



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA EN INGENIERÍA MECATRÓNICA.**

**“DESARROLLO Y APLICACIÓN DE LA CALIBRACIÓN DE
LOS SENSORES DE PRESIÓN, DE LA PLANTA DE CONTROL
DE VAPORES EN LA UNIDAD DE MANTENIMIENTO DE
TERMINALES Y DEPÓSITOS DE EP PETROECUADOR.”**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO EN MECATRÓNICA**

AUTOR: FERNANDO DAVID BASTIDAS SALCEDO

DIRECTOR: ING. RAÚL BALDEÓN

Quito, Noviembre 2012

© Universidad Tecnológica Equinoccial. 2012

Reservados todos los derechos de reproducción

DECLARACIÓN

Yo **FERNANDO DAVID BASTIDAS SALCEDO**, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Universidad Tecnológica Equinoccial puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

(Fernando David Bastidas Salcedo)

C.I. 040131379-6

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo que lleva por título “**DESARROLLO Y APLICACIÓN DE LA CALIBRACIÓN DE LOS SENSORES DE PRESIÓN**”, **DE LA PLANTA DE CONTROL DE VAPORES EN LA UNIDAD DE MANTENIMIENTO DE TERMINALES Y DEPÓSITOS DE EP PETROECUADOR.** ”, que, para aspirar al título de Ingeniero en **Mecatrónica** fue desarrollado por **Fernando Bastidas**, bajo mi dirección y supervisión, en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería; y cumple con las condiciones requeridas por el reglamento de Trabajos de Titulación artículos 18 y 25.

(Ing. Raúl Baldeón)

DIRECTOR DEL TRABAJO

C.I. 1708042534

CARTA DE LA INSTITUCIÓN



CERTIFICACIÓN

Por medio de la presente certifico que el señor **FERNANDO DAVID BASTIDAS SALCEDO**, realizo su investigación y desarrollo del proyecto de titulación en el Terminal Beaterio Planta de Recuperación de Vapores Carga Ventral Islas de Productos Limpios con el tema "**DESARROLLO Y APLICACIÓN DE LA CALIBRACIÓN DE LOS SENSORES DE PRESIÓN EN LA PLANTA DE RECUPERACIÓN DE VAPORES UNIDAD DE MANTENIMIENTO DE TERMINALES Y DEPÓSITOS DE EP PETROECUADOR**".

La presente certificación podrá ser usada por el mencionado dentro del ámbito de lo legal para los fines que considere pertinentes.



ING. RAÚL BALDEÓN L.
INTENDENTE DE TERMINALES Y DEPÓSITOS NORTE

Quito, 14 de marzo de 2012

Edificio "La Previsora" Malecón N. 100,
entre 9 de Octubre y P. Icaza, piso 18
Telf: (04)3803-000 - 2850-237
Casilla: 10-8-29
Guayaquil - Ecuador

Av. Pedro Vicente Maldonado
S35-34 y Manglar Alto
Guajaló
Telf: (02) 2677428 al 432
Quito - Ecuador

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por darme una oportunidad de vida y las fuerzas necesarias en los momentos en que más las necesité para poder culminar mi carrera, de igual manera va dedicado a mis Padres por apoyarme en todo momento y han depositado su entera confianza en mí, sin dudar ni un solo momento en mi inteligencia y capacidad. Es por ellos que soy lo que soy ahora.

Su tenacidad y lucha insaciable han hecho de ellos el gran ejemplo a seguir y destacar, no solo para mí, sino para mis hermanos y familia en general

También dedico este proyecto a mi esposa, Mi gordita, compañera inseparable de cada jornada. Ella representó gran esfuerzo y tesón en momentos de decline y cansancio. A ellos este proyecto, que sin ellos, no hubiese podido ser.

De igual manera a mi hijo quien me ha dado la fuerza suficiente en mis momentos de desaliento para destacar con mis estudios superiores y poder ser un ejemplo y persona de bien.

Fernando Bastidas.

DEDICATORIA

Dedico este proyecto y toda mi carrera universitaria a Dios por ser quien ha estado a mi lado en todo momento dándome las fuerzas necesarias para continuar luchando día tras día y seguir adelante rompiendo todas las barreras que se me presenten.

Le agradezco a mi mamá Beatriz Salcedo y mi papá Luis Bastidas ya que gracias a ellos soy quien soy hoy en día, fueron los que me dieron ese cariño y calor humano necesario, son los que han velado por mi salud, mis estudios, mi educación, alimentación entre otros, son a ellos a quien les debo todo, horas de consejos , de regaños, de reprimendas, de tristezas y de alegrías de las cuales estoy muy seguro que las han hecho con todo el amor del mundo para formarme como un ser integral y de las cuales me siento extremadamente orgulloso.

INDICE DE CONTENIDO

ÍNDICE DE FIGURAS.....	xii
ÍNDICE DE TABLAS.....	xv
ÍNDICE DE ANEXOS.....	xvi
RESUMEN.....	xvii
ABSTRACT.....	xviii
1. INTRODUCCIÓN.....	i
2. MARCO DE REFERENCIA.....	1
2.1. DESCRIPCIÓN DE EMPRESA PÚBLICA EP PETROECUADOR.....	5
2.1.2. Visión.....	6
2.2. TERMINAL DE PRODUCTOS LIMPIOS EL BEATERIO EP PETROECUADOR.....	6
2.2.1 ÁREA DE ALMACENAMIENTO.....	8
2.2.2. ÁREA DE GENERACIÓN DE EMERGENCIA Y TABLEROS DE CONTROL.....	9
2.2.3. ESTACIÓN REDUCTORA.....	9
2.2.4. ESTACIÓN DE BOMBEO.....	10
2.2.5. ÁREA DE ISLAS DE CARGA Y DISTRIBUCIÓN:.....	10
2.2.6. PLANTA DE JET FUEL Y MEZCLA.....	10
2.2.7. UNIDAD DE MANTENIMIENTO.....	11
2.3. LA GASOLINA.....	11
2.3.1. COMPONENTES DE LA GASOLINA.....	12
2.3.2. CARACTERÍSTICAS DE LA GASOLINA.....	12
2.3.3. TIPOS DE GASOLINA.....	13
2.4 DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA DE RECUPERACION DE VAPORES.....	22

2.4.1 elementos de control usados dentro del proceso de recuperacion de vapores.	25
2.4.1.1 Transmisor de presión	25
2.4.1.2 Transmisor de presión cerebar pmc71-tac1h6radaa	25
2.4.1.3 Transmisor de presión cerebar pmc71-tac1hbradaa	26
2.4.1.4 TRANSMISORES DELTABAR	27
2.4.1.7 CPU374 con procesador 133 megahercios	30
2.4.1.8 Beneficios de la Nueva CPU374 en su sector	32
3.1.3.1 <i>Hart</i>	33
2.5 elementos mecanicos usados dentro del proceso de recuperacion de vapores.	35
2.5.1 Bombas.....	35
2.5.2 Bomba Summit	35
2.5.3 Bomba BUSCH.....	36
2.5.4 ACTUADORES UTILIZADOS EN la planta de control de vapores.	36
2.5.4.1 Características de Actuadores RCS SUR-49-5-CW	37
2.5.4.2 Características de Actuadores RCS - MAR-160-16-7.....	38
2.6 Manómetros	39
2.6.1 Manómetros usados en la planta de control de vapores.....	39
2.7 FUNCION DEL EQUIPO Y DEL PROCESO DEL SISTEMA DE CONTROL DE VAPORES.....	44
2.7.1 Inicialización del Proceso de Recuperación de Vapor	46
2.7.2 Regeneración - Ciclo de desorción.....	49
2.7.3 Regeneración de la Cama Alternada.....	51
2.7.4 Fin del Ciclo de Purga de Aire	51
2.7.5 Sistema de Vacío.....	52

2.7.6	Columna de Absorbente de Recuperación	54
2.7.7	Sistema del Absorbente de Circulación	55
2.8	Diagrama de flujo	58
3.1	METODOLOGÍA MECATRÓNICA	59
3.1.1	Parámetros del sistema.	60
3.1.2	Diseño mecánico	60
3.1.3	Diseño de elementos de control	61
3.2	metodologia de calibración.....	61
3.2.1	Mantenimiento preventivo.....	61
3.2.2	Calibración de transmisores de presión.....	62
3.2.3	Calibración de manómetros.....	62
4.	CALIBRACIÓN DE LOS SENSORES DE PRESION Y MANOMETROS	64
4.1	PROCEDIMIENTO DE CALIBRACIÓN TRANSMISORES DE PRESIÓN	67
4.1.1	PROCEDIMIENTO DE RECOLECCIÓN DE DATOS DE SUBIDA	70
4.1.2	PROCEDIMIENTO DE RECOLECCIÓN DE DATOS DE BAJADA	72
4.1.3	PROCEDIMIENTO DE RECOLECCIÓN DE DATOS ERROR DE HISTERESIS	73
4.2	EQUIPO USADO PARA LA CALIBRACION DE TRANSMISORES DE PRESION Y MANOMETROS DE PRESION DE LA PLANTA DE CONTROL DE VAPORES.....	76
4.2.1	BOMBA GENERADORA DE PRESIÓN NEUMÁTICA	76
4.2.2	CALIBRADOR DE PROCESOS FLUKE 725.....	77
4.2.3	MODULO DE PRESIÓN 700P27.....	78
4.2.4	COMUNICADOR DE CAMPO 375	78

4.2.5 FUENTE DE VOLTAJE.....	80
4.2.6 Resistencia 250 ohm	81
4.3 Diagrama de conexión.....	81
4.4 Limpieza de tubería del sistema de control de vapores.....	82
4.5 CALIBRACIÓN TRANSMISORES DE PRESIÓN diferencial y de vacío.	84
4.6 CALIBRACIÓN MANOMETROS DE PRESION ABSOLUTA.....	85
4.7 CALIBRACIÓN MANOMETROS DE PRESION diferencial.....	86
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	111
5.1. CONCLUSIONES.....	88
5.2. RECOMENDACIONES	90
GLOSARIO DE TÉRMINOS	92
BIBLIOGRAFÍA.....	95
ANEXOS.....	117
ANEXOS.....	144

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura N° 2. 1 Logo de EP PETROECUADOR	5
Figura N° 2. 2 Planta de Jet y Mezclas	11
Figura N° 2. 3 Carga ventral (DRYVAC)	24
Figura N° 2. 4 Planta de control de vapores.	25
Figura N° 2. 5 Transmisor de presión Cerabar PMC71-TAC1H6RADAA	26
Figura N° 2. 6 Transmisor de presión Cerabar PMC71-TAC1HBRADAA.....	27
Figura N° 2. 7 Transmisor de presión Deltabar PMC71-TAC1HBRADAA	28
Figura N° 2. 8 Transmisor de flujo tipo vortex RNG12NPTSDNS	29
Figura N° 2. 9 PLC GE Fanuc series 90-30	30
Figura N° 2. 10 CPU374	32
Figura N° 2. 11 Comunicación <i>Hart</i>	34
Figura N° 2. 12 Bomba Summit	35
Figura N° 2. 13 Bomba Busch	36
Figura N° 2. 14 Actuador RCS SUR-49-5-CW	37
Figura N° 2. 15 Actuador MAR-160-16-7	38
Figura N° 2. 16 Manómetro Winters serie PFQ	39
Figura N° 2. 17 Manómetro Winters PI-500	40
Figura N° 2. 18 Manómetro Winters línea 201	41
Figura N° 2. 19 Manómetro Winters línea 301	42
Figura N° 2. 20 Manómetro magnehelic PI-100.....	43
Figura N° 2. 21 Manómetro capsuhelic DPI-202.....	44
Figura N° 2. 22 Válvula Manual en la entrada del Sistema DRYVac™	45
Figura N° 2. 23 Válvulas de Entrada.....	47
Figura N° 2. 24 MOVs Color Code Identified	47
Figura N° 2. 25 Cama de Carbón.....	49
Figura N° 2. 26 Dry Screw Vacuum Pump.....	50
Figura N° 2. 27 Válvula Solenoide	51
Figura N° 2. 28 Filtros de Aire.....	52
Figura N° 2. 29 Coolant Flow Transmitters	53
Figura N° 2. 30 Dry Screw Vacuum Pump.....	54
Figura N° 2. 31 Dry Screw Vacuum Pump.....	55

Figura N° 2. 32 Supply Pump P-201	56
Figura N° 2. 33 Bomba de Retorno P-301	56
Figura N° 2. 34 Transmisor de Nivel	57
Figura N° 2. 35 Válvulas ESD (MOV 201/301)	57
Figura N° 2. 36 Gráfico del Absorbente de Circulación de Gasolina.....	58
Figura N° 2. 37 Gráfico del Absorbente de Circulación de Gasolina.....	58
Figura N° 3. 1 Mecatrónica	60
Figura N° 3. 2 Metodología de calibración	61
Figura N° 3. 3 Calibración de transmisores de presión.....	62
Figura N° 3. 4 Calibración de Manómetros	63
Figura N° 4. 1 Sistema de recuperación de vapores.....	65
Figura N° 4. 2 PI&D	66
Figura N° 4. 3 Desmontaje del transmisor	67
Figura N° 4. 4 Formato de Recolección De Datos	70
Figura N° 4. 5 Recolección de datos en subida	71
Figura N° 4. 6 Recolección de datos en subida	71
Figura N° 4. 7 Recolección de datos en bajada.....	72
Figura N° 4. 8 Recolección de datos en bajada	73
Figura N° 4. 9 Recolección de datos error de histeresis	74
Figura N° 4. 10 Conexionado del transmisor.	75
Figura N° 4. 11 Montaje del transmisor.....	75
Figura N° 4. 12 Bomba generadora de presión neumática	77
Figura N° 4. 13 Calibrador de procesos Fluke 725	77
Figura N° 4. 14 Modulo de presión fluke700P27	78
Figura N° 4. 15 Comunicador de campo 375.....	80
Figura N° 4. 16 Comunicador de campo 375.....	80

Figura N° 4. 17 Diagrama de conexión	81
Figura N° 4. 18 Diagrama de conexión 2	82
Figura N° 4. 19 Limpieza de Sedimentos en la tubería.....	82
Figura N° 4. 20 Vehículo Vaccum.....	83
Figura N° 4. 21 Tanque actual del Sistema de recuperación de vapores.	83
Figura N° 4. 22 Tanque Futuro del Sistema de recuperación de vapores.	84
Figura N° 4. 23 Transmisores de presión diferencial.	85
Figura N° 4. 24 Manómetros actuales de presión absoluta	86
Figura N° 4. 25 Manómetros actuales de presión diferencial.....	87

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla N° 2. 1 Promedio de despacho de barriles.	7
Tabla N° 2. 2 Distribución del Producto en los tanques de almacenamiento	8
Tabla N° 2. 3 Propiedades de la Gasolina Extra.....	17
Tabla N° 2. 4 Propiedades de la Gasolina Super	21

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo N° 1 Montaje y desmontaje de transmisores	144
Anexo N° 2 Limpieza de Sedimentos en la tubería	147
Anexo N° 3 Tanques actual del Sistema de Recuperación de Vapores	147
Anexo N° 4 Tanque a utilizarse en el Sistema de Recuperación de Vapores.	148
Anexo N° 5 Manómetros de presión absoluta, y presión diferencial	148
Anexo N° 6 Cabina de Control del	149
Anexo N° 7 PLC del Sistema de Recuperación de Vapores.....	150
Anexo N° 8 Manual de transmisor de presión.....	151

RESUMEN

La instrumentación industrial es un grupo de elementos que sirven para medir controlar o registrar variables de un proceso con el fin de optimizar recursos en si es la ventana a la realidad de lo que está sucediendo en determinado proceso, de no ser así procedemos a usar la instrumentación para actuar dentro de algunos parámetros del sistema y proceder de una forma correctiva para la empresa, es por eso que se realizó esta tesis, lo mismo que se detalla en base al siguiente formato:

En el primer punto se realizó una introducción, donde se planteo la base fundamental de la tesis, con sus respectivos objetivos a cumplirse.

En el segundo punto se detalló el marco de referencia, empezando con una descripción de la Empresa Pública PETROECUADOR y sus diferentes áreas en la Unidad de Mantenimiento de Terminales y Depósito, también se mencionó una base teórica de los conceptos necesarios para una instrumentación como por ejemplo el funcionamiento de los equipos y proceso de la planta de control de vapores

En el tercer punto correspondió la metodología utilizada, una descripción y características de los equipos utilizados en la instrumentación.

Una vez realizado la ingeniería básica del sistema, en el cuarto punto se realizó el diseño mecatrónico, el cual consiste en la parte del desmontaje de equipos luego el conexionado del sistema, que incluye la verificación con normas ISA (Sociedad Internacional de Automatización), la verificación de datos de subida y de bajada y calibración en caso que el equipo lo requiera.

Por último el quinto punto abarca las conclusiones que se obtuvieron en la realización de la instrumentación, además se listan recomendaciones que se deben de tomar en cuenta para el funcionamiento correcto del sistema.

ABSTRACT

The industrial instrumentation is a group of factors used to measure or record control process variables to optimize resources if the window to the reality of what is happening in a given process, if not proceed to use the instrumentation to act within certain parameters of the system and proceed in a corrective for the company, which is why we designed this thesis, the same basis as detailed in the following format:

The first point made an introduction, which raised the fundamental basis of the thesis, with their respective objectives to be fulfilled.

The second point is detailed the framework, starting with a description of the Public Utility PETROECUADOR and their areas in Unit Maintenance Terminal Warehouse, also mentioned a theoretical basis of the concepts needed for instrumentation such as the functioning of the equipment and process control plant fume.

On the third point corresponded methodology, a description and characteristics of equipment used in instrumentation.

Once the basic system engineering, in the fourth item was held mechatronic design, which involves removing part of the teams after the wiring of the system, including verification with ISAs (International Society of Automation), the verification data rise and fall and calibration in case the team needs it. Finally the fifth item covers the findings obtained in the performance of the instrumentation; also listed recommendations should be taken into account for proper system operation.

.

1. INTRODUCCIÓN

La presente tesis, presentada previa la obtención del título de Ingeniero en Mecatrónica, es un trabajo enfocado a las aplicaciones de la Ingeniería en cuestión, la cual pone énfasis en la instrumentación, que es una rama de la ciencia que trata de la medición y control, con la ayuda de un conjunto de instrumentos determinados, aplicados a plantas o procesos.

La planta piloto para el control de vapores de gasolina, en la unidad de mantenimiento de Terminales y Depósitos de EP PETROECUADOR, presentaba problemas durante su funcionamiento, debido a que se encontraba en fase de pruebas y era necesario encontrar los parámetros adecuados de operación, además, de la correcta calibración de los sensores de presión, que venían ajustados para trabajar al nivel del mar, lo cual difería de la ubicación de la planta, que se sitúa en el sector del Beaterio al sur de la ciudad de Quito, a 2800 metros sobre el nivel del mar.

Siendo que la determinación de los parámetros de operación y funcionamiento de la planta piloto para el control de vapores de gasolina, requiere que todo el instrumental y equipos estén ajustados a los niveles reales de altitud y presión atmosférica de la ciudad de Quito, es necesario poder calibrar los sensores de presión como un paso previo a la puesta en marcha de la planta. Por tanto, para lograr que se dé un funcionamiento adecuado de la misma, es necesario partir de información exacta y precisa en los instrumentos de medición de presión, los cuales se deben calibrar siguiendo un proceso que permita lograr estándares de facilidad, seguridad y rapidez, durante las operaciones de evaluación, y de ser necesario, la recalibración de los sensores, garantizando la exactitud en las lecturas adquiridas.

Otro aspecto a ser tomado en cuenta, es que sin la adecuada calibración de los sensores de presión, la planta se encuentra fuera de servicio, con las consiguientes pérdidas económicas e impacto ambiental debido a la evaporación de la gasolina durante el proceso de carga a los tanqueros de distribución.

Por lo anterior, es necesario desarrollar un proceso estandarizado que permita la correcta calibración de los sensores de presión, de manera sencilla, rápida y efectiva, que minimice el tiempo muerto de la planta y garantice el correcto funcionamiento de los sensores, al finalizar el proceso de calibración.

Entonces, el presente trabajo buscará contestar, qué se necesita para poder implantar una metodología de calibración, qué equipos se requieren y cómo se puede certificar el proceso para cumplir con las normas establecidas por el Instituto Ecuatoriano de Normalización (INEN).

OBJETIVO PRINCIPAL

Nuestro objetivo principal será desarrollar un procedimiento a fin de calibrar los sensores de presión en condiciones de operación de acuerdo al sitio donde se encuentra instalada la planta y dejar documentos para futuros mantenimientos.

OBJETIVO ESPECIFICO

Para lograr nuestro objetivo principal se necesitara de de varios pasos para cumplirlo tales como:

- Revisión y análisis de equipos usados para la calibración.
- Revisión de los sensores hacer calibrados.
- Describir puntos de calibración de los sensores de operación de la planta de control de vapores.
- Desarrollar un procedimiento de calibración.
- Aplicar el procedimiento desarrollado en la calibración de los sensores

El alcance de este trabajo será a los sensores de presión de la planta de recuperación de vapores, desde la entrada o retorno de los vapores desde las islas de carga hasta él envió del producto en su estado líquido a los tanques de almacenamiento asignados.

