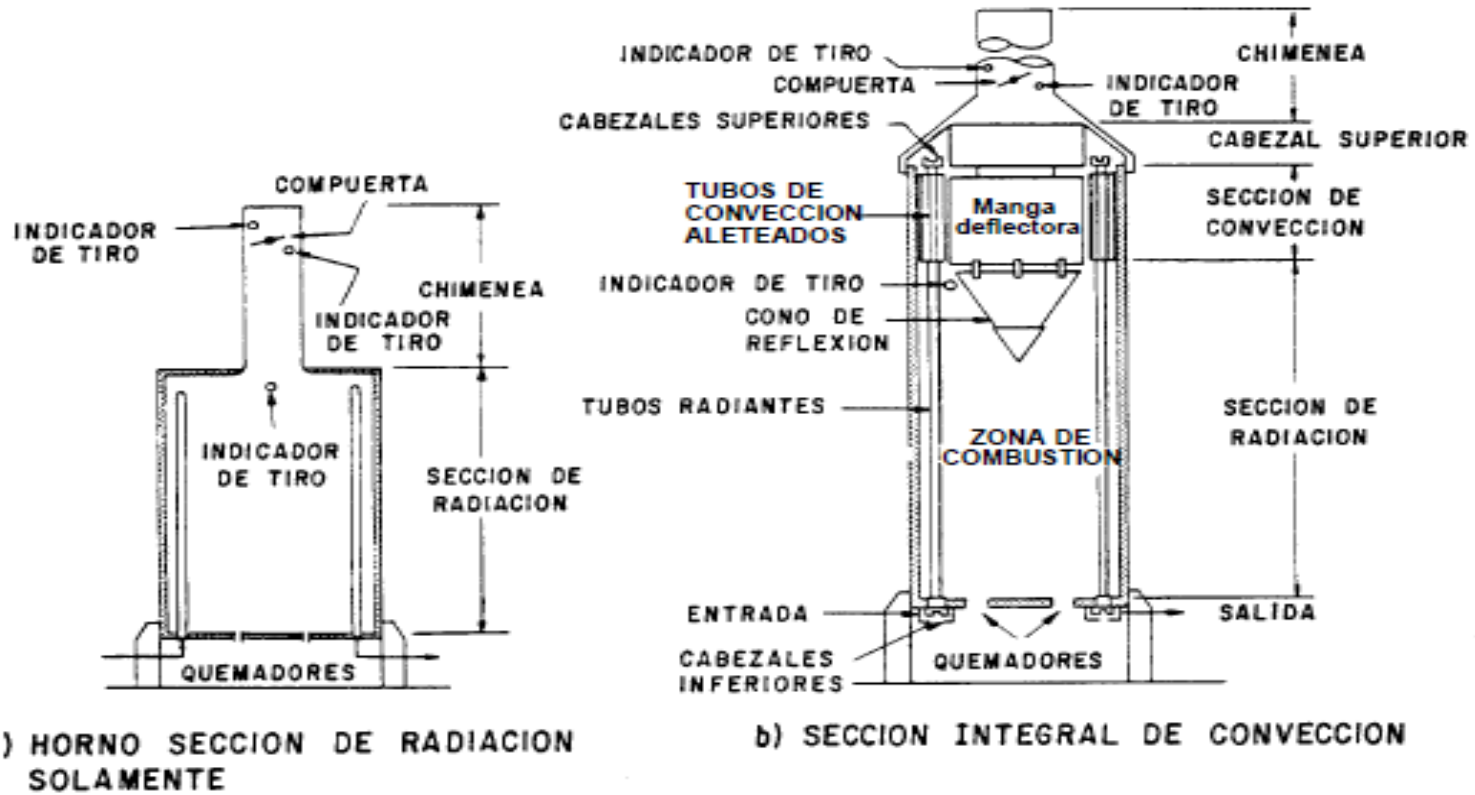
La sección de protección consiste de dos filas de tubos ubicados en el fondo de la sección de convección.

La sección de convección puede no justificarse en hornos muy pequeños es decir menores a 1.5 MW (5MM BTU/h), o en hornos instalados en lugares donde el costo de combustible es extremadamente bajo.

Estos hornos con la sección integrada verticalmente se usaron mucho, pero actualmente rara vez se escogen para nuevas instalaciones. Los mismos tubos son usados para servicio de radiación y convección.

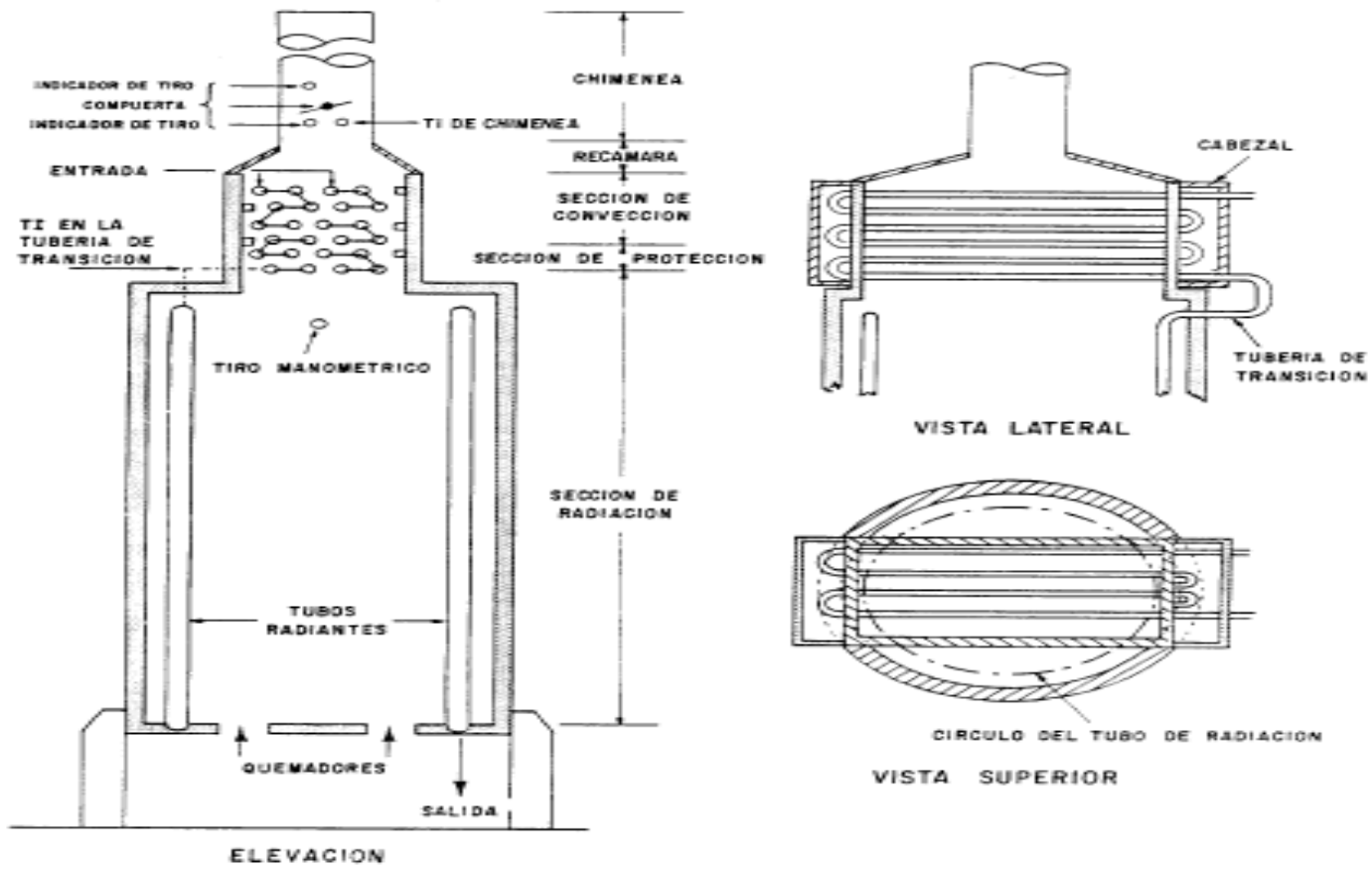
La porción de convección de los tubos usualmente tiene una superficie de forma extendida para incrementar el coeficiente de transferencia de calor por convección. En este tipo de horno solo se debe quemar gas o combustible destilado, debido a que la sección de convección es casi imposible de limpiar. (22)

Figura N° 29 Hornos-Verticales Cilíndricos.



Fuente: Manual de diseño de procesos-PDVSA-2008

Figura N° 30 Horno Vertical- Cilindro con sección de convección horizontal.



Hornos tipo cabina con tubos en U: Este tipo de diseño especializado en el cual la superficie de calor radiante la proveen tubos en U, que se conectan a los múltiples de entrada y salida. Este tipo de horno está especialmente adaptado para el calentamiento de flujos grandes de gas bajo condiciones de baja caída de presión. Este diseño se usa mucho en el calentador de carga al reformado catalítico y en otros servicios de calentamiento. Los quemadores están usualmente, en piso produciendo una llama vertical o a la pared con la llama horizontal entre los tubos en U, las cargas típicas por arreglo de tubos en U, están entre 14.7 y 29.3 MW (50 y 100 MM BTU/h).

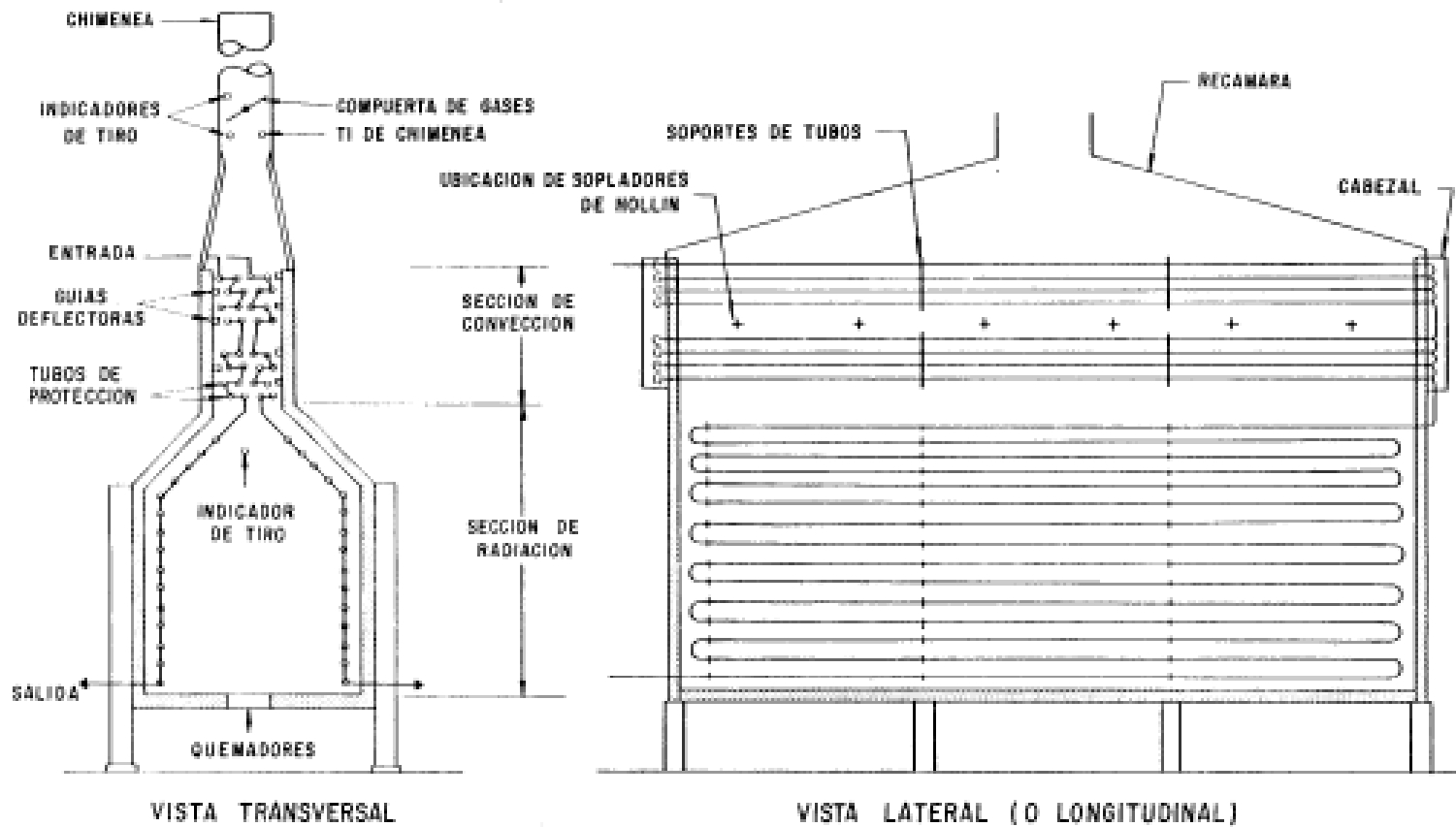
Los hornos tipos cabina con tubos orientados verticalmente ofrece ahorro considerable en inversión. De arreglos que permite utilizar una velocidad másica relativamente baja en el proceso, debido a la gran cantidad de pasos paralelos y una buena distribución del fluido.

En algunos casos la sección de radiación consiste en zonas separadas para los servicios de precalentamiento y recalentamiento. Estas zonas están separadas por la pared de ladrillos. Los gases de combustión de todas las zonas de radiación pasan a través de una sección común de convección, la cual efectúa usualmente un servicio de precalentamiento solamente. En este tipo de horno las variaciones en las condiciones operacionales de los servicios individuales deben ser consideradas, cuidadosamente, debido a las zonas de recalentamiento también esta provista de calor para precalentar la zona de convección.

