

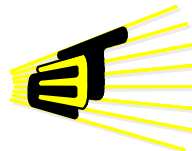
PROPUESTA DE INGENIERÍA BÁSICA EN INSTRUMENTACIÓN EN LA
ESTACIÓN RECOLECTORA DEL CAMPO COLORADO.

OMAR GRIMALDOS QUINTERO

DIEGO ARMANDO VILLAMIZAR RUIZ



**ESCUELA DE INGENIERÍAS
ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA
Y DE TELECOMUNICACIONES**



UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2014.

PROPUESTA DE INGENIERÍA BÁSICA EN INSTRUMENTACIÓN EN LA
ESTACIÓN RECOLECTORA DEL CAMPO COLORADO.

OMAR GRIMALDOS QUINTERO
DIEGO ARMANDO VILLAMIZAR RUIZ

TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRÓNICO

DIRECTOR
ALFREDO RAFAEL ACEVEDO PICÓN
MAGISTER EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2014

AGRADECIMIENTOS

A la santísima virgen María, a la santísima trinidad: padre, hijo y espíritu santo.

Al arcángel San Miguel.

Mi gratitud es para mis padres, mi hermana María Angélica Magister en Ingeniería Química, por su apoyo en la culminación de mis estudios profesionales.

Agradezco a nivel personal el apoyo brindado en el área académica, técnica y científica a mi director: Alfredo Acevedo Picón en el desarrollo y culminación de este proyecto.

Al equipo de Campo Escuela Colorado, junto con los operadores y supervisores de la estación recolectora del campo colorado.

A todos los profesores con los que curse mi formación profesional en la universidad.

Omar Grimaldos Quintero

AGRADECIMIENTOS

A WOOD GROUP empresa donde labore en el área técnica en facilidades de producción.

Agradezco a nivel personal el apoyo brindado en el área académica, técnica y científica a mi director: Alfredo Acevedo Picón en el desarrollo y culminación de este proyecto.

Al equipo de Campo Escuela Colorado, junto con los operadores y supervisores de la estación recolectora del campo colorado.

Diego Armando Villamizar Ruiz.

Dedicatoria.

A mis padres:

Clementina y Triunfo.

A mi esposa.

A mis hijos: Ángel David, Juan Camilo y Ana Sophia.

El amor y la sabiduría los formen con valores y principios que los guíen hasta el fin de sus días de la mano de Dios y la Santísima Virgen.

Los amo.

OMAR GRIMALDOS QUINTERO

Dedicatoria.

A mis hijos: Diego Alejandro y Ángel David.

Que mi Dios los proteja y los guie por el camino del bien.

A mis padres por su amor brindado en mi formación personal e intelectual.

DIEGO ARMANDO VILLAMIZAR RUIZ

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	21
1.GENERALIDADES EN INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL EN FACILIDADES DE SUPERFICIE.....	22
1.1 PROCESO GENERAL.....	22
1.2 INSTRUMENTACIÓN DE CAMPO.....	26
1.2.1 Elemento primario.....	26
1.2.2 Instrumento indicador.....	27
1.2.3 Instrumento registrador.....	29
1.2.4 Instrumento ciego.....	29
1.2.5 Transmisor.....	30
1.2.6 Montaje de instrumentación.....	31
1.3 ELEMENTO FINAL DE CONTROL.....	32
1.4 DIAGRAMAS DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN (P&ID).....	33
2. LEVANTAMIENTO EN CAMPO DE LA INSTRUMENTACIÓN EN LA ESTACIÓN RECOLECTORA DEL CAMPO COLORADO.....	35
2.1 PROCESO EN MÚLTIPLE DE PRODUCCIÓN.....	38
2.2 PROCESO EN SEPARADORES.....	43
2.2.1 Separador general.....	44
2.2.2 Separador de prueba y vasija volumétrica.....	52
2.3 PROCESO DE ALMACENAMIENTO.....	61
2.4 PROCESO EN SISTEMA DE BOMBEO.....	69
2.5. PROCESO EN DEPURACIÓN DE GAS.....	75
2.6 PROCESO EN QUEMA DE GAS.....	79
2.7 SISTEMA DE ALARMAS.....	83
3. PROPUESTA DE INSTRUMENTACION EN LA ESTACION RECOLECTORA.....	87
3.1 INSTRUMENTACIÓN EN MÚLTIPLE GENERAL.....	87

3.2 INSTRUMENTACIÓN EN SEPARADORES.....	91
3.3 INSTRUMENTACIÓN EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO.....	100
3.4 INSTRUMENTACIÓN EN SISTEMAS DE BOMBEO.....	105
3.5 INSTRUMENTACIÓN EN DEPURADOR DE GAS.....	109
3.6 INSTRUMENTACIÓN EN SISTEMA DE QUEMA DE GAS.....	113
3.7 INSTRUMENTACIÓN EN SISTEMA DE DETECCIÓN DE FUEGO Y GAS.....	116
3.8 MATRIZ CAUSA - EFECTO DE INSTRUMENTACIÓN PROPUESTA.....	119
3.9 COSTO DE INSTRUMENTACIÓN SELECCIONADA.....	119
4. CONTROL LOGICO PROGRAMABLE (PLC) ALLEN BRADLEY.....	121
5. CONCLUSIONES.....	122
6. RECOMENDACIONES.....	123
CITAS BIBLIOGRAFICAS.....	124
BIBLIOGRAFIA.....	129
ANEXOS.....	130

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Estructura general de una estación recolectora de petróleo crudo.....	22
Figura 2. Árbol de válvulas.....	23
Figura 3. Caídas de presión desde reservorio hasta las facilidades.....	24
Figura 4. Caídas de presión en las etapas de separación.....	25
Figura 5. Vaina para inserción de elemento primario en tubería.....	27
Figura 6. Cuerpos insertos para sensores RTD.....	27
Figura 7. Manómetro analógico.....	28
Figura 8. Manómetro digital.....	28
Figura 9. Medidor de caratula.....	29
Figura 10. Registrador multicanal con pantalla.....	29
Figura 11. Transmisor de presión D-10-7 WIKA.....	30
Figura 12. Transmisor multivariable.....	31
Figura 13. Esquema de conexión de transmisor multivariable.....	31
Figura 14. Transmisor indicador de presión manométrica.....	32
Figura 15. <i>Manifold</i> para instrumentación.....	32
Figura 16. Sistema de control por presión y nivel en separador bifásico vertical...34	34
Figura 17. Planimetría de la estación recolectora del Campo Colorado.....	36
Figura 18: Producción de barriles de petróleo en Campo Colorado 2006 – 2013.37	37
Figura 19: Producción de gas en Campo Colorado 2006 – 2013.....	37
Figura 20. Múltiple de producción.....	38
Figura 21. Diagrama de flujo de proceso del múltiple general.....	40
Figura 22. Diagrama de tubería e instrumentación del múltiple general, P&ID 01-001 (existente).....	42
Figura 23. Sistema de separación de petróleo crudo.....	43
Figura 24. Diagrama de flujo de proceso del separador general.....	46

Figura 25. Diagrama de tubería e instrumentación del separador general, P&ID 01-002 (existente).....	51
Figura 26. Diagrama de flujo de proceso del separador de prueba y vasija volumétrica.....	53
Figura 27. Diagrama de tubería e instrumentación del separador de prueba y vasija volumétrica, P&ID 01-003 (existente).....	60
Figura 28. Tanque de almacenamiento TK - 01 Y TK - 02.....	61
Figura 29. Diagrama de flujo de proceso de los tanques de almacenamiento.....	62
Figura 30. Diagrama de tubería e instrumentación de los tanques de almacenamiento, P&ID 01-004 (existente).....	67
Figura 31. Bomba mecánica doble reciprocante.....	69
Figura 32. Diagrama de flujo de proceso en sistema de bombeo.....	70
Figura 33. Diagrama de tubería e instrumentación del sistema de bombeo, P&ID 01-005 (existente).....	73
Figura 34. Depurador de gas.....	75
Figura 35. Diagrama de flujo de proceso del depurador de gas.....	76
Figura 36. Diagrama de tubería e instrumentación del depurador de gas, P&ID 01-006 (existente).....	78
Figura 37. Quema de gas en tea.....	79
Figura 38. Diagrama de flujo de proceso del sistema de quema de gas.....	81
Figura 39. Diagrama de tubería e instrumentación del sistema de quema de gas, P&ID 01-007 (existente).....	82
Figura 40. Sistema de alarma.....	83
Figura 41. Diagrama de flujo de proceso del sistema alarma.....	85
Figura 42. Diagrama de tubería e instrumentación del sistema de alarma, P&ID 01-008 (existente).....	86
Figura 43. Diagrama de tubería e instrumentación del múltiple general, P&ID 01-009 (propuesto).....	90

Figura 44. Diagrama de tubería e instrumentación del separador general, P&ID 01-010 (propuesto).....	95
Figura 45. Diagrama de tubería e instrumentación del separador de prueba y vasija volumétrica, P&ID 01-011 (propuesto).....	99
Figura 46. Diagrama de tubería e instrumentación de los tanques de almacenamiento, P&ID 01-012 (propuesto).....	104
Figura 47. Diagrama de tubería e instrumentación del sistema de bombeo, P&ID 01-013 (propuesto).....	108
Figura 48. Diagrama de tubería e instrumentación del depurador de gas, P&ID 01-014 (propuesto).....	112
Figura 49. Diagrama de tubería e instrumentación del sistema de quema de gas, P&ID 01-015 (propuesto).....	115
Figura 50. Diagrama de tubería e instrumentación del sistema de detección de fuego y gas, P&ID 01-016 (propuesto).....	118

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Instrumentación y elementos existentes en múltiple general.....	41
Tabla 2. Instrumentación y elementos existentes en separador general.....	47
Tabla 3. Instrumentación y elementos existentes en separador de prueba y vasija volumétrica.....	54
Tabla 4. Instrumentación y elementos existentes en tanque de almacenamiento K - 01.....	63
Tabla 5. Instrumentación y elementos existentes en tanque de almacenamiento K-02.....	65
Tabla 6. Instrumentación y equipos utilizados en la medición de nivel en tanques de almacenamiento.....	68
Tabla 7. Instrumentación y elementos existentes en sistemas de bombeo.....	71
Tabla 10. Elementos en tablero de control de motor eléctrico.....	74
Tabla 11. Instrumentación y elementos existentes en depurador de gas.....	77
Tabla 12. Instrumentación y elementos existentes en sistema de quema de gas.....	81
Tabla 13. Instrumentación y equipos existentes en sistemas de alarmas.....	84
Tabla 14. Instrumentación seleccionada.....	119
Tabla 15. Módulos de PLC.....	121

LISTA DE CUADROS

	Pág.
Cuadro 1. Instrumentación propuesta en múltiple general.....	88
Cuadro 2. Instrumentación propuesta en separador general.....	92
Cuadro 3. Instrumentación propuesta en separador general y vasija volumétrica.	96
Cuadro 4. Instrumentación propuesta en tanques de almacenamiento.....	101
Cuadro 5. Instrumentación propuesta en sistema de bombeo.....	106
Cuadro 6. Instrumentación propuesta en depurador de gas.....	110
Cuadro 7. Instrumentación propuesta en sistema de quema de gas.....	114
Cuadro 8. Instrumentación propuesta en sistema de detección fuego y gas.....	117
Cuadro 9. Matriz causa- efecto de la instrumentación propuesta.....	120

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Tabla de medición a fondo de tanque K 01 (TK-005).....	130
Anexo B. Tabla de medición a fondo de tanque K 02 (TK-006).....	131
Anexo C. Transmisor indicador de presión manométrica.....	132
Anexo D. Transmisor indicador de nivel por presión diferencial.....	133
Anexo E. Transmisor indicador de temperatura.....	134
Anexo F. Transmisor de nivel con visor tipo mirilla.....	135
Anexo G. Transmisor indicador de nivel tipo radar.....	136
Anexo H. Indicador de presión.....	137
Anexo I. Indicador de temperatura.....	138
Anexo J. Sensor de nivel capacitivo.....	139
Anexo K. Válvula de control por nivel.....	140
Anexo L. Válvula de control por presión.....	141
Anexo M. Válvula de seguridad y alivio.....	142
Anexo N. Válvula shutdown.....	143
Anexo Ñ. Sistema de encendido a tea.....	144
Anexo O. Detector de gas.....	145
Anexo P. Detector de fuego.....	146
Anexo Q. Diagrama de flujo de procesos de la estación recolectora de campo colorado.....	147
Anexo R. Diagrama de tubería e instrumentación (P&ID) del levantamiento de campo de la estación recolectora de campo colorado	148
Anexo S. Diagrama de tubería e instrumentación (P&ID) propuesto de la estación recolectora de campo colorado.....	149

RESUMEN

TÍTULO: PROPUESTA DE INGENIERÍA BÁSICA EN INSTRUMENTACIÓN EN LA ESTACIÓN RECOLECTORA DEL CAMPO COLORADO¹.

AUTOR(ES):

OMAR GRIMALDOS QUINTERO, DIEGO ARMANDO VILLAMIZAR RUIZ²

Palabras Clave: Instrumentación, diagrama de tubería e instrumentación (P&ID), PLC, seguridad, transmisor, válvula, nivel, temperatura, presión.

DESCRIPCION:

El presente trabajo muestra una propuesta de ingeniería básica de la instrumentación en las facilidades de producción de la estación recolectora del campo colorado, para esto primero se realizó un levantamiento de campo de la instrumentación existente y sus rangos de operación en cada proceso realizado en la estación.

En el proyecto se describen las etapas de todos los procesos que existen en las facilidades con el fin de mostrar los equipos, analizando los requerimientos de seguridad y control del proceso con el fin de justificar una inversión rentable. Se realizaron los diagramas de tubería e instrumentación de los procesos de la estación con el fin de evaluar su estado actual y proponer mejoras para un control seguro de las instalaciones mostrando confiabilidad y disminuyendo el riesgo de incendio o explosión. El trabajo se desarrolla basándose en el estándar API (Instituto americano de petróleo), ISA (sociedad internacional de automatización) y La NTC 2050 (Norma técnica colombiana 2050). Se creó la matriz causa – efecto que muestra los procesos más críticos de la estación relacionando los *tag* de cada área y su diagrama de tubería e instrumentación asociado al evento o alarma que se programó dentro del sistema de control de la instrumentación propuesta para mantener la operación de las válvulas y el sistema de bombeo con un variador de velocidad, estableciendo de esta manera los rangos de operación de la estación bajo los parámetros establecidos de cada proceso. El centro de control se conformó por un controlador lógico programable (PLC) con comunicación Ethernet, Profibus para la comunicación PA con la instrumentación, módulos de entradas y salidas analógicas y digitales para las alarmas y el proceso de quema de gas, con un sistema independiente para la detección de fuego y gas conformado por detectores con infrarrojo multiespectro aptos para áreas clasificadas.

¹ Trabajo de Grado.

² Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías eléctrica, electrónica y Telecomunicaciones. Director: Alfredo Rafael Acevedo Picón.

ABSTRACT

TITLE: BASIC ENGINEERING PROPOSAL ON INSTRUMENTATION IN COLLECTING FIELD STATION COLORADO³.

AUTHOR(S):

OMAR GRIMALDOS QUINTERO, DIEGO ARMANDO VILLAMIZAR RUIZ⁴

KEYWORDS: instrumentation, piping and instrumentation diagram (P&ID), PLC, Security, transmitter, valve, level, temperature, pressure.

DESCRIPTION:

This paper shows a basic engineering proposal to implement instrumentation in the production facilities of the harvesting season colorado field. For this, first a field survey of existing instrumentation and their ranges of operation in each process performed at the station was made.

The draft stages of the manufacturing facilities that exist in order to show the teams, analyzing security requirements and process control in order to justify a profitable investment are described.

Diagrams piping and instrumentation processes station in order to assess their current status and propose improvements to secure control of the facility showing reliability and reducing the risk of fire or explosion were performed. The work developed based on the API standard (American Petroleum Institute), ISA (International Society of Automation) and NTC 2050 (Technical Standard Colombian 2050).

Effect that shows the most critical processes of the station linking the tag of each area and piping and instrumentation diagram associated with the event or alarm that was set in the control system implementation proposal to maintain operation - because the matrix was created valve and pumping system, thus establishing operating ranges of the station under the set parameters of each process. The control center was formed by a programmable logic controller (PLC) communication with Ethernet, Profibus PA communication for instrumentation modules, analog and digital outputs for alarms and gas burning process, a separate system for detecting fire and gas formed by infrared multispectral detectors suitable for hazardous areas.

³ Degree Work.

⁴ Physical-Mechanical Engineering Faculty. Electrical, Electronic and Telecommunications Engineering School. Director: Alfredo Rafael Acevedo Picón.

INTRODUCCIÓN.

La confiabilidad de los procesos en las facilidades de producción se obtiene a partir de una reestructuración tecnológica que permite optimizar cada proceso realizado en la estación recolectora del campo colorado.

La estación cuenta con sistemas de control y medición que permiten un control de los procesos solo a nivel local, y que fueron implementadas hace mucho tiempo, mostrando un gran deterioro que genera gastos mayores en mantenimiento y presenta un alto riesgo en las operaciones realizadas en todas las etapas de la estación con equipos y elementos que a la fecha no cumplen la normatividad actual.

Se realiza el diagrama de flujo de proceso de toda la estación recolectora, el cual permite obtener un esquema general de toda el área con el fin de observar y proponer recomendaciones técnicas en la nueva instrumentación que brinde un control seguro de las instalaciones y sus procesos.

La industria petroquímica presenta en algunos de sus procesos atmósferas potencialmente explosivas que requieren la operación de equipos bajo estas condiciones, por lo tanto se contempla en sus especificaciones de diseño y de operación que empleen técnicas y mecanismos de eviten la generación de chispas y arcos eléctricos en su diseño interno, en los montajes de los equipos, en su operación normal, en operaciones de mantenimiento o finalmente en las condiciones de fallo, por tal motivo se obliga a que los equipos e instrumentos tengan una certificación por un organismo acreditado y reconocido que contemple el estándar y la normatividad para su operación en áreas clasificadas.

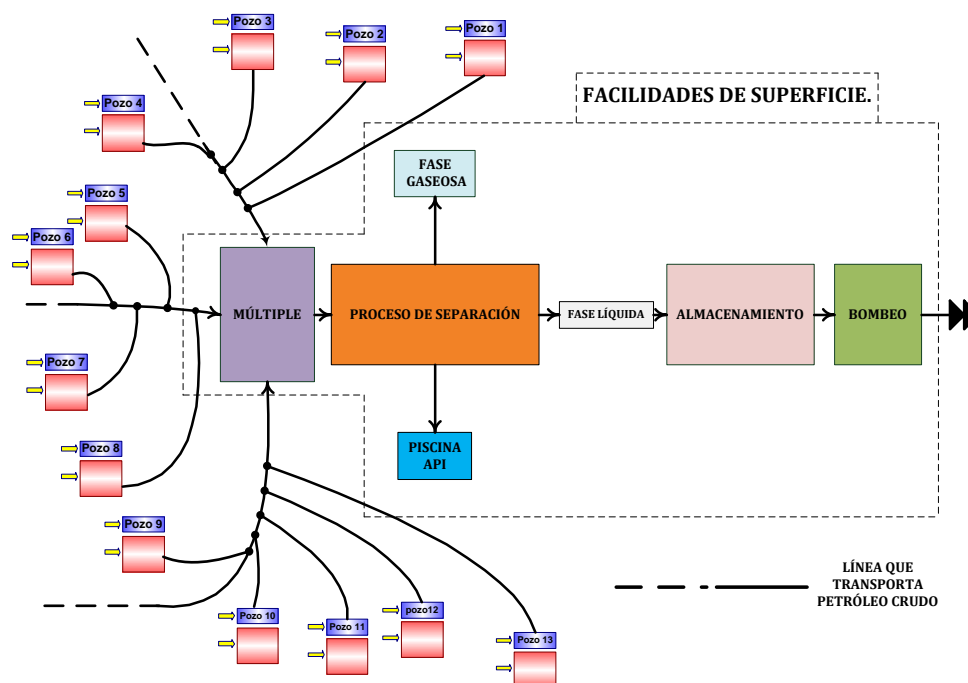
1. GENERALIDADES EN INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL EN FACILIDADES DE SUPERFICIE.

Los incrementos de los niveles de producción de petróleo en Colombia y el uso de tecnología en automatización e instrumentación han propiciado la implementación de sistemas que controlan, registran y optimizan los procesos generando confiabilidad y seguridad en cada área de producción.

1.1 PROCESO GENERAL.

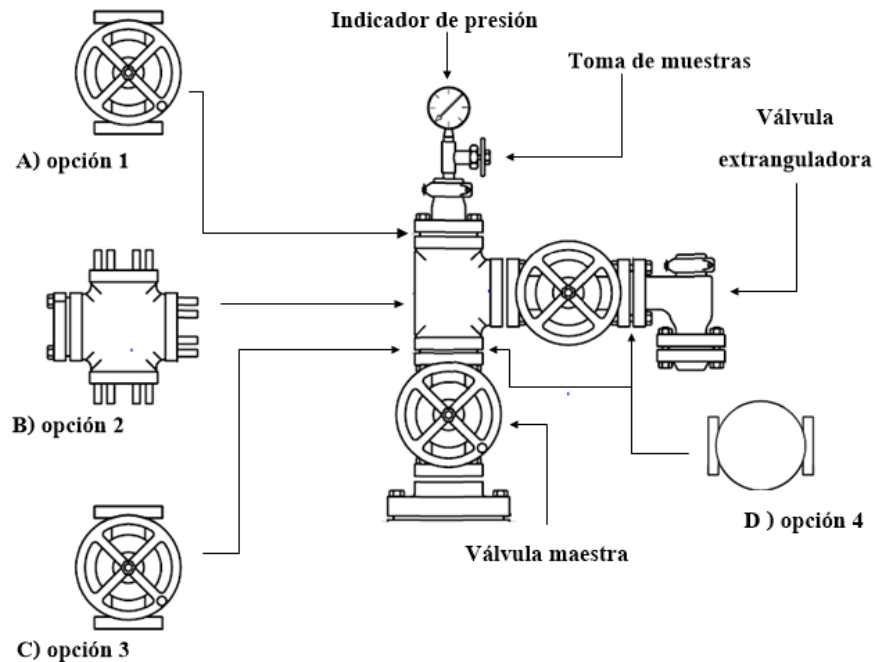
Las estaciones recolectoras son diseñadas para recibir la producción de los pozos, aquí se integran procesos de direccionamiento, tratamiento, almacenamiento y bombeo de crudo como se indica en la figura 1, cada proceso requiere conocer el principio de su operación, los equipos asociados a su control y puesta en marcha con el fin de controlar las variables operacionales de las instalaciones manteniendo así los criterios de diseño y operabilidad.

Figura 1. Estructura general de una estación recolectora de crudo.



El petróleo crudo es transportado desde los yacimientos con una presión impuesta por una fuente de energía natural o artificial que mueve el fluido desde el reservorio hacia la cabeza de pozo donde se instala un árbol de válvulas para su control desde la superficie. El árbol de válvulas que se muestra en la figura 2, es la especificación típica definida en el estándar API 6A⁵ el cual está conformado por un conjunto de válvulas donde una se define como maestra y se conecta a través de un adaptador de flujo en la opción 2 para que aquí se acople con las opciones 1,3 y 4 que son válvulas de respaldo y que puede ser accionada manualmente o por medio de un actuador que se controla local o remotamente para dar salida del crudo hacia la estación recolectora o realizar tareas de mantenimiento al pozo.

Figura 2: Árbol de válvulas.

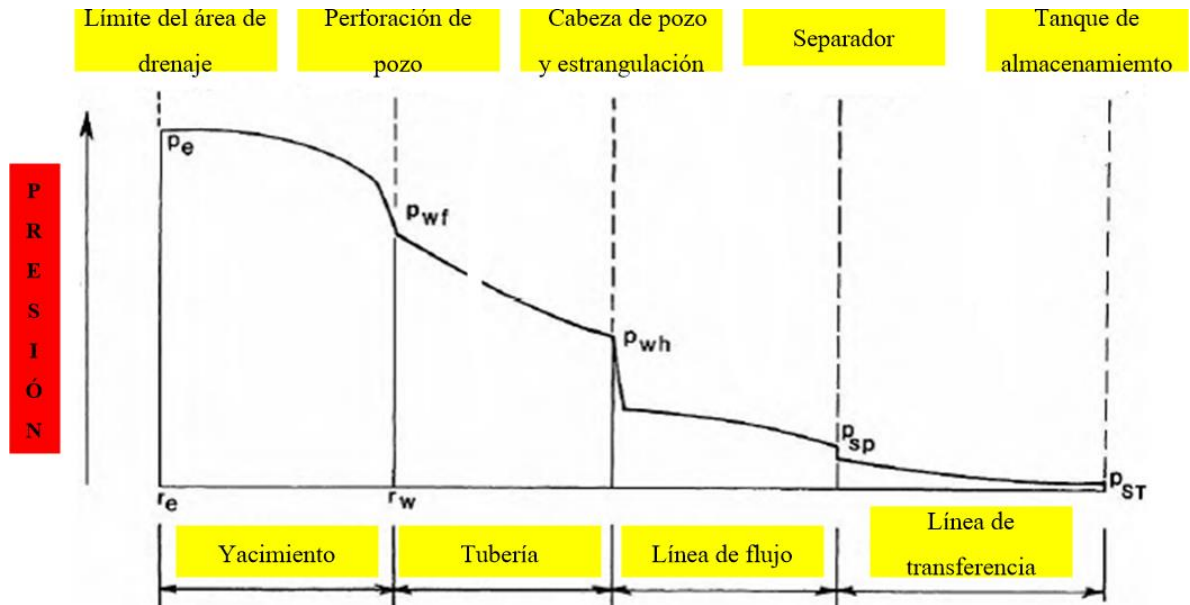


Fuente: [1]

⁵ Estándar técnico del instituto americano del petróleo que define especificaciones en la construcción del árbol de válvulas instalado en el cabezal del pozo.

El yacimiento opera bajo una presión interna que decae a medida que el petróleo crudo empieza a salir, pasando por una tubería para su extracción y estrangulación en el árbol de válvulas para direccionarlo hacia las facilidades de producción como se indica en la figura 3.

Figura 3: Caídas de presión desde reservorio hasta facilidades.



Fuente: [2]

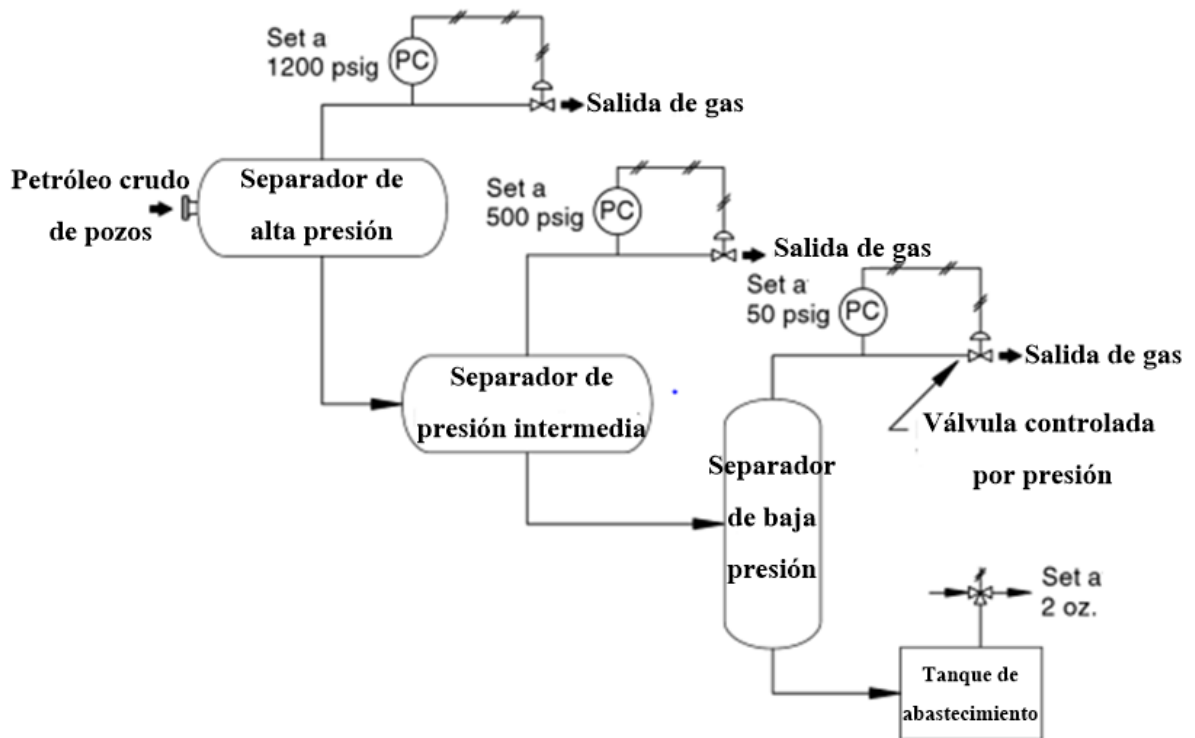
Dentro de la estación recolectora el petróleo ingresa a través del múltiple de producción.

Aquí se recibe la producción de todos los pozos y se controla el direccionamiento del crudo a través de válvulas y tuberías diseñadas con las especificaciones que requiere el proceso para iniciar la separación del fluido en líquido y gas, si el separador es bifásico o en petróleo, agua y gas si el separador es trifásico, según su forma pueden ser verticales, horizontales y esféricos de acuerdo a la aplicación en el proceso.

También se puede realizar el proceso de separación por etapas como se muestra en la figura 4, utilizando separadores instalados en serie con el fin de disminuir la

presión a la que el crudo ingresa para estabilizar las fases y obtener mayores cantidades de gas y líquido en el último separador para ser enviados hacia el depurador de gas y el líquido hacia los tanques de almacenamiento.

Figura 4: Caídas de presión en etapas de separación.



Fuente: [3].

La medición de la producción del campo petrolero se realiza en ocasiones en los tanques de almacenamiento para realizar transferencia de custodia, pero si el crudo no cumple especificaciones debe ser tratado nuevamente pasando por un proceso de calentamiento y deshidratación para ser almacenado en los tanques e iniciar el proceso de bombeo para refinar el crudo y obtener sus derivados.

El gas obtenido en los separadores se envía hacia el depurador con el fin de eliminar impurezas y partículas líquidas que no fueron filtradas en el separador, estos líquidos obtenidos en el depurador son enviados hacia los tanques y el gas

hacia la planta compresora de gas para su respectiva distribución y comercialización.

El gas producto de una excesiva producción es enviado hacia la tea para su quema o para liberar presión en el proceso de separación o depuración con el fin de mantener la operatividad de la estación dentro de parámetros estables.

1.2 INSTRUMENTACIÓN DE CAMPO.

La instrumentación instalada inicialmente en las estaciones controlan los procesos con elementos mecánicos, neumáticos, hidráulicos, electromecánicos, eléctricos, electrónicos que cumplía la función de registrar, indicar, transmitir y controlar las variables del proceso como presión, nivel, temperatura y caudal entre las más comunes con la implementación de sensores y accionamientos on – off para su control, requiriendo una visualización continua de las variables localmente para su control y seguridad, requiriendo disponibilidad en el área de procesos, esto está sufriendo una transición actualmente debido al mejoramiento tecnológico que se ha desarrollado en los sensores, actuadores, transductores y transmisores con aplicaciones de comunicaciones industriales que permiten centralizar y controlar remotamente los procesos con históricos de las variables de procesos generando seguridad y confiabilidad en la producción donde se realizan procesos críticos.

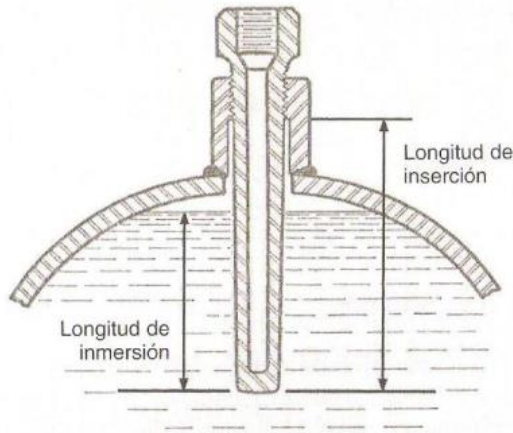
1.2.1 Elemento primario. Este elemento está en contacto con la variable a medir si el proceso lo permite o está protegido por sellos, vainas⁶, termopozos entre otros, como se muestra en la figura 5.

El transductor o sensor del elemento primario puede alterar el valor a medir cuando se presenta riesgo de corrosión, cristalización del fluido, polimerización, viscosidad, condensación, elevada velocidad del fluido o temperaturas extremas

⁶ Componente del elemento primario que está en contacto con la sustancia.

que requieren materiales de alta resistencia para estas protecciones como acero al carbon, acero inoxidable, acero inoxidable refractario y inconel⁷ con el fin de conservar su estructura.

Figura 5: Vaina para Inserción de elemento primario en tubería.



Fuente: [4].

Figura 6: Cuerpos insertos para sensores RTD.



Fuente: [5].

Al medir caudal por presión diferencial utilizando placas de orificio, el elemento primario es el sensor que esta en contacto con los líquidos o gases a medir creando una diferencia de presión en dos puntos en la tubería de donde se sacan dos tomas para realizar la medida, pero si la variable a medir es temperatura un elemento primario a utilizar podría ser una RTD⁸ como se indica en la figura 6, utilizando cuerpos insertos si es apropiado para el proceso.

1.2.2 Instrumento Indicador. Estos instrumentos permiten tener una visualización legible de la variable del proceso (temperatura, presión, caudal, nivel), su visualización se puede realizar por medios mecánicos o electrónicos que se conectan al elemento primario.

⁷ Aleación de Níquel-Cromo, con alta resistencia mecánica y a la corrosión.

⁸ Sensor que presenta variación de la resistencia del conductor con la temperatura.

En el caso del manómetro con tubo Bourdon realiza la indicación de la variación de la presión manométrica mediante el efecto de resiliencia⁹ del elemento primario transmitiendo un movimiento en ángulo de rotación hacia una rueda dentada que hace girar una aguja indicadora en la caratula del instrumento que contienen un rango, una escala y unidades de medición de la variable del instrumento como se muestra en la figura 7.

Figura 7: Manómetro analógico.



Figura 8: Manómetro digital,
Fuente: [6]

El manómetro digital que se muestran en la figura 8, requiere baterías al realizar su indicación, mientras que los mecánicos no, pero si presentan desgaste en las partes por su continuo movimiento y vibración en las áreas donde se instalan requiriendo de líquidos dentro de sus partes mecánicas con el fin de amortiguar y conservar su estructura.

⁹ Propiedad física del material que tolera una deformación elástica que permite regresar a su posición original, pero sin sobrepasar los límites de deformación permanente.

1.2.3 Instrumento registrador. El medidor bartton utiliza un registrador de caratula con dos plumillas para registrar presion y temperatura del proceso a nivel local como se indica en la figura 9.

Figura 9: Medidor Bartton de caratula.



Ecograph T

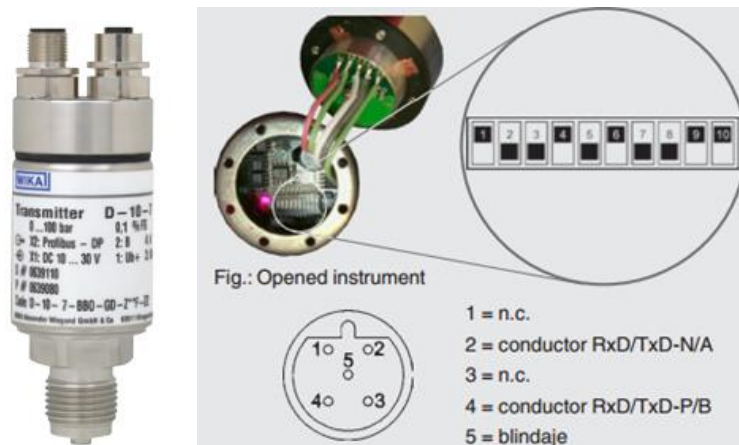
Figura 10: Registrador con pantalla, Fuente [7]

El modulo de registro de pantalla de la figura 10 tiene la capacidad de visualizar las variables numericamente, con barras y curvas de manera similar a los registradores con papel, ademas transmite variables de hasta seis tipos de señales, reporta eventos y tiempos de operación con sistemas de alarma integrados de facil acceso por red desde cualquier parte con funcion de servidor web y obteniendo informacion desde su sistema de almacenamiento con conexión Ethernet, RS232/485 y USB

Este modelo permite la conexión de 6 entradas análogas y tres digitales con cuatro salidas a relé.

1.2.4 Instrumento ciego. El transmisor de presion marca WIKA que se muestra en la figura 11, es una representacion de este tipo, por que no tiene indicación a nivel local, pero la variable sensada si puede ser vista remotamente, los transmisores o instrumentos ciegos pueden sensor cualquier tipo de variable y pueden enviar la señal captada por medio de contactos abiertos, cerrados y por comunicaciones industriales.