Para cumplir con todos estos objetivos la empresa primero tiene que enviar a calibrar al CENTRO DE METROLOGIA DEL EJERCITO ECUATORIANO, los equipos descritos a continuación:

- Calibrador de procesos multifunción 725
- Módulos de precisión 700p27

La entidad antes mencionada, está autorizada por el INEN INSTITUTO ECUATORIANO DE NORMALIZACIÓN para realizar la certificación necesaria que cumplirá con las normas de calibración de los equipos de instrumentación.

Una vez valorado los equipos procedemos aplicar la calibración ya que tendremos un patrón de comparación para nuestros sensores de presión.

Con la calibración de los sensores de la planta de control de vapores en la unidad de mantenimiento de terminales y depósitos de EP PETROECUADOR, podemos obtener datos reales de (nivel, presión, temperatura, caudal), que les permitirá visualizar estos datos en tiempo real y de esta manera llevar un registro diario, el mismo que se documenta en las hojas de registro diario de operaciones.

En si se obtendrá una adecuado funcionamiento de la planta de control de vapores.

Las políticas modernización y repotenciación de la empresa obligan a ejecutar un plan de renovación y actualización de equipos, al no cumplirse puede producir errores que generan grandes pérdidas de combustible y por ende pérdidas económicas para la empresa, y contaminación al medio ambiente.

Por tal motivo se hace necesaria la calibración de los sensores de presión, para el correcto funcionamiento de la planta de control de vapores en la unidad de mantenimiento de terminales y depósitos de EP PETROECUADOR.

2. MARCO DE REFERENCIA

2.1. DESCRIPCIÓN DE EMPRESA PÚBLICA EP PETROECUADOR

La petrolera estatal EP PETROECUADOR se dedica a la exploración, producción, almacenamiento, refinación y comercialización del crudo a nivel nacional e internacional. En el ámbito de explotación y producción, según reporte anual del 2009, la empresa registró una producción total de 66.583.775 barriles. En cuanto a la capacidad de refinación de la petrolera, la cifra llegó a los 56,83 millones de barriles al año. La red de comercialización de EP PETROECUADOR (estaciones de servicio), incluye a 148 sucursales que se desplegadas en todo el territorio ecuatoriano a través de la marca "EP PETROECUADOR".



Figura N° 2. 1 Logo de EP PETROECUADOR

Fuente: EP PETROECUADOR

“La empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador EP PETROECUADOR con las subsidiarias que creare, gestionará el sector hidrocarburífero mediante la exploración, explotación, transporte, almacenamiento, industrialización y comercialización de hidrocarburos, con alcance nacional, internacional y preservando el medio ambiente que contribuyan a la utilización racional y sustentable de los recursos naturales para el desarrollo integral, sustentable, descentralizado y desconcentrado del Estado, con sujeción a los principios y normativas previstas en la Constitución de la

República, la Ley Orgánica de Empresas Públicas, la Ley de Hidrocarburos y Marco Legal ecuatoriano que se relacione a sus específicas actividades.”

2.1.2. Visión

“Ser la Empresa Pública que garantice el cumplimiento de metas fijadas por la política nacional y reconocida internacionalmente por su eficiencia empresarial de primera calidad en la gestión del sector hidrocarburífero, con responsabilidad en el área ambiental y conformada por talento humano profesional, competente y comprometido con el País.”

2.2. TERMINAL DE PRODUCTOS LIMPIOS EL BEATERIO EP PETROECUADOR

El Terminal de Productos Limpios El Beaterio está ubicado al suroeste de la ciudad de Quito, a la altura del Km 12½ de la carretera Panamericana Sur, en el barrio de Caupichu de Quito, cuenta con un área aproximada de 270.000 m². Tiene como misión institucional de transportar, almacenar y comercializar derivados del petróleo con calidad, cantidad, seguridad y oportunidad. La instalación es una planta estatal y clasifica como la más importante en términos de volumen de almacenamiento y de abastecimiento de combustible (gasolina y diesel). Abastece a terminales ubicadas fuera del distrito metropolitano de Quito como la Terminal de Productos Limpios Ambato. Presenta una capacidad de 20 millones de galones de líquidos combustibles (80 000 m³), A través de sus autotanques distribuye la mayor cantidad de hidrocarburos derrivados del petroleo a las estaciones de servicio. En cuanto al riesgo, el Beaterio constituye la planta de almacenamiento más peligrosa en términos de cantidad y de localización, zona muy susceptible de daños en caso de sismo y de alto crecimiento urbano que ha sobrepasado los límites de las áreas de amortiguamiento.

El Terminal de Productos Limpios El Beaterio transporta, almacena y comercializa productos como:

- GASOLINA SÚPER
- GASOLINA EXTRA
- DIESEL 2
- DIESEL PREMIUM
- DESTILADO
- JET A1
- NAFTA BASE

Tabla N° 2. 1 Promedio de despacho de barriles.

PRODUCTO	PROMEDIO DE DESPACHO
GASOLINA EXTRA	480.000 bls
GASOLINA SUPER	180.000 bls
DIESEL 2	320.000 bls
DIESEL PREMIUM	250.000 bls
JET FUEL	90.000 bls
NAFTA BASE	60.000 bls

Fuente: EP PETROECUADOR

- RECEPCION DE PRODUCTOS:
 - ESTACION REDUCTORA POLIDUCTOS
 - ESMERALDAS – QUITO
 - SHUSHUFINDI – QUITO
- DESPACHO DE PRODUCTOS:
 - ESTACION DE BOMBEO POLIDUCTO
 - QUITO - AMBATO

2.2.1 ÁREA DE ALMACENAMIENTO

Para el almacenamiento de los productos, el Terminal, dispone de un área de tanques estacionarios verticales, identificados de acuerdo al producto que contienen, además poseen cubetos de contención o diques diseñados para contener el producto del tanque en caso de un derrame. La distribución de tanques se puede apreciar en la siguiente tabla N°2.2

Tabla N° 2. 2 Distribución del Producto en los tanques de almacenamiento

Tanque	Producto	Volumen (bls)		Demanda (bls/día)	Tipo de Techo
		(total)	(operativa)		
TB 1001	GAS. SUPER	48.056	46.992		FLOTANTE
TB 1012	GAS. SUPER	36.535	35.609		FLOTANTE
SUBTOTAL		84.591	82.601	2.613	
TB 1003	GAS. EXTRA	87.324	85.396		FLOTANTE
TB 1014	GAS. EXTRA	15.679	15.174		FLOTANTE
SUBTOTAL		103	100.57	9.524	
TB 1007	MEZCLAS	48.395	47.415		FLOTANTE
TB 1020	MEZCLAS	41.163	38.925		FLOTANTE
SUBTOTAL		89.558	86.34		
TB 1005	NAFTA BASE	26.266	25.787		FLOTANTE
SUBTOTAL		26.266	25.787		
TB 1010	DIESEL PREMIUM	109.33	106.45		FIJO
TB 1011	DIESEL 2	35.357	34.464		FIJO
TB 1013	DIESEL 2	61.368	60.034		FIJO
SUBTOTAL		206.07	200.95	10.714	
TB 1008	DIESEL PREMIUM	2.875	2.811		FIJO

Tanque	Producto	Volumen (bls)		Demanda (bls/día)	Tipo de Techo
TB 1022	DIESEL 2	21.551	20.935		FIJO
TB 1016	DIESEL PREMIUM	27.829	26.281		FIJO
SUBTOTAL		52.255	50.027	2.143	
TB 1009	DESTILADO 1	6.783	6.667		FIJO
SUBTOTAL		6.783	6.667	155	
TB 1017	JET FUEL	27.883	26.359		FIJO
TB 1018	JET FUEL	11.189	10.712		FIJO
TB 1019	JET FUEL	11.167	10.691		FIJO
SUBTOTAL		50.239	47.762	2.143	
CAPACIDAD TOTAL DEL TERMINAL		618.76	600.71		

Fuente: EP Petroecuador

2.2.2. ÁREA DE GENERACIÓN DE EMERGENCIA Y TABLEROS DE CONTROL

Compuesto por dos generadores de 250 KVA y 120 KVA, dos transformadores de 500 KVA y dos tableros de control MCC1 y MCC2.

2.2.3. ESTACIÓN REDUCTORA

Se reciben los productos limpios a través del Poliducto Esmeraldas - Sto. Domingo - Quito a 900 PSI y se reduce la presión hasta 80 PSI a través del Poliducto Shushufindi - Quito, para ello, cuenta con dos válvulas reductoras de presión, sistema de filtrado de productos, dos trenes de medición de productos, manifold de distribución, trampa de recepción de equipos de limpieza, tanques de alivio y sumidero, sala de control de operaciones, oficina de supervisión.

2.2.4. ESTACIÓN DE BOMBEO

La Estación de Bombeo está compuesta por tres equipos de bombeo con motores eléctricos de 500 HP y bombas de ocho etapas; Se bombean 450 barriles/hora a través del Poliducto Quito-Ambato, con una presión de 1200 PSI. Además cuenta con un área destinada al lanzamiento de los equipos de limpieza.

2.2.5. ÁREA DE ISLAS DE CARGA Y DISTRIBUCIÓN:

Comprende 24 brazos de carga con sus respectivos equipos electrónicos de medición, válvulas, accesorios, facturación y control.

2.2.6. PLANTA DE JET FUEL Y MEZCLA

En la planta de mezclas de Terminal El Beaterio, funcionarios del área operativa de este Terminal realizan las operaciones de procesos que permiten la preparación de Gasolina Extra, a base de Naftas de bajo y alto octano. Las operaciones de mezclas se realizan bajo un manual de procedimientos de planta de mezclas, con la finalidad de optimizar las operaciones y prevenir errores que puedan ocasionar accidentes y eventuales derrames.

La planta para el efecto cuenta con: cuatro bombas para realizar trasvasije (traspaso de producto de tanque a tanque); además, bombas dosificadoras de colorante y agitadores de tanque. El proceso se inicia cuando funcionarios del laboratorio entregan los porcentajes de la relación de mezcla a realizarse de acuerdo a los análisis ejecutados a las naftas, en una relación de mezcla nafta base, nafta súper y sus respectivos octanajes.

Con los porcentajes de relación de mezcla, se inicia la revisión de volúmenes de producto (stock diario) de naftas, luego se asigna los tanques de naftas, tanto base como súper y el tanque de proceso, en el interior de este tanque existe un sistema de agitación interna que sirve para homogenizar el producto en proceso de mezcla y preparación de gasolina

extra de 80 octanos, por el lapso aproximado de 1 hora por cada 190.000 galones.

Con el resultado de la mezcla bajo los estándares requeridos (87 octanos) que entrega laboratorio y la autorización de Control de Calidad, se procede al trasvasije del producto a los tanques de gasolina extra del Terminal para su comercialización; también el producto se envía a través del Poliducto Quito-Ambato, al Terminal Ambato, para su comercialización.



Figura N° 2. 2 Planta de Jet y Mezclas

Fuente: EP PETROECUADOR

2.2.7. UNIDAD DE MANTENIMIENTO

Se encarga de la programación y ejecución del mantenimiento de todos los equipos rotativos (motores eléctricos, bombas, dosificadores, generadores, medidores, etc.), equipos estáticos (válvulas de seguridad, de compuerta, de bola, etc.), tanques de almacenamiento y líneas de flujo de los diferentes sistemas existentes en los terminales y depósitos del Regional Norte de acuerdo a un programa anual preventivo, y de taller.

2.3. LA GASOLINA

La gasolina es una mezcla de hidrocarburos derivada del petróleo que se utiliza como combustible en motores de combustión interna con encendido a chispa, así como aplicaciones en estufas, lámparas, limpieza con solventes y otras más.

2.3.1. COMPONENTES DE LA GASOLINA

La gasolina se obtiene del petróleo en una refinería. En general se obtiene a partir de la nafta de destilación directa, que es la fracción líquida más ligera del petróleo (exceptuando los gases). La nafta también se obtiene a partir de la conversión de fracciones pesadas del petróleo (gasoil de vacío) en unidades de proceso denominadas FCC (craqueo catalítico fluidizado) o hidrocrqueo. La gasolina es una mezcla de cientos de hidrocarburos individuales desde C_4 (butanos y butenos) hasta C_{11} como, por ejemplo, el metilnaftaleno.

Gasolina de Destilación Directa: Ausencia de hidrocarburos no saturados, de moléculas complejas aromáticas- nafténicas. El contenido aromático se encuentra entre 10-20%.

2.3.2. CARACTERISTICAS DE LA GASOLINA

Deben cumplirse una serie de condiciones, unas requeridas para que el motor funcione bien y otras de tipo ambiental, ambas reguladas por ley en la mayoría de los países. La especificación más característica es el índice de octano (MON, "motor octane number", RON "research octane number" o el promedio de los anteriores que se llama PON "pump octane number", que indica la resistencia que presenta el combustible a producir el fenómeno de la detonación.

Es el carburante empleado en los motores de explosión, derivado del petróleo, producido por destilación fraccionada que se puede formular en química como C_nH_{2n+2} , en donde n 6, 7 u 8 según se trate de hexano, heptano y octano. Una mezcla apropiada de estos tres compuestos forma lo que conocemos como gasolina a la que se añaden los diferentes aditivos que cada petrolera incorpora en su proceso químico de refinado.

El octanaje es el índice de calidad de la gasolina. Cuantos más registre, menos plomo contiene. El Instituto Ecuatoriano de Normalización (INEN) establece que el mínimo para la gasolina extra es 80 octanos y el recomendado de 83 a 86. Para la gasolina super se determina un mínimo de

88 octanos y para el diesel un punto de inflamación de, por lo menos, 51 grados centígrados.

2.3.3. TIPOS DE GASOLINA

En nuestro país Ecuador existen los siguientes tipos de gasolina:

2.3.3.1. Gasolina Extra

La gasolina extra es una mezcla compleja de 200 a 300 hidrocarburos diferentes, formada por fracciones combustibles provenientes de distintos procesos de refinación del petróleo, tales como destilación atmosférica, ruptura catalítica, ruptura térmica, alquilación, reformado catalítico y polimerización, entre otros.

Las fracciones son tratadas químicamente con soda cáustica para eliminar compuestos de azufre tales como sulfuros y mercaptanos que tienen un comportamiento corrosivo y retirar gomas que pueden generar depósitos en los sistemas de admisión de combustibles de los motores. Luego se mezclan de tal forma que el producto final tenga un índice antidetonante de 87 octanos como mínimo. El índice es una medida de la capacidad antidetonante de la gasolina y la principal característica que identifica el comportamiento de la combustión dentro del motor. Mayor octanaje indica mejor capacidad antidetonante.

Antes de ser distribuida a las estaciones de servicio al público, los mayoristas de la gasolina le adicionan aditivos detergentes dispersantes con el fin de prevenir la formación de depósitos en todo el sistema de admisión de combustibles de los motores (carburadores, inyectores de combustible, lumbreras o puertos de entrada y asientos de las válvulas de admisión). También se adiciona una sustancia química, llamada "marcador", que permite obtener información sobre la procedencia del combustible sin que modifique la calidad del producto.

La Gasolina Extra es utilizada en vehículos cuyos motores tienen una relación de compresión moderada, puesto que a mayor compresión en el pistón se eleva la temperatura de la mezcla carburante y se produce el rompimiento de moléculas de los hidrocarburos parafínicos lineales, dando origen a la aparición de radicales libres que arden con violencia, produciendo el fenómeno de la detonación traducido al motor como cascabeleo.

Al eliminarse el tetra etilo de plomo en la formulación de las gasolinas, la industria petrolera recurrió a la utilización de compuestos oxigenados y de hidrocarburos aromáticos.

La gasolina presenta el problema que ante una combustión incompleta su evacuación a la atmósfera, a través del tubo de escape del vehículo, provoca una contaminación igual o peor que la ocasionada por el tetra etilo de plomo, de ahí que se hiciera necesaria la utilización de los convertidores catalíticos en los vehículos que usan este tipo de combustibles.

2.3.3.2. Normas de seguridad y manipulación

Se clasifica como un líquido inflamable, por lo cual debe tenerse especial cuidado y es indispensable cumplir con los estándares establecidos para el diseño de los tanques de almacenamiento, tuberías, llenaderas y equipo de las estaciones de servicio al público.

Este producto es volátil, genera vapores desde una temperatura de - 43°C, los cuales al mezclarse con aire en proporciones de 1.1 a 7.6% en volumen producen mezclas inflamables y explosivas.

Cuando se diseñen plantas de almacenamiento, estaciones de servicio, o cualquier otra instalación para el manejo de esta gasolina, deben aplicarse

las normas NFPA (National Fire Protection Association) en lo relacionado con la protección contra incendios, las Normas API (American Petroleum Institute) y las reglamentaciones expedidas por las autoridades gubernamentales de control tanto nacional como regional y local.

No es recomendable dar a este producto usos diferentes del mencionado antes debido a que los vapores que genera son más pesados que el aire, por lo tanto tienden a depositarse en lugares bajos donde están localizadas normalmente las fuentes de ignición tales como pilotos de estufas, interruptores de corriente eléctrica, tomas de corriente y puntos calientes tales como lámparas incandescentes, los cuales pueden producir incendios y explosiones.

Debe evitarse la inhalación de vapores debido a que estos son tóxicos y en concentraciones altas pueden causar mareos, pérdida del conocimiento y, en casos extremos, hasta la muerte.

2.3.3.3. Datos técnicos.

- Identificación de materiales de la gasolina Extra.
 - Nombre Comercial: Gasolina Extra
 - Nombre Químico: Gasolina
 - Uso: Combustible para motores de combustión interna por ignición, diseñados para carburantes sin plomo.
 - Sinónimos: Combustible para motor, gasolina sin plomo, bencina
 - Formula Química: C₅H₁₀ a C₉H₁₈

- Composición del producto

Mezcla de hidrocarburos aromáticos y olefínicos, obtenidos de procesos de destilación atmosférica o craking catalítico, ruptura alquilación, compuesta en su mayor parte por fracciones de hidrocarburos que van de C5 a C10 átomos por molécula.

Puede contener benceno en una concentración de 1% (V/V). Puede contener n-hexano hasta una concentración de 5% (V/V).

- Propiedades Físico – Químicos
 - Estado Físico: Líquido a temperatura ambiente
 - Aspecto: Transparente y brillante
 - Color: Verde
 - Olor: Característico
 - Temperatura de Ebullición Inicial: Aproximadamente 35 °C
 - Temperatura de Ebullición Final: Aproximadamente 210°C
 - Solubilidad en Agua: 0.003 - 0.010 kg/m³
 - Presión de Vapor Reid: 48 - 78 Kpa
 - Densidad de Vapor (Aire = 1): > 3
 - Densidad a 15 C: 735 - 785 kg/m³
 - Densidad Relativa: 0.7643
 - Viscosidad Cinemática 37.8°C: <1 mm²/s
 - Octanaje: 80
 - Calor Latente Vaporización: 71 - 78 cal/gm
 - Calor De Combustión: 19277 BTU/lb

En la siguiente tabla N° 2.3 podemos observar las propiedades de la Gasolina Extra.

Tabla N° 2. 3 Propiedades de la Gasolina Extra

Requisitos	Unidad	Mínimo*	Máximo	Método Ensayo
Número de Octano research	RON	80	--	*
Ensayo de destilación				
10%	°C	--	70	INEN 926
50%	°C	77	121	INEN 926
90%	°C	--	190	INEN 926
Punto Final	°C	--	220	INEN 926
Residuo	% en V	--	2	INEN 926
Relación vapor líquido a 60°C	--	--	20	INEN 932
Corrosión lámina de Cobre	--	--	N° 1	INEN 927
Presión de Vapor REID	kPa**	--	62	INEN 928
Contenido de Gomas	mg/100 cm ³	--	5	INEN 933
Contenido de Azufre	% en peso	--	0.2	INEN 929
Estabilidad de la Oxidación	Min	240	--	INEN 934
* Hasta que se emita la NTE INEN, se recomienda usar las normas ASTM D-2699				
** 1 kPa = 0.01 kgf/cm ² = 0.10 N/cm ² = 0.145 ibf/pilg ²				

Fuente: EP PETROECUADOR

2.3.3.2. Gasolina Super

Las gasolinas para autos contienen hidrocarburos de todos los grupos, con temperaturas de ebullición entre los 30 y 205°C, las fracciones componentes de la gasolina se evaporan fácilmente y gracias a ello pueden formar con el aire atmosférico mezclas en diferentes proporciones, denominadas mezclas carburantes.

La gasolina super es producida mediante mezcla de varias fracciones básicas como: butano, nafta ligera, nafta pesada, nafta debutanizada, nafta tratada y nafta reformada, productos obtenidos en procesos de destilación atmosférica, craqueo catalítico y reformación catalítica.

La mezcla de estos productos debe hacerse en proporciones que cumplan la norma técnica, especialmente en lo referente al contenido de hidrocarburos aromáticos (por altamente cancerígenos), para las gasolinas súper y extra que se comercializa en el país.

La Gasolina Súper es utilizada en vehículos cuyos motores tienen una relación de compresión alta, los hidrocarburos, especialmente izoparafínicos y aromáticos presentes en este tipo de gasolina, resisten altas presiones y temperaturas sin llegar al rompimiento de moléculas.