Horno tipo cabina con tubos horizontales: en la sección de radiación se incluye los tubos horizontales al lado de las paredes y en el techo inclinado del horno. La sección de convección se extiende sobre todo lo largo de la sección de radiación. Los quemadores están normalmente ubicados en el piso del horno en una fila por debajo del centro de la cabina y queman verticalmente, pero no es extraño conseguir diseños con quemadores montados en las paredes extremas o intermedias, por debajo del serpentín.

Este tipo de horno ha sido construido hasta 150 MW (500 MM BTU/h) de calor absorbido. Sin embargo en tamaños más pequeños como 35 MW (120MM BTU/h). Los hornos Verticales-Cilíndricos son más económicos, representa, actualmente la mayoría de instalaciones nuevas de hornos con tubos horizontales. (22)

Figura N° 31 Horno con tubos horizontales.



Hornos tipo caja con tubos verticales: este diseño es propiedad de Exxon tiene ventajas sustanciales con respecto a los diseños de otros fabricantes.

En la zona de radiación, los tubos están orientados verticalmente a lo largo de las cuatro paredes. Estos tubos, al igual que en hornos verticales- cilíndricos y hornos con cabina, son expuestos al fuego por un solo lado. Además, las filas de tubos verticales que atraviesan el horno son expuestos por ambos lados fuego emitido por los quemadores ubicados en el piso.

Estos tubos tienen un calor de entrada 50% mayor que los tubos ubicados en la pared, aunque la densidad de calor pico es la misma que en los tubos de la pared. La adición de este tipo de tubos reduce el serpentín de radiación lo cual resulta en una radiación significativa del volumen de la celda de radiación, comparado con los hornos con cabina de tubos horizontales.

Cada paso de tubos tiene un número igual de tubos de centro y de pared, de tal forma que la distribución de calor entre los pasos sea uniforme. Este tipo de horno es adecuado cuando se requiere el uso de quemadores de tiro forzado de gran capacidad.

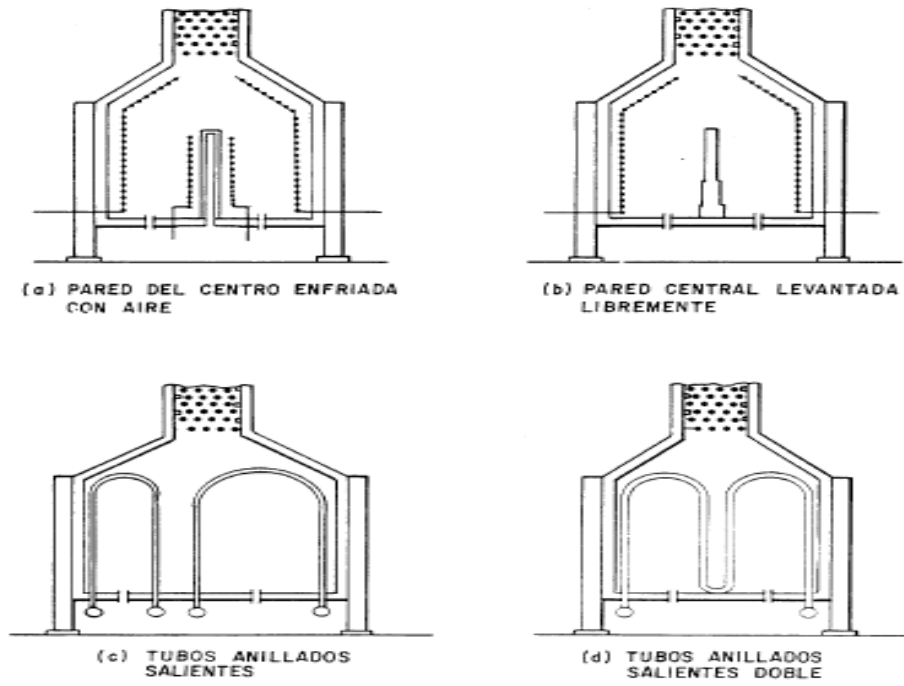
Dos o tres quemadores proveen calor requerido a cada celda que por lo general fijan las dimensiones de cámara de combustión. Una sección horizontal de convección está localizada encima de la sección de radiación.

Horno tipo caja con tubos horizontales: la sección de radiación y convección están separadas por una pared llamada pared de ladrillo. Los hornos más largos tienen dos secciones de radiación, con una sección de convección común localizada entre ellas.

Esto hace que la sección de convección sea imposible de limpiar por métodos normales soplados.

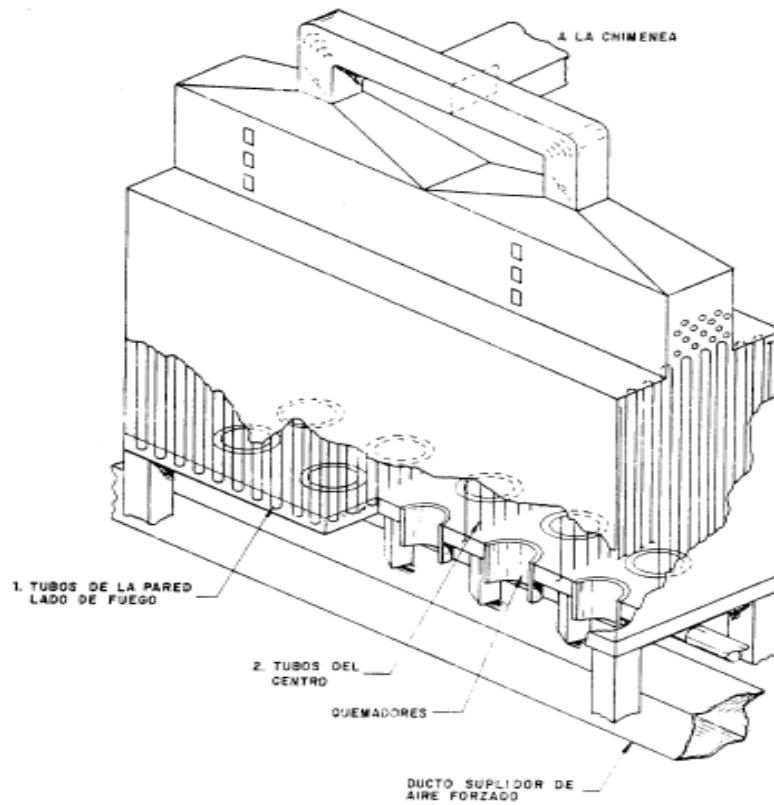
Los quemadores están ubicados al final de la pared y queman en dirección de la pared de ladrillo. Los tubos están orientados horizontalmente y están expuestos al fuego perpendicularmente. Estos hornos fueron muy populares en el pasado, pero actualmente son obsoleto debido principalmente a su alto costo. (22)

Figura N° 32 Variaciones en hornos tipo cabina



Fuente: Manual de diseño de procesos-PDVSA-2008

Figura N° 33 Horno tipo caja con tubos verticales.



Fuente: Manual de diseño de procesos-PDVSA-2008

2.2.2.2 Llama

Es la corriente de material gaseoso involucrado en el proceso de combustión y emisión de energía radiante de una banda de longitud de onda determinada por la química de combustión del combustible.

Pérdida parcial de la llama

Es la pérdida en cualquiera de los quemadores mientras se mantiene la llama en el resto de los quemadores de la misma unidad de fuego.

Llama mínima

Es la llama más pequeña para lograr una combustión estable y que no es capaz de ocasionar daño a los tubos o producción que se está procesando.

2.2.2.3 Pilotos

Es un dispositivo para proveer energía para encender el quemador.

Periodo de intento de ignición del piloto

Es el intervalo de tiempo durante el encendido en la cual un circuito de control de seguridad permite que las válvulas de corte de combustible del piloto se mantengan abiertas antes de que el sistema de detección de llama aborta el encendido del piloto.

(23)

Piloto Clase 1

Es el piloto usado para encender el combustible que entra a través del quemador y para soportar la ignición bajo cualquier condición de encendido y operación del quemador. Se usa como piloto tipo continuo. Tienen la capacidad de proveer más del 10% de la energía del quemador a máxima capacidad.

Piloto clase 2

Es el piloto usado para encender bajo ciertas condiciones pre-establecidas, el combustible que entra a través del quemador. Es usado para soportar el encendido a baja carga o en ciertas condiciones adversas de operación. (23)

Se usa como piloto de tipo continuo o tipo intermitente. Tiene la capacidad de proveer 4 a 10% de la energía del quemador a máxima capacidad.

Piloto clase 3

Es el piloto pequeño para encender el combustible que entra al quemador bajo ciertas condiciones pre-establecidas. Se usa como piloto de tipo interrumpido. La capacidad normalmente es menor a 4% de energía del quemador a máxima capacidad.

Piloto clase 3 especial

Es un piloto clase 3 eléctrico de alta energía capaz de encender directamente el combustible del quemador. Se usa como piloto de tipo interrumpido.

Piloto continuo

Es el piloto que permanece encendido durante todo el tiempo de operación de la unidad de fuego, independiente de si el quemador este o no encendido.

Piloto intermitente

Es el piloto que mantiene encendido durante el encendido del quemador y mientras el quemador este encendido.

Piloto interrumpido

Es el piloto que se enciende del quemador y es automáticamente apagado al final del tiempo de intento de encendido del quemador. (23)

CAPÍTULO III

PARTE EXPERIMENTAL

3.1 Desarrollo del proceso de Purificación del Fuel gas a base de Amina

3.1.1 Calculo de Balance de masa

Para el tratamiento de Purificación del Fuel Gas a base de Amina DEA, se cuantifico 4347,89 m³/día, pero para operación se debe aumentar hasta el 30% del flujo del gas acido, dando como resultado 5351,25 m³/día, en las siguiente tabla muestra las condición del gas acido a la entrada del absorbedor. (7)

Tabla N° 8 Condiciones de Operación del Fuel Gas al entrar al Absorbedor

Temperatura	38°C o 100°F
Presión	12,75 bar ≈ 185 psia ≈ 13 kg/cm ²
Caudal gas de entrada (m3/minuto)	3,5675
%molar H₂S a tratar	2,8

Fuente: Patricio Carrascal-Manual de operación Planta estabilizadoraEstabilizadora-2010
Elaborado por: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo

Características de Carga del Fuel Gas que entra al Absorbedor:

$$\text{Densidad del Fuel gas: } \rho_g = 1,606 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \approx 3,54 \frac{\text{Lb}}{\text{m}^3}$$

$$\text{Peso molecular: } 47,257 \frac{\text{Lb}}{\text{lbmol}}$$

$$\text{Numero de moles carga acida: } 17,61 \frac{\text{Lbmol}}{\text{hora}}$$

Condiciones de operación de la Amina (DEA):

La tabla muestra los parámetros de funcionamiento típicos para la absorción Gas-Líquido con DEA, tomados del Manual UOP-Amine Unit, relacionados a las condiciones de entrada del Fuel Gas, para que haya una absorción óptima la temperatura del gas acido, debe ser menor (5°C o 10 °F) que la amina DEA para

evitar posible condensación de hidrocarburos pesados en la amina, para optimizar la absorción del H₂S. (15)

Tabla N° 9 Parámetros de la Amina DEA a utilizar en la Absorción.

Temperatura de entrada Amina pobre al Absorbedor	43°C o 110°F
Presión DEA	13,23 bar ≈ 195,8 psia ≈ 13,5 kg/cm ²
Peso molecular	105,14
Concentración de la solución	20-28 %w
Densidad de la amina	1019 kg/m ³ o 2246,508 lb/m ³
Gravedad específica	1,019

Fuente: Amina Unit-General Operating Manual-2012
Elaborado por: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo

La composición del Fuel de Refinería La Libertad contiene hidrocarburos gaseoso y líquidos, para que se produzca la reacción química entre el gas y liquido en la absorción se debe separar de la corriente principal los hidrocarburos líquidos y el vapor de agua antes de entrar al absorbedor, el cual se retiró en el separador de Refinería La Libertad.

Tabla N° 10 Composición del Fuel Gas que entra al Absorbedor.

Composición	%Molar	Ni (Lbmol/hora)	X molar	PM (Lb/Lbmol)
H ₂ S	2,8	0,617	0,035	34,082
C ₂	28,04	6,169	0,35	30,07
C ₃	21,42	4,369	0,248	44,097
iC ₄	20,56	3,095	0,175	58,123
nC ₄	25,78	3,357	0,191	58,123
Total	100	17,61	1	47,257

Fuente: EP-PETROECUADOR-2016
Elaborado por: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo

3.1.2 Calculo del Balance de Masa del Fuel gas en el Absorbedor:

Conociendo las características del Fuel Gas a tratar se determina la cantidad necesaria de solución que entra en el absorbedor en relación al contenido de contaminante como el H₂S en la carga del gas seleccionando un 25%w de DEA para el proceso de purificación. (15)

Para el contenido de H₂S que se encuentra en el gas ácido, se escoge 5 mol de DEA remueve 1 mol de H₂S. (26)

Se determina la cantidad de DEA sólida a utilizar en la absorción, para que reaccione con la cantidad de gas ácido a tratar:

$$ni_{DEA} = ni_{H_2S} * 5$$

Cantidad de DEA sólida: 3,089 Lbmol/hora.

Se calcula la cantidad másica de DEA a utilizar: (24)

$$M_{DEA} = ni_{DEA} * PM_{DEA}$$

$$M_{DEA} = 324,818 \text{ Lb/hora}$$

Se calcula solución acuosa relacionando la cantidad de agua y 25% w DEA seleccionado para el tratamiento: (15)

$$M_{H_2O} = M_{DEA} * \frac{\%H_2O}{\%wDEA}$$

$$M_{H_2O} = 1299,272 \text{ Lb/hora}$$

Ahora se calcula la cantidad molar del agua para diluir la solución en el proceso:

$$ni_{H_2O} = \frac{M_{H_2O}}{PM_{H_2O}}$$

$$ni_{H_2O} = 72,181 \text{ Lbmol/hora}$$

En la siguiente tabla se muestra la solución de amina que entra al absorbedor a una temperatura de 110°F con 10°F más que el gas ácido de entrada para que haya una buena absorción gas-liquido. (15)

En la solución de amina pobre se debe calcular cierta cantidad de H₂S de acuerdo a los moles permitido en la amina fresca, para prevenir corrosión en las tuberías y equipos de la planta de purificación.

