

**PROTOCOLO PARA LOS INSTRUMENTOS ELECTROMECHANICOS INSTALADOS EN
PLANTA DE COMPRESION Y TRATAMIENTO DE GAS NATURAL ESTACION SANTA
RITA, PATIN SALDAÑAS Y LOS POZOS DON PEDRO Y MONSERRATE EN ORTEGA
(TOLIMA)**



ABDEL KARIN FERNANDEZ CORTES

UNIVERSIDAD DEL CAUCA

FACULTAD DE CIENCIAS NATURALES EXACTAS Y DE LA EDUCACION

INGENIERÍA FÍSICA

POPAYÁN

2009

**PROTOCOLO PARA LOS INSTRUMENTOS ELECTROMECHANICOS INSTALADOS EN
PLANTA DE COMPRESION Y TRATAMIENTO DE GAS NATURAL ESTACION SANTA
RITA, PATIN SALDAÑAS Y LOS POZOS DON PEDRO Y MONSERRATE EN ORTEGA
(TOLIMA)**

ABDEL KARIN FERNANDEZ CORTES

**Trabajo de grado presentado como requisito
Parcial para optar al título de Ingeniero Físico**

DIRECTOR

Ing. E. JUAN FERNANDO FLOREZ

**UNIVERSIDAD DEL CAUCA
FACULTAD DE CIENCIAS NATURALES EXACTAS Y DE LA EDUCACION
INGENIERÍA FÍSICA
POPAYÁN
2009**

A mi preciosa familia

A mis padres y hermanos...

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus agradecimientos a:

A Dios por la vida y por el camino que me abrió para seguir cosechando triunfos y haciendo lo que me gusta.

A mis padres y hermanos que me apoyaron durante este largo proceso brindándome sobretodo ese gran cariño que motiva a seguir adelante por ellos.

Al Ingeniero Juan Fernando Flórez por su dedicación durante el proceso y sobretodo las enseñanzas que me deja para formarme como un profesional correcto y disciplinado.

Al cuerpo de profesores del programa de ingeniería Física que me ayudaron a encontrar mi perfil como profesional, sobretodo a los profesores Luis Fernando Echeverri, Jorge Washington Coronel y el ingeniero Germán Bacca que más que instructores son amigos del estudiante, mis mas sinceros agradecimientos.

A los Ingenieros Wilson Valdivieso, Gustavo Díaz y los instrumentistas magister Carlos Jaimes, Roberto Gari y Heider López, por darme la oportunidad de aprender aun más en campo todo lo que se ve en los libros.

A mis grandes amigos y compañeros de ingeniería Física les agradezco su amistad sincera.

RESUMEN

Con la reactivación en nuestro país de las exploraciones de petróleo y gas natural, el campo de la industria petroquímica ha comenzado de nuevo a tomar fuerzas, generando empleo en las regiones donde se encuentra este tipo de materia prima. Lo anterior ha motivado la implantación de tecnología de punta, para lo cual se necesita personal calificado que sea capaz de poner a punto los instrumentos de medición y control de cada una de las etapas del proceso, que van desde la extracción del producto en los pozos hasta la entrega del producto tratado y listo para el consumo, teniendo en cuenta estrictos estándares de calidad exigidos para la venta al usuario final.

CONERSOL LTDA. Es una empresa que esta interesada en seguir expandiendo sus servicios como constructora de sistemas industriales, de energía eléctrica solar y obras electromecánicas en el campo petroquímico, mostrando cada día un alto grado de eficiencia calidad y responsabilidad. Por tal motivo CONERSOL ha decidido vincular, a la ejecución del 60% de las obras electromecánicas para el montaje de las facilidades de compresión y tratamiento en la estación Santa Rita, Patín Saldañas y los pozos de gas natural Don Pedro y Monserrate, en calidad de pasantía los servicios de un estudiante de Ingeniería Física con afinidad en la parte de instrumentación y control. Se requiere tener conocimiento de los protocolos de instalación en los instrumentos industriales tales como sensores, transmisores, indicadores, analizadores y actuadores del proceso, hacer ingeniería en el análisis de operación, adecuado manejo, calibración, implementación y pruebas de lazo de los diferentes tipos de control, con el fin de que estos instrumentos cumplan con su razón operacional y tiempo de vida, para que el producto tratado cumpla con los estándares de calidad exigidos por la empresa que contrata los servicios, en este caso HOCOL S.A.

Para cumplir con los objetivos de la ingeniería de instrumentación requerida se debe apegar a los siguientes lineamientos: típicos de montaje, P&DI's (piping and instrumentation diagrams) y la ingeniería de detalle en donde también hace parte las recomendaciones del constructor del instrumento, además de los

requerimientos de calibración y rango de trabajo sustentado en los diferentes lazos de control que hay en todo el proceso.

El trabajo a desarrollar será vigilado por el supervisor encargado de CONERSOL LTDA., instrumentista Magister CARLOS A. JAIMES y a su vez los encargados de que la empresa contratista siga los lineamientos exigidos por HOCOL S.A. será HNA. Ingeniería LTDA., entidad que estará a cargo de la interventoría de la obra.

CONTENIDO

	Pág.
RESUMEN	
INTRODUCCION	1
CAPÍTULO 1. DESCRIPCION GENERAL DEL PROCESO	2
1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO	2
1.1.1 Extracción del gas desde los pozos Don Pedro y Monserrate	4
1.1.2 Filtrado de material grueso y condensado por precipitación (Colector de húmedos)	6
1.1.3 Compresión del gas	6
1.1.4 Extracción del CO ₂	6
1.1.5 Deshidratación del gas	7
1.1.6 Análisis de los estándares de calidad	9
1.1.6.1 Cromatografía de gases	9
1.1.6.2 Analizador de humedad	11
1.2 DESCRIPCION FISICA DE LOS POZOS, LA PLANTA DE TRATAMIENTO SANTA RITA Y EL PATIN DE SALDAÑAS	13
1.2.1 Descripción del sistema de los cabezales de los pozos de gas	13
1.2.2 Paso de raspadores (paso de marrano)	15
1.2.3 Manifold de recibo	17
1.2.4 Colectores húmedos o scrubbers	18
1.2.5 Compresores	20

1.2.6	Extracción de CO ₂	22
1.2.6.1	Planta de aminas	23
1.2.7	Planta deshidratadora	24
1.2.7.1	Planta de glicol	24

CAPITULO 2. VERIFICACION, CALIBRACION E INSTALACION DE

LOS INSTRUMENTOS

		26
2.1	DESCRIPCION	26
2.1.1	Descripción del esquema de desarrollo para el protocolo	29
2.2	VERIFICACION DE LOS INSTRUMENTOS	31
2.2.1	Banco de pruebas	32
2.2.2	Verificación en los indicadores de presión P.I	33
2.2.3	Verificación en los indicadores de temperatura T.I	35
2.2.4	Verificación de los indicadores de nivel de vidrio L.G	37
2.2.5	Verificación de los switches indicadores alarma (XI, LSL, LSH, LSHH, PSH PSL)	39
2.2.6	Verificación de los actuadores (PSV, PCV, FCV, LCV, ESDV)	42
2.2.6.1	Verificación de los actuadores (PSV)	42
2.2.6.2	Verificación de los actuadores (PCV y FCV) válvulas controladoras De Presión y Flujo	44

2.2.6.3 Verificación de los actuadores (LCV Y LVDT) válvulas de control de Nivel y válvulas de emergencia tipo Shut Down	47
2.3 VERIFICACIÓN Y CALIBRACIÓN DE LOS TRANSMISORES	50
2.3.1 Verificación y calibración de los transmisores de presión absoluta	50
2.3.2 Verificación y calibración de los transmisores de temperatura	54
2.3.3 Verificación y calibración de los transmisores de presión diferencial para medir Caudal	57
2.3.4 Verificación y calibración de los transmisores de flujo másico tipo colorís	58
2.3.5 Verificación y calibración de los medidores de flujo volumétrico por método Ultrasónico	59
2.4 ADECUACIÓN DE LAS FACILIDADES DE TRABAJO PARA LOS INSTRUMENTOS Y MONTAJE	60
2.4.1 Requerimientos y las facilidades de montaje en instrumentos de presión	61
2.4.2 Requerimientos y las facilidades de montaje en instrumentos de temperatura	65
2.4.3 Requerimientos y las facilidades de montaje en instrumentos de nivel	67
2.4.4 Requerimientos y las facilidades de montaje en instrumentos de flujo	68
CAPITULO 3. PRUEBAS DE CAMPO (PRECOMMISSIONING)	72
3.1 DESCRIPCION	72
3.2 VERIFICACIÓN DE CONTINUIDAD ELÉCTRICA DE LOS INSTRUMENTOS	73

3.3	VERIFICACIÓN DE LOS LAZOS DE CONTROL	74
3.3.1	Verificación de los transmisores de presión	74
3.3.2	Verificación de los transmisores de temperatura	75
3.3.3	Verificación de las válvulas reguladoras neumáticas	77
3.3.4	Verificación del sistema de aire a instrumentos	77

CAPITULO 4. ANALISIS DEL PROTOCOLO PROPUESTO PARA EL MONTAJE DE LOS INSTRUMENTOS ELECTROMECHANICOS EN LA PLANTA DE TRATAMIENTO SANTA RITA LOS POZOS DON PEDRO Y MONSERRATE Y EL PATIN DE ENTREGA SALDAÑAS. 79

4.1	ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS REQUERIMIENTOS PARA LA INSTALACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS	82
4.2	ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS REQUERIMIENTOS DE LAS FACILIDADES DE INSTALACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS	82

CAPITULO 5. ANALISIS DE CROMATOGRAFIA DE GASES Y ANALIZADOR DE HUMEDAD 84

5.1	DESCRIPCIÓN	84
5.2	ANALIZADOR DE CROMATOGRAFÍA DE GASES	84
5.2.1	Descripción del funcionamiento del cromatógrafo PLGC II	84
5.2.2	Instalación física del cromatógrafo de gases	86
5.3	ANALIZADOR DE HUMEDAD	89

CONCLUSIONES	91
RECOMENDACIONES PARA FUTUROS TRABAJOS	91
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	93
GLOSARIO	95

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. características del gas pozo de Don Pedro	4
Tabla 2: características del gas pozo de Monserrate	5

LISTA DE IMÁGENES

Imagen 1: Cabezal del pozo de gas Don Pedro, (Ortega Tolima)	14
Imagen 2: Sistema trampa de marrano del pozo Monserrate (Ortega Tolima)	17
Imagen 3: Pulsador que indica el paso de raspador	17
Imagen 4: Sistema de Manifolds de recibo	18
Imagen5: Zona de manifolds de recibo y scrubbers estación Santa	20
Imagen 6: Parte lateral de uno de los compresores, Planta Santa Rita	21
Imagen 7: Exterior de la turbina del compresor de baja Planta Santa Rita	21
Imagen 8. Montaje del indicador de nivel en uno de los colectores de húmedos	39
Imagen 9: switches indicadores de alarma de nivel, ubicados en los Scrubbers	40
Imagen 10: Switches indicadores de alarma para presión en los scrubbers	42
Imagen 11: Válvula de emergencia ESDV instala en el pozo Don Pedro	49
Imagen 12: Montaje de calibración para los transmisores de temperatura	55
Imagen 13: Medidor de flujo ultrasónico instalado en el pozo Don Pedro	60

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Diagrama del proceso de extracción, tratamiento y entrega del gas natural	3
Figura 2: Modelo básico del contra flujo para arrancar CO ₂ en el gas natural por medio De aminas en una torre de absorción	7
Figura 3: modelo básico de absorción por burbujeo para deshidratar el gas natural con glicol en una torre de absorción	8
Figura 4: modelo básico de cromatografía de gases utilizado para una toma muestras continuo en una línea de proceso de gas natural	10
Figura 5: Principio óptico del sensor de humedad por método de difracción	12
Figura 6: montaje del analizador de humedad para una toma muestras continuo en una línea de proceso de gas natural	13
Figura 7: Diagrama de las líneas de flujo y lazos de control Pozo Monserrate (Ortega Tolima), P&DI's HOCOL S.A.	15
Figura 8: Mecanismo del paso de raspadores trampa de marrano, (sistema de envío)	16
Figura 9: Diagrama típico de un Scrubber de tres fases	19
Figura 10: esquema básico del tratamiento de extracción de dióxido de carbono y planta de tratamiento de aminas	23
Figura 11: Esquema básico del tratamiento de deshidratación del gas y planta de tratamiento de glicol	25

Figura 12: Diagrama clasificatorio de las etapas de verificación, calibración, adecuación Y montaje	28
Figura 13: esquema de verificación utilizado en los indicadores de Presión PI	33
Figura 14: árbol de verificación para los indicadores de presión PI	35
Figura 15: Diseño de los indicadores de temperatura bimetalico	36
Figura 16: esquema de verificación utilizado en los indicadores de Temperatura TI	37
Figura 17: árbol de verificación para los indicadores de temperatura TI	37
Figura 18. Mecanismo de medida del nivel por desplazamiento	38
Figura 19: Sistema lógico de los switches de presión	41
Figura 20: Esquema mecánico de una válvula de alivio de presión (PSV)	43
Figura 21: esquema de verificación utilizado en las válvulas de alivio de presión (PSV)	44
Figura 22: esquema de comparación de las señales	45
Figura 23: Posicionador digital y accionador neumático diafragma	46
Figura 24: esquema de verificación utilizando un Hand terminal en las válvulas controladoras de caudal y presión (PCV y FCV)	46
Figura 25: Diagrama de verificación para una válvula de aire para abrir comandada por el protocolo de comunicación HART	47
Figura 26: Sistema de apertura y cierre manual de la válvula ESDV para calibración de los indicadores de principio y fin de carrera	49
Figura 27: Típico montaje de calibración para un transmisor de presión por medio del protocolo de comunicación HART	52
Figura 28: Árbol de calibración para un transmisor de presión por medio del protocolo de comunicación HART	53
Figura 29: Árbol de calibración para un transmisor de temperatura por medio del protocolo de comunicación HART	56
Figura 30: Interfaz para la calibración del transmisor de flujo tipo colioris KROHNE	59
Figura 31: Típico del montaje para los transmisores de presión	63

Figura 32: Típico del montaje para los indicadores de presión	64
Figura 33: Típico del montaje para las válvulas de alivio de presión	65
Figura 34: Típico del montaje para los termo pozos	66
Figura 35: Típico del montaje para los transmisores e indicadores de temperatura	67
Figura 36: Recomendación para el ajuste de bridas en los instrumentos de nivel	68
Figura 37: Recomendación para la dirección del haz ultrasónico	69
Figura 38: Diagrama típico para un lazo de control de flujo utilizando un medidor de flujo ultrasónico	70
Figura 39: Típico montaje de un medidor de flujo másico tipo colioris	71
Figura 40: Diagrama de colores del conexionados eléctricos diferentes lazos de control	73
Figura 41: Sistema de verificación de lazo para un transmisor de presión	75
Figura 42: Sistema de verificación de lazo para un transmisor de temperatura	76
Figura 43: Diagrama del conducto regular para toma de decisiones en casos irregulares	81
Figura 44: Diagrama de funcionamiento del cromatógrafo PLGC II	86
Figura 45: Tarjeta madre del cromatógrafo PLGC II	87
Figura 46: pantalla de análisis del cromatógrafo PLGC II	88
Figura 47: Diagrama de conexionado del cromatógrafo PLGC II	88
Figura 48: Árbol de programación del analizador de humedad	90
Figura 49: interfaz de programación para el analizador de humedad	90

INTRODUCCION

Hoy en día, ante la complejidad creciente de los procesos industriales y el aumento en la producción de estos, resulta necesario desde el punto de vista financiero lograr una producción óptima; que sea capaz de reducir sus costos y de proporcionar una excelente calidad en sus productos. Lo anterior solo puede lograrse con un adecuado control industrial.

Para poder desarrollar un óptimo proceso se debe mantener un esquema organizado en forma de protocolo, basado en la normatividad que rigen en los esquemas de control, que parten desde el análisis y toma de las señales hasta los sistemas supervisorios del proceso.

Este trabajo de grado en calidad de monografía se basa en realizar un esquema de desarrollo a la línea de instrumentación industrial, utilizando, en buen uso, la normatividad que rige esta rama del control de procesos, los requerimientos para la verificación, calibración e instalación de los equipos, alcances de la obra y las recomendaciones de los fabricantes.

Este protocolo se desarrollo por la necesidad de optimizar el trabajo de campo de la instrumentación, evitando contratiempos en cualquier etapa del proceso.

La instrumentación industrial no es una rama engorrosa pero es necesario que sea muy planificada y ordenada, en muchos casos se observa que a esta línea del proceso no se le presta la atención suficiente, desarrollando esquemas de trabajo desordenados que luego se plasman, en consecuencia, con costos extras de reparación y futuras paradas de planta.

Aunque este protocolo se elaboró para el proceso de extracción, compresión, y tratamiento de gas natural, se puede adecuar para cualquier proceso de levantada y arrancada de planta en la industria.

CAPÍTULO 1. DESCRIPCION GENERAL DEL PROCESO

El desarrollo del proyecto para el tratamiento, compresión y conducción del gas natural que viene de los pozos Don Pedro y Monserrate, se realizó en la jurisdicción de los municipios de Ortega, San Luis y Saldañas en el departamento del Tolima.

En el tratamiento del gas natural se desarrollan un conjunto de operaciones para dejar el fluido en condiciones de venta al país y además de la utilización de éste para la alimentación de algunas maquinarias en la planta de proceso.

Para la ilustración precisa del proyecto se dividirá la parte de descripción en dos secciones, la sección productiva del proceso y la parte física de la planta que describe el funcionamiento mecánico de la misma.

1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

El sistema de tratamiento del gas natural para los pozos mencionados tiene seis (6) etapas generales, enunciadas según el orden de paso de la línea de proceso

- **Extracción del gas desde los cabezales**
- **Filtrado de materiales gruesos y condensados (colectores de húmedos)**
- **Compresión**
- **Extracción del CO₂**
- **Deshidratación**
- **Análisis:**
 - Cromatografía de gases*
 - Higrometría (Humedad)*

A continuación se explicará pictóricamente en este documento el diagrama de tratamiento de gas natural desde su extracción hasta la entrega de la línea donde ya se puede determinar su modo de venta al público.

DIAGRAMA DEL PROCESO DE TRATAMIENTO DEL GAS NATURAL

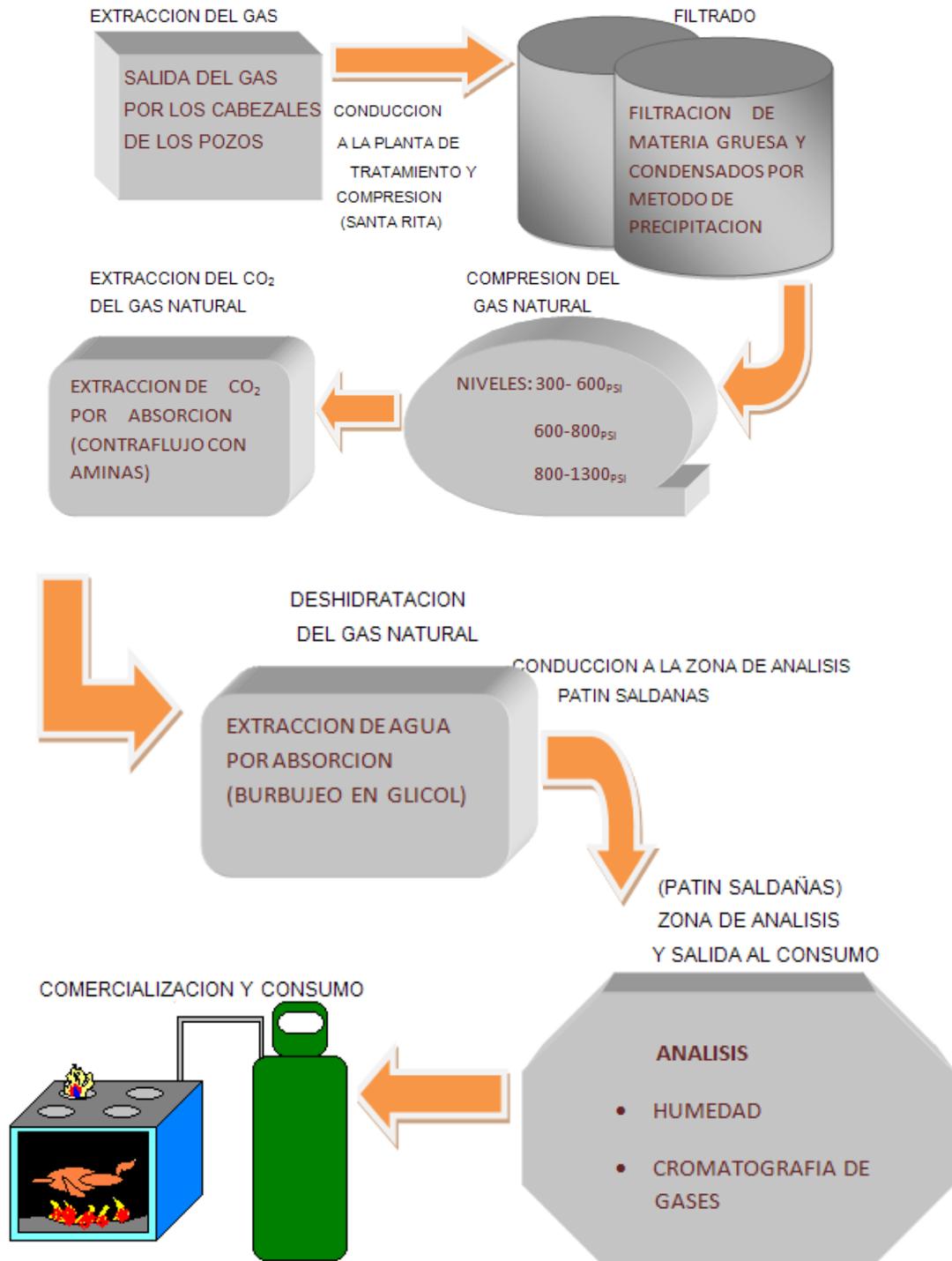


Figura 1: Diagrama del proceso de extracción, tratamiento y entrega del gas natural extraído de los pozos Don Pedro y monserrate (Ortega Tolima)

1.1.1 Extracción del gas desde los pozos Don Pedro y Monserrate

Ubicación:

El pozo de don Pedro se encuentra ubicado en el predio Venusa, de la vereda chiquinima, en el municipio de Ortega Tolima, aproximadamente a unos 15 km. De recorrido desde la planta de tratamiento de Santa Rita.

El pozo de Monserrate se encuentra en la vereda que lleva el mismo nombre aproximadamente a unos 6 Km. de recorrido desde la planta de santa Rita, estos pozos en la etapa exploratoria arrojaron los siguientes características químicas [1].

COMPONENTES	POZO DON PEDRO			
	Mol %	GMP	MW	Liq Dens. (gm/cc)
Sulfuro de hidrogeno	0.00	0.00	0.00	0.00
Dióxido de Carbono	2.43	0.00	44.010	0.8172
Nitrógeno	0.85	0.00	28.013	0.8086
Metano	96.44	0.00	16.043	0.2997
Etano	0.26	0.069	30.070	0.3558
Propano	0.02	0.005	44.079	0.5065
Iso-Butano	0.00	0.00	0.00	0.00
n-butano	0.00	0.00	0.00	0.00
Iso-pentano	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL	100.00	0.074	162.215	2.7878

Tabla 1: características del gas pozo de Don Pedro

Fuente: Asesoría para trámites y permisos ambientales resolución (0095) del 18 de enero del 2008
Ministerio de ambiente vivienda y desarrollo territorial
“modificación de la Resolución No.1682 del 18 de Septiembre de 2007”

COMPONENTES	POZO MONSERRATE			
	Mol %	GMP	MW	Liq Dens. (gm/cc)
Sulfuro de hidrogeno	0.00	0.000	0.00	0.00
Dióxido de Carbono	1.24	0.000	44.010	0.8172
Nitrógeno	0.81	0.000	28.013	0.8086
Metano	97.84	0.000	16.043	0.2997
Etano	0.09	0.024	30.070	0.3558
Propano	0.01	0.003	44.079	0.5065
Iso-Butano	0.01	0.003	58.123	0.5623
n-butano	0.00	0.000	0.00	0.00
Iso-pentano	0.00	0.000	0.00	0.00
TOTAL	100.00	0.030	220.338	3.3501

Tabla 2: características del gas pozo de Monserrate

Fuente: Asesoría para trámites y permisos ambientales resolución (0095) del 18 de enero del 2008
Ministerio de ambiente vivienda y desarrollo territorial
“modificación de la Resolución No.1682 del 18 de Septiembre de 2007”

La presión máxima con la que sale el gas a los cabezales de cada pozo es de aproximadamente 1200 psi. Con una temperatura de 60 °C / 140°F.

Según los cálculos realizados durante la etapa exploratoria por la empresa francesa petrolera Maurel & Prom se arrojó que el hallazgo de los dos pozos entregan una producción en conjunto de gas de 7,5 millones de pies cúbicos por día lo que equivale a 1.350 barriles de petróleo [2].

1.1.2 Filtrado de materiales grueso y condensados por precipitación (Colector de húmedos)

Luego de salir el producto de los pozos, el gas viene con condensados de partículas de petróleo, arena, sedimentación del terreno, algunos metales sobre todo una gran cantidad de agua, lo cual se tiene que filtrar de forma mecánica por el método de precipitación en un colector de húmedos o tanque de almacenamiento. Este método consiste en decantar estos materiales para que por densidad el gas quede en la parte superior del tanque y siga por la línea del proceso que lo llevara a la siguiente etapa del tratamiento.

1.1.3 Compresión del gas

Por el recorrido que tiene el gas desde los cabezales de cada pozo hasta la planta y luego del paso por los colectores de húmedo, el gas pierde considerablemente la presión con la que salió de los pozos, además para poder hacer un adecuado tratamiento del filtrado en los colectores de húmedos, una vez el gas entra a la planta, tiene que llegar a un complejo de tuberías llamada trampa de recibo que se encarga de acabar de bajar la presión un poco mas. La presión con la que sale de los colectores de húmedos es aproximadamente de 300 psi.

La zona de compresión esta dividida en tres etapas controladas:

Etapas de compresión baja 300 psi. – 600 psi.

Etapas de compresión media 600 psi. – 800 psi.

Etapas de compresión alta 800 psi. – 1300 psi.

Además de las etapas vistas se necesita en planta una etapa de compresión en espera (stand-by) que arranca una vez haya una falla en uno de los compresores.

1.1.4 Extracción del CO₂

El proceso de extracción de CO₂ o adulzamiento del gas tratado se hace por medio de una técnica de absorción química, como se observa en la **figura 2**, que es realizada con

así por sus siglas en ingles. Como se puede observar en la **figura 3** donde se describe la torre de absorción, el gas mojado fluye contracorriente hacia el TEG seco que se encuentra en una especie de piscinas o recamaras glicol dentro de la torre. El TEG seco atrae y retiene el agua cuando ésta entra en el contacto íntimo con la corriente de gas. El contacto es asegurado vía platos "bubble-caps" o empaques estructurado. Luego de los arranques de las partículas de agua, el gas deshidratado fluye para la siguiente etapa del proceso [3].