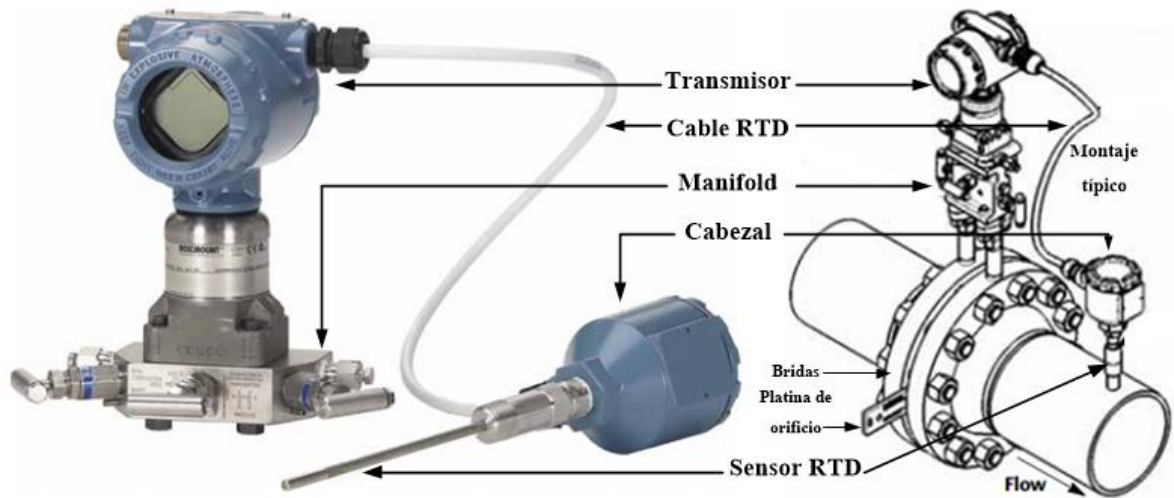
Figura 11: Transmisor de presión D-10-7 WIKA.



Fuente: [8].

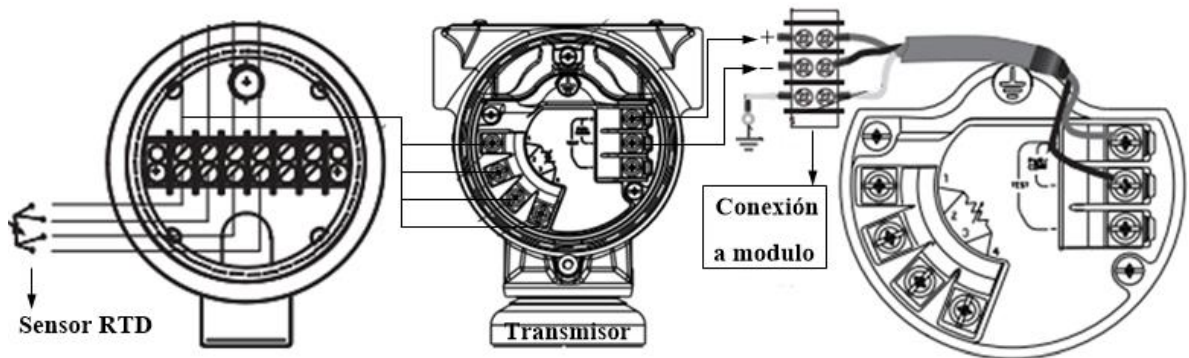
1.2.5. Transmisor. Este instrumento tiene un elemento sensor que capta la variable del proceso, acondicionando la señal captada para ser transmitida a un centro de control a través de comunicaciones industriales, digitalmente, neumáticamente, hidráulicamente, por fibra óptica o por señales de radio para su monitoreo y control, cambiando la adquisición de diferentes variables como lo realiza el transmisor Rosemount de la figura 12 y su respectiva conexión mostrada en la figura 13

Figura 12: Transmisor multivariable.



Fuente: [9].

Figura 13: Esquema de conexión de transmisor multivariable.



Fuente: [9].

1.2.6 Montaje de instrumentación. El fabricante del instrumento define unas especificaciones técnicas de montaje que son de obligatorio cumplimiento para evitar errores en la información que se registra de la variable a medir o un daño en el instrumento, teniendo en cuenta la clasificación del área donde se va a instalar y la ubicación en la tubería como se indica en la figura 14 y 15, donde se

observa el *manifold* conectado al proceso y al instrumento , con un sello cortafuego en ubicación horizontal que detiene la propagación de una posible explosión si tiene instalado su respectivo sellador para soportar la presión y las elevadas temperaturas que se producen.

Figura 14: Transmisor indicador de presión manométrica.

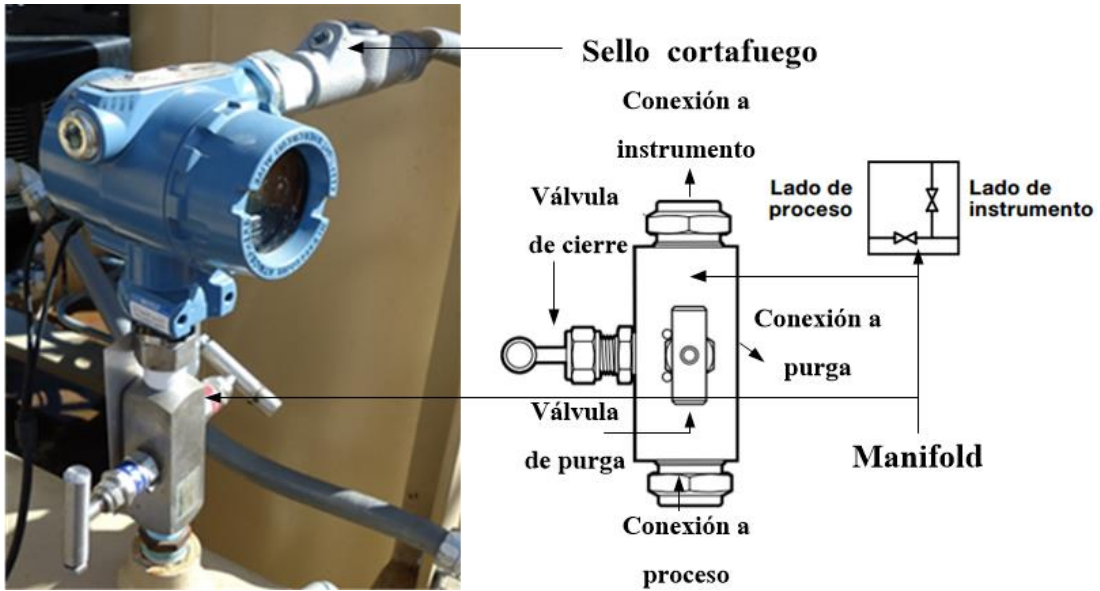


Figura 15: *Manifold* para manométrica.
Fuente: [10]

1.3 ELEMENTO FINAL DE CONTROL.

Su función principal es bloquear y desbloquear el paso de fluido en una tubería, está conformado por válvulas que pueden ser accionadas manualmente o mediante un controlador que recibe la señal de control del proceso o es programada en él, con el fin de ejecutar una orden sobre el actuador el cual debe estar diseñado para realizar la apertura o cierre de la válvula contrarrestando la fuerza ejercida por el fluido a intervenir.

Las válvulas deben cumplir especificaciones de diámetro, tipo de conexión y materiales los cuales deben soportar ambientes agresivos del proceso como corrosión, temperatura y presión del medio ambiente y del fluido a controlar con el fin de evitar fugas y deterioro de sus empaquetaduras.

Los actuadores tienen diferentes tipos de accionamientos que se implementan de acuerdo a la función a realizar, pueden ser neumáticos los cuales usan aire a presión, electrohidráulicos que utilizan aceite a presión para aplicar grandes fuerzas en la apertura y cierre de la válvula, pero también se usan de tipo eléctrico.

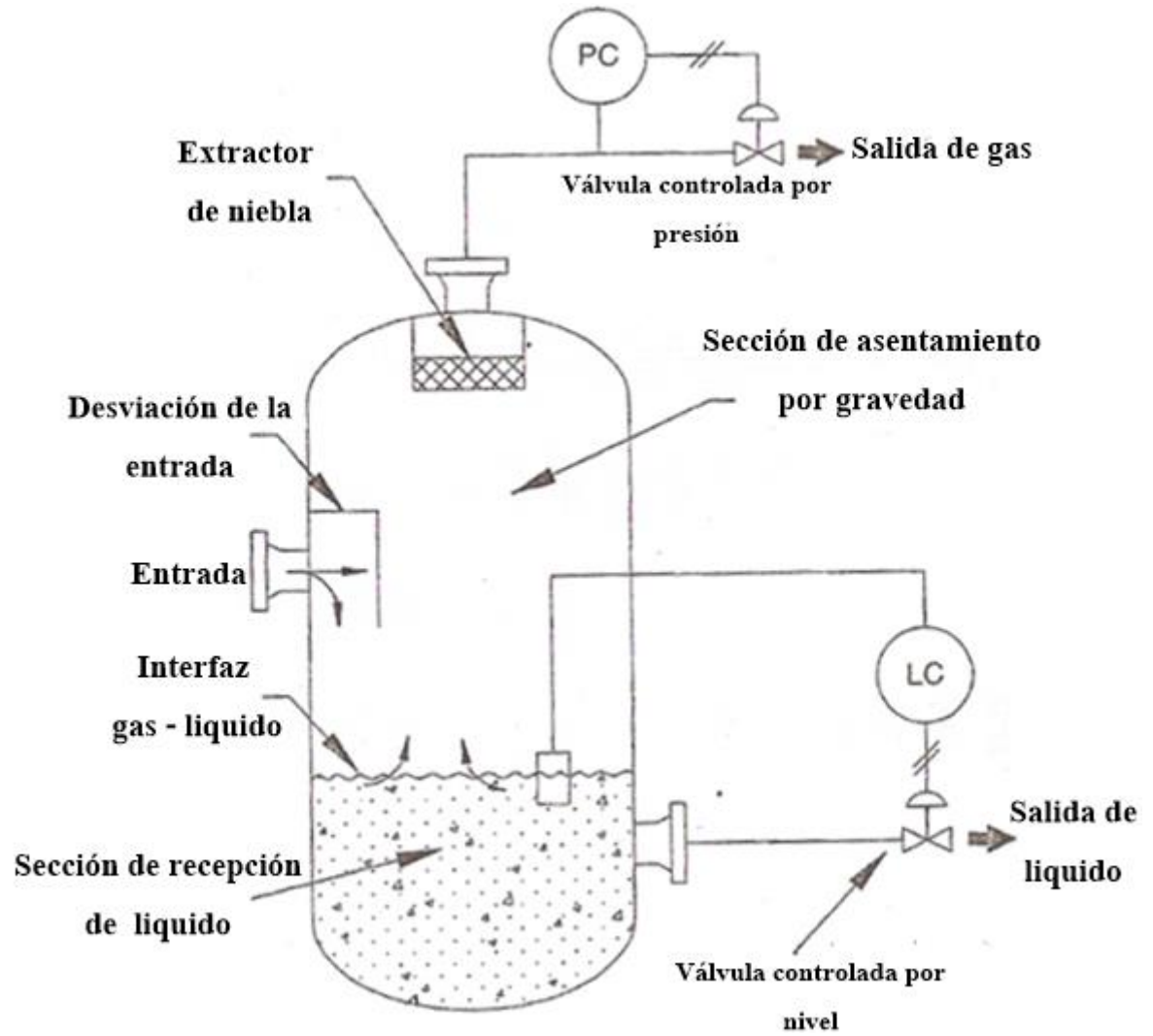
1.4 DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN (P&ID).

Los diagramas de tubería e instrumentación son producto del desarrollo técnico de un grupo interdisciplinario de especialistas que definen un criterio para analizar y controlar las variables de un proceso o planta.

La ubicación inicial de la instrumentación en campo se basa en los diagramas de flujo de procesos como se indica en la figura 16, los cuales permiten tener una idea parcial del proceso, para luego profundizar y realizar inspecciones para mejorar la conceptualización del área a instrumentar, los P&ID muestran la ubicación de los instrumentos en el proceso, el tipo de instrumento, la cantidad de instrumentos, las alarmas en el proceso, el tipo de comunicación, los lazos de control, los puntos de ajuste, la visualización de las variables y los elementos finales de control basados en el estándar ISA 5.1, ISA 5.3 y las prácticas recomendadas 551 Y 554 del Instituto Americano del Petróleo (API).

Estos diagramas van acompañados de información que documenta la instrumentación propuesta definiendo rangos de operación y tipos de enclavamientos.

Figura 16: Sistema de control por presión y nivel en separador bifásico vertical.



Fuente [2]

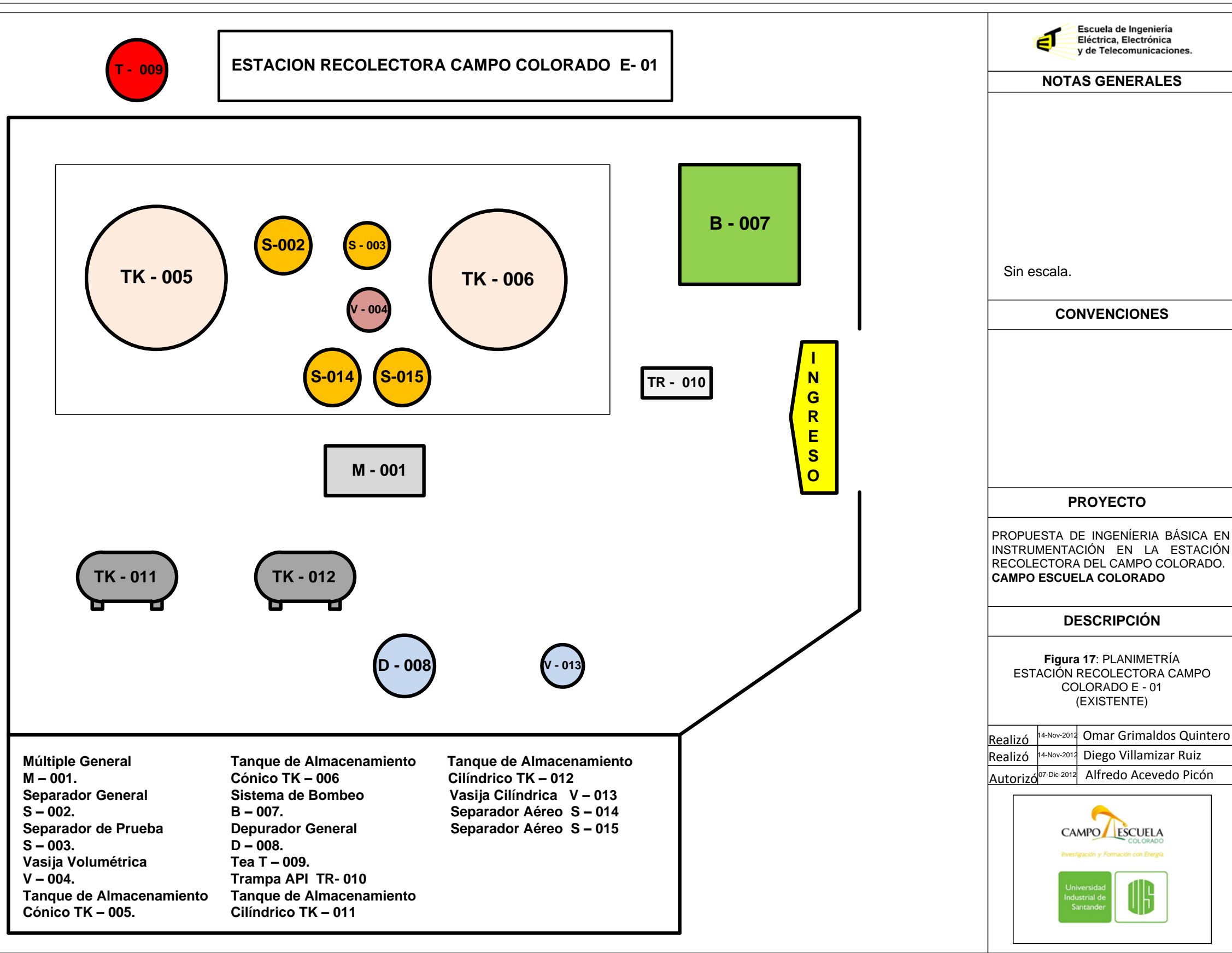
2. LEVANTAMIENTO EN CAMPO DE LA INSTRUMENTACIÓN EN LA ESTACIÓN RECOLECTORA DEL CAMPO COLORADO.

La producción del campo colorado se transporta desde los pozos hacia la estación recolectora a través de las líneas de producción y en carro tanques cuando hay una falla en la línea que transporta el crudo a la estación o si el pozo no está conectado a la línea.

En la estación el crudo ingresa por dos líneas de tubería de cuatro pulgadas que está conectada al múltiple de producción para direccionar el fluido hacia los separadores donde se realiza la separación bifásica del petróleo crudo enviando la fase líquida hacia los tanques de almacenamiento y el gas hacia el depurador.

El almacenamiento de la fase líquida se realiza en dos tanques cónicos donde se registra manualmente su nivel de llenado para hacer transferencia de custodia y poder realizar el bombeo de la fase (crudo - agua) utilizando una bomba mecánica accionada por un motor trifásico.

La figura 17 muestra la planimetría de la estación recolectora del campo colorado donde están plasmadas las áreas de los procesos que se realizan allí, la instrumentación utilizada en cada área permite controlar nivel y presión con actuadores accionados neumáticamente, como también se realiza indicación de estas variables localmente, de esta manera se ha logrado obtener una producción de barriles de petróleo crudo cuyo pico máximo se logró en el mes de febrero del año dos mil doce (2012) con un margen superior a los 500 barriles como se indica en la figura 18 y en la figura 19 se muestra la producción de gas del campo en el año 2011 y 2013.



NOTAS GENERALES

Sin escala.

CONVENCIONES

PROYECTO

PROPUESTA DE INGENIERÍA BÁSICA EN INSTRUMENTACIÓN EN LA ESTACIÓN RECOLECTORA DEL CAMPO COLORADO. **CAMPO ESCUELA COLORADO**

DESCRIPCIÓN

Figura 17: PLANIMETRÍA ESTACIÓN RECOLECTORA CAMPO COLORADO E - 01 (EXISTENTE)

Realizó	14-Nov-2012	Omar Grimaldos Quintero
Realizó	14-Nov-2012	Diego Villamizar Ruiz
Autorizó	07-Dic-2012	Alfredo Acevedo Picón



Figura 18: Producción de barriles de petróleo estación Campo Colorado 2006 – 2013. **BOPD**



Fuente: Campo Escuela Colorado.

Figura 19: Producción de gas estación Campo Colorado 2011 – 2013. **KPCD**



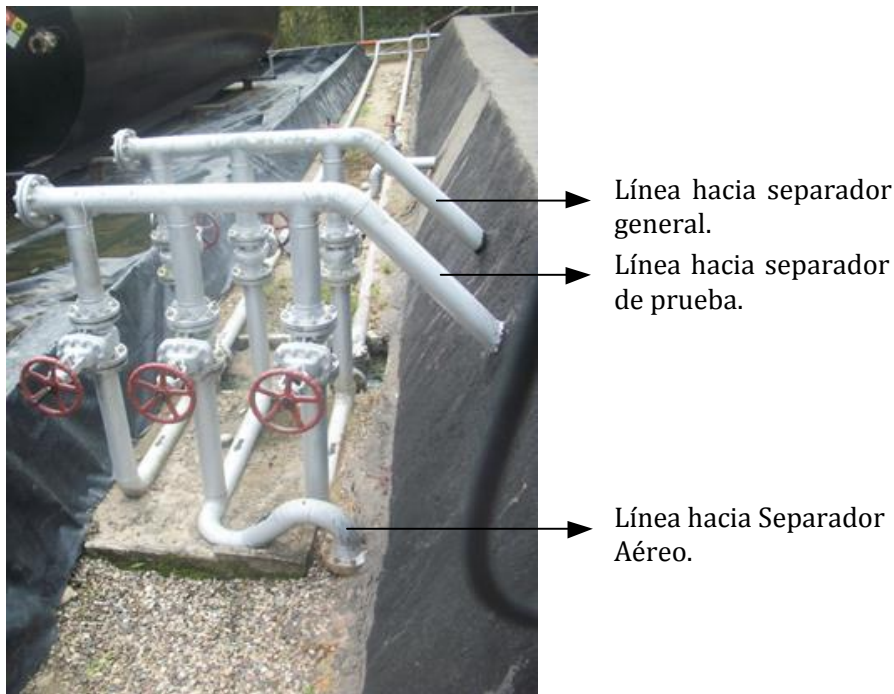
Fuente: Campo Escuela Colorado.

2.1 PROCESO EN MÚLTIPLE DE PRODUCCIÓN:

El múltiple general de la estación recolectora del campo colorado recibe el petróleo crudo a través de dos tuberías de cuatro pulgadas, cada tubería tiene instalada una válvula de compuerta para controlar la entrada hacia el múltiple y una válvula de retención que mantiene el fluido en la línea aguas abajo¹⁰ cuando se suspende el suministro.

El múltiple cuenta con seis válvulas tipo compuerta bridadas¹¹ para direccionar las dos líneas de producción con petróleo crudo hacia el separador general, hacia el separador de prueba y finalmente hacia el separador aéreo como se muestra en la figura 20.

Figura 20: Múltiple de producción general.



¹⁰ Sección ubicada después de la válvula de retención, en dirección hacia el proceso de separación.

¹¹ Accesorio que permite desmontar y conectar un elemento a una tubería mediante espárragos de unión, con especificaciones bajo el estándar ASME-ANSI B16.5 y B16.47, donde se define su material, estructura, la clase de presión y temperatura de trabajo.

Las tuberías de las líneas de producción con petróleo crudo están controladas por las válvulas de compuerta identificadas como **V1** y **V2** como se muestra en la figura, su operación es normalmente abierta pues no debe existir restricción si la estación se encuentra en operación y los pozos en operación de bombeo.

La válvula de retención **V4** mantienen el flujo en un solo sentido de la línea uno (1) de producción y junto con la válvula **V7** abierta se direcciona el flujo hacia el separador general, pero manteniendo las válvulas **V5**, **V6**, **V9** y **V10** cerradas.

El separador de prueba recibe el fluido de la línea dos (2) de producción a través de la válvula de compuerta **V1** y la válvula de retención **V3**, manteniendo cerradas las válvulas de compuerta **V5**, **V6**, **V9** y **V10**, de esta manera se direcciona a través de la válvula de compuerta **V8** hacia el proceso de separación como se indica en la figura 20.

La apertura o cierre de las válvulas de compuerta **V5**, **V6**, **V7**, **V8**, **V9** y **V10** direccionan el flujo hacia los procesos de separación general, prueba o separador aéreo. Cerrando las válvulas de compuerta de entrada de uno de los separadores de prueba o general y manteniendo las válvulas de compuerta **V5**, **V6**, **V7**, **V8**, **V9** y **V10** abiertas se direcciona el fluido hacia el separador aéreo, estas maniobras de cierre o apertura se realizan manualmente por el operador de la estación teniendo en cuenta los criterios del proceso: operación normal, pozos a muestrear, operaciones de mantenimiento o fallas en un equipo.

El diagrama de tubería e instrumentación (P&ID) que se muestra en la figura 22 esta conformado por válvulas de compuerta y válvulas de retención presentadas en la tabla 1, estos elementos están acoplados a la tubería de cuatro pulgadas para direccionar y controlar el flujo a la entrada de la estación, en esta sección de la estación no se cuenta con instrumentación para monitorear el proceso, por lo tanto el (P&ID) se representa solo con válvulas.

NOTAS GENERALES

L1, línea de tubería uno.

L2, línea de tubería dos.

SEPARADOR AÉREO: Nombre dado al separador vertical por su ubicación en la estación recolectora.

Sin escala.

CONVENCIONES

▬|▬ Válvula cerrada.

▬|▬ Válvula abierta.

— Tubería

PROYECTO

PROPUESTA DE INGENIERÍA BÁSICA EN INSTRUMENTACIÓN EN LA ESTACIÓN RECOLECTORA DEL CAMPO COLORADO. CAMPO ESCUELA COLORADO

DESCRIPCIÓN: Figura 21

DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO DEL MÚLTIPLE GENERAL M - 001

Elaboró 14-Nov-2012 Omar Grimaldos Quintero

Elaboró 14-Nov-2012 Diego Villamizar Ruíz

Aprobó 07-Dic-2012 Alfredo Acevedo Picón

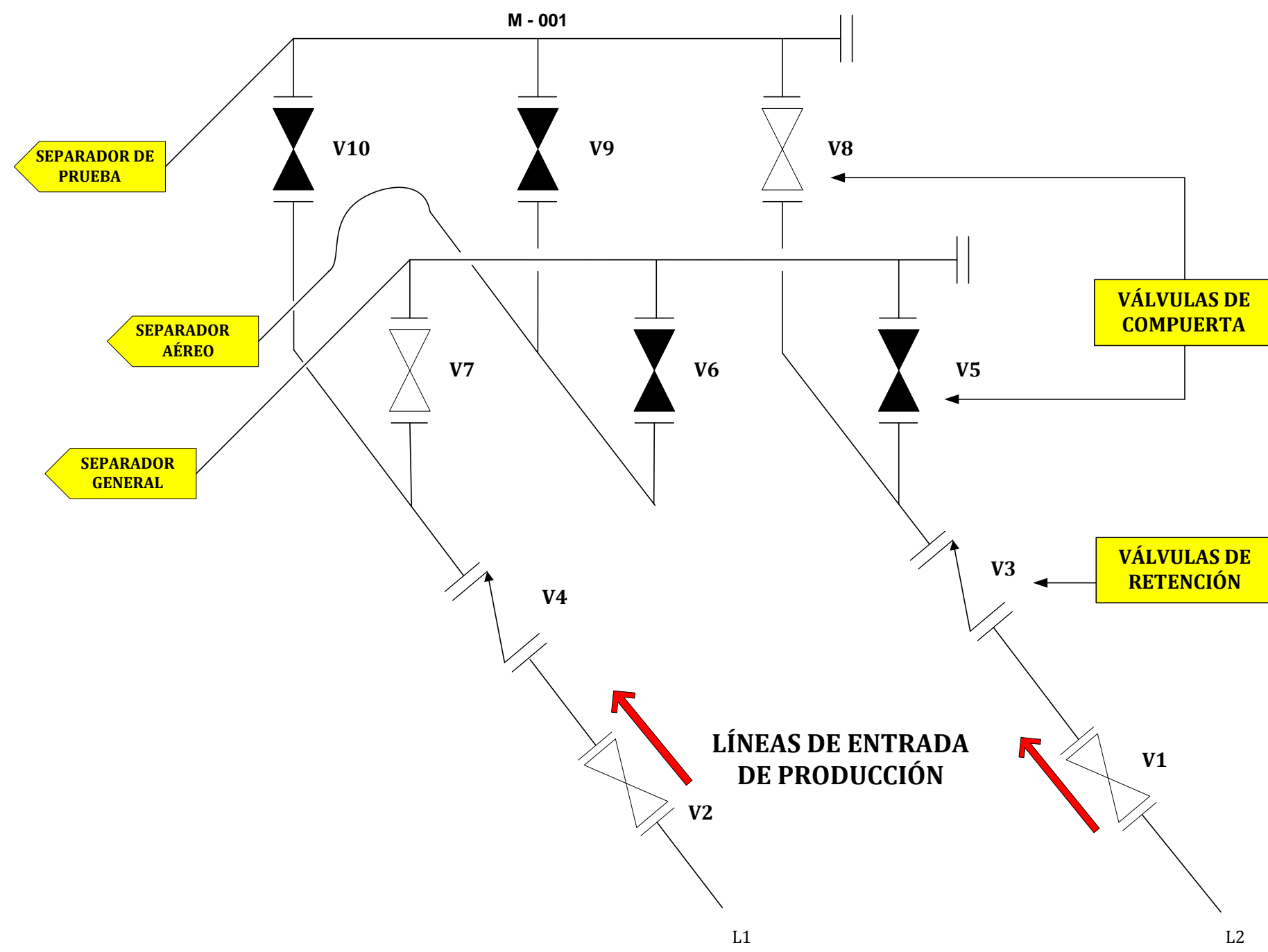
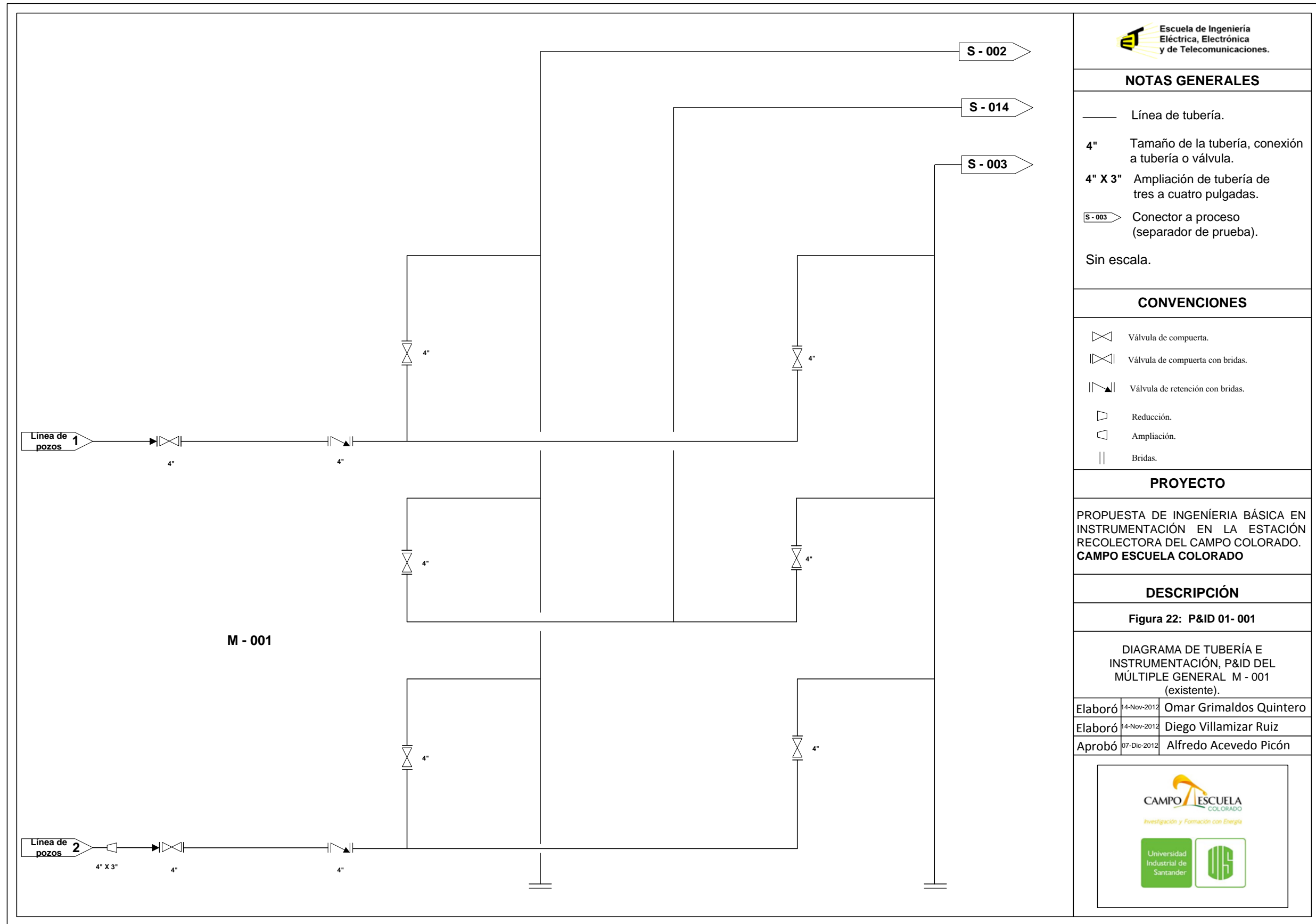


Tabla 1. Instrumentación y elementos existentes en múltiple general.

Instrumento o elemento.	Figura.	Especificaciones Técnicas	Cantidad
<p>VALVULA DE COMPUERTA (línea de entrada a múltiple general) V1-V2</p>		<p>Categoría 150. Tamaño 4 pulgadas. Junta tapa-cuerpo de forma ovalada. Conexión por brida. Unión mediante espárragos y tuercas. Cuerpo WCB. Marca VALVE-TEK.</p>	<p>2</p>
<p>VALVULA DE RETENCIÓN (línea de entrada a múltiple general) V3-V4</p>		<p>Categoría 150. Tamaño 4 pulgadas. Conexión por brida. Unión mediante espárragos y tuercas. Cuerpo WCB. Marca VALVE-TEK.</p>	<p>2</p>
<p>VALVULAS DE COMPUERTA (múltiple general) V5-V6-V7-V8-V9-V10</p>		<p>Categoría 150. Tamaño 4 pulgadas. Junta tapa-cuerpo de forma ovalada. Conexión por brida. Unión mediante espárragos y tuercas. Cuerpo WCB. Marca VALVE-TEK.</p>	<p>6</p>



NOTAS GENERALES

- Línea de tubería.
 - 4" Tamaño de la tubería, conexión a tubería o válvula.
 - 4" X 3" Ampliación de tubería de tres a cuatro pulgadas.
 - S-003 Conector a proceso (separador de prueba).
- Sin escala.

CONVENCIONES

- Válvula de compuerta.
- Válvula de compuerta con bridas.
- Válvula de retención con bridas.
- Reducción.
- Ampliación.
- Bridas.

PROYECTO

PROPUESTA DE INGENIERÍA BÁSICA EN INSTRUMENTACIÓN EN LA ESTACIÓN RECOLECTORA DEL CAMPO COLORADO.
CAMPO ESCUELA COLORADO

DESCRIPCIÓN

Figura 22: P&ID 01- 001

DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN, P&ID DEL MÚLTIPLE GENERAL M - 001 (existente).

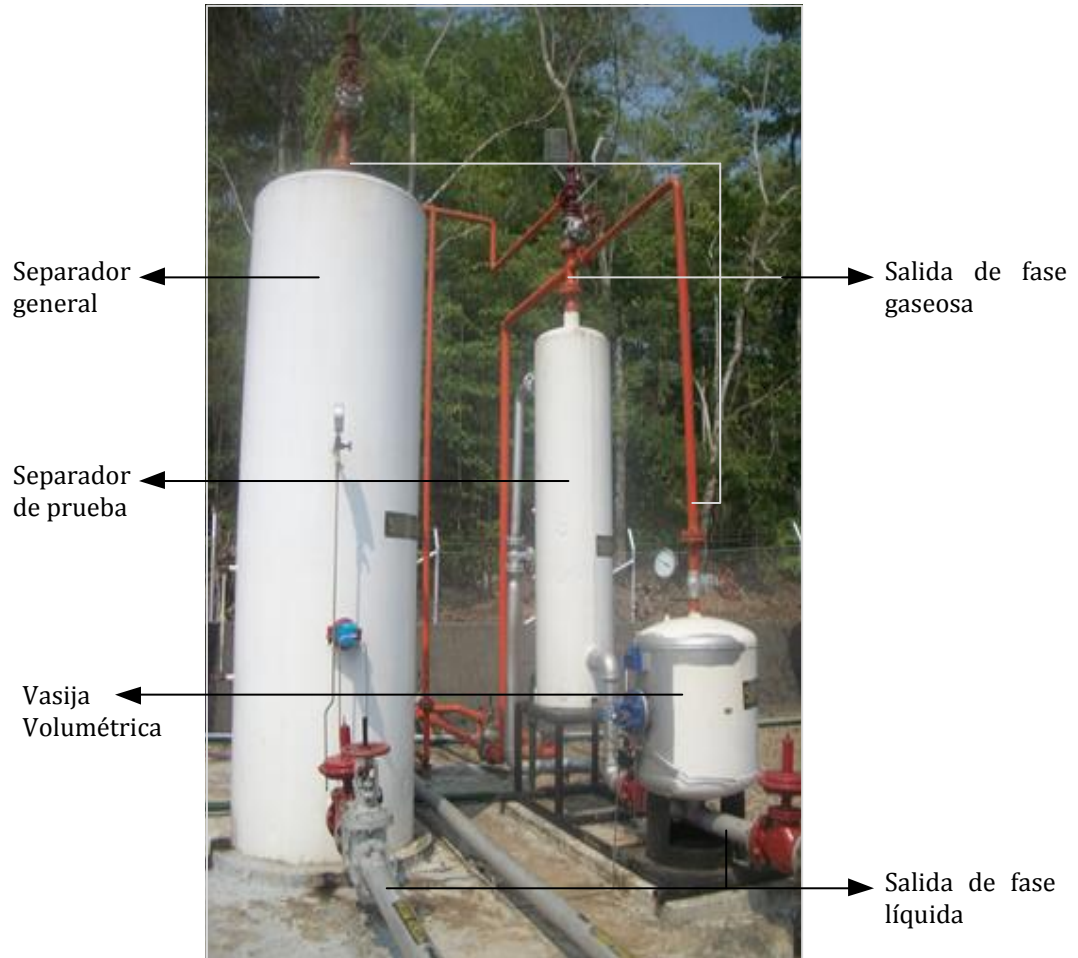
Elaboró	14-Nov-2012	Omar Grimaldos Quintero
Elaboró	14-Nov-2012	Diego Villamizar Ruiz
Aprobó	07-Dic-2012	Alfredo Acevedo Picón



2.2 PROCESO EN SEPARADORES

La estación cuenta con cuatro separadores: uno de propósito general, otro para realizar pruebas a la producción y dos aéreos de los cuales uno no está conectado a las líneas de tubería.