Concentración de moles de H₂S en la amina pobre es de: 0,0927 Lbmol/h

$$Ni_{H_2S \text{ permitido}} = Ni_{gas \text{ remanente}} * \frac{Ni_{gas \text{ acido}}}{Ni_{amina}} * \text{°Nmoles para remover}$$

Tabla N° 11 Composición de Solución fresca al entrar al absorbedor a 110°F

Composición	Ni (Lbmol/hora)	X molar	PM	Densidad solución Lb/m ³	Masa en Lb/hora	Volumen m ³ /hora	GPM
H₂O	72,182	0,958	18,015	2184,814	1300,355	0,592	2,607
DEA	3,089	0,041	105,14	2246,508	324,818	0,148	0,651
H₂S	0,093	0,001	34,082	1592,834	3,158	0,0014	0,0063
TOTAL	75,364	1	21,603	2196,2062	1628,331	0,742	3,265

Fuente: Termodinámica Cuaderno Tabla y Diagrama tabla 11 para el H₂O-2010, Gas Conditioning Processing figura 2-18 para DEA-2005 y GS Process Physical Properties tabla C₁ para H₂S-2012.

Elaborado por: Elizabeth Montalvan Clavijo

Después que se ha realizado la absorción gas-liquido la siguiente tabla muestra la composición del gas de salida trabajando a una eficiencia del 99%, cumpliendo con la especificación del fuel gas de 1 A la lámina de cobre, obteniendo 2 ppm de H₂S. Para ser utilizados como fuente de combustible en los hornos de Refinería La Libertad.

Tabla N° 12 Composición del Fuel gas a la salida del Absorbedor a 110°F

Composición	Ni Lbmol/hora	X molar	Peso molecular Lb/Lbmol	Masa Lb/hora	X másica	Ppm H ₂ S
H ₂ S	6,179x10 ⁻⁵	3,636x10 ⁻⁶	34,082	0,0022	2,796x10 ⁻⁶	2,80
C ₂	6,170	0,363	30,07	185,525	0,246	
C ₃	4,370	0,257	44,097	192,685	0,256	
iC ₄	3,095	0,182	58,123	179,896	0,239	
nC ₄	3,358	0,198	58,123	195,156	0,259	
TOTAL	16,99	1	44,330	753,264	1	

Fuente: Resultados de la Investigación.
Elaborado por: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo.

La siguiente tabla muestra la solución de Amina Rica que sale del Absorbedor a 115°F para ir al regenerador previo al tratamiento de para la regeneración de amina para volverla a utilizar en el sistema de absorción.

Tabla N° 13 Salida de amina rica del Absorbedor a 113°F para el Regenerador.

Composición	Ni Lbmol/hora	X molar	PM	Densidad solución Lb/m ³	Masa en Lb/h	Volumen m ³ /hora	GPM
H ₂ O	72,182	0,950	18,015	2183,499	1300,355	0,595	2,619
DEA	3,089	0,041	105,14	2242,099	324,818	0,149	0,654
H ₂ S	0,710	0,009	38,082	1585,783	24,215	0,011	0,048
TOTAL	75,982	1	21,705	2186,495	1649,388	0,755	3,322

Fuente: GS Process Physical Properties para el H₂S-2004, Termodinamica Cuaderno de tabla y diagrama H₂O-2010 y Gas Conditioning and Processing para DEA-2005.

Elaborado por: Elizabeth Montalvan Clavijo

3.1.3 Balance de materia en el Regenerador

Tabla N° 14 Balance de materia en el regenerado amina rica y amina pobre

Componente	203°F ≈ 95°C (Amina rica)		250°F ≈ 121,11°C (Amina pobre)	
	Ni (Lbmol/h)	Masa (Lb/hora)	Ni (Lbmol/hora)	Masa (Lb/hora)
H₂O	72,182	1300,355	72,182	1300,355
DEA	3,089	324,818	3,089	324,818
H₂S	0,710	24,215	0,093	3,158
TOTAL	75,982	1649,388	75,364	1628,331

Fuente: Resultados de la investigación
Elaborado por: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo

Balance de materia en el tope del regenerador

Se obtiene la composición del tope del regenerador

Presión del regenerador a 1,14 bar ≈ 16,59 psia ≈ 1,13atm

Temperatura de 225°F ≈ 107°C

$$C_{pgas} = 8,109 BTU/lbmol^{\circ}F$$

Calculo de moles removido del gas

$$Ni_{H_2S_{remov}} = C_{gt} * (x_{H_2S_{ent}} - x_{H_2S_{sal}})$$

$$Ni_{H_2S_{remov}} = 0,618 Lbmol/hora$$

Moles de vapor que dejan la torre regeneradora.

$$Ni_{vapor} = \frac{Ni_{H_2S_{remov}}}{X_{H_2S}}$$

$$Ni_{vapor} = 1,328 Lbmol/hora$$

Moles de agua que se vaporizan en el regenerador.

$$Ni_{H_2O_{vaporiz}} = Ni_{vapor} * (1 - X_{H_2S})$$

$$Ni_{H_2O_{vaporiz}} = 0,704 Lbmol/hora$$

Gravedad específica del gas que sale del tope del regenerador.

$$PM_{aire} = 28,9625$$

$$\gamma_{gas} = \frac{PM_{gas}}{PM_{aire}}$$

$$\gamma_{gas} = 0,89$$

Densidad del aire.

$$\rho_{aire} = \frac{P * PM}{R * T}$$

$$\rho_{aire} = 1,05 \text{ kg/m}^3$$

Densidad del gas que sales del tope del regenerador.

$$\rho_{gas} = \gamma_{gas} * \rho_{aire}$$

$$\rho_{gas} = 0,931 \text{ kg/m}^3 \approx 2,068 \text{ lb/m}^3$$

Tabla N° 15 Componentes que sale del tope del regenerador a 225°F ≈107°C

Componente	Ni (Lbmol/hora)	X molar	PM	Masa lb/hora	Cp a 225°F	X*Cp BTU/lbmol°F
H ₂ O	0,704	0,533	18,015	12,683	8,0356	4,280
DEA	0	0	0	0	0	0
H ₂ S	0,618	0,467	34,082	21,056	8,1926	3,829
TOTAL	1,322	1	25,525	33,739		8,109

Fuente: Resultados de la Investigación
Elaborado por: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo.

Volumen del gas que sale del tope del regenerador.

$$V_{gas} = \frac{masa_{gas}}{\rho_{gas}}$$

$$V_{gas} = 16,312 \text{ m}^3/\text{hora}$$

Balance de materia del gas que sale del acumulador y el reflujo.

Presión del acumulador $0,935\text{atm} \approx 0,947\text{bar} \approx 13,75\text{ Psia}$

Temperatura en el acumulador $113^\circ\text{F} \approx 45^\circ\text{C}$

$$C_{P-gas} = 8,196 \frac{BTU}{lbmol^\circ F}$$

$$X_{H_2S} = 0,95$$

$$N_{i_{H_2O(Gas-Acum)}} = \frac{NH_2S}{X_{H_2S}}$$

$$N_{i_{H_2O(Gas-Acum)}} = 0,648\text{ Lbmol/hora}$$

Moles del agua que salen del acumulador

$$N_{i_{H_2O\ Sal-Acum}} = C_{gas\ t} * (1 - X_{H_2S})$$

$$N_{i_{H_2O\ Sal-Acum}} = 0,030\text{ Lbmol/hora}$$

Gravedad específica del gas que sale del acumulador

$$PM_{gas} = 33,338$$

$$\gamma_{gas} = \frac{PM_{gas}}{PM_{aire}}$$

$$\gamma_{gas} = 1,15$$

Densidad del gas que sale del acumulador

$$PM_{aire} = 28,9625$$

$$\rho_{aire} = \frac{P * PM}{R * T}$$

$$\rho_{aire} = 1,038\text{kg/m}^3$$

Densidad del gas que sale del acumulador

$$\rho_{gas} = \gamma_{gas} * \rho_{aire}$$

$$\rho_{gas} = 1,199\text{ kg/m}^3 \approx 2,644\text{Lb/m}^3$$

Tabla N° 16 Componentes del Gas que sale del Acumulador de reflujo.

Composición	Ni (Lbmol/h)	X molar	PM (Lb/Lbmol)	Masa (Lb/hora)	Cp (BTU/lbmo l°F)	X*Cp (BTU/lbmol° F)
H ₂ O	0,030	0,046	18,015	0,541	8,0404	0,373
DEA	0	0	0	0	0	0
H ₂ S	0,618	0,954	34,082	21,056	8,2034	7,823
TOTAL	0,648	1	33,338	21,597		8,196

Fuente: Resultados de la investigación
Elaborado por: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo

Volumen del gas que sale del acumulador de reflujo.

$$V_{gas} = \frac{m}{\rho_{gas}}$$

$$V_{gas} = 8,168 \text{ m}^3/\text{hora}$$

Volumen de agua que sale del acumulador

$$V_{H_2O_{sal-Acum}} = \frac{m_{H_2O}}{\rho_{H_2O} * 3600}$$

$$V_{H_2O_{sal-Acum}} = 6,88 \times 10^{-8} \text{ m}^3/\text{hora} \approx 3,029 \times 10^{-7} \text{ gpm}$$

Tabla N° 17 Cantidad de agua para el reflujo

Componente	Ni (Lbmol/h)	X molar	PM (Lb/Lbmol)	Densidad 45°C Lb/m ³	Masa (Lb/hora)
H ₂ O	0,674	1	18,015	2183,059	12,142
DEA	0	0	0	0	0
H ₂ S	0	0	0	0	0
TOTAL	0,674	1	18,015	2183,059	12,142

Fuente: Resultados de la Investigación
Elaborado por: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo

Volumen del agua que regresa al regenerador.

$$V_{H_2O_{refl}} = \frac{m_{H_2O}}{\rho_{H_2O}}$$

$$V_{H_2O_{refl}} = 0,0056 \text{ m}^3/\text{hora} \approx 0,025 \text{ gpm}$$

Razón de reflujo

$$R_r = \frac{Ni_{H_2O}}{Ni_{Gas\ acido-Sal.Reg}}$$

$$R_r = 0,509 \approx 0,5$$

3.2 Cálculos del Balance de energía

Balance de energía del Absorbedor.

Se debe conocer la cantidad de calor absorbido al momento de la reacción exotérmica química entre el gas y el líquido absorbente, de acuerdo a su calor específico en el cambio de temperatura en la entrada y salida del gas, en la siguiente tabla muestra la variación del calor específico en base a la temperatura. (27)

Tabla N° 18 Calor Especifico molar del fuel gas a 100°F - 110°F

Composición	Cp a 100°F ^o (BTU/lbmol-°F)	X * Cp (BTU/lbmol-°F)	Cp a 110°F (BTU/lbmol-°F)	X*Cp (BTU/lbmol-°F)
H ₂ S	8,18	0,2870	8,198	2,981x10 ⁻⁵
C ₂	12,95	4,5371	13,116	4,7624
C ₃	18,17	4,5085	18,44	4,7419
iC ₄	21,18	3,7225	21,492	3,9147
nC ₄	21,08	4,0193	22,026	4,3523
TOTAL		17,0744		17,7713

Fuente: Gas Processors Suppliers Association-2004, para calcular los Cp del gas entrada y salida del Absorbedor.

Elaborado por: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo

Para calcular los calores específicos molares de los componentes del Fuel Gas en la tabla 13-6. (26)

Se calcula un Cp promedio de acuerdo a las temperaturas que actúan en el absorbedor para obtener la cantidad del calor transferido o removido en la torre.

$$C_{p\text{prom}} = \frac{17,0744 + 17,7713}{2} = 17,423 \frac{\text{BTU}}{\text{lbmol} - ^\circ\text{F}}$$

$$\Delta T = T_2 - T_1$$

$$\Delta T = 110^\circ F - 100^\circ F$$

$$\Delta T = 10^\circ F$$

$$N_i = 16,992 \text{ lbmol/hora}$$

$$Q = N_i * C_p * \Delta T$$

$$Q = 2960,516 \frac{BTU}{hora}$$

Cantidad de calor de reacción que absorbe la amina en el gas

$$\Delta H_R = 583,9 \text{ Leído en tabla 4.9 (26)}$$

$$Q_R = m_{H_2S} * \Delta H_R$$

$$Q_R = 12295,766 \frac{BTU}{hora}$$

Cantidad de calor total entre la amina y el gas.

$$Q_t = Q_R - Q$$

$$Q_t = 9935,250 \frac{BTU}{hora}$$

Temperatura de la corriente de amina rica que sale del absorbedor (113°F o 45°C)

Temperatura de entrada de la amina pobre (110°F o 43°C)

Considerando que la solución acuosa absorbe todo el calor remanente va a ser igual al calor total.

$$Q_{abs-DEA} = Q_t$$

$$Q_{abs-DEA} = 9935,250 \frac{BTU}{hora}$$

Masa de solución que entra al absorbedor.

$$m_{DEA} = 1625,173 \text{ lb/h}$$

Tabla N° 19 Calor específico de la amina de entrada y salida del absorbedor

Composición	Cp Amina Pobre 110°F BTU/lb°F		Cp Amina Rica 113°F BTU/lb°F	
	Cp	X*Cp	Cp	X*Cp
H ₂ O	0,9989	0,7977	0,9981	0,7869
DEA	0,92	0,1835	0,923	0,1818
H ₂ S	0,935	0,001842	0,975	0,0143
TOTAL		0,9831		0,9829

Fuente: Termodinamica Cuaderno de tablas y diagramas H₂O-2010, GS Process Physical Properties tabla C₁ para H₂S-2012 y Gas Conditioning Processing Fig. A2.22-2005.