Al eliminarse el tetra etilo de plomo en la formulación de las gasolinas, la industria petrolera recurrió a la utilización de compuestos oxigenados y de hidrocarburos aromáticos.

Estos productos presentan el problema que ante una combustión incompleta su evacuación a la atmósfera, a través del tubo de escape del vehículo, provoca una contaminación igual o peor que la ocasionada por el tetra etilo de plomo, de ahí que se hiciera necesaria la utilización de los convertidores catalíticos en los vehículos que usan este tipo de combustibles.

2.3.3.2. Datos técnicos de la gasolina super

- Identificación de materiales de la gasolina Super

- Nombre comercial: Gasolina Súper
 - Nombre químico: Gasolina
 - Uso: Combustible para motores de combustión interna por ignición, diseñados para carburantes sin plomo.
 - Sinónimos: Combustible para motor, gasolina sin plomo, benzina
 - Formula química: C₅H₁₂ a C₁₀H₂₂
-
- Descripción del compuesto

Mezcla de hidrocarburos aromáticos y olefínicos, obtenidos de procesos de destilación mediante craqueo catalítico, alquilación, isomerización compuesta en su mayor parte por fracciones de hidrocarburos que van de C₅ a C₁₀ átomos por molécula. Puede contener benceno en una concentración de 1% (V/V). Puede contener n-hexano hasta una concentración de 5% (V/V).
-
- Propiedades Físico – Químicos
 - Estado Físico: Líquido a temperatura ambiente
 - Aspecto: Transparente y brillante
 - Color: Amarillo
 - Olor: Característico
 - Temperatura de Ebullición Inicial: Aproximadamente 35°C
 - Temperatura de Ebullición Final: Aproximadamente 210°C
 - Solubilidad en Agua: 0.003 - 0.010 kg/m³
 - Presión de vapor Reid: 6 PSIA
 - Densidad de vapor (Aire = 1): 3 - 4
 - Densidad A 15 C: 0.71-0.72 g/ml

- Densidad relativa: 0.7174
- Viscosidad cinemática 37.8°C: <1 mm²/s
- Octanaje: 89
- Calor latente vaporización: 71 - 78 cal/gm
- Calor de combustión: 19277 BTU/lb

En la siguiente tabla N°2.4 podemos observar las propiedades que tiene la Gasolina Super.

Tabla N° 2. 4 Propiedades de la Gasolina Super

Requisitos	Propano Comercial	Butano Comercial	Mezcla C3-C4	Método Ensayo ASTM
Número de Octano research	RON	89	--	*
Número de Octano motor	RON	82	--	*
Ensayo de destilación				
10%	°C	--	70	INEN 926
50%	°C	77	121	INEN 926
90%	°C	--	200	INEN 926
Punto Final	°C	--	220	INEN 926
Residuo	% en V	--	2	INEN 926
Relación vapor líquido a 60°C	--	--	20	INEN 932
Corrosión lámina de cobre	--	--	N° 1	INEN 927
Presión de Vapor reid	kPa**	--	62	INEN 928
Contenido de gomas	mg/100 cm ³	--	5	INEN 933
Contenido de Azufre	% en peso	--	0.2	INEN 929
Estabilidad de la Oxidación	Min	240	--	INEN 934
* Hasta que se enita la NTE INEN, se recomienda usar las normas ASTM D-2699 Y D-2700				
** 1 kPa = 0.01 kgf/cm ² = 0.10 N/cm ² = 0145 ibf/pilg ²				

Fuente: EP PETROECUADOR

2.4 DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA DE RECUPERACION DE VAPORES.

Durante los años anteriores 2009 E.P. PETROECUADOR (E.P.P.) consideró, modernizar su Terminal Beaterio en Quito a la carga ventral. Como una parte clave de esta actualización E.P.P. decidió añadir el control de emisión de vapor para mitigar la contaminación del aire asociados con los combustibles de carga.

Los ejecutivos y personal técnico de E.P.P. trabajaron, junto a la evaluación de las ofertas de varios posibles diseñadores de sistema de recuperación de vapores, y, finalmente, en 2008, seleccionaron a Symex Américas. A E.P.P. realizo una reunión inicial en Quito en diciembre de 2008, para iniciar formalmente el proyecto. A lo largo de la primera mitad del 2009 el equipo fue diseñado, fabricado, ensamblado, probado, y enviado por la eventual instalación.

E.P.P. seleccionado la innovadora "DRYVAC" Sistema de Recuperación de Vapor del Terminal Beaterio, en Quito, ya que es el más simple, el sistema más eficiente y confiable de su tipo. Representa décadas de evolución, así como la mecánica, eléctrica, electrónica, mejoras en procesos y software. Representa la tecnología de recuperación de vapor más avanzada disponible.

Este sistema de recuperación de vapor ha sido diseñado específicamente para el terminal del Beaterio E.P.P. para recuperar de manera eficiente los vapores durante la carga de combustibles derivados del petróleo. Los productos se cargan todos los grados de gasolina de motor, incluidas las que contienen etanol, y diesel, los combustibles de aviación de grado y otros destilados similares de petróleo.

La **Recuperación de Vapores** es un sistema diseñado para evitar que existan emisiones de vapores crudos de gasolina a la atmósfera al momento de abastecer los vehículos automotores.

Se encuentra conformado por un conjunto de accesorios, tuberías, conexiones y equipos especialmente diseñados para recuperar y controlar la emisión de vapores de gasolina producidos en las operaciones de transferencia de este combustible en las estaciones de servicio y estaciones de autoconsumo, que de otra manera serían emitidos libremente a la atmósfera.

La composición de estos vapores varía, pero el principal componente es el metano (entre 40 y 60 por ciento). Otros componentes incluyen compuestos de hidrocarburos más complejos tales como propano, butano y etano; gases inertes naturales tales como nitrógeno y dióxido de carbono; y contaminantes peligrosos del aire tales como benceno, tolueno, etil-benceno y xileno (conjuntamente, estos contaminantes peligrosos del aire se denominan BTEX).

Las unidades de recuperación de vapores pueden recuperar más del 95 por ciento de las emisiones de hidrocarburos que se acumulan en los tanques de almacenamiento. Puesto que los vapores recuperados contienen gas natural licuado (aun después de que el 33 por ciento del producto de la condensación ha sido capturado por el depurador de succión), contienen poder calorífico mayor que el del gas natural enviado por el gasoducto (entre 950 y 1,100 Btu por pie cúbico).

Dependiendo del volumen de gas natural licuado en los vapores, el poder calorífico puede llegar hasta 2,000 Btu por pie cúbico. Por lo tanto, según base volumétrica, los vapores recuperados pueden ser más valiosos que únicamente el metano solo.

En las fotografías 9, 10 y 11 se va a representar el diagrama del sistema de recuperación de vapores.

En la fotografía 9, se puede observar el sistema de carga ventral, el cual se encuentra ubicado en la isla N°3, donde ingresa el auto tanque y carga el combustible por la parte baja del tanquero.



Figura N° 2. 3 Carga ventral (DRYVAC)

Fuente: EP PETROECUADOR

En las fotografía N° 10, se puede observar el sistema de recuperación de vapores, el cual está diseñado para recuperar los vapores producidos del anterior proceso el cual corresponde a la carga ventral, fotografía N° 9.



Figura N° 2. 4 Planta de control de vapores.

Fuente: EP PETROECUADOR.

2.4.1 ELEMENTOS DE CONTROL USADOS DENTRO DEL PROCESO DE RECUPERACION DE VAPORES.

A continuación se presentara la descripción de los elementos de control utilizados para el proceso de recuperación de vapores.

2.4.1.1 Transmisor de presión

Los transmisores de presión son instrumentos utilizados para medir la presión dentro de la tubería sea vapores o líquidos.

En el proceso control de vapores se utilizan dos tipos de transmisores, transmisores de presión, transmisores de vacío. (Presión negativa).

Existen dos transmisores de vacío, y dos transmisores de presión.

2.4.1.2 Transmisor de presión cerebar pmc71-tac1h6radaa

El Cerabar S **PMC71-TAC1H6RADAA** es un transmisor de presión que sirve para la medición de presión manométrica. Este transmisor está ubicado en la planta de control de vapores.



Figura N° 2. 5 Transmisor de presión Cerabar PMC71-TAC1H6RADAA

Fuente: EP PETROECUADOR

- Marca: ENDRESS- HAUSER
- Presión absoluta
- Manejo local fácil y seguro por medio de menús vía 4 - 20 mA con HART, PROFIBUS PA o FOUNDATION Fieldbus
- Estado del fluido: Vapor
- Señal de salida: 4-20 mA
- Voltaje de operación: 24 VDC
- Material: Aluminio.

2.4.1.3 Transmisor de presión cerebar pmc71-tac1hbradaa

El Cerabar S es un transmisor de presión tipo vacío que sirve para la medición de presión de vacío. Este transmisor está ubicado en la planta de control de vapores.



Figura N° 2. 6 Transmisor de presión Cerabar PMC71-TAC1HBRADAA

Fuente: EP PETROECUADOR

Marca: ENDRESS- HAUSER

- Presión de vacío.
- Manejo local fácil y seguro por medio de menús vía 4 - 20 mA con HART, PROFIBUS PA o FOUNDATION Fieldbus
- Estado del fluido: Vapor bajo vacío.
- Voltaje de operación: 24 VDC
- Material: Aluminio.

2.4.1.4 TRANSMISORES DELTABAR

El Deltabar S PMD75-es un transmisor flujo que permite medir presiones diferenciales.

En la planta de control de vapores existen 4 transmisores de flujo.



Figura N° 2. 7 Transmisor de presión Deltabar PMC71-TAC1HBRADAA

Fuente: EP PETROECUADOR.

Marca: ENDRESS- HAUSER

- Presión diferencial.
- Manejo local fácil y seguro por medio de menús vía 4 - 20 mA con HART, PROFIBUS PA o FOUNDATION Fieldbus
- Estado del fluido: líquido.
- Voltaje de operación: 24 VDC
- Material: Aluminio.

2.4.1.5 Transmisor de flujo tipo vortex

Existe un transmisor de flujo tipo vortex RNG12NPTSDNS en la planta de control de vapores. a continuación sus características.

El medidor de la serie RNG es una inserción de tipo Vortex medidor de flujo diseñado para ofrecer mediciones de alta precisión con respecto a un flujo muy grande.



Figura N° 2. 8 Transmisor de flujo tipo vortex RNG12NPTSDNS

Fuente: EP PETROECUADOR.

- Marca Racine
- El modelo RNG12NPTSDNS
- Protocolo de comunicación hart
- Mediciones de alta precisión
- Señal de salida de 4 a 20 mA.

2.4.1.6 PLC UTILIZADO la planta de control de vapores.

El PLC utilizado en la planta de control de vapores es el GENERAL ELECTRIC Fanuc series 90-30 el cual consta de las siguientes características:

El PLC Series 90-30 son una familia de controladores, sistemas I / O y los módulos especiales diseñados para satisfacer la demanda de soluciones versátiles de la industria. Con una arquitectura de control global único y el

diseño modular, la serie 90-30 ha sido el PLC de registro en más de 200.000 aplicaciones, tales como envases de alta velocidad, manejo de materiales, control de movimiento complejo, tratamiento de aguas, monitoreo continuo de emisiones, la minería, procesamiento de alimentos , control de ascensores, moldeo por inyección, y muchos más.



Figura N° 2. 9 PLC GE Fanuc series 90-30

Fuente: EP PETROECUADOR.

La nueva CPU374 para el PLC Series 90-30 es la última CPU rápida realización de GE Fanuc. La CPU374 es realmente en su propia clase con mayor velocidad y rendimiento. La CPU374 tiene un procesador AMDSC520 funcionando a 133 megahercios.

2.4.1.7 CPU374 con procesador 133 megahercios

La nueva CPU374 para el PLC Series 90-30 es la última CPU rápida realización de GE Fanuc. La CPU374 es realmente en su propia clase con mayor velocidad y rendimiento. La CPU374 tiene un procesador funcionando a AMDSC520 133 megahercios.

En los proyectos piloto, este nuevo y rápido rendimiento de la CPU (IC693CPU374) ofrece cuatro-cinco veces más de las mejoras de rendimiento procesadores de generaciones anteriores y, en ciertas aplicaciones mejorías significativamente mayores.

Además del procesamiento de alta velocidad, la serie 90-30 CPU374 incorpora un switch Ethernet de dos puertos 10/100Mbit (RJ-45). Los dos puertos Ethernet CPU374 comparten una única dirección IP, pero se auto-detección de velocidad de datos, duplicidad y un cable cruzado.

Además, la nueva CPU es ideal para cerrar una red de 100 Mbs, como un sistema de vigilancia de la empresa o el controlador de la comunicación inalámbrica a internet, a un dispositivo de 10Mbs, como un local en los armarios del dispositivo incluyendo el QuickPanel nueva generación de Ethernet integrado.

El built-in en el conmutador Ethernet de la CPU374 elimina la necesidad de un dispositivo de conmutación Ethernet por separado al tiempo que permite actuar como la conexión única y uniforme a los dispositivos distintos que conforman el sistema global de control.

La CPU374 es compatible con SRTP y Ethernet Global Data (EGD) protocolos.

La CPU374 soporta el dispositivo del programa EZ Store que permite a los usuarios para llevar a cabo los programas y actualizaciones de configuración del campo sin una computadora. La tienda del Programa EZ (IC200ACC003) está diseñado para facilitar a los fabricantes de equipos originales para actualizar a sus clientes sin costosos viajes.

La CPU374 tiene una ejecución booleana de 0,15 milisegundos por K y tiene 240Kbytes de memoria configurable y está programado en RLD, C o StateLogic. Este poderoso controlador soporta hasta 4.096 locales y E / S remotas opciones de E / S remotas incluyen Ethernet I / O, Genius, Profibus y DeviceNet.

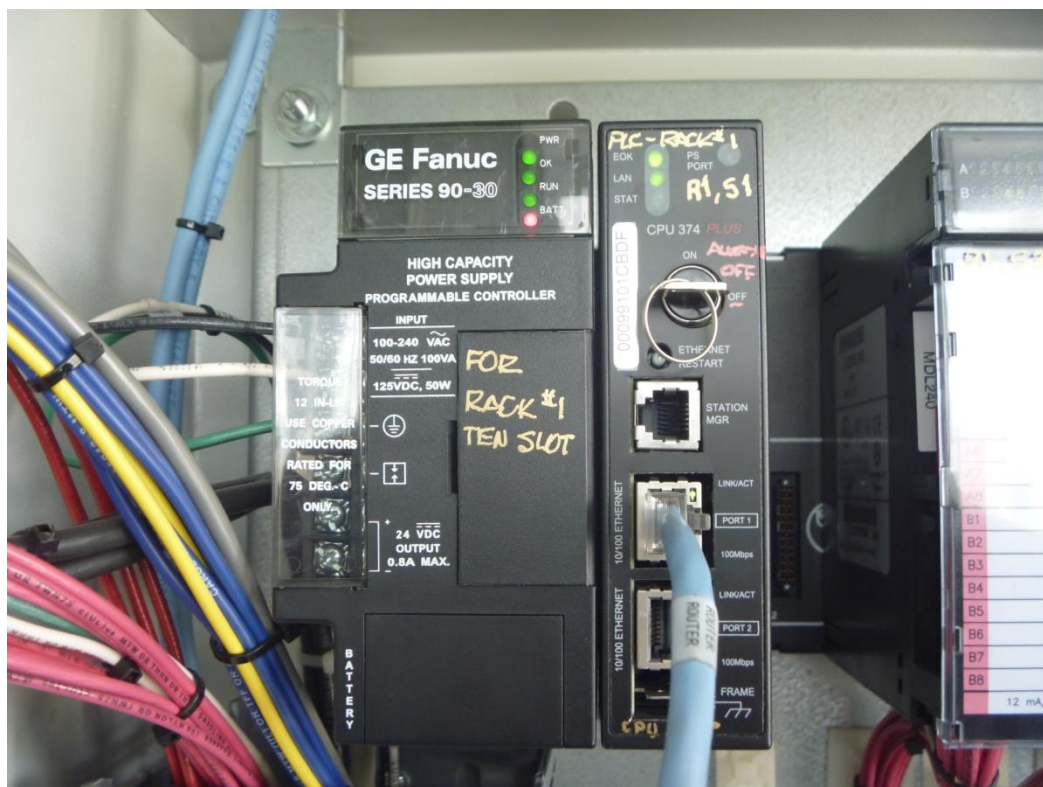


Figura N° 2. 10 CPU374

Fuente: EP PETROECUADOR

2.4.1.8 Beneficios de la Nueva CPU374 en su sector

- Potencia: alta velocidad de procesamiento y Ethernet 100 Mbits para el control de la turbina mejorada
- Agua / aguas residuales: 100 Mbits Ethernet y E / S remotas con Ethernet
- Asamblea: máquinas de alta velocidad de montaje necesidad de velocidad de procesamiento y Ethernet 100 Mbits
- Alimentos y Bebidas: líneas de alta velocidad de envasado que requieren velocidad de procesamiento y Ethernet 100 Mbits
- Máquinas de prueba: el poder de procesamiento de datos para túneles de viento y la inspección de motores a reacción
- Metales: tratamiento térmico más rápido

- Proceso: La conectividad con OpenProcess CIMPLICITY para velocidades de procesamiento rápido y Ethernet 100 Mbits
- Semiconductor: alta velocidad de montaje
- Automotriz: alta velocidad de procesamiento y 100 Mbits Ethernet para múltiples aplicaciones.

3.1.3.1 Hart

Highway Addressable Remote Transducer. Protocolo de comunicación para transmisores. Emplea una señal de 4 - 20 mA para la representación de la variable, y una señal sobrepuesta sobre la señal de 4 - 20 mA denominada codificación de corrimiento en frecuencia (FSK) para la comunicación remota con un controlador, dispositivo de configuración o sistema para la administración del mantenimiento.

Los transmisores *Hart* comunican sus datos sobre las líneas de transmisión del sistema de 4-20 ma. Esto les permite ser parametrizados e iniciados de una manera flexible o leer datos medidos y almacenados. Estas tareas requieren que los transmisores estén basados en la tecnología de microprocesador y son llamados generalmente transmisores inteligentes (smart transmitters).

Introducido en 1989, este protocolo ha sido probado satisfactoriamente en muchas aplicaciones industriales y permite la comunicación bidireccional aún en ambientes peligrosos. El *hart* permite el uso de hasta dos master es decir dos dispositivos enviando órdenes al instrumento. Uno puede ser el controlador y otro una computadora o un calibrador electrónico de mano (hand held).

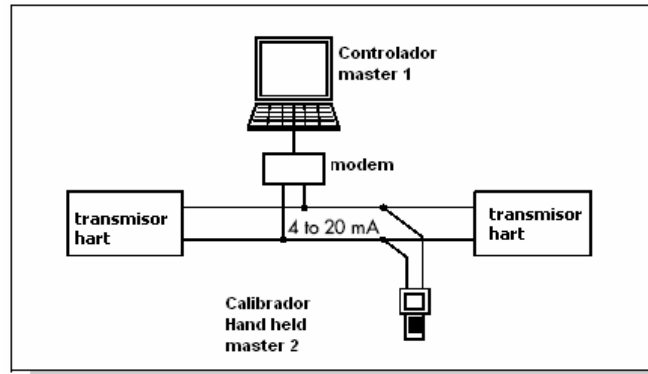


Figura N° 2. 11 Comunicación *Hart*

Fuente: <http://biblioteca.usac.edu.gt>

Las características de funcionamiento más importantes del protocolo *hart* incluyen:

- Probado en la práctica, fácil de mantener y utilizar
- Compatible con instrumentación análoga convencional (4-20 mA c.c.).
- Comunicación análoga y digital simultánea
- Comunicación punto a punto o red
- Acceso flexible a los datos por medio de dos dispositivos master
- Tiempo de respuesta aproximado 500 ms
- En topología multiconexión el número de instrumentos máximo que se deben interconectar en el canal de comunicación es de 15.

La selección establecida para la aplicación de este protocolo es acorde al criterio de velocidad de actualización del valor de la variable medida del proceso en el canal de comunicación. Así mismo la selección del protocolo de comunicación "*HART*" se establece para aplicaciones de monitoreo y/o control de variables críticas de proceso y variables no críticas de proceso, sistemas de seguridad y sistemas intrínsecamente seguros.

2.5 ELEMENTOS MECANICOS USADOS DENTRO DEL PROCESO DE RECUPERACION DE VAPORES.

A continuación se presentara la descripción de los elementos de control utilizados para el proceso de recuperación de vapores.

2.5.1 Bombas

Sirve para desplazar líquidos a través de tuberías que son accionadas por motores eléctricos creando un flujo el mismo que utiliza la energía cinética de un rodete giratorio para generar el movimiento del fluido. En el proceso de control de vapores se utilizan dos tipos de bombas.

2.5.2 Bomba Summit

El número de bombas de esta marca que se utiliza en la planta de control de vapores son dos, la una se usa para abastecer de gasolina la línea HCL201, y la otra para retornar la gasolina a la línea HCL301, a continuación sus características.



Figura N° 2. 12 Bomba Summit

Fuente: EP PETROECUADOR

- Marca Summit
- El modelo 2196MTO
- Tamaño 1.5 x 3 – 13
- Max PSI: 150

- Es una bomba centrífuga de alta temperatura y alta presión

2.5.3 Bomba BUSCH

Existe una bomba de esta marca que se utiliza en la planta de control de vapores, se usa para retornar el vapor de hidrocarburo.