Figura 23. Sistema de separación de petróleo crudo.



En la estación se realiza un proceso de separación bifásica en todos los separadores, el proceso es controlado por un sistema de control de nivel en el separador general y de prueba donde la instrumentación instalada solo permite visualizar variables de presión y nivel para realizar control a nivel local.

2.2.1 Separador general. El separador general recibe el crudo a través de una de las líneas de tubería que conectan al múltiple general, esta se conecta al separador a través de una válvula de compuerta en la parte superior donde se entrega el crudo para iniciar el proceso de separación bifásico. Cuando el crudo está dentro del separador su tiempo de residencia¹² es intervenido por un sistema de control de nivel que define la apertura o cierre de una válvula que permite el paso de la fase líquida hacia tanque como se indica en la figura 23.

En la parte inferior de la vasija se encuentra instalada una válvula de compuerta que permite drenar el crudo hacia la piscina API con el fin de realizar labores de mantenimiento en este separador y en la parte superior del separador está conectada una tubería por la cual se envía la fase gaseosa hacia el depurador de gas o en caso de emergencia hacia la tea con la apertura de una válvula activada por sobrepresión (PSV).

El separador general tiene instalado una instrumentación que permite visualizar localmente las variables en este proceso, instrumentación que se presenta en la tabla 2.

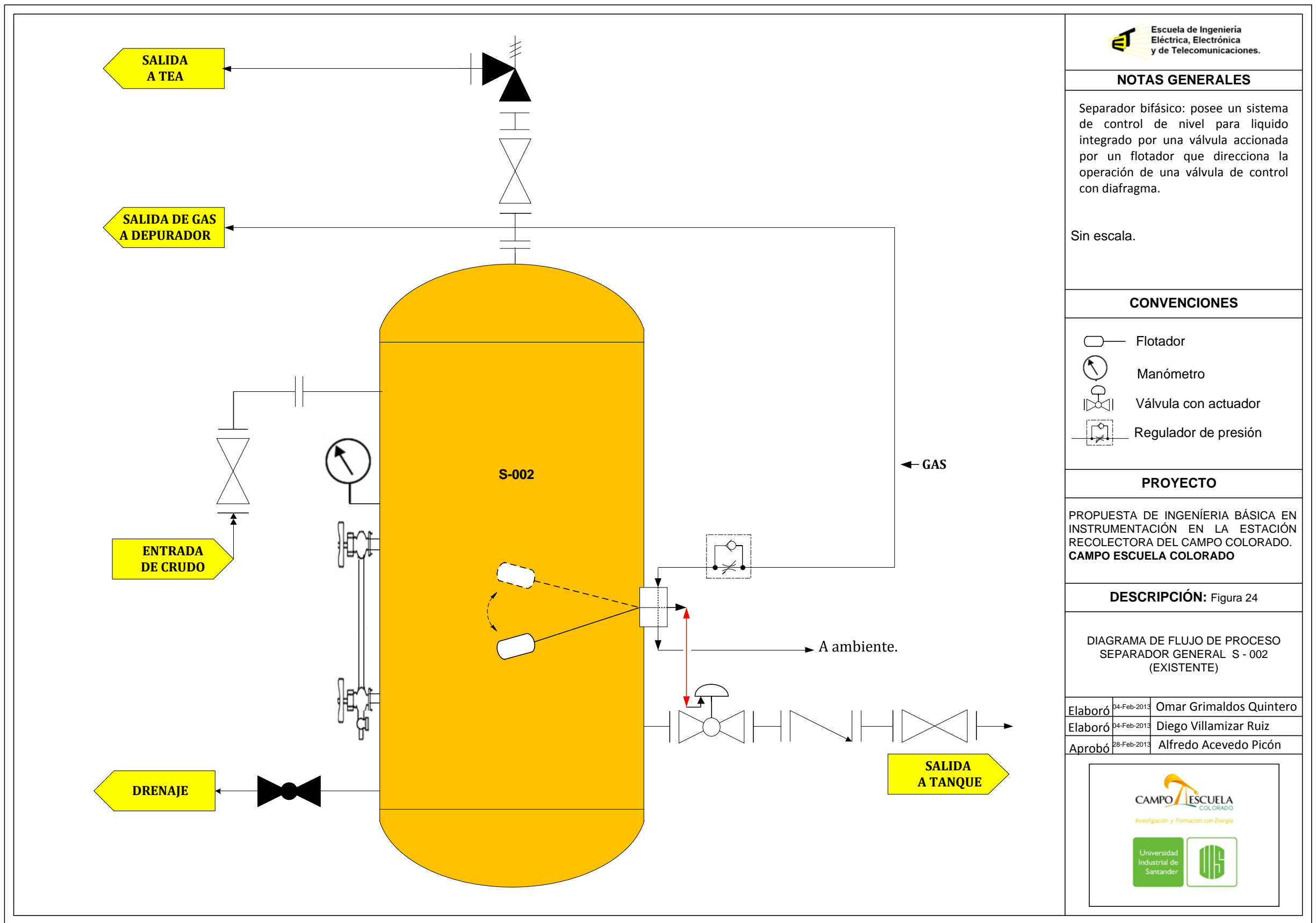
La presión se indica a través de un manómetro conectado en la parte media superior de la vasija permitiendo al operador tomar lecturas y visualizar los rangos de operación, también en la parte superior del separador está instalada una válvula accionada por sobrepresión (PSV) con el fin de proteger la vasija contra valores críticos del proceso permitiendo liberar ese exceso de presión hacia el sistema de quema de gas y tan pronto la presión regresa a sus valores normales esta válvula retorna a su posición inicial.

El nivel del líquido dentro del separador se indica a través de una mirilla de nivel de vidrio permitiendo al operador una visualización en campo de esta variable, la fase líquida del separador es enviada hacia tanque mediante la apertura o cierre

¹² Tiempo de residencia es el necesario para que se realice la separación bifásica (líquido-gas).

de una válvula accionada por un sistema de control de nivel compuesto por un flotador instalado dentro del separador, este flotador conmuta mecánicamente el paso de gas, enviando la señal neumática al actuador tipo diafragma para abrir la válvula y dar salida del líquido hacia el tanque de almacenamiento o cerrar la válvula. La señal neumática contiene gas proveniente del proceso de separación que se realiza en la estación recolectora, proceso que se muestra en la figura 24.

Los elementos que se muestran en la tabla 2, permiten definir el diagrama de tubería e instrumentación (**P&ID**) del separador general de la estación recolectora del campo colorado, el cual se muestra en la figura 25.



NOTAS GENERALES

Separador bifásico: posee un sistema de control de nivel para liquido integrado por una válvula accionada por un flotador que direcciona la operación de una válvula de control con diafragma.

Sin escala.

CONVENCIONES

- Flotador
- Manómetro
- Válvula con actuador
- Regulador de presión

PROYECTO


PROPUESTA DE INGENIERIA BÁSICA EN INSTRUMENTACIÓN EN LA ESTACIÓN RECOLECTORA DEL CAMPO COLORADO. CAMPO ESCUELA COLORADO




DESCRIPCIÓN: Figura 24




DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO SEPARADOR GENERAL S - 002 (EXISTENTE)




Elaboró	04-Feb-2013	Omar Grimaldos Quintero
Elaboró	04-Feb-2013	Diego Villamizar Ruiz
Aprobó	28-Feb-2013	Alfredo Acevedo Picón

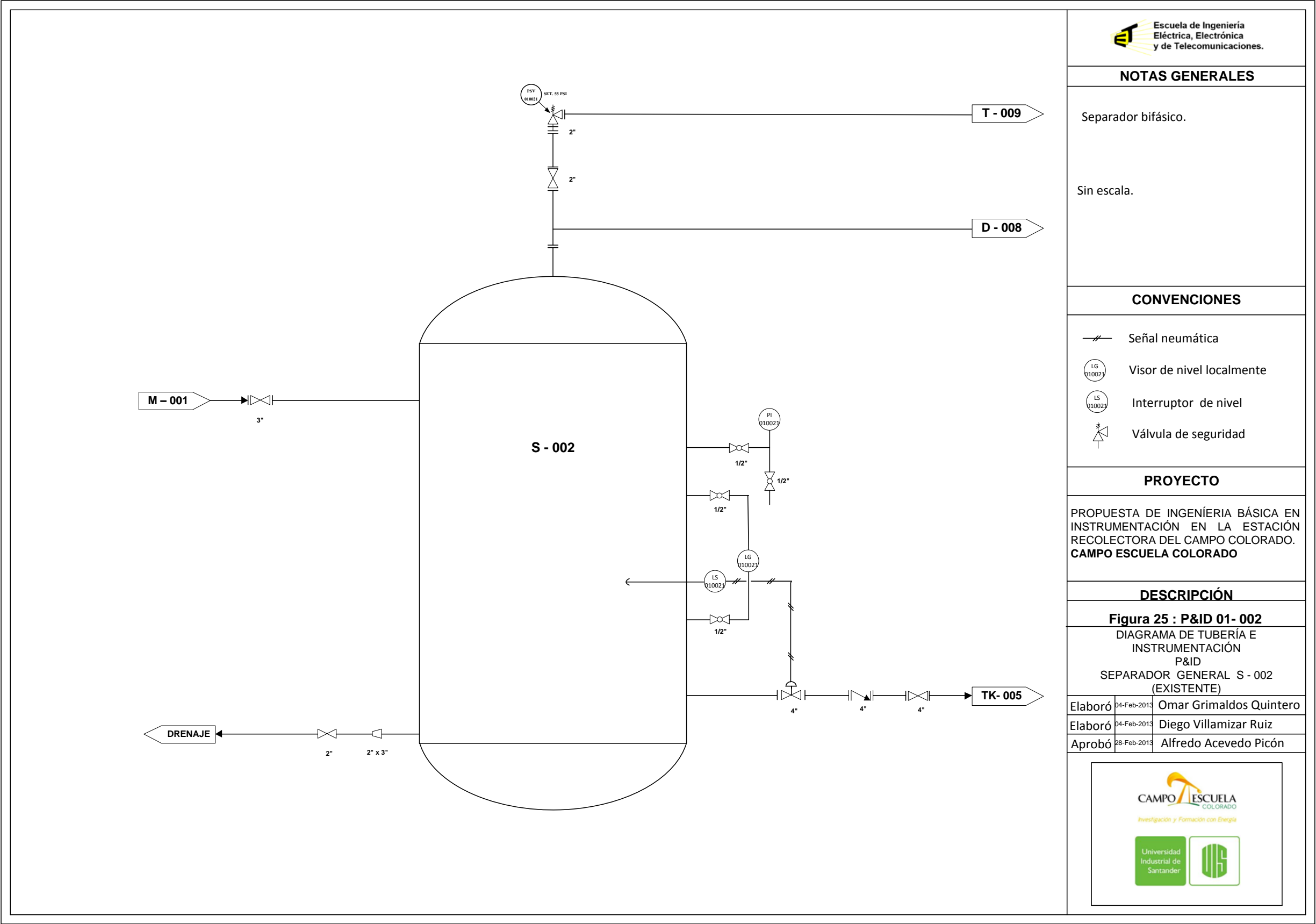
Tabla 2: Instrumentación y elementos existentes en separador general.

Instrumentación o elemento.	Figura	Especificaciones Técnicas	Cantidad
<p>VÁLVULA DE COMPUERTA (línea de entrada a separador general)</p>		<p>Categoría 150. Tamaño 4 pulgadas. Junta tapa-cuerpo de forma ovalada. Conexión por brida. Unión mediante espárragos y tuercas. Cuerpo WCB. Marca VALVE-TEK.</p>	<p>1</p>
<p>VÁLVULA DE COMPUERTA (línea de salida de gas del separador)</p>		<p>Categoría 150. Tamaño 3 pulgadas. Junta tapa-cuerpo de forma ovalada. Conexión por brida. Unión mediante espárragos y tuercas. Cuerpo WCB. Marca VALVE-TEK.</p>	<p>1</p>
<p>VÁLVULA DE SEGURIDAD DE ALIVIO DE PRESIÓN. (línea de salida de gas del separador general)</p>		<p>Tamaño 2" X3" pulgadas. Set a 55psi Unión mediante espárragos y tuercas, bridada Alta capacidad para la liberación de presión automáticamente ante un exceso. Interiores de acero inoxidable. Descarga lateral</p>	<p>1</p>

Instrumentación o elemento.	Figura	Especificaciones Técnicas	Cantidad
<p>VALVULA CON ACTUADOR (línea de salida fase líquida en separador general)</p>		<p>Tecnología INVALCO Tamaño 4 pulgadas. Conexión por brida. Cuerpo de hierro dúctil Cierre hermético. Presión de trabajo: 175 psi (-29 C a 66 C) 150 psi (121 C). Asiento: Acero inoxidable Actuador :Diafragma Acero, Nylon reforzado. Presión de funcionamiento máxima: 70 psi y de contención máxima 100 psi.</p>	<p>1</p>
<p>VALVULA DE RETENCIÓN (línea de salida fase líquida en separador general)</p>		<p>Categoría 150. Tamaño 4 pulgadas. Conexión por brida. Unión mediante espárragos y tuercas. Cuerpo WCB. Marca VALVE-TEK.</p>	<p>1</p>
<p>VALVULAS DE COMPUERTA (línea de salida separador general)</p>		<p>Categoría 150. Tamaño 4 pulgadas. Junta tapa-cuerpo de forma ovalada. Conexión por brida. Unión mediante espárragos y tuercas. Cuerpo WCB. Marca VALVE-TEK.</p>	<p>1</p>

Instrumentación o elemento.	Figura	Especificaciones Técnicas	Cantidad
<p>MANÓMETRO</p>		<p>Caja de acero inoxidable. Rango:0-60 psi. Presión manométrica registrada:19 psi Elemento sensor tubo Bourdon. Rosca ½. Aguja aleación de aluminio y equilibrada.</p>	<p>1</p>
<p>VÁLVULA DE BOLA. Corte y suministro de gas.</p>		<p>Acero inoxidable. Rosca interior. Cierre mediante giro de 90°. Bidireccional.</p>	<p>2</p>
<p>VALVULA REGULADORA DE PRESION. Con indicador.</p>		<p>Modelo DOMA 67 FR. Rango: 0 - 30 psi Aplicaciones de aire o gas. Presiones constantes controladas. Aplicaciones neumáticas y electroneumáticas.</p>	<p>1</p>

Instrumentación o elemento.	Figura	Especificaciones Técnicas	Cantidad
<p>VÁLVULA DE BOLA. Corte y suministro de gas.</p>		<p>Conexión roscada Manilla en T. 1/2 " Material bronce.</p>	<p>1</p>
<p>VÁLVULA DE COMPUERTA (línea de salida de drenaje)</p>		<p>Categoría 150. Tamaño 2 pulgadas. Junta tapa-cuerpo de forma ovalada. Conexión roscada.</p>	<p>1</p>
<p>VISOR DE NIVEL. (Tubo de vidrio y válvulas.)</p>		<p>Utilizado para presiones bajas. Diámetro exterior 1/2". Indicación local y directa. Instalación lateral con rosca. Principio de vasos comunicantes. Válvula de bloqueo. Mirilla de vidrio sin protección. Longitud: 58cm.</p>	<p>1</p>



NOTAS GENERALES

Separador bifásico.

Sin escala.

CONVENCIONES

- Señal neumática
- Visor de nivel localmente
- Interruptor de nivel
- Válvula de seguridad

PROYECTO

PROPUESTA DE INGENIERÍA BÁSICA EN INSTRUMENTACIÓN EN LA ESTACIÓN RECOLECTORA DEL CAMPO COLORADO. CAMPO ESCUELA COLORADO

DESCRIPCIÓN

Figura 25 : P&ID 01- 002
DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN P&ID
SEPARADOR GENERAL S - 002 (EXISTENTE)

Elaboró	04-Feb-2013	Omar Grimaldos Quintero
Elaboró	04-Feb-2013	Diego Villamizar Ruiz
Aprobó	28-Feb-2013	Alfredo Acevedo Picón



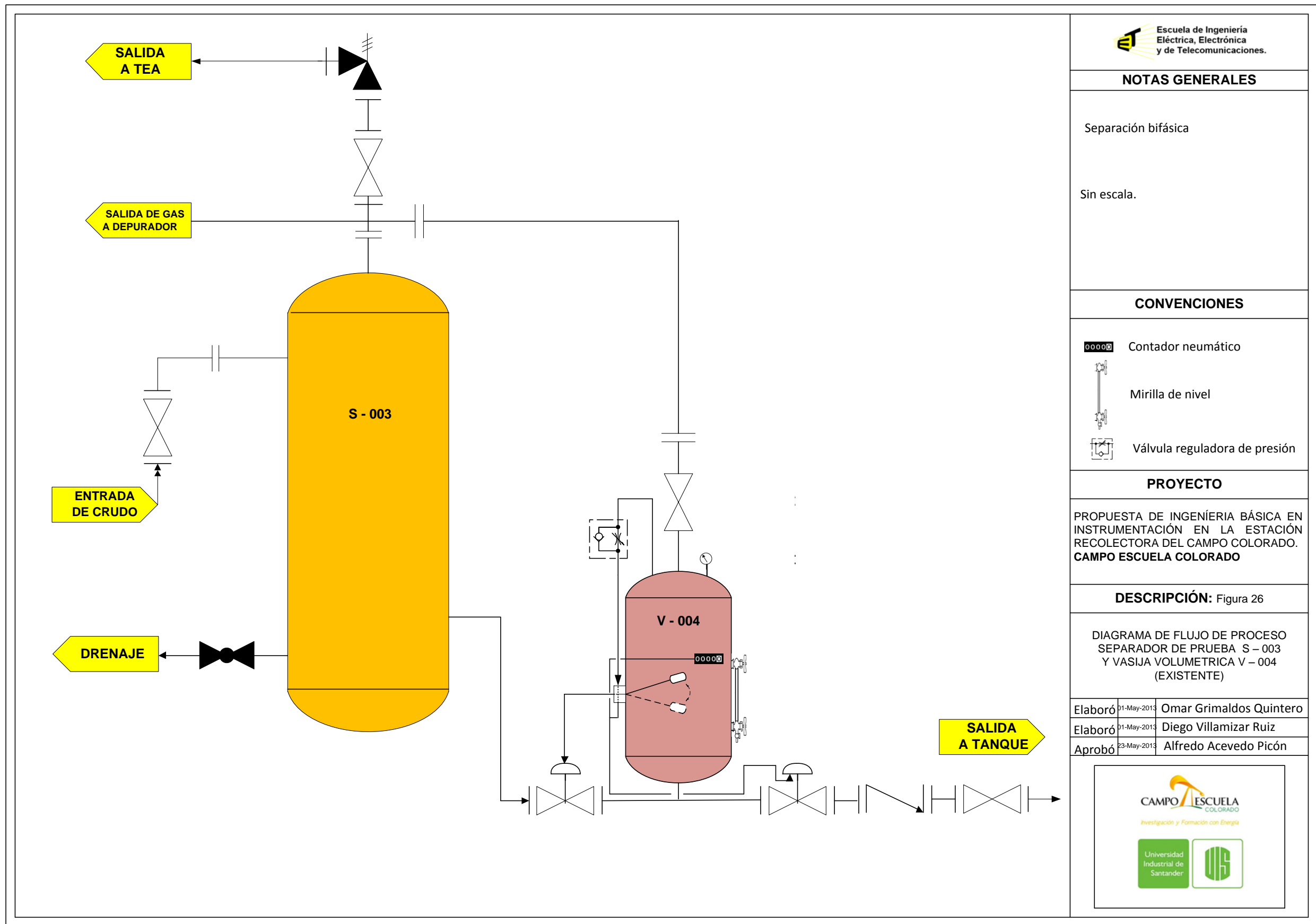
2.2.2 Separador de prueba y vasija volumétrica. Este separador recibe el crudo proveniente de los pozos a monitorear su producción, la cual llega a través de la otra línea de tuberías que se controla en el múltiple general y se direcciona hacia la entrada del separador.

Aquí se realiza la separación a través de un control de nivel ubicado en la vasija volumétrica que se encuentra conectada a la salida del separador de prueba como se muestra en la figura 26, donde se observa que la vasija del separador permite el paso directo del fluido hacia la vasija volumétrica sin ninguna restricción.

La instrumentación se encuentra instalada en la vasija volumétrica, la cual contiene un sistema de control de nivel conformado por un flotador que acciona un mecanismo que envía una señal neumática a los actuadores activando la apertura y cierre de las válvulas para mantener el llenado o evacuar la fase líquida hacia los tanques de almacenamiento.

El nivel de llenado de la vasija volumétrica se indica localmente con una mirilla de nivel y se registra localmente el número de barriles de la producción con un contador que es accionado con una señal neumáticamente por el control de nivel.

La presión en la vasija volumétrica se indica a través de un manómetro a nivel local, protegiendo el separador de prueba y la vasija volumétrica del incremento de presiones con una válvula de apertura por sobrepresión que envía el gas hacia tea si alcanza el valor de activación, estos instrumentos y elementos se muestran en la tabla 3.



NOTAS GENERALES

Separación bifásica

Sin escala.

CONVENCIONES

- Contador neumático
- Mirilla de nivel
- Válvula reguladora de presión

PROYECTO

PROPUESTA DE INGENIERÍA BÁSICA EN INSTRUMENTACIÓN EN LA ESTACIÓN RECOLECTORA DEL CAMPO COLORADO. **CAMPO ESCUELA COLORADO**

DESCRIPCIÓN: Figura 26

DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO SEPARADOR DE PRUEBA S – 003 Y VASIJA VOLUMETRICA V – 004 (EXISTENTE)




Elaboró	01-May-2013	Omar Grimaldos Quintero
Elaboró	01-May-2013	Diego Villamizar Ruiz
Aprobó	23-May-2013	Alfredo Acevedo Picón






Tabla 3: Instrumentación y elementos existentes en separador de prueba y vasija volumétrica.

Instrumentación o elemento	Figura	Especificaciones Técnicas	Cantidad
<p>VALVULA DE COMPUERTA (línea de entrada de petróleo crudo a separador)</p>		<p>Categoría 150. Tamaño 4 pulgadas. Junta tapa-cuerpo de forma ovalada. Conexión por brida. Unión mediante espárragos y tuercas. Cuerpo WCB. Marca VALVE-TEK.</p>	<p>1</p>
<p>VALVULA DE COMPUERTA (línea de salida de fase gaseosa del separador)</p>		<p>Categoría 150. Tamaño 3 pulgadas. Junta tapa-cuerpo de forma ovalada. Conexión por brida. Unión mediante espárragos y tuercas. Cuerpo WCB. Marca VALVE-TEK.</p>	<p>1</p>
<p>VALVULA DE SEGURIDAD (línea de salida de fase gaseosa en separador)</p>		<p>Tamaño 2" a 3"pulgadas. Set a 55 psi Unión mediante espárragos y tuercas, bridada Alta capacidad para la liberación de presión automáticamente ante un exceso. Interiores de acero inoxidable. Descarga lateral.</p>	<p>1</p>

Instrumentación o elemento.	Figura	Especificaciones Técnicas	Cantidad
<p>VALVULA CON ACTUADOR (línea de salida de fase líquida en separador de prueba)</p>		<p>Tecnología INVALCO Tamaño 4 pulgadas. Conexión por brida y Cierre hermético. Cuerpo de hierro dúctil Presión de trabajo: 175 psi (-29 C a 66 C) 150 psi (121 C). Asiento: Acero inoxidable. Diafragma: Acero, Nylon reforzado. Presión de funcionamiento máxima: 70 psi y de contención máxima 100 psi</p>	<p>1</p>
<p>MECANISMO DE CONTROL DE NIVEL: Por flotador.</p>		<p>Configuración del nivel de detección (brazos ajustables). Flotador y conexiones: 300 psig, acero inoxidable. Accionamiento de válvula de tres vías, presión de trabajo: 100 psi.</p>	<p>1</p>
<p>VALVULA CON ACTUADOR (línea de salida vasija del medidor de barriles)</p>		<p>Tecnología INVALCO Tamaño 4 pulgadas. Conexión por brida y cierre hermético. Cuerpo de hierro dúctil Presión de trabajo: 175 psi (-29 C a 66 C) 150 psi (121 C). Asiento: Acero inoxidable. Diafragma: Acero, Nylon reforzado. Presión de funcionamiento máxima: 70 psi y de contención máxima 100 psi</p>	<p>1</p>

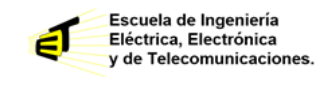
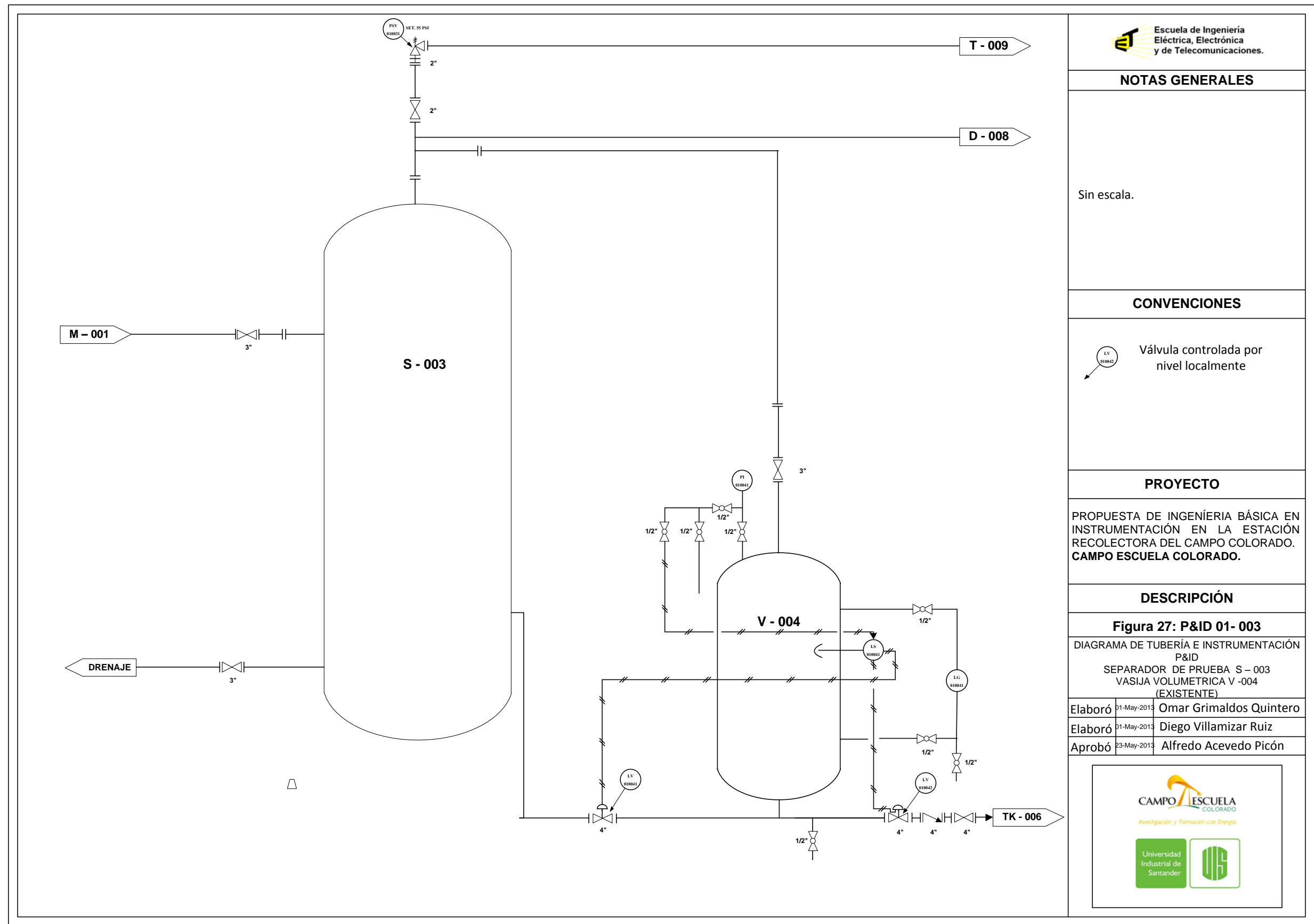
Instrumentación o elemento.	Figura	Especificaciones Técnicas	Cantidad
<p>VALVULA REGULADORA DE PRESION. Con indicador.</p>		<p>Modelo DOMA 67 FR. Rango: 0 - 30 psi Aplicaciones de aire o gas. Presiones constantes controladas. Aplicaciones neumáticas y electroneumáticas. Presión registrada: 17 psi</p>	<p>1</p>
<p>CONTADOR NEUMÁTICO.</p>		<p>Contador mecánico de accionamiento neumático. Cinco dígitos. Puesta en cero por botón.</p>	<p>1</p>
<p>MIRILLA DE NIVEL. (Tubo de vidrio y válvulas.)</p>		<p>Utilizado para bajas presiones. Diámetro exterior 1/2". Indicación local y directa. Instalación lateral con rosca. Principio de vasos comunicantes. Válvula de bloqueo. Mirilla de vidrio sin protección. Longitud: 62 cm</p>	<p>1</p>

Instrumentación o elemento	Figura	Especificaciones Técnicas	Cantidad
VALVULA DE RETENCIÓN (Línea de salida separador).		Categoría 150. Tamaño 4 pulgadas. Conexión por brida. Unión mediante espárragos y tuercas. Cuerpo WCB. Marca VALVE-TEK.	1
VALVULAS DE COMPUERTA (Línea de salida separador).		Categoría 150. Tamaño 4 pulgadas. Junta tapa-cuerpo de forma ovalada. Conexión por brida. Unión mediante espárragos y tuercas. Cuerpo WCB. Marca VALVE-TEK.	1
MANÓMETRO		Caja de acero inoxidable. Rango: 0-60 psi. Presión manométrica registrada: 18 psi Elemento sensor tubo Bourdon. Rosca ½. Aguja aleación de aluminio y equilibrada. Temperatura de utilización: -10 ° a 80°	1

Instrumentación o elemento	Figura	Especificaciones Técnicas	Cantidad
<p>VÁLVULA DE BOLA. Corte y suministro de gas.</p>		<p>Conexión roscada Manilla en T. 1/2 ” Material inoxidable. acero</p>	<p>3</p>
<p>VALVULA DE CORTE.</p>		<p>Válvula de compuerta Material: bronce Tamaño: 1/2” Flujo recto. Bonete roscado.</p>	<p>1</p>
<p>VÁLVULA DE COMPUERTA (línea de salida de gas del separador).</p>		<p>Categoría 150. Tamaño 3 pulgadas. Junta tapa-cuerpo de forma ovalada. Conexión roscada. Vástago ascendente. Cuerpo WCB. Marca VALVE-TEK.</p>	<p>1</p>

Instrumentación o elemento	Figura	Especificaciones Técnicas	Cantidad
<p>VÁLVULAS DE BOLA. Corte y suministro de crudo.</p>		<p>Drenaje a tanque. Rápida acción de apertura/cierre, Tamaño: 2". Acero inoxidable.</p>	<p>1</p>
<p>VÁLVULA DE BOLA. Toma de muestras.</p>		<p>Corte de gran precisión. Resistencia mínima al caudal. Rápida acción de apertura/cierre. 1/2"</p>	<p>1</p>


Con la instrumentación registrada en el levantamiento de campo del separador de prueba y la vasija volumétrica se realiza el diagrama tubería e instrumentación (P&ID) el cual se muestra en la figura 27.



NOTAS GENERALES

Sin escala.

CONVENCIONES


 Válvula controlada por nivel localmente

PROYECTO

PROPUESTA DE INGENIERÍA BÁSICA EN INSTRUMENTACIÓN EN LA ESTACIÓN RECOLECTORA DEL CAMPO COLORADO. CAMPO ESCUELA COLORADO.

DESCRIPCIÓN

Figura 27: P&ID 01-003

DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN P&ID
SEPARADOR DE PRUEBA S - 003
VASIJA VOLUMETRICA V -004
(EXISTENTE)

Elaboró	01-May-2013	Omar Grimaldos Quintero
Elaboró	01-May-2013	Diego Villamizar Ruiz
Aprobó	23-May-2013	Alfredo Acevedo Picón



2.3 PROCESO DE ALMACENAMIENTO.

La fase líquida (crudo-agua) de la separación bifásica es recibida en los tanques de almacenamiento con una capacidad aproximada de 500 BSL (barril estándar de petróleo), estos tanques son de tipo cóncavo como se muestra en la figura 28, la medición es estática y el fluido debe estar en reposo para calcular su volumen.

La altura del líquido en los tanques se mide con una cinta a prueba de chispas, la gravedad API se determina en el laboratorio tomando una muestra representativa, más un sistema de medición de temperatura, el cual se muestra en la tabla 6, para luego realizar el cálculo de la liquidación de la medición realizada en los tanques y hacer transferencia de custodia.

Los dos tanques tienen instaladas cuatro válvulas tipo compuerta, con las cuales se controla manualmente la entrada y salida de la fase líquida de los tanques como se muestra en la figura 29, también cuenta con una línea de drenaje controlada por un conjunto de válvulas de compuerta.

Los dos tanques se encuentran aforados con registros que se muestra en el anexo A y B.

Figura 28: Tanques de almacenamiento K-01 y K-02.



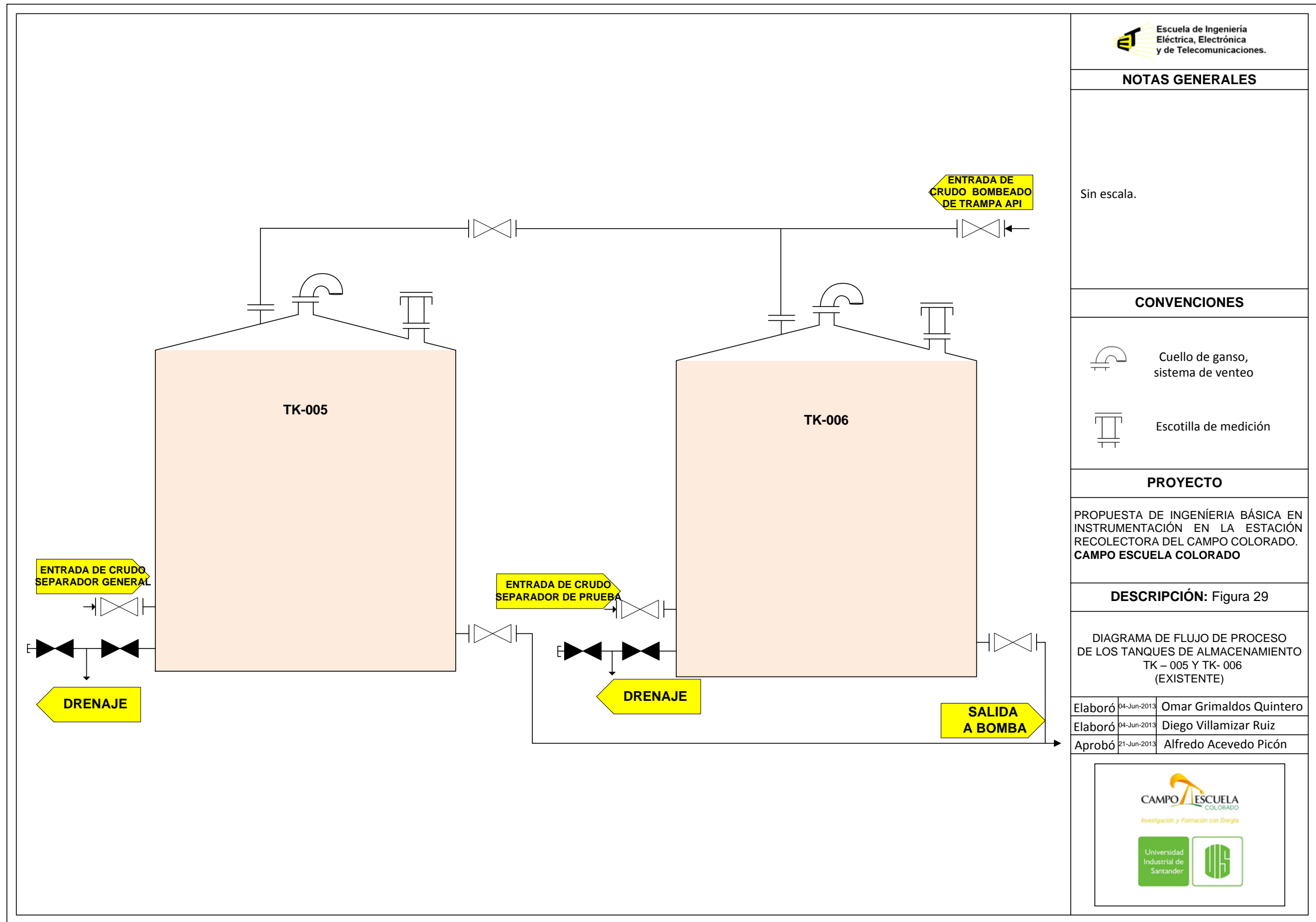








Tabla 4: Instrumentación y elementos existentes en tanque de almacenamiento K-01.