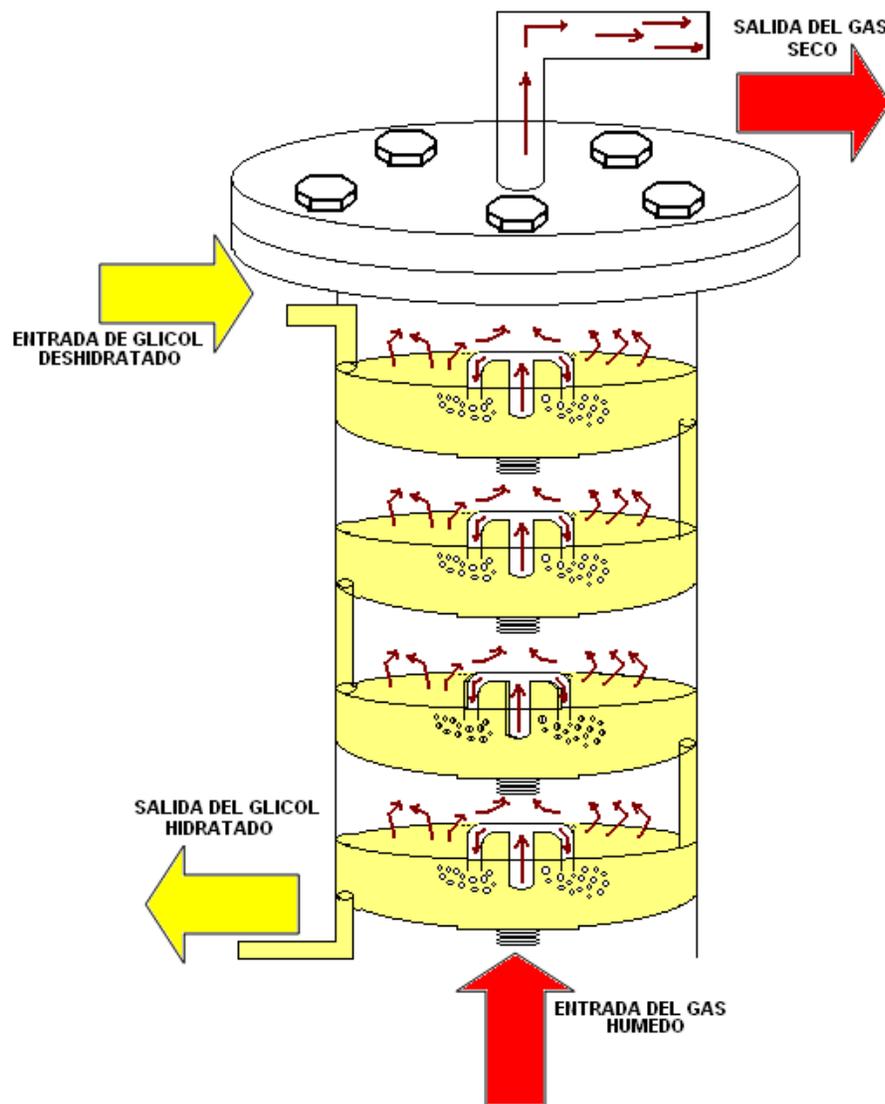


Figura 3: modelo básico de absorción por burbujeo para deshidratar el gas natural con glicol en una torre de absorción.

1.1.6 Análisis de los estándares de calidad

La etapa de análisis determina en cierta forma el grado de eficiencia de las plantas de tratamiento del gas natural. Para el caso del gas natural extraído de los pozos se analizará el porcentaje aceptable de vapor de agua que puede llevar este combustible y los porcentajes de CO₂, teniendo en cuenta los rangos de presión y temperatura en los que oscilará el gas durante todo el proceso. La razón por la cual estos dos parámetros se toman como los parámetros más dominantes es por que los precios del gas natural se basan en el valor calorífico, que se puede determinar por las concentraciones observadas a través de la cromatografía de gases y el análisis de humedad.

1.1.6.1 Cromatografía de gases

La cromatografía de gases es una técnica de análisis en la que la muestra se volatiliza y se inyecta en la cabeza de una columna cromatográfica. La muestra se diluye a través del flujo de una fase móvil de gas inerte llamado también gas de acarreo. A diferencia de los otros tipos de cromatografía, la fase móvil no interacciona con las moléculas del gas a analizar; su única función es la de transportar el gas muestra a través de la columna.

Este análisis cromatográfico es utilizado en el proyecto como método para la determinación de la composición química del gas natural. Los componentes de una muestra representativa se separan físicamente por medio del método de cromatografía de gas y se comparan con los de una mezcla de referencia de composición conocida. La composición del gas natural incluye metano, etano, propano, butanos, hidrocarburos más pesados, nitrógeno, bióxido de carbono y oxígeno. El análisis cromatográfico proporciona datos para el cálculo de las propiedades físicas y químicas, tales como el poder calorífico, la densidad relativa y diagrama de equilibrio líquido-vapor.

Existen dos tipos de cromatografía de gases (GC): la cromatografía gas-sólido (GSC) y la cromatografía gas-líquido (GLC), siendo esta última la que se utiliza más ampliamente, y que se puede llamar simplemente cromatografía de gases (GC). La GLC utiliza como fase estacionaria moléculas de líquido inmovilizadas sobre la superficie de un sólido inerte [3].

El cromatógrafo de gases consta de diversos componentes aunque los componentes básicos son: el gas portador, el gas patrón o gas de calibración, el sistema de inyección de muestra, la columna cromatográfica (que generalmente está dentro de un horno) y el detector [4].

En la **figura 4** se muestra una breve descripción de las partes que componen el sistema de cromatografía de gas en la zona de análisis que está ubicada en el municipio de Saldaña departamento del Tolima

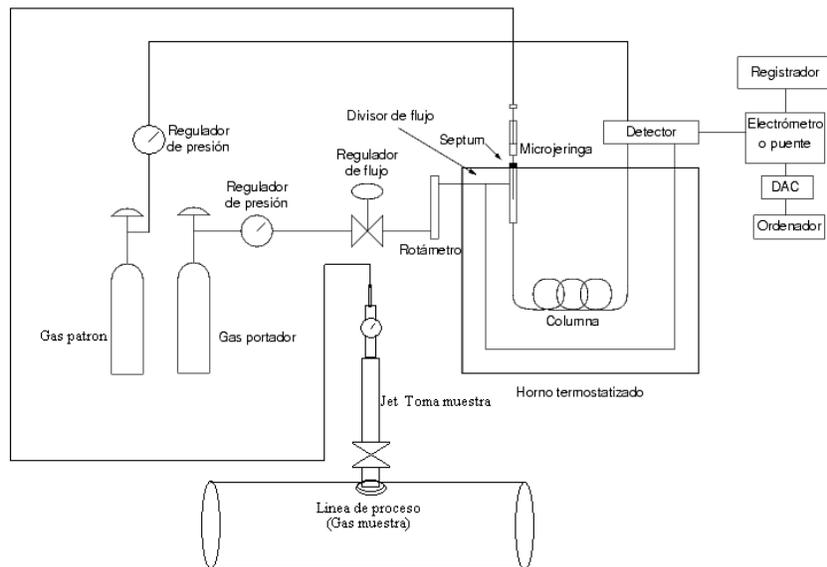


Figura 4: modelo básico de cromatografía de gases utilizado para una toma muestras continuo en una línea de proceso de gas natural [4].

El gas portador cumple básicamente dos propósitos: transportar los componentes de la muestra, y crear una matriz adecuada para el detector. Un gas portador debe reunir ciertas condiciones:

- Debe ser inerte para evitar interacciones (tanto con la muestra como con la fase estacionaria)
- Debe ser capaz de minimizar la difusión gaseosa
- Fácilmente disponible y puro
- Económico
- Adecuado al detector a utilizar

El gas portador debe ser un gas inerte, para prevenir su reacción con el gas a analizar o analito como se conoce también. Generalmente se emplean gases como el helio, argón, nitrógeno, hidrógeno o dióxido de carbono [5]. Para este caso de análisis en gas natural no se puede utilizar como gas transportador el dióxido de carbono (CO₂) por que es la principal razón de análisis del cromatógrafo, por tal motivo el dióxido de carbono en el análisis contaminaría la muestra en un 100% aproximadamente deteriorando en ese mismo porcentaje a la prueba.

El gas de calibración es un gas que tiene una mezcla de hidrocarburos (metano, etano propano, butano, iso-butano, n-butano e iso-pentano entre otros) y es utilizado como una especie de comparador de ventana respecto al gas a analizar.

1.1.6.2 Analizador de humedad

Básicamente consta de un sensor robusto de multicapas ópticas de alta de refracción y de baja refracción, conectado a 2 cables de fibra de vidrio. Debido a un recubrimiento térmico especial de la tecnología del sensor, existe una matriz de placas con poros de aproximadamente 0,3nm, donde se almacenaría moléculas de agua, del mismo diámetro, (punto de rocío). En la **figura 5** se puede observar una idea del principio físico, que hace uso de la matriz con placas porosas generando ésta una desviación del rayo de luz que incide en los sensores [6].

El agua se deposita en la capa, en consecuencia hay cambios en el índice de refracción de los rayos de luz (aire: 1,00 / 1,33 de agua). En la capa hay un cambio de la longitud de onda que es proporcional al porcentaje de humedad que prevalece en el medio a analizar. Este cambio registra la unidad de evaluación asignada al punto de rocío. Además el analizador de humedad tiene un sensor de temperatura (una Pt 100 integrada) y un sensor de presión que compensan la toma de datos para dar aun más precisión en la medida.

Lo que se quiere buscar en un instrumento de análisis por metodología no destructiva es:

- Alta seguridad, que incluye alta precisión, reproducibilidad y baja histéresis
- La estabilidad a largo plazo del sensor.

- Medición directamente en la línea de proceso
- Facilidad de instalación e integración con otros instrumentos externos a la medida

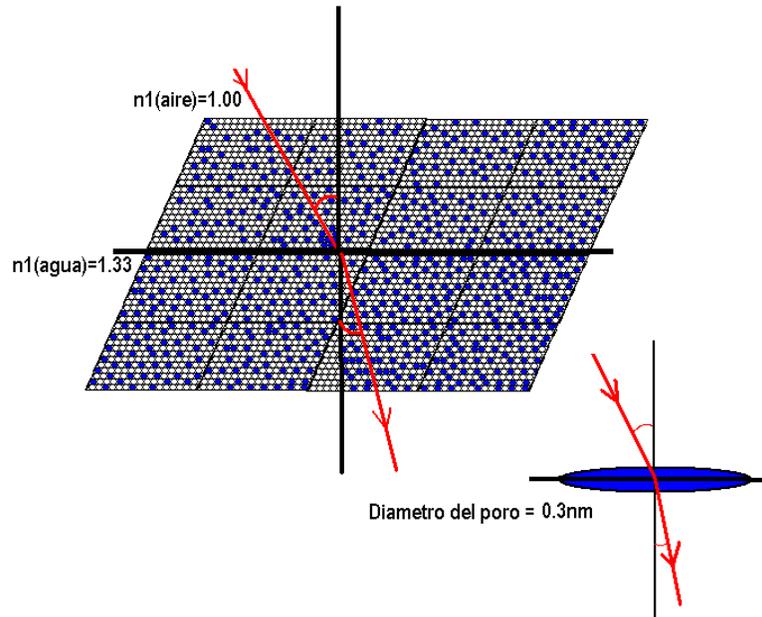


Figura 5: Principio óptico del sensor de humedad por método de difracción.

En la **figura 6** se observa el diagrama del equipo utilizado para el análisis de humedad que tiene con las conexiones básicas de entrada y salida del gas al sistema, los sensores de presión y temperatura y el higrómetro óptico como elemento sensor primario. La línea roja indica la señal eléctrica entregada por el sensor de humedad la línea verde clara indica la señal eléctrica entregada por el sensor de temperatura dependiente por el sensor RTD pt 100 integrado en el sistema, la línea verde oliva es la señal entregada por el transductor de presión

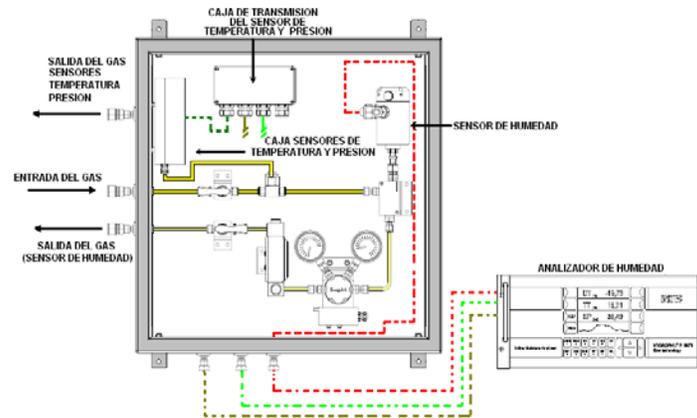


Figura 6: montaje del analizador de humedad para una toma muestras continuo en una línea de proceso de gas natural [6].

1.2 DESCRIPCION FISICA DE LOS POZOS, LA PLANTA DE TRATAMIENTO SANTA RITA Y EL PATIN DE SALDAÑAS

1.2.1 Descripción del sistema de los cabezales de los pozos de gas

Al igual que los pozos petroleros, los pozos de gas tienen una etapa de extracción, producción o explotación que se lleva a cabo dependiendo de las características propias de cada yacimiento. Estas características se clasifican por el tipo de reserva de extracción que haya. Si el pozo solamente tiene gas, se llama pozo de gas no asociado, por el contrario si el pozo tiene un porcentaje de petróleo y otro porcentaje de gas, se llama pozo de gas asociado.

El yacimiento de los pozos tiene energía propia, generada por la presión subterránea y por los elementos que acompañan al gas (por ejemplo petróleo, sedimentación, algunos metales y vapor de agua), estos elementos logran que haya una presión para el gas, que lo hará salir por sí solo.

Para poner un pozo a producir se baja un tipo de cañón taladro que perfora la tubería de revestimiento a la altura de las formaciones donde se encuentra el yacimiento. El gas

fluye por ese orificio hacia la superficie y se extrae mediante una tubería de menor diámetro, conocida como *Tubbing*.

En este caso se instala en la cabeza del pozo un conjunto de válvulas para regular el paso del gas. Este mecanismo es conocido como cabezal de pozo [7]. En la **imagen 1** se puede observar el cabezal del pozo Don Pedro, este consta de una tubería en T de color rojo, que es la salida principal del pozo, se deriva en dos tuberías que van en paralelo: la línea principal(ubicada a la derecha de la imagen) la cual tiene un manómetro en el rango de 0-1300psi y una línea de derivación que normalmente permanece cerrado (By-pass a la izquierda de la imagen), para permitir un posible mantenimiento de la línea principal. Un manómetro ubicado en la cabeza de la tubería principal mide la presión de la salida del gas en el pozo, que conjunto con el manómetro de la línea principal se puede comparar y determinar una posible avería.



Imagen 1: cabezal del pozo de gas Don Pedro, (Ortega Tolima)

Como se puede observar en la **figura 7**, el cabezal del pozo consta de un sistema “by Pass” para intervenciones de reparación, seguido por un sistema de instrumentación o conocido también por una flautilla para toma de medidas, donde se encuentra un transmisor integrador e indicador de flujo (FQIT), un transmisor indicador de presión (PIT) y un transmisor indicador de temperatura (TIT), estas señales que entregan estos transmisores de 4-20mA son enviadas al controlador para que este tome una decisión en la apertura o cierre de la válvula de seguridad de tensión de fuerza electromotriz inducida

(ESV), además del registro de las características físicas con las que esta saliendo el combustible, cerrando así el lazo de control de esta zona.

La figura 7 representa también uno de los diagramas de diseño o P&Di's utilizados para la descripción ingenieril de la tubería o mecánica de fluido del proceso, la parte eléctrica y la instrumentación.

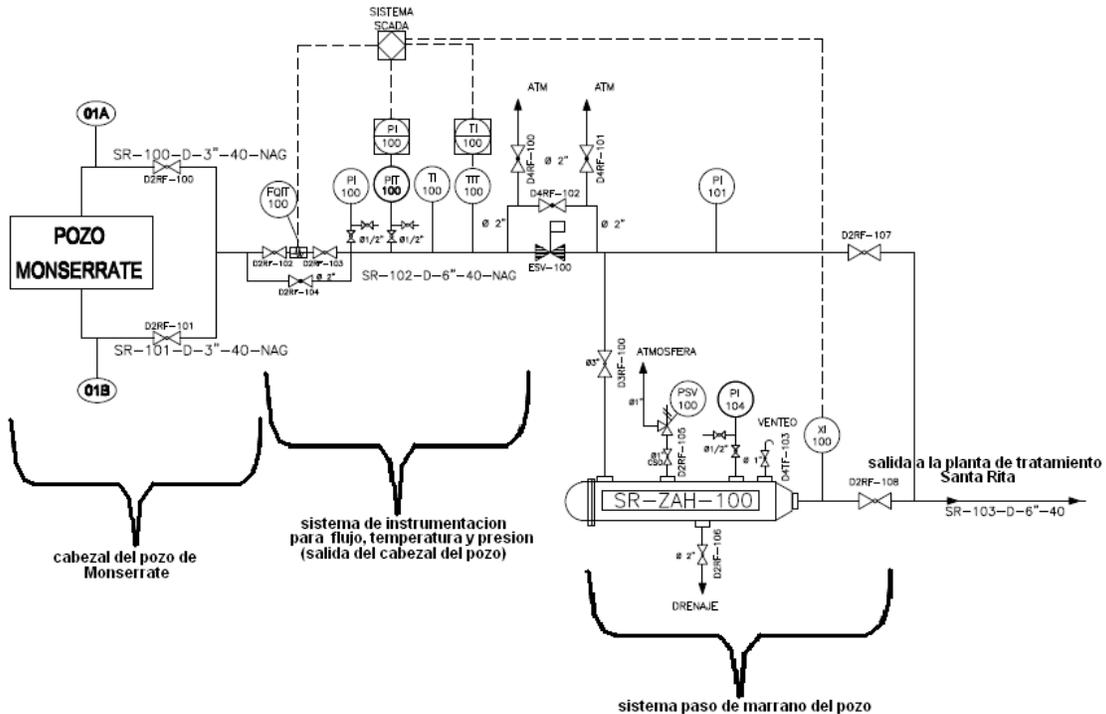


Figura 7: Diagrama de las líneas de flujo y lazos de control Pozo Monserrate (Ortega Tolima), P&Di's HOCOL S.A.

1.2.2 Paso de raspadores (paso de marrano)

Este sistema se encuentra saliendo del sistema integrado del cabezal del pozo y se comunica, por medio de la línea de proceso, con la entrada a la planta de tratamiento de la estación Santa Rita.

El mecanismo del paso de los raspadores o trampa de marrano consta de un conjunto compuesto por una bala liviana de plástico con unas escobillas en su parte posterior o cola. Esta bala es llamada comúnmente en la industria petroquímica como "pig" o

simplemente marrano [7]. Esta bala es impulsada por la propia presión del gas, viaja por la tubería limpiándola de condensados e impurezas hasta llegar a su fin de carrera en la estación. Tanto el inicio de carrera como el fin de carrera de la bala, es activado por unos pulsadores **XI**, llamados así por su nomenclatura en ISA S5.1-84, este es utilizado como indicador, enviando un pulso de 5V en la salida del cabezal del pozo al controlador y a su vez muestra una banderilla roja al operario para indicar su salida, esta misma operación sucede a final de carrera para indicar su llegada a la estación de tratamiento. Luego de este procedimiento de limpieza se saca la bala y se da vía libre al transporte del gas desde los pozos a la planta de tratamiento. En la **figura 8** se puede observar de forma gráfica el mecanismo de alarma para el paso de marrano, posteriormente se puede también, en la **imagen 2**, físicamente observar la trampa de paso de marrano en su parte posterior para el pozo Don Pedro.

Este mismo procedimiento de limpieza se hace en la línea de proceso que comunica la planta de tratamiento con el patín de transferencia y análisis en el municipio de Saldaña Tolima.

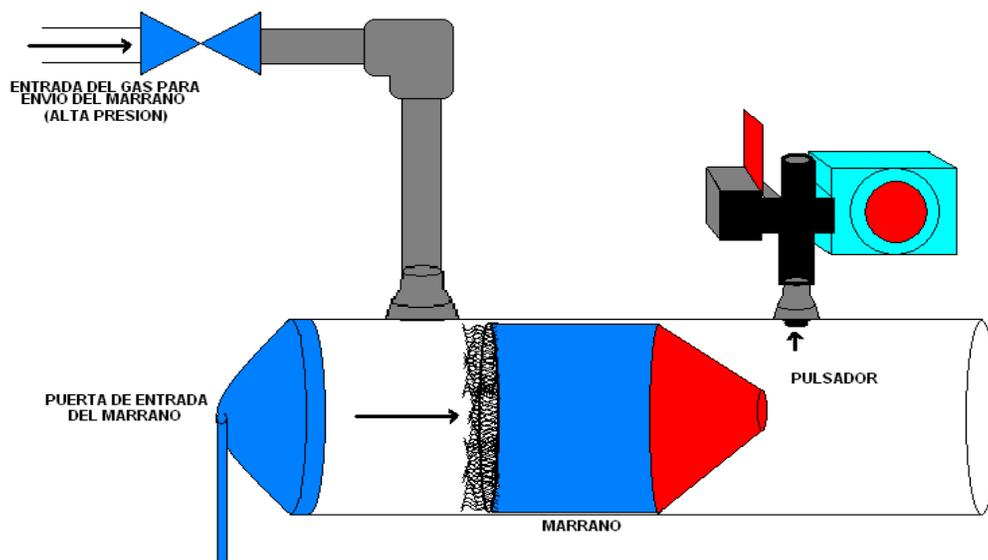


Figura 8: Mecanismo del paso de raspadores trampa de marrano, (sistema de envío)



Imagen 2: Sistema trampa de marrano del pozo Monserrate (Ortega Tolima)



Imagen 3: Pulsador que indica el paso de raspador

1.2.3 Manifold de recibo

El manifold de recibo es un tubo distribuidor simple de múltiple funcionalidad, una de ellas es distribuir o mezclar el abastecimiento proveniente de los pozos, otra funcionalidad es la de disminuir un poco la presión con la que viene el gas, para evitar efectos de

cavitación y burbujeo en las válvulas antes de los colectores de húmedos o “scrubbers”, en planta existen dos manifold de recibo, uno para cada pozo e igual número de colectores de húmedo. En la **imagen 4** se observa la entrada de las líneas que transportan el gas proveniente de cada uno de los pozos y estos llegan a un manifold correspondiente a cada uno de ellos generando el tipo de acción que le indique el controlador a través de válvulas motorizadas.

En los manifolds de recibo se encuentra dos transmisores (TIT) de temperatura y dos transmisores de presión (PIT), respectivamente, que toman la señal física y se la transmiten al controlador para que este ejecute el mando en las válvulas motorizadas controlando así el flujo proveniente de cada pozo.



Imagen 4: Sistema de Manifolds de recibo

1.2.4 Colectores húmedos o scrubbers

El colector de húmedo es el primer sistema de filtración que hay dentro del tratamiento del gas natural. Como se explica en el numeral **1.1.2** de descripción del proceso, el gas trae sedimentación del pozo, tales como: arena, piedras, algunos metales, petróleo, y un gran porcentaje de vapor de agua.

Este método que se usa en los colectores de húmedos se llama método de separación por gravedad.

La separación por gravedad se hace por medio de unos recipientes, llamados en la industria petroquímica como “scrubbers”, que están sellados totalmente y presurizados solamente por el gas y los elementos por separar.

La separación de los elementos se nombra en fases, dependiendo de los materiales que queramos recolectar, en el caso común de los pozos de gas asociado, gas y petróleo, se requiere separadores de tres fases, como se muestra en la **figura 9**, con el fin de aislar el agua, el petróleo y gas, en el caso de los pozos Monserrate y Don Pedro, que son pozos no asociados, se requiere estos separadores solamente con dos fases, una para los condensados que en su mayoría es agua y otra para el gas, que en este caso son llamados colectores de húmedos[7].

En un caso como este, el gas y el condensado a tratar son fases relativamente libres uno del otro dentro del colector de húmedos, gracias a la ayuda que ejerce el control de las fuerzas gravitacionales de separación. La eficiencia de la disociación del gas y el líquido se incrementa simplemente por la reducción de la velocidad en el flujo de salida del gas. El gran tamaño de los tanques debe ser necesario para lograr la disolución. Los separadores de gravedad son rara vez diseñado para eliminar las gotas de menos de 250 micras [7].

Estos separadores de alta presión están diseñados para operar entre 230 y 900 PSI. Los separadores que superan los 900 PSI son llamados tanques lavadores [7].

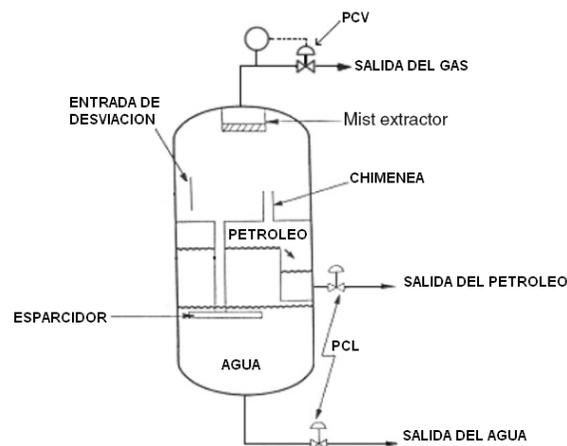


Figura 9: Diagrama típico de un Scrubber de tres fases [7]

En la siguiente imagen se puede observar la interconexión que hay entre el sistema de manifolds de recibo y los colectores conocidos como scrubbers, como se puede observar existe un colector para cada pozo, al igual que igual número de manifolds, sin embargo la planta de tratamiento tiene un alcance para 3 pozos mas, lógicamente se necesita igual numero de colectores y de manifolds.



Imagen5: Zona de manifolds de recibo y scrubbers estación Santa Rita (Ortega Tolima)

1.2.5 Compresores

El sistema de compresión de gas de la planta de tratamiento consta de tres compresores que incrementan la presión de forma gradual, estos compresores son llamados compresores de:

- Baja presión (300-600 PSI.)
- media presión (600-800 PSI.)
- alta presión (800-1300 PSI.)

Como se había mencionado anteriormente el incremento de presión del gas que van desde los 300Psi. Hasta los 1300Psi. Se logra a través de unos compresores de mecanismo centrífugo que tienen una relación de 1400 rpm en su turbina para 500 HP en su potencia máxima, utilizando esta potencia se lograría incrementar la presión de 300 a 1300 PSI en un solo compresor.

En este sistema de compresión el gas entra en una tobera del compresor dirigiéndose hacia el impulsor. Este impulsor consta de una serie de veletas rotando que imparten energía mecánica para el gas. Cuando el gas sale del rotor con un el aumento de la velocidad y el aumento de la presión, entra a un difusor, en el difusor parte de la velocidad se convierte en energía potencial incrementando así la presión [7].



Imagen 6: Parte lateral de uno de los compresores “Compresor de baja” Planta Santa Rita (Ortega Tolima)



Imagen 7: Exterior de la turbina “compresor de baja” Planta Santa Rita (Ortega Tolima).

1.2.6 Extracción de CO₂

El gas natural en la mayoría de los procesos de exploración, se encuentra con grandes cantidades de gases ácidos, como el sulfuro de hidrógeno y el dióxido de carbono. El gas natural que contiene sulfuro de hidrógeno o dióxido de carbono es conocido como gas amargo, y el gas natural libre de sulfuro de hidrógeno o dióxido de carbono se conoce como gas endulzado.

La naturaleza corrosiva de sulfuro de hidrógeno y del dióxido de carbono, que en presencia del agua da una solución ácida acuosa, es necesaria extraerla del gas que va a ser entregado para la venta por tener un alto grado de toxicidad cuando hay combustión. Aunque el sulfuro de hidrógeno y el dióxido de carbono son los elementos más importantes para eliminar no se puede dejar a un lado otros contaminantes como los mercaptanos y el sulfuro de carbonilo que aunque en menor proporción están en el combustible se deben también controlar, para este tratamiento hay varios factores que deben ser considerados, entre los más importantes se tienen los siguientes:

- Los tipos y concentraciones de contaminantes en el gas.
- El grado de eliminación de contaminantes.
- La temperatura, presión, volumen y composición del gas a ser procesado.

El proceso de endulzamiento del gas o extracción del dióxido de carbono por el método de absorción química se hace por medio de soluciones acuosas con alcanos aminas. Este tratamiento es muy similar al tratamiento de deshidratación, sin embargo, dependiendo de la composición y las condiciones del gas a tratar, se puede seleccionar diferentes tipos de aminas para atender a las especificaciones de tratamiento del gas. Este proceso que es conocido como proceso de **Girbotol** consiste en mezclar el gas amargo con una solución acuosa de alcanos-aminas que tiene la propiedad de reaccionar con hidrógeno sulfuro y dióxido de carbono bajo condiciones de frío y la liberación de estos contaminantes a altas temperaturas.

La solución alcano-amina llena una torre de absorción a través de la cual el gas agrio es bañado en contra flujo, el gas ya tratado o endulzado evacua la torre de absorción por la parte de arriba, mientras que la solución acuosa que limpia el gas sale por la parte de abajo para comenzar su ciclo de limpieza y tratamiento.