Elaborado por: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo.

Cantidad de calor transferido o removido

$$Cp_{prom} = \frac{(Cp_{113°F} + Cp_{110°F})}{2}$$

$$Cp_{prom} = 0,983 \frac{BTU}{lb°F}$$

Calcular incremento de temperatura en la solución de amina.

$$Q_{abso-DEA} = m * Cp_{prom} * \Delta T$$

$$\Delta T = \frac{Q_{abso-DEA}}{m * Cp_{prom}}$$

$$\Delta T = 6,219°F$$

Se calcula la temperatura de la amina rica a la salida del absorbedor, observando el incremento de su temperatura.

$$\Delta T = T_2 - T_1$$

$$T_2 = 119,219°F$$

3.2.1 Balance de energía en el Intercambiador de calor

La amina rica tiene un incremento de temperatura al pasar por el intercambiador de calor amina rica- amina pobre, por lo tanto se toma en cuenta que la temperatura de salida no puede ser mayor a 205°F, para prevenir corrosión en las tuberías o el equipo, se debe considerar un diferencial de temperatura mínimo entre las corrientes tanto rica como pobre no menor a 15°F.

Temperatura entrada amina rica a 119,219°F

Temperatura salida de amina rica 203°F

$$\Delta T = T_{DEAric-sal} - T_{DEAric-entr}$$
$$\Delta T = 83,781^{\circ}F$$

Temperatura de entrada de amina pobre 250°F al intercambiador

$$\Delta T_1 = T_{DEApob-entr-int} - T_{DEAric-sal-int}$$
$$\Delta = 47^{\circ}F$$

Se conoce un $\Delta T_{min} = 15^{\circ}F$ que sería ΔT_2

Calcular la temperatura de la amina pobre a la salida del intercambiador.

$$\Delta T_2 = T_{DEAric-entra-int} - T_{DEApob-sal-int}$$
$$T_{DEApob-sal-int} = 134,219^{\circ}F$$

Se calcula:

$$\Delta T_{DEApob-int} = T_{DEApob-sal-int} - T_{DEApob-ent-int}$$
$$\Delta T_{DEApob-int} = -115,781^{\circ}F$$

Transferencia de calor en el intercambiador amina – amina rica.

Temperatura de entrada al intercambiador 119,219 °F amina rica

Temperatura a la salida del intercambiador 203°F amina rica

$$T_{prom} = \frac{(T_{ent} + T_{sal})_{int-DEA-ric}}{2}$$

$$T_{prom} = 161,110^{\circ}F$$

Tabla N° 20 Calor específico de la amina rica en el intercambiador

Componente	Cp a 113°F amina rica BTU/lb°F		Cp a 203°F amina rica BTU/lb°F	
	Cp	X*Cp	Cp	X*Cp
H ₂ O	0,9981	0,7869	1,0055	0,793
DEA	0,923	0,1818	0,94	0,185
H ₂ S	0,975	0,0143	2,0237	0,03
TOTAL		0,9829		1,008

Fuente: Termodinamica Cuaderno de tablas y diagramas H₂O-2010, GS Process Physical Properties tabla C₁ para H₂S-2012 y Gas Conditioning Processing Fig. A2.22-2005.

Elaborado por: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo.

Se calcula un Cp promedio:

$$Cp_{prom} = \frac{Cp_{113^{\circ}F} + Cp_{203^{\circ}F}}{2}$$

$$Cp_{prom} = 0,995 \text{ BTU/lb}^{\circ}F$$

Obteniendo así la cantidad de calor que genera el intercambiador hacia la solución al pasar por el mismo.

$$m_{DEA} = 1625,173 \text{ lb/hora}$$

$$Q_{in} = m * Cp_{prom} * \Delta T$$

$$Q_{in} = 135513,243 \text{ BTU/hora}$$

3.2.2 Balance de energía en el Regenerador

Presión del regenerador $1,167 \text{ kg/cm}^2 \approx 16,59 \text{ psia} \approx 1,14 \text{ bar}$

Temperatura promedio de $226,5^\circ\text{F}$

Tabla N° 21 Calor específico de la amina rica y pobre en regenerador

Componente	Cp Amina rica a $203^\circ\text{F} \approx 95^\circ\text{C}$ (BTU/lb°F)		Cp Amina pobre a $250^\circ\text{F} \approx 121,11^\circ\text{C}$ (BTU/lb°F)	
	Cp a 203°F	X*Cp	Cp a 250°F	X*Cp
H₂O	1,0055	0,793	1,121	0,895
DEA	0,94	0,185	0,95	0,189
H₂S	2,0237	0,03	2,9943	0,006
TOTAL		1,008		1,090

Fuente: Termodinamica Cuaderno de tablas y diagramas H₂O-2010, GS Process Physical Properties tabla C₁ para H₂S-2012 y Gas Conditioning Processing Fig. A2.22-2005.

Elaborado por: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo.

Se calcula el Cp promedio para calcular la cantidad de calor que genera el regenerador.

$$C_{p\text{-prom}} = \frac{C_{p250^\circ\text{F}} + C_{p203^\circ\text{F}}}{2}$$

$$C_{p\text{-prom}} = 1,049 \frac{\text{BTU}}{\text{lb}^\circ\text{F}}$$

Cantidad de calor en el regenerador.

Masa solución $1625,173 \text{ lb/hora}$

$$Q_{\text{regen}} = m * C_{p\text{prom}} * \Delta T$$

$$Q_{\text{regen}} = 80128,642 \text{ BTU/hora}$$

3.2.3 Balance de energía del Rehervidor

Calor de Vaporización en el agua.

Presión es 14,7 psi

Temperatura a $100^{\circ}\text{C} \approx 212^{\circ}\text{F}$

Entalpías del agua líquido y vapor.

$$H_L = 177,7147 \text{ BTU/lb} \quad \text{Fig 24-37- (26)}$$

$$H_V = 1149,41 \text{ BTU/lb}$$

$$m_{sal-reg} = 12,683 \text{ lb/hora}$$

$$Q_{Vaporiz} = m_{reg} * \Delta H$$

$$Q_{Vaporiz} = 12323,574 \text{ BTU/hora}$$

Carga calórica para el Rehervidor.

$$Q_{Reh} = Q_R + Q_{Reg} + Q_{Vaporiz}$$

$$Q_{Reh} = 102387,466 \text{ BTU/hora}$$

3.3 Cálculos básicos de Equipos

Calculo del diámetro del absorbedor Gas-Líquido.

Factor de tamaño: (28)

$$k = \frac{m_{DEA}}{m_{gas}} = 1,261 > 1 = 0,20$$

Calculo de la velocidad crítica del gas y el Factor de velocidad mínimo: (29)

$$k_{min} = 0,60$$

$$k_{max} = 0,8$$

$$v_g = k * 0,6 * \sqrt{\frac{\rho_{DEA} - \rho_{Gas}}{\rho_{Gas}}}$$

$$v_g = 3,016 \frac{ft^3}{seg} \approx 55,96 m/min$$

Área disponible

$$A = \frac{Q_{gas}}{v_g}$$

$$A = 0,7261 ft^2$$

Área disponible total

$$A_T = 1,21 ft^2$$

Diámetro del recipiente

$$D = \sqrt{\frac{4 * A_T}{\pi}}$$

$$D = 1,24 ft \approx 0,38 m$$

3.3.1 Calculo de la altura del Absorbedor

$$D = 0,91m$$

Espaciamiento entre plato y plato 24" $\approx 0,6m$

$$n_{plat-teorico} = 3,5 \text{ platos Leído- (26)}$$

$$\varepsilon_{plato-valv} = 33,3\% \approx 0,333$$

Calculo de Número de platos reales en el Absorbedor.

$$n_{plat-real} = \frac{n_{plat-teoric}}{\varepsilon_{plato-valv}}$$

$$n_{plat-real} = 10,51 \approx 11 \text{ platos}$$

Calculo de la Altura de platos

$$h_{platos} = n_{plat-real} * \text{espaciamiento} - \text{plat}$$

$$h_{plato} = 6,6m$$

Calculo de la Altura de nivel o colchón.

Caudal de retención de 10 minuto

$$Q_{DEA-pob} = 42,45 \text{ galones} \approx 0,161m^3$$

$$r = 0,45 \text{ m}$$

$$h_{nivel} = \frac{Q_{DEA-pob}}{\pi * r^2}$$

$$h_{nivel} = 0,25 \text{ m} \approx 50\% \text{ llenado}$$

$$h_{nivel} = 0,50 \text{ m} \approx 100\% \text{ llenado}$$

Para diseño se debe tomar en consideración estos datos:

$$h_{cabeza} = 2ft \approx 0,6m$$

$$h_{arriba-nivel} = 1ft \approx 0,3048m$$

$$h_{fondo} = 1ft \approx 0,3048m$$

Altura total de la torre de Absorbadora de Gas-Liquido

$$h_{Absor} = h_{plato} + h_{cabeza} + h_{arriba-nivel} + h_{nivel} + h_{fondo}$$

$$h_{absor} = 8,31m$$

Con dos entradas de hombre de 18" $\approx 0,45m$

3.3.2 Calculo de altura del Regenerador

$$D = 0,91m$$

Espaciamiento plato y plato 24" $\approx 0,6m$

$$n_{plat-teoric} = 4 \text{ platos Leído- (26)}$$

$$\varepsilon_{plat-valv} = 33,3\% \approx 0,333$$

Calculo de los platos reales del Regenerador.

$$n_{plat-real} = \frac{n_{plat-teoric}}{\varepsilon_{plat-valv}}$$

$$n_{plat-real} = 12 \text{ platos}$$

Calculo de la altura de plato.

$$h_{plat} = n_{plat-real} * \text{espaciamiento} - plat$$

$$h_{plat} = 7,2 m$$

Calculo de altura de nivel o de colchón.

$$h_{nivel} = 0,25 m \approx 50\% \text{ llenado}$$

$$h_{nivel} = 0,50 m \approx 100\% \text{ llenado}$$

Para diseño se debe considerar estos datos.

$$h_{cabeza} = 2ft \approx 0,6m$$

$$h_{arriba \ de \ nivel} = 1ft \approx 0,3018m$$

$$h_{fondo} = 1ft \approx 0,3048m$$

Calculo de la altura del regenerador.

$$h_{reg} = h_{plato} + h_{nivel} + h_{cabeza} + h_{arriba-nivel} + h_{fondo}$$

$$h_{reg} = 8,91 m \approx 9m$$

3.3.3 Elección del diámetro del tanque flash

Tanque Flash leído en la tabla 4.3- (26)

Diámetro aproximado de 24" $\approx 0,61 m$

Longitud aproximada 72" $\approx 1,83 m$

3.3.4 Cálculos de las estimaciones requeridas para el intercambio de calor.

Intercambiador de calor

Cantidad de calor: (26)

$$Q = 45000 * Gpm$$

$$Q = 180000 BTU/hora$$

Área requerida para el intercambiador de amina rica/amina pobre:

$$\dot{A}rea = 11,25 * Gpm$$

$$\dot{A}rea = 4,18 m^2$$

Reboiler:

Cantidad de calor: (26)

$$Q = 72000 * Gpm$$

$$Q = 288000 BTU/hora$$

Área requerida para el Reboiler:

$$Area = 11,30 * Gpm$$

$$Area = 4,20 m^2$$

Condensador de reflujo:

Cantidad de calor: (26)

$$Q = 30000 * Gpm$$

$$Q = 120000 BTU/hora$$

Área requerida para el condensador de reflujo:

$$\dot{A}rea = 5,20 * Gpm$$

$$\dot{A}rea = 1,93 m^2$$

Enfriador:

Cantidad de calor: (26)

$$Q = 15000 * Gpm$$

$$Q = 60000 BTU/hora$$

Área requerida para el enfriador de amina:

$$\dot{A}rea = 10,20 * Gpm$$

$$\dot{A}rea = 3,79 m^2$$

3.3.5 Calculo del HP de las bombas para la Purificación del Fuel gas

Calculo del HP bomba principal de solución amina.

$$P = 195,8 \text{ Psia} \approx 181,1 \text{ Psig}$$

$$HP_{bomba-amin} = GPM * P * 0,00065$$

$$HP_{bomba-amin} = 0,50$$

Calculo del HP de la bomba de refuerzo de amina.

$$HP_{bomba-ref.amin} = GPM * 0,06$$

$$HP_{bomba-ref.amin} = 0,25$$

Calculo del HP de la bomba de reflujo. (26)

$$HP_{bomba-refluj} = GPM * 0,06$$

$$HP_{bomba-refluj} = 1,47 \times 10^{-3}$$

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIONES

4.1 Análisis

El siguiente capítulo muestra los resultados experimentales de la investigación en para el desarrollo de la ingeniería básica de un proceso de purificación del Fuel Gas a base con amina DEA, con gran importancia que permitirá producir un gas combustible limpio cumpliendo con la lámina de cobre 1A, para que sea utilizado en hornos de Refinería La Libertad. Este capítulo tiene distintas secciones con diferentes equipos con sus respectivas tablas de especificaciones, entre los más importantes de la planta de amina como es la torre absorbedora, regeneradora, tanque flash, intercambiador de calor, enfriador, condensador, reboiler, bombas entre otros, donde se muestra detalladamente las condiciones de operación.

Como objetivo principal es proyectar un diagrama de flujo de procesos (PFD) y P&ID`s para ver la circulación de los fluidos tanto de la Solución de amina como del Fuel gas, al momento de pasar por cada uno de los equipos del proceso de purificación. Al final un estimado de presupuesto para la inversión en el proceso de purificación del Fuel Gas a base con amina.