Figura N° 2. 13 Bomba Busch

Fuente: EP PETROECUADOR

- Marca Busch
- El modelo AC 800
- Potencia requerida: 50 Hp
- RPM: 3600
- Es una bomba de vacío.

2.5.4 ACTUADORES UTILIZADOS EN la planta de control de vapores.

En la planta de control de vapore se utiliza los siguientes tipos de actuadores, a continuación tipos y características.

2.5.4.1 Características de Actuadores RCS SUR-49-5-CW

Existen dos tipos de este actuador en la planta de control de vapores los cuales sirven para abrir y cerrar válvulas automáticamente.



Figura N° 2. 14 Actuador RCS SUR-49-5-CW

Fuente: EP PETROECUADOR

- Marca DRESSER
- El modelo SURE-49-5-CW
- Actuador eléctrico de retroceso por resorte con par con terminación de resorte de 600 pulg./lb.
- Rotación hacia la derecha o hacia la izquierda.
- Disponible en ciclos de motor de 5, 15 y 30 segundos.
- Tiempo de cierre del resorte de 2 segundos.
- Disponible en 24, 120 ó 230 VCA, voltaje monofásico, o en 12 ó 24 VCC.

- Cerramiento a prueba de agua y de explosiones.
- Apto para servicio de modulación de on-off (encendido/apagado).

2.5.4.2 Características de Actuadores RCS - MAR-160-16-7

Existen seis tipos de este actuador en la planta de control de vapores. a continuación sus características.



Figura N° 2. 15 Actuador MAR-160-16-7

Fuente: EP PETROECUADOR.

- Marca DRESSER
- El modelo MAR-160-16-7
- Disponible en 24, 120 ó 220 VCA, monofásica.
- Salidas de torque de 120 pulg. /lb a 1.000 pulg. /lb
- Ciclos disponibles desde 2 segundos a 60 segundos.
- Cerramientos a prueba de agua o de explosiones disponible

2.6 MANÓMETROS

Un manómetro es un aparato que sirve para medir la presión de fluidos y gases contenidos en recipientes cerrados. Esencialmente se distinguen dos tipos de manómetros, según se empleen para medir la presión de líquidos o de gases.

2.6.1 Manómetros usados en la planta de control de vapores

Existen varios manómetros usados en la planta de control de vapores los cuales serán enunciados posteriormente con sus características y especificaciones.

2.6.1.1 Manómetro winters pfq PI-610, PI-220/320

Es un manómetro de vacío que está ubicado en la planta de control de vapores en la línea 610, 220, 330.

Cantidad: 3 manómetros.

Rango: 0 - 30 "Hg

Presión de operación: 0 - 28 "Hg

Temperatura de operación: 100 F

Servicio: Tubería de vacío línea 610, 220 y 330.

Tipo: Relleno de líquido.



Figura N° 2. 16 Manómetro Winters serie PFQ

Fuente: **EP PETROECUADOR**

2.6.1.2 Manómetro winters PI-500

Es un manómetro que está ubicado en la planta de control de vapores en la línea 500.

Cantidad: 1 manómetro.

Rango: 0-15 PSIG.

Presión de operación: 0-10 PSIG.

Temperatura de operación: 100 F

Servicio: Compresor de descarga línea 500.

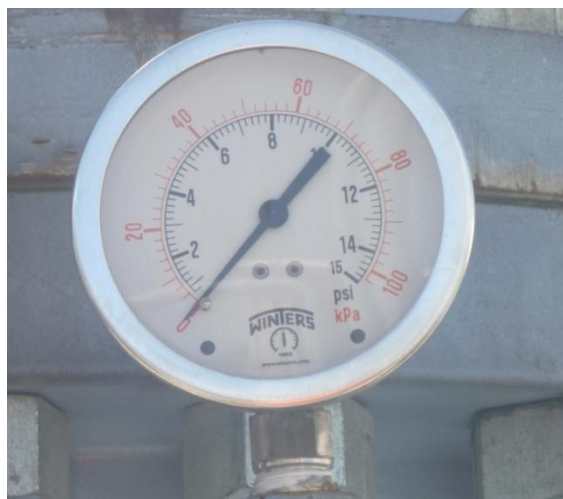


Figura N° 2. 17 Manómetro Winters PI-500

Fuente: EP PETROECUADOR

2.6.1.3 Manómetro winters PI-201

Es un manómetro que está ubicado en la planta de control de vapores en la línea 201.

Cantidad: 2 manómetros.

Rango: 0 - 60 PSIG.

Presión de operación: 0 - 40 PSIG

Temperatura de operación: 70 F

Servicio: Suministro de gasolina en la línea 201.

Tipo: Relleno de liquido.

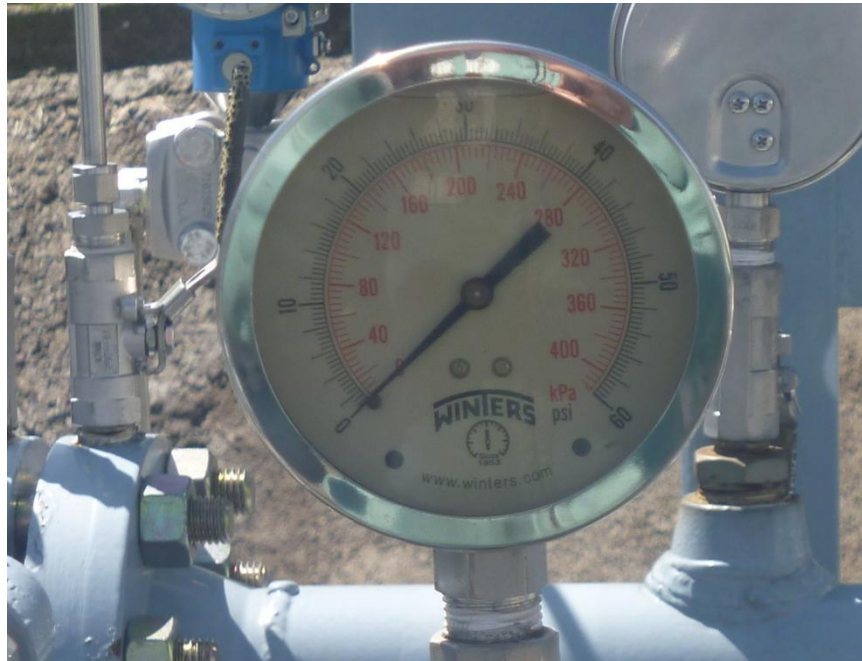


Figura N° 2. 18 Manómetro Winters línea 201

Fuente: EP PETROECUADOR

2.6.1.4 Manómetro winters PI-301.

Es un manómetro que está ubicado en la planta de control de vapores en la línea 301.

Cantidad: 1 manómetro.

Rango: 0 - 60 PSIG.

Presión de operación: 0 - 40 PSIG

Temperatura de operación: 85 F

Servicio: Retorno de gasolina línea 301.

Tipo: Relleno de liquido.

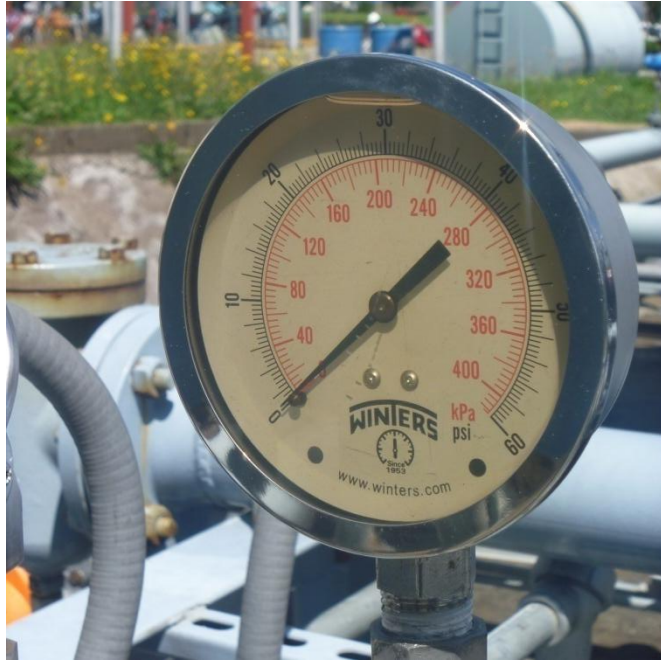


Figura N° 2. 19 Manómetro Winters línea 301

Fuente: EP PETROECUADOR

2.6.1.5 Manómetro magnehelic PI-100.

Es un manómetro que está ubicado en la planta de control de vapores en la línea 100.

Cantidad: 1 manómetro.

Rango: 0 - 30" W.C.

Presión de operación: 10" W.C.

Temperatura de operación: 85 F

Servicio: Entrada de vapor en la línea 100.



Figura N° 2. 20 Manómetro magnehelic PI-100

Fuente: EP PETROECUADOR

2.6.1.6 Manómetro capsuhelic DPI-202

Es un manómetro de presión diferencial, que está ubicado en la planta de control de vapores en la línea 202.

Cantidad: 1 manómetro.

Rango: 0-5 PSIG = CLEAN, 6-8 PSIG = CHG, 8+ = DIRTY

Presión de operación: 0-10 PSIG

Temperatura de operación: 200 F

Servicio: Filtro de la tubería bypass en la línea 202.

Tipo: Diafragma.



Figura N° 2. 21 Manómetro capsuhelic DPI-202

Fuente: EP PETROECUADOR

2.7 FUNCION DEL EQUIPO Y DEL PROCESO DEL SISTEMA DE CONTROL DE VAPORES

Una vez el auto tanque se conecta a las líneas cargantes y la carga líquida empieza, los productos líquidos desplazan al vapor hacia la parte superior y fuera de los compartimientos líquidos del auto tanque.

Los vapores salen de cada auto tanque a través de un manifold de vapor especializado, conectado a un sistema de tuberías de recolección de vapor, donde el control de emisiones de vapor es aplicado. La presión requerida a

transferir el vapor al Sistema de DRYVAC™ es limitada por el tamaño del sistema de tuberías de la recolección de vapor y el sistema de recuperación de vapor. Con tal de que éstos estén debajo de la presión máxima aceptable en el tanquero, el vapor deja el auto tanque y es procesado como en el diseño. La máxima presión del auto tanque es normalmente 18" de columna de agua (0.65 PSIG) y es controlada usando un camión y válvulas de alivio de presión de la tubería de vapor.

Una válvula manual en la entrada del Sistema de DRYVac™, permite aislar el sistema de recuperación de vapor de la línea de vapor, para reparaciones y mantenimiento. Una válvula de desviación se proporciona para desviar los vapores a los sistemas del proceso temporales (es decir un sistema de combustión de vapor portátil).



Figura N° 2. 22 Válvula Manual en la entrada del Sistema DRYVac™

Fuente: E.P.PETROECUADOR.

Un recipiente knockout subterráneo es instalado en el conducto al Sistema de DRYVAC™, para coleccionar algunos y todos los sobre flujos o gasolina comprimida o agua. El knockout está provisto con una bomba de desagüe automática.

Cuando el Sistema de DRYVAC™ está normalmente apagado (para mantenimiento o reparaciones). Todas las bombas se detienen. Cualquier vapor en la colección vapor en el manifold se envía a la atmósfera a través de una válvula de alivio de seguridad peso cargada instalada en el sistema de tubería de recolección de vapor por PCOM.

Es la responsabilidad de PCOM asegurar que cualquier conducto abierto esté provisto con una arresta llama o arrestor de deflagración en caso de supresión de fuego.

2.7.1 Inicialización del Proceso de Recuperación de Vapor

Para lograr la recuperación de vapor de hidrocarburo continua, se usan dos adsorbedores de carbón. Los vapores fluyen alternadamente desde los sistemas de carga hacia los recipientes del Adsorbedor, a través del motor automático operado por válvulas en la entrada (MOVs) **MOV200 o MOV300**.

El Adsorbente de la cama de carbón, adsorbe hidrocarburos mientras el otro se regenera o está parado esperando remontarse en el servicio. Una vez que el vapor se haya limpiado sale fuera de las válvulas hasta el tope de cada respectivo recipiente Adsorbedor.

Las "Válvulas de Entrada" que están representadas en el gráfico se encuentran localizadas e identificadas en lo que nosotros nos referimos como el "H" Manifold, conectando los dos recipientes de carbón en el DRYVac™ VERS.



Figura N° 2. 23 Válvulas de Entrada

Fuente: E.P.PETROECUADOR.

Si el adsorbedor **V200** está en la línea adsorbiendo los hidrocarburos de los vapores de la entrada, las válvulas **MOV200** y **MOV250** están abiertas. La entrada y válvulas de la toma de corriente (MOV300 y MOV350) en V300 están cerradas.



Figura N° 2. 24 MOVs Color Code Identified

Fuente: E.P.PETROECUADOR.

La mezcla de hidrocarburo-aire atraviesa verticalmente al carbón activado.

Virtualmente todos los hidrocarburos son adsorbidos en la superficie del carbón activado de FlowMax™, dejando un flujo de aire casi desprovisto de hidrocarburos que salgan hacia la atmósfera. Ese aire llega al tope del adsorbedor a través de la válvula **MOV250**, saliendo a la atmósfera a través de un desviador ubicado en la parte superior de la pila de ventilación vertical.

Cada cama de carbón (V200/V300) puede ser dividido en tres secciones, funcionando de la siguiente manera:

La porción del fondo de cada cama, es donde el levantamiento a granel de hidrocarburo ocurre. La adsorción de hidrocarburos deberían ser altos en esta sección. El carbón activado puede alcanzar la saturación del hidrocarburo llena aquí.

La parte media de la cama funciona como un tapón. En esta sección se guarda cualquier carga máxima de vapores. El nivel de saturación varía con la actividad del terminal y la entrada real de la concentración de HC.

La cima de la cama de carbón es la sección de pulido. El nivel de saturación de hidrocarburo siempre será los más bajos en esta sección. Durante los minutos finales de los ciclos de regeneración, esta capa se pulirá más allá barriendo el aire de purga a través de él. Este aire de purga cambia de sitio los hidrocarburos del remanente para lograr el posible nivel más bajo de hidrocarburos en esta sección, mientras asegurando la posible emisión del hidrocarburo más baja por eso se nivela durante el próximo ciclo de adsorción.

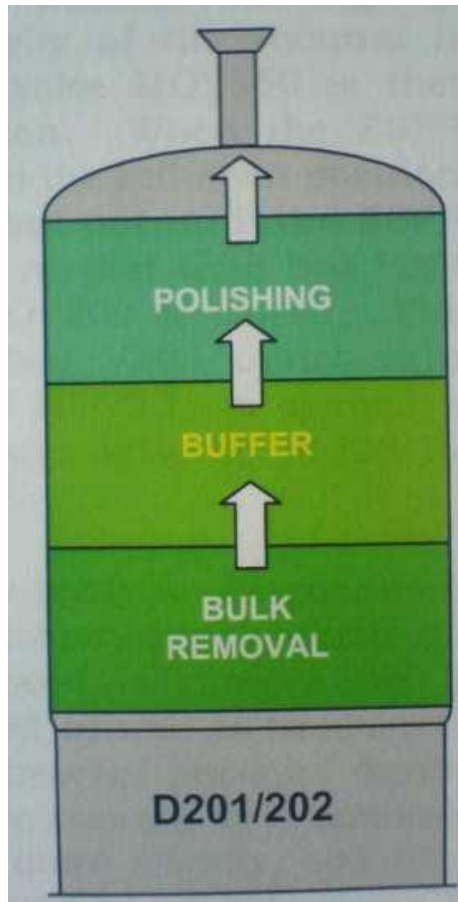


Figura N° 2. 25 Cama de Carbón

Fuente: E.P.PETROECUADOR.

La longitud de adsorción y ciclos de regeneración, es calculado por la Energía Eficiente del Programa del Software (ESP™). Las entradas de la percha cargante como el tiempo de retorno del camión, y el vapor de entrada que mide el sistema, permite al software de ESP™ variar los ciclos de tiempo, consistente con las características cargantes del Terminal Beaterio. El tiempo de ciclo normal está entre 12 y 15 minutos.

2.7.2 Regeneración - Ciclo de desorción

Cuando el software de ESP™ confirma que la V200 está listo para la regeneración, la bomba de vacío es arrancada, accediendo automáticamente para comenzar el ciclo de regeneración. La velocidad de la bomba de vacío depende del rampado de aproximadamente 25% de

velocidad de llenado y entonces la velocidad de mando se transfiere automáticamente al PIT 400, el cual maneja la presión del absorbente durante el proceso de la regeneración restante.

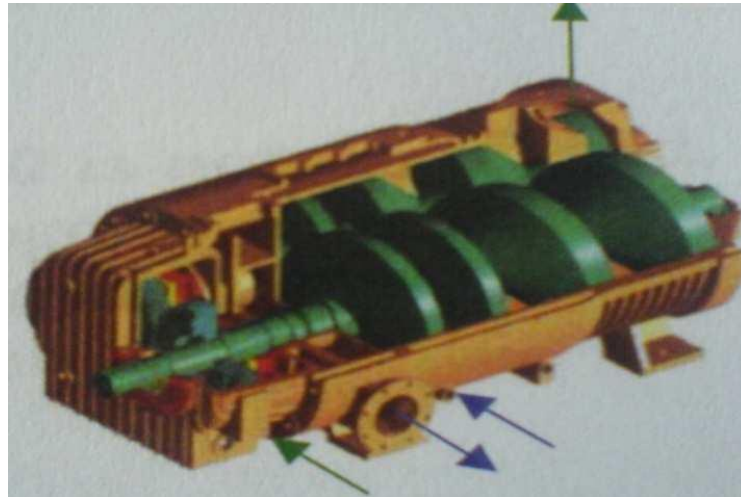


Figura N° 2. 26 Dry Screw Vacuum Pump

Fuente: E.P.PETROECUADOR.

A estas alturas, el software de ESP™ usa la señal de presión de la línea de reciclado del transmisor de presión PT400 (presión de columna de absorbente) para controlar la velocidad de la bomba de vacío. El punto fijo designado es cinco (5) psig. Cuando la presión de la línea de reciclado está menos de cinco (5) psig, la velocidad de la bomba de vacío aumenta. Cuando alcanza cinco (5) psig, la velocidad de la bomba de vacío se reduce para sostener la presión constante. Cuando el vapor es removido de la cama de carbón, el vacío se intensifica y el flujo de reciclaje disminuye. La velocidad de la bomba de vacío es controlada por un transmisor de presión delante de la línea de recicle.

Esto continúa hasta que la computadora controle el nivel de vacío (un nivel de vacío de aproximadamente 27.5" a 28.5" Hg) sea alcanzado, o hasta que alcance el tiempo de regeneración máximo, o ambos. El tiempo de regeneración máximo es diez (10) minutos. El tiempo de purga es calculado por el software de ESP™ basado en la entrada del hidrocarburo que carga

durante el último ciclo de adsorción. Los máximos purgas de aire son en un tiempo de cinco (5) minutos.



Figura N° 2. 27 Válvula Solenoide

Fuente: E.P.PETROECUADOR.

2.7.3 Regeneración de la Cama Alternada

Cuando V200 se acerca al fin de su ciclo, el PRÓXIMO ciclo se repite anteriormente para V300. Esto puede ocurrir inmediatamente o después de que el PLC determina el tiempo ideal. Un retraso de la regeneración de unas horas es común durante tiempos, cuando muy pocos camiones están cargando, como un domingo típico. Este retraso optimiza el proceso, reduciendo a PCOM costos de energía así como cuesta el desgaste de los componentes del Sistema en los DRYVac™.

2.7.4 Fin del Ciclo de Purga de Aire

Una vez el ESP™ determina que el nivel de vacío en la cama regeneradora es lo suficientemente baja, la válvula de purga **SV250** se abre para permitir la entrada de aire externo. Este aire es conocido como "aire de purga", y se usa para barrer los hidrocarburos del tope de la capa sobre el carbón activado. Después de que el ciclo de purga es completado la válvula **SV250**

es cerrada, dejando V200 un vacío profundo bajo. El paso final es igualar la presión con la presión atmosférica, abriendo la válvula de la re-presión **SV251** en la línea de re-presión, permitiendo un torrente de aire. Este torrente también se controla automáticamente por un orificio fijo y por el software de ESP™ que ajusta la re-presurización, que cronometra automáticamente, completando el ciclo de la regeneración.



Figura N° 2. 28 Filtros de Aire

Fuente: E.P.PETROECUADOR.

El uso de flujo controlado y dedicado aire de purga y válvulas de re-presión es único al Sistema de DRYVac™. Todos otros usan válvulas de control manuales y/o válvulas de vapor, manteniendo ningún mando automático de flujo o tiempo para estas funciones de regeneración críticas.

2.7.5 Sistema de Vacío

El vacío profundo se genera por una bomba de vacío de tornillo seco especial. La velocidad de la carrera de esta bomba es controlada por computadora, usando lógica de PLC y un transmisor de presión, enclavados con un controlador de Manejo de Variable de Frecuencia (VFD) a variar la bomba de vacío de 360 RPM a 3600 RPM consistente con el requisito de presión de la Columna del Absorbente (VI00).