1.2.6.1 Planta de aminas

Las aminas se clasifican como aminas primarias, secundarias y terciarias dependiendo del grado de sustitución central del nitrógeno orgánico. En esta planta de tratamiento se utiliza aminas primarias por su reacción directa con H_2S , CO_2 , y del sulfuro de carbonilo. Luego de haber salido de la torre de absorción, la solución contaminada por la limpieza del gas, entra a un reactivador que conduce calor para que los gases contaminantes disueltos en la alcano-amina se evaporen y se condensen, por medio de unos cambios de presión, en un tanque de almacenamiento de desechos tóxicos, para darle su adecuado manejo evitando problemas ambientales, teniendo así la restauración de la solución para que nuevamente comience su ciclo en su condición original.

A continuación se puede observar en la **figura 10** el diagrama de proceso que integra la torre de extracción de CO_2 con la planta de aminas mostrando así el ciclo de aminas y el ciclo de eliminación del CO_2 en el gas.

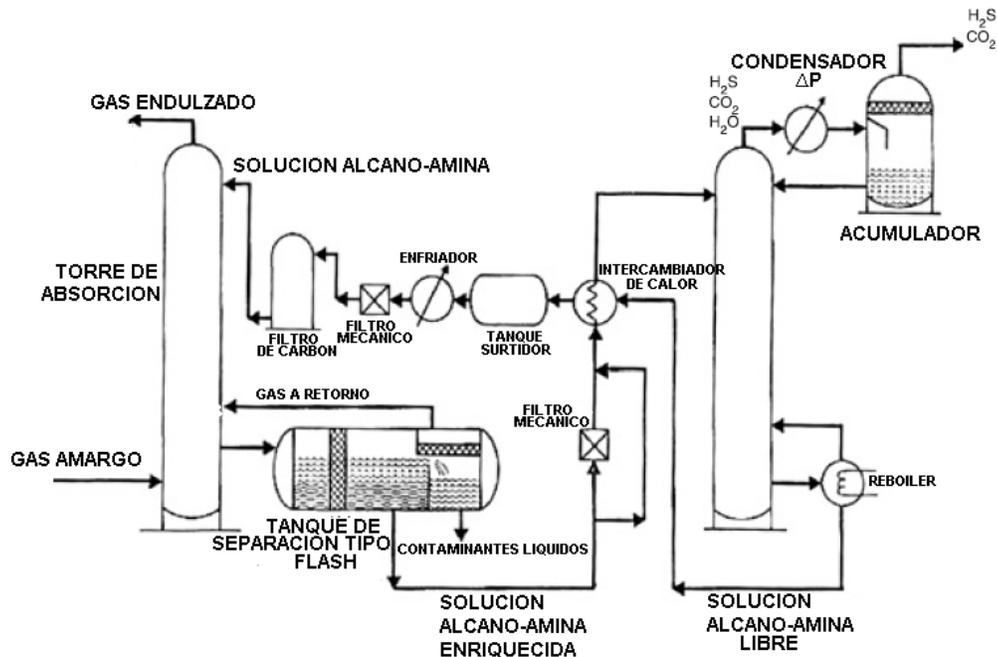


Figura 10: esquema básico del tratamiento de extracción de dióxido de carbono y planta de tratamiento de aminas [7].

1.2.7 Planta deshidratadora

Entre los diferentes procesos de secado del gas que se puede encontrar en la industria, el método de absorción es la más común. Es una técnica, donde el flujo de gas mezclado con el vapor de agua entra en contra flujo con un líquido disolvente y este absorbe el agua solamente. Los glicoles son los más ampliamente utilizados en la absorción de líquidos. Para este caso se utiliza el Glicol-tri-etileno, (TEG) por su alta eficiencia de arrastre de agua a temperaturas entre los 171- 210°C

En este sistema el gas fluye a una torre de absorción (contactor) en contra flujo, cuando se ponen en contacto íntimo por medio de unos platos donde están inmersos empaques estructurados (bubble caps) y el gas va saliendo empobrecido o seco y a su vez el (TEG) sale enriquecido de agua.

1.2.7.1 Planta de glicol

Luego de cumplir su ciclo de absorción de agua el (TEG), pasa a la planta de tratamiento de glicol, donde comienza su ciclo cruzando por un intercambiador de calor que esta a unos 65°C, el glicol enriquecido es pasado doblemente por el intercambiado a través de dos serpentines para elevar su temperatura a un poco mas de 90°C para evaporar el agua y separarla del (TEG). El fin de pasar dos veces el (TEG) por el intercambiador de calor es el de incrementar moderadamente la temperatura para proteger piezas del reboiler y de la bomba de glicol. Luego el glicol y el vapor de agua llegan al reboiler que esta conectado con una columna de ventilación para que el vapor de agua salga del sistema y el (TEG) nuevamente empobrecido comience su ciclo

A continuación se puede observar en la **figura 11** el diagrama de proceso para la eliminación de agua en el gas, integrando la torre extractora de agua con la planta de tratamiento de glicol generando ciclos continuos en el proceso.

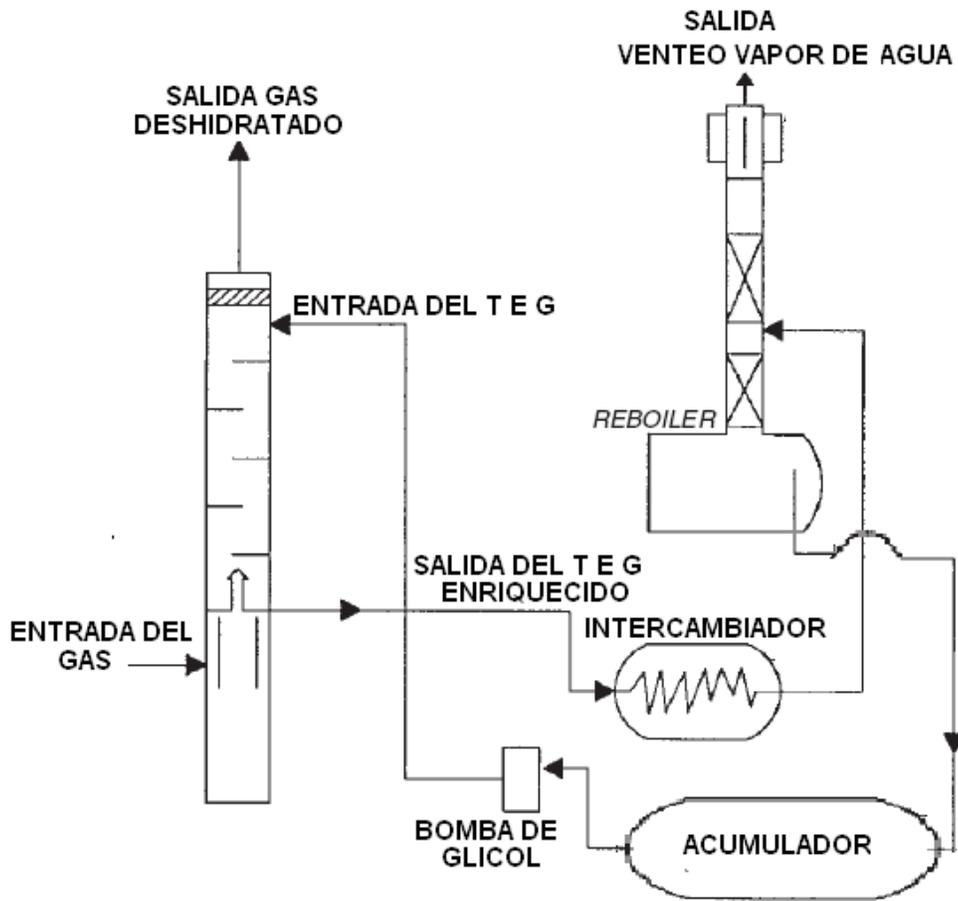


Figura 11: Esquema básico del tratamiento de deshidratación del gas y planta de tratamiento de glicol. [7]

CAPITULO 2. VERIFICACION, CALIBRACION E INSTALACION DE LOS INSTRUMENTOS

2.1 DESCRIPCION

El presente capitulo esta basado en las especificaciones técnicas y los requerimientos que tienen los equipos electromecánicos de instrumentación para la verificación, calibración, adecuación y posterior montaje en las zonas y subzonas que tiene todo el proyecto.

Aunque es claro que la instrumentación es vital en cualquier tipo de desarrollo industrial, en muchos casos se deja a cargo simplemente de un personal con experiencia técnica en el montaje de estos equipos, sin embargo se ha concluido por las vivencias en otros montajes que no es suficiente tener un conocimiento básico del montaje y las adecuaciones de los instrumentos, sino que también es fundamental darle al procedimiento un desarrollo de ingeniería basado en normatividades, procedimientos lógicos y recomendados que en algunos casos se pasan por alto o simplemente se ignoran por creer que con la rutina de los años se puede desarrollar cualquier levantamiento, parada, mantenimiento y arranque de planta.

Se ha observado que cuando no hay un estricto procedimiento en la logística de instrumentación industrial se encuentran una serie de anomalías que ayudan a cometer errores humanos, mala disposición y respuesta de los equipos, reparaciones antes de lo esperado y sobretodo perdidas de tiempo y dinero en el proceso.

Las anomalías que se muestran a continuación son algunas de las más comunes por falta de logística en el desarrollo de un proceso o una intervención técnica de equipos electromecánicos.

1. Desconocimiento del proceso.
2. Pasar por alto una planificación depurada del procedimiento.
3. Ignorar los documentos técnicos de los equipos y literatura de instrumentación.

4. Ignorar los documentos que indica los alcances que se debe tener en la obra y recomendaciones.
5. Desconocimiento de las normatividad básica que rige a la instrumentación industrial.
6. Pasar por alto un cronograma de avance de obra, con metas y propósitos.

Con el fin de subsanar las anteriores fallas identificadas durante la realización de la pasantía se diseño y se puso en ejecución un protocolo de verificación, calibración y montaje de los instrumentos. El protocolo que se desarrolló para la clasificación del trabajo que va desde la verificación hasta el buen funcionamiento y montaje de los equipos, tiene en cuenta toda la normatividad que rige ésta rama de la ingeniería y la automatización enunciada por ISA, SAMA y API básicamente, utilizadas en las especificaciones técnicas entregadas por la compañía HOCOL S.A. Estos son los documentos: Alcance de obra, P&Di's y típicos de montaje de los instrumentos y las recomendaciones de los fabricantes.

Teniendo en cuenta estas normas se propuso hacer una clasificación para el desarrollo de esta etapa, que depende de la funcionalidad física, el tipo de instrumento y la zona de trabajo de cada uno de ellos, obedeciendo básicamente al lazo de control donde se debe instalar.

A continuación se describirá el desarrollo del protocolo de verificación, calibración, adecuación y montaje, por medio de un diagrama clasificador que indica los pasos a seguir. Como se observa en la **figura 12** este proceso se dividió en tres etapas. Las dos primeras etapas dependen de la funcionalidad física a medir y/o a manipular y de la funcionalidad como instrumento que bien puede ser indicador, transmisor o actuador.

Luego de desarrollar las etapas de verificación y calibración, se pasa a la tercera etapa donde se determinan las facilidades y acondicionamientos que se deben tener en cuenta en la línea de proceso, ajustándolos a la necesidad del lazo de control al que depende cada equipo, teniendo en cuenta los típicos de montaje y las recomendaciones del fabricante. Esta tercera etapa se clasificó por zonas de trabajo utilizando la estrategia "scheme scan" [7] o esquema de barrido reduciendo así costos de desplazamiento a sitios retirados.

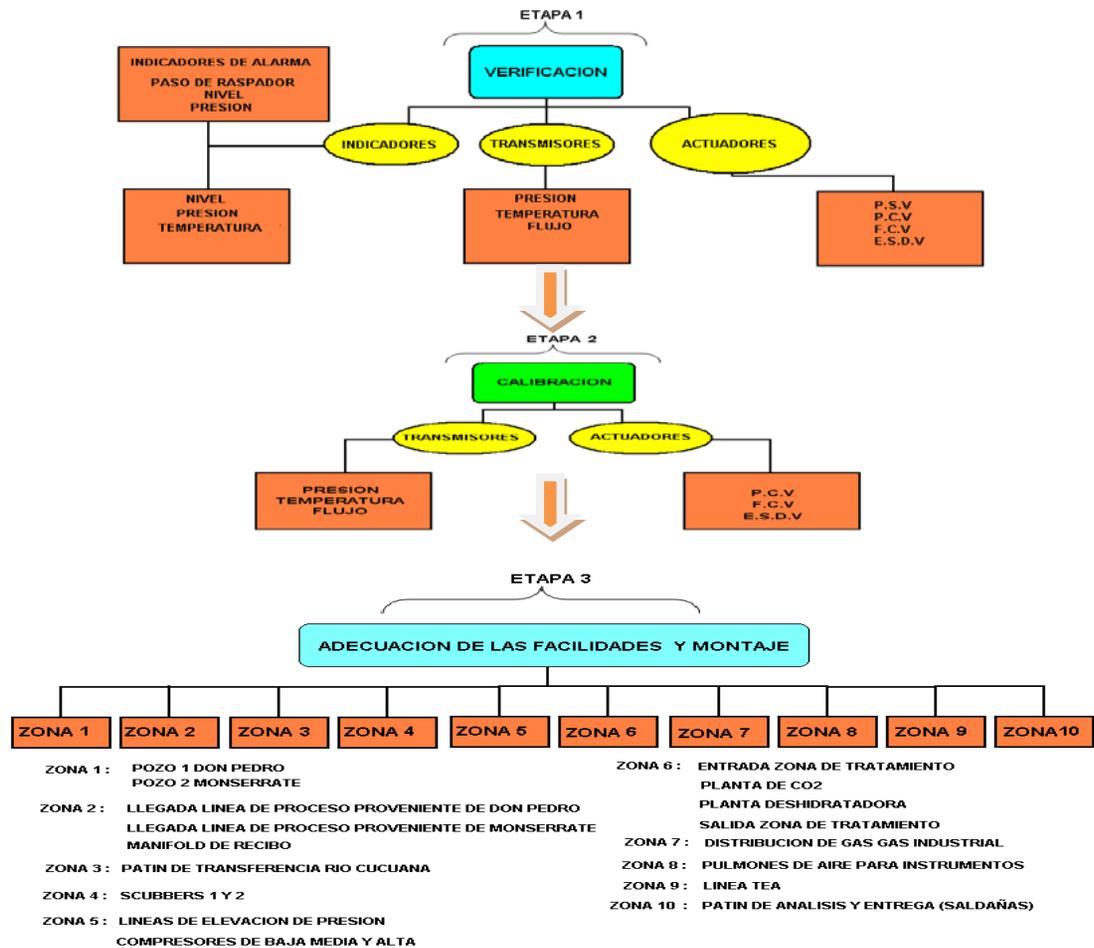


Figura 12: Diagrama clasificadorio de las etapas de verificación, calibración, adecuación y montaje

2.1.1 Descripción del esquema de desarrollo para el protocolo

Durante la etapa de planificación del equipo de instrumentación, se desarrollo el esquema de la **figura 12** básicamente por darle un orden al avance técnico, además por las condiciones de distancia de las zonas donde se encuentra los pozos a la planta de tratamiento y así mismo de la planta de tratamiento al patín de análisis y entrega que queda en otro municipio del Tolima. La etapa 1 y 2 básicamente se realizan en el banco de instrumentación, en una especie de laboratorio de pruebas, a excepción de algunos actuadores que por su capacidad física de alta presión y tensiones (F.e.m.) se deben hacer sus pruebas en campo.

En el siguiente orden de desarrollo se debe hacer la verificación y calibración para este proceso.

Verificación:

- Indicadores de presión.
- Indicadores de temperatura
- Indicadores de nivel
- Switches indicadores (XI, LSH LSL LSHH PSH PSL)
 - Válvulas controladoras de presión (P.C.V)
 - Válvulas controladoras de flujo (F.C.V)
 - Válvulas controladoras de nivel (L.C.V)
 - Válvulas de alivio de presión (P.S.V)
 - Válvulas actuadores de parada de emergencia (E.S.D.V)
- Transmisores de presión
- Transmisores de presión diferencial
- Transmisores de temperatura
- Trasmisores de flujo

Calibración:

- Transmisores de presión
- Trasmisores de presión diferencial
- Transmisores de temperatura
- Trasmisores de flujo
- Válvulas controladoras de presión (P.C.V)
- Válvulas controladoras de flujo (F.C.V)
- Válvulas controladoras de nivel (L.C.V)
- Válvulas de alivio de presión (P.S.V)
- Válvulas actuadores de parada de emergencia (E.S.D.V)

En esta etapa no se calibra los indicadores por ser equipos nuevos en los que se sobreentiende que deben estar en buen estado y calibrados, en el caso de los indicadores que, en la etapa de verificación, estaban deteriorados o entregando una mala lectura, simplemente se reportaban como indicadores **No aprobados** y se devuelven para su respectivo cambio. [8]

Dentro del protocolo se propone la etapa de calibración de los actuadores, sin embargo por ahorro de tiempo se determinó que esta calibración se hiciera a través del cuarto de control donde se tienen todos los requerimientos del funcionamiento de éstos para cada lazo de control.

Adecuación de las facilidades y montaje

Luego de la etapa de calibración y verificación de los instrumentos se procede a la tercera etapa de adecuación de las facilidades de operación para los equipos y posterior montaje.

Como se ha enunciado anteriormente, esta etapa se clasificó por zonas, con el fin de reducir pérdidas de tiempo y costos de transporte para el desplazamiento a las diferentes zonas, ajustando un cronograma semanal de trabajo en cada sector, para disposiciones de transporte, requerimientos de materiales que son llamados también facilidades de montaje, para los instrumentos en las diferentes líneas del proceso, esta etapa se hace durante un procedimiento de planificación, como se ha enunciado

anteriormente, donde se estudia nuevamente el proceso, los lazos de control, típicos de montaje, recomendaciones de los fabricantes y P&Di's de la obra.

Dentro de las facilidades es necesario tener en cuenta las adecuaciones que se deben hacer tanto en el instrumento como en la tubería, donde se estará tomando la medida para luego determinar que tipo de accesorios se necesitan, las distancias de las tomas donde irá instalado el equipo respecto a otra intervención o modificación de la tubería en la línea del proceso.

Dentro de la planificación se debe también tener muy en cuenta los imprevistos y errores humanos, que dentro de una obra hacen que genere retardos en el avance de la misma. Para tener en cuenta estos imprevistos y errores en la planificación técnica de la parte de instrumentación se propuso adicionar a estas tres etapas un tiempo equivalente al 10% en días, para cada una de las etapas, independientemente de que se encontraran errores o imprevistos al principio o final de cada una de las etapas o en casos particulares al final de todo el proceso, ese tiempo ayudaría a corregir estos contratiempos antes de pasar a la etapa de prueba de planta (pre-commissioning).

2.2 VERIFICACION DE LOS INSTRUMENTOS

Antes de poner en servicio cualquier equipo es vital ponerlo a prueba, haciéndole un control de calidad por medio de unos ensayos técnicos que garanticen el buen funcionamiento en la entrega de lecturas y señales pedidas en cada lazo de control.

Mientras sea posible, los instrumentos deberán probarse usando aire, nitrógeno mezcla de agua y glicol u otro fluido estándar fácilmente disponible que asemeje lo mas cercano posible al fluido del proceso. Los instrumentos neumáticos se probaron usando aire y nitrógeno regulado al ajuste de las presión y condiciones de trabajo previstas desde el diseño [8].

Recomendación:

En dispositivos con mecanismos de acción hidráulica se debe evitar alimentarlos con Oxígeno, estos dispositivos con accionamiento hidráulico por lo regular tienen aceites que pueden hacer combustión al encontrarse con el oxígeno (Recomendación para evitar explosión) [8].

2.2.1 Banco de pruebas

El banco de pruebas consta de equipos patronados con calibración menor a un año de certificación de prueba por una autoridad reconocida tanto por HOCOL.S.A como por la empresa contratista. Todo equipo de prueba debe tener su certificado correspondiente.

El banco de prueba consta de los siguientes elementos:

- ✓ Caja de resistencia de década, rango de 0.01-1000Ω
- ✓ Multímetro Digital
- ✓ Fuente de poder regulada 24 V
- ✓ Manómetros patronados de precisión (varios Rango)
- ✓ Generador de señales de pulsos
- ✓ Osciloscopio
- ✓ Hand terminal (HART)
- ✓ Bala de nitrógeno
- ✓ Mangueras conectoras
- ✓ Conectores NPT
- ✓ Reductores (Bushing)
- ✓ Horno digital (mufla)

En el banco de pruebas se debe también tener el listado de los instrumentos con su debido TAG, rangos de trabajo y lazo de control al que pertenece, además de los catálogos, típicos de montaje y recomendaciones del fabricante [8].

2.2.2 Verificación en los indicadores de presión P.I

El método de verificación de los indicadores de presión es de observación de defectos en la carcasa y comparación de la lectura indicada en el instrumento a evaluar con un instrumento patronado. Esta verificación es basada en las normas de **ASTM, ASME, ANSI-ISA-S5.1-1984 (R 1992)** y la norma **SAMA PMC 20-2-1970**, hechas para estandarizar los modelos de calibración y verificación [9]. En la **figura 13** se puede observar un tipo de conexión en serie del manómetro patronado con el manómetro a verificar, se utiliza una válvula reguladora de presión conectada directamente a la botella de nitrógeno y luego a la línea de verificación, los manómetros que se verificaron tienen una conexión tipo MNPT de $\frac{1}{2}$ ", sin embargo los manómetros patronados tenían diferentes tipos de conexión, por lo que era necesario acondicionar la conexión en diferentes casos.

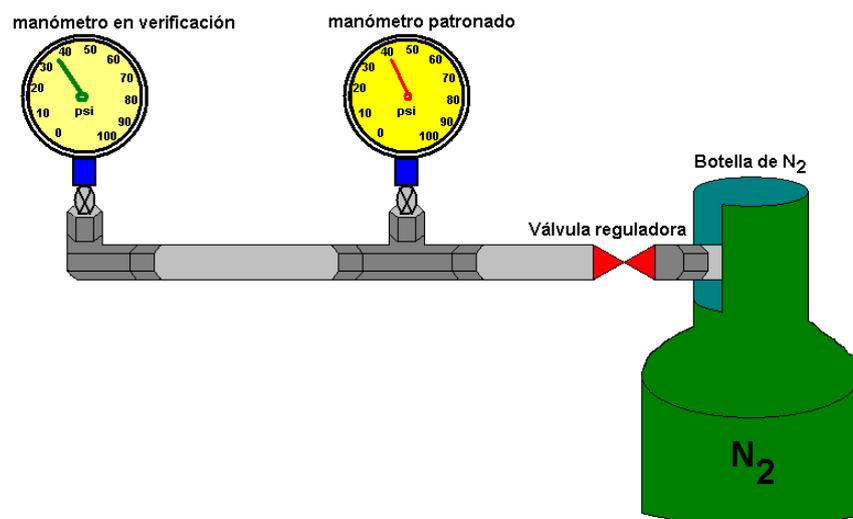


Figura 13: esquema de verificación utilizado en los indicadores de Presión (PI).

Para la verificación de los indicadores de presión es necesario tener un formalismo de examen técnico, basado en las normas enunciadas anteriormente. **Anexo 1**

En primer lugar se verifica que el instrumento no este averiado, que no tenga magulladuras o golpes que pueden ser por el transporte de ellos o provienen así desde la fabrica, luego de que el instrumento se verifica que físicamente esta bien se procede a hacerle las pruebas técnicas de funcionamiento.

El procedimiento de la prueba técnica se divide en los siguientes pasos:

1. Conocimiento del rango de trabajo del manómetro y unidad de medida.
2. Conocimiento del tipo de exactitud que maneja
3. Elección del manómetro patrón con una exactitud 5 veces mayor que la del instrumento a verificar (elección recomendada por normatividad de **ASTM y ASME**) [10]
4. Toma de datos en forma ascendente (0, 25, 50, 75,100%) tanto del instrumento patrón como del instrumento a verificar.
5. Tomas de datos en forma descendente (100, 75, 50, 25, 0%) tanto del instrumento patrón como del instrumento a verificar con el fin de conocer la histéresis del instrumento.
6. Llenar el formato de verificación del instrumento con todos los datos que se exige en este.

Una vez se hace este procedimiento y se observa que el instrumento tiene problemas de calibración, entre estos, no cumple con la exactitud indicada y su medida esta lejos de la medida del instrumento patrón, se determina que el instrumento no esta aprobado.

Este esquema de verificación de los indicadores de presión (PI) se puede observar a través del siguiente árbol de procedimiento.

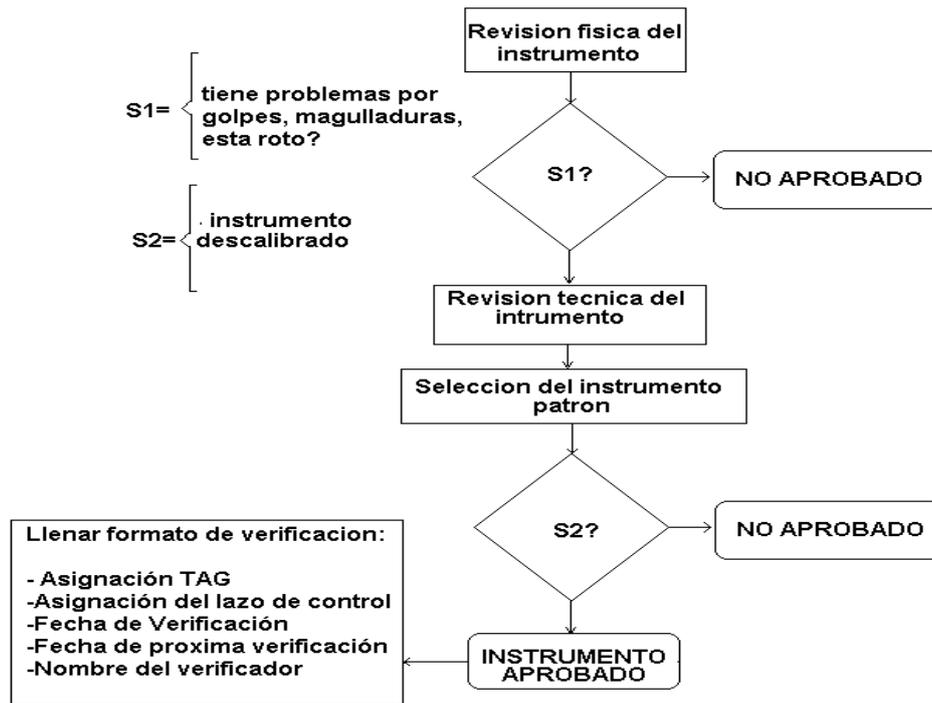


Figura 14: árbol de verificación para los indicadores de presión (PI)

2.2.3 Verificación en los indicadores de temperatura T.I

Los indicadores de temperatura son normalmente de tipo bimetalico, con indicadores circulares de ángulo ajustable para facilitar la lectura del dial. Tienen un termopozo como recubrimiento del sensor. Los termómetros bimetalicos se basan en el coeficiente de dilatación de dos metales diferentes, tales como latón, monel o acero y una aleación de ferróniquel o invar laminados conjuntamente. La diferencia en la relación de coeficiente de expansión de cada metal provoca que el elemento bimetalico se doble. [8]

Las láminas bimetalicas van unidas y pueden ser rectas o curvas, formando espirales o hélices. Cuando se unen los dos metales y enredados en espiral, la expansión provoca que el lado libre rote.

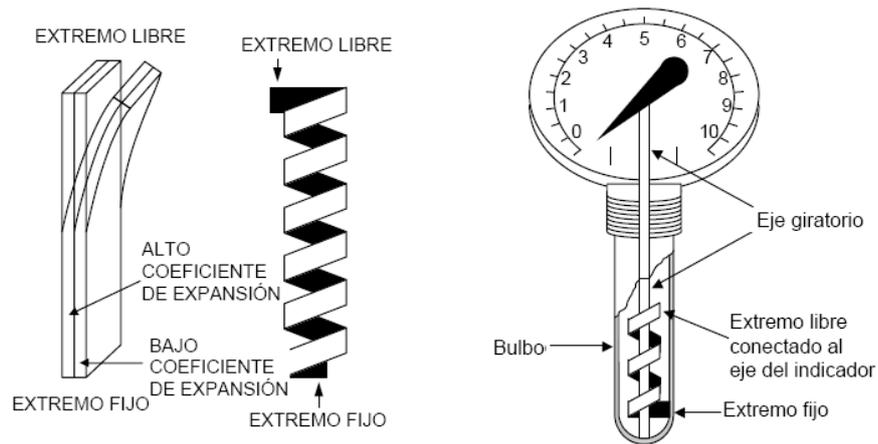


Figura 15: Diseño de los indicadores de temperatura bimetalico [8].