Instrumentación o elemento	Figura	Especificaciones Técnicas	Cantidad
<p>VALVULA DE COMPUERTA. (línea de entrada a tanque)</p>		<p>Categoría 150. Tamaño 4 pulgadas. Junta tapa-cuerpo de forma ovalada. Conexión por brida. Unión mediante espárragos y tuercas. Cuerpo WCB. Marca VALVE-TEK.</p>	<p>1</p>
<p>VALVULA DE COMPUERTA. (línea de salida de tanque)</p>		<p>Categoría 150. Tamaño 4 pulgadas. Conexión por brida. Unión mediante tornillos y tuercas. Cuerpo WCB. Marca VALVE-TEK.</p>	<p>1</p>
<p>VALVULA DE COMPUERTA. (línea de drenaje de tanque)</p>		<p>Categoría 150. Tamaño 2 pulgadas. Conexión roscada. Cuerpo WCB.</p>	<p>2</p>

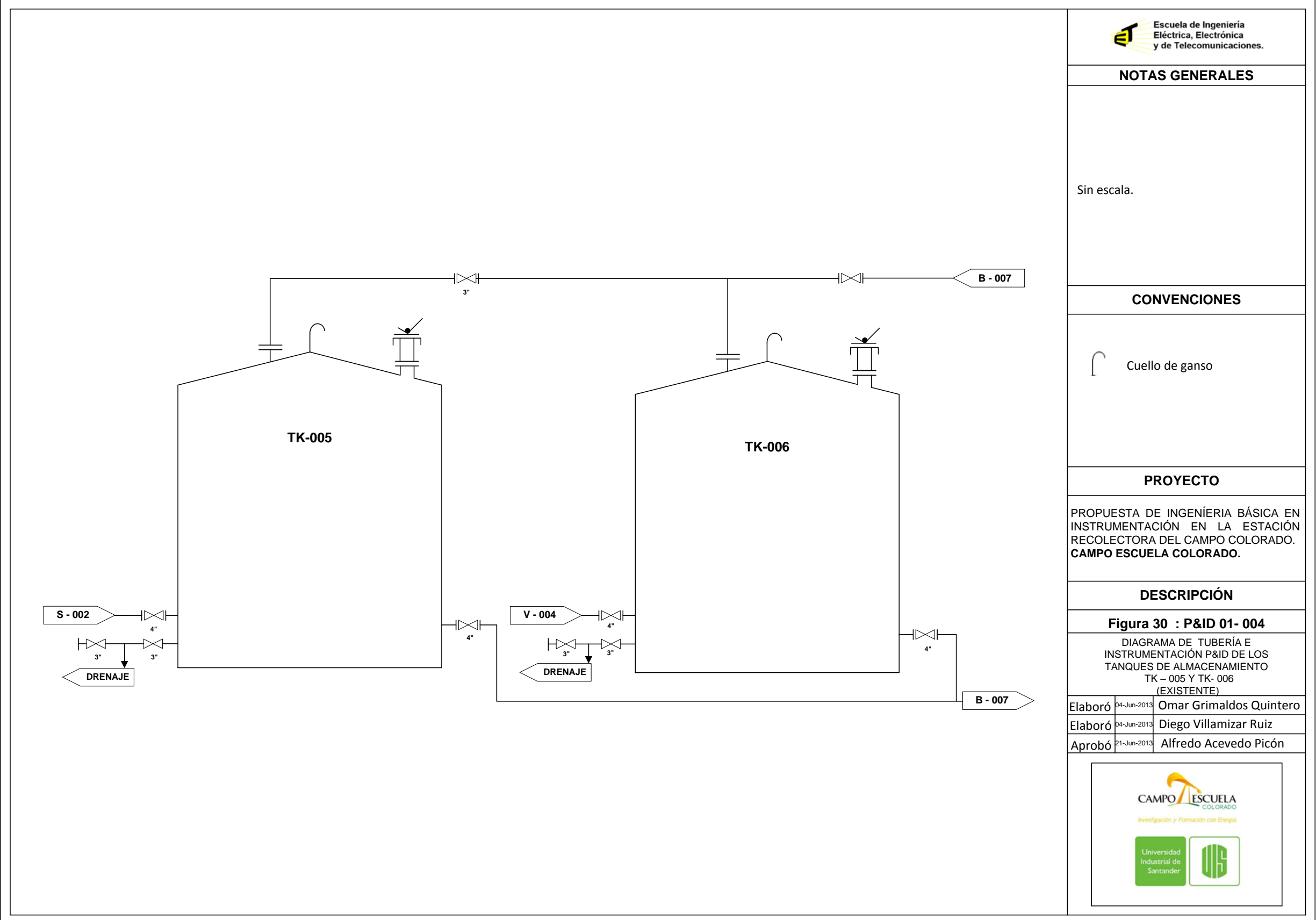
Instrumentación o elemento.	Figura	Especificaciones Técnicas	Cantidad
<p>ESCOTILLA DE MEDICIÓN. (línea de entrada a medir con cinta)</p>		<p>Tamaño 6 pulgadas. Conexión por brida. Unión mediante espárragos y tuercas.</p>	<p>1</p>
<p>CUELLO DE GANSO. (línea de venteo de tanque)</p>		<p>Tamaño 6 pulgadas. Conexión por brida. Unión mediante espárragos y tuercas.</p>	<p>1</p>

Tabla 5: Instrumentación y elementos existentes en tanque de almacenamiento K-02.

Instrumentación o elemento.	Figura	Especificaciones Técnicas	Cantidad
<p>VALVULA DE COMPUERTA. (línea de entrada a tanque)</p>		<p>Categoría 150. Tamaño 4 pulgadas. Junta tapa-cuerpo de forma ovalada. Conexión por brida. Unión mediante espárragos y tuercas. Cuerpo WCB. Marca VALVE-TEK.</p>	<p>1</p>
<p>VALVULA DE COMPUERTA. (línea de salida de tanque)</p>		<p>Categoría 150. Tamaño 4 pulgadas. Conexión por brida. Unión mediante espárragos y tuercas. Cuerpo WCB. Marca VALVE-TEK.</p>	<p>1</p>
<p>VALVULA DE COMPUERTA. (línea de drenaje de tanque)</p>		<p>Categoría 150. Tamaño 2 pulgadas. Conexión roscada. Cuerpo WCB.</p>	<p>2</p>

Instrumentación o elemento.	Figura	Especificaciones Técnicas	Cantidad
<p>ESCOTILLA DE MEDICIÓN. (línea de entrada a medir con cinta)</p>		<p>Tamaño 6 pulgadas. Conexión por brida. Unión mediante espárragos y tuercas.</p>	<p>1</p>
<p>CUELLO DE GANSO. (línea de venteo de tanque)</p>		<p>Tamaño 6 pulgadas. Conexión por brida. Unión mediante espárragos y tuercas</p>	<p>1</p>

Con los elementos vistos en las tablas 4 y 5 se realiza el diagrama de tubería e instrumentación (**P&ID**) de los tanques de almacenamiento de la estación recolectora del campo colorado, el cual se muestra en la figura 30 y en la tabla 6 se muestran los instrumentos para medir volumen en los tanques.



NOTAS GENERALES

Sin escala.

CONVENCIONES

Cuello de ganso

PROYECTO

PROPUESTA DE INGENIERÍA BÁSICA EN INSTRUMENTACIÓN EN LA ESTACIÓN RECOLECTORA DEL CAMPO COLORADO. CAMPO ESCUELA COLORADO.

DESCRIPCIÓN

Figura 30 : P&ID 01- 004
 DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN P&ID DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO TK – 005 Y TK- 006 (EXISTENTE)

Elaboró	04-Jun-2013	Omar Grimaldos Quintero
Elaboró	04-Jun-2013	Diego Villamizar Ruiz
Aprobó	21-Jun-2013	Alfredo Acevedo Picón

Tabla 6: Instrumentación y equipos existentes en la medición en tanques de almacenamiento K-01 y K-02

Instrumentación o elemento.	Figura	Especificaciones Técnicas	Cantidad
<p>Hermetic Onecal Equipo para medición de temperatura.</p>		<p>Diseñado para ambientes peligrosos Rango de medición : (-40°C a 163 °C) Precisión: ± 0.1°C entre (-30 °Ca 100°C)</p>	<p>1</p>
<p>Sonda con sensor de temperatura</p>		<p>Sensor PT 1000. Rango: (-40°C a 200 °C)</p>	<p>1</p>
<p>Kolor Kut: Pasta detectora de agua</p>		<p>Cambia automáticamente al entrar en contacto con el agua, genera un contraste visible de color amarillo a rojo en productos derivados del petróleo</p>	<p>1</p>
<p>Cilindro toma muestras.</p>		<p>Acero inoxidable Recipiente para tomar muestras de petróleo crudo</p>	<p>1</p>
<p>Cinta de Medición: Hidrocarburos</p>		<p>Longitud: 10 m – 33 ft Uso en hidrocarburos pesados y livianos. U.S Tape. Gancho de eslabón giratorio Hoja en acero inoxidable.</p>	<p>1</p>

2.4 PROCESO EN SISTEMA DE BOMBEO.

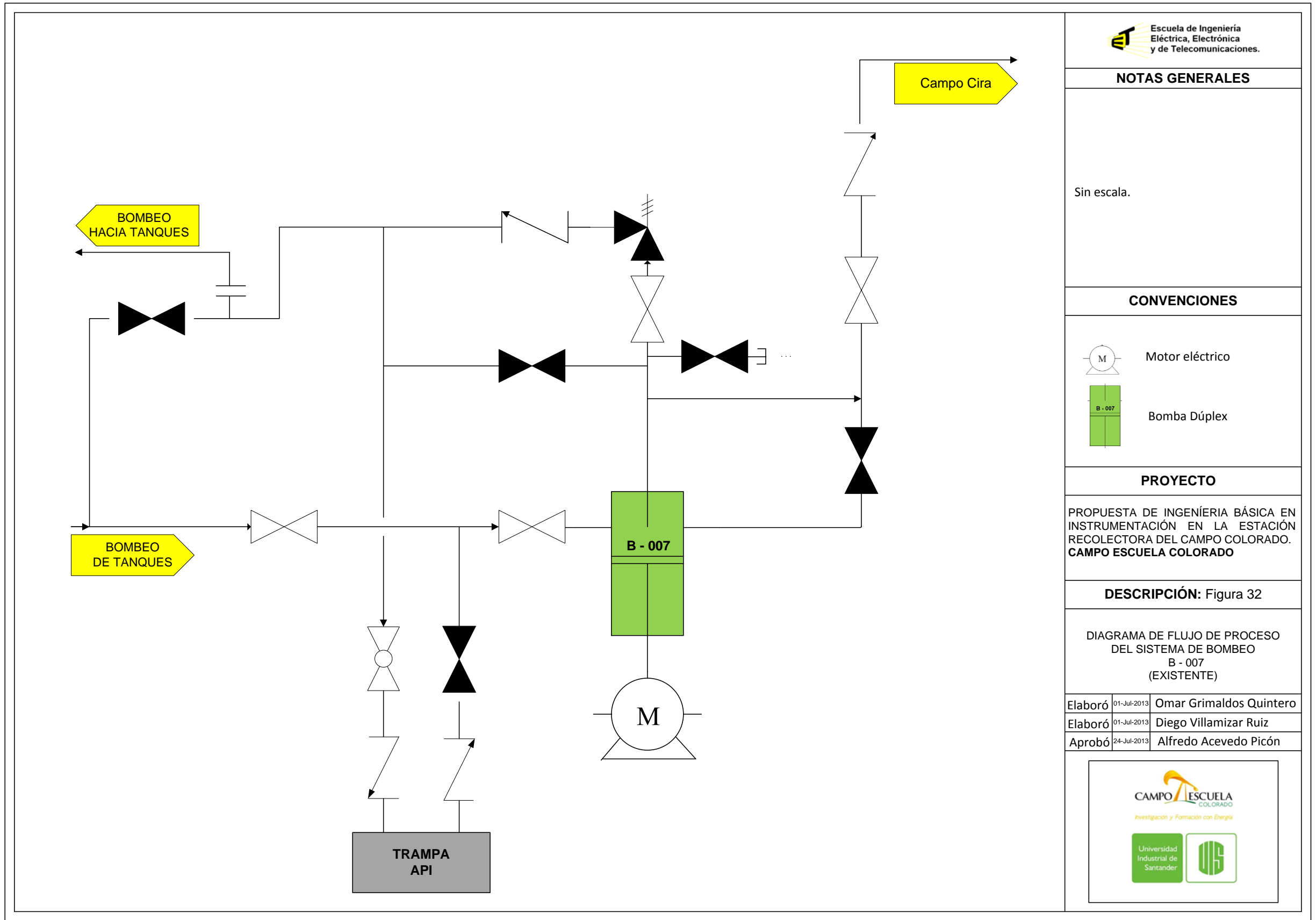
El sistema de bombeo está conformado por una bomba mecánica dúplex Gradner Denver de la serie FX, la cual se muestra en la figura 31 y en la tabla 7 se muestran dos vacuómetros instalados en la etapa de succión a la entrada de la bomba, un manómetro en la etapa de descarga a la salida, junto con una válvula de seguridad por sobrepresión y un presostato, con estos elementos se controla localmente el proceso de bombeo de la fase líquida almacenada en los tanques, proceso que se representa en la figura 32.

Para la generación de potencia se cuenta con un motor trifásico de inducción, el cual está acoplado a un sistema de embrague con la bomba, el motor genera 30 HP a 1175 RPM, es clase S1, IP 55, con una eficiencia de 0.91 con un factor de potencia de 0.85 a 60Hz y su control se realiza desde un gabinete dentro del área de bombeo con los elementos que se muestran en la tabla 8.

En conexión $\Delta - \Delta$ opera a 220V con una corriente de 88A y en conexión Δ opera a 440V con una corriente de 44A, estos son datos tomados de placa de motor.

Figura 31: Bomba Dúplex Gradner Denver.





NOTAS GENERALES

Sin escala.

CONVENCIONES

- Motor eléctrico
- Bomba Dúplex

PROYECTO

PROPUESTA DE INGENIERÍA BÁSICA EN INSTRUMENTACIÓN EN LA ESTACIÓN RECOLECTORA DEL CAMPO COLORADO. CAMPO ESCUELA COLORADO



DESCRIPCIÓN: Figura 32

DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO DEL SISTEMA DE BOMBEO B - 007 (EXISTENTE)

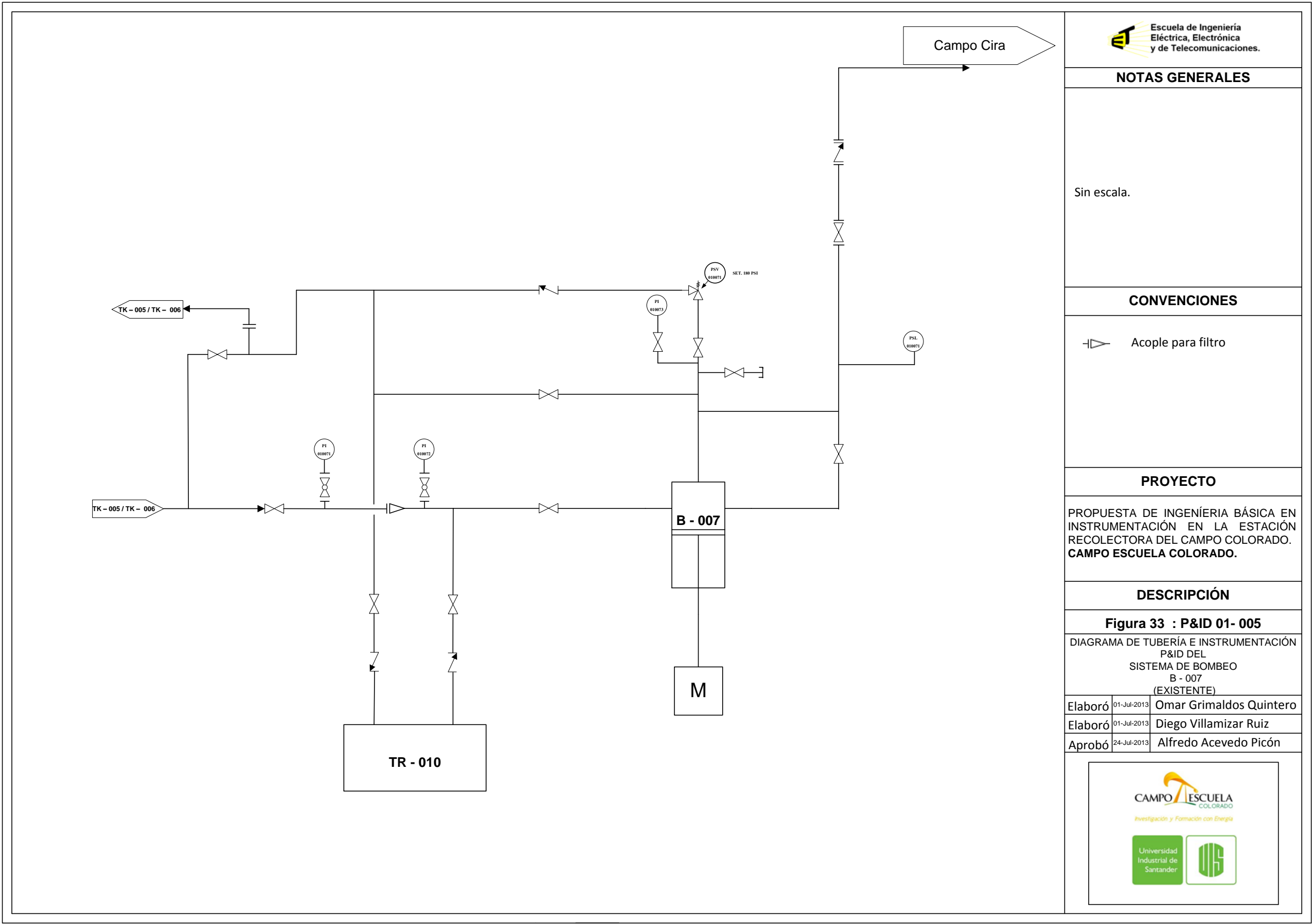
Elaboró	01-Jul-2013	Omar Grimaldos Quintero
Elaboró	01-Jul-2013	Diego Villamizar Ruiz
Aprobó	24-Jul-2013	Alfredo Acevedo Picón

Tabla 7: Instrumentación y elementos existentes en sistema de bombeo.

Instrumentación o elemento.	Figura	Especificaciones Técnicas	Cantidad
<p>VACUOMETRO. (Línea de entrada a bomba).</p>		<p>Marca: BourdonHaenni Rango: -30 a 30 psi. Elemento sensor tubo Bourdon.</p>	<p>2</p>
<p>VALVULA DE BOLA. (línea a vacuometro)</p>		<p>Tamaño : ½ “ Bonete roscado. Apertura total a 90°</p>	<p>1</p>
<p>ACOPLE PARA FILTRO. (línea de entrada a bomba)</p>		<p>Unión mediante espárragos y tuercas. Extremos bridados.</p>	<p>1</p>
<p>PRESOSTATO: Interruptor electromecánico de presión UE.</p>		<p>Doble abertura de canalización eléctrica y bloque de terminales 300 psi, Serie 120. Ajuste interno. Antiexplosivo.</p>	<p>1</p>
<p>VALVULA DE RETENCION.</p>		<p>Tamaño : 2” Conexión roscada</p>	<p>4</p>

Instrumentación o elemento.	Figura	Especificaciones técnicas	Cantidad
VALVULA DE SEGURIDAD. (línea de descarga)		Tamaño 2 pulgadas. Conexión roscada. Descarga lateral. SET. 180 psi	1
MANOMETRO. (línea de descarga)		Marca: Wika 0 – 600 psi Relleno de glicerina Soporta vibración y severa pulsación Elemento sensor tubo Bourdon.	1

Con los elementos vistos en la tabla 7 se realiza el diagrama tubería e instrumentación (**P&ID**) del sistema de bombeo de la estación recolectora del campo colorado, el cual se muestra en la figura 33.



NOTAS GENERALES

Sin escala.

CONVENCIONES

Acople para filtro

PROYECTO

PROPUESTA DE INGENIERÍA BÁSICA EN INSTRUMENTACIÓN EN LA ESTACIÓN RECOLECTORA DEL CAMPO COLORADO. CAMPO ESCUELA COLORADO.

DESCRIPCIÓN

Figura 33 : P&ID 01- 005
 DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN P&ID DEL SISTEMA DE BOMBEO B - 007 (EXISTENTE)





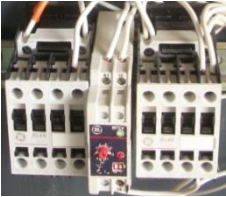
Elaboró 01-Jul-2013 Omar Grimaldos Quintero

Elaboró 01-Jul-2013 Diego Villamizar Ruiz

Aprobó 24-Jul-2013 Alfredo Acevedo Picón



Tabla 8: Elementos en tablero de control del motor eléctrico.

Instrumento o elemento.	Figura	Especificaciones Técnicas	Cantidad
TABLERO CONTROL		Gabinete en lamina Luces piloto	1
TOTALIZADOR		Interruptor termo magnético en caja moldeada	1
CONTACTOR		Arrancador-contactor de tres polos con protección térmica.	1
TRANSFORMADOR		Transformador de control para 2 voltajes.	1
CONTACTOR Y TEMPORIZADOR.		Contactor de tres polos con contacto auxiliar Temporizador electrónico con selector de tiempos, 220V/240, 50/60Hz	1

2.5 PROCESO EN DEPURADOR DE GAS.

El depurador que se muestra en la figura 34, recibe la fase gaseosa proveniente de los separadores, con el fin de eliminar impurezas o residuos que no alcanzaron una separación total, este gas se envía hacia la planta compresora o hacia la tea.

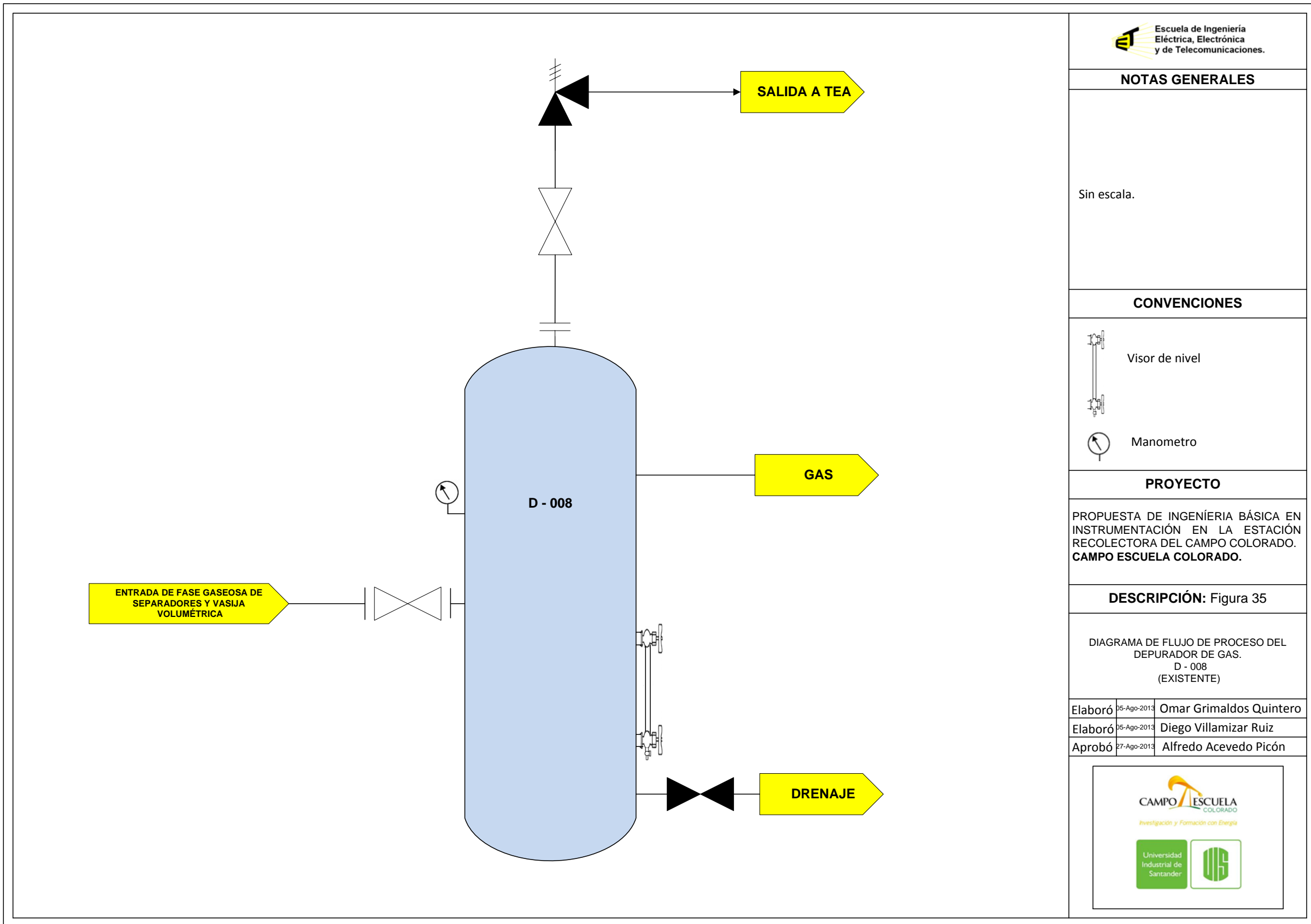
La instrumentación en este proceso permite visualizar presión localmente mediante un manómetro, visualizando también nivel con una mirilla de nivel.

El depurador tiene instalado un válvula de seguridad que al abrirse envía el gas hacia la tea para liberar presión y proteger el proceso, como se indica en la figura 35

Figura 34: Depurador de gas.





Con los elementos que se muestran en la tabla 9, se realiza el diagrama de tubería e instrumentación (**P&ID**) del depurador de gas de la estación recolectora del campo colorado, el cual se muestra en la figura 36.



NOTAS GENERALES

Sin escala.

CONVENCIONES

-  Visor de nivel
-  Manometro

PROYECTO

PROPUESTA DE INGENIERÍA BÁSICA EN INSTRUMENTACIÓN EN LA ESTACIÓN RECOLECTORA DEL CAMPO COLORADO. CAMPO ESCUELA COLORADO.

DESCRIPCIÓN: Figura 35

DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO DEL DEPURADOR DE GAS. D - 008 (EXISTENTE)

Elaboró	05-Ago-2013	Omar Grimaldos Quintero
Elaboró	05-Ago-2013	Diego Villamizar Ruiz
Aprobó	27-Ago-2013	Alfredo Acevedo Picón

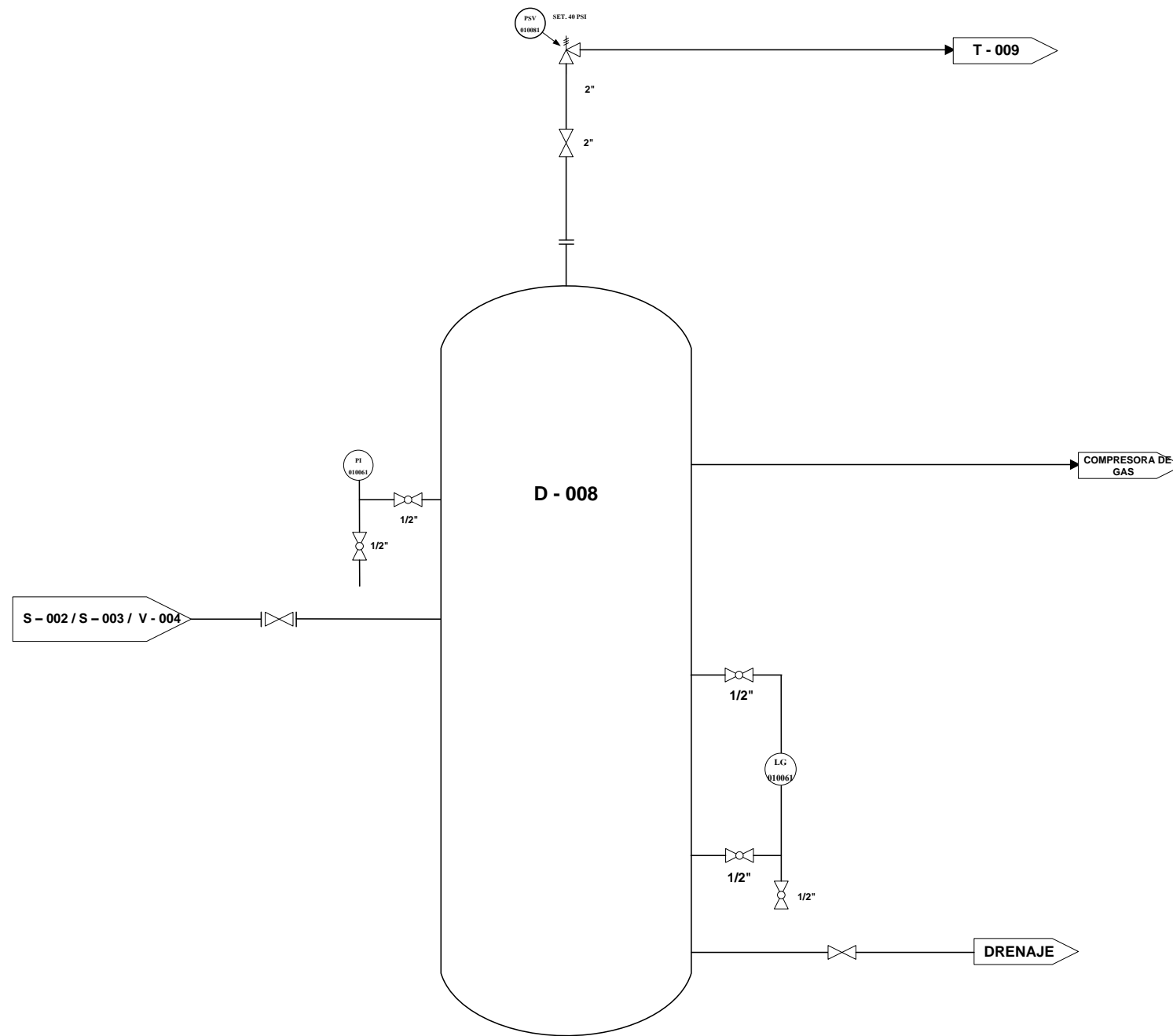
CAMPO ESCUELA COLORADO
Investigación y Formación con Energía

Universidad Industrial de Santander

UIS

Tabla 9: Instrumentación y elementos existentes en depurador de gas.

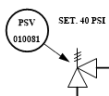
Instrumentación o elemento.	Figura	Especificaciones Técnicas	Cantidad
MANÓMETRO		Marca: BourdonHaenni Elemento sensor tubo Bourdon. Rango:0-60 psi Presión registrada: 11 psi	1
VÁLVULA DE BOLA.		Rápida acción de apertura/cierre. 1/2"	1
VÁLVULA DE BOLA.		Conexión roscada Manilla en T. 1/2 " Material acero inoxidable.	1
VALVULA DE SEGURIDAD. (línea de descarga a TEA)		Tamaño 2 pulgadas. Conexión roscada. Descarga lateral. SET. 30 psi	1
VALVULA DE COMPUERTA. (línea de salida a tea)		Categoría 150. Tamaño 2 pulgadas. Conexión roscada. Cuerpo WCB.	1
MIRILLA DE NIVEL. (Tubo de vidrio y válvulas.)		Utilizado para presiones bajas. Indicación local. Principio de vasos comunicantes. Mirilla de vidrio sin protección. Longitud: 45 cm.	1



NOTAS GENERALES

Sin escala.

CONVENCIONES


 Válvula de seguridad

PROYECTO

PROPUESTA DE INGENIERÍA BÁSICA EN INSTRUMENTACIÓN EN LA ESTACIÓN RECOLECTORA DEL CAMPO COLORADO. CAMPO ESCUELA COLORADO.

DESCRIPCIÓN

Figura 36 : P&ID 01- 006
DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN P&ID DEL DEPURADOR DE GAS. D - 008 (EXISTENTE)

Elaboró	05-Ago-2013	Omar Grimaldos Quintero
Elaboró	05-Ago-2013	Diego Villamizar Ruiz
Aprobó	27-Ago-2013	Alfredo Acevedo Picón



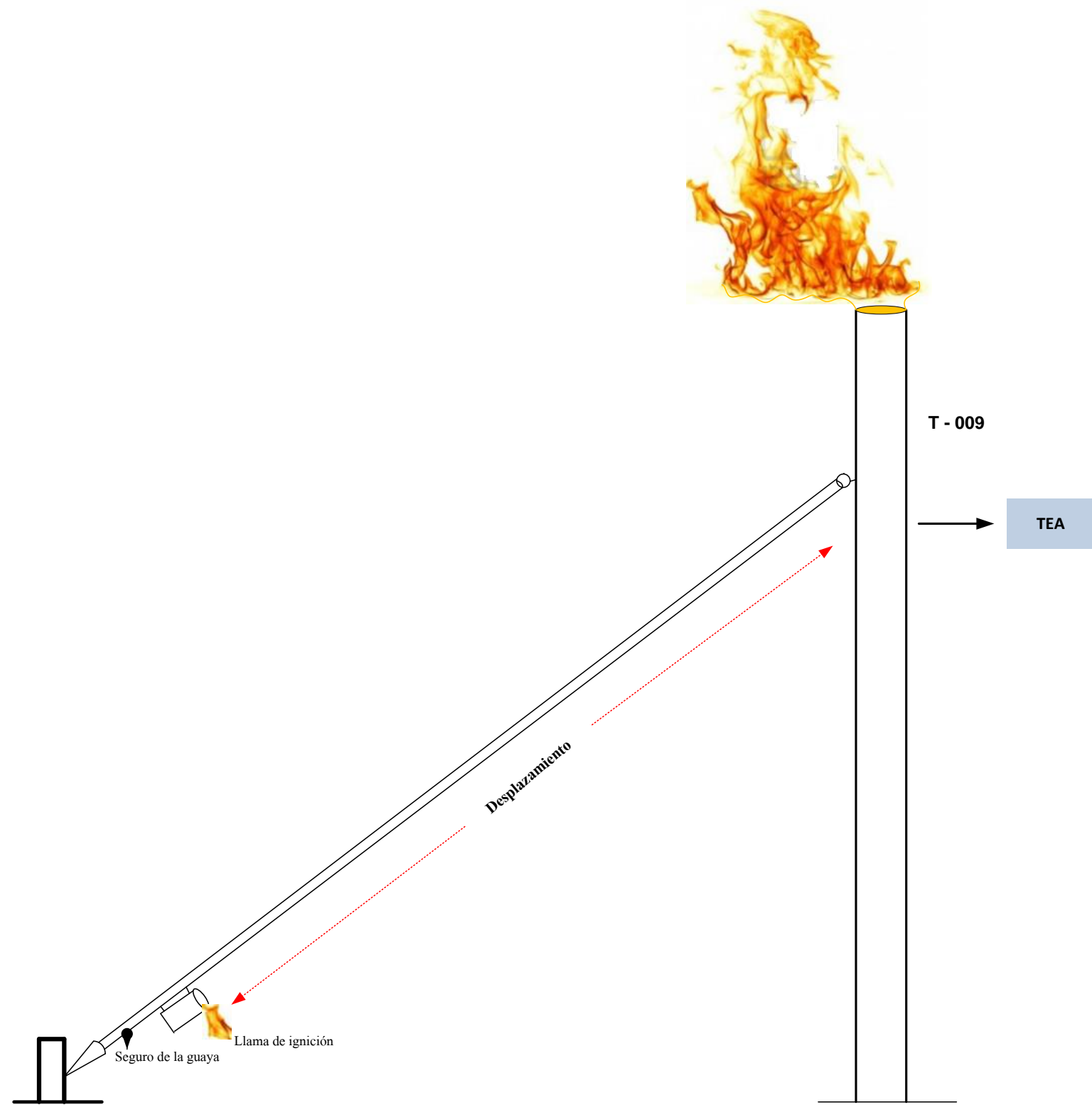
2.6 PROCESO EN QUEMA DE GAS.

La quema de gas se realiza a través de una tea ubicada aproximadamente a cien metros fuera de la estación, tea que se muestra en la figura 37, su encendido se realiza de forma manual a través de una guaya que se desliza con un quemador conformado por un tarro que contiene un trapo en llamas utilizado como mechero y se desplaza hasta una altura a la cual se enciende, proceso que se muestra en la figura 38.

Figura 37. Quema de gas en tea.