4.2 Tablas de especificaciones para el proceso de purificación del fuel gas

4.2.1 Resultados de las especificaciones del Absorbedor del fuel gas.

**Tabla N° 22 Especificación del Absorbedor del fuel gas
TORRE DE ABSORCIÓN DE AMINAS.**

TORRE DE ABSORCIÓN DE AMINAS.	
Identificación	T-300
MATERIAL	
Torre	Acero
CONDICIONES DE DISEÑO	
Flujo contenido	DEA rica
Temperatura	43°C ≈ 110°F
Presión	13,23 bar ≈ 195,8 Psia
Temperatura del gas de alimentación	38°C ≈ 100°F
Numero de platos	11
Tipo de platos	Válvulas
Altura	8,31 m
Diámetro	0,91 m

Elaborado: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo.

4.2.2 Resultados de las especificaciones del Tanque Flash.

Tabla N° 23 Especificación del Tanque Flash

TANQUE FLASH	
Identificación	D-301
MATERIAL	
Cuerpo	Acero al carbono
CONDICIONES DE DISEÑO	
Flujo contenido	Amina rica
Rango de operación a alta presión	45-65 Psig

Elaborado: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo.

4.2.3 Resultados de las especificaciones del Regenerador.

Tabla N° 24 Especificación del Regenerador

REGENERADOR	
Identificación	T-301
MATERIAL	
Torre	Placa de acero al carbono
CONDICIONES DE DISEÑO	
Altura	9 m
Diámetro	0,91 m
Numero de platos	12
Tipo de platos	Válvula
Temperatura entrada de DEA rica	95°C ≈ 203°F
Temperatura salida DEA pobre	121,11°C ≈ 250°F
Salida del gas acido	107°C ≈ 225°F
Presión	1,14 bar ≈ 16,59 Psia

Elaborado: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo.

4.2.4 Resultados de las especificaciones del Acumulador de Reflujo.

Tabla N° 25 Especificación del Acumulador de Reflujo
ACUMULADOR DE REFLUJO.

Identificación.	D-302
MATERIAL	
Cuerpo y fondo	Placa acero al carbono
CONDICIONES DE DISEÑO	
Temperatura	45°C ≈ 113°F
Presión	0,945 bar ≈ 13,75 Psia
Flujo contenido	Gas acido/ Agua

Elaborado: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo.

4.2.5 Resultados de las especificaciones de Reherbidor

Tabla N° 26 Especificaciones de Reherbidor

REHERBIDOR.	
Identificación	E-303
MATERIAL	
Cuerpo y fondo	Placa de acero al carbono
CONDICIONES DE DISEÑO	
Presión	1,02 bar \approx 14,7 Psia
Temperatura	100°C \approx 212°F

Elaborado: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo.

4.2.6 Resultados de las especificaciones del K.O. Drum.

Tabla N° 27 Especificaciones del K.O. Drum

K.O. Drum	
Identificación	D-300
MATERIAL	
Cuerpo y fondo	Acero Inoxidable.
CONDICIONES DE OPERACIÓN	
Temperatura	43°C \approx 110°F
Flujo contenido	Gas dulce/amina

Elaborado: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo.

4.2.7 Resultados de las especificaciones de Intercambiador Amina Rica/Pobre

**Tabla N° 28 Especificaciones de Intercambiador Amina Rica/Amina Pobre
INTERCAMBIADOR DE CALOR AMINA RICA/AMINA POBRE.**

Identificación	E-301A/B
CONDICIONES DE OPERACIÓN	
Fluido contenido	Amina Rica en tubo/Amina Pobre carcasa.
Temperatura ingreso de Amina Rica lado tubo.	45°C ≈ 113°F
Temperatura de salida Amina Rica lado tubo.	95°C ≈ 203°F
Temperatura entrada de Amina Pobre lado carcasa.	121,11°C ≈ 250°F
Temperatura de salida Amina Pobre lado carcasa.	68°C ≈ 154°F
Cp de la Amina Rica BTU/lb°F a 45°C ≈ 113°F	0,98
Cp Amina Pobre BTU/lb°F a 121,11°C ≈ 250°F	1,09

Elaborado: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo.

4.2.8 Resultados de las especificaciones del Condensador

**Tabla N° 29 Especificaciones del Condensador
CONDENSADOR.**

Identificación	E-302
CONDICIONES DE DISEÑO.	
Flujo contenido	Agua/Gases ácidos.
Temperatura de entrada	107°C ≈ 225°F
Temperatura de salida	45°C ≈ 113°F

Elaborado: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo.

4.2.9 Resultados de las especificaciones del Aeroenfriador

Tabla N° 30 Especificaciones del Aeroenfriador

AEROENFRIADOR	
Identificación	E-300
CONDICIONES DE OPERACIÓN	
Flujo contenido	Amina Pobre
Temperatura de entrada	68°C ≈ 154°F
Temperatura de salida	43°C ≈ 110°F

Elaborado: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo.

4.3 Tabla de especificación de Bombas

4.3.1 Resultados de las especificaciones de la Bomba de Amina Pobre

Tabla N° 31 Especificaciones de la Bomba principal de Amina Pobre

BOMBA PRINCIPAL AMINA POBRE	
Identificación	P-300 A/B
CONDICIONES DE OPERACIÓN	
Tipo de Bomba	Rotatoria
HP	0,50
Fluido contenido	Amina Pobre
Temperatura	43°C ≈ 110°F
Caudal	4 Gpm

Elaborado: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo.

4.3.2 Bomba de Refuerzo

Tabla N° 32 Bomba de Refuerzo

BOMBA DE REFUERZO	
Identificación	P-303 A/B
CONDICIONES DE DISEÑO	
Tipo de bomba	Booster
HP	0,25
Temperatura	121,11°C ≈ 250°F
Caudal	4 Gpm

Elaborado: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo.

4.3.3 Resultados de las especificaciones de Bomba de Reflujo.

Tabla N° 33 Especificaciones de Bomba de Reflujo

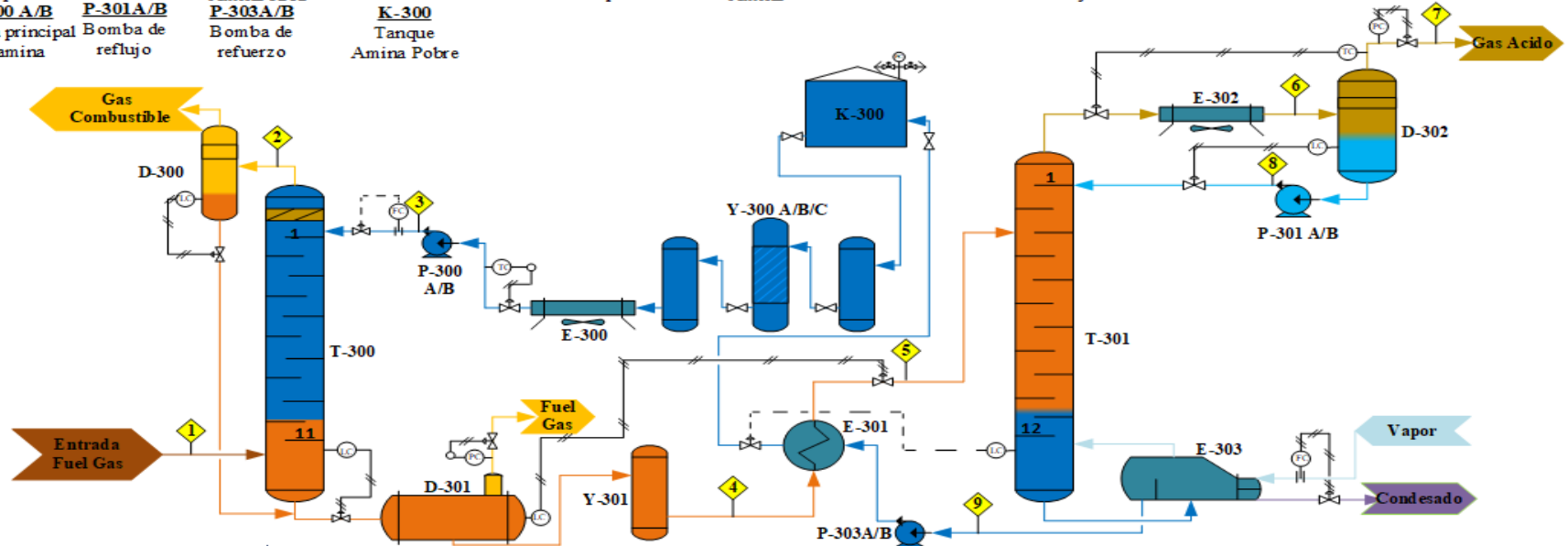
BOMBA DE REFLUJO	
Identificación	P-301 A/B
CONDICIONES DE DISEÑO	
Tipo de bomba	MILTON ROY
HP	$1,38 \times 10^{-3}$
Fluido contenido	Agua de reflujo
Temperatura	45°C ≈ 113°F
Caudal	0,024 Gpm

Elaborado: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo.

4.4 Diagrama de Flujo de Proceso

Figura N° 34 Diagrama de Flujo de proceso

T-300 Absorbedor Gas-Líquido
P-300 A/B Bomba principal de amina
D-300 K.O. Drum
P-301A/B Bomba de reflujo
D-301 Tanque Flash Amina Rica
P-303A/B Bomba de refuerzo
Y-301A/B Filtro mecánico Amina Rica
K-300 Tanque Amina Pobre
E-301 Intercambiador Amina rica-pobre
T-301 Regeneradora de Amina
E-302 Condensador de Gases
D-302 Acumulador de Reflujo.
E-303 Reheboiler
E-300 Enfriador de Amina Pobre
Y-300 A/B/C Filtro Mecánico Amina Pobre



68

Simbología	
⊙	Presión
○	Nivel
⊖	Temperatura
◇	N° Corriente
Corrientes	
—	Amina pobre
—	Amina rica
—	Gas combustible
—	Agua de reflujo
—	Vapor de agua
—	Gas ácido
—	Condensado

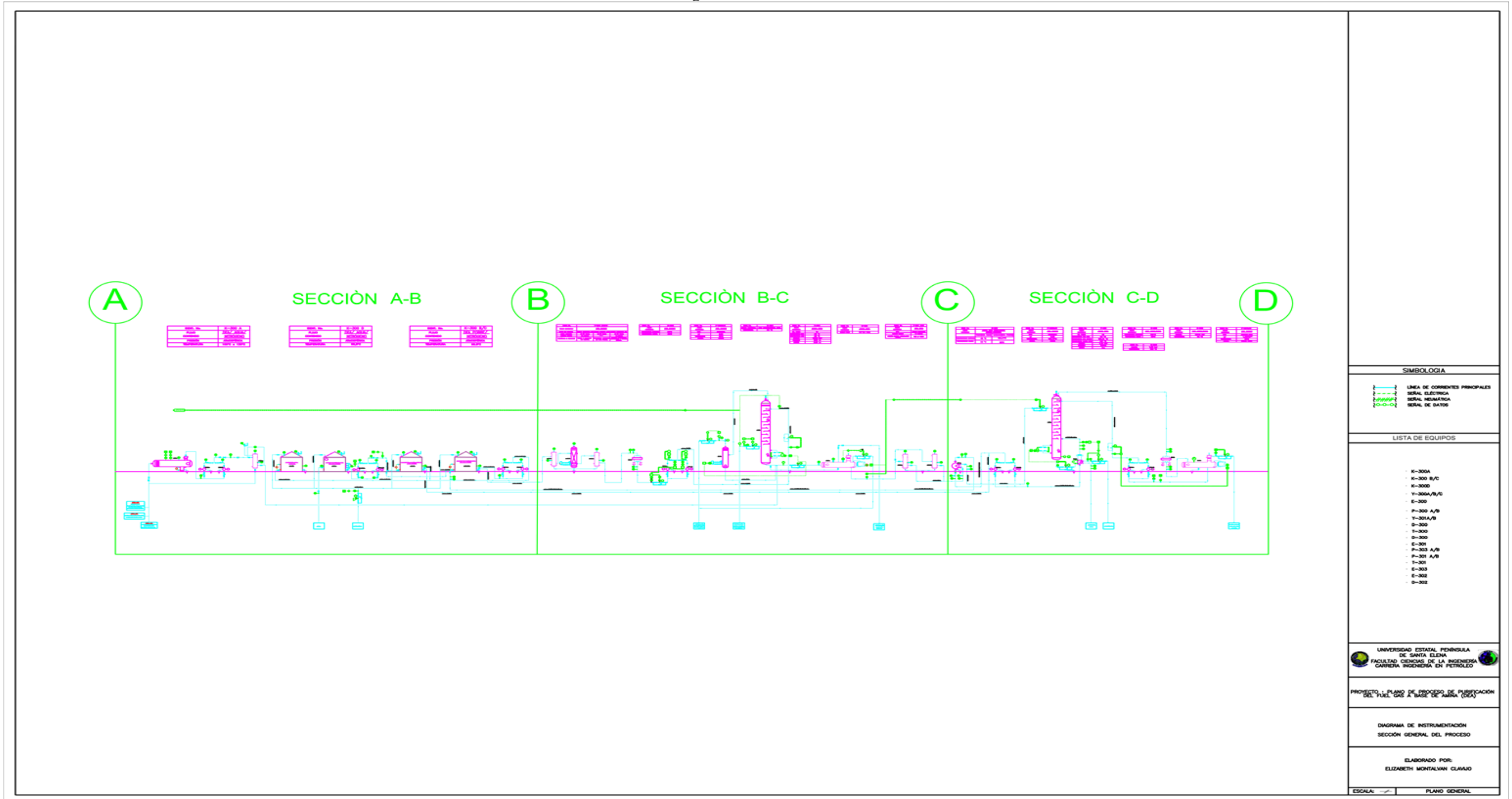
		N° Corriente									
		Unidades	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Presión	bar		12,75	12,75	13,23	13,23	1,14	1,14	0,947	0,947	1,01
Temperatura	°C		38	43	43	45	95	107	45	45	121,11
Componentes											
H ₂ S	Lbmol/hora		0,618		0,0	0,0	0,0	0,618	0,618	0,0	
	lb/hora		21,058	2,80 ppm(m)	3,158	24,215	24,215	0,0	0,0	0,0	3,158
C ₂	Lbmol/hora		6,169	6,169	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
C ₃	Lbmol/hora		4,369	4,369	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
iC ₄	Lbmol/hora		3,095	3,095	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
nC ₄	Lbmol/hora		3,357	3,357	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
H ₂ O	Lb/hora		0,0	0,0	1300,355	1300,355	1300,355	0,0	0,0	12,142	1300,355
	Lbmol/hora		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,704	0,03	0,0	0,0
	lb/hora		0,0	0,0	324,818	324,818	324,818	0,0	0,0	0,0	324,818
Flujo Molar	Lbmol/hora		17,61	16,99	75,364	75,982	75,982	1,322	0,648	0,674	75,364
Flujo masico	Lb/hora		774,321	753,264	1628,331	1649,388	1649,388	33,739	21,597	12,142	1628,331
Calor específico	BTU/Lbmol°F (Gas)		17,074	17,771	0,0	0,0	0,0	8,109	8,196	0,0	0,0
	BTU/lb°F (Líquido)		0,0	0,0	0,983	0,9829	1,007	0,0	0,0	0,0	0,0
Calor	BTU/hora		2960,516	9935,25	12295,766	13551,243	80128,642	0,0	0,0	0,0	102387,466

Elaborado por: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo

4.5 P&ID's

Figura N° 35 P&ID's

06



Elaborado por: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo.
 Para mayor visualización se mostrara en anexo el plano en secciones.