El procedimiento de verificación de este tipo de indicador es similar al mecanismo que se utilizó en los manómetros, primero se observa si el indicador tiene fracturas, esta descabezado, o tiene cualquier anomalía en general, luego en la prueba técnica se compara la lectura de este con un instrumento patrón como lo indica el procedimiento recomendado por **ASTM, ASME, ANSI-ISA-S5.1-1984 (R 1992)** y la norma **SAMA PMC 20-2-1970**, partiendo desde una temperatura baja por lo menos de (32°F/0°C), para llegar a esta temperatura en el montaje se utilizó elementos no convencionales por insuficiencias del banco de pruebas donde se desarrolló las verificaciones, vale la pena aclarar que el campamento base donde se concentró el equipo de instrumentación de CONERSOL es en la planta de tratamiento, el lugar esta en campo abierto a varios kilómetros del casco urbano y la temperatura promedio del sitio oscila entre 29°/ 84.2°F y 33°C/ 91.4°F habitualmente.

Como se enuncia en este procedimiento, las pruebas para los rangos a temperaturas debajo de (32°F/0°C) es recomendable hacerlas con un equipo termo refrigerante, sin embargo las pruebas de verificación para baja temperatura se hizo utilizando baño de hielo y un termómetro de mercurio utilizado como patrón, luego se toman unas lecturas a temperatura ambiente y posteriormente se toman pruebas en un horno regulado manualmente "llamado mufla" que alcanza temperaturas hasta de 500°C/932°F.

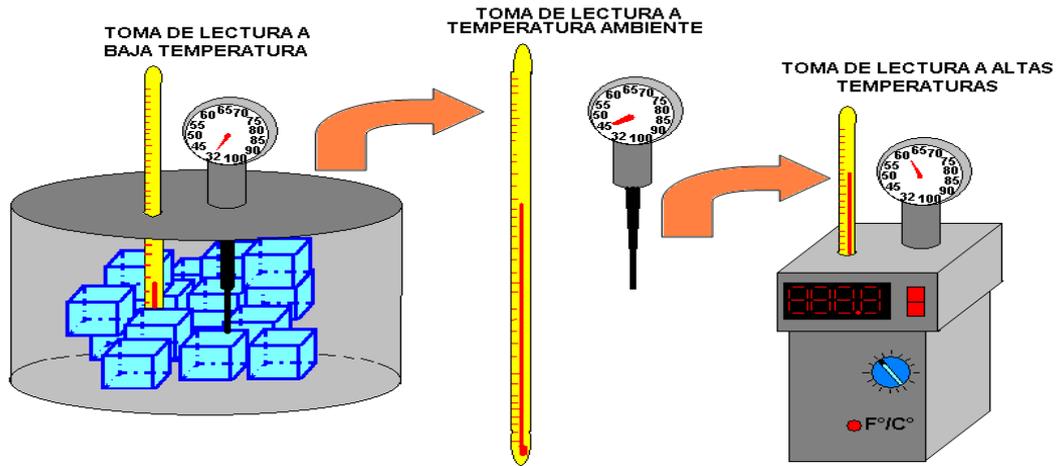


Figura 16: esquema de verificación utilizado en los indicadores de Temperatura TI.

Para la verificación de los indicadores de temperatura es necesario tener un formalismo de examen técnico, basado en las normas enunciadas anteriormente.

Anexo 2

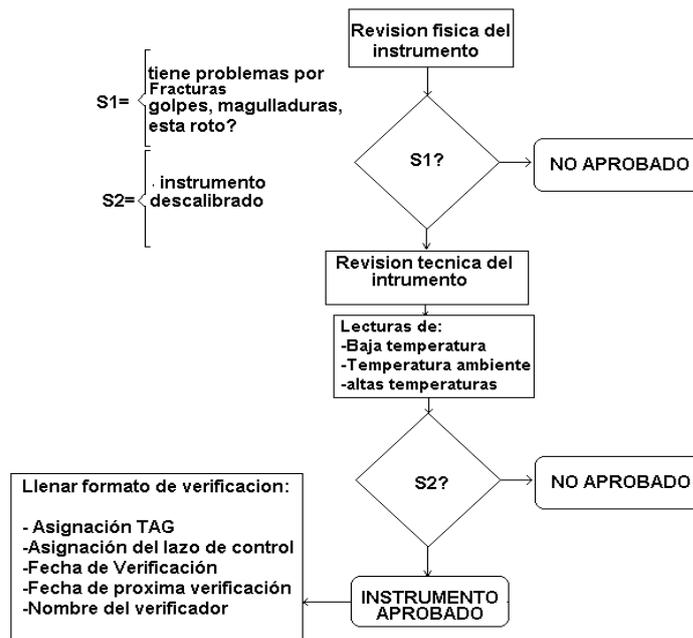


Figura 17: árbol de verificación para los indicadores de temperatura TI

2.2.4 Verificación de los indicadores de nivel de vidrio L.G

La etapa de verificación de los indicadores de nivel, solamente se verificó dos indicadores de nivel tipo desplazamiento, para cada uno de los tanques colectores de húmedos "scrubbers". Esta verificación es uno de los casos particulares donde las

pruebas se hicieron en campo, por incapacidad del banco de pruebas dispuesto para el equipo de instrumentación.

El sistema del indicador tipo desplazamiento consiste en un flotador, sin rozamiento, está dentro del visor de vidrio del instrumento, su desplazamiento se realiza cuando por la brida de aguas arriba entra el líquido a medir, este flotador tiene una aguja que indica el nivel en una cinta métrica dividida en centímetros cúbicos.

Una vez instalado los indicadores de nivel en los colectores de húmedo si verificó cada uno de los instrumentos aprovechando las pruebas de hidrostática en cada uno de los tanques. Cuando cada tanque se llenó, se obtuvo el dato de los litros de agua que ingresaron a cada uno de ellos y sabiendo el diámetro de los tanques se obtuvo una medida indirecta del nivel aproximado al que debía estar cada uno de ellos y se comparó con la medida que debía dar cada indicador, obteniendo un porcentaje de error del 2% aproximadamente, esto es debido a los cálculos que se hicieron para hallar la medida indirecta, además de un pequeño error que puede dar la observación en el visor de vidrio y de los cambios que hay entre la brida que sale tanque, unido a la válvula de intervención y a su vez la unión que hay entre esta válvula y la brida del indicador de nivel.

En la **figura 18** se puede observar pictóricamente el mecanismo de desplazamiento del flotador respecto a la entrada del líquido a medir.

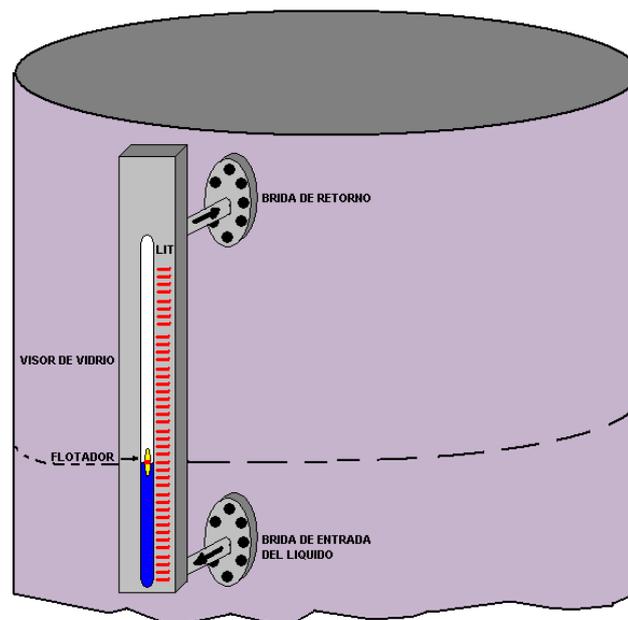


Figura 18. Mecanismo de medida del nivel por desplazamiento.

El llenado de los tanques para esta prueba se hizo encauzando el agua de las pruebas de hidrostática en las líneas que conectan con cada uno de los tanques, luego de la prueba esta misma agua se utilizó para seguir haciendo las pruebas de hidrostática en líneas posteriores de los tanques para evitar un desaprovechamiento del agua.



Imagen 8. Montaje del indicador de nivel en uno de los colectores de húmedos

2.2.5 Verificación de los switches indicadores alarma (XI, LSL, LSH, LSHH, PSH, PSL)

Los siguientes indicadores son pulsadores que por medio de una señal de lógica segura (5v normalmente cerrado) avisan al controlador el sobrepaso de la variable física que esta midiendo.

El instrumento etiquetado como **XI** es el switch indicador del paso de raspador (marrano), que se le ha asignado esa nomenclatura por que es un instrumento sin clasificar. Su verificación consistió en probar continuidad entre los dos puntos que indican que el sistema esta normalmente cerrado, antes de oprimir el pulsador (ver fig.8 capítulo 1), que indica el paso del raspador, una vez se oprime el pulsador el sistema se abre y debe de enviar un 0 lógico, indicando que esta en buenas condiciones.

Los instrumentos **LSL**, **LSH**, **LSHH** son switches indicadores de nivel, su mecanismo principal esta basado en el cambio capacitivo que hay entre dos laminas paralelas.

El campo entre este par de láminas que poseen cargas opuestas y las cargas inducidas sobre las superficies de un dieléctrico en medio de las láminas, que en este caso es el gas o el aire básicamente, cambia bruscamente cuando toca el líquido este par de placas, variando así la constante dieléctrica de (aire 1.00059) a (agua 80.08) aproximadamente, este cambio genera internamente en el circuito del switch un pulso de 1 lógico (5v) indicando una alarma de nivel.

Estos tres switches operan de igual forma que un semáforo, **LSL**, es el nivel bajo que se puede tener en el tanque, **LSH** es el nivel medio del tanque y el **LSHH** es la señal de alarma que indica que ya tiene el límite de nivel el tanque de húmedo.

Su modo de prueba simplemente se basó en alimentarlo eléctricamente y medir su respuesta en seco y cuando se sumergía las placas en agua.



Imagen 9: switches indicadores de alarma de nivel, ubicados en los scrubbers

Los instrumentos **PSL** y **PSH** son switches de alarma para alta y baja presión, que se ubicaron también en los colectores de húmedo, estos dispositivos envían un uno lógico al controlador indicando el sobrepaso de la presión. El rango que maneja el conjunto que forma estos dos dispositivos de presión es de 150 psi para baja presión 750 psi para alta presión. Estos switches constan básicamente de una delgada

estructura tipo puente de galgas, aisladas térmicamente y suspendidas sobre una cavidad hecha en silicio a través de la cual pasa el fluido. El sistema permuta en estados de NC y NO dependiendo del tipo de respuesta que el controlador quiere cuando la presión medida alcanza el nivel predeterminado o “set point”.

En la **figura 19** se observa que para cada uno de los dos niveles de presión del sistema, estos switches adoptan una configuración tipo **DPDT “M”**. esta configuración consiste en un transductor interruptor de una señal eléctrica de dos estados combinados y cada combinación de cada estado depende de la combinación de dos pulsos, su nombre **DPDT “M”** por su nombre en ingles (double pole, double throw). En este sistema se puede manejar rangos de set Point de 50 unidades de presión entre dos rangos de 100 unidades de presión, cuando la presión pasa el nivel mas bajo de la configuración abre el primer switch enviando un 0 lógico, luego cuando la presión pasa el nivel alto de la configuración nuevamente envía al controlador otro 0 lógico y así indica que se tiene una alarma de sobrepaso del “set point” configurado, este esquema es similar hasta en su cableado para los dos switches, se puede comparar fácilmente la señal de cualquiera de los dos dispositivos al controlador con una compuerta lógica (NOR).

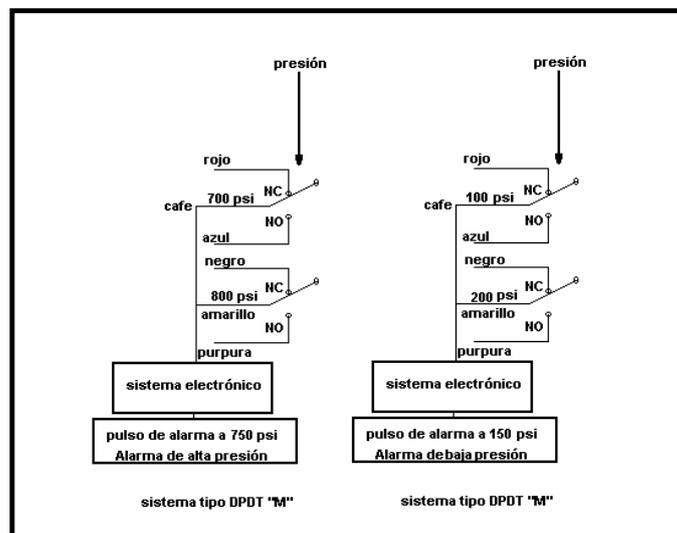


Figura 19: Sistema lógico de los switches de presión

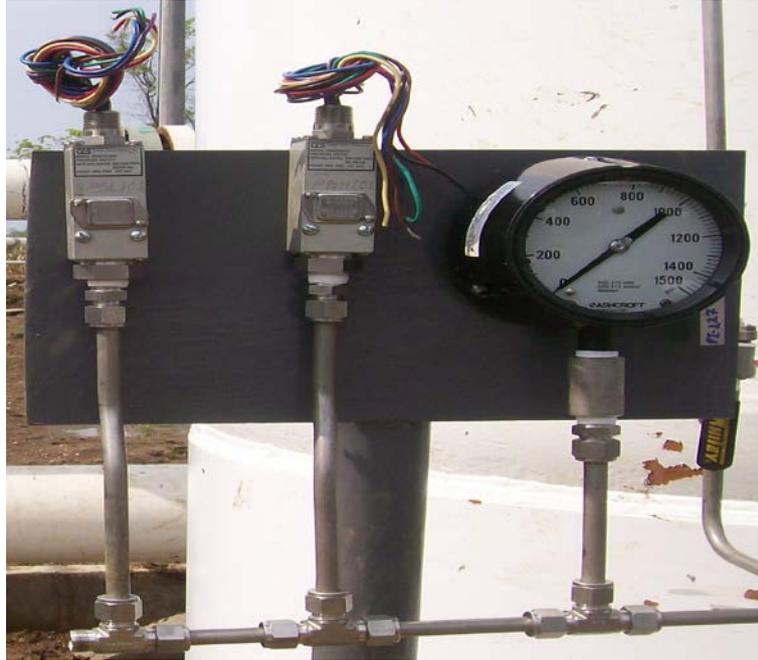


Imagen 10: Switches indicadores de alarma para presión en los scrubbers.

Su verificación consistió en observar la continuidad que existía en la configuración señalada, una vez se pasaba la presión tolerada por la configuración, observada a través de un manómetro patronado, se tenía que abrir el circuito. Si este procedimiento cumplía con los rangos de presión asociados el instrumento es aprobado.

2.2.6 Verificación de los actuadores (PSV, PCV, FCV, LCV, ESDV)

En la verificación de actuadores se propuso un esquema de clasificación de dos grupos, los actuadores de carácter regulador y los actuadores de dos posiciones (inicio y final de carrera). En los actuadores de carácter regulador se encuentra las válvulas controladoras de presión (PCV) y las válvulas controladoras de flujo (FCV) y dentro de los actuadores de dos posiciones están las válvulas controladoras de nivel (LCV), las válvulas de alivio de presión (PSV) y las válvulas de emergencia por tensión electromotriz (ESDV).

2.2.6.1 Verificación de los actuadores (PSV)

Las válvulas de alivio de presión, también llamadas válvulas de seguridad o válvulas de alivio, están diseñadas para liberar fluido cuando la presión interna de la línea de

proceso supera el umbral establecido. Su misión es evitar una explosión, el fallo de un equipo o tubería por un exceso de presión.

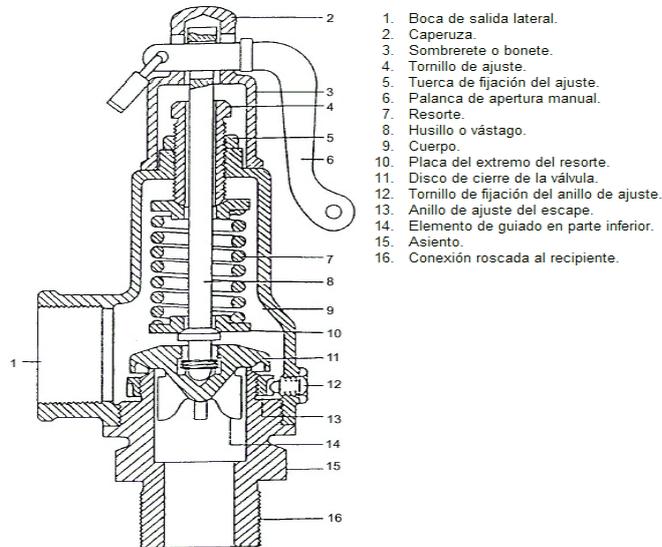


Figura 20: Esquema mecánico de una válvula de alivio de presión (PSV) [11]

El mecanismo de una válvula de alivio como se indica en la **figura 20** consiste en un tapón que mantiene cerrado el escape. Un resorte conserva este tapón en posición evitando que el fluido se escape de la línea de proceso o contenedor. Cuando la presión interna del fluido supera la presión del resorte, el tapón cede y el fluido es expulsado a través del escape. Una vez que la presión interna disminuye el tapón regresa a su posición original.

El umbral de presión que determina el punto de liberación del fluido se ajusta aumentando o reduciendo la presión que el resorte ejerce sobre el tapón con un tornillo que lo atraviesa por su centro, en el caso que se necesite ajustar. Para el procedimiento utilizado en verificación se respetó el umbral de presión que viene determinado desde fábrica.

El montaje utilizado para verificar el umbral de alivio de presión consta de una conexión en serie con un manómetro patronado y una fuente de gas que ejerciera la presión, además de las facilidades de adecuación para la boca de la válvula.

Como en el mecanismo de apertura de la válvula tiene recamaras hidráulicas (aceites) que sirven como elementos compensadores, fue necesario utilizar una botella de nitrógeno para evitar una posible explosión al contacto con el oxígeno. Ver **figura 21**

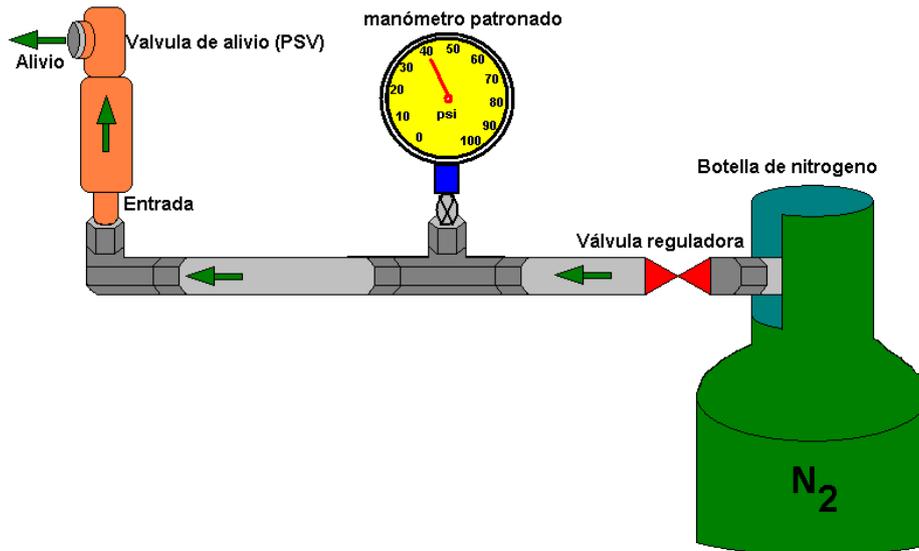


Figura 21: esquema de verificación utilizado en las válvulas de alivio de presión (PSV).

Luego de verificar que el actuador se encuentra libre de deterioro y con el umbral de disparo determinado se procede a darle el aval de instrumento en buenas condiciones de trabajo, vale la pena aclarar que estos instrumentos deben tener una rigurosa verificación, pues son instrumentos de seguridad que deben activarse a presiones de límite. Para esta verificación se tomo como instrumentos aceptados las válvulas de alivio (PSV) que manejan un disparo dentro de una incertidumbre del 2%.

2.2.6.2 Verificación de los actuadores (PCV y FCV) válvulas controladoras de presión y de flujo.

Las válvulas controladoras de presión y de flujo vienen siendo las mismas válvulas, su diferencia consta del lazo de control al cual pertenece.

El lazo de control utilizado básicamente en la mayoría de las partes del proceso donde están trabajando, este tipo de actuadores dentro de la planta, obedece al lazo de control tipo “feedback” [8] o de realimentación.

Los actuadores utilizados como controladores de presión y de flujo son de la familia FISHER-ROSEMOUNT, este tipo de actuadores, constan de un sistema conformado por la válvula, accionada por aire para cerrar o aire para abrir, comandada por un controlador interno digital que determina la posición del vástago que es proporcional al porcentaje de cierre o apertura del obturador.

La aplicación de cierre o apertura del obturador en cualquiera de estas válvulas utilizadas en la planta es de respuesta lineal con la señal de mando, esta linealidad depende del diseño del obturador.

Como se puede observar en la **figura 22** la etapa de verificación se simuló la señal del controlador por medio de un “Hand terminal” con comunicación tipo HART, que va directamente al microprocesador de posicionador con una señal FKS de 4 a 20 mA. Esta señal se convierte en una señal de presión por medio de un transductor, que es aplicada directamente a la recámara donde se encuentra el diafragma que hace actuar al vástago. Con el bidireccionamiento de la comunicación HART también va ejecutando un test automático de aviso de anomalías que se muestra en el hand terminal [12].

La señal eléctrica debe tener una linealidad con el test automático, y esta es comparada a su vez con el desplazamiento del vástago que se indica con una aguja unida a él, señalando esta el porcentaje total de cierre o apertura en una cinta[12]. Estas señales también son comparadas con la medida entregada por el manómetro que esta conectado en la línea de entrada de 3 a 15 PSI a la recámara. **Ver figura 22.**

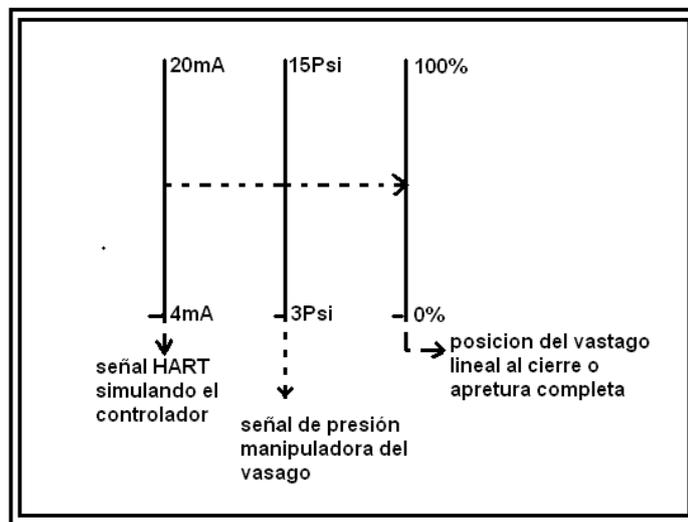


Figura 22: esquema de comparación de las señales.

En la **figura 23** se observa el mecanismo principal del actuador o válvula controladora de presión o caudal, dependiendo del lazo al que pertenezca, el accionado neumático de cierre o apertura consta de un diafragma un vástago y un resorte que hace la acción de restituir el vástago a su posición inicial, el posicionador digital consta de un microprocesador que internamente tiene un convertidor de señal para pasar la señal eléctrica de 4-20 mA a una señal de 3-15 PSI, esta señal controla el paso del aire de

instrumentos que va a la campana de entrada del diafragma para así controlar el cierre o apertura de la válvula por medio del elemento transmisor de la señal que en este caso es el vástago.

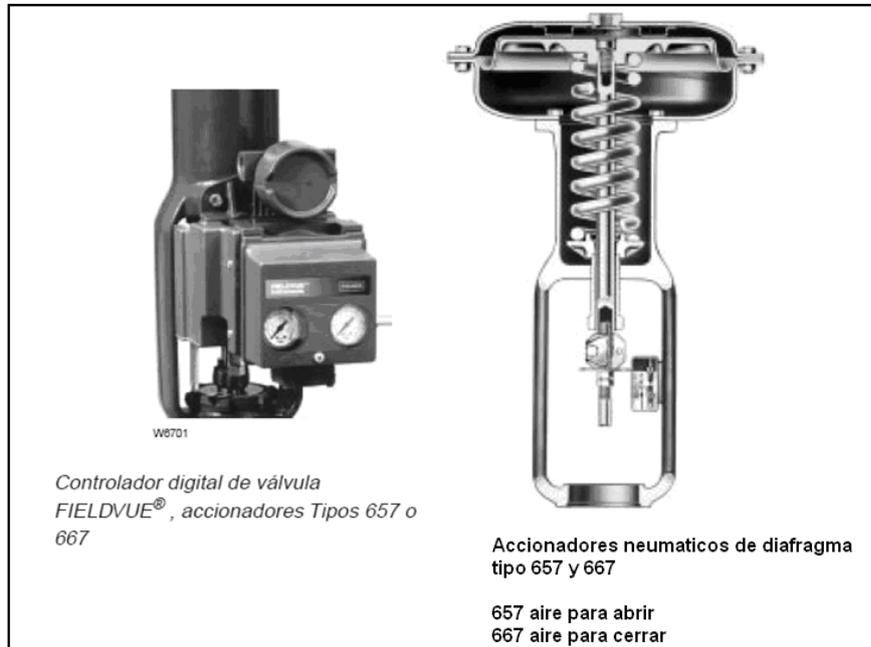


Figura 23: Posicionador digital y accionador neumático diafragma [12].

En la **figura 24** se puede observar el esquema de configuración de las válvulas controladoras de presión o caudal, como se puede observar en el diseño el hand terminal por medio de la señal tipo Hart simula al controlador emitiendo la señal eléctrica de 4-20 mA para que el sistema haga el cierre y la apertura correspondiente a la proporcionalidad del sistema, el monitoreo de la posición se verifica a través de un indicador mecánico de posición que se encuentra en el sistema de la válvula así como esta indicado en el boceto.

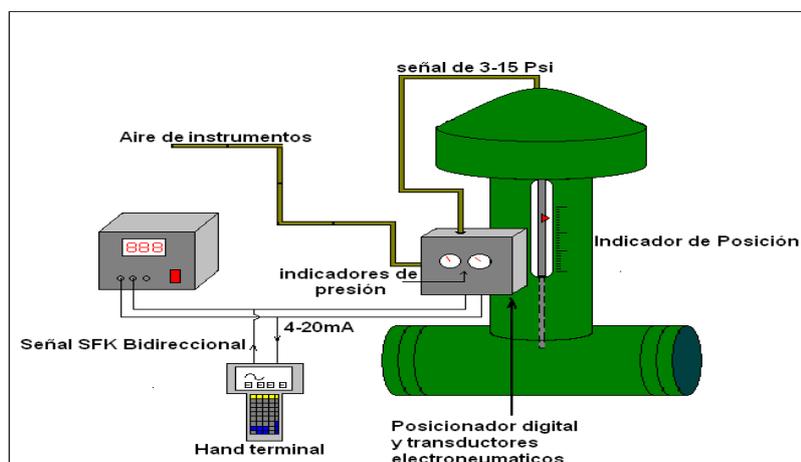


Figura 24: esquema de verificación utilizando un Hand terminal en las válvulas controladoras de caudal y presión (PCV y FCV).

El diagrama o árbol de procedimiento que se observa en la **figura 25** obedece a los pasos que se utilizan en la verificación las válvulas controladoras de presión o de flujo a través de una señal eléctrica simulando un controlador por medio del protocolo de comunicación Hart.