Con los elementos que se muestran en la tabla **10**, se realiza el diagrama de tubería e instrumentación (**P&ID**) de la tea de la estación recolectora del campo colorado, el cual se muestra en la figura 39.



NOTAS GENERALES

Sin escala.

CONVENCIONES

PROYECTO

PROPUESTA DE INGENIERÍA BÁSICA EN INSTRUMENTACIÓN EN LA ESTACIÓN RECOLECTORA DEL CAMPO COLORADO. CAMPO ESCUELA COLORADO.



DESCRIPCIÓN: Figura 38

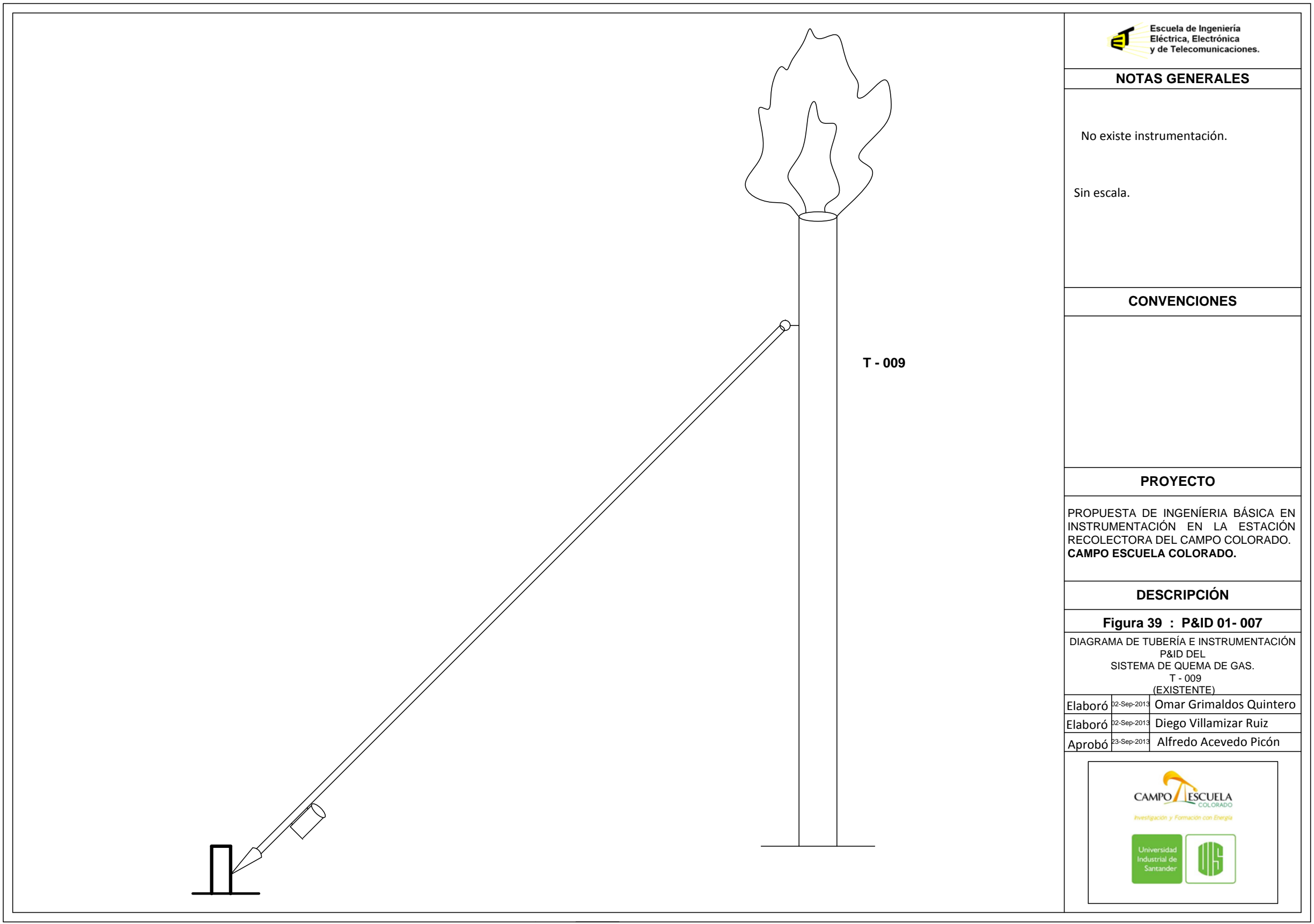
DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO DEL SISTEMA DE QUEMA DE GAS. T - 009 (EXISTENTE)

Elaboró	02-Sep-2013	Omar Grimaldos Quintero
Elaboró	02-Sep-2013	Diego Villamizar Ruiz
Aprobó	23-Sep-2013	Alfredo Acevedo Picón



Tabla 10: Instrumentación y elementos existentes en sistema de quema de gas.

Instrumento o elemento	Figura	Especificaciones Técnicas	Cantidad
<p>TUBO DE QUEMA DE GAS: Tea.</p>		<p>3 pulgadas, con reducción a 2 pulgadas.</p> <p>Longitud: Aproximadamente 15 metros de altura.</p>	<p>1</p>
<p>GUAYA DESLIZABLE.</p>		<p>Polea en acero anclada.</p> <p>Tarro que se desliza manualmente unido a polea para realizar el encendido de la llama.</p>	<p>1</p>



NOTAS GENERALES

No existe instrumentación.

Sin escala.

CONVENCIONES

PROYECTO

PROPUESTA DE INGENIERÍA BÁSICA EN
 INSTRUMENTACIÓN EN LA ESTACIÓN
 RECOLECTORA DEL CAMPO COLORADO.
CAMPO ESCUELA COLORADO.

DESCRIPCIÓN

Figura 39 : P&ID 01- 007

DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN
 P&ID DEL
 SISTEMA DE QUEMA DE GAS.
 T - 009
 (EXISTENTE)

Elaboró 02-Sep-2013 Omar Grimaldos Quintero

Elaboró 02-Sep-2013 Diego Villamizar Ruiz

Aprobó 23-Sep-2013 Alfredo Acevedo Picón



2.7 SISTEMA DE ALARMAS.

La estación cuenta con una alarma contra emergencias conformado por un panel DSC un pulsador normalmente cerrado y dos sirenas.




Estos elementos se muestran en la figura 40 y en la tabla 11, este sistema de alarmas es activado de forma manual o inalámbrica a través del pulsador en caso de una emergencia en el área de la estación, el área de la zona a monitorear se muestra en la figura 41.

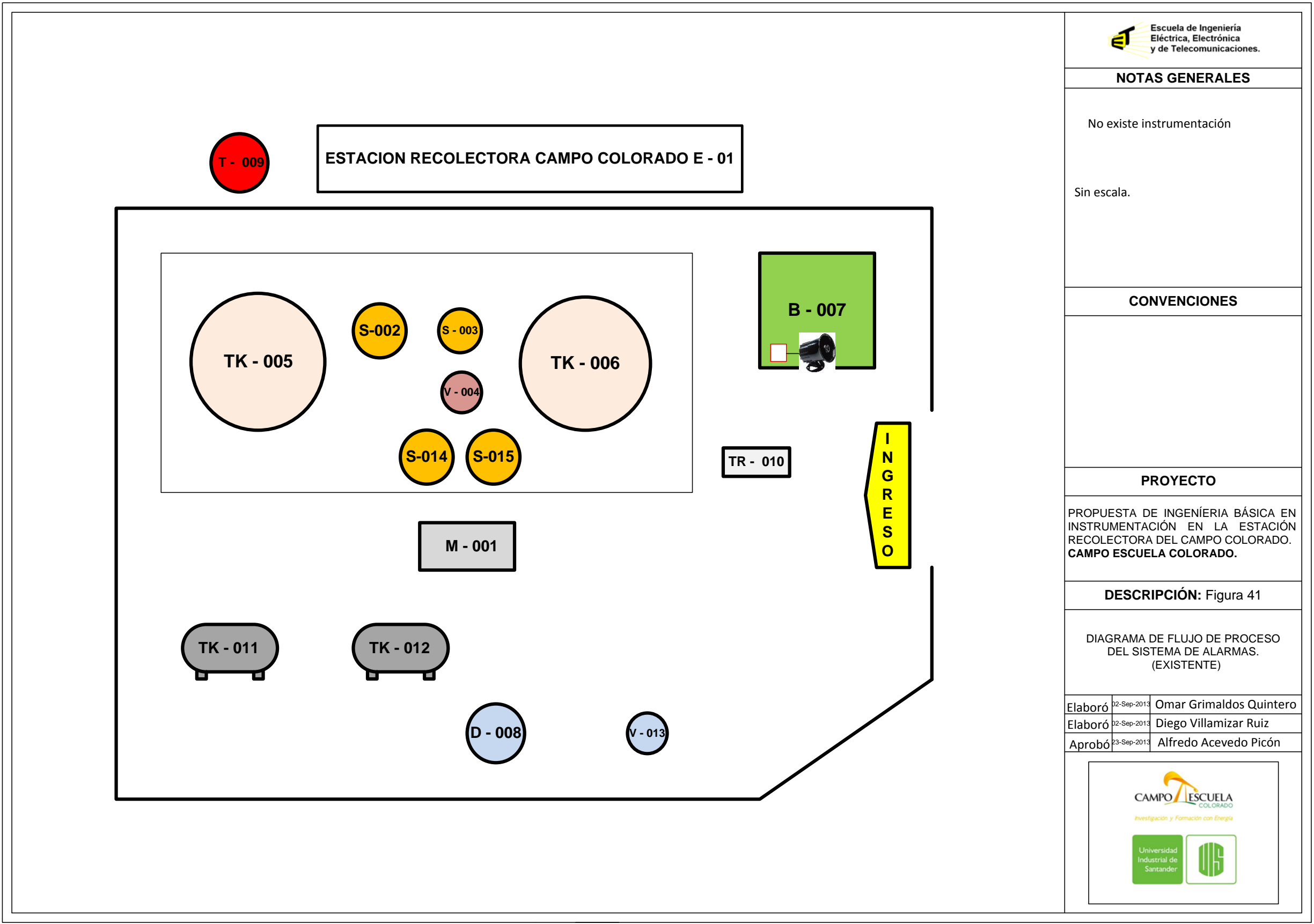
Figura 40: sistema de alarmas.



Con los elementos que se muestran en la tabla 11, se realiza el diagrama de tubería e instrumentación (P&ID) del sistema de alarmas de la estación recolectora del campo colorado, el cual se muestra en la figura 42.

Tabla 11. Instrumentación y elementos existentes en sistema de alarmas.

Instrumentación o elemento	Figura	Especificaciones técnicas	Cantidad
Panel DSC		<p>8 zonas de seguridad</p> <p>Sistema con batería de respaldo.</p> <p>No apta para áreas clasificadas</p>	1
Sirena		<p>Voltaje de alimentación: 12 V DC</p>	1
Sirena		<p>Voltaje de alimentación: 120 V AC</p>	1



NOTAS GENERALES

No existe instrumentación

Sin escala.

CONVENCIONES

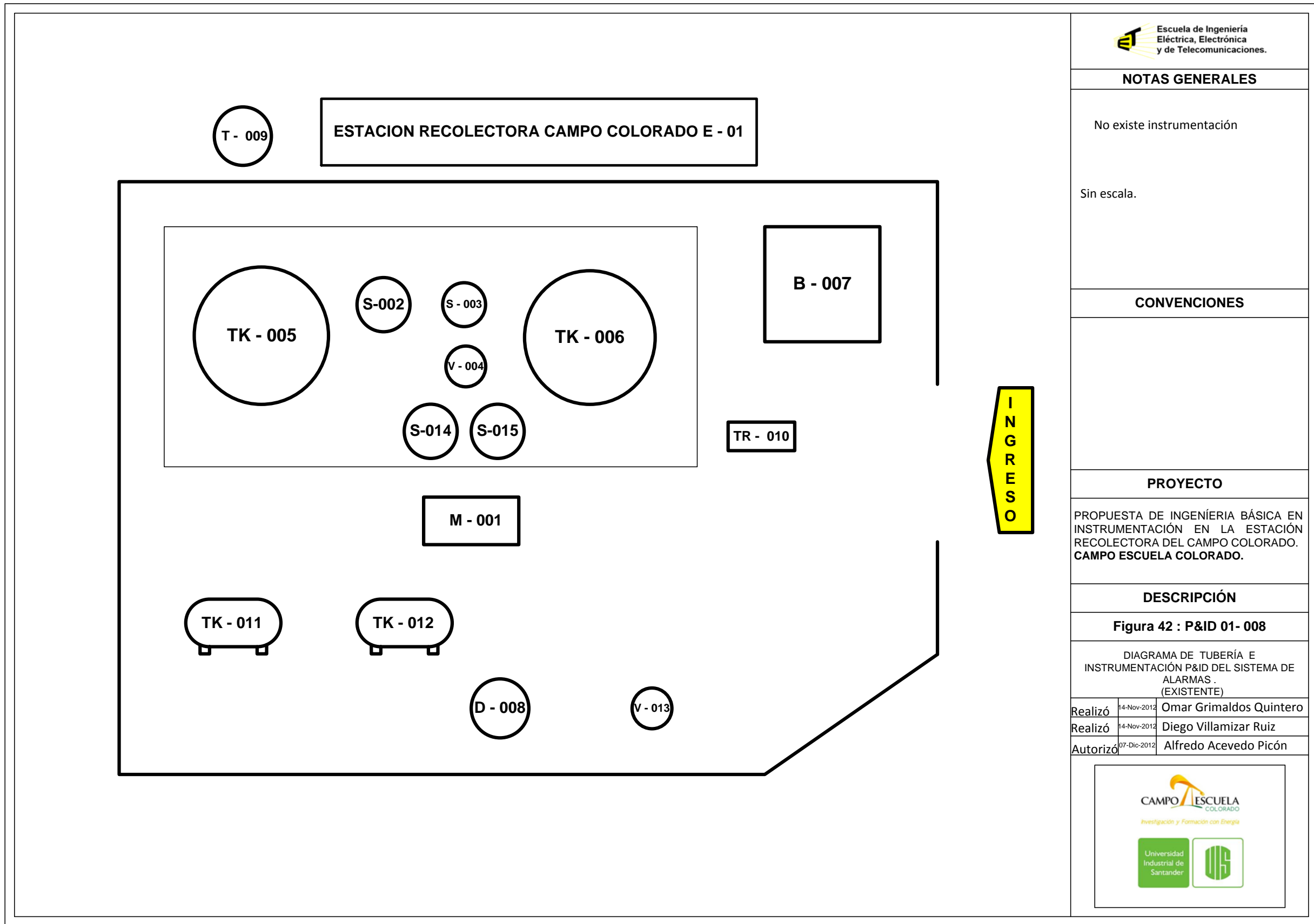
PROYECTO

PROPUESTA DE INGENIERÍA BÁSICA EN INSTRUMENTACIÓN EN LA ESTACIÓN RECOLECTORA DEL CAMPO COLORADO. CAMPO ESCUELA COLORADO.

DESCRIPCIÓN: Figura 41

DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO DEL SISTEMA DE ALARMAS. (EXISTENTE)

Elaboró	02-Sep-2013	Omar Grimaldos Quintero
Elaboró	02-Sep-2013	Diego Villamizar Ruiz
Aprobó	23-Sep-2013	Alfredo Acevedo Picón



3. PROPUESTA DE INSTRUMENTACION EN LA ESTACION RECOLECTORA.

La nueva instrumentación se basa en transmisores con comunicación industrial Profibus, este estandar también aplicó para los elementos finales de control en los posicionadores que se seleccionaron con el fin de poder implementar una red con protocolo Profibus, la cual permite realizar una facil instalación a bajos costos, permitiendo aumentar la seguridad en los procesos para realizar mantenimientos en caliente en zonas de riesgo de explosión instalando o retirando instrumentacion sin detener los procesos o realizar paradas en las áreas de trabajo.

Los transmisores y posicionadores utilizan el protocolo Profibus PA, el cual permite realizar control en ellos y medicion de las variables de los procesos a traves de dos hilos bajo el estandar IEC 61158-2 con seguridad intrínseca, realizando comunicación y alimentación por la misma red.

Los instrumentos se definen como esclavos dentro de la red y se conectan a un maestro que puede ser un controlador lógico programable (PLC) el cual utiliza el protocolo Profibus DP cambiando su velocidad, pero permitiéndose interactuar con toda la instrumentación instalando un conversor de medios el cual es un acoplador DP/PA.

3.1 INSTRUMENTACIÓN EN MÚLTIPLE GENERAL.

Este proceso se controla con la selección de transmisores de presion y de tempertura con indicacion local y remota con configuracion de alarmas por alta y baja que permiten mantener la operación en las dos lineas del multiple con seguridad y una facil respuesta a fallos como se indica en el cuadro 1 .

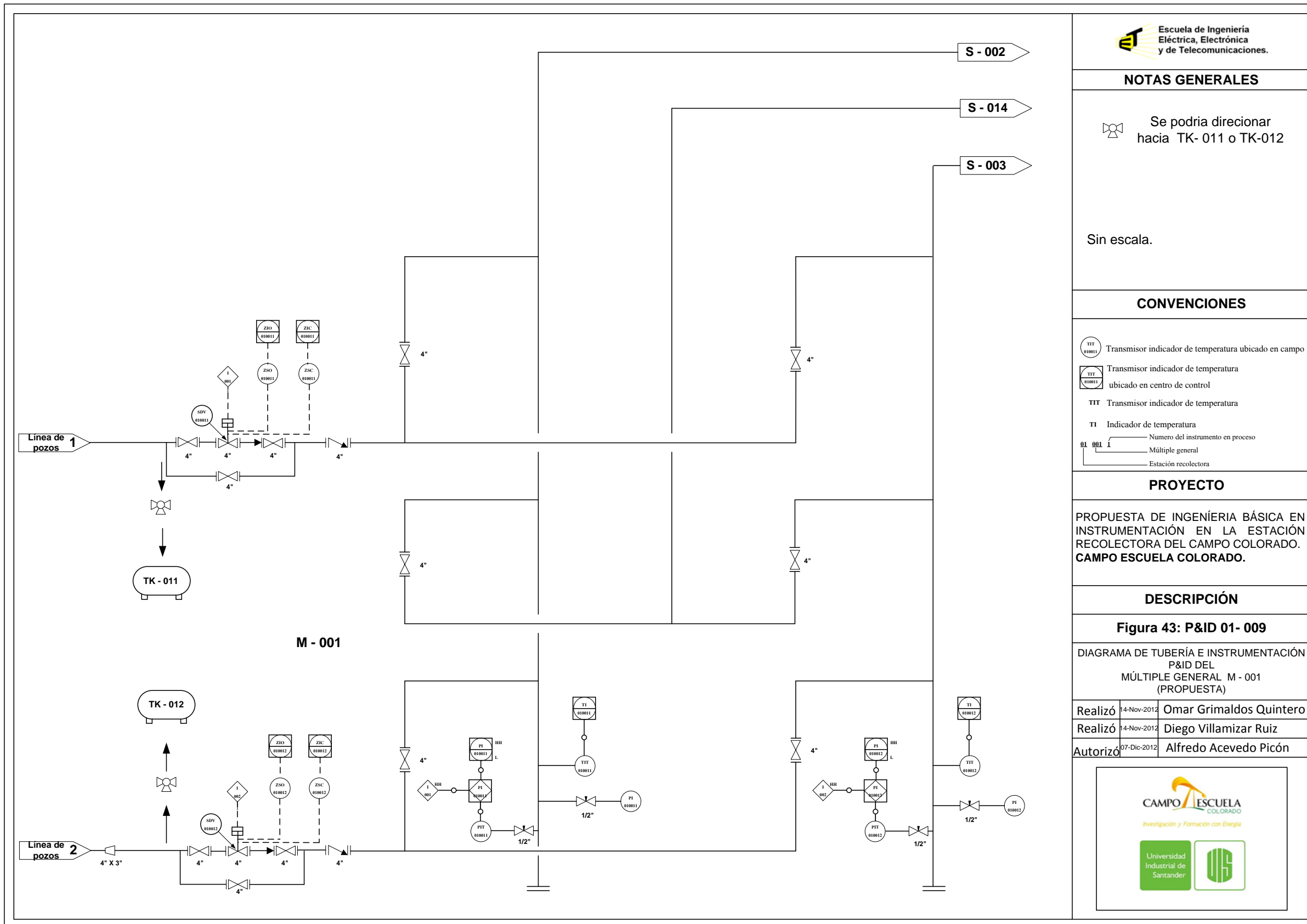
Se proponen indicadores de presion y tempertura para visualización local como respaldo a la medición en el proceso mostrando asi el nuevo diagrama P&ID en la figura 43.

Cuadro 1: INSTRUMENTACIÓN PROPUESTA EN MÚLTIPLE GENERAL EN LA ESTACIÓN RECOLECTORA DELCAMPO COLORADO, P&ID 01-009

TAG	Instrumento, alarma o elemento final de control	Modelo	Fabricante o marca	Rango valor o de operación	Unidades o estado	Entradas y salidas a PLC				Señal al PLC	Comunicación Profibus	Interlock	Notas generales y selección		
						DI	DO	AI	AO						
PIT-010011	Transmisor indicador de presión	PMP 71	Endress Hauser	150 10	psi bar					si	si	001	Ver anexo C		
		3051T	Rosemount	-14.7 a 150 -1,01 a 10,34	psi bar	--	--	--	--					si	si
		SITRANS D PS III	Siemens	232 16	psi bar										
PIT-010012	Transmisor indicador de presión	PMP 71	Endress Hauser	150 10	psi bar					si	si	002	Ver anexo C		
		3051T	Rosemount	-14.7 a 150 -1,01 a 10,34	psi bar	--	--	--	--					si	si
		SITRANS D PS III	Siemens	232 16	psi bar										
TIT-010011	Transmisor indicador de temperatura	TMT 162	Endress Hauser	-260 a 400	°C					si	si	-----	Ver anexo E		
		644	Rosemount	-50 a 200	°C	--	--	--	--					si	si
		SITRANS TF	Siemens	-60 a 250	°C										
TIT-010012	Transmisor indicador de temperatura	TMT 162	Endress Hauser	-260 a 400	°C					si	si	-----	Ver anexo E		
		644	Rosemount	-50 a 200	°C	--	--	--	--					si	si
		SITRANS TF	Siemens	-60 a 250	°C										
PI-010011	Indicador de presión	233.34	WIKA	0-100	psi					no	no	-----	Visualización a nivel local, ver anexo H		
		1279	ASHCROFT	0-10	bar	--	--	--	--					no	no
PI-010012	Indicador de presión	233.34	WIKA	0-100	psi					no	no	-----	Visualización a nivel local, ver anexo H		
		1279	ASHCROFT	0-10	bar	--	--	--	--					no	no

Cuadro 1: INSTRUMENTACIÓN PROPUESTA EN MÚLTIPLE GENERAL EN LA ESTACIÓN RECOLECTORA DEL CAMPO COLORADO, P&ID 01-009

TAG	Instrumento, alarma o elemento final de control	Modelo	Fabricante o marca	Rango o valor de operación	Unidades o estado	Entradas y salidas a PLC				Señal al PLC	Comunicación	Interlock	Notas generales y selección
						DI	DO	AI	AO		Profibus		
PAL-010011	Alarma por baja presión	-----	-----	-----	psi o bar	--	1	--	--	si	si	-----	Programación en PLC
PAHH-010011	Alarma por alta - alta presión	-----	-----	-----	psi o bar	--	1	--	--	si	si	001	Programación en PLC
PAL-010012	Alarma por baja presión	-----	-----	-----	psi o bar	--	1	--	--	si	si	-----	Programación en PLC
PAHH-010012	Alarma por alta - alta presión	-----	-----	-----	psi o bar	--	1	--	--	si	si	002	Programación en PLC
SDV-010011	Válvula shutdown	Válvula de compuerta	Valvitalia	208,280,3 80,460,57 5 V a 60[Hz]	Open / Close	--	1	--	--	si	si	001	Ver anexo N
		Actuador serie ELA											
		Controlador											
		Válvula de compuerta	RotorK	14 a 3000 Nm(par)	Open / Close								
		Actuador											
		Controlador											
SDV-010012	Válvula shutdown	Válvula de compuerta	Valvitalia	208,280,3 80,460,57 5V a 60[Hz]	Open / Close	--	1	--	--	si	si	002	Ver anexo N
		Actuador serie ELA											
		Controlador											
		Válvula de compuerta	RotorK	14 a 3000 Nm(par)	Open / Close								
		Actuador											
		Controlador											



NOTAS GENERALES

Se podría direccionar hacia TK- 011 o TK-012

Sin escala.

CONVENCIONES

- TIT 01001 Transmisor indicador de temperatura ubicado en campo
- TIT 01001 Transmisor indicador de temperatura ubicado en centro de control
- TIT** Transmisor indicador de temperatura
- TI** Indicador de temperatura
- 01 001 1 Numero del instrumento en proceso
- 1 Múltiple general
- Estación recolectora

PROYECTO

PROPUESTA DE INGENIERÍA BÁSICA EN INSTRUMENTACIÓN EN LA ESTACIÓN RECOLECTORA DEL CAMPO COLORADO. CAMPO ESCUELA COLORADO.

DESCRIPCIÓN

Figura 43: P&ID 01- 009

DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN P&ID DEL MÚLTIPLE GENERAL M - 001 (PROPUESTA)

Realizó	14-Nov-2012	Omar Grimaldos Quintero
Realizó	14-Nov-2012	Diego Villamizar Ruiz
Autorizó	07-Dic-2012	Alfredo Acevedo Picón

3.2 INSTRUMENTACIÓN EN SEPARADORES.

El control realizado en los separadores bifasicos verticales se centra en el periodo de retencion del petroleo crudo, tiempo en el cual se realiza la separacion de la fase liquida y la fase gaseosa en unas condiciones de presión y temperatura que permiten la optimización de la separación, para su control se instalan transmisores de presion, transmisores de temperatura, transmisores de nivel, visores de nivel, indicadores de presión y se realiza un control con valvulas controladas por nivel y por presión como se muestra en los cuadros 2 Y 3.

Las alarmas en este proceso son muy importantes, pues mantienen los limites de operación bajo control en presión y en nivel en las vasijas, si se sobrepasan los parametros de operación el sistema es aislado activando una valvula motorizada que cierra la entrada de petroleo crudo a los separadores y consecutivamente se deberia suspender la produccion hacia la estacion, pero si la falla se presenta en una linea, se puede direccionar la produccion hacia los otros separadores.

Los separadores no solo se protegen con las alarmas, también tienen instalado en cada uno valvulas de seguridad que son activadas al sensor presión por encima de los limites de calibración.

El diagrama de tuberia e instrumentación (P&ID) de los procesos se muestra en las figura 44 y 45.

Cuadro 2: INSTRUMENTACIÓN PROPUESTA EN SEPARADOR GENERAL EN LA ESTACIÓN RECOLECTORA DELCAMPO COLORADO, P&ID 01-010

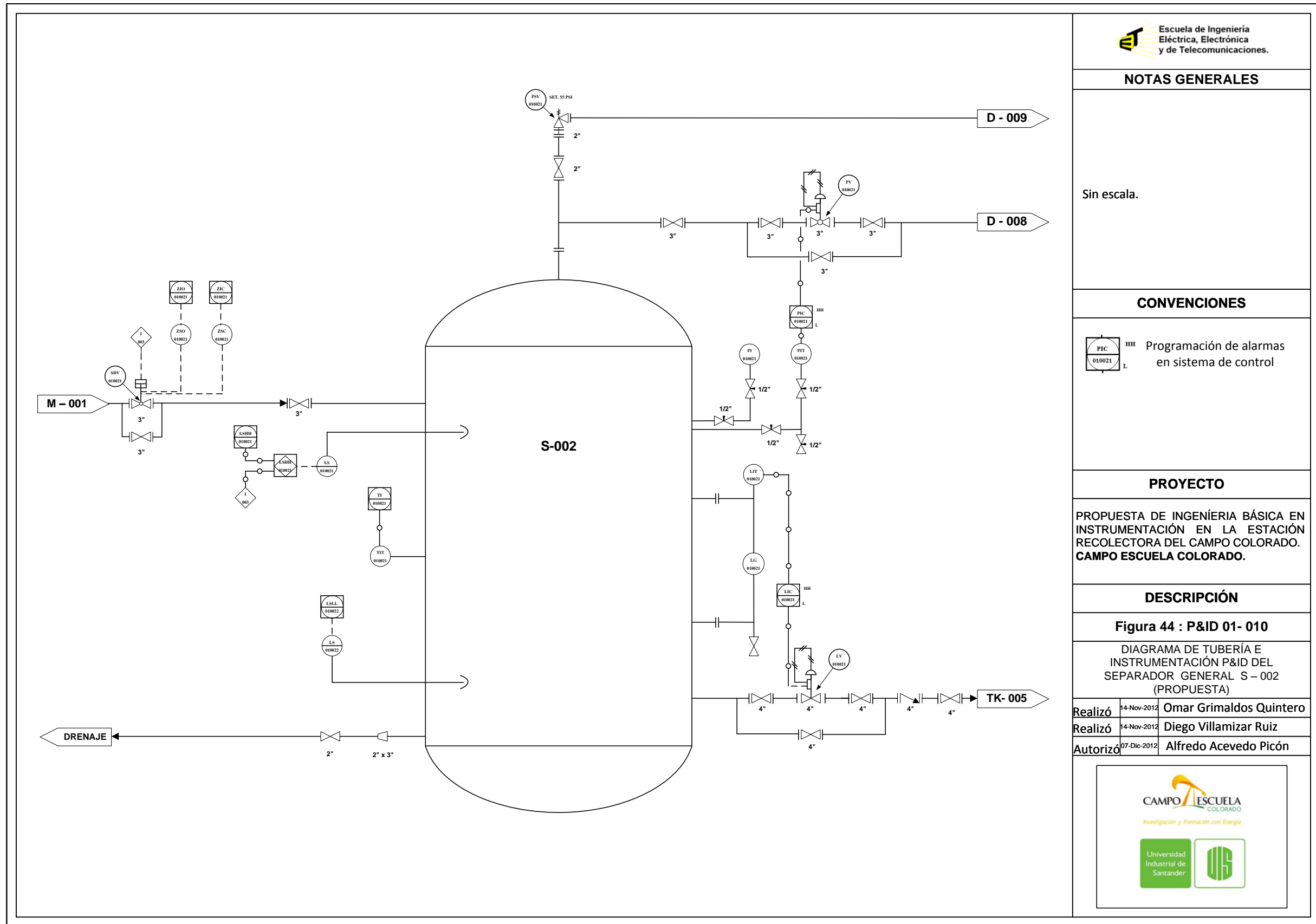
TAG	Instrumento, alarma o elemento final de control	Modelo	Fabricante o marca	Rango o valor de operación	Unidades o estado	Entradas y salidas a PLC				Señal al PLC	Comunicación Profibus	Interlock	Notas generales y selección	
						DI	DO	AI	AO					
PIT-010021	Transmisor indicador de presión	PMP 71	Endress Hauser	150 10	psi bar					si	si	--	Ver anexo C.	
		3051T	Rosemount	-14.7 a 150 -1,01 a 10,34	psi bar	--	--	--	--		si			
		SITRANS D PS III	Siemens	232 16	psi bar									si
TIT-010021	Transmisor indicador de temperatura	TMT 162	Endress Hauser	-260 a 400	°C					si	si	--	Ver anexo E	
		644	Rosemount	-50 a 200	°C	--	--	--	--		si			si
		SITRANS TF	Siemens	-60 a 250	°C									si
LT-010021	Transmisor de nivel	LTE	Tecfluid	6000	mm					si	si	--	Ver anexo F	
		Aurora	Magnetrol	3 -1524	cm - ft	--	--	--	--		si			si
		Gemini	Magnetrol	3 -1524	cm - ft									si
PI-010021	Indicador de presión	233.34	WIKA	0-100	psi					no	no	--	Visualización a nivel local, ver anexo H	
		1279	ASHCROFT	0-10	bar	--	--	--	--		no			no
LG-010021	Visor de nivel	LTE	Tecfluid	6000	mm					no	no	--	Visualización a nivel local, ver anexo F	
		Aurora	Magnetrol	3 -1524	cm	--	--	--	--		no			no
		Gemini	Magnetrol	3 -1524	cm									no
LS-010021	Sensor de nivel	FM152	Endress Hauser	-----	m - ft					si	si	003	Ver anexo J	
		Pointek CLS200	Siemens	-----	On/off	--	--	--	--		si			si
LS-010022	Sensor de nivel	FM152	Endress Hauser	-----	mm					si	si	--	Ver anexo J	
		Pointek CLS200	Siemens	-----	On/off	--	--	--	--		si			si

Cuadro 2: INSTRUMENTACIÓN PROPUESTA EN SEPARADOR GENERAL DE LA ESTACIÓN RECOLECTORA DEL CAMPO COLORADO, P&ID 01-010

TAG	Instrumento, alarma o elemento final de control	Modelo	Fabricante o marca	Rango o valor de operación	Unidades o estado	Entradas y salidas a PLC				Señal al PLC	Comunicación	Interlock	Notas generales y selección
						DI	DO	AI	AO		Profibus		
LSHH-010021	Alarma por alta – alta de nivel	-----	-----	-----	cm	--	1	--	--	si	si	003	Programación en PLC
LSLL-010022	Alarma por baja – baja de nivel	-----	-----	-----	cm	--	1	--	--	si	si	-----	Programación en PLC
LAHH-010021	Alarma por alta – alta de nivel	-----	-----	-----	cm	--	1	--	--	si	si	-----	Programación en PLC
LALL-010021	Alarma por baja – baja de nivel	-----	-----	-----	cm	--	1	--	--	si	si	-----	Programación en PLC
PAHH-010021	Alarma por alta – alta presión	-----	-----	-----	psi o bar	--	1	--	--	si	si	-----	Programación en PLC
PAL-010021	Alarma por baja presión	-----	-----	-----	psi o bar	--	1	--	--	si	si	-----	Programación en PLC
LV-010021	Válvula de control de nivel	Easy-e	Fisher	NPS 4	Open / Close	--	--	--	--	si	si	-----	Ver anexo K
		Válvula, actuador											
		Controlador											
		Serie 240	Samson	NPS 4	Open / Close								
		Válvula, actuador											
Controlador													
PV-010012	Válvula de control por presión	Vee-Ball V150	Fisher	NPS 3	Open / Close	--	--	--	--	si	si	-----	Ver anexo L
		Válvula, actuador											
		Controlador											
		Tipo bola 3310	Samson	NPS 3	Open / Close								
		Válvula, actuador											
Controlador													

Cuadro 2: INSTRUMENTACIÓN PROPUESTA EN SEPARADOR GENERAL DE LA ESTACIÓN RECOLECTORA DEL CAMPO COLORADO, P&ID 01-010


TAG	Instrumento, alarma o elemento final de control	Modelo	Fabricante o marca	Rango o valor de operación	Unidades o estado	Entradas y salidas a PLC				Señal al PLC	Comunicación	Interlock	Notas generales y selección
						DI	DO	AI	AO		Profibus		
PSV-010021	Válvula se seguridad por sobrepresión	Serie 2600/2600L	Farris	Set 55 psi	psi	--	--	--	--	no	si	-----	Ver anexo M
		Serie 526	Lesser	Set 55 psi		--	--	--	--				
SDV-010021	Válvula shutdown	Válvula de compuerta	Valvitalia	208,280,3 80,460,57 5 V a 60[Hz]	Open / Close	--	1	--	--	si	003	Ver anexo N	
		Actuador serie ELA											
		Controlador											
		Válvula	RotorK	14 a 3000 Nm(par)	Open / Close								
		Actuador											
		Controlador											



NOTAS GENERALES

Sin escala.

CONVENCIONES

 HH Programación de alarmas en sistema de control

PROYECTO

PROPUESTA DE INGENIERÍA BÁSICA EN INSTRUMENTACIÓN EN LA ESTACIÓN RECOLECTORA DEL CAMPO COLORADO. CAMPO ESCUELA COLORADO.