Cada bomba de vacío se refresca circulando una estela de gasolina de absorción a través de la camisa de agua de la bomba de vacío. La proporción de flujo es moderada y los flujos se transmiten por los transmisores de flujo **FIT207** y **FIT208**.

La temperatura se supervisa por los elementos de temperatura **TE207** y **TE208**



Figura N° 2. 29 Coolant Flow Transmitters

Fuente: E.P.PETROECUADOR.

Para refrescar los vapores de salida, una cantidad pequeña de gasolina se inyecta directamente en la bomba de vacío en la fase de condensación apropiada. Esta inyección es retrasada al arrancar la bomba y detenida antes que la bomba se pare, para prevenir acumulación de líquido dentro de la bomba de vacío. La inyección es controlada por las válvulas solenoide **SV204** y **SV205** y **SV206** y **SV207** y monitoreado por la medida de flujo **FIT204** y **FIT206**. Los flujos son desplegados en la cara de cada transmisor de indicación y en la Pantalla Principal del PC/HMI. Esta Pantalla Principal puede ser vista en el PC en el Beaterio.

2.7.6 Columna de Absorbente de Recuperación

Partiendo del vapor de los flujos de la bomba de vacío a través de la tubería de 8", y ascendiendo a través de la columna del absorbente **VI00**. La columna contiene el embalaje especial para asegurar el contacto completo entre el vapor fluido ascendente y la gasolina fluida descendente. El vapor contacta el flujo que se extiende fluyendo hacia abajo, absorbiendo gasolina en este embalaje, y es absorbido con gasolina, mientras aumenta su volumen. La gasolina más fresca del almacenamiento: refresca, condensa, y absorbe los fragmentos del hidrocarburo del vapor.



Figura N° 2. 30 Dry Screw Vacuum Pump

Fuente: E.P.PETROECUADOR.

La porción más baja de la columna del absorbente, es la sección del separador dónde la gasolina líquida con la gasolina recuperada es acumulada. Esta gasolina es devuelta al almacenamiento mediante una bomba centrífuga **P301**.



Figura N° 2. 31 Dry Screw Vacuum Pump

Fuente: E.P.PETROECUADOR.

2.7.7 Sistema del Absorbente de Circulación

Normalmente la gasolina del motor se usa para absorber los vapores del hidrocarburo.

Esta gasolina se bombea al Sistema de DRYVac™ de uno o más de los tanques de almacenamiento del Terminal Beaterio. Es indispensable que este tanque debe ser despachado a menudo para evitar la subida del RVP de la gasolina guardada. La Bomba de Suministro de gasolina P201 mueve la gasolina del absorbente/ refrescando al Sistema de almacenamiento de DRYVAC™. El flujo se supervisa por **FIT201**.



Figura N° 2. 32 Supply Pump P-201

Fuente: E.P.PETROECUADOR.

La gasolina que contiene los hidrocarburos recuperados, es acumulada en el compartimiento de "sumidero" de fondo de la columna del absorbente y se bombea entonces nuevamente al almacenamiento mediante la **Bomba de Retorno de Gasolina P301**.



Figura N° 2. 33 Bomba de Retorno P-301

Fuente: E.P.PETROECUADOR.

El suministro y el retorno de flujo de gasolina en el Absorbedor, son guardados en equilibrio para mantener un nivel constante dentro del sumidero del absorbente. **El transmisor de nivel LIT300** se usa para variar

la velocidad del VFD de la bomba de retorno **P301** para guardar el compartimiento del sumidero a nivel constante.



Figura N° 2. 34 Transmisor de Nivel

Fuente: E.P.PETROECUADOR.

El suministro y líneas del retorno están provistas con la cerrado de fallas **Válvulas de ESD MOV201 y MOV301.**



Figura N° 2. 35 Válvulas ESD (MOV 201/301)

Fuente: E.P.PETROECUADOR.

Estas válvulas cierran y aíslan la unidad en caso de fallo en la alimentación de corriente o cualquier cierre del sistema.

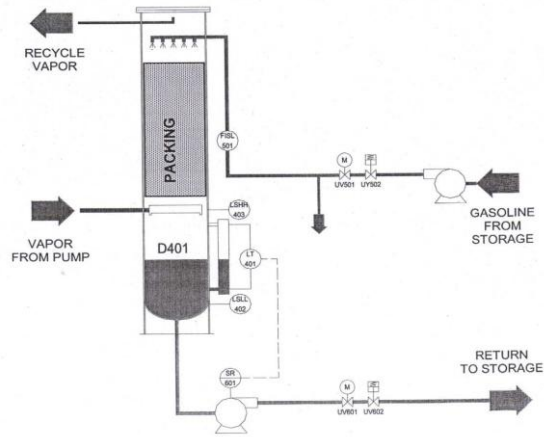


Figura N° 2. 36 Gráfico del Absorbente de Circulación de Gasolina

Fuente: E.P.PETROECUADOR.

2.8 DIAGRAMA DE FLUJO

En la siguiente figura podemos observar el diagrama de flujo del sistema de recuperación de vapores.

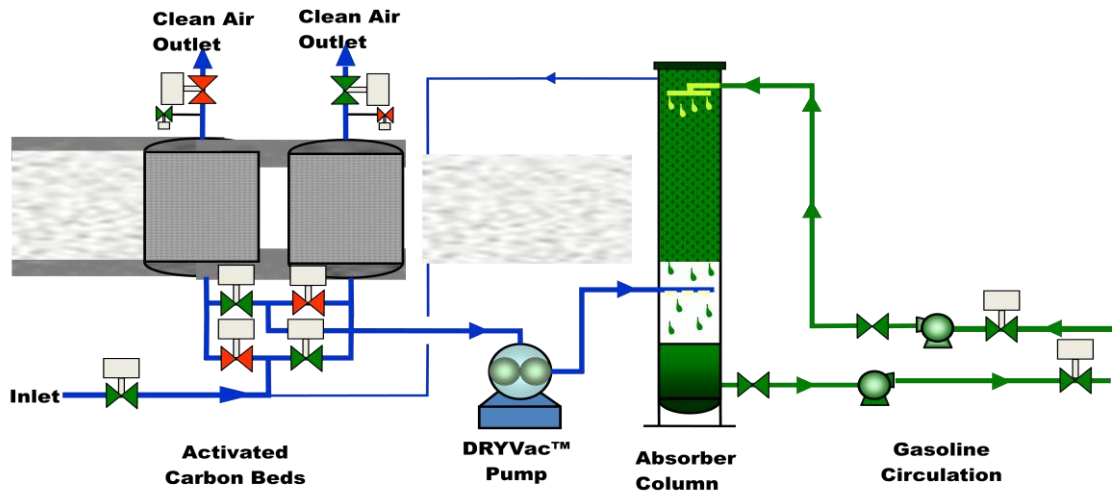


Figura N° 2. 37 Gráfico del Absorbente de Circulación de Gasolina

Fuente: E.P.PETROECUADOR.

METODOLOGIA

3.1 METODOLOGÍA MECATRÓNICA

Desarrolla el control, la instrumentación y la automatización de procesos industriales; para ello integra dispositivos electrónicos, hidráulicos, neumáticos, sensores e interfaces computacionales programables.

Lleva a cabo la puesta en marcha, operación y mantenimiento de la maquinaria, equipos, instrumentos y procesos de estos sistemas de calibración en la planta de control de vapores.

La calibración de los transmisores se lo realiza con equipos de alta precisión, verificados y probados sus rangos con normas de calibración para la correcta utilización, para lo cual utilizaremos la metodología mecatrónica como se indica en la Figura N°3.1, en cual consiste en la unión de las tres ingenierías importantes siendo esenciales en nuestro proyecto, para el conexionado utilizamos:

- Ingeniería electrónica, para el diseño e instalación de los equipos.
- Ingeniería mecánica y la comunicación de los transmisores con el comunicador de campo y el calibrador de procesos multifunción
- Ingeniería en sistemas especializada en redes industriales.

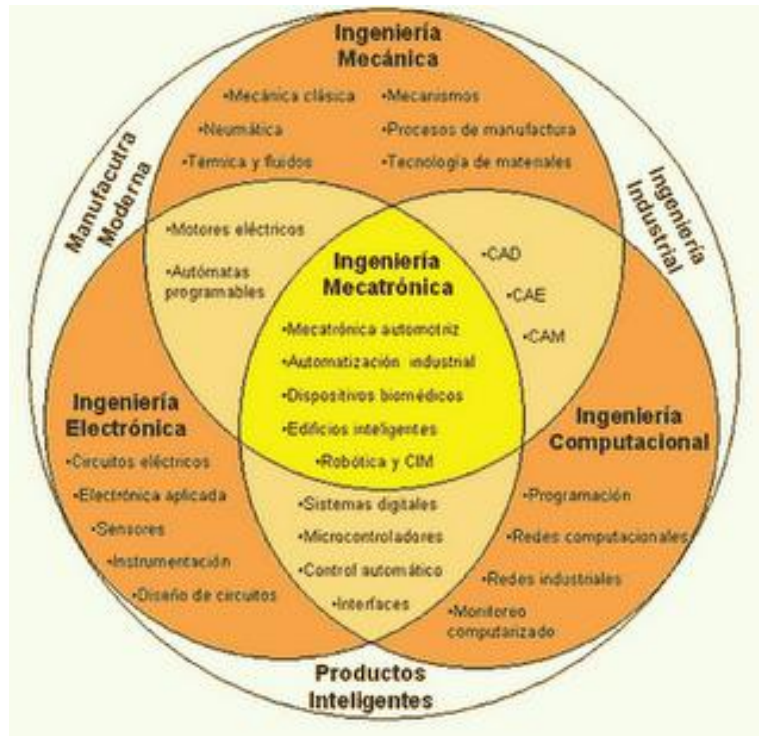


Figura N° 3. 1 Mecatrónica

Fuente: <http://intercon2011.blogspot.com>

3.1.1 Parámetros del sistema.

En los parámetros del sistema realizamos el estudio los diseños mecánico, electrónico, y de control donde especificaremos la descripción de los equipos usados dentro del proceso de recuperación de vapores.

También el plan de mantenimiento preventivo de los equipos que se encuentran dentro del control de vapores, principalmente enfocándonos a nuestros equipos exclusivamente a calibrar.

3.1.2 Diseño mecánico

En el diseño mecánico está incluido actuadores bombas, válvulas que trabajan con un determinado flujo dentro del recuperación de vapores.

Los cuales deben ser analizados muy de cerca para su correcto uso y su correcto mantenimiento, ya de no ser así puede provocar fugas o desfases

que causaran pérdidas económicas o humanas que perjudicaran a la empresa.

3.1.3 Diseño de elementos de control

Dentro del diseño de elementos de control constan los sensores de presión, de flujo, de presión diferencia y manómetros los cuales que están en comunicación con el PLC para poder hacer las lecturas correctas de los datos en proceso dentro de la planta de control de vapores.

3.2 METODOLOGIA DE CALIBRACIÓN

3.2.1 Mantenimiento preventivo

El mantenimiento preventivo como su nombre lo indica sirve para prevenir daños o desfases que pueden afectar al funcionamiento de la planta, provocando pérdidas económicas e incluso humanas.

Es por eso que la empresa realiza mantenimientos de equipos con frecuencia.

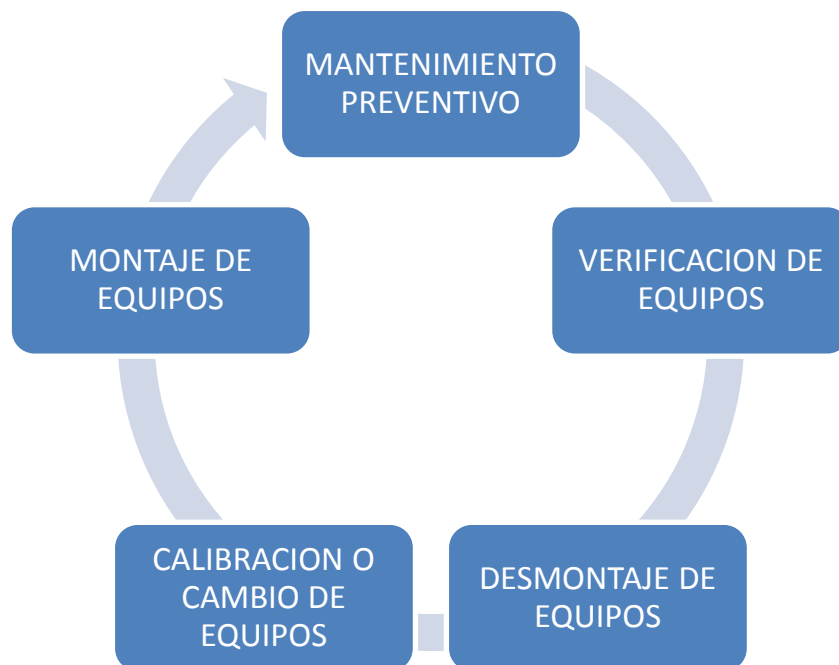


Figura N° 3. 2 Metodología de calibración

Fuente: Bastidas Fernando

3.2.2 Calibración de transmisores de presión

La calibración de los transmisores de presión se hace cada seis meses los cuales sus datos son anexados en fichas técnicas para guardar un correspondiente registro para futuras calibraciones.

Los pasos correspondientes para calibración son los siguientes

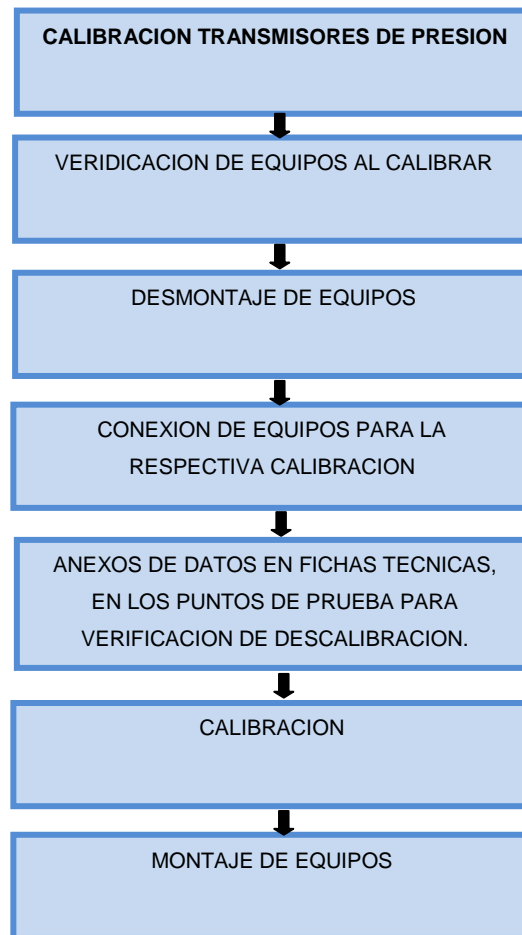


Figura N° 3. 3 Calibración de transmisores de presión

Fuente: Bastidas Fernando

3.2.3 Calibración de manómetros

La calibración de los manómetros de presión se hace cada seis meses los cuales sus datos son anexados en fichas técnicas para guardar un correspondiente registro para futuras calibraciones

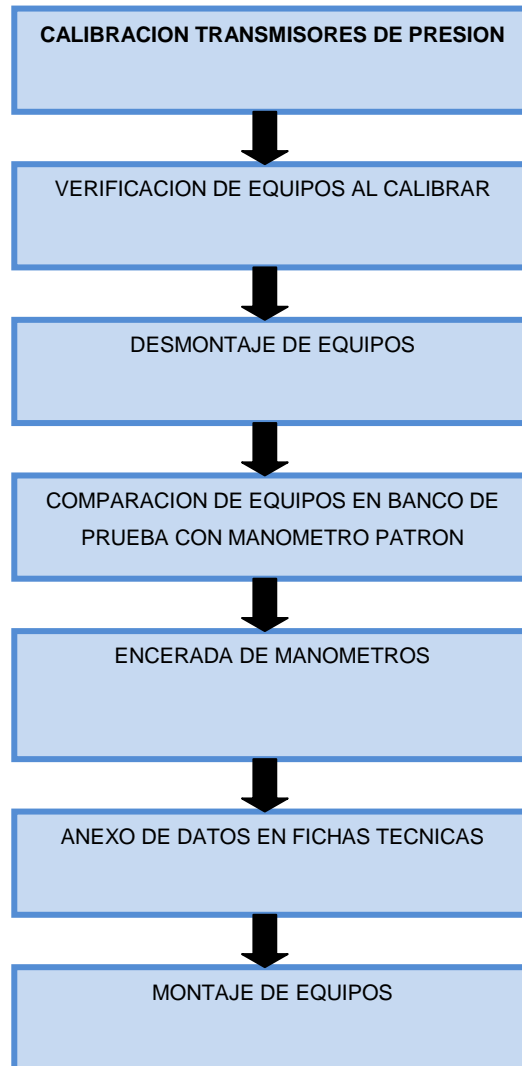


Figura N° 3. 4 Calibración de Manómetros

Fuente: Bastidas Fernando

DESARROLLO DEL DISEÑO MECATRÓNICO

4. CALIBRACIÓN DE LOS SENSORES DE PRESION Y MANOMETROS

Aquí se va a explicar el proceso de cómo se calibro los transmisores de presión paso a paso, tratando de crear un manual de calibración y así pueda ser usado por estudiantes y funcionarios de la empresa, para futuras calibraciones.

Ya que esta es una investigación individual se realizo la búsqueda varios libros de calibración dando como resultado obtener el libro ISA, que significa SOCIEDAD INTERNACIONAL DE AUTOMATIZACION en libro se encuentran normas internacionales de calibración.

Enfocado a la calibración de instrumentos individuales, sistemas de instrumentos de clasificación, documentación y técnicas específicas de calibración para temperatura, presión, nivel, flujo, control final y la instrumentación analítica.

El libro está diseñado como una herramienta de aprendizaje estructurado con preguntas y respuestas en cada capítulo. Un extenso apéndice que contiene la muestra P & ID, diagramas de lazo, hojas de especificaciones, procedimientos de calibración de la muestra, y la conversión y tablas de referencia sirve de referencia muy útil.

Seguidamente procederemos a mostrar, fotografías actuales y PI&D del sistema de recuperación de vapores para poder dar una breve explicación, ya que aquí se encuentran varios tipos de transmisores y manómetros, de presión absoluta, presión diferencial, de flujo.



Figura N° 4. 1 Sistema de recuperación de vapores

Fuente: EP PETROECUADOR

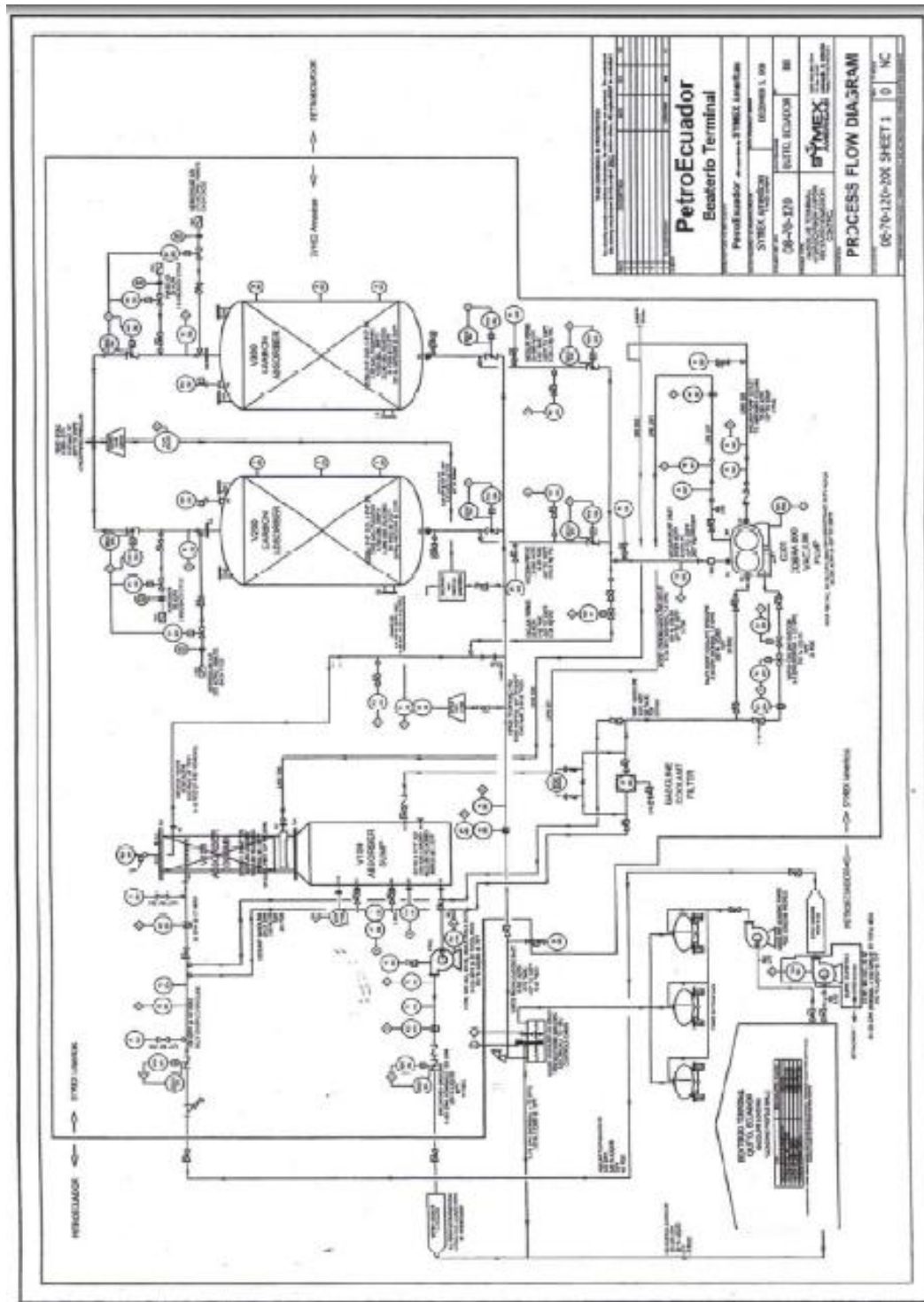


Figura N° 4. 2 PI&D

Fuente: EP PETROEQUADOR.