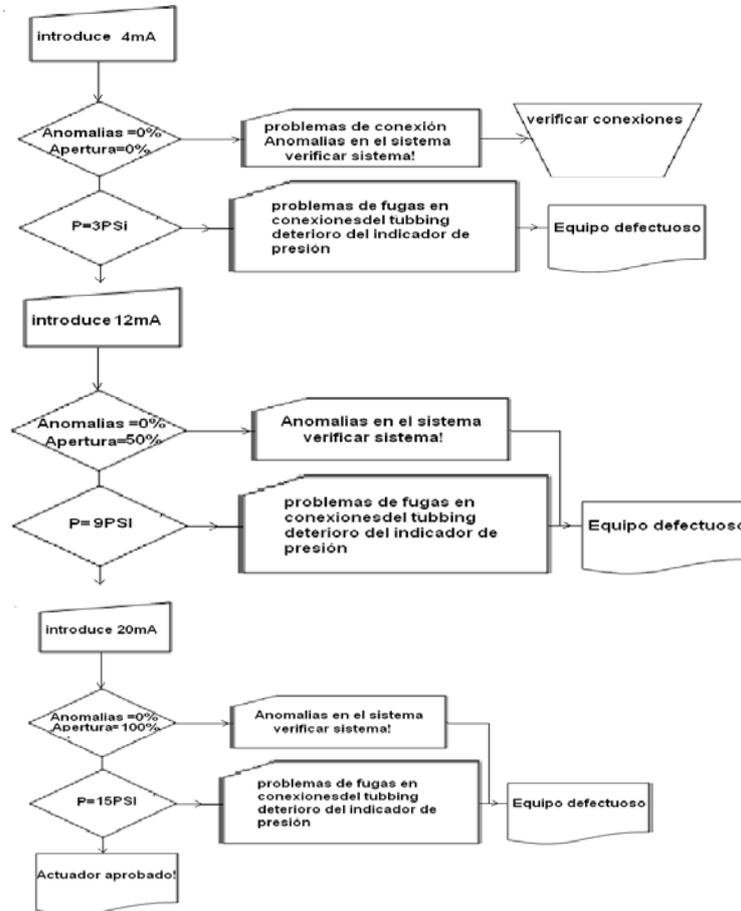


Figura 25: Diagrama de verificación para una válvula de aire para abrir comandada por el protocolo de comunicación HART

2.2.6.3 Verificación de los actuadores (LCV Y LVDT) válvulas de control de nivel y válvulas de emergencia tipo shut down

Las válvulas controladoras de nivel (LCV) hacen parte del lazo de control donde se desocupa el condensado que se deposita en los colectores de húmedos (scrubbers), el cierre o apertura de este sistema no es regulado, pues las válvulas son tipo shut down, se debe tener en cuenta es el cierre o apertura total del actuador, su principio consta de un actuador neumático con retorno de muelle.

Se verificó y calibro el fin y principio de carrera de posición del vástago por medio de un transductor magnético que indica esta posición, abriendo un relé que entrega un pulso de 5V al controlador indicando su principio o fin de carrera.

Como se puede observar en la **figura 26**, las válvulas para el servicio de parada de emergencia (ESDV) utilizan un actuador hidráulico de retorno por muelle para cerrar la válvula en caso de parada de emergencia durante el proceso. Su instalación se hizo apropiadamente siguiendo las recomendaciones de la ingeniería de diseño hecha en la planificación de obra, en su calibración y verificación se adecuo los discos indicadores de principio y fin de carrera, para que los pines interrumpen un voltaje de 5V cuando tenga el fin o el principio de carrera, estos dos pulsos indicarían desplazamiento del vástago si está completamente abierta o esta completamente cerrada la válvula que se mueve hidráulicamente y manual por medio de una palanca que aplica el mismo principio del gato hidráulico

El procedimiento de verificación y calibración del sistema consta en abrir manualmente la válvula por medio de la palanca observada en este boceto, el manual de procedimiento enfatiza que la válvula abre completamente cuando el manómetro de presión del sistema hidráulico indica 1800 PSI, una vez se abra en su totalidad el sistema manualmente se verifica que dentro de éste no existan pérdidas de presión y pérdidas del líquido hidráulico por posibles malas conexiones o deterioro de algunas piezas, una vez se observa que el sistema tiene un comportamiento estable, se manipulan manualmente los discos de continuidad eléctrica que existen en la parte superior del émbolo como el sistema esta abierto completamente se ubican los pines interruptores de continuidad de tal forma que el contacto queda normalmente abierto en dos de los 4 discos que funcionan como switches de principio de carrera. Luego de este paso se libera la presión del sistema hidráulico que abre manualmente la válvula para que retorne a quedar totalmente cerrada, cuando la válvula queda completamente cerrada, calibran los otros dos discos de tal forma que los interruptores de estos discos, o pines dejen normalmente abierto el contacto para indicar al controlador el final de carrera.

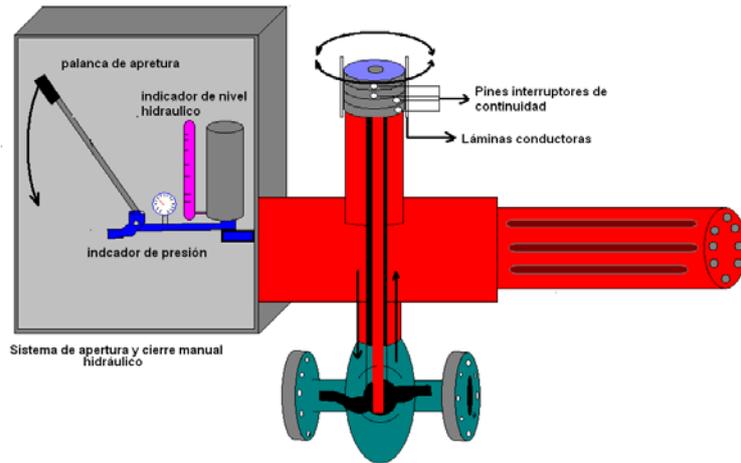


Figura 26: Sistema de apertura y cierre manual de la válvula ESDV para calibración de los indicadores de principio y fin de carrera

En la **imagen 11**, se puede observar realmente una válvula (ESDV) shut Down, esta válvula pertenece al lazo de control que comanda la salida del producto desde el pozo Don Pedro, esta válvula fue instalada en una tubería de 6" con un sistema de intervención tipo "By-Pass", el sistema de desplazamiento del pistón de cierre y apertura es comandado por un sistema electro-hidráulico ubicado en la cajilla gris de la izquierda desde este punto de la fotografía, también existen externamente dos indicadores de presión, a 8" aguas arriba y 8" aguas abajo, que indican al operario una posible anomalía u obstrucción observando los cambios de presión abruptos que puedan existir entre los dos manómetros.



Imagen 11: Válvula de emergencia ESDV instalada en el pozo Don Pedro

2.3 VERIFICACIÓN Y CALIBRACIÓN DE LOS TRANSMISORES

Los transmisores son instrumentos que captan la variable del proceso y la trasmite a distancia a un instrumento que bien puede ser un indicador, controlador, registrador o una a través de una señal eléctrica que puede tener una distancia de conexionado hasta más de un kilómetro.

Se utilizó transmisores de presión absoluta, presión diferencial para medir caudal por medio de una placa de orificio, caudal por medio de transmisores tipo coloris, transmisores para medir caudal por medio de una señal de ultrasonido y transmisores de temperatura con un sensor PT100

Los trasmisores utilizados en la toma de medida de temperatura, presión absoluta y presión diferencial en cualquiera de los lazos de control del proyecto, son de la marca Fisher-Rosemount, este tipo de trasmisores utilizado son transmisores inteligentes por que su verificación y calibración se hizo por medio del protocolo de comunicación HART, eso quiere decir que son comandados internamente por un microprocesador, además son transmisores indicadores.

Los transmisores utilizados tipo coloris para flujo masico y ultrasonido para flujo volumétrico son transmisores inteligentes, su verificación y calibración se hizo por medio de una interfaz que tiene en su carcasa, estos transmisores son de marca KROHNE.

2.3.1 Verificación y calibración de los transmisores de presión absoluta

En la verificación y calibración de presión absoluta se utilizo un banco de prueba con los siguientes componentes:

- Fuente reguladora de 24 V
- Hand terminal Rosemount –Fisher (comunicación HART)
- Bala de nitrógeno con conexionado al transmisor
- Manómetro patronado 800 PSI
- Trípode para el trasmisor

- Multímetro FLUKER 765
- Resistencia variable 100 décadas (estabilizada 250 Ω)

En la parte de verificación se procedió a observar que el instrumento no tenga imperfechos en su carcasa display y sus conectores, luego se monta en el banco de prueba para certificar de forma cualitativa que el instrumento esta entregando una medida similar a la medida que se entrega en un instrumento patrón, que para este caso es un manómetro patronado, luego de esto se procedió a seguir el siguiente esquema de calibración.

- Verificar el numero de referencia de fabrica del instrumento con la hoja de datos de transmisores
- Asignar TAG para luego disponerlo a un lazo de control
- Asignar el valor del rango mínimo requerido (LVR) a 4mA
- Asignar el valor del rango máximo requerido (LVR) a 20mA
- Asignar unidad de medida de presión (unidad de trabajo del transmisor)
- Comparando con el instrumento patronado, se aplicó presiones iguales al 0, 25, 50,75 y 100%, del rango en forma ascendente y descendente. Verificando que la salida de corriente sea la correcta para los 5 puntos de prueba.
- Corroborar por medio de esta prueba que la tolerancia sea la requerida
- Adjuntar los datos al formato de pruebas y calibración elaborado para trasmisores de presión.
- Cuando se alcanzan las tolerancias indicadas por el fabricante, se asigna la fecha de certificado de calibración del transmisor y próxima fecha de calibración dentro del microprocesador de éste, se escribe también en el formato de prueba y calibración. La próxima fecha de calibración es de 1 año. Recomendación del fabricante.

En la **figura 27** se puede observar el montaje típico de verificación y calibración de un transmisor de presión por medio del protocolo Hart. El Hand terminal utilizado se engancha a través de las borneras de alimentación eléctrica. Una fuente de alimentación a 24 V con una resistencia de 250 Ω como resistencia de carga también es conectada a estas borneras, luego de la

conexión el mismo dispositivo de calibración indica la buena instalación del sistema.

De acuerdo con el montaje recomendado por el fabricante de estos transmisores se puede observar dos dispositivos externos a la fuente de poder para controlar, registrar e indicar la señal eléctrica que entra al transmisor, estos dispositivos no son dispensables, basta con tener una señal eléctrica estable y una buena fuente de poder durante el proceso de verificación y calibración.

El montaje observado es similar para cualquier transmisor, bien sea de temperatura o de presión diferencial, por lo que es necesario tener en cuenta siempre este montaje que es estandarizado para este protocolo de comunicación.

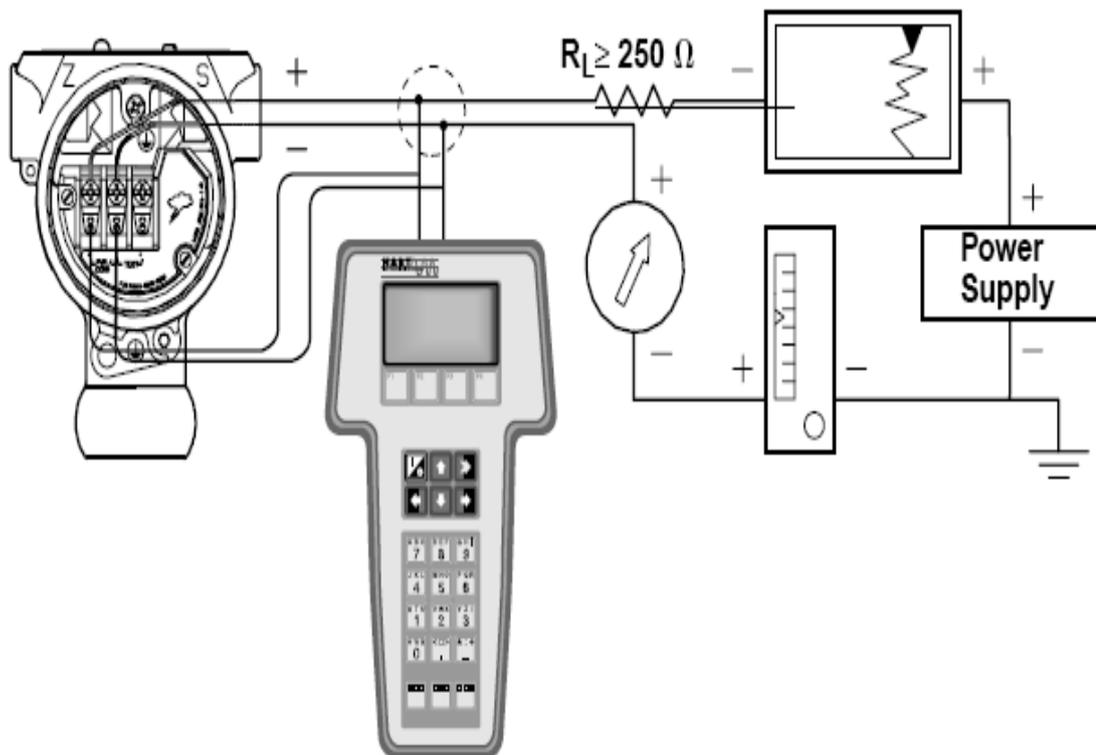


Figura 27: Típico montaje de calibración para un transmisor de presión por medio del protocolo de comunicación HART [14].

El árbol de calibración observado en la **figura 28** obedece al procedimiento de reprogramación del sistema de un transmisor de presión por medio del hand terminal asociado a la marca de estos transmisores.

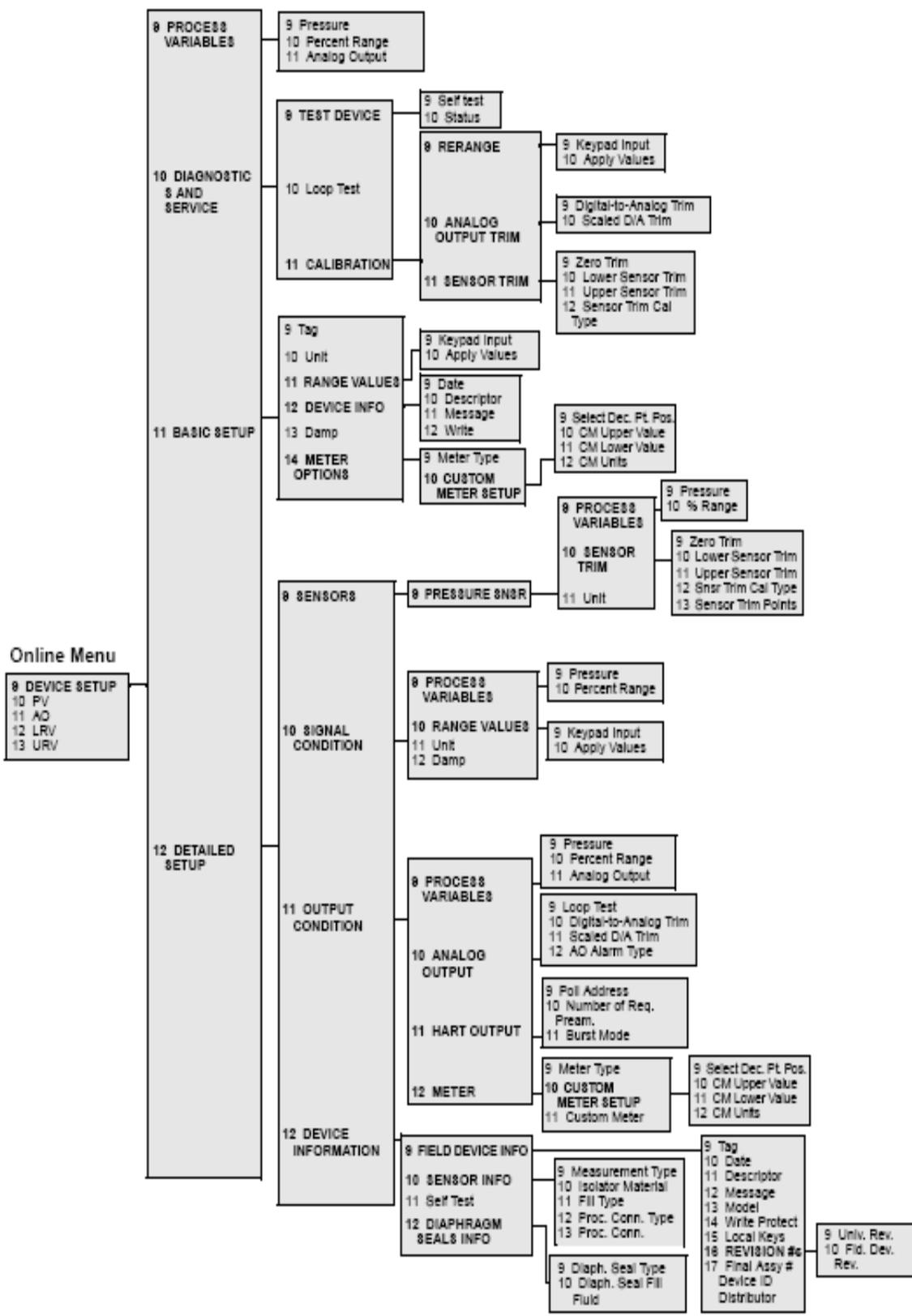


Figura 28: Árbol de calibración para un transmisor de presión por medio del protocolo de comunicación HART [14].

2.3.2 Verificación y calibración de los transmisores de temperatura

En la verificación y calibración de temperatura se utilizó un banco de prueba con los siguientes componentes:

- Fuente reguladora de 24 V
- Hand terminal Rosemount –Fisher (comunicación HART)
- Horno digital patronado METEK (mufla)
- Multímetro FLUKER 765
- Resistencia variable 100 décadas (estabilizada 250 Ω)

En la parte de verificación se procedió a observar que el instrumento no tenga imperfechos en su carcasa display y sus conectores. Se monta en el banco de prueba para certificar de forma cualitativa que el instrumento está entregando una medida similar a la medida que se entrega en el display del horno digital patronado, luego de esto se procedió a seguir el siguiente esquema de calibración.

- a) Verificar el número de referencia de fábrica del instrumento con la hoja de datos de transmisores
- b) Asignar TAG para luego disponerlo a un lazo de control
- c) Asignar el tipo de sensor de temperatura, como el sensor de temperatura es una RTD - PT100, se debe asignar el número de hilos con el que trabajará el sensor.
- d) Asignar el valor del rango mínimo requerido (LVR) a 4mA
- e) Asignar el valor del rango máximo requerido (LVR) a 20mA
- f) Asignar unidad de medida de temperatura (unidad de trabajo del transmisor)
- g) Comparando con el instrumento patronado, se aplicó presiones iguales al 0, 25, 50,75 y 100%, del rango en forma ascendente y descendente. Verificando que la salida de corriente sea la correcta para los 5 puntos de prueba.
- h) Corroborar por medio de esta prueba que la tolerancia sea la requerida
- i) Adjuntar los datos al formato de pruebas y calibración elaborado para transmisores temperatura.

- j) Cuando se alcanzan las tolerancias indicadas por el fabricante, se asigna la fecha de certificado de calibración del transmisor y próxima fecha de calibración dentro del microprocesador de éste, se escribe también en el formato de prueba y calibración. La próxima fecha de calibración es de 1 año. Recomendación del fabricante.

Nota: el montaje de calibración del transmisor de temperatura es similar al montaje de calibración vista para los transmisores de presión, ver **figura 27**.

Como se observa en la **imagen 12** se puede corroborar la conexión estándar en un proceso de verificación y calibración de un transmisor, en este caso es un transmisor de temperatura que esta siendo calibrado con dos instrumentos patrones, un horno regulado manualmente con indicador digital y el hand terminal. El cable negro que proviene del hand terminal es conectado a las borneras de la señal eléctrica igual que la fuente de alimentación y en una de las dos salidas de la fuente de alimentación se conecta la resistencia de carga.



Imagen 12: Montaje de calibración para los transmisores de temperatura.

En la **figura 29** se puede observar el árbol de reprogramación para la verificación y calibración de los trasmisores de temperatura, aunque los arboles de calibración son

muy parecidos vale la pena aclarar que se diferencian básicamente por la variedad de sensores que se pueden utilizar en un transmisor de temperatura.

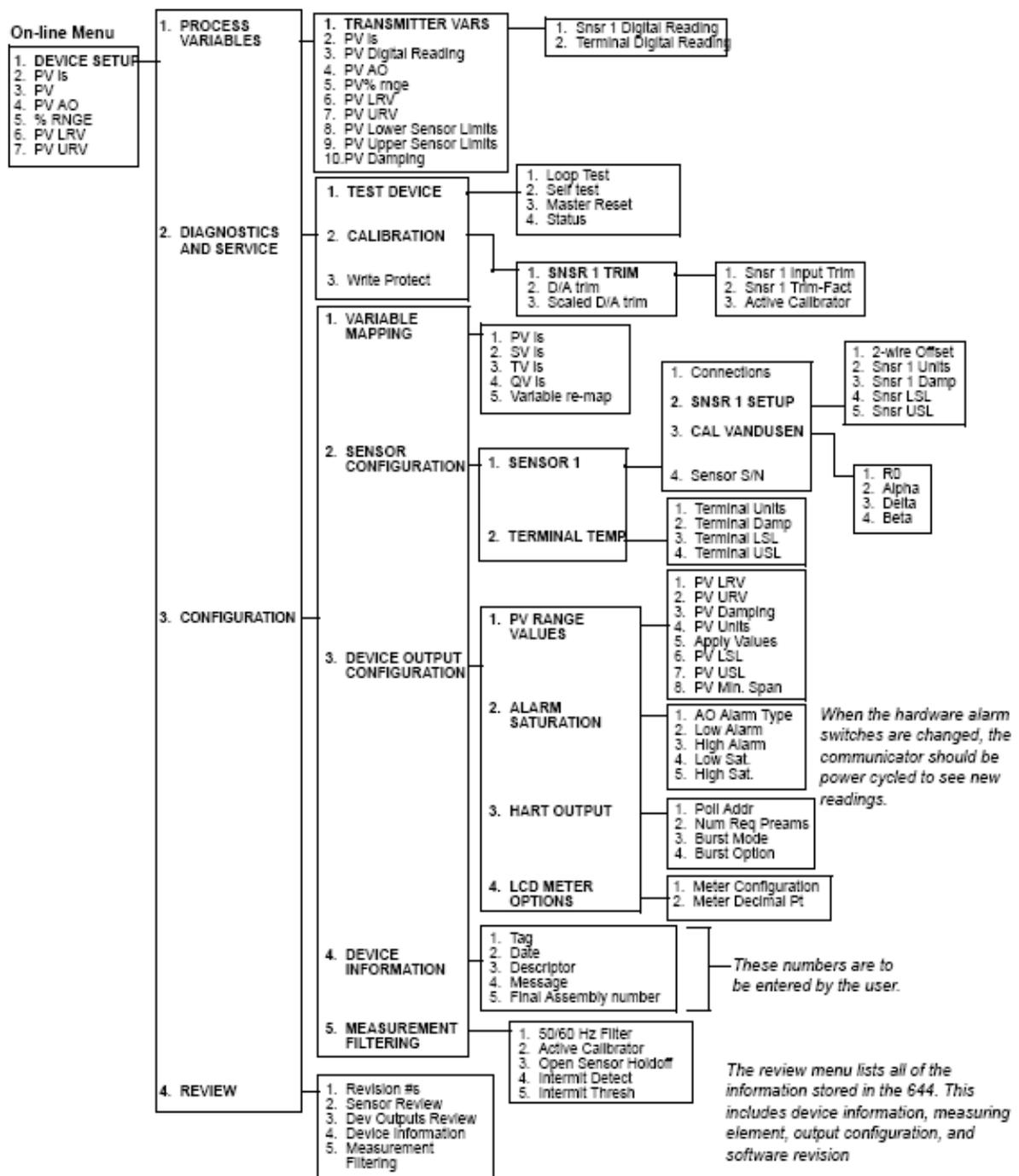


Figura 29: Árbol de calibración para un transmisor de temperatura por medio del protocolo de comunicación HART [15]

2.3.3 Verificación y calibración de los transmisores de presión diferencial para medir caudal

El mecanismo de los transmisores de presión diferencial consiste en dos vías de presión que conectan a un sensor DP cell, la presión que entra por cada vía hace que haya una diferencia de presión en el diafragma doble del DP cell.

En la verificación y calibración de los transmisores de presión diferencial para caudal se utilizó un banco de prueba con los siguientes componentes:

- Fuente reguladora de 24 V
- Hand terminal Rosemount –Fisher (comunicación HART)
- Bala de nitrógeno con conexionado al transmisor
- Manómetro patronado 800 PSI
- Trípode para el transmisor
- Multímetro FLUKER 765
- Resistencia variable 100 décadas (estabilizada 250 Ω)

En la parte de verificación se procedió a observar que el instrumento no tenga imperfecciones en su carcasa display y sus conectores, luego se monta en el banco de prueba para certificar de forma cualitativa que el instrumento está entregando una medida similar a la medida que se entrega en un instrumento patronado, que para este caso es un manómetro patronado, luego de esto se procedió a seguir el siguiente esquema de calibración.

- a) Verificar el número de referencia de fábrica del instrumento con la hoja de datos de transmisores
- b) Asignar TAG para luego disponerlo a un lazo de control
- c) Asignar el valor del rango mínimo requerido (LVR) a 4mA
- d) Asignar unidad de medida de presión (unidad de trabajo del transmisor)
- e) Comparando con el instrumento patronado, se aplicó presiones iguales al 0, 25, 50,75 y 100%, del rango en forma ascendente y descendente. Verificando que la salida de corriente sea la correcta para los 5 puntos de prueba.

- f) Corroborar por medio de esta prueba que la tolerancia sea la requerida
- g) Adjuntar los datos al formato de pruebas y calibración elaborado para transmisores de presión.

Cuando se alcanzan las tolerancias indicadas por el fabricante, se asigna la fecha de certificado de calibración del transmisor y próxima fecha de calibración dentro del microprocesador de éste, se escribe también en el formato de prueba y calibración. La próxima fecha de calibración es de 1 año. Recomendación del fabricante.

Este método de verificación y calibración que es similar al que se hizo para transmisores de presión absolutas es con el fin de observar el comportamiento del instrumento, una vez se aprueba el instrumento por su buen funcionamiento se adecua para que trabaje en unidades de caudal y los rangos de trabajo que se necesita para que trabaje en el lazo de control en el que se ocupará.

2.3.4 Verificación y calibración de los transmisores de flujo másico tipo colorís

El sistema de verificación y calibración de estos instrumentos de la marca KROHNE hace que el montaje sea muy sencillo, puesto que su calibración se puede hacer a través de un display que viene en la carcasa del equipo, simplemente es necesario ingresar los requerimientos de medición y transmisión de la señal.

Los pasos para el ajuste de calibración son los siguientes:

- 1) asignación del TAG
- 2) asignación de la unidad de trabajo
- 3) rango de medida
- 4) dirección del flujo

En la **figura 30** se puede observar la interfaz de calibración de este instrumento, a continuación se indicara los pasos y partes de esta interfaz de calibración.

- 1) Asignación del TAG
- 2) Cierre de la etiqueta

- 3) Indicadores de la medida y unidad de trabajo
- 4) Interfaz óptica tipo “wireless” para transferencia de datos
- 5) Conectores para comunicación externa por software
- 6) Botones de mando para calibración manual.
- 7) Porcentaje del rango de la medida que se esta tomando.
- 8) indicador del sentido de la señal en caso que la señal tome un sentido diferente al dispuesto.
- 9) Indicador de precauciones en el funcionamiento del transmisor.

En estos equipos se calibra simplemente la unidad de trabajo, el rango de medida y el TAG correspondiente al lazo de control al que pertenece.