DESCRIPCIÓN

Figura 44 : P&ID 01- 010

DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN P&ID DEL SEPARADOR GENERAL S – 002 (PROPUESTA)

Realizó	14-Nov-2012	Omar Grimaldos Quintero
Realizó	14-Nov-2012	Diego Villamizar Ruiz
Autorizó	07-Dic-2012	Alfredo Acevedo Picón



Cuadro 3: INSTRUMENTACIÓN PROPUESTA EN SEPARADOR DE PRUEBA Y VASIJA VOLUMÉTRICA EN LA ESTACIÓN RECOLECTORA DEL CAMPO COLORADO, P&ID 01-011

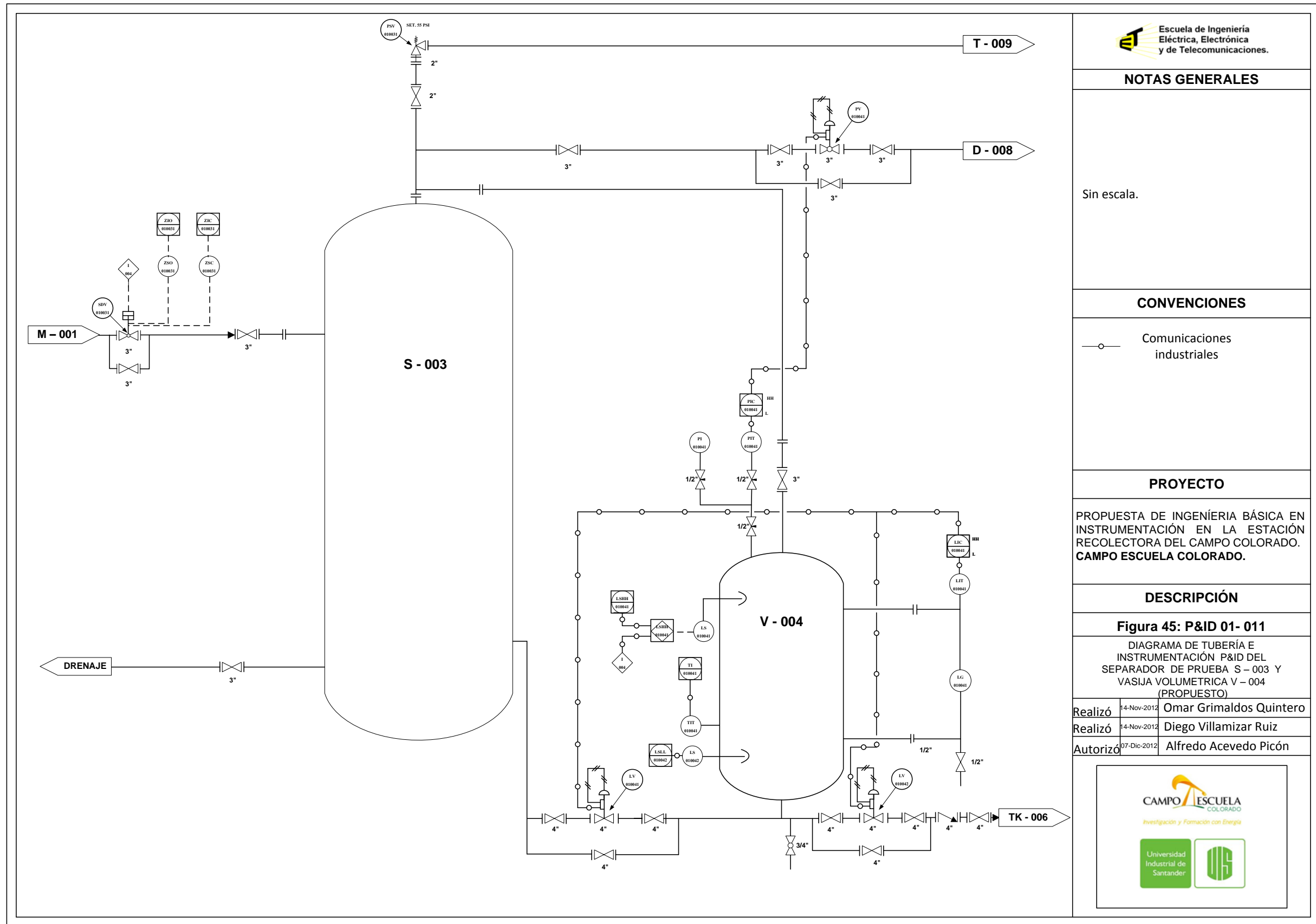
TAG	Instrumento, alarma o elemento final de control	Modelo	Fabricante o marca	Rango o valor de operación	Unidades o estado	Entradas y salidas a PLC				Señal al PLC	Comunicación	Interlock	Notas generales y selección
						DI	DO	AI	AO		Profibus		
PIT-010041	Transmisor indicador de presión	PMP 71	Endress Hauser	150 10	psi bar					si	--	Ver anexo C.	
		3051T	Rosemount	-14.7 a 150 -1,01 a 10,34	psi bar	--	--	--	--	si			
		SITRANS D PS III	Siemens	232 16	psi bar					si			
TIT-010041	Transmisor indicador de temperatura	TMT 162	Endress Hauser	-260 a 400	°C					si	--	Ver anexo E.	
		644	Rosemount	-50 a 200	°C	--	--	--	--	si			
		SITRANS TF	Siemens	-60 a 250	°C					si			
LT-010041	Transmisor de nivel	LTE	Tecfluid	6000	mm					si	--	Ver anexo F	
		Aurora	Magnetrol	3 -1524	cm	--	--	--	--	si			
		Gemini	Magnetrol	3 -1524	cm					si			
PI-010041	Indicador de presión	233.34	WIKA	0-100	psi	--	--	--	--	no	--	Visualización a nivel local, ver anexo H	
		1279	ASHCROFT	0-10	bar					no			
LG-010041	Visor de nivel	LTE	Tecfluid	6000	mm					no	--	Visualización a nivel local, ver anexo F	
		Aurora	Magnetrol	3 -1524	cm	--	--	--	--	no			
		Gemini	Magnetrol	3 -1524	cm					no			
LS-010041	Sensor de nivel	FM152	Endress Hauser	-----	m - ft	--	--	--	--	si	004	Ver anexo J	
		Pointek CLS200	Siemens	-----	On/off					si			
LS-010042	Sensor de nivel	FM152	Endress Hauser	-----	m - ft	--	--	--	--	si	--	Ver anexo J	
		Pointek CLS200	Siemens	-----	On/off					si			

Cuadro 3: INSTRUMENTACIÓN PROPUESTA EN SEPARADOR DE PRUEBA Y VASIJA VOLUMÉTRICA EN LA ESTACIÓN RECOLECTORA DEL CAMPO COLORADO, P&ID 01-011

TAG	Instrumento, alarma o elemento final de control	Modelo	Fabricante o marca	Rango o valor de operación	Unidades o estado	Entradas y salidas a PLC				Señal al PLC	Comunicación	Interlock	Notas generales y selección
						DI	DO	AI	AO		Profibus		
LSHH-010041	Alarma por alta – alta de nivel	-----	-----	-----	cm o m	--	1	--	--	si	si	004	Programación en PLC
LSSL-010042	Alarma por baja de nivel	-----	-----	-----	cm o m	--	1	--	--	si	si	-----	Programación en PLC
LAHH-010041	Alarma por alta – alta de nivel	-----	-----	-----	cm o m	--	1	--	--	si	si	-----	Programación en PLC
LAL-010041	Alarma por baja – baja de nivel	-----	-----	-----	cm o m	--	1	--	--	si	si	-----	Programación en PLC
PAHH-010041	Alarma por alta – alta presión	-----	-----	-----	psi o bar	--	1	--	--	si	si	-----	Programación en PLC
PAL-010041	Alarma por baja presión	-----	-----	-----	psi o bar	--	1	--	--	si	si	-----	Programación en PLC
LV-010041	Válvula de control de nivel	Easy-e	Fisher	NPS 4	Open / Close	--	--	--	--	si	si	-----	Ver anexo K
		Válvula, actuador											
		Controlador											
		Serie 240	Samson	NPS 4	Open / Close						si		
		Válvula, actuador											
		Controlador											
LV-010042	Válvula de control de nivel	Easy-e	Fisher	NPS 4	Open / Close	--	--	--	--	si	si	-----	Ver anexo K
		Válvula, actuador											
		Controlador											
		Serie 240	Samson	NPS 4	Open / Close						si		
		Válvula, actuador											
		Controlador											

Cuadro 3: INSTRUMENTACIÓN PROPUESTA EN SEPARADOR DE PRUEBA Y VASIJA VOLUMÉTRICA EN LA ESTACIÓN RECOLECTORA DEL CAMPO COLORADO, P&ID 01-011

TAG	Instrumento, alarma o elemento final de control	Modelo	Fabricante o marca	Rango o valor de operación	Unidades o estado	Entradas y salidas a PLC				Señal al PLC	Comunicación	Interlock	Notas generales y selección
						DI	DO	AI	AO		Profibus		
PV-010042	Válvula de control por presión	Vee-Ball V150	Fisher	NPS 3	Open / Close	--	--	--	--	si	-----	Ver anexo L	
		Válvula, actuador											
		Controlador											
		Tipo bola 3310	Samson	NPS 3	Open / Close								
		Válvula, actuador											
		Controlador											
PSV-010041	Válvula de seguridad por sobrepresión	Serie 2600/2600L	Farris	Set 55 psi	psi	--	--	--	--	no	-----	Ver anexo M	
		Serie 526	Lesser	Set 55 psi									
SDV-010041	Válvula shutdown	Válvula de compuerta	Valvitalia	208,280,3 80,460,57 5 V a 60[Hz]	Open / Close	--	1	--	--	si	004	Ver anexo N	
		Actuador serie ELA											
		Controlador											
		Válvula de compuerta	RotorK	14 a 3000 Nm(par)	Open / Close								
		Actuador											
		Controlador											



NOTAS GENERALES

Sin escala.

CONVENCIONES

—○— Comunicaciones industriales

PROYECTO

PROPUESTA DE INGENIERIA BÁSICA EN INSTRUMENTACIÓN EN LA ESTACIÓN RECOLECTORA DEL CAMPO COLORADO. CAMPO ESCUELA COLORADO.

DESCRIPCIÓN

Figura 45: P&ID 01- 011

DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN P&ID DEL SEPARADOR DE PRUEBA S - 003 Y VASIJA VOLUMETRICA V - 004 (PROPUESTO)

Realizó	14-Nov-2012	Omar Grimaldos Quintero
Realizó	14-Nov-2012	Diego Villamizar Ruiz
Autorizó	07-Dic-2012	Alfredo Acevedo Picón

3.3 INSTRUMENTACIÓN EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO.

En los tanques de almacenamiento se propuso la medición de nivel con transmisores de nivel de radar de onda guiada y por presión diferencial como respaldo a la medición, para la variable de temperatura se propuso un transmisor de temperatura con indicación local y remota, respaldado por un indicador de temperatura.

Se seleccionaron sensores de nivel capacitivos para la parte baja y alta del tanque para darle seguridad al proceso, con configuración de alarmas en todas las variables captadas por la instrumentación, que ejerceran un control en las válvulas controladas por nivel a la salida de cada tanque.

En el cuadro cuatro (4) se muestra la instrumentación propuesta y el diagrama de tubería e instrumentación en la figura 46.

Cuadro 4: INSTRUMENTACIÓN PROPUESTA EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE LA ESTACIÓN RECOLECTORA DEL CAMPO COLORADO, P&ID 01-012

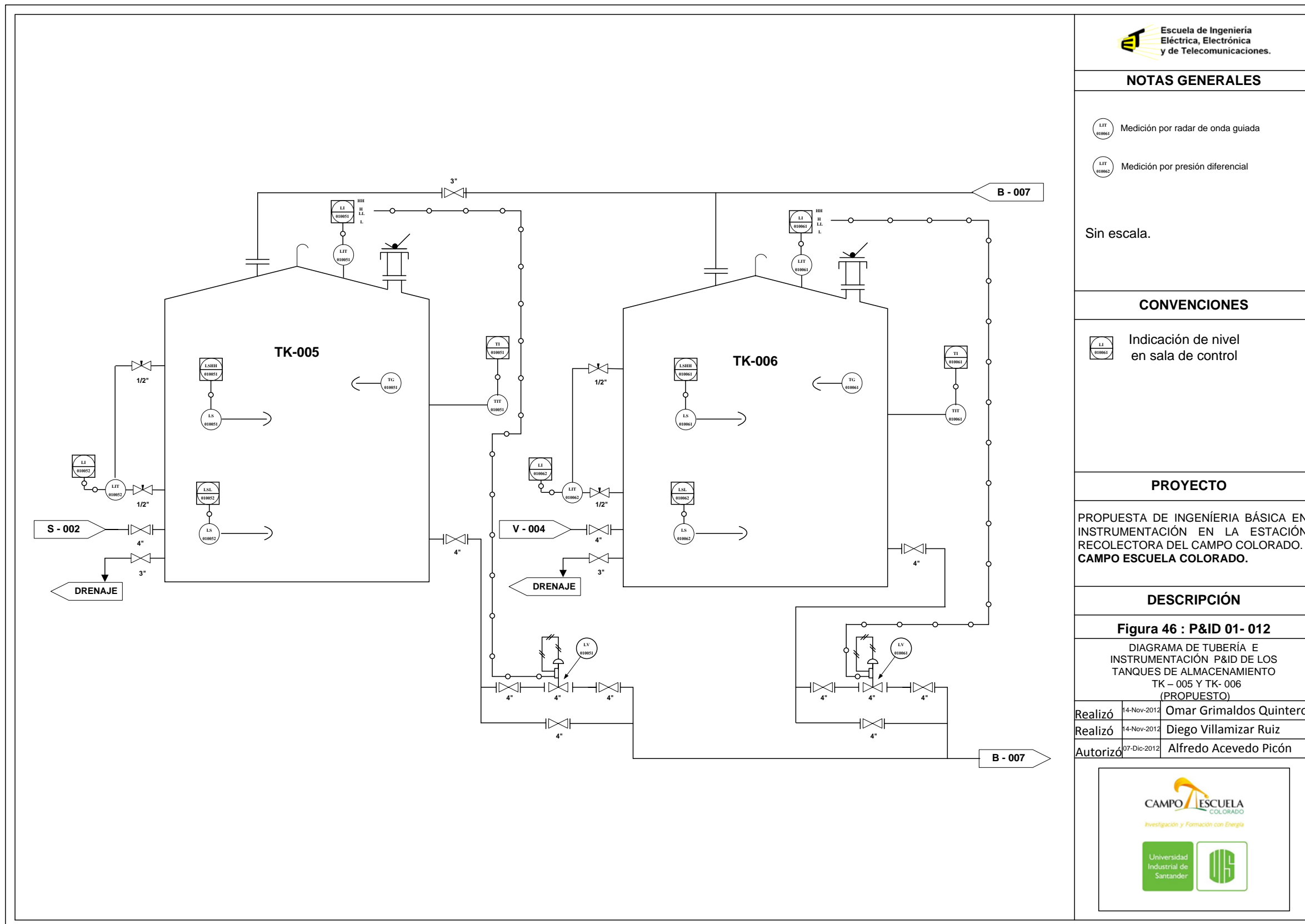
TAG	Instrumento, alarma o elemento final de control	Modelo	Fabricante o marca	Rango de valor o de operación	Unidades o estado	Entradas y salidas a PLC				Señal al PLC	Comunicación	Interlock	Notas generales y selección
						DI	DO	AI	AO		Profibus		
LIT-010051	Transmisor indicador de nivel por radar de onda guiada	Levelflex FMP55	Endress Hauser	3.576	cm						si	--	Ver anexo G
		5302	Rosemount	3.576	cm	--	--	--	--	si	si		
		LG200	Siemens	3.576	cm						si		
LIT-010061	Transmisor indicador de nivel por radar de onda guiada	Levelflex FMP55	Endress Hauser	3.576	cm						si	--	Ver anexo G
		5302	Rosemount	3.576	cm	--	--	--	--	si	si		
		LG200	Siemens	3.576	cm						si		
LIIT-010052	Transmisor indicador de nivel por presión diferencial	PMD 75	Endress Hauser	3.576	cm						si	--	Ver anexo D
		3051CD	Rosemount	3.576	cm	--	--	--	--	si	si		
		SITRANS D PS III	Siemens	3.576	cm						si		
LIT-010062	Transmisor indicador de nivel por presión diferencial	PMD 75	Endress Hauser	3.576	cm						si	--	Ver anexo D
		3051CD	Rosemount	3.576	cm	--	--	--	--	si	si		
		SITRANS D PS III	Siemens	3.576	cm						si		
TIT-010051	Transmisor indicador de temperatura	TMT 162	Endress Hauser	-260 a 400	°C						si	--	Ver anexo E
		644	Rosemount	-50 a 200	°C	--	--	--	--	si	si		
		SITRANS TF	Siemens	-60 a 250	°C						si		
TIT-010061	Transmisor indicador de temperatura	TMT 162	Endress Hauser	-260 a 400	°C						si	--	Ver anexo E
		644	Rosemount	-50 a 200	°C	--	--	--	--	si	si		
		SITRANS TF	Siemens	-60 a 250	°C						si		

Cuadro 4: INSTRUMENTACIÓN PROPUESTA EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE LA ESTACIÓN RECOLECTORA DEL CAMPO COLORADO, P&ID 01-012

TAG	Instrumento, alarma o elemento final de control	Modelo	Fabricante o marca	Rango de valor o de operación	Unidades o estado	Entradas y salidas a PLC				Señal al PLC	Comunicación Profibus	Interlock	Notas generales y selección			
						DI	DO	AI	AO							
TI-010051	Indicador de temperatura	TM 55.01	WIKA	0 - 100	°C	--	--	--	--	no	no	--	Visualización a nivel local, ver anexo I			
		BIR(IN)	ASHCROFT	0 - 100	°C	--	--	--	--		no					
TI-010061	Indicador de temperatura	TM 55.01	WIKA	0 - 100	°C	--	--	--	--	no	no	--	Visualización a nivel local, ver anexo I			
		BIR(IN)	ASHCROFT	0 - 100	°C	--	--	--	--		no					
LS-010051	Sensor de nivel	FM152	Endress Hauser	-----	m - ft	--	--	--	--	si	si	--	Ver anexo J			
		Pointek CLS200	Siemens	-----	On/off	--	--	--	--		si					
LS-010052	Sensor de nivel	FM152	Endress Hauser	-----	m - ft	--	--	--	--	si	si	--		Ver anexo J		
		Pointek CLS200	Siemens	-----	On/off	--	--	--	--		si					
LS-010061	Sensor de nivel	FM152	Endress Hauser	-----	m - ft	--	--	--	--	si	si	--			Ver anexo J	
		Pointek CLS200	Siemens	-----	On/off	--	--	--	--		si					
LS-010062	Sensor de nivel	FM152	Endress Hauser	-----	m - ft	--	--	--	--	si	si	--				Ver anexo J
		Pointek CLS200	Siemens	-----	On/off	--	--	--	--		si					
LSHH-010051	Alarma por alta – alta de nivel	-----	-----	-----	cm o m	--	1	--	--	si	si	--	Programación en PLC			
LSL-010052	Alarma por baja de nivel	-----	-----	-----	cm o m	--	1	--	--	si	si	--	Programación en PLC			
LAHH-010051	Alarma por alta – alta de nivel	-----	-----	-----	cm o m	--	1	--	--	si	si	--	Programación en PLC			
LAH-010051	Alarma por alta de nivel	-----	-----	-----	cm o m	--	1	--	--	si	si	--	Programación en PLC			
LSLL-010051	Alarma por baja – baja de nivel	-----	-----	-----	cm o m	--	1	--	--	si	si	--	Programación en PLC			
LSL-010051	Alarma por baja de nivel	-----	-----	-----	cm o m	--	1	--	--	si	si	--	Programación en PLC			
LSHH-010061	Alarma por alta – alta de nivel	-----	-----	-----	cm o m	--	1	--	--	si	si	--	Programación en PLC			
LSL-010062	Alarma por baja de nivel	-----	-----	-----	cm o m	--	1	--	--	si	si	--	Programación en PLC			

Cuadro 4: INSTRUMENTACIÓN PROPUESTA EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE LA ESTACIÓN RECOLECTORA DEL CAMPO COLORADO, P&ID 01-012

TAG	Instrumento, alarma o elemento final de control	Modelo	Fabricante o marca	Rango o valor de operación	Unidades o estado	Entradas y salidas a PLC				Señal al PLC	Comunicación	Interlock	Notas generales y selección
						DI	DO	AI	AO		Profibus		
LAHH-010061	Alarma por alta – alta de nivel	-----	-----	-----	on/off	--	1	--	--	si	si	-----	Programación en PLC
LAH-010061	Alarma por alta de nivel	-----	-----	-----	on/off	--	1	--	--	si	si	-----	Programación en PLC
LALL-010061	Alarma por baja – baja de nivel	-----	-----	-----	on/off	--	1	--	--	si	si	-----	Programación en PLC
LAL-010061	Alarma por baja de nivel	-----	-----	-----	on/off	--	1	--	--	si	si	-----	Programación en PLC
LV-010051	Válvula de control de nivel	Easy-e	Fisher	NPS 4	open/close	--	--	--	--	si	si	-----	Ver anexo K
		Válvula, actuador											
		Controlador											
		Samson serie 240	Samson	NPS 4							si		
		Válvula ,actuador											
		Controlador											
LV-010061	Válvula de control de nivel	Easy-e	Fisher	NPS 4	open/close	--	--	--	--	si	si	-----	Ver anexo K
		Válvula, actuador											
		Controlador											
		Samson serie 240	Samson	NPS 4							si		
		Válvula ,actuador											
		Controlador											



NOTAS GENERALES

- Medición por radar de onda guiada
- Medición por presión diferencial

Sin escala.

CONVENCIONES

- Indicación de nivel en sala de control

PROYECTO

PROPUESTA DE INGENIERÍA BÁSICA EN INSTRUMENTACIÓN EN LA ESTACIÓN RECOLECTORA DEL CAMPO COLORADO. CAMPO ESCUELA COLORADO.

DESCRIPCIÓN

Figura 46 : P&ID 01- 012

DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN P&ID DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO TK - 005 Y TK- 006 (PROPUESTO)

Realizó	14-Nov-2012	Omar Grimaldos Quintero
Realizó	14-Nov-2012	Diego Villamizar Ruiz
Autorizó	07-Dic-2012	Alfredo Acevedo Picón



3.4 INSTRUMENTACIÓN EN SISTEMAS DE BOMBEO.

El sistema de bombeo se propuso tres (3) transmisores indicadores de presión, Con indicadores de presión a nivel local para respaldar la medición a realizar, configurando alarmas por baja y alta en las etapas de succión y de descarga de la bomba, instrumentación que se muestra en el cuadro cinco (5) y el diagrama de tubería e instrumentación en la figura 47.

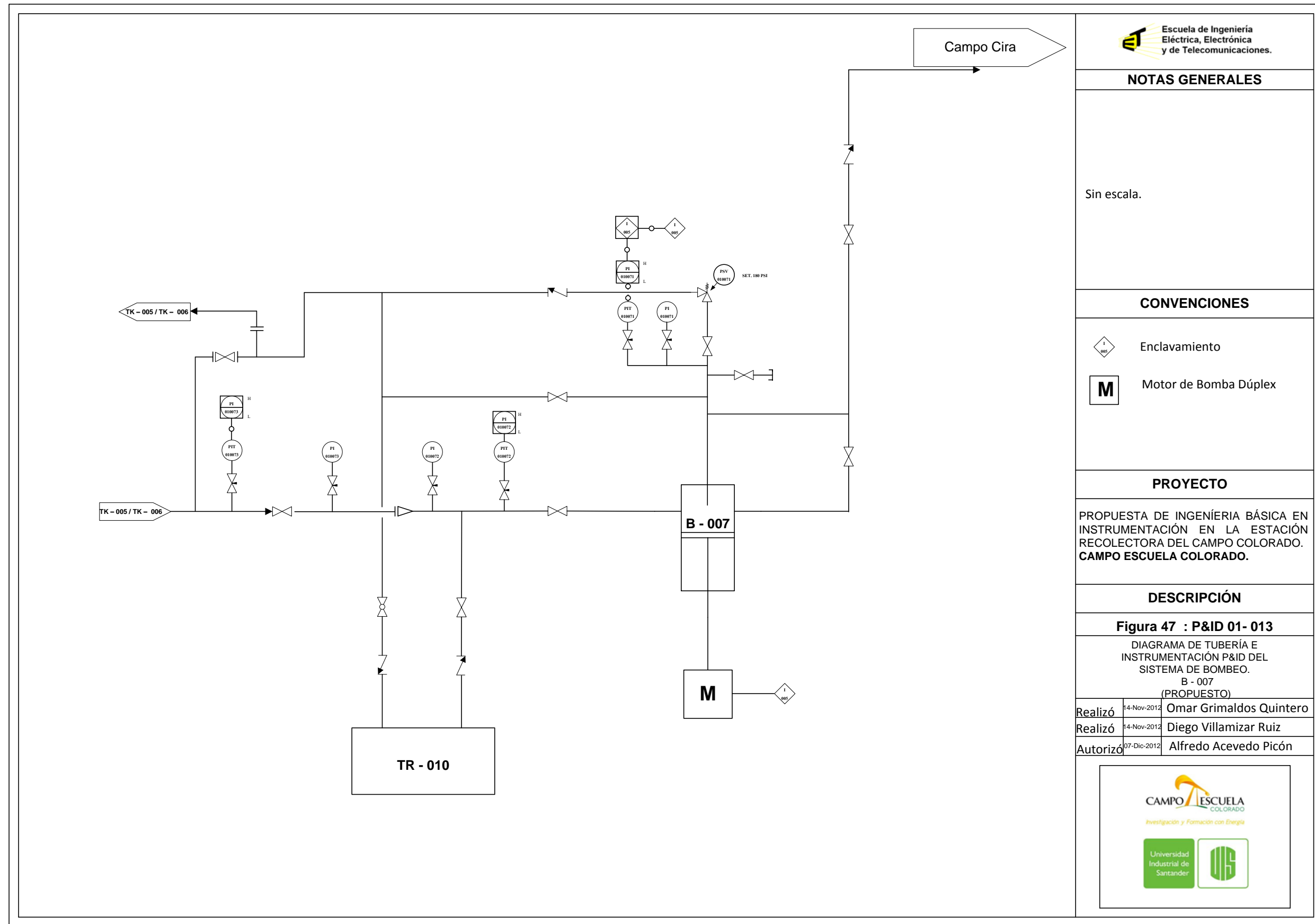
Esta instrumentación ejercerá un control sobre el arranque o parada del motor.

Cuadro 5: INSTRUMENTACIÓN PROPUESTA EN SISTEMA DE BOMBEO EN LA ESTACIÓN RECOLECTORA DELCAMPO COLORADO, P&ID 01-013

TAG	Instrumento, alarma o elemento final de control	Modelo	Fabricante o marca	Rango de valor de operación	Unidades	Entradas y salidas a PLC				Señal al PLC	Comunicación	Interlock	Notas generales y selección
						DI	DO	AI	AO		Profibus		
PIT-010071	Transmisor indicador de presión	PMP 71	Endress Hauser	600	psi					si	si	-----	Ver anexo C
		3051T	Rosemount	600	psi	--	--	--	--		si		
		SITRANS D PS III	Siemens	600	psi						si		
PIT-010072	Transmisor indicador de presión	PMP 71	Endress Hauser	150 10	psi bar					si	si	-----	Ver anexo C
		3051T	Rosemount	-14.7 a 150 -1,01 a 10,34	psi bar	--	--	--	--		si		
		SITRANS D PS III	Siemens	232 16	psi bar						si		
PIT-010073	Transmisor indicador de presión	PMP 71	Endress Hauser	150 10	psi bar					si	si	-----	Ver anexo C
		3051T	Rosemount	-14.7 a 150 -1,01 a 10,34	psi bar	--	--	--	--		si		
		SITRANS D PS III	Siemens	232 16	psi bar						si		
PI-010071	Indicador de presión	233.34	WIKA	600	psi	--	--	--	--	no	no	-----	Visualización a nivel local, ver anexo J
		1279	ASHCROFT	600	psi						no		
PI-010072	Indicador de presión	233.34	WIKA	-30 a 30	psi	--	--	--	--	no	no	-----	Visualización a nivel local, ver anexo J
		1279	ASHCROFT	-30 a 30	psi						no		
PI-010073	Indicador de presión	233.34	WIKA	-30 a 30	psi	--	--	--	--	no	no	-----	Visualización a nivel local, ver anexo J
		1279	ASHCROFT	-30 a 30	psi						no		

Cuadro 5: INSTRUMENTACIÓN PROPUESTA EN SISTEMA DE BOMEQ DE LA ESTACIÓN RECOLECTORA DEL CAMPO COLORADO, P&ID 01-013



TAG	Instrumento, alarma o elemento final de control	Modelo	Fabricante o marca	Rango o valor de operación	Unidades o estado	Entradas y salidas a PLC				Señal al PLC	Comunicación	Interlock	Notas generales y selección
						DI	DO	AI	AO		Profibus		
PAH-010071	Alarma por alta de presión	-----	-----	-----	on/off	--	1	--	--	si	si	005	Programación en PLC
PAL-010071	Alarma por baja de presión	-----	-----	-----	on/off	--	1	--	--	si	si	-----	Programación en PLC
PAH-010072	Alarma por alta de presión	-----	-----	-----	on/off	--	1	--	--	si	si	-----	Programación en PLC
PAL-010072	Alarma por baja de presión	-----	-----	-----	on/off	--	1	--	--	si	si	-----	Programación en PLC
PAH-010073	Alarma por alta de presión	-----	-----	-----	on/off	--	1	--	--	si	si	-----	Programación en PLC
PAL-010073	Alarma por baja de presión	-----	-----	-----	on/off	--	1	--	--	si	si	-----	Programación en PLC
PSV-010071	Válvula de seguridad por sobrepresión	Serie 2600/2600L	Farris	180	PSI	--	--	--	--	no	no	-----	Ver anexo M
		Serie 526	Lesser	180	PSI								



NOTAS GENERALES

Sin escala.

CONVENCIONES

-  Enclavamiento
-  Motor de Bomba Dúplex

PROYECTO

PROPUESTA DE INGENIERÍA BÁSICA EN INSTRUMENTACIÓN EN LA ESTACIÓN RECOLECTORA DEL CAMPO COLORADO. CAMPO ESCUELA COLORADO.

DESCRIPCIÓN

Figura 47 : P&ID 01- 013
 DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN P&ID DEL SISTEMA DE BOMBEO. B - 007 (PROPUESTO)

Realizó	14-Nov-2012	Omar Grimaldos Quintero
Realizó	14-Nov-2012	Diego Villamizar Ruiz
Autorizó	07-Dic-2012	Alfredo Acevedo Picón



3.5 INSTRUMENTACIÓN EN DEPURADOR DE GAS.

La instrumentación propuesta en el depurador de gas está conformada por un transmisor indicador de presión y un transmisor indicador de temperatura, con indicación local y remota para el monitoreo del proceso, localmente se pueden visualizar las variables con un indicador de presión , un indicador de temperatura y un visor de nivel, contemplando la seguridad en el proceso con una válvula de seguridad por sobrepresión y una válvula controla por presión que se accionarían ante la activación de las alarmas configuradas en el proceso.

En el cuadro seis (6) se muestran los instrumentos seleccionados y el diagrama de tubería e instrumentación en le figura 48.

Cuadro 6: INSTRUMENTACIÓN PROPUESTA EN DEPURADOR DE GAS EN LA ESTACIÓN RECOLECTORA DELCAMPO COLORADO, P&ID 01-014

TAG	Instrumento, alarma o elemento final de control	Modelo	Fabricante o marca	Rango valor o de operación	Unidades	Entradas y salidas a PLC				Señal al PLC	Comunicación Profibus	Interlock	Notas generales y selección		
						DI	DO	AI	AO						
PIT-010081	Transmisor indicador de presión	PMP 71	Endress Hauser	150 10	psi bar					si	si	-----	Ver anexo C		
		3051T	Rosemount	-14.7 a 150 -1,01 a 10,34	psi bar	--	--	--	--					si	si
		SITRANS D PS III	Siemens	232 16	psi bar										si
TIT-010081	Transmisor indicador de temperatura	TMT 162	Endress Hauser	-260 a 400	°C					si	si	-----	Ver anexo E		
		644	Rosemount	-50 a 200	°C	--	--	--	--					si	si
		SITRANS TF	Siemens	-60 a 250	°C										si
LT-010081	Transmisor de nivel	LTE	Tecfluid	6000	mm					si	si	-----	Ver anexo F		
		Aurora	Magnetrol	3 -1524	cm - ft	--	--	--	--					si	si
		Gemini	Magnetrol	3 -1524	cm - ft										si
TI-010081	Indicador de temperatura	TM 55.01	WIKA	0 -100	°C					no	no	-----	Visualización a nivel local, ver anexo I		
		BIR(IN)	ASHCROFT	0 -100	°C	--	--	--	--					no	no
PI-010081	Indicador de presión	233.34	WIKA	0-100	psi					no	no	-----	Visualización a nivel local, ver anexo H		
		1279	ASHCROFT	0-10	bar	--	--	--	--					no	no
LG-010081	visor de nivel	LTE	Tecfluid	6000	mm					no	no	-----	Visualización a nivel local, ver anexo F		
		Aurora	Magnetrol	3 -1524	cm - ft	--	--	--	--					no	no
		Gemini	Magnetrol	3 -1524	cm - ft										no

Cuadro 6: INSTRUMENTACIÓN PROPUESTA EN DEPURADOR DE GAS DE LA ESTACIÓN RECOLECTORA DEL CAMPO COLORADO, P&ID 01-014

TAG	Instrumento, alarma o elemento final de control	Modelo	Fabricante o marca	Rango o valor de operación	Unidades	Entradas y salidas a PLC				Señal al PLC	Comunicación	Interlock	Notas generales y selección
						DI	DO	AI	AO		Profibus		
PAHH-010081	Alarma por alta - alta presión	-----	-----	-----	psi o bar	--	1	--	--	Si	si	-----	Programación en PLC
PAL-010081	Alarma por baja presión	-----	-----	-----	psi o bar	--	1	--	--	Si	si	-----	Programación en PLC
LAHH-010081	Alarma por alta - alta presión	-----	-----	-----	psi o bar	--	1	--	--	Si	si	-----	Programación en PLC
LAL-010081	Alarma por baja presión	-----	-----	-----	psi o bar	--	1	--	--	Si	si	-----	Programación en PLC
TAHH-010081	Alarma por alta - alta presión	-----	-----	-----	psi o bar	--	1	--	--	Si	si	-----	Programación en PLC
TAL-010081	Alarma por baja presión	-----	-----	-----	psi o bar	--	1	--	--	Si	si	-----	Programación en PLC
PSV-010081	Válvula de seguridad por sobrepresión	Serie 2600/2600L	Farris	40	PSI	--	--	--	--	no	no	-----	Ver anexo M
		Serie 526	Lesser	40	PSI								
PV-010081	Válvula controlada por presión	Vee-Ball V150	Fisher	NPS 3	Open / Close	--	--	--	--	si	si	-----	Ver anexo L
		Válvula, actuador											
		Controlador											
		Tipo bola 3310	Samson	NPS 3	Open / Close								
		Válvula, actuador											
Controlador													

NOTAS GENERALES

Sin escala.

CONVENCIONES

PROYECTO

PROPUESTA DE INGENIERÍA BÁSICA EN INSTRUMENTACIÓN EN LA ESTACIÓN RECOLECTORA DEL CAMPO COLORADO. CAMPO ESCUELA COLORADO.