Durante las prácticas pre profesionales se participo en el montaje, cableado, instalación, puesta en marcha del sistema junto con los ingenieros se dejo

en funcionamiento la planta obteniendo después de un tiempo varios problemas de descalibración de transmisores, bombas, manómetros, por sobrepresión, presión atmosférica entre otros distintos factores.

Para nuestro trabajo se realizo como primer punto el desmontaje del transmisor de presión absoluta.



Figura N° 4. 3 Desmontaje del transmisor

Fuente: EP PETROECUADOR.

4.1 PROCEDIMIENTO DE CALIBRACIÓN TRANSMISORES DE PRESIÓN

El tema del trabajo es el Desarrollo y aplicación de la calibración de los sensores de presión, de la planta de control de vapores en la unidad de mantenimiento de terminales y depósitos de EP PETROECUADOR.

Hoy siendo 24 de noviembre de 2011 tenemos las 12 del día exactamente voy a proceder hacer un ejemplo de la calibración del transmisor de presión.

Los equipos a utilizarse va a utilizarse van hacer:

- Transmisor de presión tipo **Cerabar S PMC71-** su origen es **americano la empresa fabricante es endres hauser**

El transmisor de presión está diseñado para aceptar una señal de presión de un elemento primario, como puede ser un medidor de caudal de placa orificio, y convertirla en una señal de salida analógica de 4 - 20 mA.

La función de este transmisor va hacer para medir la presión de los vapores en la planta antes mencionada.

- Comunicador de campo 375, utiliza un protocolo de comunicación tipo hart.
- Bomba generadora de presión neumática, marca fluke
- Módulo de presión marca fluke 700p27
- Calibrador de procesos 725,marca fluke
- Fuente de voltaje.
- Resistencia de 250
- Acople raipo de gas.

Ahora vamos a proceder hacer la calibración, vamos a conectar los equipos cuidadosamente ya que son equipos muy costosos.

En primer lugar, se necesita una fuente de presión, en este caso una bomba de mano (bomba de presión neumática).

La bomba de presión tiene 2 estados de vacío y de presión, en nuestro caso seleccionamos presionando el botón que indica presión, caso contrario podemos dañar el transmisor de presión.

Seguidamente se necesita un modulo de presión que posea una escala de calibración superiores a los de nuestro transmisor de presión.

1.- Conectamos la bomba de presión neumática al modulo de presión.

- 2.- Conectamos el modulo de presión al calibrador de procesos.
- 3.- Conectamos la manguera de la bomba de presión neumática al transmisor de presión, verificando que no haya fuga de aire.
- 4.- Procedemos a conectar del polo positivo de la fuente al polo positivo del transmisor.
- 5.- del polo negativo de la fuente a la resistencia en serie y al calibrador de procesos en serie y al polo negativo del transmisor.
- 6.- Conectamos el comunicador de campo al transmisor.
- 7.- Encendemos la fuente de voltaje y damos el voltaje indicado en este caso es 24V.
- 8.- Comenzamos un ciclo de bombeo en los puntos de prueba mencionados posteriormente.
- 9.- Hay que determinar los puntos de prueba, cinco usados tanto de subida como de bajada, es importante determinar con exactitud la histéresis. Si esta bajo los límites permitidos o fuera de ellos.

Usted comenzará su chequeo desde 0%, 10%, 25%, 50%, 75%, y 90% del rango de calibración del transmisor.

En nuestro caso tenemos un rango máximo de funcionamiento de 0 - 15 PSIG.

Pero en las especificaciones técnicas de nuestro transmisor el rango de calibración se lo hace de 0 – 10 PSIG:

Esto hace que nuestra calibración sea más fina y tenga más exactitud.

La empresa ya cuenta con un formato de recolección de datos para calibración, formato que será explicado seguidamente:


1		 Tansmisor de presion Cerabar PMC71-TAC1H6RADAA	
2 DATOS TRASMISOR DE PRESION			
3 EQUIPO:	Transmisor de Presion Rosemount	TAG:	
4 MODELO:	3051CG3A02A1AFAI1L4Q4	UBICACION:	control de vapores
5 N. SERIE:	c200c21509c	RANGO:	0-15 PSIG
6 FECHA ULTIMA CAL:	nunca calibrado	PRECISION:	±0,1 PSIG
		FECHA ACTUAL:	26/01/2012 16:59
7 DATOS CALIBRADOR DE PROCESO			
8 EQUIPO:	Calibrador de Procesos Fluke 725 con modulo de presión 700P27		
9 N. SERIE:	8659039	PRECISION:	±0,05%
10 FECHA PROXIMA CAL:			
11			
12			
13 DATOS INICIALES			
14			
15 PUNTOS DE PRUEBA	LECTURA DE PRUEBA ESTANDAR (PSIG)	LECTURA BAJO PRUEBA (↑PSIG)	ERROR (↑PSIG)
16			
17			
18	0%		
19	10%		
20	25%		
21	50%		
22	75%		
23	90%		

Figura N° 4. 4 Formato de Recolección De Datos

Fuente: EP PETROECUADOR

Aquí se puede observar un formato de la empresa donde se guarda los datos de subida y de bajada del transmisor para verificar si está o no descalibrado.

Podemos observar los puntos de prueba tanto de subida y de bajada.

4.1.1 PROCEDIMIENTO DE RECOLECCIÓN DE DATOS DE SUBIDA

1.- Evaluamos el equipo con los datos de subida en los puntos de prueba ya mencionados anteriormente son 5, leídos y comparados entre el comunicador de campo 375 y el calibrador de procesos multifunción.

Suavemente presionamos la bomba de presión neumática hasta alcanzar los puntos de prueba ya mencionados anteriormente que en este caso son 5 puntos de prueba, una vez llegado a cada punto de prueba se lee el dato tanto del Comunicador de campo 375, y del calibrador de procesos multifunción y se lo guarda en nuestra tabla de recolección de datos.

Tansmisor de presion Cerabar PMC71-TAC1H6RADAA							
DATOS TRANSMISOR DE PRESION							
EQUIPO:	Transmisor de Presion Rosemount			TAG:			
MODELO:	3051CG3A02A1AFAI1L4Q4			UBICACION:	control de vapores		
N. SERIE:	c200c21509c			RANGO:	0-15 PSIG	PRECISION:	±0,1 PSIG
FECHA ULTIMA CAL:	nunca calibrado			FECHA ACTUAL:	26/01/2012 18:56		
DATOS CALIBRADOR DE PROCESO							
EQUIPO:	Calibrador de Procesos Fluke 725 con modulo de presión 700P27						
N. SERIE:	8659039			PRECISION:	±0.05%		
FECHA PROXIMA CAL:							
DATOS INICIALES							
PUNTOS DE PRUEBA	LECTURA DE PRUEBA ESTANDAR (PSIG)	LECTURA BAJA PRUEBA (↑PSIG)	ERROR (↑PSIG)	LECTURA DE PRUEBA ESTANDAR (PSIG)	LECTURA BAJA PRUEBA (↓PSIG)	ERROR (↓PSIG)	ERROR HISTERESIS (↓)
0%	0.00	0.00					
10%	0.69	0.67					
25%	2.51	2.53					
50%	5.00	4.99					
75%	7.70	7.70					
90%	9.00	8.99					




Figura N° 4. 5 Recolección de datos en subida

Fuente: EP PETROECUADOR

2.- Hacemos la diferencia entre los mencionados:

(Lectura de prueba estándar – lectura bajo prueba= ERROR DE SUBIDA) y guardamos los datos en la tabla de recolección de datos.

Tansmisor de presion Cerabar PMC71-TAC1H6RADAA							
DATOS TRANSMISOR DE PRESION							
EQUIPO:	Transmisor de Presion Rosemount			TAG:			
MODELO:	3051CG3A02A1AFAI1L4Q4			UBICACION:	control de vapores		
N. SERIE:	c200c21509c			RANGO:	0-15 PSIG	PRECISION:	±0,1 PSIG
FECHA ULTIMA CAL:	nunca calibrado			FECHA ACTUAL:	26/01/2012 18:22		
DATOS CALIBRADOR DE PROCESO							
EQUIPO:	Calibrador de Procesos Fluke 725 con modulo de presión 700P27						
N. SERIE:	8659039			PRECISION:	±0.05%		
FECHA PROXIMA CAL:							
DATOS INICIALES							
PUNTOS DE PRUEBA	LECTURA DE PRUEBA ESTANDAR (PSIG)	LECTURA BAJA PRUEBA (↑PSIG)	ERROR (↑PSIG)	LECTURA DE PRUEBA ESTANDAR (PSIG)	LECTURA BAJA PRUEBA (↓PSIG)	ERROR (↓PSIG)	ERROR HISTERESIS (↓)
0%	0.00	0.00	0.00				
10%	0.69	0.67	0.02				
25%	2.51	2.53	-0.02				
50%	5.00	4.99	0.01				
75%	7.70	7.70	0.00				
90%	9.00	8.99	0.01				

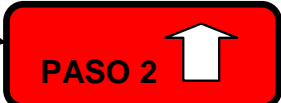


Figura N° 4. 6 Recolección de datos en subida

4.1.2 PROCEDIMIENTO DE RECOLECCIÓN DE DATOS DE BAJADA

1.- Los pasos para la recolección de datos en bajada son los mismos que el procedimiento para la recolección de datos en subida solo que esta vez va desde el punto final 9.0 psig hasta 1 psig, se evalúa el dispositivo leyendo los datos en bajada.

EP PETROECUADOR		Transmisor de presión Cerabar PMC71-TAC1H6RADAA					
DATOS TRANSMISOR DE PRESION							
EQUIPO:	Transmisor de Presion Rosemount			TAG:			
MODELO:	3051CG3A02A1AFA1L4Q4			UBICACION:	control de vapores		
N. SERIE:	e200c21509c			RANGO:	0-15 PSIG	PRECISION:	±0.1 PSIG
FECHA ULTIMA CAL:	nunca calibrado			FECHA ACTUAL:	28/01/2012 18:54		
DATOS CALIBRADOR DE PROCESO							
EQUIPO:	Calibrador de Procesos Fluke 725 con modulo de presión 700P27						
N. SERIE:	8659039			PRECISION:	±0.05%		
FECHA PROXIMA CAL:							
DATOS INICIALES							
PUNTOS DE PRUEBA	LECTURA DE PRUEBA ESTANDAR (PSIG)	LECTURA BAJO PRUEBA (↑PSIG)	ERROR (↑PSIG)	LECTURA DE PRUEBA ESTANDAR (PSIG)	LECTURA BAJO PRUEBA (↓PSIG)	ERROR (↓PSIG)	ERROR HISTERESIS (↓)
0%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
10%	0.69	0.67	0.02	1.01	1.02		
25%	2.51	2.53	-0.02	2.10	2.09		
50%	5.00	4.99	0.01	4.98	4.98		
75%	7.70	7.70	0.00	7.50	7.49		
90%	9.00	8.99	0.01	8.94	8.94		




Figura N° 4. 7 Recolección de datos en bajada

Fuente: EP PETROECUADOR

2.- Hacemos la diferencia entre los mencionados:

(Lectura de prueba estándar – lectura bajo prueba= ERROR DE BAJADA) y guardamos los datos en la tabla de recolección de datos.

EP PETROECUADOR		Tansmisor de presion Cerabar PMC71-TAC1H6RADAA						
DATOS TRASMISOR DE PRESION								
3	EQUIPO:	Transmisor de Presion Rosemount			TAG:			
4	MODELO:	3051CG3A02A1AF411L4Q4			UBICACION:	control de vapores		
5	N. SERIE:	c200c21509c			RANGO:	0-15 PSIG	PRECISION: ±0,1 PSIG	
6	FECHA ULTIMA CAL:	nunca calibrado			FECHA ACTUAL:	28/01/2012 18:48		
DATOS CALIBRADOR DE PROCESO								
8	EQUIPO:	Calibrador de Procesos Fluke 725 con modulo de presión 700P27						
9	N. SERIE:	8659039			PRECISION:	±0.05%		
10	FECHA PROXIMA CAL:							
DATOS INICIALES								
14	PUNTOS DE PRUEBA	LECTURA DE PRUEBA ESTANDAR (PSIG)	LECTURA	ERROR	LECTURA DE	LECTURA	ERROR	ERROR HISTERESIS (↓)
15			BAJO PRUEBA (↑PSIG)	(↑PSIG)	PRUEBA ESTANDAR (PSIG)	BAJO PRUEBA (↓PSIG)		
16								
17								
18	0%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
19	10%	0.69	0.67	0.02	1.01	0.92	-0.01	
20	25%	2.51	2.53	-0.02	2.10	2.09	0.01	
21	50%	5.00	4.99	0.01	4.98	4.98	0.00	
22	75%	7.70	7.70	0.00	7.50	7.50	0.01	
23	90%	9.00	8.99	0.01	8.94	8.94	0.00	

Figura N° 4. 8Recolección de datos en bajada

Fuente: EP PETROECUADOR

4.1.3 PROCEDIMIENTO DE RECOLECCIÓN DE DATOS ERROR DE HISTERESIS

1.- Seguidamente hacemos la diferencia entre:

ERROR DE SUBIDA- ERROR DE BAJADA= ERROR DE HISTERESIS.

Para verificar que el transmisor esta descalibrado tenemos una precisión o tolerancia de +- 0.05% si esta fuera de estos límites procedemos a calibrar utilizando nuestro transmisor de campo 375 y cambiando los rangos del transmisor de presión.

En nuestro caso el transmisor de presión esta dentro de los limites de precisión permitidos.


 Tansmisor de presion Cerabar PMC71-TAC1H6RADAA								
DATOS TRASMISOR DE PRESION								
3	EQUIPO:	Transmisor de Presion Rosemount			TAG:			
4	MODELO:	3051CG3A02A1AFAI1L4Q4			UBICACION:	control de vapores		
5	N. SERIE:	c200c21509c			RANGO:	0-15 PSIG	PRECISION: ±0.1 PSIG	
6	FECHA ULTIMA CAL:	nunca calibrado			FECHA ACTUAL:	26/01/2012 18:56		
DATOS CALIBRADOR DE PROCESO								
8	EQUIPO:	Calibrador de Procesos Fluke 725 con modulo de presión 700P27						
9	N. SERIE:	8659039			PRECISION:	±0.05%		
10	FECHA PROXIMA CAL:							
DATOS INICIALES								
15	PUNTOS DE PRUEBA	LECTURA DE PRUEBA ESTANDAR (PSIG)	LECTURA BAJA PRUEBA (↑PSIG)	ERROR (↑PSIG)	LECTURA DE PRUEBA ESTANDAR (PSIG)	LECTURA BAJA PRUEBA (↓PSIG)	ERROR (↓PSIG)	ERROR (HISTERESIS) (↓)
18	0%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
19	10%	0.69	0.67	0.02	1.01	1.02	-0.01	0.03
20	25%	2.51	2.53	-0.02	2.10	2.09	0.01	-0.03
21	50%	5.00	4.99	0.01	4.98	4.98	0.00	0.01
22	75%	7.70	7.70	0.00	7.50	7.49	0.01	-0.01
23	90%	9.00	8.99	0.01	8.94	8.94	0.00	0.01



Figura N° 4. 9 Recolección de datos error de histeresis

Fuente: EP PETROECUADOR

Después de haber obtenido los datos de verificación de des calibración obtenemos como resultado que el transmisor se encuentra dentro de los rangos de tolerancia o precisión que en este caso son de $\pm 0,05\%$, logrando como resultado que el transmisor esta calibrado.

Una vez verificando el estado del transmisor se procedió hacer el montaje del equipo y conexionado al sistema de recuperación de vapores.



Figura N° 4. 10 Conexión del transmisor.

Fuente: EP PETROECUADOR

Una vez realizado el conexionado del equipo, ponemos en marcha el sistema de recuperación de vapores.



Figura N° 4. 11 Montaje del transmisor.

Fuente: EP PETROECUADOR

4.2 EQUIPO USADO PARA LA CALIBRACION DE TRANSMISORES DE PRESION Y MANOMETROS DE PRESION DE LA PLANTA DE CONTROL DE VAPORES.

En la calibración de los transmisores de presión y manómetros se utilizo varios equipos que serán enunciados seguidamente con sus características y especificaciones.

4.2.1 BOMBA GENERADORA DE PRESIÓN NEUMÁTICA

La Fluke 700PTP Pneumatic Test Pump es un aparato de mano que desarrolla una presión y vacío precisos. Ha sido concebida para una utilización fácil, directamente en campo para el control de manómetros, transmisores de presión, presostatos, etc.

- Presión a 40 barías (600 psi)
- Vacío a -0,96 barías (-13,9 psi)
- Materiales mojados: aluminio anodizado, latón, nitrilo y nilón
- Peso: 650 g (1,43 lb)
- Dimensiones: largo 220 mm (8,66 pulg.), ancho 105 mm (4,13 pulg.), profundidad 63 mm (2,48 pulg.)

Escala de presión: -1 + 40 bar

Material: Latón niquelado y aluminio anodizado.

Conexión: 3/8" BSP.



Figura N° 4. 12 Bomba generadora de presión neumática

Fuente: EP PETROECUADOR

4.2.2 CALIBRADOR DE PROCESOS FLUKE 725

El nuevo calibrador de procesos multifuncional Fluke 725 y estará equipado para poder comprobar y calibrar casi cualquier parámetro de proceso. Mide y genera mA, voltios, temperatura (RTD y termopares), frecuencia, ohmios y presión, utilizando módulos de presión opcionales.



Figura N° 4. 13 Calibrador de procesos Fluke 725

Fuente: EP PETROECUADOR

4.2.3 MODULO DE PRESIÓN 700P27

Existen varios módulos de presión manométrica, diferencial, absoluta, dual y vacío para cubrir prácticamente todas las aplicaciones de medida de presión.

Los módulos están protegidos contra las más duras condiciones por una carcasa compacta, y están especificados y compensados entre 0°C y 50°C.

Marca: Fluke

Módulo: 700P27

Escala: de 0 a 300psi (2.070kPa)

Resolución: 0,01/(0,1)

Medio en lado alto/bajo: N/A

Configuración: Sonda.



Figura N° 4. 14 Modulo de presión fluke700P27

Fuente: EP PETROECUADOR

4.2.4 COMUNICADOR DE CAMPO 375

El único comunicador de campo que soporta equipos HART y Foundation Fieldbus.

El Comunicador de Campo 475 ha demostrado que simplifica su trabajo en Campo. El 375 permite configurar dispositivos de campo o realizar diagnósticos para una eficaz puesta en marcha o localización de fallos. Con este Comunicador puede crear un segmento FF de calidad, detectar problemas con la fuente de alimentación, localizar terminales defectuosos o fallos en los dispositivos sin necesidad de llevar al ordenador portátil a la planta. El 375 es un comunicador universal, intrínsecamente seguro, robusto y fiable en la comunicación con sus dispositivos de campo.

- Es Universal - El Comunicador 375 soporta equipos HART y Foundation Fieldbus. Si usted ya es usuario del Comunicador HART 275.
- Es intrínsecamente seguro.
- Es actualizable - La opción *Easy Upgrade* permite descargas directas y fáciles desde internet conforme se publiquen nuevos Device Descriptors de HART o fieldbus. Utilice internet para bajar actualizaciones de software también.
- Es resistente y confiable - El Comunicador 375 cumple con los requerimientos del ambiente de su planta.



Figura N° 4. 15 Comunicador de campo 375

Fuente: EP PETROECUADOR

4.2.5 FUENTE DE VOLTAJE

El PS280 triple de salida es una fuente de alimentación multifunción benchtop o instrumento portátil. Es un mercado que proporciona la fuente de alimentación de 5 V de salida fijado para la Alimentación de los circuitos lógicos variable y dos salidas para una amplia gama de usos de ensayo y experimentación.



Figura N° 4. 16 Comunicador de campo 375

Fuente: EP PETROECUADOR

4.2.6 Resistencia 250 ohm

Se utilizo una resistencia de 250 ohm, para garantizar una lectura de la corriente de medición libre de errores o interferencias. Como la información viene en 4~20 mA, con esta resistencia está garantizada una tensión correcta para la lectura en tensión de las señales.

Ya que el comunicador de campo (comunicador HART) requiere una resistencia mínima de 250 ohm para la comunicación.