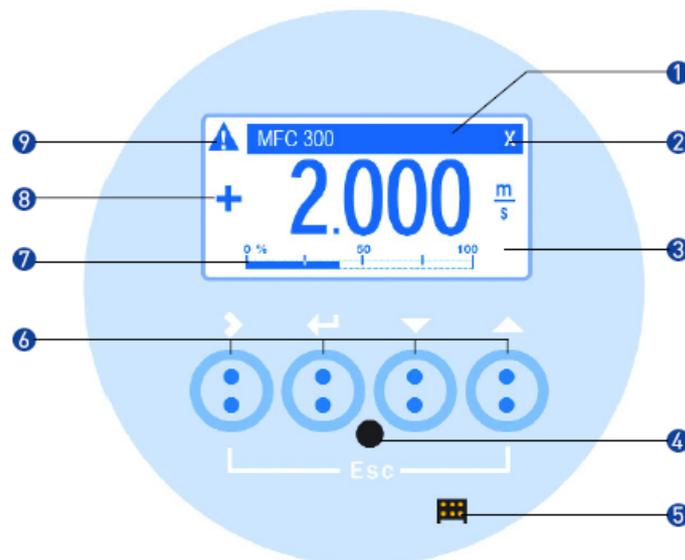


Figura 30: Interfaz y display para la calibración del transmisor de flujo tipo coloris KROHNE [16]

2.3.5 Verificación y calibración de los medidores de flujo volumétrico por método ultrasónico

El instrumento de medida de flujo por método ultrasónico es también de la marca KROHNE su interfaz es similar a la del medidor de flujo masico por coloris vista anteriormente, sin embargo este equipo es utilizado [16].

Los pasos para el ajuste de calibración son los siguientes:

- 1) asignación del TAG
- 2) asignación de la unidad de trabajo
- 3) rango de medida

En la **imagen 13** se puede observar un medidor de flujo ultrasónico instalado en la línea de salida del pozo Monserrate, con un sistema de intervención tipo “By pass”, en el montaje de este tipo de instrumentos cuenta como factor fundamental la conexión de las bridas en la tubería para que estas uniones no tengan ningún desnivel causando pequeñas turbulencias en el flujo ocasionando error en la medida, las entradas de “conduit” o tubo flexible esta recubriendo el cableado de alimentación y el cableado de transmisión de la señal obtenida a través de este instrumento.



Imagen 13: Medidor de flujo ultrasónico instalado en el pozo Don Pedro.

2.4 ADECUACIÓN DE LAS FACILIDADES DE TRABAJO PARA LOS INSTRUMENTOS Y MONTAJE

En este subíndice se describirá todas las recomendaciones para el buen funcionamiento de los instrumentos en campo. Se debe tener claro el tipo de conexionado que debe tener cada uno de ellos en la línea de proceso, la conexión de

la señal y la parte de conexionado eléctrico además de la ubicación dentro del lazo correspondiente y la posición de trabajo. Todos estos requerimientos son propuestos por el equipo de planeación ajustados a las recomendaciones de los fabricantes y plasmados en los diagramas de montaje, P&Di's y el alcance de obra [8].

Siguiendo con el protocolo se abarcó la estrategia de adecuación y montaje por zonas, sin embargo se citará los requerimientos de montaje para cada uno de los instrumentos.

En el proceso de montaje propuesto por zonas se armó un listado de instrumentos en conjunto asignados a los diferentes lazos de control, una vez se tiene este listado se empezó a hacer un listado de requerimientos para facilidades de montaje y recomendaciones de montaje propuestas por el fabricante de cada uno de los instrumentos.

Las conexiones y los accesorios de los instrumentos a las líneas de proceso se deben de hacer acuerdo con la clase de servicio el cual estén tomando, teniendo en cuenta el tipo de material, el tipo de conexión, tamaño de orificio de conexionado y orientación del equipo [8].

Todos los instrumentos se instalaron de forma orientada a una buena visualización por parte de los operarios de la planta, además de tener buen alcance y facilidad para futuros mantenimientos [8].

Los equipos que necesitaron soportes con el fin de evitar deterioros o ruido por cuenta de las vibraciones que se pueden presentar en la tubería, se ubicaron teniendo en cuenta el acceso por medio de plataformas o escaleras en algunos de los casos siempre pensando en la seguridad y visualización de los operarios [8].

2.4.1 Requerimientos y las facilidades de montaje para los instrumentos de presión

Esta especificación tiene como objetivo establecer las pautas para la realización de los trabajos de montaje mecánico y eléctrico, cuando se requiera, para todos los instrumentos de presión [8].

Muchos instrumentos son susceptibles a un mal funcionamiento si son instalados en sitios sujetos a vibraciones. En estos casos el instrumento debe ser montado en un soporte rígido adyacente a la línea de proceso y no conectado directamente a ésta por

que en la mayoría de los casos esta es la principal fuente vibración. Para ese tipo de montaje se requiere el uso de tubing para tomar la señal de la línea de proceso y llevarla al instrumento y conduit flexible para cubrir y llevar el conexionado eléctrico. Dentro de la familia de instrumentos de presión, se utilizó este requerimiento para evitar vibraciones en los transmisores de presión y en algunos manómetros que podrían estar expuestos a vibraciones fuera del margen de tolerancia recomendado por los fabricantes [8].

La conexión de los instrumentos de presión al proceso se deben de hacer por medio de válvulas de intervención con sistema de drenaje para futuras reparaciones o cambios, estas válvulas conectaron directamente a la línea de proceso a menos salvando algunos casos particulares. En los casos que se utilizó tubing el conexionado se maneja con los conexionados de ½" Φ de pulgada, el tubing en lo posible no se debe utilizar mas de 3 metros de longitud y mas de tres curvas en él para evitar trampas de condensados y bolsillos de aire, en algunos casos especiales se utilizó un conexionado de 3/8" Φ pulgada.

En la **figura 31** se observa el típico de montaje que se utilizó para los transmisores de presión, a continuación se enuncia las piezas o los requerimientos de montaje que se utilizan en un transmisor de presión:

- 1) Trheadoleth de ½" Φ
- 2) Válvula de intervención para el transmisor
- 3) Conector de la línea de proceso hacia la válvula de bloqueo
- 4) Display del transmisor
- 5) Conduit blindado para conexionado eléctrico
- 6) Conector del conduit
- 7) Sello cortafuegos
- 8) Válvula de bloqueo
- 9) Tubbing
- 10) soporte del transmisor

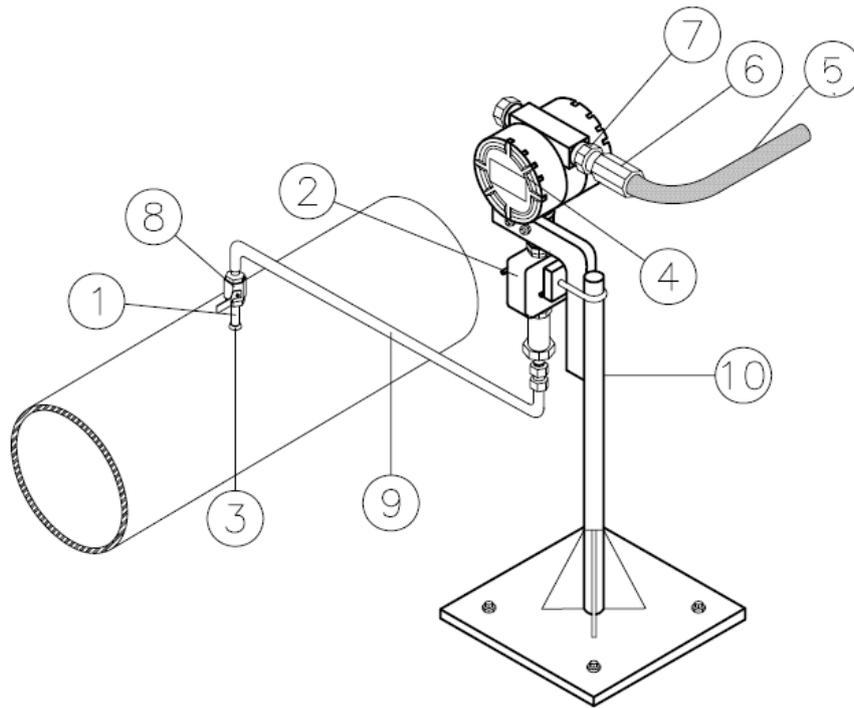


Figura 31: Típico del montaje para los transmisores de presión [8].

En la **figura 32** se observa el típico de montaje para los indicadores de presión y los requerimientos para las facilidades de montaje. A continuación se puede observar la lista de piezas requeridas para el montaje de este instrumento. Como se puede observar el típico de montaje de estos indicadores va sobre la línea de proceso, estos indicadores están expuestos a tener perturbaciones en la toma de la medida debido a la alta vibración de la tubería por lo que se debe utilizar piezas amortiguadoras de la señal o reductoras de vibraciones, estas piezas se llaman snubbers. [8].

- 1) Conector de la línea de proceso a la válvula de intervención
- 2) Válvula de intervención
- 3) Manómetro
- 4) Snubber (válvula reductora de vibraciones)

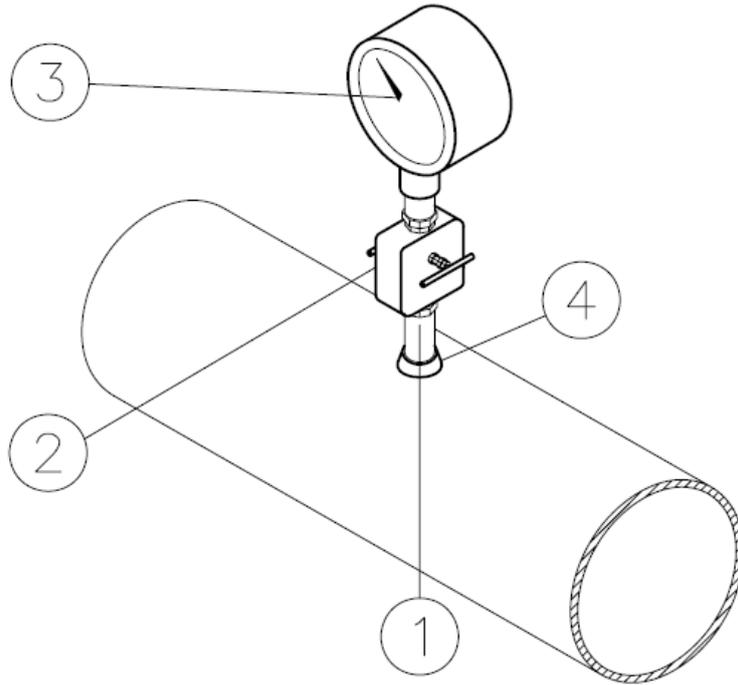


Figura 32: Típico del montaje para los indicadores de presión [8].

En la **figura 33** se observa el típico de montaje que se utilizó para las válvulas de alivio de presión y los requerimientos para las facilidades de montaje, básicamente estas válvulas de alivio de presión son instaladas directamente a la línea de proceso, la línea de alivio va conectada a la línea de desfogue y residuos del producto donde se llevan a quemas para ser liberado al ambiente [8].

1 Conector de la línea de proceso a la válvula de intervención

2 Válvula de intervención

3 Válvula de alivio

4 Válvula conector a la línea de desfogue

5 Trheadoleth

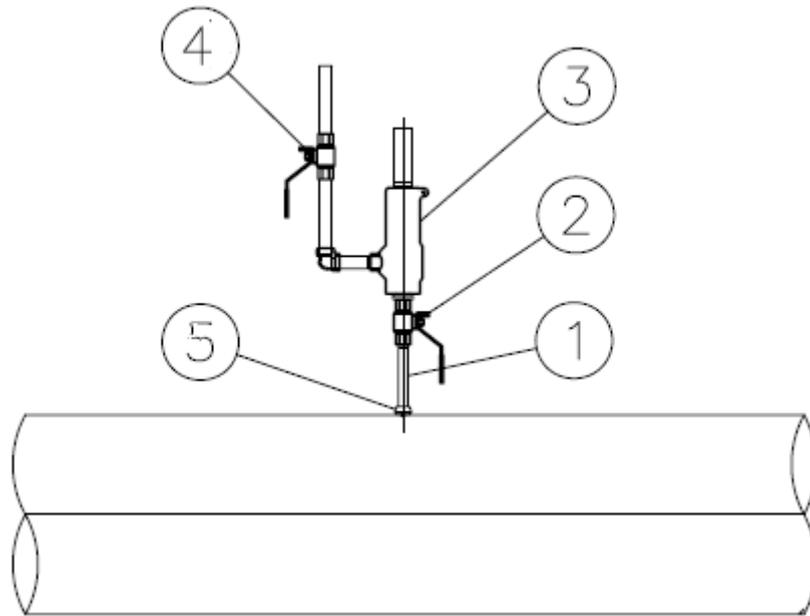


Figura 33: Típico del montaje para las válvulas de alivio de presión [8].

2.4.2 Requerimientos y las facilidades de montaje para los instrumentos de temperatura

Esta especificación tiene como objetivo establecer las pautas para la realización de los trabajos de montaje mecánico y eléctrico, cuando se requiera, para todos los instrumentos de temperatura [8].

Para este tipo de instrumentos se deben utilizar termopozos que protejan los elementos primarios del contacto directo con el fluido dentro de la línea de proceso ya que estos instrumentos deben tomar la medida directamente [8].

Siguiendo los lineamientos y la normatividad se debe tener en cuenta que tanto los termopozos como los instrumentos primarios deben tener una inmersión preferiblemente de la mitad del diámetro de la línea de proceso donde se está tomando la señal ya que si la punta del termopozo toca la tubería en el extremo podría tomar el dato de temperatura de la tubería y no del fluido y en caso de existir una reducción concéntrica este instrumento debe instalarse a 1D después de esta reducción para prevenir la formación de bolsillos de aire en el caso de líneas de proceso de gas [8].

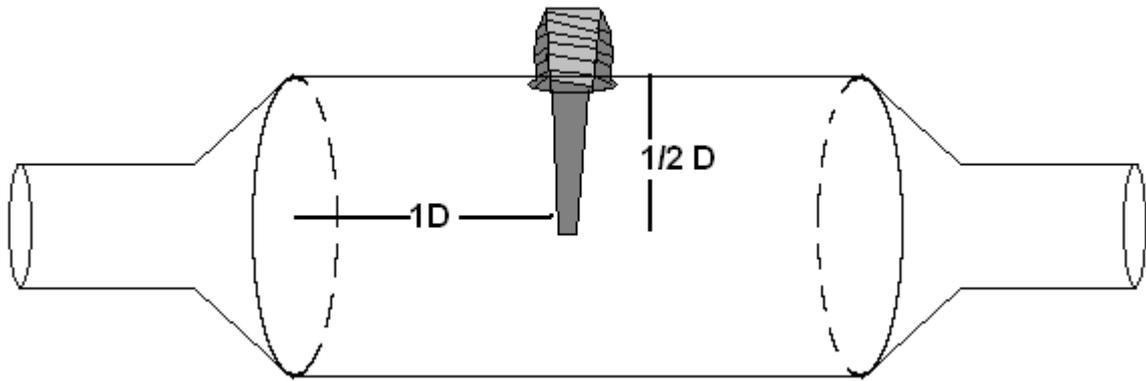


Figura 34: Típico del montaje para los termopozos

En las líneas mayores o iguales a 6" Φ se recomienda instalar el instrumento con su termopozo en los codos de la línea.

A continuación en la **figura 35** se puede observar el típico de montaje, las piezas y los requerimientos utilizados en los instrumentos de temperatura, en la figura A) se puede observar la forma típica de montaje de un trasmisor de temperatura y en la figura B) se puede observar el montaje típico de un indicador de temperatura.

El listado de las partes enumeradas den las figuras es el siguiente:

- 1 Trheadoleth
- 2 Termopozo roscado
- 3 Trasmisor indicador de temperatura
- 4 Conector
- 5 Sello cortafuegos
- 6 Conduit
- 7 Indicador de temperatura

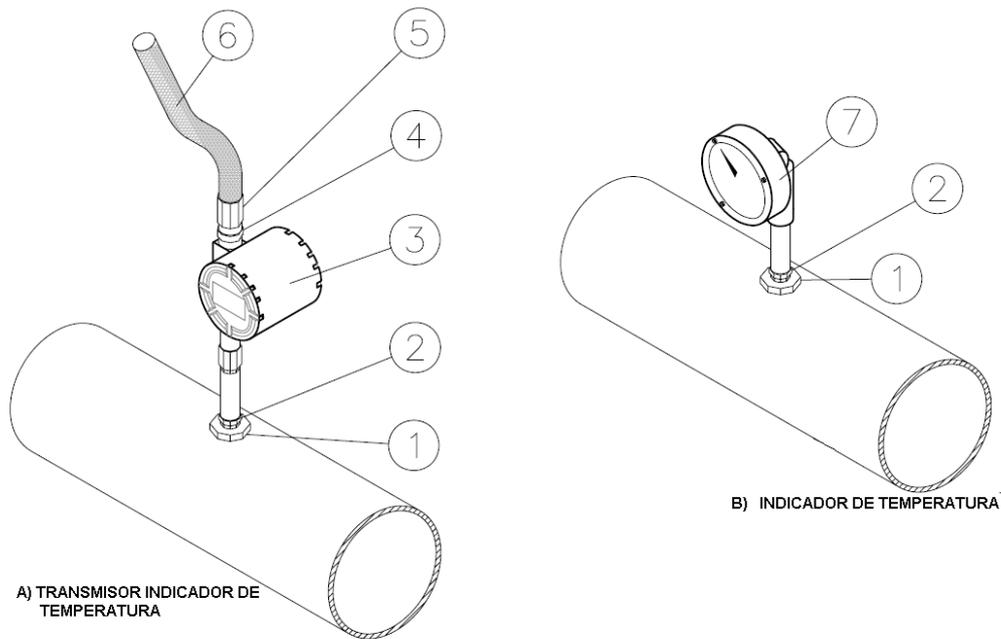


Figura 35: Típico del montaje para los transmisores e indicadores de temperatura [8].

2.4.3 Requerimientos y las facilidades de montaje para los instrumentos de nivel

Estos instrumentos se utilizan para determinar el nivel que alcanza los condensados en los tanques recolectores de húmedos (scrubbers), teniendo en cuenta que los instrumentos se deben instalar en lugares accesibles a los operarios, en los conexiones de algunos de estos instrumentos se podría formar trampas de condensados o bolsillos de aire, en algunos de ellos se instalaron válvulas de drenajes. Estos instrumentos no deben instalarse cerca de líneas o zonas donde se encuentren a altas temperaturas debido a la susceptibilidad de sus sensores.

Como los instrumentos son para medida de nivel el conexionado entre bridas debe de hacerse con medida de nivel de burbuja para evitar que la toma de la medida tenga irregularidades. En la **figura 36**, se describe la forma cuidadosa para el alineamiento de los espárragos en las bridas, con el fin de mantener la entrada del fluido al instrumento de medida de nivel uniformemente, para este procedimiento se debe tener en cuenta el instrumento de medida de nivel llamado burbuja de nivel.

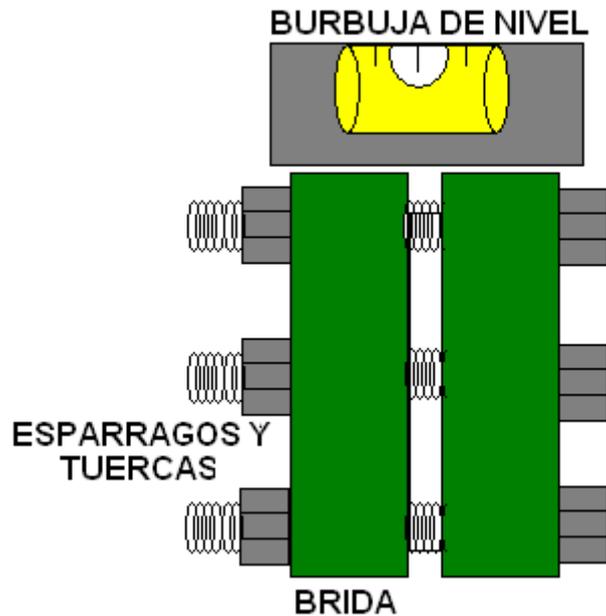


Figura 36: Recomendación para el ajuste de bridas en los instrumentos de nivel [8].

2.4.4 Requerimientos y las facilidades de montaje para los instrumentos de flujo

Esta especificación tiene como objetivo establecer las pautas para la realización de los trabajos de montaje mecánico y eléctrico, cuando se requiera, para todos los instrumentos de flujo.

Dentro del lazo de control conformado por la válvula reguladora de flujo y los medidores de flujo se debe tener en cuenta que los medidores se instalaron aguas abajo y lo mas retirada posible de la válvula para evitar cavitación, distorsión en el perfil de flujo y/o vaporización instantánea en las piezas internas de cada uno de estos instrumentos, dentro de las recomendación es bueno tener en cuenta que estos instrumentos nunca se deben instalar en el lado de la succión de una bomba para evitar estos mismos deterioro en las piezas [8].

Como estas aplicaciones son de servicio continuo se instalaron válvulas de bloqueo y “By pass” para permitir operaciones de mantenimiento [8].

Los medidores de flujo volumétrico utilizados son muy susceptibles al perfil de flujo y turbulencias, por lo que se requiere que el perfil de flujo que hay en la línea debe ser

predecible, por tal motivo es necesario instalar estos equipos en tramos rectos aguas arriba y aguas abajo del equipo [8].

Los medidores utilizados para medir flujo volumétrico son los instrumentos de mecanismo ultrasónico, por su sensibilidad a las turbulencias y a perfiles de flujo impredecibles es necesario un riguroso procedimiento de instalación, las recomendaciones para el buen uso de estos instrumentos son los siguientes:

- a) Se debe instalar en tramos rectos de tubería aguas arriba y aguas abajo del medidor con alienador o corrector.
- b) El flujo a medir debe estar completamente homogéneo.
- c) El medidor de flujo ultrasónico debe ser ubicado de tal manera que el eje del haz ultrasónico este ubicado horizontalmente ver **figura 37**.

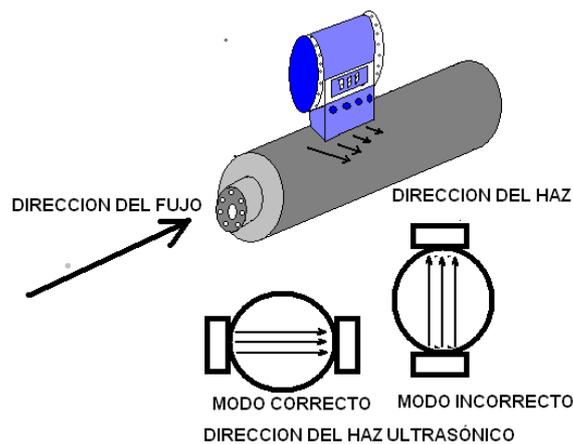


Figura 37: Recomendación para la dirección del haz ultrasónico

- d) Al manipular el medidor no se debe sujetar del convertidor de la señal o display
- e) Al manipular el medidor se deben evitar movimientos bruscos e impactos
- f) Se debe evitar radiación directa de luz solar sobre el medidor, es recomendable usar una cubierta para prolongar la vida útil de este equipo.
- g) La desviación permisible en las bridas debe ser aproximadamente menores de 5mm por lo que se recomienda alinear las bridas por nivel de burbuja asegurando que el flujo sea completamente paralelo a la superficie del cilindro.

h) En las tuberías de conexión catódica, las bridas de la tubería deben ser conectada por un cable de cobre el cual no debe ser conectado al medidor de flujo, los espárragos, tuercas y empaques deben ser aislados por medio de empaques aislantes, se utiliza normalmente silicona o cuero.

i) No se debe instalar en el punto mas bajo de la tubería con el fin de evitar residuos y condensados que causen deterioro con el tiempo.

En la **figura 38** se puede observar un lazo de control típico para controlar flujo por medio del lazo de control tipo “feed back” o de realimentación

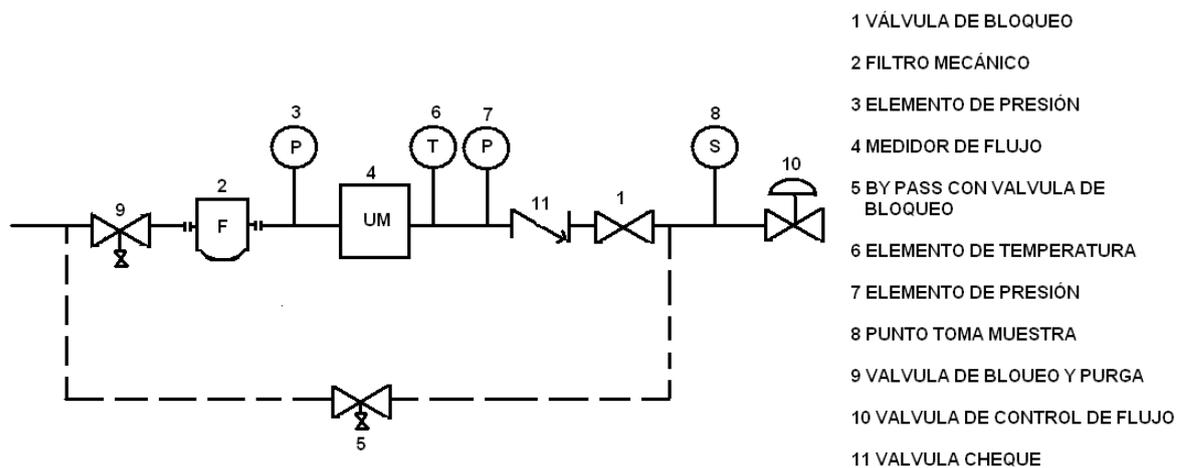


Figura 38: Diagrama típico para un lazo de control de flujo utilizando un medidor de flujo ultrasónico

En la **figura 39** se observa el esquema típico de la instalación de un medidor de flujo másico tipo colioris. Los problemas típicos de puesta en marcha de este tipo de medidor están relacionados con errores y fallas en la instalación del mismo. Por esta razón se deben seguir estrictamente las recomendaciones dadas por el fabricante para su instalación [8].

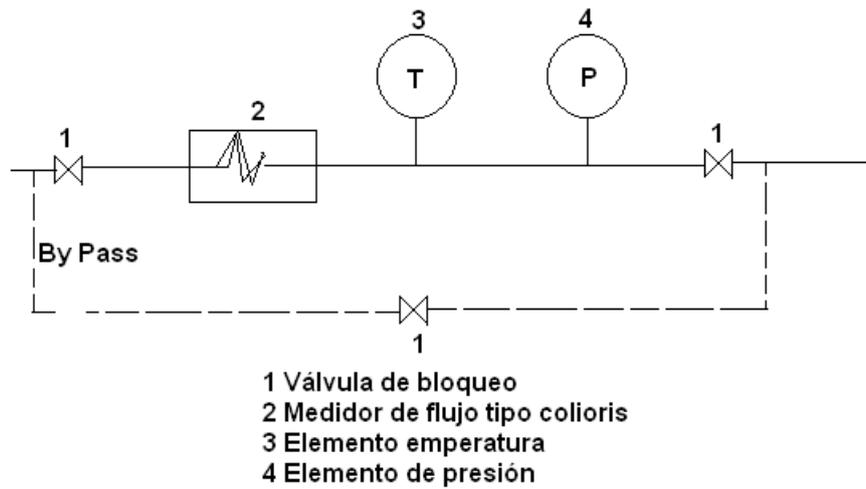


Figura 39: Típico montaje de un medidor de flujo masico tipo colioris

Estos medidores de flujo no se ven afectados por distorsiones del perfil de velocidad del fluido, por esta razón el medidor no requiere ser instalado en un tramo recto de tubería, ni con alineadores de flujo. La tubería adyacente al medidor de flujo debe soportarse de una forma segura de tal manera que la vibración propia de la tubería en que se instala y la vibración necesaria para medir el instrumento no se superponga y genere una medida adicional a la que debe medir el instrumento [8].

CAPITULO 3. PRUEBAS DE CAMPO (PRECOMMISSIONING).

3.1 DESCRIPCION

Antes de la puesta en marcha (start up) de cualquier proceso industrial, se requiere hacer unas pruebas de campo de todo el mecanismo que interviene en el proceso, esta simulación se le llama en la industria pre-commissioning o pre-comisionado del sistema. Esta etapa previa al arranque de la planta se basa en simular los lazos de control sin producto, en el caso de la planta de procesamiento de Santa Rita, los pozos Don Pedro y Monserrate sin gas natural. Se pondrán en funcionamiento los instrumentos con el controlador que se encuentra en el cuarto de control, con una simulación de las variables física en las que actuará el proceso en el caso de que sea necesario y posible.

La etapa del pre-commissioning consta de una serie de pasos que son fundamentales para el buen funcionamiento de la planta en el arranque, sus pasos son los siguientes:

1. Verificación de continuidad del conexionado eléctrico entre la cajilla de borneras y el instrumento.
2. Simulación de las variables físicas.
3. Simulación de lazos de control.