4.6 Presupuesto

Debido a los equipos necesarios para el tratamiento del Fuel Gas, se hace el análisis del valor aproximado del costo de la planta de purificación del Fuel gas a base con amina DEA en Refinería La Libertad, tomando en cuenta el tipo de material que están elaborados.

A continuación se presenta un listado de los costos aproximados de los principales equipos que pertenecen al proceso de purificación del Fuel Gas. (30)

Tabla N° 34 Presupuesto de Equipos

Descripción	Unidades	V.Unit.	Subtotal	Iva 12%	Total
Torre de Absorción	1	\$ 48.000,00	\$ 48.000,00	\$ 5.760,00	\$ 53.760,00
Platos	11	\$ 833,00	\$ 9.1163,00	\$ 1.099,56	\$ 10.262,56
Torre Regeneradora	1	\$ 56.000,00	\$ 56.000,00	\$ 6.720,00	\$ 62.720,00
Platos	12	\$ 833,00	\$ 9.996,00	\$ 1.199,52	\$ 11.195,52
Intercambiador	1	\$ 8.007,00	\$ 8.007,00	\$ 960,84	\$ 8.967,84
Enfriador	1	\$ 9.420,00	\$ 9.420,00	\$ 1.130,40	\$ 10.550,40
Condensador	1	\$ 9.420,00	\$ 9.420,00	\$ 1.130,40	\$ 10.550,40
Reboiler	1	\$ 8.007,00	\$ 8.007,00	\$ 960,84	\$ 8.967,84
Bombas	3		\$ 2.423,50	\$ 290,82	\$ 2.714,32
Bomba principal	1	\$ 1.200,00			
Bomba impulsadora	1	\$ 1.000,00			
Bomba de reflujo	1	\$ 223,50			
Total					\$ 179.688,88

Elaborado por: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo

Tabla N° 35 Presupuesto de Tuberías

Descripción	Unidades	V. Unit.	Subtotal	Iva 12%	Total
Tubería 1 ½"	70	\$ 80,00	\$ 5.600,00	\$ 672,00	\$ 6.272,00
Tubería 1 ¼"	80	\$ 55,00	\$ 4.400,00	\$ 528,00	\$ 4.928,00
Tunería 1 ¼"	48	\$ 55,00	\$ 2.640,00	\$ 316,80	\$ 2.956,00
Tubería 1 ¼"	60	\$ 55,00	\$ 3.300,00	\$ 396,00	\$ 3.696,00
Tubería 1 ¼"	30	\$ 55,00	\$ 1.650,00	\$ 198,00	\$ 1.848,00
Tubería 1/8"	60	\$ 120,00	\$ 7.200,00	\$ 864,00	\$ 8.064,00
Tubería ¾"	70	\$ 45,00	\$ 3.150,00	\$ 378,00	\$ 3.528,00
Total					\$ 27.764,80

Elaborado por: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo

Tabla N° 36 Presupuesto de Válvulas

Descripción	Unidades	V. Unit.	Subtotal	Iva 12%	Total
Válvula de Compuerta	30	\$ 900,00	\$ 27.000,00	\$ 3.240,00	\$ 30.240,00
Válvula de Globo	20	\$ 600,00	\$ 12.000,00	\$ 1.440,00	\$ 13.440,00
Válvula de mariposa	15	\$ 950,00	\$ 14.250,00	\$ 1.710,00	\$ 15.960,00
Válvula de seguridad	10	\$ 1,200.00	\$ 12.000,00	\$ 1.440,0	\$ 13.440,00
Total					\$ 73.080,00

Elaborado por: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo

Tabla N° 37 Presupuesto de Instrumentos

Descripción	Unidades	V. Unit.	Subtotal	Iva 12%	Total
Sensor de nivel	15	\$ 115,14	\$ 1.727,10	\$ 207,25	\$ 322,39
Sensor de temperatura	20	\$ 87,32	\$ 1.746,40	\$ 209,57	\$ 296,89
Sensor de presión	30	\$ 130,00	\$ 3.900,00	\$ 468,00	\$ 598,08
Medidor de presión	30	\$ 121,54	\$ 3.646,20	\$ 437,54	\$ 559,08
Medidor de temperatura	20	\$ 90,00	\$ 1.800,00	\$ 216,00	\$ 306,00
Medidor de nivel	15	\$ 269,04	\$ 4.035,60	\$ 484,27	\$ 753,32
Total					\$ 2.835,68

Elaborado por: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo

Tabla N° 38 Presupuesto General

Descripción	Costo total
Equipos	\$ 179.688,88
Tuberías	\$ 27.764,80
Válvulas	\$ 73.080,00
Instrumentación	\$ 2.835,68
Total	\$ 283.369,36

Elaborado por: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

- Se desarrolla una ingeniería básica de un proceso de purificación del fuel gas, obtenido de las plantas Parsons y Universal, a base de amina para el consumo interno en hornos en la refinería La Libertad, siendo la base de la ingeniería en detalle, siguiendo la secuencia del proceso.
- Se expone las generalidades de la investigación identificando las causas observadas del problema sobre la inadecuada utilización del fuel gas, cuyos efectos por la combustión de los contaminantes del fuel gas afecta el entorno natural, por lo tanto se necesita la purificación del fuel gas mediante base de amina, para el consumo interno en hornos y evitar emisiones a la atmosfera.
- Se fundamenta los criterios teóricos de un proceso de purificación del fuel gas, a base de amina, para el consumo interno en hornos especificando los equipos, donde el Manual de guía de especificación de unidad de endulzamiento de gas con amina indica que el fuel gas pasa por la sección de absorción de la Torre Absorbadora, en donde los componentes ácidos reaccionan con la amina a contracorriente, las condiciones de operación son definidas, generalmente a alta presión y baja temperatura.
- Se detalla los resultados obtenidos del balance de masa y energía del procesos de purificación del fuel gas a base de amina, para sus respectivas conclusiones y recomendaciones con resultados positivos en el tema ambiental y recuperación del fuel gas como combustible limpio, donde se explica mediante diagrama de flujo de proceso (PFD) y P&ID`s, las distintas secciones con diferentes equipos con sus respectivas tablas de especificaciones de la planta de amina, donde se muestra detalladamente las condiciones de operación.

5.2 Recomendaciones

- Aplicar los criterios teóricos sobre la combustión de los contaminantes del fuel gas, se recomienda la purificación del fuel gas, a base de amina para el consumo interno en hornos de Refinería La Libertad, en base a las características y especificaciones de los equipos aquí descritos, aprovechándolos de la mejor manera.
- Desarrollar la ingeniería en detalle de un proceso de purificación del fuel gas, a base de amina, para el consumo interno en hornos, acogiendo la disposición del CES (Concejo de Educación Superior), que indica en el Art. 5.- Derechos de las y los estudiantes Participar en el proceso de construcción, difusión y aplicación del conocimiento.
- Presentar diagramas de flujos de procesos y P&ID`s sobre el proceso de purificación del fuel gas a base de amina, sirvan como referencia de estudio y consultas para investigaciones futuras por los estudiantes de la Carrera de Ingeniería en petróleo y profesionales afines.
- Enviar la corriente de gas ácido que sale del acumulador de reflujo de la planta de amina, al proceso de recuperación de azufre o tratamiento Claus este permite recuperar el 90 y el 95% del azufre.

BIBLIOGRAFÍA

1. EP-PETROECUADOR. El petróleo en el Ecuador la nueva era petrolera Quito; 2013.
2. Benjamin Bermudez. Refinación del petróleo: Revista científica Scribd Doc. 84161155; 2009.
3. Maximo Angulo Silva. Manual de proceso de Refino del petróleo Perú: Empresa Petrolera Fiscal, Refinería Pampilla; 2002.
4. José Lluch Urpi. Tecnología Margen del Refino del petróleo Madrid: Interfase IQ, Ediciones Diaz de santo; 2011.
5. René A. Dubois. Introducción a la Refinación del petróleo Buenos aires: Universidad de Buenos aires, Eudeba; 2006.
6. Dr. Fernando Pino Morales. Endulzamiento del Gas Natural Venezuela: Universidad de Oriente nucleo MONOGAS, Escuela Ingeniería en Petróleo; 2010.
7. INELECTRA. Manual Guía de Especificación de Unidad de endulzamiento de Gas con Amina Venezuela: INEDON; 2009.
8. William M. Vatauvuk. Controles para SO₂ y para Gas Ácido EE.UU: Grupo de Estrategias Innovadoras y Economía; 2007.
9. Kenneth y el Cuerpo de Reactores de Chemical. Bombas, selección, uso y mantenimiento EE.UU: Mcgraw-Hill; 2000.
10. José Acedo Sánchez. Control avanzado de proceso (Teoría y Práctica) España: Ediciones Diaz de Santo S.A; 2003.
11. Amine Basic. Amine Best Practices Group EE.UU: Revista científica, Doc. Scribd; 2007.
12. Gas Processing. Amine Gas Sweetening Unit EE.UU: Revista científica, Doc. Scribd; 2013.
13. Operating Manual. Amine Treating Process Unit Pakistan: Revista Científica, Doc. Scribd; 2000.
14. Norrie. Gas Dehydration by low temperature separation EE.UU: Artículo, Doc. Scribd; 2010.

15. Amine Unit. General Operating Manual: Honeywell, Company; 2012.
16. Benjamin Serrato Monroy. Curso Elemental de diseño de tubería industriales Mexico; 2009.
17. Luis Moncada Arbitres Msc.. Diseño de plantas de proceso químicos Perú: Universidad Nacional de Trujillo; 2010.
18. Vam Industry. Tubería, Valvulas y Accesorios India; 2016.
19. Crane. Valvulas, Tuberías y Accesorio, Mexico: Mcgraw Hill; 2009.
20. Repsol S.A. Memoria Descriptiva Madrid; 2009.
21. Antonio Creus Sole. Instrumentación Industrial. Tercera edición ed. Mexico: Boixareu Editores; 2014.
22. Phillip C. Wankat. Ingeniería de procesos de separación Mexico: PEARSON-EDUCACIÓN; 2008.
23. Charles R. Perry. Amine Gas Treateting Odessa, Texas; 2015.
24. PDVSA S.A.. Manual de diseño de proceso Venezuela; 2008.
25. PDVSA S.A. Manual de Ingeniería de diseño Venezuela; 2015.
26. Gas Processors Suppliers Association. Gas Processors Association Oklahoma; 2004.
27. Yunes A. Cengel MAB. TERMODINAMICA Mexico: Mcgraw Hill; 2012.
28. Marcia J. Martinez. Ingeniería de gas, principio y aplicaciones Venezuela; 2006.
29. Marcias J. Martinez. Diseño conceptual de separadores Venezuela: Agencia de Gas, Principios y A plicaciones; 2008.
30. Angel Samuel Sàez Sàez. Diseño Planta de amina para corriente hidrocarburiifera gaseosa España: Universidad de Càdiz; 2015.