4.3 DIAGRAMA DE CONEXIÓN

En el diagrama de conexión se observara toda la conexión del sistema para calibración.

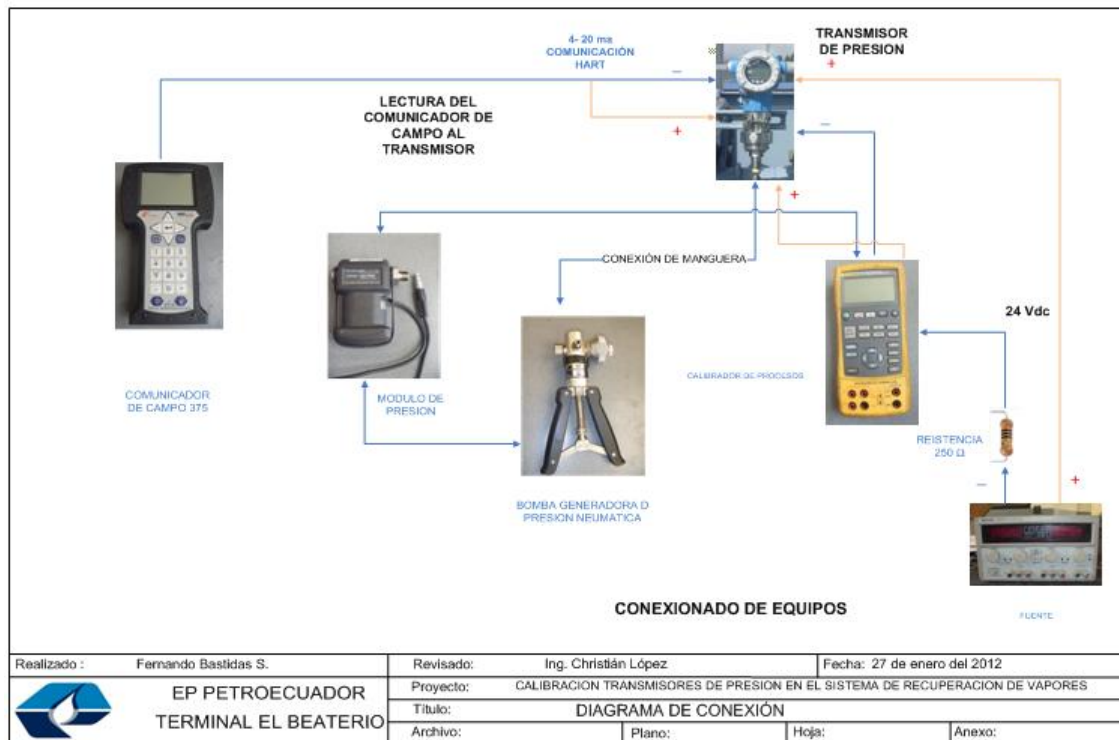


Figura N° 4. 17 Diagrama de conexión

Fuente: EP PETROECUADOR

Sin embargo el fabricante da un diagrama de conexión sugerido en los manuales del transmisor de presión absoluta.

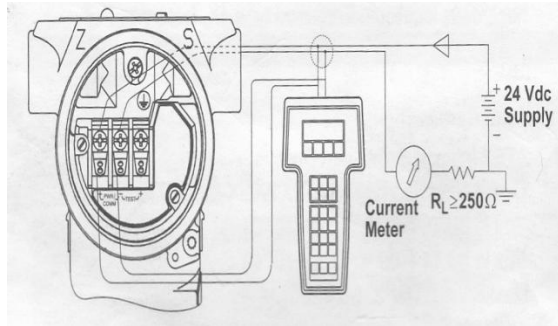


Figura N° 4. 18 Diagrama de conexión 2

Fuente: EP PETROECUADOR

4.4 LIMPIEZA DE TUBERIA DEL SISTEMA DE CONTROL DE VAPORES.

Se realizo también la limpieza de la tubería del sistema de recuperación de vapores, ya que ya que el tanque usado actualmente utiliza el sistema de homogenización que consta un agitador el cual produce la mezcla del sedimento con el combustible y ocasiona el daño de los filtros en el sistema, y recalentamiento de la bomba de vacío.



Figura N° 4. 19 Limpieza de Sedimentos en la tubería

Fuente: EP PETROECUADOR

Para la limpieza de la tubería se usa el vaccum que es un vehículo utilizado para este tipo de trabajos.



Figura N° 4. 20 Vehículo Vaccum

Fuente: **EP PETROECUADOR**

Actualmente el sistema de recuperación de vapores, usa un tanque que no es de uso exclusivo del sistema.



Figura N° 4. 21 Tanque actual del Sistema de recuperación de vapores.

Fuente: **EP PETROECUADOR**

Tanque para futuro almacenamiento del sistema de recuperación de vapores. Para poder usar este tanque hay que hacer la conexión de la tubería de este tanque, al sistema de recuperación de vapores.



Figura N° 4. 22 Tanque Futuro del Sistema de recuperación de vapores.

Fuente: **EP PETROECUADOR**

4.5 CALIBRACIÓN TRANSMISORES DE PRESIÓN DIFERENCIAL Y DE VACIO.

Hoy en día la empresa no cuenta con equipo para calibración de los transmisores presión diferencial ni de transmisores de vacío, es por eso que se ha puesto en conocimiento este problema con el Coordinador de mantenimiento de la empresa E.P.PETROECUADOR para que se pida el equipo necesario para futuras calibraciones.



Figura N° 4. 23 Transmisores de presión diferencial.

Fuente: **EP PETROECUADOR.**

4.6 CALIBRACIÓN MANOMETROS DE PRESION ABSOLUTA

Para la calibración de los manómetros de presión absoluta se realizó un estudio de los manómetros utilizados actualmente y se llegó a la conclusión de que se tiene que hacer el cambio de manómetros ya que los actuales son de sistema de calibración antiguo. Y la mano de obra está demasiado costosa para poner a un instrumentista a calibrar.

A estos manómetros no se los puede calibrar rápidamente y necesitan ser cambiados de inmediato. Ya que hoy en día la calibración de los transmisores se lo hace por comparación que consiste en:

El manómetro patrón y la bomba generadora de presión a usar en este procedimiento de calibración, conforman el calibrador de presión. El manómetro midiendo se insertará en el alojamiento correspondiente y quedará sometido a una presión (la misma que el manómetro patrón) al presurizar el sistema. El manómetro patrón nos dará la lectura de medida

(real) y el manómetro midiendo la referencia, objeto de calibración, será en definitiva una calibración por comparación, pero realizada a la inversa.



Figura N° 4. 24 Manómetros actuales de presión absoluta

Fuente: **EP PETROECUADOR**

4.7 CALIBRACIÓN MANOMETROS DE PRESION DIFERENCIAL

Hoy en día la empresa no cuenta con equipo para calibración de presión diferencial, es por eso que se a puesto en conocimiento este problema para que sea resuelto de manera inmediata y se pueda adquirir el equipo de calibración lo antes posible.



Figura N° 4. 25 Manómetros actuales de presión diferencial.

Fuente: **EP PETROECUADOR**

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

- Se ha Desarrollado un procedimiento a fin de calibrar los sensores de presión en condiciones de operación de acuerdo al sitio donde se encuentra instalada la planta y dejado documentos para futuros mantenimientos.
- A partir de la calibración de los transmisores de presión, se puede concluir que se cumplió con el objetivo planteado ya que los resultados obtenidos cuentan con el aval del personal técnico y de operación del Terminal Ep Petroecuador.
- La experiencia adquirida por parte del autor de ésta tesis al finalizar la realización del proyecto, permitió la calibración de los sensores de presión absoluta, una mejora en el proceso de control de vapores.
- Se ha desarrollado un procedimiento de calibración a fin de dejar documentos de calibración en la empresa, y puedan ser usados en próximas calibraciones por los técnicos.
- El programa Software ESP™ es un acercamiento al siglo 21st, a procesos de control e interfaz de operación. Es más inteligente, y más fácil de usar, que alguna vez se usó en los sistemas de recuperación de vapor antes.
- El sistema de Recuperación de Vapores en el Terminal Beaterio, generará importantes ahorros a partir de la recuperación y comercialización de estos vapores, y simultáneamente se reducirá sustancialmente las emisiones de metano y de contaminantes peligrosos al aire.
- La Recuperación de Vapores es un sistema diseñado para evitar que existan emisiones de vapores crudos de gasolina a la atmósfera al momento de abastecer los auto-tanques.
- El tamaño de una unidad de recuperación de vapores debe ser

apropiada para manejar el máximo volumen de vapores.

- La clave de los proyectos exitosos de unidades de recuperación de vapores son una cantidad adecuada de vapores, además de una salida económica para el producto recolectado y el control de las emisiones de vapores de gasolina durante la transferencia al auto tanque.
- El Sistema de Recuperación de Vapores es de suma importancia en el Terminal de Productos limpios Beaterio (PETROCOMERCIAL), debido a que es la parte complementaria del Sistema de Carga Ventral ya instalado y está acorde al SGA que se está implantando.

5.2. RECOMENDACIONES

- Se recomienda tener mayor información sobre el manejo y operación del Sistema de Recuperación de vapores, debido a que el Terminal de productos limpios el Beaterio es la primera estación que cuenta con este plan piloto.
- Se recomienda usar un tanque de almacenamiento exclusivo para el sistema de recuperación de vapores, ya que el tanque usado actualmente utiliza el sistema de homogenización que consta un agitador el cual produce la mezcla del sedimento con el combustible y ocasiona el daño de los filtros en el sistema.
- Para realizar una correcta calibración de los transmisores de presión primeramente los equipos que van a calibrar deben de estar correctamente calibrados para tener un optimo desempeño del trabajo.
- Se debe mandar a calibrar los equipos de calibración cada 2 años ya que por mal uso se podrían descalibrar.
- Se recomienda a la empresa adquirir un sistema de calibración industrial múltiple para vacío y presión para una calibración múltiple ahorrando tiempo y mano de obra.
- Se recomienda a empresa hacer el cambio de manómetros de presión ya que no todos son aptos para la calibración, ya que toman demasiado tiempo y hoy en día la mano de obra es costosa.
- Se recomienda a los funcionarios de la empresa usar los métodos de calibración adecuados dictados por la ISA (sociedad internacional de automatización). guía de calibración.
- Para que el sistema de recuperación de vapores funcione de una manera correcta, es de forma necesaria realizar la capacitación e inducción de todo el personal que se encuentra de manera directa

trabajando en la instalación y manejo de los equipos, para así trabajar de una forma correcta y segura.

- Se recomienda que los auto-tanques traten de implementar el sistema de carga ventral en sus vehículos, para que conjuntamente con el sistema de recuperación de vapores se pueda observar los beneficios tanto para los transportistas, el medio ambiente y la empresa.
- Una recomendación es que se debe calibrar los transmisores cada determinado tiempo dependiendo del uso del mismo, para mayor beneficio en precisión de datos.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

- **Presión absoluta:** Presión o vacío (la presión negativa) corregida para la elevación. Ejemplo: 10 PSI dan en prenda la lectura de presión iguala 10 más 14.7 presión atmosférica al nivel del mar, o 24.7 PSIA. La presión absoluta Instrumenta la compensación automáticamente para la elevación.
- **Absorción:** La reacción química dónde un compuesto se disuelve en otro. Ejemplo: la sal está absorta por el agua.
- **Adsorción:** La atracción física de dos productos disímil por una diferencia en la energía cinética de tensión de superficie. Ninguna reacción química ocurre. Ejemplo: el agua es el adsorbed por una esponja.
- **Equilibrio de la cama:** Una función automática en el Software de ESP™ que extiende el ciclo de adsorción en una cama mientras extiende el ciclo de regeneración en la otra, cuando una cama está pesadamente cargada que la otra.
- **Cama de Carbón o Cama:** Recipiente que contiene el carbón activado usado para la adsorción.
- **Columna:** Recipiente vertical usado para recuperar los vapores de HC vía contador-flujo que avisa y absorción.
- **Tiempo de Crujido:** El tiempo que toma a la válvula de ventilación abrirse para lograr el reléase del vacío ideal a la atmósfera. Este tiempo es ciclo-por-ciclo automáticamente ajustado por el Software de ESP™ basado en la entrada del Vacío Transmisor.
- **Tanque del día:** El tanque de almacenamiento del terminal usado para alimentar de gasolina a la percha cargante.
- **Vacío profundo:** El punto a la cual la intensidad del vacío está quitando (desorb) hidrocarburos del carbón activado (normalmente entre 26" Hg y 29" Hg).

- **Desorción:** El levantamiento de vapores de hidrocarburo de carbón activado que usa una fuerza de energía de vacíos profundos, que son mayores que la fuerza atractiva del carbón activado.
- **Bomba de vacío seca:** una máquina giratoria seca usada al crear un vacío profundo, sin el fluido del cierre de líquido.
- **Software de ESP™:** Software desarrollado para el Terminal Beaterío de PCOM es conocido como ESP™, o Programa de Ahorro de energía. Este software minimiza la energía eléctrica usada al operar el Sistema de Recuperación de Vapor.
- **Etanol:** El compuesto químico **etanol**, conocido como **alcohol etílico**, es un alcohol que se presenta como un líquido incoloro e inflamable con un punto de ebullición de 78 °C.
- **FIT:** Sigla que representa "transmisor indicador de flujo" Cada transmisor de flujo envía que un flujo relacionó el signo al PLC. La señal es representativa del flujo en la línea en que el transmisor se instala. Un indicador local LCD es incluido. Despliega el flujo localmente para la conveniencia del operador.
- **HC:** hidrocarburos en la fase de vapor generada durante la carga de remolques de transporte, con el propósito de este manual.
- **La Bomba del Anillo líquida:** máquina de rotación mojada usada al crear un vacío que usa una mezcla líquida glicol-agua al crear el cierre de la bomba.
- **MOV:** sigla para el "motor operated valve". Los actuadores de la válvula en todas las válvulas del proceso son eléctricos.
- **PC/HMI:** siglas que representan (PC) "personal computer" y (HMI) el "humanmachine interface". PCs son usados como HMIs en los sistemas de DRYVac™ para conveniencia del operador, desde que el personal de operación son PC instruidos y familiarizados con los PCs en el negocio y consumo nacional.
- **PIT:** sigla que representa "transmisor indicador de presión." Estos transmisores envían la señal de presión al PLC, y cada uno tiene un despliegue de presión local para la conveniencia del operador.

- **PLC:** sigla para el "Controlador Lógico Programable". Éste es el "cerebro" del sistema. Es una computadora industrial que controla toda la vía de los procesos del paquete Software ESP™ desarrollado sobre todo para esta localización/aplicación.
- **Aire de purga:** flujo pequeño de aire desde la atmósfera permitiendo entrar al tope de cada cama de carbón a cerca del fin de su ciclo de la regeneración. Esta purga ayuda barriendo remanente de hidrocarburos aéreos fuera de la cama del carbón.
- **Aire de la Re-presión:** flujo permitido de aire atmosférico que entra al tope de cada cama de carbón a la conclusión de la regeneración que recorre para devolver la presión interior de un vacío profundo a la presión atmosférica, mientras se prepara adecuadamente durante su próximo ciclo de adsorción.
- **Bomba de vacío:** bombas de vacío usadas en los Sistemas de DRYVac™ son las bombas del tornillo secas. Éstas son máquinas de desplazamiento positivas que no tienen ningún desprendimiento esencial y no requieren el "sellos de fluido" como las bombas de anillo de líquido. Porque estas máquinas no usan sellos de fluido y son máquinas de desplazamiento positivo, ellos son mucho más eficaces en crear el vacío necesitado para la regeneración del carbón que las bombas de anillo líquidas.
- **Vapor:** en el proceso de recuperación de vapor, el término "vapor" está definido como una mezcla gaseosa de hidrocarburos y aire. Cuando el término "vapor" se usa en la referencia a este proceso, la traducción del literal es "una mezcla de hidrocarburo-aire."

BIBLIOGRAFÍA

- Creus Solé A. (1999). Instrumentación Industrial, 6ta edición. Santafé de Bogotá: Alfaomega S.A.
- Soisson Harold E. (1995). Instrumentación Industrial, 3a edición, México: Noriega Editores.
- Cable Mike, (2005). Calibration: A technician's Guide, United States of America: Omega.
- http://www.fing.edu.uy/iimpi/academica/grado/instindustrial/teorico/080306-Sensores-parte_III.presion.pdf
- <http://www.nunezcoruna.es/pdf/Presion.pdf>
- https://portal.endress.com/wa001/dla/50000006464/000/01/BA271Pes_0510.pdf
- http://www.winters.com/index.php?option=com_content&task=view&id=227&Itemid=237
- <http://www.cnad.edu.mx/sitio/matdidac/md/control/SENSORESPARTE1.pdf>
- DRYVac™ VAPOR RECOVERY SYSTEM. OPERATING AND MAINTENANCE MANUAL. SYMEX Americas, LLC. April 7, 2010
- <http://www.atsmeridian.com.mx/vapores.html>
- https://www.elciudadano.gov.ec/index.php?option=com_content&view=article&id=4557:en-funcionamiento-carga-mixta-y-ventral-en-terminal-beaterio
- http://www.petrocomercial.com/wps/documentos/noticias/noticias_template_sol_o/carga_ventral.html

ANEXOS

ANEXOS

Anexo N° 1 Montaje y desmontaje de transmisores







Anexo N° 2 Limpieza de Sedimentos en la tubería



Anexo N° 3 Tanques actual del Sistema de Recuperación de Vapores



Anexo N° 4 Tanque a utilizarse en el Sistema de Recuperación de Vapores



Anexo N° 5 Manómetros de presión absoluta, y presión diferencial

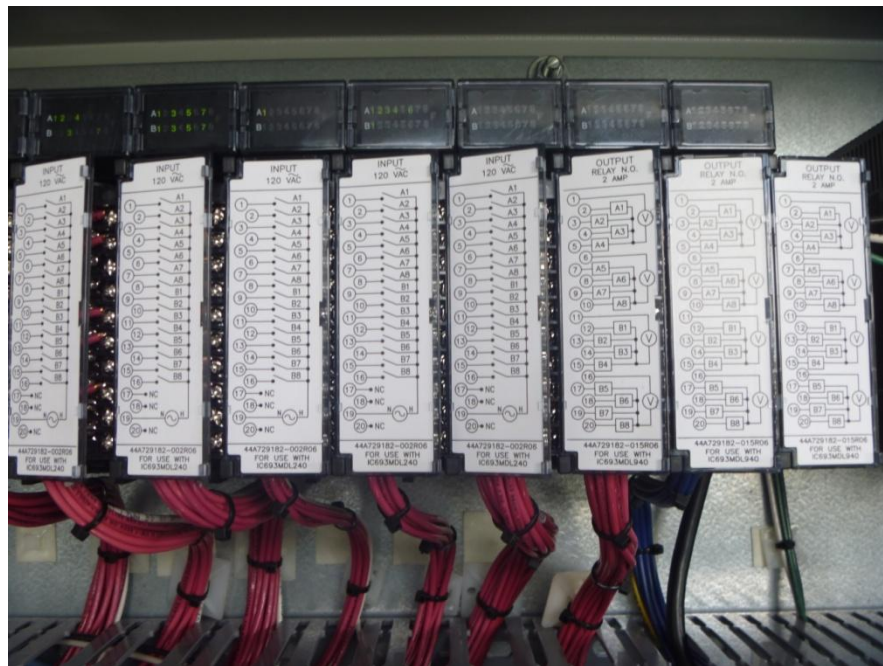
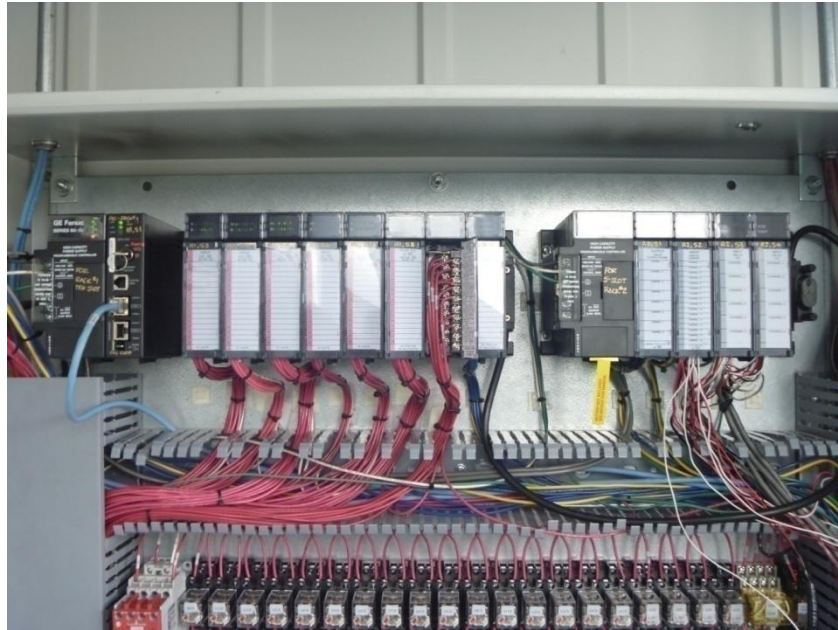




Anexo N° 6 Cabina de Control del
Sistema de Recuperación de Vapores



Anexo N° 7 PLC del Sistema de Recuperación de Vapores



Anexo N° 8 Manual de transmisor de presión

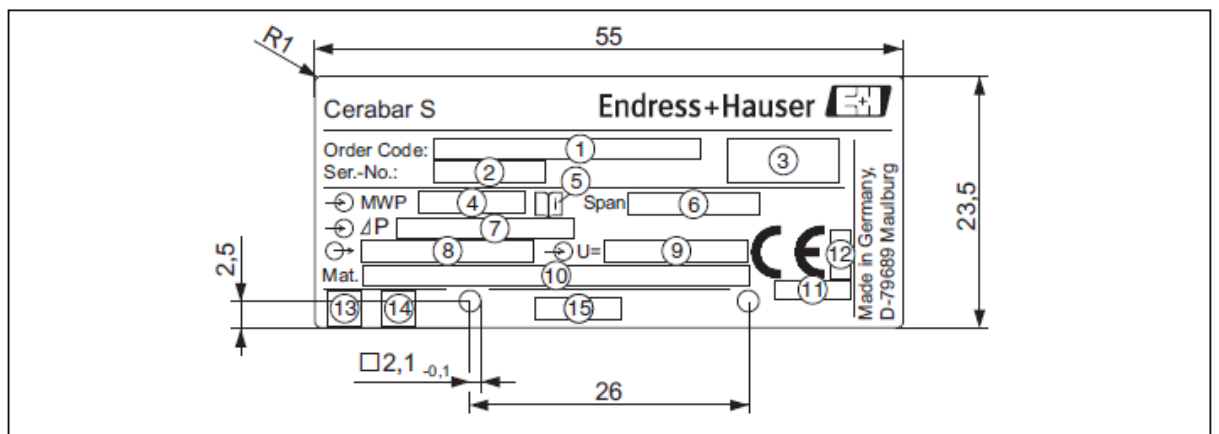
Transmisor de presión Cerabar S (PMC71-TAC1HBRADAA), (PMC71-TAC1H6RADAA)

Identificación

Sistema de identificación del dispositivo

Placa de identificación

- La presión máxima de trabajo (MWP) está indicada en la placa de identificación. Este valor corresponde a una temperatura de referencia de 20°C (68°F) o 100°F (38 °C) en el caso de bridas ANSI.
- La presión de prueba corresponde al valor límite de sobrepresión (OPL) del equipo (=MWP x 1,5 2).
- La Directiva sobre equipos de/a presión» (Directiva 97/23/EC de la CE) utiliza la abreviatura "PS". La abreviatura "PS" corresponde a la presión máxima de trabajo (MWP) del equipo de medida.