Para realizar esta serie de pasos se debe tener un banco de prueba móvil que consta de unos instrumentos de simulación y toma de medida, básicamente se simuló presión y temperatura, los lazos donde se controlará flujo no fue necesario hacer prueba pues los medidores de flujo vistos en el anterior capítulo constan de un sistema de prueba y fallos que se simula directamente desde el controlador, en cuanto a los actuadores que cierra estos lazos fue necesario simplemente haber ejecutado rigurosamente el procedimiento de verificación de estas válvulas reguladoras, vista en el capítulo anterior, sin embargo se realiza también una inspección visual del funcionamiento de estos instrumentos.

3.2 VERIFICACIÓN DE CONTINUIDAD ELÉCTRICA DE LOS INSTRUMENTOS

Esta verificación consta simplemente con cerrar el lazo eléctrico de cada instrumento en la cajilla de borneras que luego conecta con el sistema de control de mando de toda la planta.

Dentro de los pasos del proceso se debe tener dos radio-comunicadores donde se conecten dos operadores de prueba, el receptor se encuentra en la cajilla de borneras donde recibirá el TAG del instrumento al que se le verificará la continuidad eléctrica y el lazo de control al que pertenece. Dentro de la cajilla de borneras hay un diagrama que describe el tipo de conexionado eléctrico que tiene cada instrumento el etiquetado de cada uno de ellos y cada conjunto se encuentra en un nombre de lazo de control.

Siguiendo la descripción de comunicación eléctrica de cada uno de los instrumentos el diagrama de colores es el siguiente:

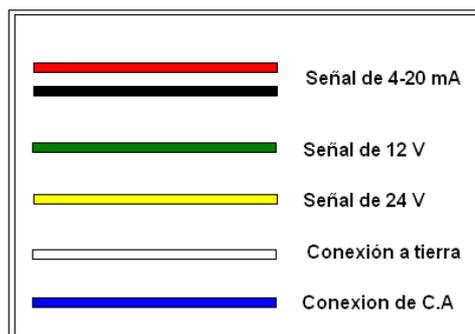


Figura 40: Diagrama de colores para los conexionados eléctricos en los diferentes lazos de control

La normatividad utilizada para la planificación de conexionado eléctrico esta basado en las siguientes normas:

ICONTEC

- NTC 307 Conductores de cobre duro, semiduro o blando, cableado concéntrico
- NTC 1332 Cables alambres aislados
- NTC 2744 Cables de instrumentación y alambres para termocupla

- NTC 3942 Cables de control
- NTC 2050 Código eléctrico nacional

Normas internacionales

- NFTP 70 National electrical code, NEC
- ASTM (American society for testing and materials) B-3, B-8, B-33
- ISA (The International Society for measurement and control) MC96.1
- API (American petroleum institute) RP 552, RP 540

Una vez se conoce el tipo de conexionado que tiene cada instrumento en el lazo, el TAG se procede a cerrar el circuito y por medio de un multímetro se procede a verificar que esté correspondiendo al conjunto de bornas que se le asignaron al lazo, cuando se prueba continuidad, la interventora procede a dar el visto bueno de conexión eléctrica del sistema.

3.3 VERIFICACIÓN DE LOS LAZOS DE CONTROL

En esta verificación, el receptor del sistema es el operador del cuarto de control que se comunica con el operador del instrumento que a su vez esta simulando las variables físicas del instrumento.

En este procedimiento se verifica los transmisores de presión y temperatura y además se comprueba el cierre y apertura de las válvulas reguladoras comandadas por el controlador, como se había mencionado anteriormente el funcionamiento los medidores de flujo se hace internamente desde el cuarto de control por medio del sistema interno que tiene cada uno de ellos.

3.3.1 Verificación de los transmisores de presión

Para los transmisores de presión se utilizó un banco móvil compuesto por los siguientes instrumentos.

- Bomba hidráulica de 1800 PSI.
- Multímetro digital Fluke 765

El instrumento se desconecta de la línea de proceso y se adapta a la bomba hidráulica que contiene un émbolo para enviar presión manualmente, la bomba también tiene un manómetro patronado para corroborar la presión que también es vista desde el indicador digital de transmisor se emite una señal al transmisor y por medio de la radio comunicación se corrobora que la señal sea vista desde el sistema supervisión del controlador si las señales observadas están todas iguales el grupo interventor da al aval final del instrumento de presión.

En la **figura 41** se puede observar la comunicación del sistema con el controlador. Se genera la señal con la bomba hidráulica al elemento primario para que el transmisor lleve su señal a la cajilla de borneras, luego sale de esta cajilla todas las señales al bus de campo MODBUS, éste se encarga de llevar todas las señales al controlador y al sistema supervisorio.

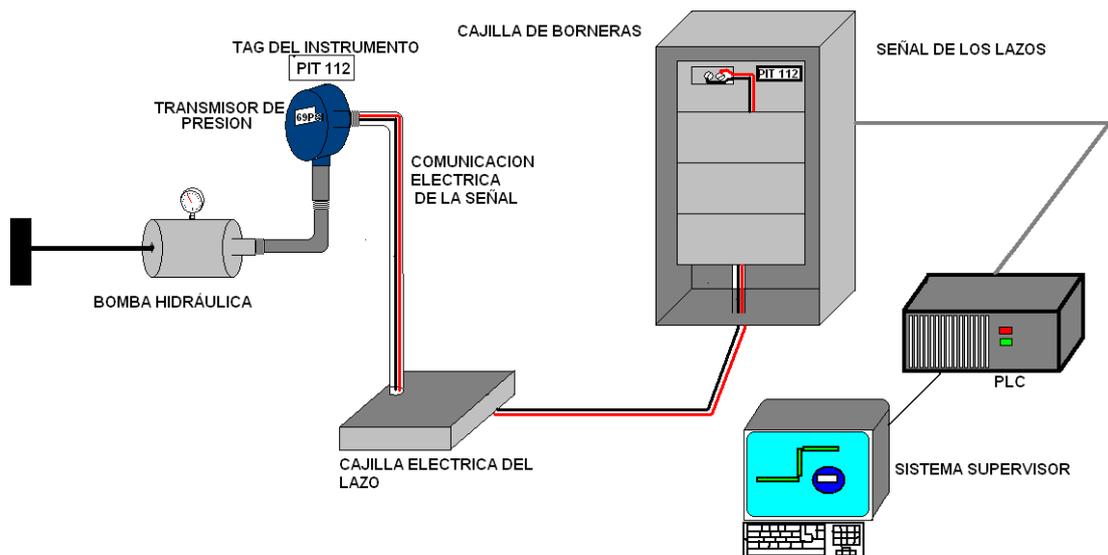


Figura 41: Sistema de verificación de lazo para un transmisor de presión

3.3.2 Verificación de los transmisores de temperatura

En esta etapa de verificación de lazo se utilizó un instrumento generador de ohmios llamado “K-ohmios” este instrumento simula la señal del sensor RTD PT100 se conecta en paralelo al sensor y se comienza a variar manualmente por medio de una perilla generando una variación de resistencia que es proporcional a una señal de

temperatura que entrega el sensor, aunque este procedimiento también se puede hacer reemplazando la RTD por una resistencia lineal que simule a la PT100.

Se tomaron tres valores de resistencia que indican la variación del sensor en temperatura, teniendo en cuenta que este sensor entrega 100Ω a cero grados centígrados, a partir de la recta del comportamiento de este sensor se hace una extrapolación de la señal generada en el K-ohmios se obtiene un valor en grados centígrados, como la unidad de temperatura con la que se calibró todos los transmisores de temperatura es de grados Fahrenheit se debe hacer una nueva extrapolación de grados centígrados a Fahrenheit.

Una vez se verifica que la señal entregada en el K-ohmios es igual a la que se observa en el indicador digital del transmisor se compara con la señal que tiene el operario en el sistema supervisor, si estas señales son iguales, el grupo de interventores entrega el aval de buen funcionamiento del instrumento.

A continuación se puede observar en la **figura 39** la comunicación de los sistemas para supervisar el buen funcionamiento del instrumento con el controlador.

Para este caso el transmisor de temperatura ya está alimentado y con el simulador de temperatura K-ohmios adaptado, enviando una señal simulada de 4-20 mA, esta señal llega a la cajilla de borneras donde se encuentra una serie de armarios asociados a los lazos de control, tipo de señal y TAG del instrumento, posteriormente esta señal llega al bus de campo MODBUS donde recoge las señales del lazo y las lleva al controlador y al sistema supervisor de todo el proceso.

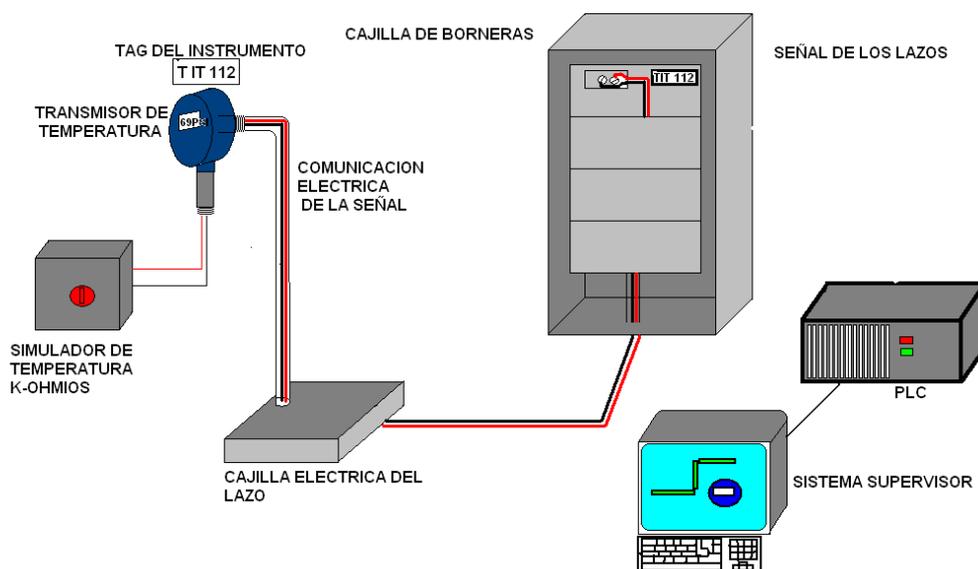


Figura 42: Sistema de verificación de lazo para un transmisor de temperatura.

3.3.3 Verificación de las válvulas reguladoras neumáticas

Se verifica desde campo y se comunica al control el comportamiento de la válvula por medio de los siguientes puntos:

- El controlador hace desplazar el vástago de la válvula y se debe observar el indicador de posición, por lo regular el mando del controlador hizo que éste se desplace a un 100% de apertura, un 50% y completamente cerrada.
- Observar posibles fugas de el aire de instrumentos antes de la entrada reguladora, sobre la entrada reguladora, sobre el convertidor de la señal y sobre la entrada al diafragma del instrumento, este procedimiento se hace por medio de agua y jabón, se riega agua con jabón y se detecta burbujeos en el caso de que haya escape o fuga.
- Se debe asegurar la posición de fallas de la válvula para garantizar que esta se encuentra de acuerdo con la necesidad del proceso, esto se logra cortando el suministro de aire.
- Asegurar que todos los accesorios, soportes tornillos estén correctamente ajustados. Se debe retirar cualquier objeto extraño, polvo del vástago. Luego se revisa el estado de los filtros de aire del la válvula, en caso de tener dudas de ellos se reemplazan inmediatamente.

3.3.4 Verificación del sistema de aire a instrumentos

El sistema de aire para instrumentos consta de un sistema conformado por dos compresores de aire y dos pulmones o tanques de almacenamiento, el manejo de dos compresores y dos pulmones es en caso de fallas o deterioro en la superficie de los pulmones, estos dos pulmones están continuamente llenos de aire a 300 libras de presión, cada pulmón tiene sus debidos indicadores de presión y sus válvulas de alivio con un disparo de presión de 350 libras en caso de falla de las electroválvulas, que cierran el paso una vez los compresores hayan inyectado cierta cantidad de aire hacia los compresores.

En esta etapa se evalúa la perdida de presión que tiene el sistema desde la salida de los pulmones hasta que llega a cada uno de los instrumentos neumáticos. Esta perdida de presión se debe a muchos motivos que son tolerables y difíciles de remediar por las condiciones de distancia del sistema, sin embargo la única perdida

que no se puede tolerar es la pérdida de presión por fuga, por tal motivo en la etapa de pre-comisionado se debe hacer una rigurosa observación por posibles fugas, una vez se hallan las fugas por medio de agua y jabón se debe cambiar la pieza inmediatamente. Cuando se soluciona esta pérdida de presión, se evalúa el porcentaje de pérdida de presión por cambios de aditamentos curvas y alcances de codo a unión en la estructura, perdidas por distancia de recorrido, que es aproximadamente de 500 m del sistema de pulmones al primer instrumento y perdidas por variación en el radio hidráulico en la tubería que para este caso no se presento por utilizar una tubería homogénea. Se encontró una pérdida de presión aproximadamente del 30%, que en su mayoría se debe al largo tramo de recorrido sin embargo no es perjudicial para los instrumento.

CAPITULO 4. ANALISIS DEL PROTOCOLO PROPUESTO PARA EL MONTAJE DE LOS INSTRUMENTOS ELECTROMECHANICOS EN LA PLANTA DE TRATAMIENTO SANTA RITA LOS POZOS DON PEDRO Y MONSERRATE Y EL PATIN DE ENTREGA SALDAÑAS.

El esquema de trabajo propuesto mejoró en un considerable porcentaje el tiempo de trabajo, evitando fallos e inconvenientes de ultima hora en el arranque de planta que siempre se tenia cuando el trabajo de instrumentación industrial se hacia solamente con personal técnicamente capacitado. La propuesta de ingeniería hizo que se re estructurara el sistema de plan de trabajo improvisado que se observaba en esta parte, pues la instrumentación industrial en el campo petroquímico se ha basado en la experiencia del personal, cometiendo los mismos errores y mejorando en la rutina de ellos.

Sin embargo este esquema de trabajo debe ser mejorado, uno de los inconvenientes es la autonomía que se tenía en la toma de decisiones pues algunas veces el personal técnico prefiere hacer caso a la intuición y a la experiencia más que a la literatura y las recomendaciones. Por tal motivo este procedimiento se debe reestructurar desde la participación en la planificación de la obra, analizando minuciosamente la literatura de procedimientos industriales, normatividad internacional y nacional y sobre todo las recomendaciones de los fabricantes que es fundamental tenerla en cuenta en este procedimiento, claro esta, no se debe hacer a un lado la experiencia y la intuición.

Dentro de las costumbres del personal técnicamente capacitado es muy común observar que ellos afrontan el procedimiento sin orden alguno, sin plan de trabajo y mucho menos sin cronograma, pues el oficio de ellos es un trabajo pagado por horas, sin embargo la optimización de un sistema depende de un estricto procedimiento, de un protocolo o plan de trabajo que se proyecte para él. Es muy difícil hacer entender al personal de la necesidad de este tipo de planificación, pues siempre creerán que la experiencia pesa mucho mas que el conocimiento, sin embargo él ser persuasivo sirve mucho a la hora de hacer caer en cuenta al personal de los errores que pueden cometer si no se sigue un plan de trabajo.

En los capítulos anteriores se puede observar que el procedimiento siempre cuenta con un plan de trabajo basado de acuerdo a la disposición de tiempo, transporte, ubicación geográfica y facilidad de equipos de operación. El protocolo aunque es

adaptable a cualquier proceso industrial debe contar con un empalme lógico que no perjudique a los otros frentes de trabajo y así hacer un trabajo continuo sin interrupciones. Dentro de los frentes de trabajo que se encuentran en un montaje industrial como el mencionado durante todo este documento se puede ver los siguientes frentes, que idealmente deben laborar en siguiente orden.

- 1 Grupo de análisis y estudio de viabilidad para la exploración y explotación del producto
- 2 Grupo de perforación de pozo y explotación del producto
- 3 Grupo para la obra civil de la planta y adecuación de las vías de acceso
- 4 Grupo para la adecuación mecánica de las líneas de proceso
- 5 Grupo para las pruebas y ensayos de alta presión (prueba hidráulica) y gamma grafía (radiografía para detección de fisuras).

6 Grupo de *Instrumentación industrial*

- 7 Grupo de adecuación eléctrica
- 8 Grupo de control
- 9 Grupo de telecomunicaciones

En las pruebas de verificación, calibración, montaje y realización de pruebas funcionales en campo es necesario siempre tener a la mano el plan de trabajo con el cronograma de trabajo, listado de instrumentos, P&Di's, recomendaciones de los fabricantes, alcance de obra y el formato de verificación de cada instrumento que son mal llamados "protocolos", pues es necesario siempre llevar una consecución escrita de cada instrumento para que sea verificada y aprobada por la interventora de la obra. En la validación escrita parte de la instrumentación se pudo observar que lleva un mal manejo de los instrumentistas actuales en el campo petroquímico de Colombia, teniendo muchos inconvenientes en la aceptación del buen trabajo y uso del seguimiento de los equipos, es vital por tal motivo utilizar una bitácora personal del trabajo para cualquier procedimiento de instrumentación industrial.

Es necesario también tener en cuenta las jerarquías de toma de decisiones, en la **figura 43** se puede observar el organigrama que interviene en el proceso de

instrumentación industrial para el montaje de la planta de tratamiento de gas natural proveniente de los pozos Don Pedro y Monserrate. El diseño de este diagrama esta basado en el conducto regular para la toma de una decisión en la cual no se llegaba a un acuerdo. La toma de una decisión por parte del grupo de instrumentación debe contar con el aval del instrumentista supervisor, en caso de que el grupo y el supervisor estuvieran en desacuerdo se remite el caso a la interventora del frente de instrumentación, esta interventora es la encargada de fiscalizar el trabajo del frente de instrumentación. el ente interventor en conjunto con el ingeniero de instrumentación se encargan de dar orden al avance de la obra y el cumplimiento de las metas y los propósitos, en caso de obtener un caso donde hay diferencias de criterios desde el grupo de instrumentación hasta el ingeniero de la obra, la ultima palabra la da el ingeniero procesista de la obra que debe su titularidad a los meritos, estudios y experiencia en obras de este tipo, en algunas compañías se llama el ingeniero magister.

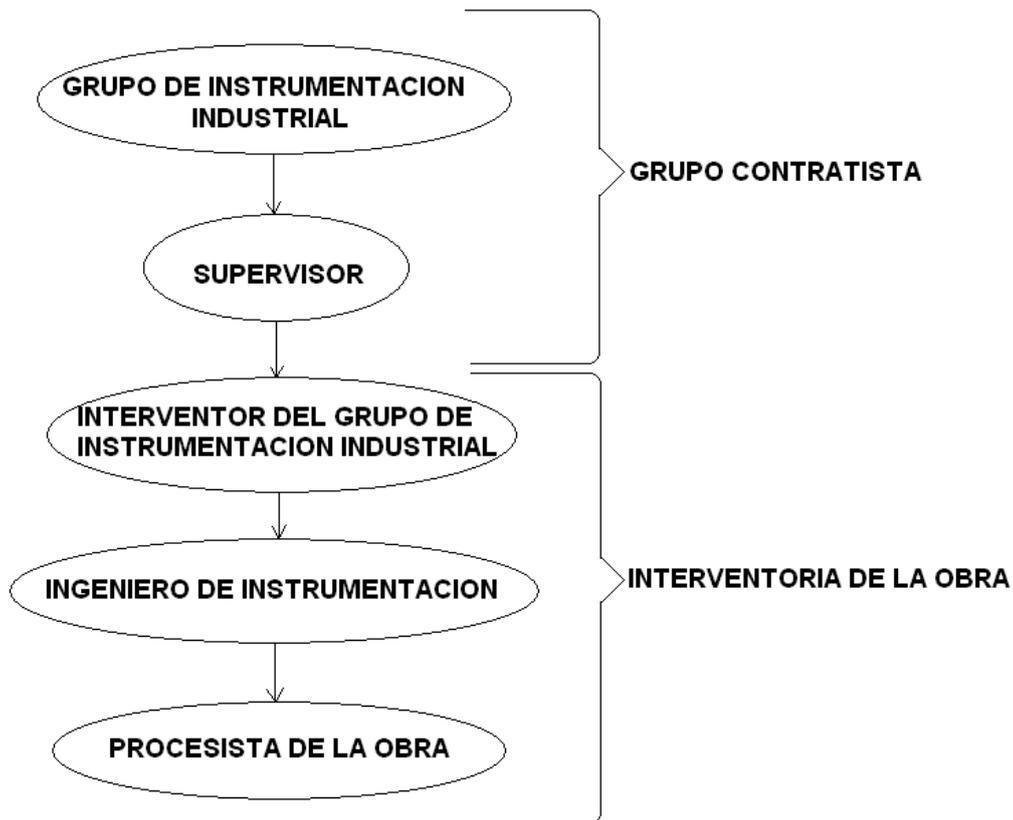


Figura 43: Diagrama del conducto regular para toma de decisiones en casos irregulares

Cuando las tomas de decisiones no se concretaron dentro del grupo de instrumentación industrial se siguió el conducto regular observado en el diagrama anterior, todas estas decisiones es bueno remitirlas a la bitácora de obra con fecha

hora y nombre de la persona que entrega el último aval para que en caso de falla se encuentre culpabilidad dentro del conducto.

4.1 ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS REQUERIMIENTOS PARA LA INSTALACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS

En la instalación de un instrumento conectado directamente a la línea de proceso se debe tener en cuenta las perturbaciones que se pueden generar dentro del flujo, haciendo que estas perturbaciones forme una mala toma de la señal, existen también problemas de cavitación, burbujeo en las piezas de los actuadores y bridas, golpes de ariete y otras perturbaciones que pueden formar un deterioro en los equipos. Estos problemas se pueden ver en gran dimensión con el tiempo de trabajo de la planta.

Para evitar en un gran porcentaje este tipo de problemas fue necesario tener en cuenta una serie de configuraciones típicas de instalación dentro de los lazos de control en los que se asignaron los equipos. Se observó que estos parámetros son más estrictos dentro de los lazos que cobijan equipos medidores de flujo y actuadores, puesto que los medidores de flujo necesitan en su mayoría tener un perfil de flujo constante y sin perturbaciones. Para esto fue pertinente seguir las recomendaciones de los fabricantes de estos medidores, según sus recomendaciones es necesario evitar obstrucción del flujo de 3 a 5 diámetros aguas arriba del medidor, así mismo dentro de las recomendaciones observadas en literaturas avanzadas de instrumentación es necesario evitar instrumentos a menos de 3 diámetros aguas abajo de estos medidores con el fin de evitar flujos negativos de borde debido a los instrumentos puestos en estas distancias. En los casos típicos donde se encontró estas posibles perturbaciones fue en aquellos casos donde se encontraba un instrumento de temperatura seguido de flujo por medio ultrasónico, puesto que los instrumentos de medida de temperatura tienen un termopozo de inmersión que genera perturbación.

4.2 ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS REQUERIMIENTOS DE LAS FACILIDADES DE INSTALACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS

En este ítem se enfatiza más en las facilidades de instalación de los transmisores e indicadores de presión y temperatura donde los operarios mecánicos de la línea de proceso o “tuberos” como son conocidos, en algunos casos por error soldaron

Threadoleth con dimensiones de diámetro de orificio que no pertenecen al instrumento asignado para ese punto. Mencionando uno de los casos, todos los puntos de trabajo de los indicadores de temperatura y de los transmisores de temperatura deben tener un orificio MNPT de 1" Φ para su inmersión de termopozo, que tienen un estándar en la obra de esas dimensiones y para los indicadores de presión y transmisores de presión se tiene una dimensión de orificio de threadoleth MNPT 1/2" Φ . En algunos de los casos se corrigió utilizando reductores de orificio "bushing" pero en los casos donde el orificio era mas pequeño que la inmersión del instrumento fue inevitable la reparación del orificio, aunque el método de utilizar reductores no es muy sugerido se observó que no existía ningún inconveniente si se hacia este tipo de intervenciones.

La temperatura dentro de la línea de proceso tiene un pequeño gradiente que varia si se toma un área transversal de la tubería teniendo en cuenta que en la superficie de ésta se suma la temperatura ambiente de la tubería a la del flujo, por lo que es necesario siempre utilizar termopozos que cumplan con las recomendaciones del fabricante de los sensores para los indicadores de temperatura y los sensores de los trasmisores de temperatura de tener la punta del termopozo entre la 1/2 del diámetro de la tubería y 2/3 del diámetro de área transversal donde se puede obtener el valor medio de la temperatura del flujo.

Es necesario saber combinar el tipo de material de algunas intervenciones como niples conectores, reductores, válvulas de drenaje entre otros, pues a temperaturas altas este tipo de aditamentos tienden a fusionarse lo que haría imposible una desinstalación de éstos en un futuro, por ejemplo, los aditamentos de materiales galvanizados no se deben conectar con aditamentos de acero carbón, esta recomendación entre otras vistas en campo y que no se mencionarán, se deben a la experiencia de algunos operarios.

CAPITULO 5. ANALISIS DE CROMATOGRAFIA DE GASES Y ANALIZADOR DE HUMEDAD

5.1 DESCRIPCIÓN

En la etapa final del proceso se puede encontrar dos equipos de análisis que supervisan los estándares de calidad que debe tener el gas natural cuando va a salir a la venta, estos analizadores verifican a su vez el buen funcionamiento de las dos plantas de tratamiento, la planta deshidratadora y la planta de extracción de CO₂. Por políticas de seguridad industrial al igual que en el resto del documento es prohibido enunciar los rangos de calibración que debe tener cada equipo, para describir el proceso de calibración y adecuación de estos analizadores solamente se indicará los pasos y algunas unidades de calibración para la medida de los parámetros.

5.2 ANALIZADOR DE CROMATOGRAFÍA DE GASES

Con el analizador de cromatografía de gases se busca tener el valor de impurezas que lleva el gas, para determinar el buen funcionamiento de una de las plantas de tratamiento y que el gas lleve la cantidad de impureza permitida para el consumo, este estándar de calidad es regulado según las normas que rigen la producción y venta al público del gas colombiano.

La impureza de mayor importancia para este análisis de cromatografía es el CO₂, los datos obtenidos de los espectros cromatográficos son llevados desde el analizador, por medio de un protocolo de comunicación, al controlador y al sistema supervisorio que regula los estándares de calidad y la producción diaria del producto.

5.2.1 Descripción del funcionamiento del cromatógrafo PLGC II

El cromatógrafo de gas PLGC II está diseñado para identificar y medir la cantidad de los componentes o partículas del gas natural. Este sistema calcula el contenido de energía del gas y proporciona el porcentaje de las concentraciones de cada componente que este presente en el flujo gaseoso [17].

El analizador PLGC II consta de dos compartimientos y un panel lateral donde se encuentra la interfaz de usuario ver **figura 47**. El compartimiento 1 superior se encuentra la zona de conductividad térmica (TCD) esta zona hace la debida fase de separación del gas a analizar, esta zona de conductividad térmica tiene un pequeño horno con una temperatura constante emitida al flujo de gas a analizar, luego este gas pasa al compartimiento 2 superior para entrar al inyector del cromatógrafo por medio de un tubo helicoide con un regulador de flujo para tomar datos de partículas del flujo de gas a analizar dentro del cromatógrafo, una vez se toma cierta cantidad de muestra, un regulador de dos vías cierra el paso de este gas y da paso al gas de prueba, compuesto por metano, etano, propano, butanos, hidrocarburos más pesados, nitrógeno, bióxido de carbono y oxígeno, para comparar las partículas que lleva éste con el gas a analizar y así determinar el porcentaje de partículas dentro del cromatógrafo.

El cromatógrafo está compuesto de dos helicoides de entrada y una válvula reguladora, haciendo un poco mas de 10`000.000 inyecciones antes de requerir el servicio de mantenimiento.

Luego el microprocesador ejecuta todos los cálculos de los datos reunidos de cromatografía Las concentraciones componentes se pueden normalizar al 100%. Al hallar el poder calorífico por medio de unidades BTU. Dentro de otros datos que se puede calcular por medio de este analizador esta la gravedad específica que es calculada de las concentraciones relativas de cada componente y el índice de wobble que también puede ser calculado conociendo el poder calorífico BTU y gravedad específica.