DESCRIPCIÓN

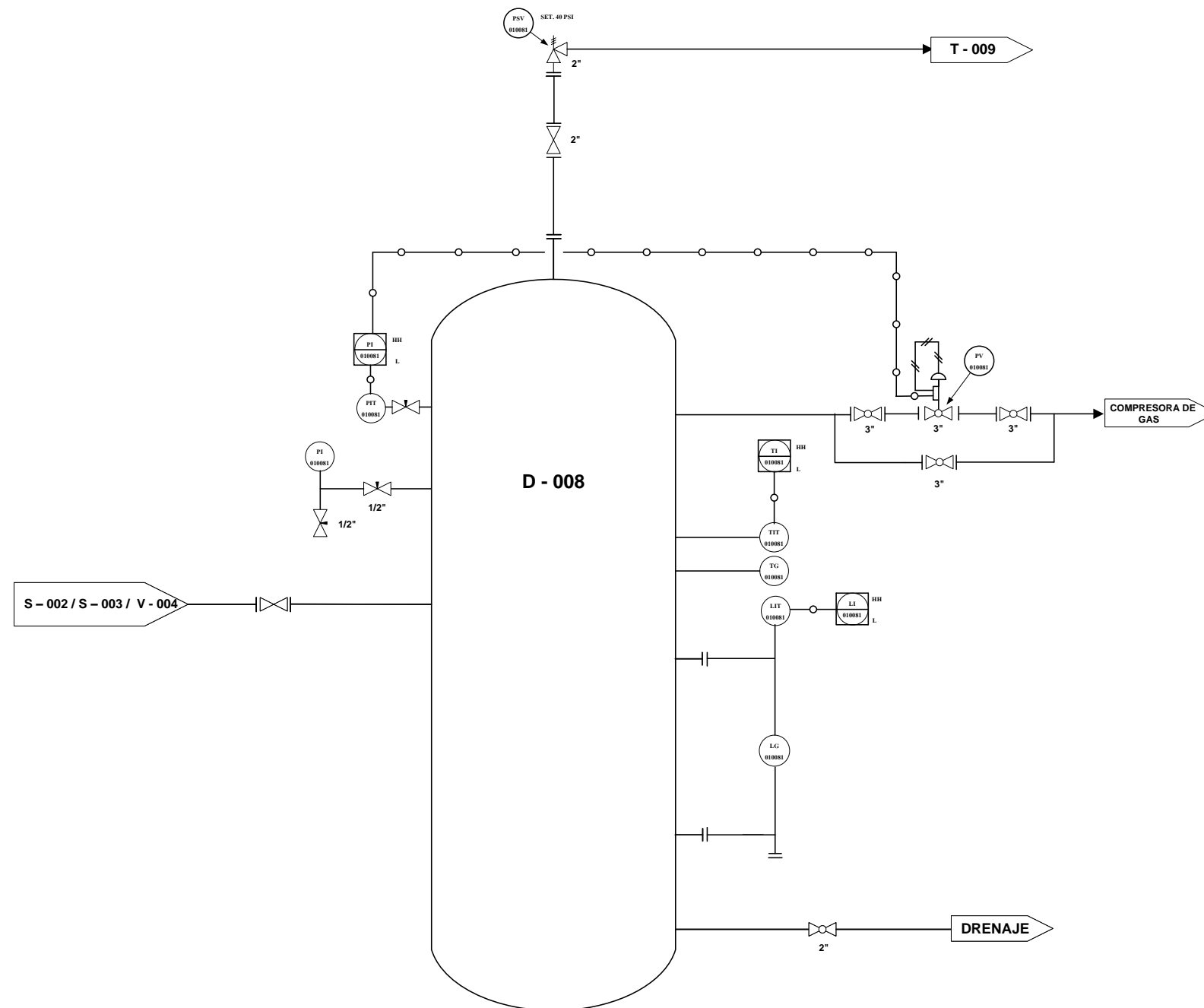
Figura 48 : P&ID 01- 014

DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN P&ID DEL DEPURADOR DE GAS. D - 008 (PROPUESTO)

Realizó 14-Nov-2012 Omar Grimaldos Quintero

Realizó 14-Nov-2012 Diego Villamizar Ruiz

Autorizó 07-Dic-2012 Alfredo Acevedo Picón



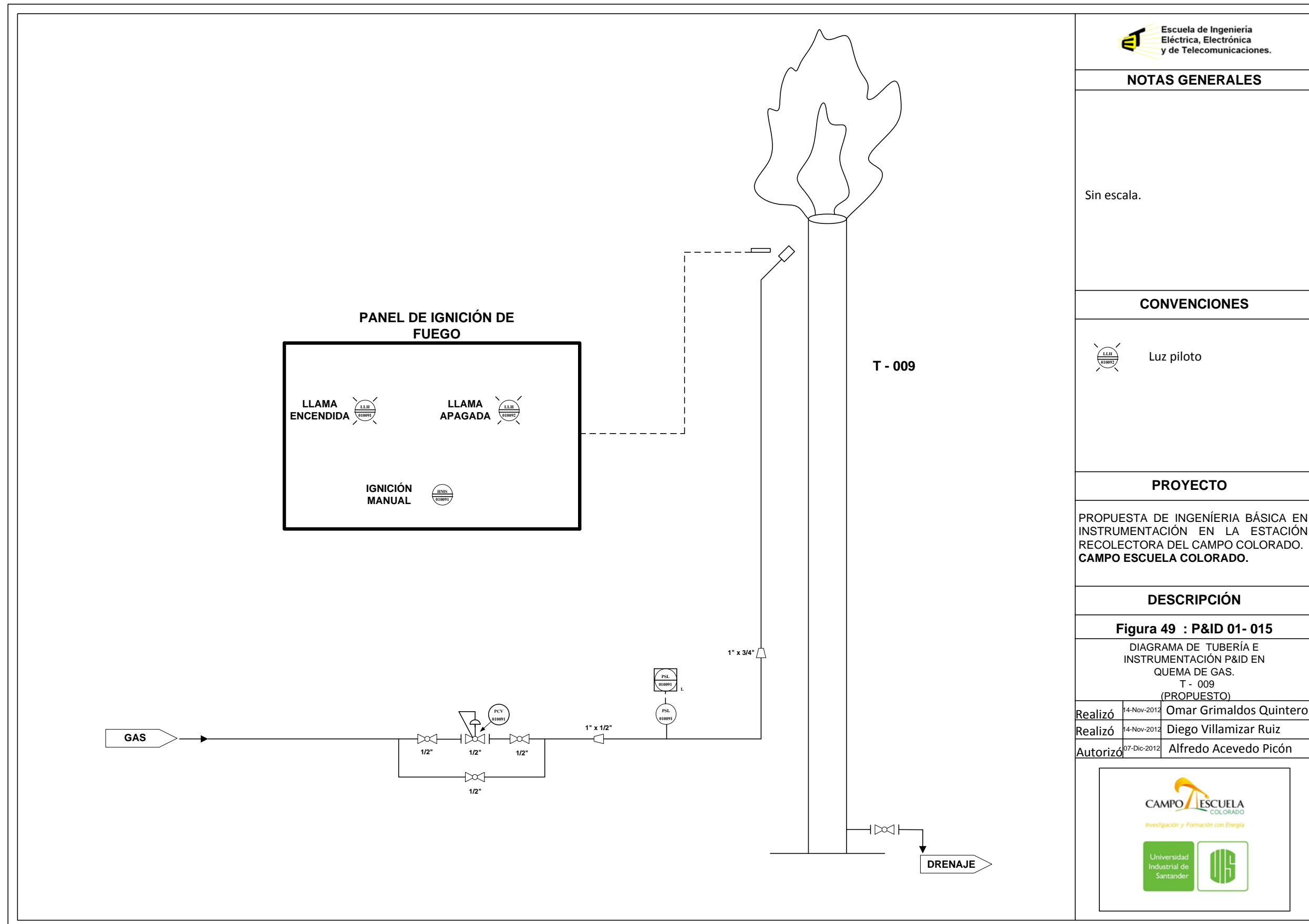
3.6 INSTRUMENTACIÓN EN SISTEMA DE QUEMA DE GAS.

El sistema propuesto para el encendido de tea permite su monitoreo y encendido mediante un panel de control que puede ser integrado al PLC,

El sistema está integrado por válvulas de corte, termocuplas, transformadores para la ignición, cableado para altas temperaturas y una carcasa robusta, estos elementos se muestran en el cuadro 7 y su diagrama de tubería e instrumentación se indica en la figura 49.

Cuadro 7: INSTRUMENTACIÓN PROPUESTA EN SISTEMA DE QUEMA DE GAS EN LA ESTACIÓN RECOLECTORA DEL CAMPO COLORADO, P&ID 01-015

TAG	Proceso	Modelo	Fabricante, Marca o Distribuidor	Entradas y salidas a PLC				Señal al PLC	Comunicación	Interlock	Notas generales y selección
				DI	DO	AI	AO		Profibus		
T-009	Tea	I2C-AE01 RETRACTIL.	i2c ltda	1	1	1	---	si	no	-----	Ver anexo Ñ
T-009	Tea	Piloto Standar	PREMAC energy	---	---	---	---	no	no	-----	Ver anexo Ñ



NOTAS GENERALES

Sin escala.

CONVENCIONES

 Luz piloto

PROYECTO

PROPUESTA DE INGENIERÍA BÁSICA EN INSTRUMENTACIÓN EN LA ESTACIÓN RECOLECTORA DEL CAMPO COLORADO. CAMPO ESCUELA COLORADO.

DESCRIPCIÓN

Figura 49 : P&ID 01- 015

DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN P&ID EN QUEMA DE GAS. T - 009 (PROPUESTO)

Realizó	14-Nov-2012	Omar Grimaldos Quintero
Realizó	14-Nov-2012	Diego Villamizar Ruiz
Autorizó	07-Dic-2012	Alfredo Acevedo Picón



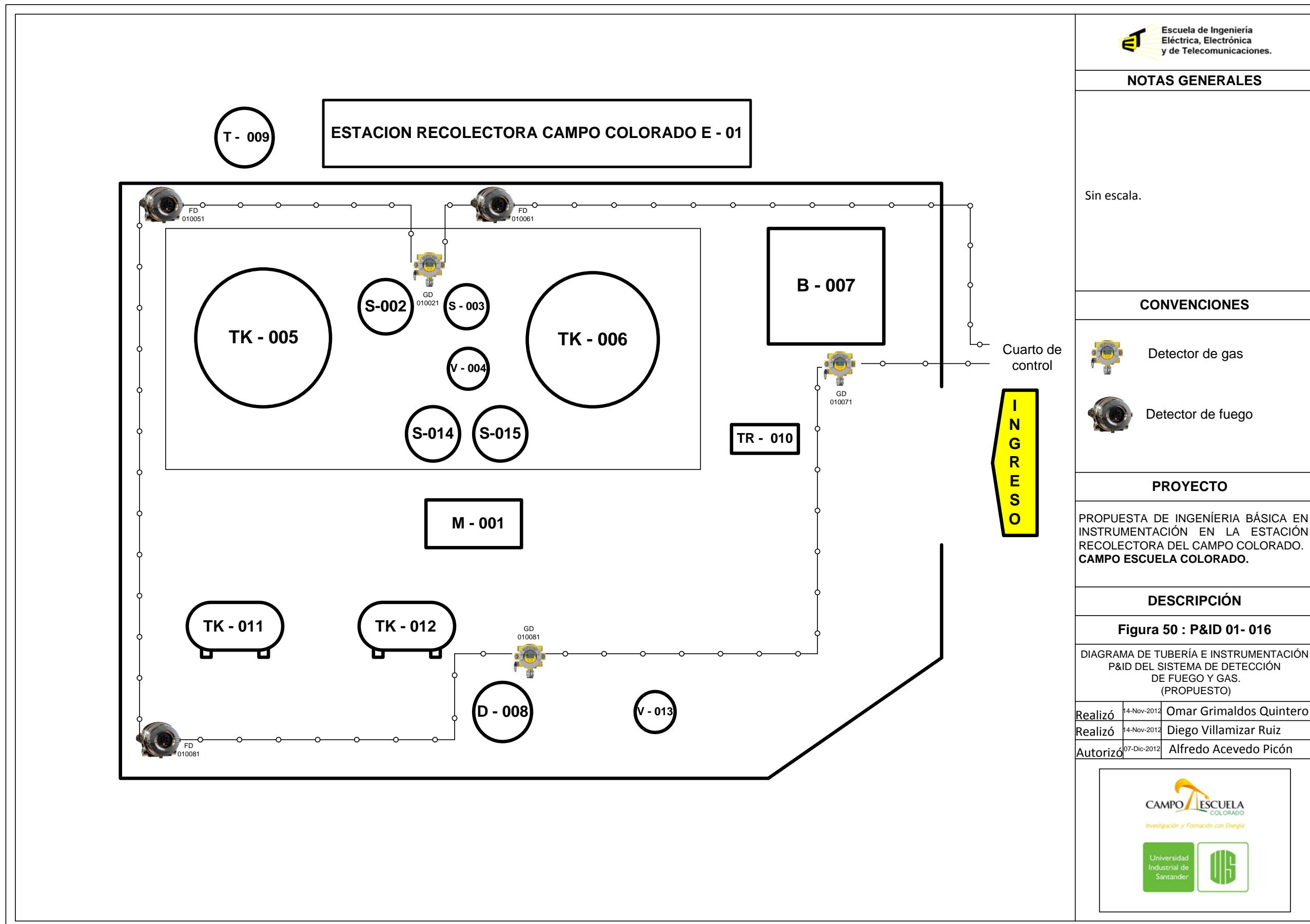
3.7 INSTRUMENTACIÓN EN SISTEMA DE DETECCIÓN DE FUEGO Y GAS.

Los detectores de gas son de tipo infrarrojo, los cuales permiten monitorear gases combustibles con su porcentaje de concentración emitiendo una alarma que debe ser audible y visible ante límites no permitidos en la planta, los cuales deben ser supervisados continuamente en campo y su centro de control.

EL fuego ante una posible conflagración puede ser detectado por instrumentos detectores de flama, los seleccionados son de tipo infrarrojo y detectan la energía radiante emitida por la llama que se genere, su visión de detección es de tipo cónico y los elementos propuestos son mostrados en el cuadro 8 y su diagrama de tubería e instrumentación se indica en la figura 50

Cuadro 8: INSTRUMENTACIÓN PROPUESTA EN SISTEMA DE DETECCIÓN DE FUEGO Y GAS EN LA ESTACIÓN RECOLECTORA DEL CAMPO COLORADO, P&ID 01-016



TAG	Instrumento, alarma o elemento final de control	Modelo	Fabricante o marca	Rango de valor de operación	Unidades	Entradas y salidas a PLC				Señal al PLC	Comunicación	Interlock	Notas generales y selección
						DI	DO	AI	AO		Profibus		
GD-010021	Detector de gas	Model PIRECL	Dec-tronics	4 a 20 mA	mA	--	--	--	--	no	no	-----	Ver anexo O
		XNX-Universal-Transmitter	Honeywell	4 a 20 mA HART	mA	--	--	--	--	no	no		
GD-010071	Detector de gas	Model PIRECL	Dec-tronics	4 a 20 mA	mA	--	--	--	--	no	no	-----	Ver anexo O
		XNX-Universal-Transmitter	Honeywell	4 a 20 mA HART	mA	--	--	--	--	no	no		
GD-010081	Detector de gas	Model PIRECL	Dec-tronics	4 a 20 mA	mA	--	--	--	--	no	no	-----	Ver anexo O
		XNX-Universal-Transmitter	Honeywell	4 a 20 mA HART	mA	--	--	--	--	no	no		
FD-010051	Detector de fuego	X3301	Dec-tronics	4 a 20 mA	mA	--	--	--	--	no	no	-----	Ver anexo P
		Fire Sentry FS24X	Honeywell	4 a 20 mA	mA	--	--	--	--	no	no		
FD-010061	Detector de fuego	X3301	Dec-tronics	4 a 20 mA	mA	--	--	--	--	no	no	-----	Ver anexo P
		Fire Sentry FS24X	Honeywell	4 a 20 mA	mA	--	--	--	--	no	no		
FD-010051	Detector de fuego	X3301	Dec-tronics	4 a 20 mA	mA	--	--	--	--	no	no	-----	Ver anexo P
		Fire Sentry FS24X	Honeywell	4 a 20 mA	mA	--	--	--	--	no	no		



NOTAS GENERALES

Sin escala.

CONVENCIONES

-  Detector de gas
-  Detector de fuego

PROYECTO

PROPUESTA DE INGENIERÍA BÁSICA EN INSTRUMENTACIÓN EN LA ESTACIÓN RECOLECTORA DEL CAMPO COLORADO. CAMPO ESCUELA COLORADO.

DESCRIPCIÓN

Figura 50 : P&ID 01- 016

DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN P&ID DEL SISTEMA DE DETECCIÓN DE FUEGO Y GAS. (PROPUESTO)

Realizó	14-Nov-2012	Omar Grimaldos Quintero
Realizó	14-Nov-2012	Diego Villamizar Ruiz
Autorizó	07-Dic-2012	Alfredo Acevedo Picón



3.8 MATRIZ CAUSA EFECTO DE INSTRUMENTACION PROPUESTA

La matriz aplicada al proceso muestra seis (6) eventos de enclavamiento ante una respuesta de alarmas configuradas en el PLC, producto de las variables sensadas en los transmisores y sus sensores.

En el cuadro 9, se muestran los TAG de los procesos que son intervenidos ante un evento crítico en la planta ejerciendo un control sobre las válvulas que son accionadas ejecutando el cierre, también se encuentran los TAG de los diagramas de tubería e instrumentación que permiten asociar fácilmente los instrumentos que intervienen en el evento permitiendo ejecutar una acción ante un evento potencialmente peligroso en el proceso, obteniendo de esta manera una explicación de la planta muy completa.

3.9 COSTO DE INSTRUMENTACIÓN SELECCIONADA.

Los costos de los instrumentos seleccionados se muestran en la tabla 14, los cuales presentaron las mejores especificaciones para los procesos que se realizan en la estación.

Tabla 14: Instrumentación seleccionada

MARCA	MODELO	DESCRIPCION	PRECIO
ROSEMOUNT	3051T	TRANSMISOR DE PRESION 0-100 psi	2,274,998
ROSEMOUNT	3051CD	TRANSMISOR DE PRESION DIFERENCIAL	2,293,465
ROSEMOUNT	644	TRANSMISOR DE TEMPERATURA 0-250°F	3,288,235
MAGNETROL	AURORA	TRANSMISOR DE NIVEL 0-12"	2,302,249
ROSEMOUNT	5302	TRANSMISOR DE NIVEL POR RADAR	4,052,419
WIKA	233.34	MANOMETRO DE PRESION 0-100 PSI	210,580
ASHCROFT	1279	MANOMETRO DE PRESION 0-100 PSI	214,901
WIKA	TEMPERATURE	MANOMETRO DE TEMPERTURA 0-250°F	760,570
ASHCROFT	TEMPERATURE	MANOMETRO DE TEMPERATURA 0-250°F	1,161,321
FISHER	EZ	VALVULA FISHER CON ACTUADOR 657 4"	18,865,234
FISHER	V150	VALVULA FISHER 4"	7,024,924
FISHER	DVC6200	CONTROLADOR FISHER	5,217,894
ROTORK	IQPRO	ACTUADOR MOTORIZADO	3,171,879
DECTRONICS	PIRECL	SENSOR DE GAS	912,359
DECTRONICS	X3301	SENSOR DE FUEGO	1,367,149

Cuadro 9: MATRIZ CAUSA - EFECTO INSTRUMENTACIÓN PROPUESTA EN LA ESTACIÓN RECOLECTORA DEL CAMPO COLORADO

Convenciones:					TAG DE PROCESO	M-001	M-001	S-002	S-003 S-004	S-003 S-004	E-01		
I - Iniciar/Arrancar S - Detener					O – Abrir E - Energizar	C - Cerrar H- Parada total.	ÁREA DE PROCESO	Múltiple general	Múltiple general	Separador general	Separador de prueba y vasija volumétrica	Sistema de bombeo	Estación Campo Colorado
INTERLOC K	TAG DE PROCESO	P&ID	EVEN TO EN PROCESO	RANGO DEL INSTRUMENTO	TAG DE INSTRUMENTO, ALARMA O ELEMENTO FINAL DE CONTROL	SDV-010011	SDV-010012	SDV-010021	SDV-010031	B-010071	SDV-010011 SDV-010012 SDV-010021 SDV-010031 B-010071		
001	M-001	P&ID 01-009	Alta-Alta presión	-----	PIT - 010011 PAHH - 010011	C							
002	M-001	P&ID 01-009	Alta-Alta presión	-----	PIT-010012 PAHH - 010012		C						
003	S-002	P&ID 01-010	Alto-Alto nivel	-----	LS - 010021 LSHH-010021			C					
004	S-004	P&ID 01-011	Alto-Alto nivel	-----	LS - 010041 LSHH-010041				C				
005	B-007	P&ID 01-013	Alta presión	-----	PIT - 010071 PAH-010071					S			
006	E-01	Anexo S	Parada total	-----	HS01	C	C	C	C	S	H		

4. CONTROL LOGICO PROGRAMABLE (PLC) ALLEN BRADLEY

Este tipo de controladores programables ofrecen flexibilidad en la programación del proceso, permitiendo conectividad con un rango amplio de dispositivos, conexión entre controladores, ampliación entre los sistemas de control, realizar controles de seguridad al proceso programado permitiendo utilizar módulos de redundancia y con clasificación para operar en varios niveles de integridad de seguridad (SIL). Sus diseños permiten elegir equipos en chasis, compactos y modulares que se eligen de acuerdo a la exigencia de la aplicación a realizar.

En la tabla 15, se muestran dos referencias, eligiendo controllogix la cual permite un mejor rendimiento en las aplicaciones del diseño propuesto.

Tabla 15. Modulos del PLC.

PLC(Allen Bradley)	Referencia Controllogix	Valor(US\$)	Referencia Compactlogix	Valor(US\$)
Rack	1756-A7	400,35	No requiere	-----
Fuente	1756-PA75	892,50	1769-PA2	243,95
Controlador	1756-L71	4.454,00	1769-L33ER	2.609,50
Entradas digitales	1756-IB16I	442,85	1769-IQ16	215,05
Salidas digitales	1756 - OW16I	496,40	1769-OW16	357,85
Módulo Profibus (prosoft)	MVI56 -PDPMV1	2.905,00	MVI69-PDPMV1	2.775,00
Módulo Ethernet	1756-EN2T	2.176,00	No requiere, incorporado en el controlador	-----
Variador de velocidad PowerFlex 525,	25B-D043N114	2.864,50	25B-D043N114	2.864,50

5. CONCLUSIONES

En el presente proyecto se presenta un esquema general de una propuesta de ingeniería básica en instrumentación para la operación de una estación recolectora de petróleo crudo, mostrando los instrumentos que controlan, registran y transmiten la información de las variables del proceso.

La instrumentación propuesta permite obtener de las variables sus históricos para crear una base de datos que nos muestren los valores críticos de algunos procesos con la finalidad de plantear recomendaciones y evitar accidentes o paradas no programadas.

Los procesos de la estación son mostrados mediante la creación de los diagramas de flujo de procesos (PFD), los diagramas de tubería e instrumentación (P&ID), el costo de los instrumentos junto con los valores de operación de la estación que permitirán crear un análisis de riesgos durante el proceso, obteniendo un historial de potenciales eventos críticos en los procesos de la estación, con estos datos se proporcionara información para prevenir fallos, corregir efectos y mejorar la confiabilidad en las diferentes áreas, siendo este proyecto un pilar para aplicaciones futuras de proyectos en la estación recolectora del campo colorado o de cualquier facilidad de producción.

6. RECOMENDACIONES.

La nueva instrumentación que se instale en la estación debe cumplir con la normatividad vigente para áreas clasificadas, aplicando las recomendaciones del fabricante en su montaje y puesta en marcha, igualmente se debe aplicar a la instrumentación actual.

En los montajes debe existir redundancia en la instrumentación y alarmas en todos los procesos de la estación, con la indicación de la variable del proceso local y remotamente, permitiendo visualizar y escuchar las alarmas aplicadas en todas las áreas de la estación cumpliendo con la recomendación del estándar ISA.

Los diagramas de flujo de procesos y de tubería e instrumentación se realizaron con el software Visio de microsoft office mostrando una herramienta alternativa a AUTOCAD.

CITAS BIBLIOGRAFICAS.

- [1] American Petroleum Institute API, Specification for wellhead and christmas tree equipment, specification 6a, nineteenth edition, pag 230, 2004.
- [2] GOLAN Michael, CURTIS HAYS Whitson, Well performance, Prentice Hall, 1991
- [3] KEN Arnold, STEWART Maurice, Surface production operations: design of oil handling systems and facilities, Gulf professional, Elsevier, third edition, pag 33, 2008.
- [4] ACEVEDO SÁNCHEZ jose, Instrumentación y control básico de procesos, editorial Diaz de Santos, 2006
- [5] Medición de temperatura, termómetros y transmisores para la industria de proceso, EndressHauser. Consultado en página web. <http://pdf.directindustry.es/pdf/endress-hauser/medicion-temperatura-termometros-transmisores-industria-proceso/4726-73448.html>
- [6] Instrumentación electrónica para la medida de presión. Catalogo WIKA. pág. 9. Consultado en página web. http://www.wika.co/upload/BR_ProductReviewPE_es_es_6536.pdf, 2013
- [7] Registradores y tecnología de adquisición de datos, Endress Hauser. Consultado en página web. https://portal.endress.com/wa001/dla/5000150/2289/000/01/FA014Res_v0110.pdf, 2013
- [8] Instrumentación electrónica para la medida de presión. Catalogo WIKA. Pág. 5 Consultado en página web. http://www.wika.co/upload/BR_ProductReviewPE_es_es_6536.pdf, 2013
- [9] Transmisor rosemount multivariable 3051S, manual rosemount, pag 15, 23, Consultado en página web. <http://www2.emersonprocess.com/siteadmincenter/PM%20Rosemount%20Documents/00809-0100-4803.pdf>, 2013
- [10] Catalogo Swagelok, Manifolds para instrumentación, pag A256, Consultado en página web. <https://www.swagelok.com.mx/downloads/WebCatalogs/ES/MS-01-178.pdf>, 2013

[11] CAMACHO LÓPEZ Alfonso, FERNÁNDEZ DE LA CALLE Inmaculada, GASCO LALLAVE Carlos, MACÍAS JUÁREZ Ana, MARTÍN HERNÁNDEZ Angeles, REYES DELGADO Gabriela, RIVAS ESCUDERO Julio. Seguridad funcional en instalaciones de proceso. Sistemas instrumentados de seguridad y análisis SIL, ISA Sección Española, 2012.

[12] International Society of Automation ISA: Instrumentation symbols and identification. Standard ISA - 5.1 -2009.

[13]International Society of Automation ISA: Graphic symbols for distributed control/shared display instrumentation, logic, and computer systems. Standard ISA 5.3 – 1983.

[14]International Society of Automation ISA: Instrument loop diagrams. Standard ISA 5.4 – 1991.

[15]American Petroleum Institute API, Process Measurement Instrumentation, recommended practice 551, first edition, 1993.

[16]American Petroleum Institute API, Process instrumentation and control, recommended practice 554, first edition, 1995.

[17] Process pressure measurement, Endress+Hauser Instruments International AG, TI00383P/00/EN/18.13 No 71229044 CSS/FM+SGML 9.0. consultado en página web. 2013
https://portal.endress.com/wa001/dla/5000557/7926/000/11/TI00383PEN_1813.pdf

[18] Rosemount 3051 Pressure Transmitter, Product Data Sheet, April 2014. consultado en página web.
<http://www2.emersonprocess.com/siteadmincenter/PM%20Rosemount%20Documents/00813-0100-4001.pdf>

[19] Pressure measurement, Siemens AG 2104, consultado en página web.
http://www.automation.siemens.com/sc-static/catalogs/catalog/pi/FI01/es/FI01_es_kap01.pdf

[20]Differential pressure measurement, TI00382P/00/EN/18.14 No 71244890 CSS/FM+SGML 9. consultado en página web. 2013
https://portal.endress.com/wa001/dla/5000557/7176/000/14/TI00382PEN_1814.pdf

[21] Transmisor de nivel de líquidos Rosemount 3051L. consultado en página web. 2013.
<http://www2.emersonprocess.com/siteadmincenter/PM%20Rosemount%20Documents/00813-0109-4001.pdf>

- [22] Pressure measurement, Siemens AG 2104, consultado en página web.
http://www.automation.siemens.com/sc-static/catalogs/catalog/pi/FI01/es/FI01_es_kap01.pdf
- [23] Dual input temperature field transmitter. TI00086R/09/en/02.12 71190512 FM9.0, consultado en página web. 2013
https://portal.endress.com/wa001/dla/5000524/8496/000/09/TI00086ren_0212.pdf
- [24] Transmisor de temperatura Rosemount 644, consultado en página web. 2013
<http://www2.emersonprocess.com/siteadmincenter/PM%20Rosemount%20Documents/00813-0109-4728.pdf>
- [25] Medida de temperatura, Siemens AG 2104, consultado en página web.
http://www.automation.siemens.com/sc-static/catalogs/catalog/pi/FI01_es_kap02.pdf
- [26] Transmisor indicador de nivel, consultado en página web. 2014
http://www.tecfluid.com/productos/descargas/es/catalogos/LT_esp_rev2.pdf
- [27] Indicadores magnéticos de nivel de líquidos, consultado en página web.2014
http://www.magnetrol.com/v2/pdf/Spn/46-638_Inst_Man.pdf
- [28] Interface and level measurement, consultado en página web. 2013
https://portal.endress.com/wa001/dla/5000327/6691/000/05/TI01003FEN_1613.pdf
- [29] Rosemount 5300 Series, consultado en página web. 2013
<http://www2.emersonprocess.com/siteadmincenter/PM%20Rosemount%20Documents/00813-0100-4530.pdf>
- [30] Medida de nivel, Siemens AG 2104, consultado en página web. http://www.automation.siemens.com/sc-static/catalogs/catalog/pi/FI01/es/FI01_es_kap04.pdf
- [31] Mechanical Pressure Measurement, consultado en página web. 2013
http://www.wika.com.mx/upload/DS_PM0210_GB_3717.pdf
- [32] Duragauge Prozessmanometer mit bruchfester Trennwand, consultado en página web. 2013 http://www.ashcroft.eu/pictures/pdf/DURA_D.pdf
- [33] Mechanical temperature measurement, consultado en página web.2013
http://www.wika.nl/upload/DS_TM5501_GB_2092.pdf

- [34] Termómetros Bimetálicos Industriales, consultado en página web.2013
<http://ashcroftsudamericana.com/es/wp-content/uploads/pdf/produtos/inst-de-temperatura/termometros-bimetalicos/modelo-BIA-IN-BIR-IN-y-BIE-IN/BIA-IN-BIR-IN-y-BIE-IN-E-TB-002i.pdf>
- [35] Capacitance level measurement, consultado en página web.2013
[http://www.pl.endress.com/eh/sc/europe/pl/pl/resourceadditional.nsf/imgref/Download_SD198Fen_1007.pdf/\\$FILE/SD198Fen_1007.pdf](http://www.pl.endress.com/eh/sc/europe/pl/pl/resourceadditional.nsf/imgref/Download_SD198Fen_1007.pdf/$FILE/SD198Fen_1007.pdf)
- [36] Control Valves, consultado en página web.2013
http://www.documentation.emersonprocess.com/groups/public/documents/product_fliers/d102414x012.pdf
- [37] Válvulas de control neumático y eléctrico, consultado en página web.2013
http://www.samson.de/pdf_in/t80001es.pdf
- [38] Slurry Vee-Ball Control Valve, consultado en página web. 2013
<http://www.documentation.emersonprocess.com/groups/public/documents/bulletins/d103154x012.pdf>
- [39] Válvula de control de sector de bola con accionamiento neumático, consultado en página web.2013
http://www.samson.de/pdf_in/t82220es.pdf
- [40] Pressure Relief Valves, consultado en página web. 2013
<http://farris.cwfc.com/Products/spokes/pdf/Series2600.pdf>
- [41] The-Safety-Valve, consultado en página web. 2013
<http://www.leser.com/en/pdf/products/product-overview/api/product/details/type-526.html?filename=Type%20526.pdf&cHash=66f178854fa5a3191bd20f94f0dfd68a>
- [42] Electric actuators ela, consultado en página web. 2013
http://www.valvitalia.com/Pages/en_product_catalog.aspx?TYPE=CAT&PID=120&TAG=ELECTRIC
- [43] Rotork controls, consultado en página web.2014
<http://www.rotork.com/master-popup/123/>
- [44]Tea provisional, Consultado en página web, 2014.
http://www.premac.co/pdf/Cat_Teas_Portatiles.pdf
- [45] High tensión ignition systems 180-HTI-100, Consultado en página web, 2014.
<http://i2cltda.com/index.php/high-tension-ignition-systems>

[46] Infrared Hydrocarbon Gas Detector, Consultado en página web, 2014
http://www.det-tronics.com/ProductCatalog/GasDetection/Documents/90-1138-9.1_PIRECL.pdf

[47] XNX Universal Transmitter, Consultado en página web, 2014
<http://www.honeywellanalytics.com/en/products/XNX-Universal-Transmitter>

[48] Infrared Flame Detector, Consultado en página web, 2014
http://www.det-tronics.com/ProductCatalog/FlameDetection/Documents/95-8527-19.2_X3301.pdf

[49] Fire Sentry FS24X, Consultado en página web, 2014
http://www.honeywellanalytics.com/~media/honeywell-analytics/products/fire-sentry-fs24x/documents/english/ss01145_fs24x_specs_flr_8-26-13.pdf

BIBLIOGRAFIA

ACEVEDO SÁNCHEZ jose, Instrumentación y control básico de procesos, editorial Diaz de Santos, 2006

American Petroleum Institute API, Process instrumentation and control, recommended practice 554, first edition, 1995.

American Petroleum Institute API, Process Measurement Instrumentation, recommended practice 551, first edition, 1993.

American Petroleum Institute API, Specification for wellhead and christmas tree equipment, specification 6a, nineteenth edition, 2004.

CAMACHO LÓPEZ Alfonso, FERNÁNDEZ DE LA CALLE Inmaculada, GASCO LALLAVE Carlos, MACÍAS JUÁREZ Ana, MARTÍN HERNÁNDEZ Angeles, REYES DELGADO Gabriela, RIVAS ESCUDERO Julio. Seguridad funcional en instalaciones de proceso. Sistemas instrumentados de seguridad y análisis SIL, ISA Sección Española, 2012.

GOLAN Michael, CURTIS HAYS Whitson, Well performance, Prentice Hall, 1991

International Society of Automation ISA: Graphic symbols for distributed control/shared display instrumentation, logic, and computer systems. Standard ISA 5.3 – 1983.

International Society of Automation ISA: Instrumentation symbols and identification. Standard ISA - 5.1 -2009.


International Society of Automation ISA: Instrument loop diagrams. Standard ISA 5.4 – 1991.

KEN Arnold, STEWART Maurice, Surface production operations: design of oil handling systems and facilities, Gulf professional, Elsevier, third edition, pag 33, 2008.

ANEXO A

Tabla de medición a fondo de tanque K-01(TK-005)

SGS UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER - UIS OC 00025148-1
CAMPO ESCUELA COLORADO
TANQUE K 01

CALIBRACION DEL FONDO			CALIBRACION DEL CILINDRO								INCREMENTOS						
ALTURA	VOLUMEN	INCREMENTO	ALTURA	VOLUMEN	ALTURA	VOLUMEN	ALTURA	VOLUMEN	ALTURA	VOLUMEN	ALTURA	VOLUMEN	CILINDRICOS				
mm	BARRILES	BARRIL/mm	cm	BARRILES	cm	BARRILES	cm	BARRILES	cm	BARRILES	cm	BARRILES	cm	BARRILES			
0	0,00		0,0	0,00	210	463,79							1	2,21			
			5	11,03	215	474,81							2	4,42			
			10	22,06	220	485,84							3	6,62			
			15	33,10	225	496,87							4	8,83			
TABLA MEDICION A FONDO ALTURA DE REFERENCIA : 3,676 m PRODUCTO : CRUDO TIPO DE TANQUE: CILINDRICO VERTICAL DIAMETRO EXTERNO: 6,099 m ALTURA CILINDRICA: 2,455 m CAPACIDAD: 540,97 BARRILES CONSTRUIDO EN ACERO AL CARBONO TIPO DE FONDO: PLANO TIPO TECHO : CONICO FIJO ESFUERZO POR CABEZA DE LIQUIDO: 41,5 ° API (60 ° F) TEMPERATURA DE LIQUIDO: 81,2 ° F TEMPERATURA DE LAMINA: 80,9 ° F INCERTIDUMBRE ESTIMADA: 0,11 % FACTOR DE COBERTURA: 2 NIVEL DE CONFIANZA: 95 % APROBADO POR:  Ingrid HORMAZZA MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA TANQUE RECALIBRADO FECHA: MAYO 13 DE 2011					230	507,90											
					235	518,92									mm	BARRILES	
						25	55,22	240	529,95							1	0,22
						30	66,27	240	529,95							2	0,44
						35	77,30	245	540,97							3	0,66
						40	88,34									4	0,88
						45	99,37									5	1,10
						50	110,43									6	1,32
						55	121,49									7	1,55
						60	132,55									8	1,77
						65	143,62									9	1,99
						70	154,67										
						75	165,74										
						80	176,79										
						85	187,86										
						90	198,92										
						95	209,98										
						100	221,04										
						105	232,09										
						110	243,13										
			115	254,17													
			120	265,20													
			125	276,24													
			130	287,27													
			135	298,30													
			140	309,34													
			145	320,37													
			150	331,41													
			155	342,44													
			160	353,47													
			165	364,51													
			170	375,55													
			175	386,58													
			180	397,62													
			185	408,65													
			190	419,68													
			195	430,71													
			200	441,73													
			205	452,76													

CILINDRO CALIBRADO DE ACUERDO CON API MPMS Chapter 2 Section 2A / 2007 y Chapter 2 Section 2B / 2007

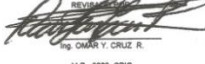
FONDO CALIBRADO DE ACUERDO CON API MPMS Chapter 2 Section 2A Numeral 2.2A.16.7 / 2007

Calibracion de Cilindro : Externa

Calibracion de Fondo : Interna

AFORADO POR: JOSE L. PADRON C.

REALIZADO POR: EDGAR A. GUARDIA C.

REVISADO POR:

 Ing. EDGAR A. GUARDIA C.
 M.P. 8668 CPG

This document is issued by the Company under its General Conditions of Service accessible at http://www.sgs.com/terms_and_conditions.htm. Attention is drawn to the limitation of liability, indemnification and jurisdiction clauses defined therein. Any holder of this document is advised that information contained herein reflects the Company's findings at the time of its transaction only and within the limits of Client's instructions, if any. This Company's sole responsibility is to its Client and this document does not constitute parties to a transaction from asserting all their rights and obligations under the transaction documents. Any unauthorized alteration, forgery or falsification of the content or appearance of this document is unlawful and offenders may be prosecuted to the fullest extent of the law.