1 Código de pedido

Para más información acerca del significado de los distintos dígitos y letras, véanse las especificaciones relativas a la confirmación del pedido.

- 2 Número de serie
- 3 Grado de protección
- 4 MWP (presión máxima de trabajo)
- 5 Símbolo de nota: ¡Tenga en cuenta los datos de "Información técnica"!
- 6 Span mínimo/máximo
- 7 Rango nominal de medida
- 8 Versión de la electrónica (señal de salida)
- 9 Tensión de alimentación
- 10 Materiales de las partes en contacto con el medio
- 11 Número de identificación del organismo notificado con respecto a la directiva de equipos de/a presión (opcional)
- 12 Número de ID de organismo notificado con respecto a ATEX (opcional)
- 13 Símbolo GL del certificado GL de la marina (opcional)
- 14 Símbolo SIL para equipos con declaración de conformidad SIL3/IEC 61508 (opcional)
- 15 Identificación de la distribución de la placa de identificación

Instalación

Recepción del equipo y almacenamiento

Recepción

- Compruebe si el embalaje y el contenido presentan algún daño visible.
- Verifique el envío, asegúrese de que no falte nada y de que el volumen suministrado corresponde a lo especificado en su pedido.

Almacenamiento

El equipo debe guardarse en un lugar seco y limpio, en el que debe encontrarse protegido contragolpes (EN 837-2).

Rango de temperatura de almacenamiento

- PMC71, PMP71, PMP75:
 - -40 a $+90^{\circ}\text{C}$ (-40 a $+194^{\circ}\text{F}$)
 - Indicador de campo: -40 a $+85^{\circ}\text{C}$ (-40 a $+185^{\circ}\text{F}$)
 - Cabezal separado: -40 a $+60^{\circ}\text{C}$ (-40 a $+140^{\circ}\text{F}$)
- PMP72:
 - véase TI438P

Condiciones de instalación

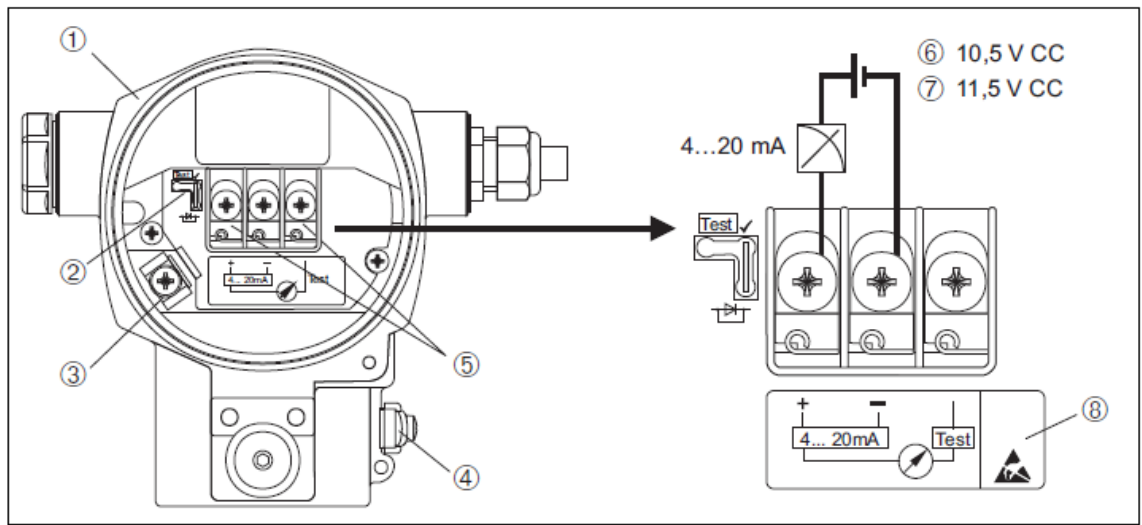
Instrucciones de instalación

- El valor medido puede sufrir un desplazamiento debido a la orientación del Cerabar S, es decir, el valor medido que se visualiza no es entonces igual a cero cuando el depósito está vacío. Este desplazamiento del punto cero puede corregirse directamente en el equipo, utilizando la tecla «E», a distancia, mediante operaciones de configuración remota. →

Cableado

Conexión del instrumento

- Si el instrumento de medida va a utilizarse en una zona peligrosa, su instalación debe cumplir las normas nacionales pertinentes así como las instrucciones de seguridad del instrumento y los dibujos de control correspondientes.
- Los instrumentos dotados con protección contra sobretensiones deben conectarse con tierra.
- El instrumento está dotado de circuitos de protección contra inversión de polaridad, perturbaciones de alta frecuencia y picos de sobretensión.
- La tensión de alimentación debe corresponder a la indicada en la placa de identificación.
- Desconecte la tensión de alimentación antes de conectar el instrumento.
- Extraiga la cubierta del compartimento de terminales.
- Pase el cable a través del prensaestopas. Utilice preferentemente un cable apantallado a dos hilos trenzados.
- Conecte el instrumento conforme al diagrama siguiente.
- Enrosque la tapa del cabezal.
- Conecte la tensión de alimentación.



P01-zMz7xxxx-04-xx-xx-es-001

1 Cabezal

2 Puente de conexión para señales de prueba de 4...20 mA.

3 Terminal interno de puesta a tierra

4 Terminal externo de puesta a tierra

5 Señal de prueba de 4...20 mA entre terminal positivo y terminal de prueba

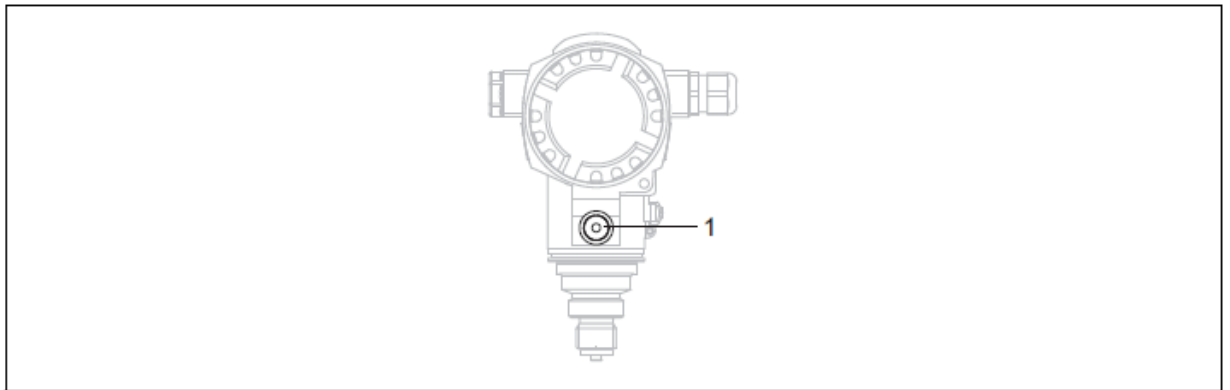
6 Tensión de alimentación mínima = 10,5 V CC, puente de conexión insertado conforme a la ilustración.

7 Tensión de alimentación mínima = 11,5 V CC, puente de conexión insertado en posición de "Test".

8 Los instrumentos dotados con protección contra sobretensiones presentan aquí la marca OVP («overvoltage protection»)

Mantenimiento

Mantenga el compensador de presión y el filtro de GORE-TEX® (1) libres de contaminantes y agua.



F01-PMC71-zxx-17-zx-zx-zx-001

Limpieza externa

Cuando vaya a limpiar el instrumento tenga, por favor, en cuenta lo siguiente:

- Utilice detergentes que no sean agresivos para la superficie del instrumento ni para los separadores.
- Evite utilizar objetos puntiagudos con los que podría dañar mecánicamente el diafragma separador.
- Observe el grado de protección. Consulte para ello, si fuera necesario, la placa de identificación.

Los datos técnicos generales del transmisor de presión (PMC71-TAC1HBRADAA, PMC71-TAC1H6RADAA/PIT-100/PIT-400) se adjuntan posteriormente en las siguientes tablas:



**PRESSURE TRANSMITTER
VACUUM TYPE - NOT ABSOLUTE**

SPEC SHEET NUMBER

651

REV. NO.	BY	DATE	REASON
1			
2			
3			

PETROCOMERCIAL

Project Number 08-70-120

Supplied by

SYMEX Americas LLC

BY	APPR	CREATED
BB	MV	12/1/2008

**EI Beaterio Terminal
Quito, Ecuador
DRYVac™ Vapor Recovery Unit**

GENERAL

- 1 Type: Electronic Pneumatic Other
 2 Form: Blind Indicating Other
 3 Service: Gauge Absolute Differential
 Flow Other
 4 Mounting: Flush Surface Yoke

THESE MOUNT ON LINE 220 AND 320
BETWEEN V200 AND V300
AND VACUUM PUMP C301
TO CONTROL VACUUM REGENERATION
AND VACUUM PUMP SPEED.

BODY

- 4 Material: 316 SS Other: ALUM ALLOY
 5 Connection: 1/4" NPT 1/2" NPT
 Other
 6 Rating: Max Press: 120 PSIG Max Temp: 175 F

ELECTRICAL

- 7 Rating: UL CSA FM
 Other
 8 Area: Class 1 Div 1 Gr B/C/D
 9 Enclosure: NEMA 4X
 10 Voltage: 24 VDC Amps 41.95 mA
 Power Consumption: 1 WATT

FLUID DATA	11	Tag No.	PIT-220, PIT320	
	12	Service	COMPRESSOR VACUUM PIPING	
	13	Line No.	4"-150+HCV-CS LINES 220/320	
	14	Quantity	2	
	15	Fluid	HYDROCARBON	
	16	Fluid State	VAPOR UNDER VACUUM	
	17	Max Pressure	ATM	
	18	Max Temperature	100 F	
	19	Ambient Temperature Range	-40 F 140 F	
	20			
CALIBRATION	22	Units	"Hg	
	23	Measurement Range	0 TO -30" Hg	
	24	Span Range	0 TO -30" Hg	
	25	Output Signal	4 mA 20 mA	
	26	Lower Calibration	0 @ 4 mA	
	27	Upper Calibration	30 @ 20 mA	
	28		HART/SELF-CONTAINED	
	29			
	30			
	MEASURING ELEMENT	31	Bourdon Material	
32		Diaphragm Material	HASTELLOY C-276 OTHER WETTED 316L SS	
33				
34				
ACCESSORIES	35	Filtrer Regulator		
	36	Air Supply Gauge		
	37	Output Gauge		
	38	Diaph Seal		
	39	Connection		
	41	Capillary Length / Material		
	42	Mounting Bracket	YES	
	43			
44	Manufacturer	ENDRESS-HAUSER		
45	Model No.	PMC71-TAC1HBRADAA		
46	TESCO PART NO.	TRA.0000.8000		



NOTES:



**PRESSURE TRANSMITTER
PRESSURE TRANSMITTING TYPE**

SPEC SHEET NUMBER

652

REV. NO.	BY	DATE	REASON
1			
2			
3			

PETROCOMERCIAL

Project Number 08-70-120

Supplied by

SYMEX Americas LLC

BY APPR CREATED

BB MV 12/1/2008

**El Beaterio Terminal
Quito, Ecuador
DRYVac™ Vapor Recovery Unit**

GENERAL

- 1 Type: Electronic Pneumatic Other
 2 Form: Blind Indicating Other
 3 Service: Gauge Absolute Differential
 Flow Other
 4 Mounting: Flush Surface Yoke

MOUNT AT EYE LEVEL ON LINE 400 JUST ABOVE RO 400

BODY

- 5 Material 316 SS Other ALUM ALLOY
 6 Connection 1/4" NPT 1/2" NPT
 7 Other
 8 Rating Max Press 120 PSIG Max Temp 175 F

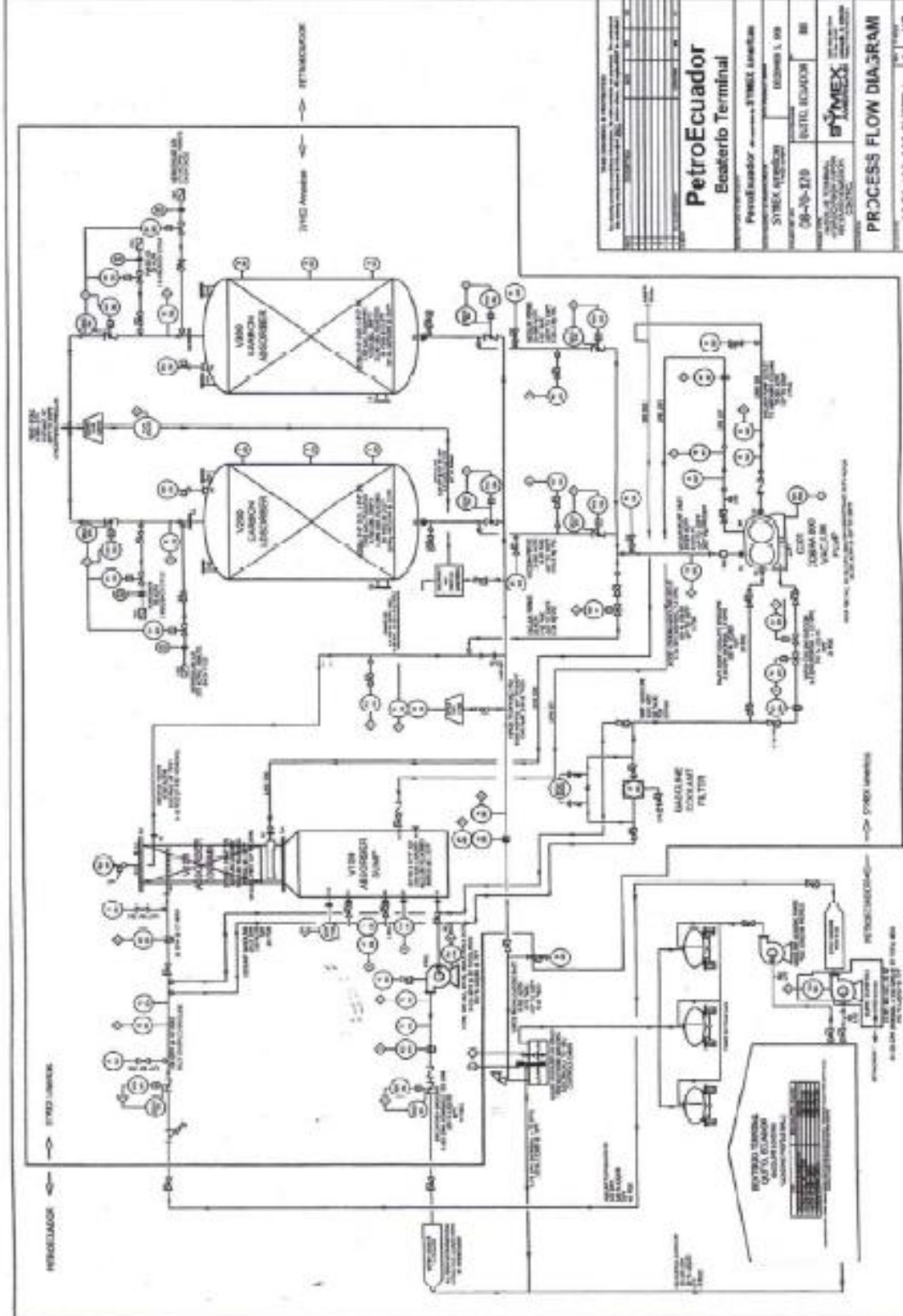
ELECTRICAL

- 9 Rating UL CSA FM
 10 Other
 11 Area Class 1 Div 1 Gr B/C/D
 12 Enclosure NEMA 4X
 13 Voltage 24 VDC Amps 41.96 mA
 14 Power Consumption 1 WATT

	Tag No.	PIT-100	PIT-400	
FLUID DATA	16 Service	V300 RECYCLE VAPOR	V300 RECYCLE VAPOR	
	17 Line No.	2"-150-HCV-C8 LINE 400	2"-150-HCV-C8 LINE 400	
	18 Quantity	1	1	
	19 Fluid	HYDROCARBON	HYDROCARBON	
	20 Fluid State	VAPOR	VAPOR	
	21 Max Pressure	30" WATER COLUMN	15 PSIG	
	22 Normal Operating Pressure	0-18" WATER COLUMN	0-5 PSIG	
	23 Max Temperature	100 F	100 F	
24 Ambient Temperature Range	30 F 105 F	30 F 105 F		
25				
CALIBRATION	26 Units	INCHES WATER COLUMN	PSIG	
	27 Measurement Range	0 30	0 10	
	28 Span Range	0 30	0 10	
	29 Output Signal	4 mA 20 mA	4 mA 20 mA	
	30 Lower Calibration	0" @ 4 mA	0 @ 4 mA	
	31 Upper Calibration	30" @ 20 mA	10 @ 20 mA	
	32 Communication Method	HART/SELF-CONTAINED	HART/SELF-CONTAINED	
	33 Control Target Point	0-6 INCHES WATER COLUMN	5 PSIG	
34				
MEASURING ELEMENT	35 Bourdon Material			
	36 Diaphragm Material	HASTELLOY C-276	HASTELLOY C-276	
	37			
	38			
ACCESSORIES	39			
	40 Filter Regulator	N/A	N/A	
	41 Air Supply Gauge	N/A	N/A	
	42 Output Gauge	N/A	N/A	
	43 Diaph Seal	N/A	N/A	
	44 Connection	N/A	N/A	
45 Capillary Length / Material	N/A	N/A		
46				
47				
48 Manufacturer	ENDRESS-HAUSER	ENDRESS-HAUSER		
49 Model No.	PMC71-TAC1HSRADAA	PMC71-TAC1HSRADAA		
50 TESCO PART NO.	TRA.0000.8001	TRA.0000.8001		



NOTES:



PetroEcuador Beaterto Terminal	
SYMBEX 09-25-279	SYMBEX 03/28/91 1.00
09-25-279	03/28/91 1.00
SYMBEX SYMBEX SYMBEX SYMBEX	
PROCESS FLOW DIAGRAM	
09-70-120-20X SHEET 1	0 NC

PROJECT NO.	
CLIENT	
DATE	
DRAWN BY	
CHECKED BY	
PROJECT NO.	
CLIENT	
DATE	
DRAWN BY	
CHECKED BY	
PROJECT NO.	
CLIENT	
DATE	
DRAWN BY	
CHECKED BY	
PROJECT NO.	
CLIENT	
DATE	
DRAWN BY	
CHECKED BY	

PetroEcuador
Bastaria Terminal

PREPARED BY: STREIB, J. Antonio

DIVID: ASESORIA

NO. 7-7-13

QUIRO, GUSTAVO

100

INSTRUMENTATION

PLANT ACQUISITION

ORA MING

08-10-12-003 SHEET 1

NO