En la **figura 44** se observa un diagrama del procedimiento de la toma de la señal para el análisis de cromatografía. El gas natural por medio de un jet toma muestra se lleva a través de un tubing de 3/8"Φ a la entrada del cromatógrafo, esta entrada se conecta al horno para la separación de fase, una vez el gas ha hecho la separación debido a la temperatura por medio de una válvula de tres vías el gas entra hasta cierta cantidad al cromatógrafo para ser analizado, el cromatógrafo hace una especie de comparación del gas a analizar con el gas patronado o gas muestra, el vinculo combinado que hace el cromatógrafo se debe al cierre y apertura de la válvula indicada anteriormente. Luego de tomar los datos el cromatógrafo, se lleva estos datos para ser analizados en el procesador, luego la señal analizada es llevada al display del cromatógrafo por medio de una interfaz y también esta información es llevada al sistema supervisorio del proceso.

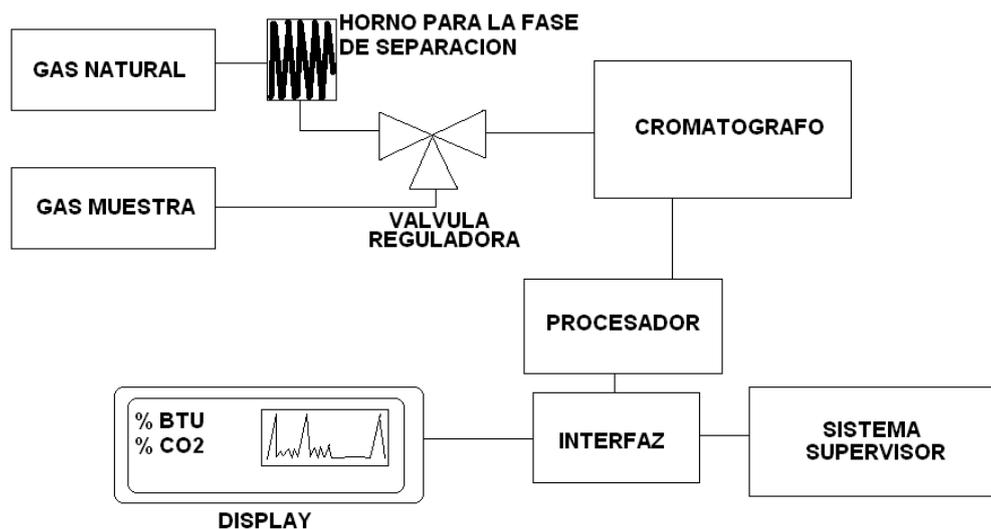


Figura 44: Diagrama de funcionamiento del cromatógrafo PLGC II

5.2.2 Instalación física del cromatógrafo de gases

El cromatógrafo está conectado a la línea de proceso a través de un jet toma muestra con un manómetro y una válvula reguladora, por medio de un conexionado menor de 11 metros por recomendación del fabricante. Esta prueba de análisis se lleva por una entrada de 3/8" Φ de diámetro al sistema de cromatografía, por medio de otra entrada es inyectado también el gas de muestra que va a ser regulado por medio de la válvula de dos vías mencionada anteriormente. Por medio de una tercera entrada se inyecta helio, este gas como medio de transporte o de acarreo de los componentes en la etapa de separación para llevarlos a los analizadores de cromatografía siendo este un gas inerte para el sistema [17].

La conexión física del sistema de cromatografía tiene una instalación de fábrica con el microprocesador que analiza la muestra y la lleva a una tarjeta que se muestra en la **figura 45** para hacer las comunicaciones con el sistema supervisorio y con el tablero de programación.

El tablero de programación se comunicó a través del protocolo serial RS 232 del puerto 3 que se observa en la tarjeta, el sistema supervisorio se conectó a través de protocolo RS 485 del puerto 3, la conexión de energía de 24 voltios se conectó a través del puerto que se encuentra en la parte inferior derecha de la tarjeta vista a través del mismo diagrama. El resto de conexionado viene instalado directamente desde fábrica por lo que no se tiene en cuenta en esta descripción [17]

Luego se programa los niveles de alarma del sistema, en este caso cuando los niveles de CO₂ son superiores a un porcentaje determinado, en la **figura 46** se puede observar la interfase visual que indica los niveles de los compuestos que lleva el gas de análisis por medio de una relación de mV entregados por el microprocesador y el tiempo de muestreo [17].

El sistema de programación no se puede indicar en este documento por políticas de seguridad de la empresa encargada de la venta de este cromatógrafo.

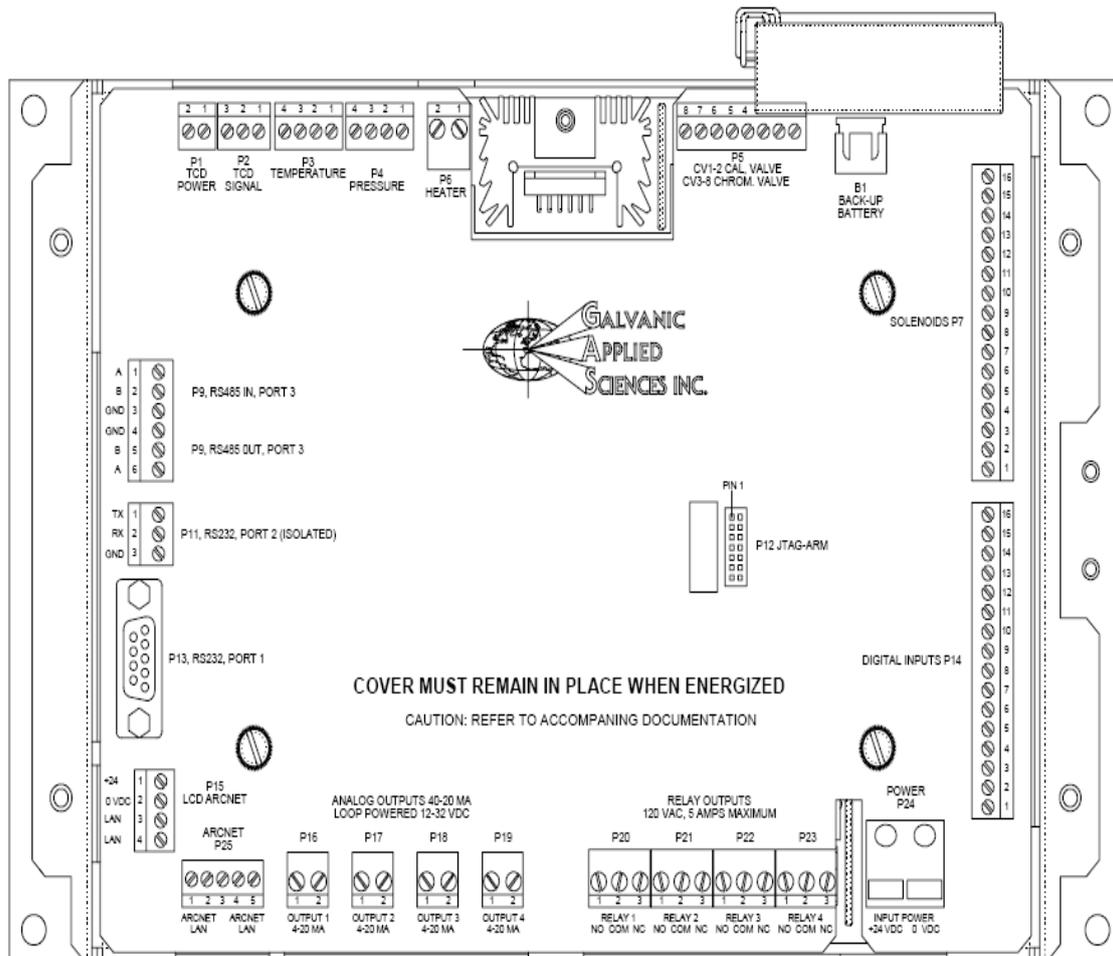


Figura 45: Tarjeta madre del cromatógrafo PLGC II [17].

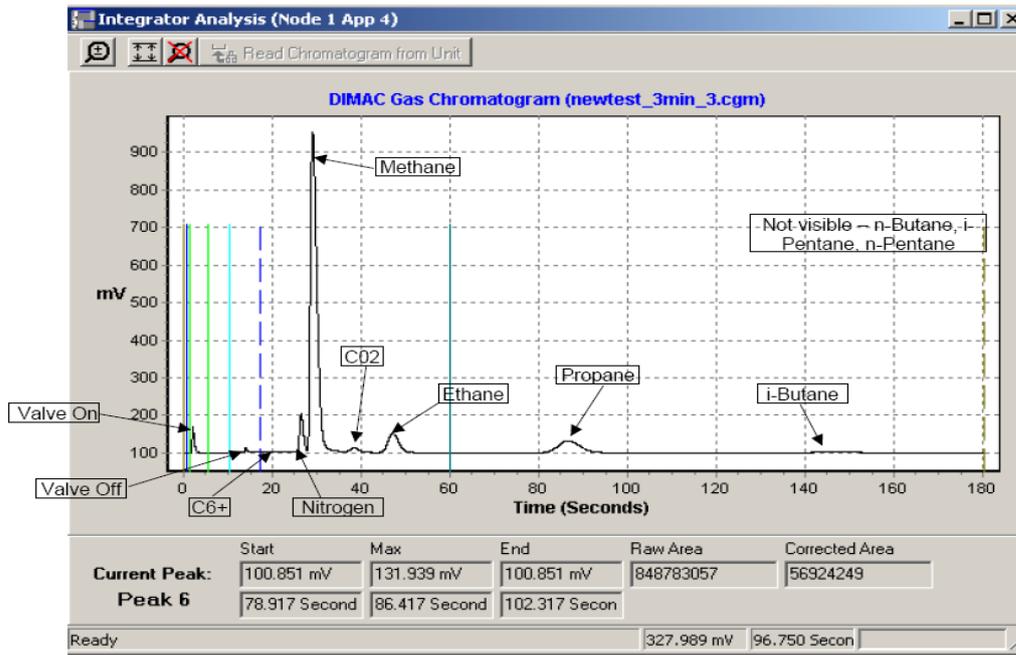


Figura 46: pantalla de análisis del cromatógrafo PLGC II [17].

En la figura 47 se observa las entradas del gas de barrido que en este caso es el Helio, el gas muestra o gas patrón y el gas a analizar el cual se toma luego de que el producto ya sea tratado, en la línea inferior del cromatógrafo se muestra la salida del gas a analizar y los otros gases a ventilación.

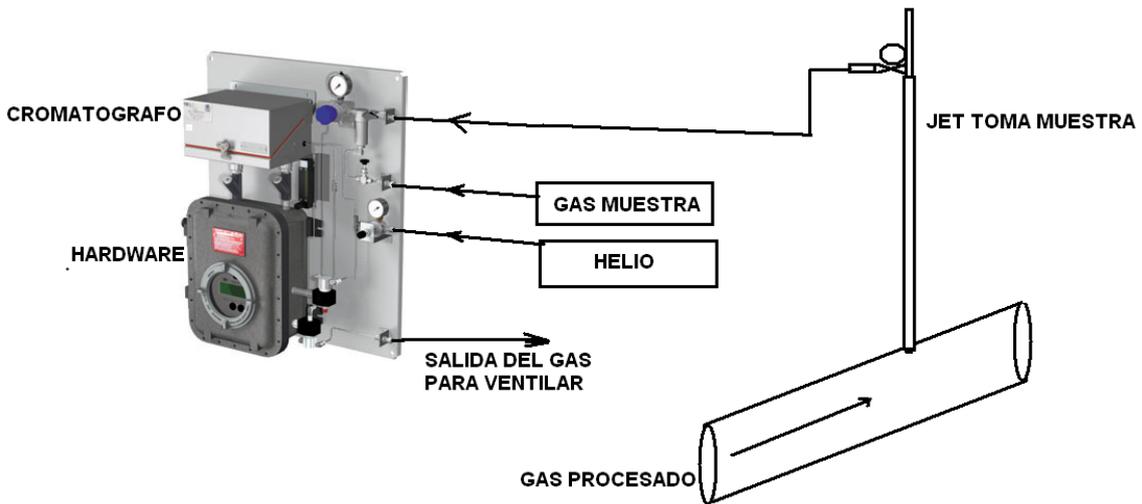


Figura 47: Diagrama de conexionado del cromatógrafo PLGC II

5.3 ANALIZADOR DE HUMEDAD

El analizador de humedad se compone del sensor de humedad hygrophil tipo L 1660, un sensor de temperatura y un sensor de presión, estos dos últimos sensores son elementos primarios que ayudan a compensar la señal entregada para el análisis. Con el funcionamiento de los sensores, explicado en el **capítulo 1**, por medio de una entrada de 3/8"Φ entra al sistema distribuyéndose a los sensores ya vistos en él, luego ellos llevan una señal eléctrica correspondiente a los datos tomados para hacer el respectivo análisis dentro del analizador hygrophil 5673.

Luego por medio del tablero táctil del analizador de humedad se configura los requerimientos a analizar, de la siguiente manera:

Los sensores son conectados a tres canales en la interfaz, estos sensores se deben configurar de dentro del sistema dependiendo del canal al cual se fijaron, en el caso de este analizador se asignó el sensor de humedad al canal 1, el sensor de temperatura al canal 2 y el sensor de presión al canal 3. Se ingresa esta asignación por medio de la pantalla táctil para que el sistema reconozca la señal [5]. Luego se determina el tipo de unidad el cual se requiere en cada toma de medida

Se establece unos rangos sobre el punto medio de medida para adquirir una alarma de saturación de agua, sobre presión, y sobre paso de temperatura para anunciar inconsistencias del proceso.

En la figura 48 se puede ver la parte esencial del árbol de procedimiento para la configuración del analizador de humedad, donde se programa las unidades de medida para cada sensor y el rango normal en el que puede oscilar la medida, con el fin de configurar las alarmas que indican el mal tratamiento del producto, en este caso preocupa la cantidad de vapor de agua que pueda llevar el producto.

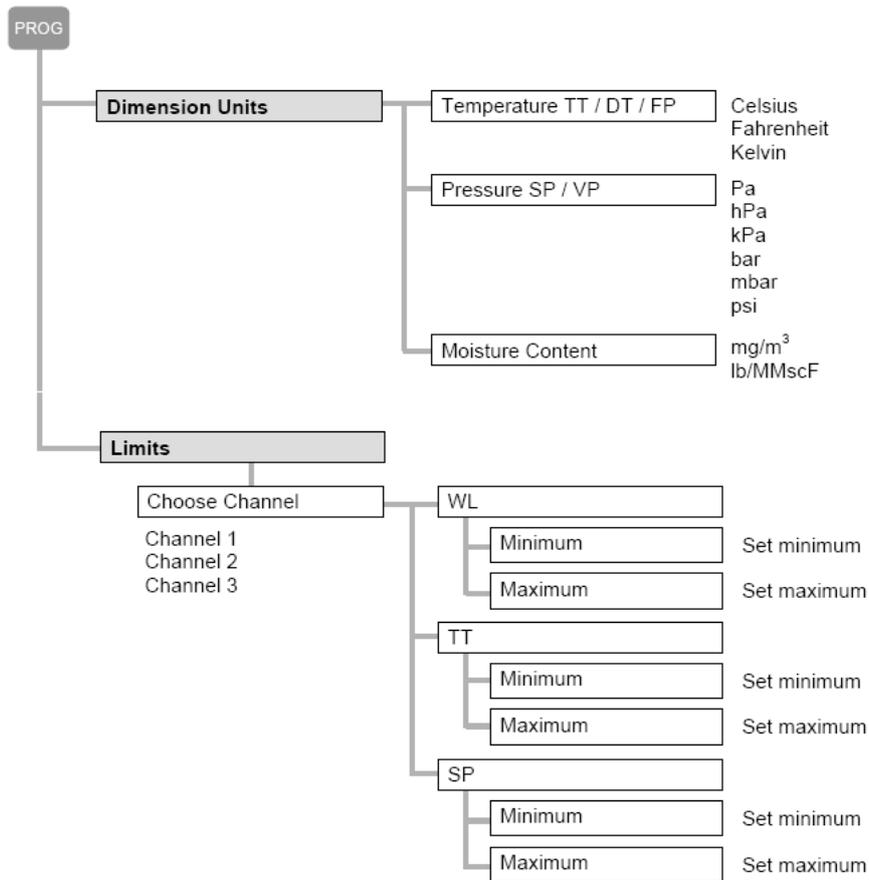


Figura 48: Árbol de programación del analizador de humedad [5].

En la **figura 49** se observa el sistema de programación del analizador de humedad, la pantalla que se muestra es la del menú principal para inicializar su configuración, el botón de entrada a la programación, los canales y los selectores de opciones, dependiendo del ítem que se esté programando.

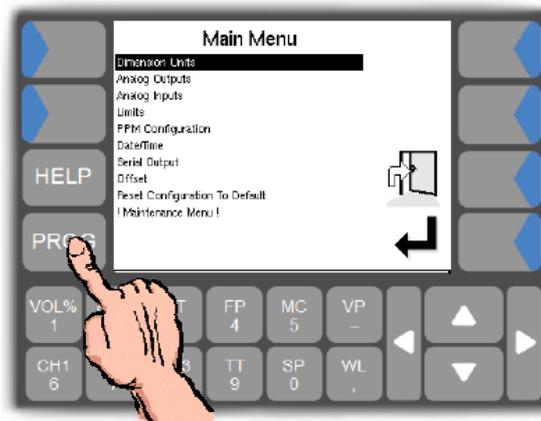


Figura 49: interfaz de programación para el analizador de humedad [5].

CONCLUSIONES

El aporte del protocolo para el montaje de la planta de tratamiento de gas natural en la parte de instrumentación industrial fue satisfactorio, pues se redujo muchos imprevistos de última hora en el arranque de la planta, que generan costos adicionales y tiempo adicionado para la reparación de estos inconvenientes.

Cumpliendo con los objetivos trazados se demostró la necesidad de tener a primera mano literatura de instrumentación industrial, las especificaciones técnicas recomendadas por los fabricantes, alcance de obra e ingeniería de detalle propuesta desde la planificación del proyecto, a partir de estos documentos se diseñó el esquema de trabajo elaborado para la instrumentación industrial de la obra, es necesario también conocer el proceso en su totalidad, los lazos de control de cada zona para así encontrar posibles falencias para solucionarlas a tiempo.

La viabilidad del protocolo se basó en cumplir detalladamente las siguientes normatividades: ISA-S5.1-84, SAMA (Scientific Apparatus Makers Association) y el protocolo de comunicación HART (High-speed Address Remote Transducer) donde indica los requerimientos para la verificación calibración e instalación de los instrumentos, además de no pasar en alto el alcance de obra P&DI's y los típicos de montaje.

RECOMENDACIONES PARA FUTUROS TRABAJOS

Para trabajar en la industria del control de procesos, sea esta Petróleo y Gas u otro tipo, es necesario conocer, prioritariamente, el desarrollo del proceso en su totalidad, pues existe una gran posibilidad de cometer errores por ignorar hasta la etapa más pequeña del mismo.

Una vez se conozca el proceso en su totalidad se procede a pedir toda la documentación técnica y de ingeniería correspondiente a la obra, alcance de obra típicos de montajes, P&DI's, bitácoras; en caso de que la obra tenga un avance, la obra, plan de desarrollo de la obra, normatividad industrial internacional, nacional, ambiental si es pertinente, literatura de ingeniería de procesos, control e instrumentación y sobretodo las recomendaciones y manual de los fabricantes

Es necesario tener por lo menos conocimientos básicos de fluidos, mecánica, electrónica básica, instrumentación industrial, diseño y lectura de los diagramas de

tuberías e instrumentos o P&Di's, con toda la nomenclatura y normatividad, pues así se conozca el proceso la mala interpretación o el desconocimiento total de algunas de estas áreas puede llevar a cometer errores que en algunos casos son irremediables.

Generar el plan de trabajo tanto individual como grupal, es indispensable obtener datos extras tales como la ubicación geográfica de la planta y alcances para la ingeniería de instrumentación. En los alcances de la ingeniería de instrumentación es necesario tenerlo en cuenta para no dejar a un lado aplicaciones que se debían hacer, estos procesos son muy estrictos en lo que tiene que ver con limitantes, pues para eso se hace una estricta planificación de la obra.

En el caso de tener una independencia en alguno de los frentes de trabajo, es fundamental tener un cronograma de trabajo con el fin de tener un orden y no trabajar improvisadamente como es el caso de algunos operarios y trabajadores de esta área.

Luego de llevar a cabo esta serie de pasos y se ejecute toda la aplicación se debe llevar una organización muy estricta en la documentación que respalde el protocolo propuesto para el desarrollo de instrumentación de la obra, en caso de tener un percance, esta documentación es un respaldo del proceso que se ejecuta.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] resolución ministerio del medio ambiente, permisos ambientales resolucion (0095) del 18 de enero del 2008 Ministerio de ambiente vivienda y desarrollo territorial “modificación de la Resolución No.1682 del 18 de Septiembre de 2007”

[2] Revista portafolio URL: http://www.portafolio.com.co/negocios/empresas/2008-07-10/ARTICULO-WEB-NOTA_INTERIOR_PORTA-4369239.html. Ultima visita 4 de enero /09

[3] Mediciones en petróleo y gas natural 2da. Edición Marco Antonio Ribeiro

[4] Página de consulta Wikipedia URL: http://es.wikipedia.org/wiki/Cromatograf%C3%ADa_de_gases. Ultima visita 15 de enero/09

[5] manual BARTEC de montaje y mantenimiento para el analizador de humedad 5673-10-11-12-13_DB_061021_e Humedad.

[6] Página de consulta Escuela técnica argentina URL: http://www.oni.escuelas.edu.ar/2002/buenos_aires/pertoleo-y-gas/html/fde.htm, última visita 28 de diciembre/08

[7] Handbook of gas natural transmission and processing, Saied Mokhatab, William A. Poe, James G. Speight.

[8] Ingeniería de detalle y especificación técnica de instrumentación y control para la planta de tratamiento Santa Rita, patín de Entrega Saldaña y los pozos Don Pedro y Monserrate.

[9] Normatividad ISA-S5.1-84

[10] normatividad SAMA PMC 20-2-1970

[11] Página de consulta Wikipedia URL: http://es.wikipedia.org/wiki/V%C3%A1lvula_de_alivio_de_presi%C3%B3n, última visita 20 de enero/09

[12] Manual de instalación válvulas reguladoras de alta presión FISHER-ROSEMOUNT

[13] Manual de instalación válvulas de emergencia “shut Down” CBA-series
(Pneumatic) Bettis

[14] Manual de transmisores de presión, FISHER-ROSEMOUNT models 2088, 2090P
and 2090F Pressure transmitters

[15] Manual de transmisores de temperatura, FISHER-ROSEMOUNT models 644
Head and Rail Mount Temperature Transmitters.

[16] Manual de instalación y operación de los medidores de flujo ultrasónico y de
coloris marca KRHONE.

[17] Catalogo y manual de usuario del analizador de humedad hygrophil 5673-10
BARTEC

GLOSARIO

- **HOCOL S.A**

Hocol, filial de la firma francesa Maurel & Prom, es una empresa de exploración y producción de petróleo que tiene operaciones en el valle colombiano del Alto Magdalena y en el lago venezolano Maracaibo. La compañía también tiene participaciones en dos grandes ductos de Colombia: el ducto Alto Magdalena y el ducto Colombia. En esta obra son los dueños del 70% de la obra.

- **CONERSOL LTDA.**

Empresa huilense dedicada a la construcción de obras de infraestructura eléctrica, montajes electromecánicos, control e instrumentación y energía solar fotovoltaica, empresa contratista de la obra. Esta empresa es la vinculación única y directa para la pasantía en las obras electromecánicas para el montaje de las facilidades de compresión y tratamientos en la estación Santa Rita (Ortega Tolima), Patín de recibo (Saldaña Tolima) y los pozos de gas Don Pedro y Monserrate.

- **P&ID's (piping and instrumentation diagrams):**

Diagramas o planos de diseño que involucran la tubería de la línea de proceso, la comunicación eléctrica y la instrumentación electromecánica, estos planos se basan en la normatividad **ISA-S5.1-84**.

- **Norma ISA-S5.1-84:**

Norma utilizada para designar y representar los instrumentos de medición y control. Cabe mencionar que estas normas son las más representativas en las industrias químicas y petroquímicas pero no las únicas, ya que se puede encontrar variaciones en la simbología de los instrumentos, ya que algunas empresas desarrollan su propia simbología.

- **SAMA (Scientific Apparatus Makers Association):**

Asociación encargada de establecer la normatividad y los estándares de calibración y/o patronamiento de los instrumentos de medida.

- **Protocolo de Comunicación HART (High-speed Address Remote Transducer):**

Transductor de comunicación y direccionamiento remoto de alta velocidad, equipo para la calibración de los transmisores y algunos actuadores, por medio de dos hilos, re posicionando la señal entregada de 4-20 mA [5].

- **Ingeniería de Detalle Y Alcance de obra:**

Libro donde se encuentran las especificaciones técnicas de instrumentación y control: montajes de equipos, lineamientos para la instalación en campo, control de calidad y pruebas a las que hay que someter los equipos, teniendo en cuenta las recomendaciones de los constructores de los equipos, además en este libro se encuentra los lineamientos de pago por montaje y el alcance máximo que puede tener la empresa contratista, en este caso CONERSOL LTDA, en la obra [9].

- **Típicos de montaje:**

Diagrama que muestra esquemáticamente la instalación de los instrumentos en su parte eléctrica, conexión neumática y mecánica al proceso, equipos o accesorio, enumerando los materiales que son necesarios para dicha instalación, incluyendo el listado con identificación, servicio, cantidad y referencias de ubicación de los instrumentos que requieren dicho montaje.[9]

- **Facilidades de obra:**

Adecuaciones necesarias de la parte eléctrica, mecánica y de comunicación para darle el mejor uso y resultado a la instalación de los instrumentos y equipos.

- **Lazos de control:**

Relación típica entre el proceso y su control, enlace dependiente del tipo de control que se este generando, teniendo como mínimo en un lazo, sensor, transmisor, controlador, actuador, en los P&Di's. se puede observar a través de las líneas de comunicación y proceso que hay en un determinado sistema [9].

- **Pre-commissioning:**

Simulación hecha por la empresa contratista supervisada por la interventoria, de toda la planta para dejarla en el estado requerido antes que se haga la tarea

de chequeos dinámicos y estáticos certificados, de todos los sistemas que entrarán en funcionamiento pleno en el arranque (STARTUP) de la instalación.

- **By pass:**

Tubería paralela a la línea de proceso con el fin de prestar el servicio como desvío para evitar la parada del proceso en ese punto en caso de una intervención o reparación en la línea principal de funcionamiento.

- **Tubbing:**

Tubo pequeño que lleva la señal mecánica desde la línea de proceso a un instrumento. Elemento de conexión proveniente de la línea principal al instrumento.

- **Bushing:**

Pieza reductora de rosca para corregir el diámetro de orificio de un trheadoleth

- **Trheadoleth:**

Pieza para soldar en la tubería para las instalaciones roscadas de los instrumentos de rosca NPT.

- **NPT:**

La conexión más conocida y ampliamente utilizada donde la rosca de tubería provee tanto unión mecánica como sello hidráulico es la Rosca de Tubería Cónica Nacional Americana, o NPT. La rosca NPT tiene una rosca cónica macho "MNPT" y hembra "FMNPT" que sella con cinta de Teflón o un compuesto para unir.

- **RTD:**

Los RTD son sensores de temperatura resistivos. En ellos se aprovecha el efecto que tiene la temperatura en la conducción de los electrones para que ante un aumento de temperatura, haya un aumento de la resistencia eléctrica.

- **Pt 100:**

Un tipo de RTD son las Pt100. Estos sensores deben su nombre al hecho de estar fabricados de platino (Pt) y presentan una resistencia de 100ohms a 0°C. Son dispositivos muy lineales en un gran rango de temperaturas.

- **ASTM:**

ASTM, internacionalmente conocida por sus siglas en ingles (American Society for Testing and Materials) es una de las mayores organizaciones de normas en el mundo, su objetivo es desarrollar la normatividad técnica para materiales, productos, sistemas y servicios, juegan un papel muy importante en la

infraestructura de la información que orienta el diseño, la fabricación y el comercio en la economía mundial.

- **ASME:**

Es fundada en 1880 como la sociedad americana de ingenieros mecánicos, sociedad que acredita y normaliza procesos mecánicos dándole al desarrollo de los procesos mecánicos y a los ingenieros una serie de herramientas estándares a nivel mundial.