ANEXOS

Anexos N° 1 Tabla de calor específico molar

Molar Heat Capacity MC_p (Ideal-Gas State), Btu/(lb mol · °R)

Gas	Chemical formula	Mol wt	Temperature							
			0°F	50°F	60°F	100°F	150°F	200°F	250°F	300°F
Methane	CH ₄	16.043	8.23	8.42	8.46	8.65	8.95	9.28	9.64	10.01
Ethylene (Acetylene)	C ₂ H ₂	26.038	9.68	10.22	10.33	10.71	11.15	11.55	11.90	12.22
Ethene (Ethylene)	C ₂ H ₄	28.054	9.33	10.02	10.16	10.72	11.41	12.09	12.76	13.41
Ethane	C ₂ H ₆	30.070	11.44	12.17	12.32	12.95	13.78	14.63	15.49	16.34
Propene (Propylene)	C ₃ H ₆	42.081	13.63	14.69	14.90	15.75	16.80	17.85	18.88	19.89
Propane	C ₃ H ₈	44.097	15.65	16.88	17.13	18.17	19.52	20.89	22.25	23.56
1-Butene (Butylene)	C ₄ H ₈	56.108	17.96	19.59	19.91	21.18	22.74	24.26	25.73	27.16
cis-2-Butene	C ₄ H ₈	56.108	16.54	18.04	18.34	19.54	21.04	22.53	24.01	25.47
trans-2-Butene	C ₄ H ₈	56.108	18.84	20.23	20.50	21.61	23.00	24.37	25.73	27.07
iso-Butane	C ₄ H ₁₀	58.123	20.40	22.15	22.51	23.95	25.77	27.59	29.39	31.11
n-Butane	C ₄ H ₁₀	58.123	20.80	22.38	22.72	24.08	25.81	27.55	29.23	30.90
iso-Pentane	C ₅ H ₁₂	72.150	24.94	27.17	27.61	29.42	31.66	33.87	36.03	38.14
n-Pentane	C ₅ H ₁₂	72.150	25.64	27.61	28.02	29.71	31.86	33.99	36.08	38.13
Benzene	C ₆ H ₆	78.114	16.41	18.41	18.78	20.46	22.45	24.46	26.34	28.15
n-Hexane	C ₆ H ₁₄	86.177	30.17	32.78	33.30	35.37	37.93	40.45	42.94	45.36
n-Heptane	C ₇ H ₁₆	100.204	34.96	38.00	38.61	41.01	44.00	46.94	49.81	52.61
Ammonia	NH ₃	17.0305	8.52	8.52	8.52	8.52	8.52	8.53	8.53	8.53
Air		28.9625	6.94	6.95	6.95	6.96	6.97	6.99	7.01	7.03
Water	H ₂ O	18.0153	7.98	8.00	8.01	8.03	8.07	8.12	8.17	8.23
Oxygen	O ₂	31.9988	6.97	6.99	7.00	7.03	7.07	7.12	7.17	7.23
Nitrogen	N ₂	28.0134	6.95	6.95	6.95	6.96	6.96	6.97	6.98	7.00
Hydrogen	H ₂	2.0159	6.78	6.86	6.87	6.91	6.94	6.95	6.97	6.98
Hydrogen sulfide	H ₂ S	34.08	8.00	8.09	8.11	8.18	8.27	8.36	8.46	8.55
Carbon monoxide	CO	28.010	6.95	6.96	6.96	6.96	6.97	6.99	7.01	7.03
Carbon dioxide	CO ₂	44.010	8.38	8.70	8.76	9.00	9.29	9.56	9.81	10.05

*Data source: Selected Values of Properties of Hydrocarbons, API Research Project 44, MW updated to agree with Fig. 23-2

* Exceptions: Air - Keenan and Keyes, Thermodynamic Properties of Air, Wiley, 3rd Printing 1947. Ammonia - Edw. R. Grabl, Thermodynamic Properties of Ammonia at High Temperatures and Pressures, Petr. Processing, April 1953. Hydrogen Sulfide - J. R. West, Chem. Eng. Progress, 44, 287, 1948.

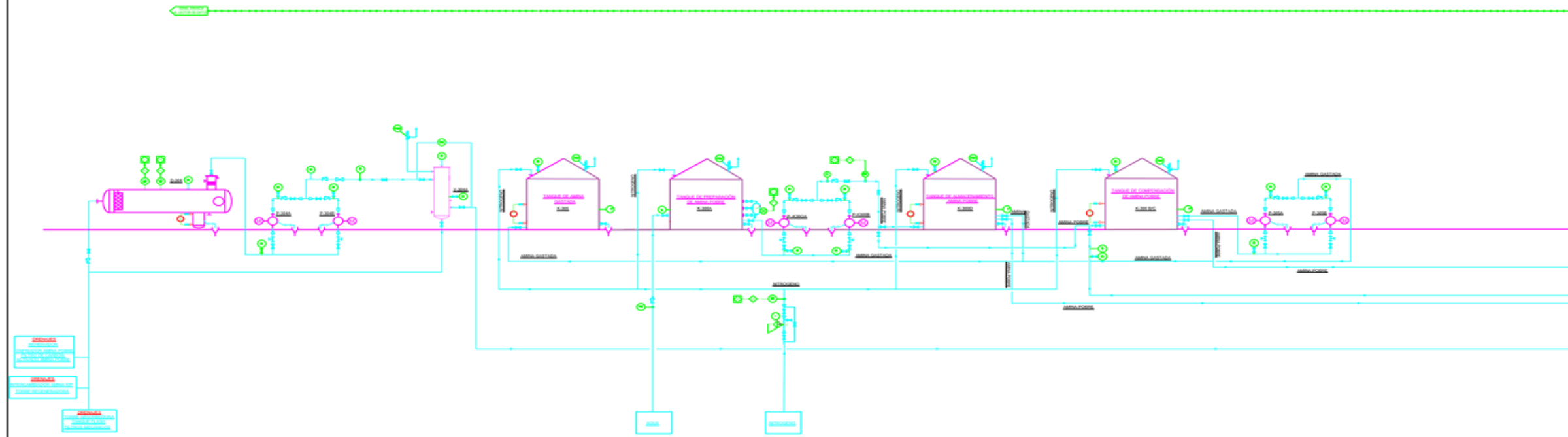
Anexos N° 2 Plano Sección A-B del P&ID's

100

IDENT. No.	K-300 A
FLUJO CONTENIDO	DEA/ AGUA/ NITRÓGENO
PRESIÓN	ATMOSFÉRICA
TEMPERATURA	100°C a 130°C

IDENT. No.	K-300 D
FLUJO CONTENIDO	DEA/ AGUA/ NITRÓGENO
PRESIÓN	ATMOSFÉRICA
TEMPERATURA	98,8°C

IDENT. No.	K-300 B/C
FLUJO CONTENIDO	DEA POBRE/ NITRÓGENO
PRESIÓN	ATMOSFÉRICA
TEMPERATURA	98,8°C



SIMBOLOGIA

- LINEA DE CORRIENTES PRINCIPALES
- LINEA ELÉCTRICA
- LINEA NEUMÁTICA
- LINEA DE DATOS

LISTA DE EQUIPOS

- K-300 A
- K-300 B/C
- K-300 D

UNIVERSIDAD ESTADAL PENINSULA DE SANTA ELIZABETH
FACULTAD GENERAL DE LA INGENIERIA
CARRERA INGENIERIA EN PETROLEO

PROYECTO: PLANO DE ESQUEMA DE INSTRUMENTACIÓN DEL TUBO DE FASE DE AGUA (100)

DIAGRAMA DE INSTRUMENTACIÓN
SECCIÓN GENERAL DEL PROCESO

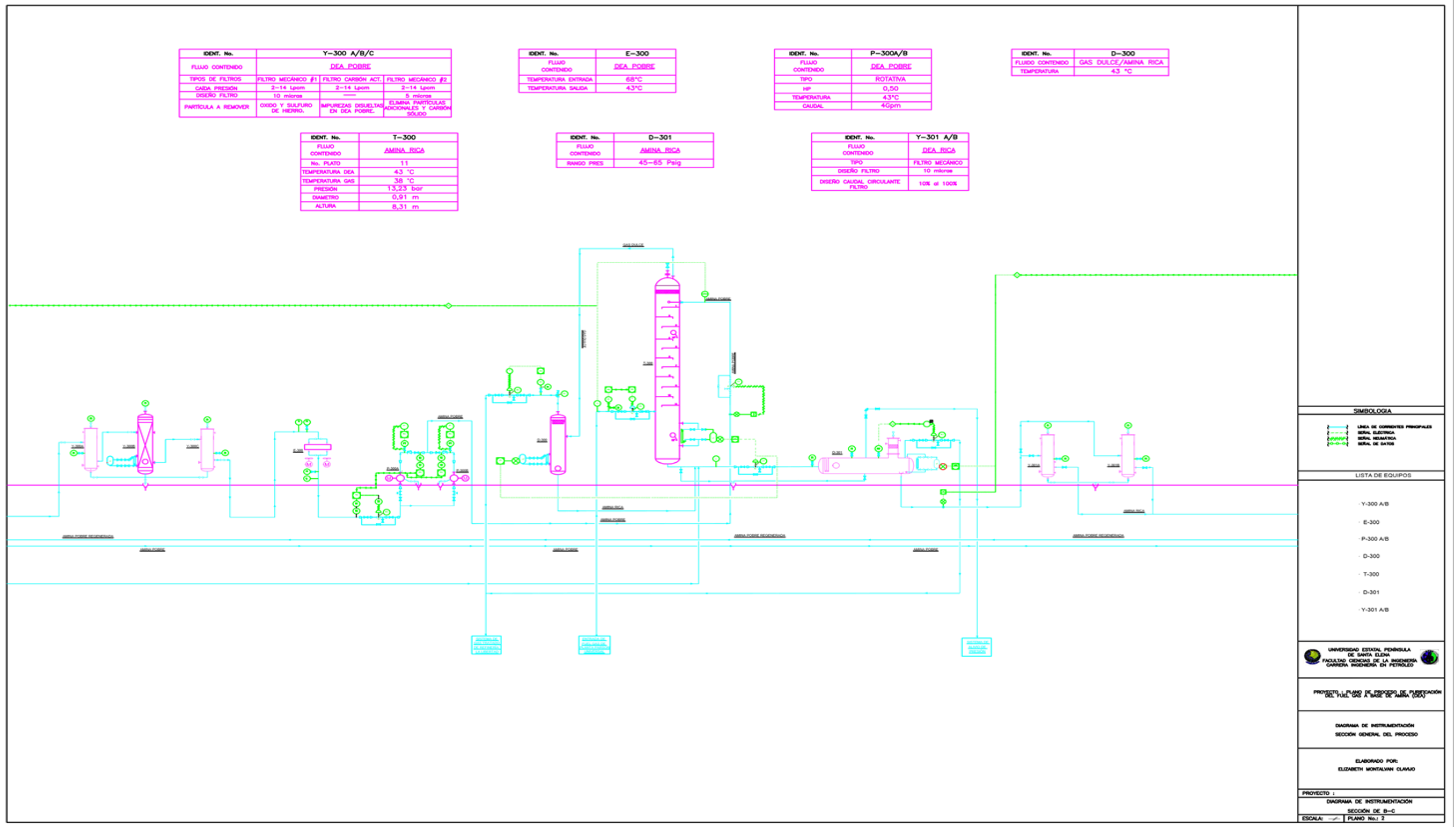
ELABORADO POR:
ELIZABETH MONTALVAN CLAVIJO

DIAGRAMA DE INSTRUMENTACIÓN
SECCIÓN DE A-B
ESCALA: PLANO No. 1

Elaborado por: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo.

Plano Sección B-C del P&ID's.

101



SIMBOLOGIA

- LINEA DE CONEXIONES PRINCIPALES
- SEÑAL ELECTRICA
- SEÑAL HEATMÉTRICA
- SEÑAL DE DATOS

LISTA DE EQUIPOS

- Y-300 A/B
- E-300
- P-300 A/B
- D-300
- T-300
- D-301
- Y-301 A/B

UNIVERSIDAD ESTADAL PENINSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD CIENCIAS DE LA INGENIERIA
CARRERA INGENIERIA EN PETROLEO

PROYECTO: PLANO DE PROCESO DE PURIFICACIÓN DEL YUL GAS A BASE DE AMINA (DEA)

DIAGRAMA DE INSTRUMENTACIÓN
SECCIÓN GENERAL DEL PROCESO

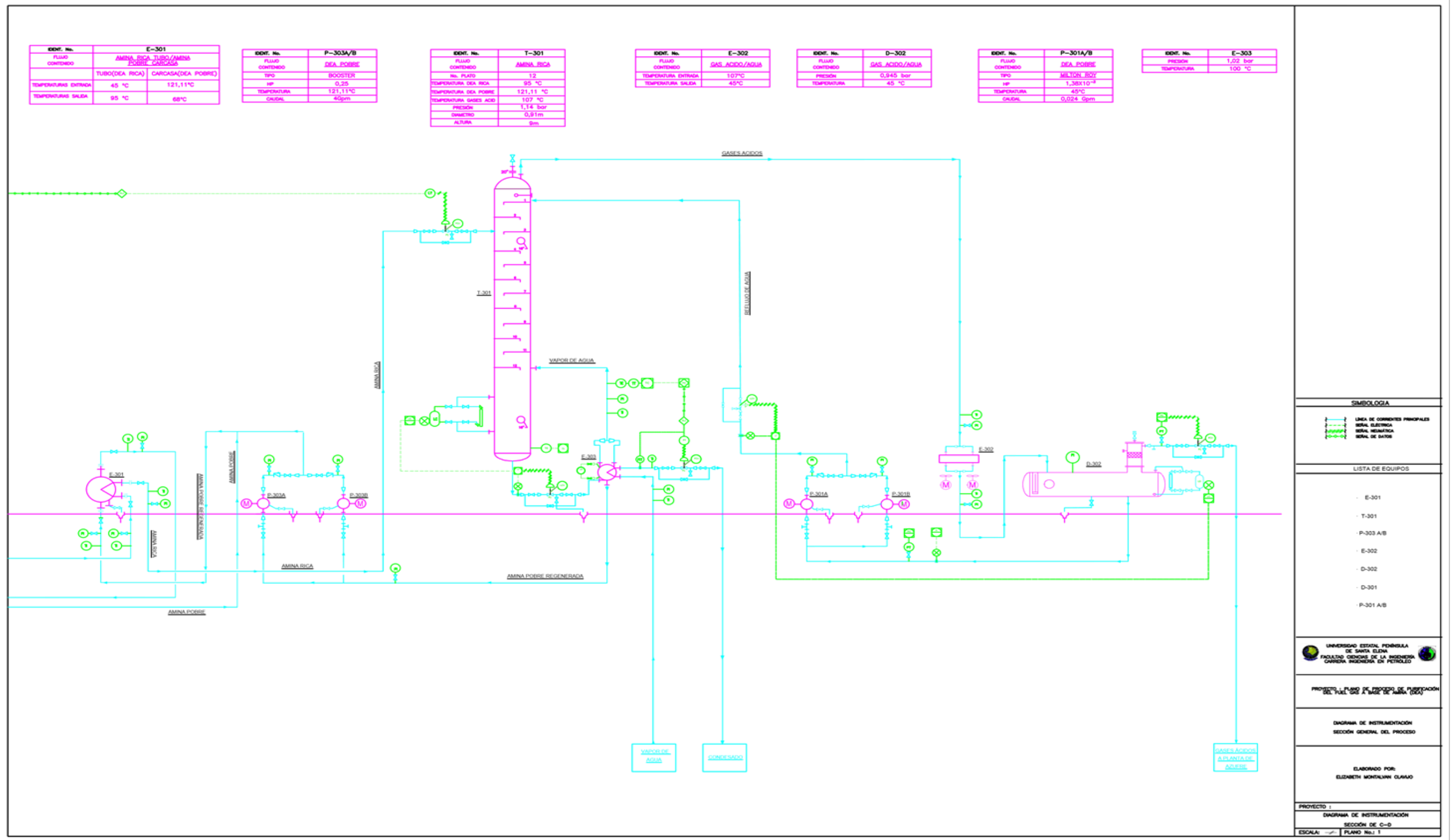
ELABORADO POR:
ELIZABETH MONTALVAN CLAVIJO