Fuente: Campo Escuela Colorado - UIS

ANEXO B

Tabla de medición a fondo de tanque K-02(TK-006)



UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER - UIS
CAMPO ESCUELA COLORADO
TANQUE K 02

OC 00025148-2

PÁG. 1 DE 1

CALIBRACION DEL FONDO			CALIBRACION DEL CILINDRO								INCREMENTOS CILINDRICOS			
ALTURA	VOLUMEN	INCREMENTO	ALTURA	VOLUMEN	ALTURA	VOLUMEN	ALTURA	VOLUMEN	ALTURA	VOLUMEN	ALTURA	VOLUMEN	ALTURA	VOLUMEN
mm	BARRILES	BARRIL/mm	cm	BARRILES	cm	BARRILES	cm	BARRILES	cm	BARRILES	cm	BARRILES	cm	BARRILES
0	0,00		0,0	0,00	210	461,02					1	2,19		
			5	10,97	215	471,98					2	4,39		
			10	21,94	220	482,94					3	6,58		
			15	32,90	225	493,90					4	8,78		
			20	43,88	230	504,88					mm	BARRILES		
			25	54,86	235	515,82					1	0,22		
			30	65,87	240	526,78					2	0,44		
			35	76,84	245	537,75					3	0,66		
			40	87,81							4	0,88		
			45	98,78							5	1,10		
			50	109,76							6	1,32		
			55	120,77							7	1,54		
			60	131,77							8	1,76		
			65	142,76							9	1,98		
			70	153,75										
			75	164,76										
			80	175,75										
			85	186,74										
			90	197,74										
			95	208,73										
			100	219,73										
			105	230,71										
			110	241,68										
			115	252,66										
			120	263,62										
			125	274,58										
			130	285,55										
			135	296,52										
			140	307,49										
			145	318,46										
			150	329,43										
			155	340,40										
			160	351,37										
			165	362,34										
			170	373,31										
			175	384,28										
			180	395,25										
			185	406,22										
			190	417,17										
			195	428,14										
			200	439,10										
			205	450,06										




Este documento es propiedad de la Compañía y solo puede ser usado para el propósito que se indica. No se permite la reproducción o el uso no autorizado. La Compañía no se responsabiliza por los errores o omisiones que puedan aparecer en este documento. Cualquier uso no autorizado de este documento puede ser considerado un delito. La Compañía se reserva todos los derechos de propiedad intelectual que correspondan. No se permite la explotación económica o la transformación de esta obra. Queda permitida la impresión en su totalidad. No se permite la explotación económica o la transformación de esta obra. Queda permitida la impresión en su totalidad. No se permite la explotación económica o la transformación de esta obra. Queda permitida la impresión en su totalidad.



Fuente: Campo Escuela Colorado - UIS

ANEXO C

Transmisor indicador de presión manométrica

Endress Hauser PMP 71	Rosemount 3051T	Siemens SITRANS D PS III
		
Especificaciones	Especificaciones	Especificaciones
<p>Presión Manométrica. Protocolo Profibus PA 10 bar (150 psi) Tensión de alimentación: 9 a 32 V DC, 13 mA ± 1 mA Precisión: TD1:1 a TD 10:1 = ±0.075 Aceite de relleno: silicona. Conexión a proceso: ½ -14 NPT Aleación C276. Célula de medición para 10 bar. Rendimiento total a:-10 a 60°C 0,15% del valor URL Error total: ± 0.2 % of URL/año Estabilidad a largo plazo: ±0.025(5 años); ±0.050(5 años) ±0.075(5 años) del límite superior del rango.</p> <p>PMP71 R M 3 1P 6 2 RB A</p>	<p>Presión Manométrica. Protocolo Profibus PA. -1,0 a 10,3 bar (-14,7 a 150 psi) Tensión de alimentación: 9 a 32 V DC, 17 mA Conexión a proceso ½ -14 NPT. Material de conexión a proceso en aleación C276. Diafragma aislante en C276. Fluido de silicona en el sensor Carcaza en acero inoxidable Entrada de conducto ½ - 14 NPT. Precisión:±0,065% de span Span<10:1 su precisión es: ±[0,0075($\frac{URL}{span}$)]% de span. Rendimiento total a 28°C: ±0.15 de span. Estabilidad a largo plazo: ±0.125 del límite superior del rango por 5 años.</p> <p>3051TG 2 W 2B 3 1 J K6</p>	<p>Presión Manométrica. Protocolo Profibus PA 16 bar (232 psi) Tensión de alimentación: (9 a 32)-(9 a 24) V DC-, 12.5 mA Entrada de cables: pasacables ½ -14 NPT. Precisión: ≤0.075% Célula de medición para 16 bar. ≤0.125% cada 5 años. Con display visible. Material de las piezas: Acero inoxidable. Conexión a proceso: ½ -14 NPT Material de contacto con el fluido: Hastelloy C276. Relleno de célula de medida: Aceite de silicona. Norma de bus IEC 61158-2</p> <p>7MF4034- 1 D C 6 3 – 1 R C 6.</p>
Fuente:[17]	Fuente: [18]	Fuente: [19]




ANEXO D

Transmisor indicador de nivel por presión diferencial

Endress Hauser PMD 75	Rosemount 3051CD	Siemens SITRANS D PS III
		
Especificaciones	Especificaciones	Especificaciones
<p>Medición de nivel Protocolo Hart, Profibus PA Foundation Fieldbus</p> <p>Conexión a proceso: 1/4 – 18 NPT</p> <p>Rango de medición de presión:(- 600 a 600 psi)</p> <p>Rango de temperatura: (-40°C a 85°C)</p> <p>Carcasa: AISI 316L</p> <p>Membrana de separación : AISI 316L</p> <p>PMD 75 S M 1 3M 6 1 B B</p>	<p>Medición de nivel Protocolo Hart, Profibus PA Foundation Fieldbus</p> <p>Brida de conexión a proceso coplanar</p> <p>Diafragma en acero inoxidable 316L</p> <p>Sello tórico, teflón</p> <p>Fluido de relleno del sensor inerte</p> <p>Carcasa en acero inoxidable: ½ -14 NPT</p> <p>Precisión hasta 0.04%</p> <p>3051CD W 2 2 A 1 J</p>	<p>Medición de nivel Protocolo Hart, Profibus PA Foundation Fieldbus</p> <p>Material en contacto con el fluido: Membrana separadora y célula de medida en acero inoxidable, hastelloy, tántalo, monel y oro</p> <p>Conexión a proceso: Rosca interior ¼ -18NPT con conexión por brida.</p> <p>Relleno de célula de medida: Aceite de silicona, liquido inerte Rango nominal de medida: 435psi</p> <p>7MF4434-1HC22-1</p>
Fuente:[20]	Fuente: [21]	Fuente: [22]

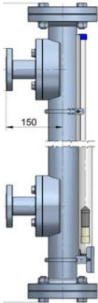


ANEXO E

Transmisor indicador de temperatura

Endress Hauser TMT 162	Rosemount 644	Siemens SITRANS TF
		
Especificaciones	Especificaciones	Especificaciones
<p>Medición de temperatura Protocolo Profibus PA profile 3.01/3.02 Velocidad de transmisión de datos 31.25 kBit/s Codificación de señal: IEC 61158-2 Tensión de alimentación: 9 a 32 V DC, max 35V, ≤ 11 mA Sensor : Pt100 -200 t a 850 °C (-328 a 1562 °F) Resolución conversor A/D: 18 Bit Retardo a la conexión: 8s Repetibilidad: 0,0015% del rango de entrada Estabilidad: 0.1°C/año o 0.05%/año del rango de mayor valor. Actualización del valor de la medición < 1s Temperatura ambiente límite con Display: -40 a +80 °C Precisión: ± 0,1°C de la lectura.</p> <p>TMT162 H 4 A 2 3 A F K B A</p>	<p>Medición de temperatura Protocolo Profibus PA. Tensión de alimentación: 9 a 32 V DC, 12 mA Precisión: ± 0,15 °C de la lectura. Auto-calibración Sensor pt100 IEC751 -200°C a 850°C (-328°F a 1562°C) Efectos de la temperatura: 0.003°C por 1°C Estabilidad: 0.15% de la lectura por dos años. Entrada: 1x2, 3, 4 hilos, RTD(ohmios), termopares(mV) Bloque físico, bloque transductor, Bloque de entrada analógica.</p> <p>644 H W K5 J6 M5 C2 EL</p>	<p>Medición de temperatura Protocolo Profibus PA Tensión de alimentación: 10 a 32 V DC, 11 mA Materialde caja: Acero inoxidable Protección IP 67 Precisión básica: ≤± 0,1°C en Pt 100 y Pt 1000. Sensor pt100, -200°C a 850°C (-328°F a 1562°C) Coeficiente de temperatura: ≤± 0,002°C/°C. Detección de rotura, cortocircuito y corriente de sensor. Dirección de bus 126</p> <p>7 NG3137- 2 E C 2 – Z Y01: 0 a 150 °C U03: Pt 100 conexión a 3 hilos.</p>
Fuente:[23]	Fuente: [24]	Fuente: [25]

ANEXO F

Transmisor indicador de nivel con visor tipo mirilla

Tecfluid	Magnetrol	Magnetrol
LTE	Aurora	Gemini
		
Especificaciones	Especificaciones	Especificaciones
<p>Medición de nivel Conexión a proceso lateral Indicación local mediante laminas magnéticas.</p> <p>Transmisor LTE Profibus TR2420P Conexión por bridas DIN o ANSI Presión de trabajo: Hasta 100 bar. Escala en centímetros Modelo ASI 316L Precisión: $\pm 4\text{mm}$ del valor leído Rango: 15mm-15m Temperatura del líquido: -20°C a 250°C Viscosidad del líquido: 1500 cSt máximo Densidad del líquido: 0,55 ... 2 kg/l</p>	<p>Medición de nivel Protocolo Profibus PA. Conexión a proceso lateral acero inoxidable 316/316L Cámara única. Tamaño de conexión a proceso: $\frac{1}{2}$" a 8" y en NPT Rango de medición: 3 a 1524 centímetro Rango de Temperatura: -196° a +538° C Indicadores mediante bandera actuadas magnéticamente</p> <p>ANSI 150</p>	<p>Medición de nivel Protocolo Profibus PA Conexión a proceso lateral acero inoxidable 316/316L Cámara dual. Tamaño de conexión a proceso: $\frac{1}{2}$" a 8" y en NPT Rango de medición: 3 a 1524 centímetros Rango de Temperatura: -196° a +538° C Indicadores mediante bandera actuada magnéticamente</p> <p>ANSI 150</p>
Fuente:[26]	Fuente: [27]	Fuente: [27]



ANEXO G

Transmisor indicador de nivel tipo radar de onda guiada

Endress Hauser Levelflex FMP55	Rosemount 5302	Siemens LG 200
		
Especificaciones	Especificaciones	Especificaciones
<p>Medición de nivel de líquidos e interface</p> <p>Protocolo Hart, profibus PA</p> <p>Sonda de varilla, cable coaxial o cuerda</p> <p>Rango de Presión: (-14.5 a 580 psi)</p> <p>Rango de temperatura: (-50 a 200°C)</p> <p>Precisión: ±2 mm</p> <p>Máximo rango de medición: 10 m</p>	<p>Medición de nivel de líquidos e interface</p> <p>Protocolo Hart</p> <p>Rango: Hasta 50 m</p> <p>Principio de medición: reflectometría en el dominio del tiempo</p> <p>Temperatura de proceso: (-196°C a 400°C)</p> <p>Precisión: ±0.03% de la distancia medida</p> <p>Repetibilidad: ±1mm</p> <p>Protección 4X, IP66, IP67</p> <p>Carcasa en acero inoxidable</p> <p>Material de la sonda: Hastelloy C276</p>	<p>Medición de nivel de líquidos e interface</p> <p>Protocolo Hart</p> <p>Rango: hasta 22.5 m</p> <p>Temperatura de proceso: (-196°C a 427°C)</p> <p>Programación local y remota</p> <p>Caja NEMA 4 y IP65</p> <p>Sonda de varilla coaxial, varilla única, varilla doble</p> <p>Resolución y repetibilidad: ≤ 2.5 mm</p> <p>Alimentación eléctrica: 24 V DC</p>
Fuente:[28]	Fuente: [29]	Fuente: [30]



ANEXO H

Indicador de presión

WIKA	ASHCROFT
233.34	1279
	
Especificaciones	Especificaciones
<p>Medición de presión manométrica</p> <p>Visualización a nivel local Estándar ASME B 40.1 0,5 % de indicación de exactitud</p> <p>Rangos de indicación: 0-15000bar, presión negativa, sobrepresión negativa y positiva</p> <p>Protección IP65, 4.1/2” Resistencia contra cargas dinámicas , choques y vibraciones</p> <p>Conexión con rosca macho 1/2 NPT Elemento de medición en acero inoxidable 316L, forma circular Mecanismo en acero inoxidable. Caja negra con pared divisoria anti rotura y disco de seguridad. Conexión inferior</p>	<p>Medición de presión manométrica</p> <p>Visualización a nivel local Estándar ASME B 40.1</p> <p>Tamaño 4 1/2” Conexión inferior Protección IP65</p> <p>Precisión: grado 2A , ±0,5% del rango</p> <p>Caja llena con liquido Recubrimiento resistente a la corrosión</p> <p>Protección de sobrecarga al 130%</p> <p>Rangos de indicación: 0-100000psi</p> <p>Material 316L</p>
Fuente: [31]	Fuente: [32]



ANEXO I

Indicador de temperatura

WIKA	ASHCROFT
TM 55.01	BIR(IN)
	
Especificaciones	Especificaciones
<p>Medición de temperatura Visualización a nivel local</p> <p>Elemento de medición en espiral bimetalico Protección IP65</p> <p>Conexión estándar, inferior radial Esfera en aluminio Rango de indicación: -70 a 600°C Rango de medida -60 a 500°C</p> <p>Mirilla en policarbonato Caja en acero inoxidable Temperatura de entorno máxima -20 a 60 °C</p> <p>Líquido de relleno para amortiguación de vibraciones</p>	<p>Medición de temperatura Visualización a nivel local</p> <p>Exactitud 1% Caja en acero inoxidable Protección IP66 Aluminio en fondo blanco e impresión en negro</p> <p>Sensor bimetálico helicoidal Rango -50°C a 500°C</p> <p>Conexión a proceso BIR (IN) ½ " NPT Accesorio: termopozo</p> <p>Montaje local</p>
Fuente:[33]	Fuente: [34]

ANEXO J

Sensor de nivel capacitivo

SIEMENS Pointek CLS200	Endress Hauser Liquicap FMI52
	
Especificaciones	Especificaciones
<p>Medición de nivel Interruptor de nivel capacitivo por variación de frecuencia Indicación mediante salida a relé o transistor</p> <p>Alta resistencia química Insensible a las adherencias del producto Encapsulado con protección contra los choques, vibraciones, humedad y condensación</p> <p>Ubicación exterior o interior Protección IP65, Nema 4 Caja con revestimiento epoxi Temperatura de proceso: -40°C a 85°C -40°C a 125°C Alimentación eléctrica: 12-250V AC/DC Condición de medida: Líquidos, sólidos, granel, lodos, interfaces.</p>	<p>Medición de nivel Detección de líquidos</p> <p>Robustez mecánica Conmutación precisa</p> <p>Grado de protección: IP66, NEMA4X</p> <p>Temperatura de proceso: (-80°C a 200°C)</p> <p>4 to 20 mA HART + display Profibus PA</p> <p>Alimentación eléctrica: 12-36V DC</p> <p>Rango de presión : (-1 a 25 Bar)</p>
Fuente:[30]	Fuente: [35]

ANEXO K

Válvula de control por nivel

Fisher Easy – e	Samson Serie240
	
Especificaciones	Especificaciones
<p>Valvula Fisher EZ</p> <p>Actuador 657</p> <p>Controlador digital:</p> <p>Serie FIELDVUE DVC 6200</p> <p>DVC 6200: Hart</p> <p>DVC 6200F: Fieldbus</p> <p>DVC 6200P: Profibus</p> <p>Rango de presión maxima del actuador: 145psig</p> <p>Caja tipo: NEMA 4X y IP66</p> <p>Temperatura limite: (-40°C a 85°C)</p> <p>Posicionador 3582i</p>	<p>Valvula Samson 3241</p> <p>Con bridas</p> <p>Paso recto</p> <p>DN 15-300</p> <p>Presion nominal PN 40 (Class 300)</p> <p>Temperatura: (-10°C a 220°C)</p> <p>Accionamiento: 3277 con posicionador integrado</p> <p>Posicionador HART tipo 3780</p> <p>Posicionador PROFIBUS-PA tipo 3785</p> <p>Posicionador Fieldbus tipo 3787</p>
Fuente:[36]	Fuente: [37]

ANEXO L

Válvula de control por presión

Fisher	Samson
Vee-Ball V150	Tipo bola 3310
	
Especificaciones	Especificaciones
<p>Conexión con bridas ANSI B 16.5</p> <p>Margen de temperatura: (-29°C a 427°C)</p> <p>Instalación horizontal al eje Tamaño 3" a 12"</p> <p>Máxima rotación de la bola: 90°C</p> <p>Actuador neumático rotativo de piñón cremallera.</p> <p>Controlador: DVC6200 DVC6200F DVC6200P</p>	<p>Presión nominal ANSI Class 150 y 300</p> <p>Conexión con bridas ANSI B 16.5</p> <p>Paso de 1" a 10"</p> <p>Margen de temperatura: (-29°C a 220°C)</p> <p>Característica: Lineal o isoporcentual</p> <p>Accionamiento rotativo: Tipo BR 31a-SRP o -DAP o Tipo 3278</p>
Fuente:[38]	Fuente: [39]

ANEXO M

Válvula de seguridad y alivio

Farris Serie 2600/2600L	LESER Serie 526
	
Especificaciones	Especificaciones
<p>Especificación norma API 526</p> <p>Tamaño: 1" x 2" a 20" x 24"</p> <p>Rango de presiones: 15 a 6000 psig</p> <p>Rango de temperatura: (-267°C a 815°C)</p> <p>Materiales: Acero al carbono, acero inoxidable, Aceros aleados, Monel, Hastelloy C</p> <p>Opciones: Fuelles equilibrados, asiento para junta tórica, sombrerete abierto</p> <p>Aplicaciones: Aire, gas, vapor y líquidos</p> <p>Fuente:[40]</p>	<p>Especificación norma API 526</p> <p>Tamaño: 1" a 8"</p> <p>Rango de temperatura: (-267°C a 537.78°C)</p> <p>Rango de presiones: 2 a 6000 psig</p> <p>Conexión: ASME B16.5</p> <p>Materiales: Acero al carbono, acero inoxidable, Aceros aleados, Monel, Hastelloy , Inconel Fuelle INCONEL 625</p> <p>Aplicaciones: Aire, gas, vapor y líquidos</p> <p>Fuente: [41]</p>

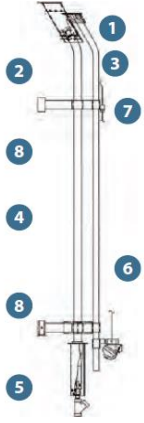
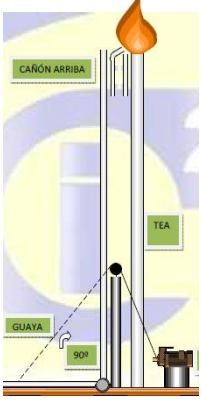
ANEXO N

Válvula shutdown

VALVITALIA Actuador ELA	Rotork IQ Pro
	
Especificaciones	Especificaciones
<p>Valvula de tapon Norma de dimensión: Asme B16.10 Diametros:1" a 12" Material: Hierro fundido: ASTM A126 Acero al carbon: ASTM A216 WCB Acero inoxidable: ASTM A351 CF8M C18 Prueba API598 Presiones: 175CWP a 500CWP ANSI 150, 300, 600 Servicio on/off Voltaje de motor: 208,280,380,460,575 a 60[Hz] Actuador multivuelta</p> <p>Comunicación Hart, Fieldbus, Profibus</p>	<p>Actuador multivuelta, cuarto de vuelta y de regulación. Con display LCD incorporado Actuador trifásico, monofásico y de corriente continua</p> <p>Control del motor completo integrado No intrusivos, configuración remota Control de par Rango de par : 14 a 3000 Nm, con combinación de reductores se puede aumentar Medida de posición IP68, NEMA4/4X/6</p> <p>Comunicación: Profibus, Foundation Fieldbus, Modbus y Devicenet</p>
Fuente:[42]	Fuente: [43]

ANEXO Ñ

Sistema de encendido a tea

PREMAC energy Piloto Standar	i2c Ltda I2C-AE01 RETRACTIL.
	
Especificaciones	Especificaciones
<p>1. Escudo de aire</p> <p>2. Tip del piloto en fundición CK-20</p> <p>3. Una o dos termocuplas en termopozo CK-20</p> <p>4. Línea de suministro de gas pilot</p> <p>5. Mezclador del piloto</p> <p>6. Frente generador de llama</p> <p>7. Cable de Termocuplas</p> <p>8. Retenedores flotantes</p>	<p>Electro válvula tipo solenoide para apertura y cierre automático de la línea de gas</p> <p>Regulador de flujo de gas combustible para piloto. Coraza metálica. Cables de alta temperatura.</p> <p>Tablero de control.</p> <p>Termocupla tipo K.</p> <p>Transformador de alto voltaje para ignición. Regulador de flujo de gas combustible para piloto.</p> <p>Arreglo de válvulas de corte.</p> <p>Spark plug (Bujía) de alto desempeño y calidad.</p>
Fuente:[44]	Fuente: [45]



ANEXO O

Detector de gas

Dec-tronics Model PIRECL	Honeywell XNX-Universal-Transmitter
	
Especificaciones	Especificaciones
<p>Deteccion de vapores de hidrocarburos inflamables</p> <p>Rango de temperatura: -40°C a $+75^{\circ}\text{C}$ (-40°F a $+167^{\circ}\text{F}$).</p> <p>Rango de deteccion: 0% a 100% de LFL (estándar)</p> <p>Configuración: HART, MODBUS o el software del sistema EQP.</p> <p>Protección de ingreso: IP66/IP67</p> <p>El margen de funcionamiento es de 18 a 32 V DC</p> <p>Carcasa: Acero inoxidable 316 Salida: 4- 20 mA</p>	<p>Detección de gas inflamable del 0 al 100 % LFL/LEL</p> <p>Rango de temperatura: -40°C to $+65^{\circ}\text{C}$ / -40°F to $+150^{\circ}\text{F}$</p> <p>Compatible con una amplia gama de sensores</p> <p>Display LCD iluminado Indicación local de nombre del gas, concentración, status, etc.</p> <p>18-32 VDC</p> <p>NEMA 4X IP66 Áreas clasificadas</p> <p>Carcasa: aluminio o acero inoxidable 316 Señal de salida 4-20mA; HART, opcional: relevadores, Modbus, Fieldbus</p>
Fuente:[46]	Fuente: [47]

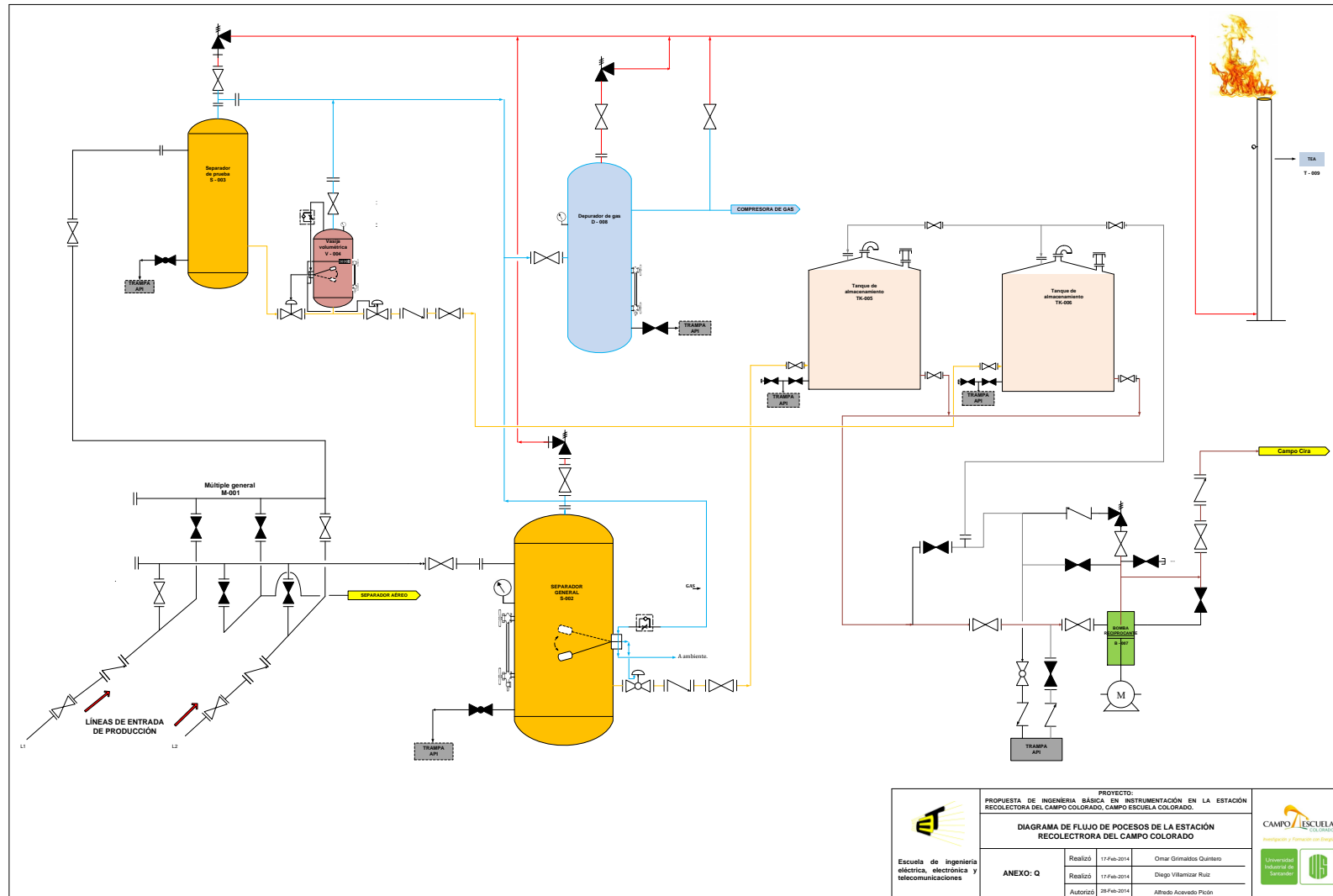
ANEXO P

Detector de fuego

Dec-tronics X3301	Honeywell Fire Sentry FS24X
	
Especificaciones	Especificaciones
<p>Detector de llama IR multiespectro</p> <p>Tensión de funcionamiento: 24 voltios CC, margen 18 a 30 V CC.</p> <p>Rango de temperatura: -40°F a +167°F (-40°C a +75°C).</p> <p>Carcasa: Aluminio sin cobre o acero inoxidable 316.</p> <p>Contactos con capacidad de 5A a 30 voltios CC</p> <p>Modelo antideflagrante</p> <p>Rango de humedad: 0 a 95% de humedad relativa.</p> <p>Conexión: 3/4 de pulgada NPT o 25 mm</p> <p>Campo de visualización: 90° horizontal por 75° vertical, a un mínimo de 70% de la distancia de detección en el eje.</p> <p>Fuente:[48]</p>	<p>Tecnología multiespectro Triple IR</p> <p>Detecta incendios causados por combustibles hidrocarburos y no hidrocarburos</p> <p>Campo de visión: Cono de visión de 110° 100%</p> <p>Conexión con conductos de 25 mm o dos NPT de ¾ de pulgada</p> <p>Registro de eventos</p> <p>Salida analógica de 4 a 20 mA</p> <p>Tensión de alimentación: 24 VCC nominal (18 a 32 VCC) (Regulada)</p> <p>Comunicación: ModBus RS-485 RS-485, FireBus II y HART.</p> <p>Indicaciones visuales.</p> <p>Carcasa: 4X, IP66 y NEMA 4</p> <p>Fuente: [49]</p>

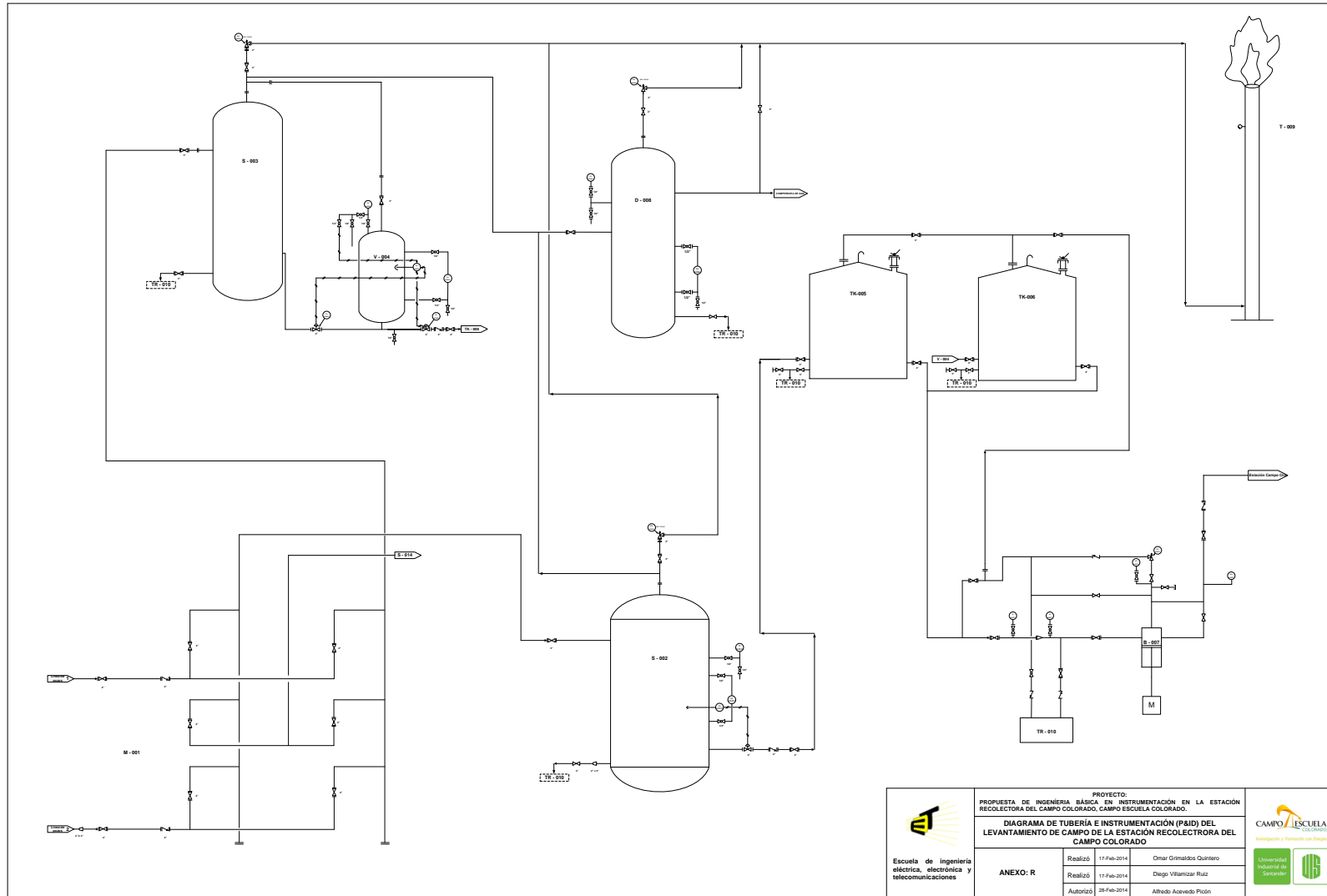
ANEXO Q

Diagrama de flujo de proceso de la estación recolectora del campo colorado.



ANEXO R

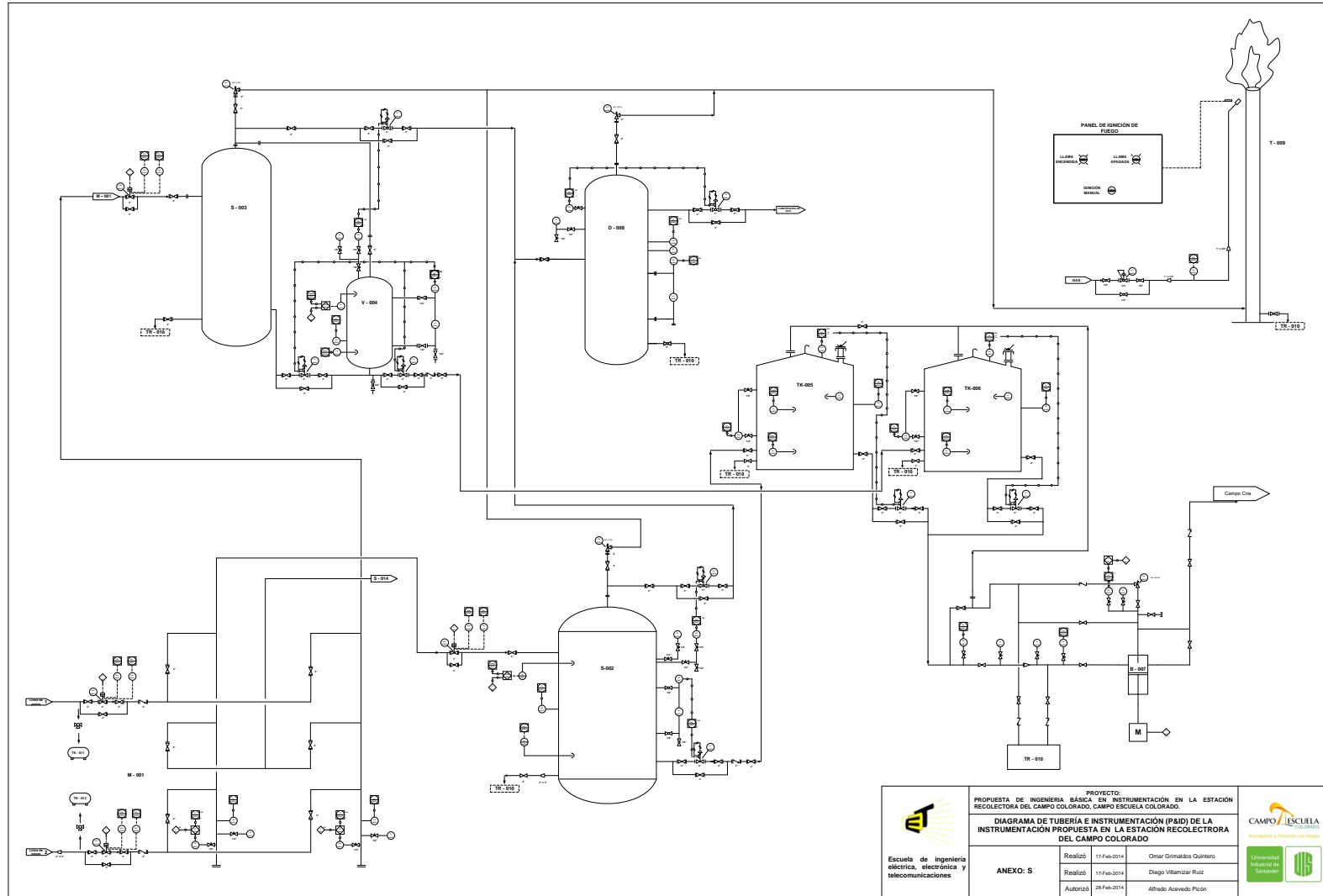
Diagrama de tubería e instrumentación (P&ID) del levantamiento de campo de la estación recolectora dl campo colorado



 <p style="font-size: 8px;">Escuela de Ingeniería eléctrica, electrónica y telecomunicaciones</p>	PROYECTO: PROPUESTA DE INGENIERÍA BÁSICA EN INSTRUMENTACIÓN EN LA ESTACIÓN RECOLECTORA DEL CAMPO COLORADO, CAMPO ESCUELA COLORADO.		 <p style="font-size: 8px;">UNIVERSIDAD DE SANTANDER Investigación y Formación con Energía</p>
	DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN (P&ID) DEL LEVANTAMIENTO DE CAMPO DE LA ESTACIÓN RECOLECTORA DEL CAMPO COLORADO		
ANEXO: R	Realizó	17-Feb-2014	Omar Gimelobos Quintero
	Realizó	17-Feb-2014	Diego Vitmariz Ruiz
	Autorizó	28-Feb-2014	Alfredo Acavedo Piñón

ANEXO S

Diagrama de tubería e instrumentación (**P&ID**) propuesto de la estación recolectora del campo colorado



 Escuela de Ingeniería eléctrica, electrónica y telecomunicaciones	PROYECTO: PROPUESTA DE INGENIERÍA BÁSICA EN INSTRUMENTACIÓN EN LA ESTACIÓN RECOLECTORA DEL CAMPO COLORADO, CAMPO ESCUELA COLORADO.		 CAMPO ESCUELA <small>Investigación y Formación con Dignidad</small>
	DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN (P&ID) DE LA INSTRUMENTACIÓN PROPUESTA EN LA ESTACIÓN RECOLECTORA DEL CAMPO COLORADO		
	ANEXO: S	Realizó 17-Feb-2014 Omar Grimaldo Quintana Realizó 17-Feb-2014 Diego Villalbar Ruiz Autorizó 28-Feb-2014 Alfredo Acevedo Picón	