PROYECTO 1:
DIAGRAMA DE INSTRUMENTACIÓN
SECCIÓN DE B-C
ESCALA: PLANO No. 2

Elaborado por: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo

Plano Sección C-D del P&ID's

102



SIMBOLOGIA

- LINEA DE CORRIENTES PRINCIPALES
- SERIAL ELECTRICA
- SERIAL INSTRUMENTAL
- SERIAL DE DATOS

LISTA DE EQUIPOS

- E-301
- T-301
- P-303 A/B
- E-302
- D-302
- D-301
- P-301 A/B

UNIVERSIDAD ESTADAL PENINSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD CIENCIAS DE LA INGENIERIA
CARRERA INGENIERIA EN PETROLEO

PROYECTO : PLANO DE PROCESO DE PURIFICACION DEL TUBO GAS A BASE DE AMINA (DEA)

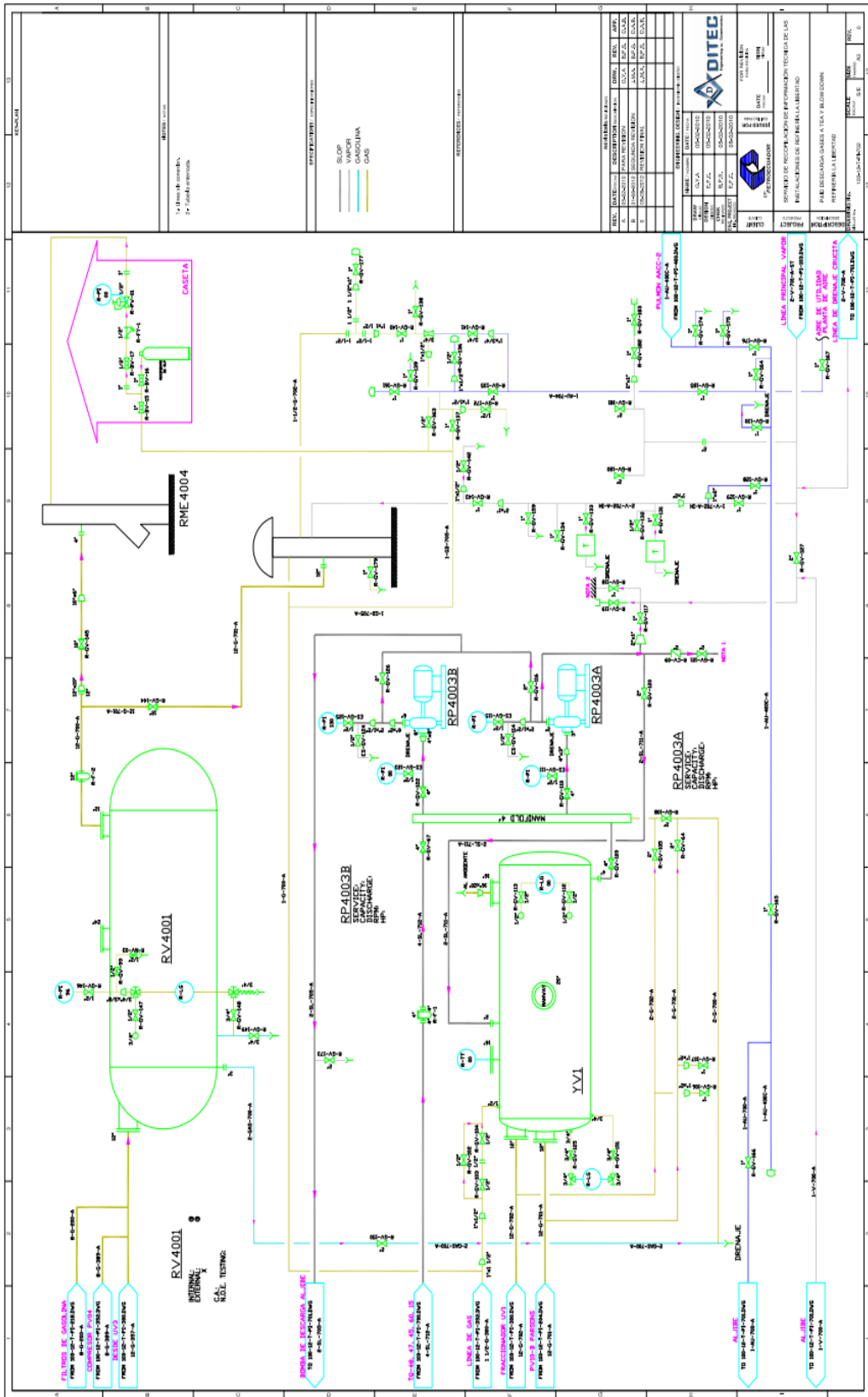
DIAGRAMA DE INSTRUMENTACION
SECCION GENERAL DEL PROCESO

ELABORADO POR:
ELIZABETH MONTALVAN CLAVIJO

PROYECTO :
DIAGRAMA DE INSTRUMENTACION
SECCION DE C-D
ESCALA: PLANO No. 1

Elaborado por: Elizabeth Roxana Montalvan Clavijo

Anexos N° 3 Diagrama de descarga de gases a TEA



Anexos N° 4 Proforma de las Tuberías y Bombas

SEATEC S A Eleodoro Solorzano entre 17 y 18 04-2781835 - 042786321	Cliente : MONTALVAN CLAVIJO ELIZABETH C. I. Ruc : 2400097974 Dirección : BARRIO JAIME NEBOT Teléfono : 0959815427 - Ciudad : La Libertad Zona : Guayas Vendedor : DOMINGUEZ YAGUAL JONATHAN
Cotizacion : 326,864.00	

Fecha	Forma Pago	Vence el	Observacion
13/12/2017	Efectivo	13/12/2017	

Bga	Descripción	Cantidad	Pr. Unitario	% Desc.	Total
E20768	Bomba 1/2 HP Pedrolo acero inoxidable JCRM/IC	1.00	223.50	0.00	223.50
M20299	Bushing ACERO INOX. 1*3/4	1.00	1.83	0.00	1.83
M17717	codo acero inox. 1" x 90°	1.00	2.98	0.00	2.98
M21786	Cruz ACERO INOX. 1"	1.00	5.46	0.00	5.46
M21979	neplo ACERO INOX 1 *3	1.00	2.08	0.00	2.08
A15327	neplo ACERO INOX 1 *4	1.00	3.07	0.00	3.07
g21882	neplo ACERO INOX 1 *6	1.00	3.70	0.00	3.70
A1692	neplo ACERO INOX 1 c/cintura perdido	1.00	2.52	0.00	2.52
M21777	neplo flex ACERO INOX. 1"	1.00	3.18	0.00	3.18
A20110	NUDO ACERO INOX ROSC 1" NPT	1.00	6.67	0.00	6.67
M21579	tapon hembra ACERO INOX. 1"	1.00	1.77	0.00	1.77
M21772	tapon macho ACERO INOX. 1"	1.00	1.61	0.00	1.61
M20109	union acero inox. 1"	1.00	2.27	0.00	2.27
M18193	Tubo Acero inoxidable 1"x 2mmx 6mt (unidad)	1.00	70.00	0.00	70.00

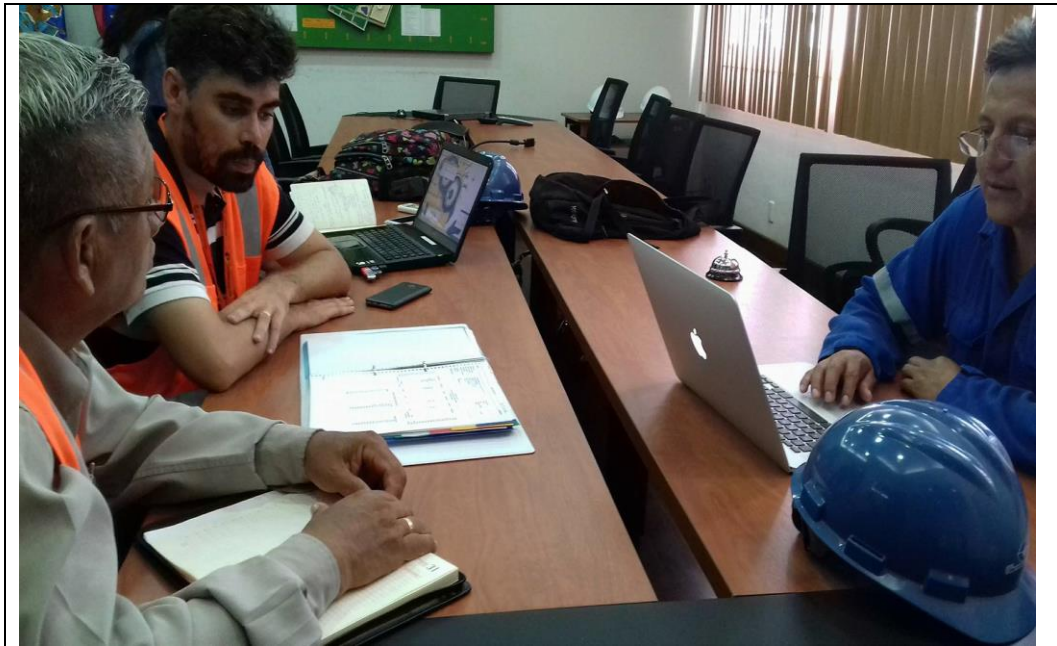
VALIDEZ 1 DIAS. PREVIA CONFIRMACION DE STOCK

Trescientos setenta 32/100 Dólares Americanos

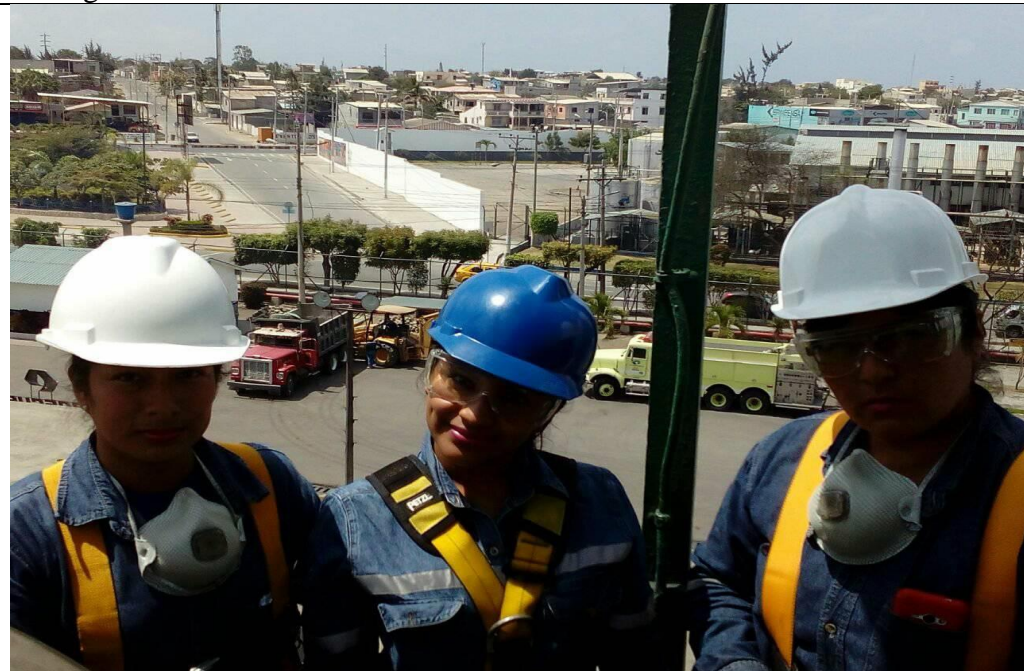
Sub Total	:	330.6
Descuento	% 0.00	0.00
Iva	%12.00	39.6
Total A Pagar	:	370.3

Elaborado	Revisado	Aceptado Cliente
-----------	----------	------------------

Anexos N° 5 Fotografías



Socializando el tema de tesis: “INGENIERÍA BÁSICA DE UN PROCESO DE PURIFICACIÓN DEL FUEL GAS, A BASE DE AMINA, PARA EL CONSUMO INTERNO EN HORNOS, EN LA REFINERÍA LA LIBERTAD” con el Ing. Antonio Morato Medina, Ing. Marco Paucar y el Ing. Ricardo Rodríguez Alzamora.



Visita a la Planta Refinería La Libertad



Con el Jefe de Planta No catalítica de la Refinería La Libertad. Ing. Humberto



Con el Ing. Marco Paucar, en la explicación de los avances de la investigación.



Observación acumulador de Gases de la Refinería La Libertad



Observación de la TEA de la Refinería La Libertad



Realizando la toma de muestra de la gasolina de la Planta Universal “La Libertad”



Visita al sector de los filtros de GLP de la Refinería La Libertad



Con el equipo de seguridad personal en la Torre de la Planta Universal de la Refinería La Libertad



Con el Tablerista Sr. Harry Lafnez, de la Planta Universal Refinería La Libertad