

Manual de interpretación de diagramas P&ID en la industria de los hidrocarburos

Ana Yurley Chaves Suarez y Nicolás Toro Arias

Trabajo de grado para optar al título de ingeniero de petróleos

Director

German Gonzalez Silva

Doctor en ingeniería química

Co-director

Natalia Prieto Jimenez

Doctora en ingeniería química

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2022

Quiero dedicar este trabajo a mis padres, ellos han sido los forjadores de mis sueños, y con la ayuda de nuestro padre celestial quien me dio la vida y me permitió haber llegado hasta este maravilloso momento como lo es mi formación profesional.

A mi mamita Ana Irmis por ser una mujer dedicada y hacer de mí la persona que hoy soy.

A mi papito Luis Alberto quien con su esfuerzo me brinda su apoyo incondicional.

A mi mejor amigo, cómplice, compañero y novio Jhair Julián por siempre estar ahí apoyándome en cada decisión, por estar siempre para mí, gracias a Dios por ponerte en mi vida.

A toda mi familia por creer en mí.

Ana Yurley Chaves Suarez

AGRADECIMIENTOS

A mi padre Emerson Toro, mi madre Mery Arias y hermana Daniela Toro por ser los promotores de mis sueños, quienes con su amor, paciencia y dedicación hoy puedo decir que he cumplido un sueño más. Gracias por inculcarme valores y virtudes que hacen de mi ser, una mejor persona.

Ya Avril, un nuevo lucerito de amor en nuestras vidas.

A nuestro director Germán González por su paciencia, guía y buena disposición.

Gracias a la Universidad Industrial de Santander e igualmente a las personas que estuvieron en medio de este proceso.

Nicolás Toro Arias

Tabla de contenido

Introducción.....	15
1. Objetivo general.....	17
1.1. Objetivos específicos.....	17
2. Antecedentes	18
3. Diagramas de proceso	21
3.1. Tipos de diagramas de proceso	22
3.1.1. Diagrama de flujo de proceso (DFP)	22
3.1.2. Diagrama de balance de servicios industriales (DSI).....	25
3.1.3. Diagrama de sistemas de efluentes (DSE)	26
3.1.4. Diagrama de tubería e instrumentación (DTI)	26
3.2. Diagrama de tuberías e instrumentación (P&ID).....	27
3.2.1. Funciones y propósitos.....	29
3.2.2. Normativa aplicada	29
3.2.2.1. ISA - Sociedad de instrumentistas de América	30
3.2.2.2. DIN - Instituto Alemán de Normalización.....	31
3.2.2.3. PIP- Prácticas de la industria de procesos	31
3.2.2.4. ISO- Organización Internacional de Normalización	31
3.2.2.5. BS- Estándar Británico	32
3.2.3. <i>Software</i> para elaboración de P&IDS	32
3.2.3.1. Construcción de un P&ID.	34
3.2.3.2. Tipos de instrumentos según su funcionamiento en un proceso	40
3.3. Codificación de la instrumentación.....	46
3.3.1. Identificación de lazos de control.....	53
3.3.1.1. Lazo de control simple	56
3.3.1.2. Lazos de control múltiple	59
3.3.1.3. Lazo de control tipo control selectivo.....	61
3.3.2. Identificación de las líneas	63
3.3.3. Identificación de un equipo	66
4. Simbología de instrumentación industrial.....	68
4.1. Símbolos de ubicación	68
4.2. Simbología de equipos.....	70
4.2.1. Bombas.....	71
4.2.2. Compresores.....	71
4.2.3. Ventiladores.....	72
4.2.4. Intercambiadores de calor	73
4.2.5. Separadores	74
4.2.5.1. Mecánicos y por gravedad.....	75
4.2.6. Tanque de almacenamiento	75
4.2.7. Hornos y calderas.....	77
4.2.8. Mezcladores.....	77
4.2.9. Transporte estacionario	78
4.2.10. Brazo de carga	79

4.2.11. Filtros	80
4.3. Simbología de tuberías y líneas	81
4.3.1. Accesorios de tubería	97
4.4. Simbología de indicadores locales	98
4.5. Simbología de transmisores	99
4.6. Simbología de Switches / interruptor	100
4.7. Simbología de válvulas	102
4.8. Simbología de actuadores	109
4.9. Simbología por acción del actuador	110
4.10. Simbología de elementos	113
4.10.1. Elementos de flujo	113
4.10.2. Elementos de nivel	116
4.10.3. Elementos de presión	117
4.10.4. Elementos de temperatura	118
4.11. Peculiaridades en la representación de instrumentos	118
5. Estructura de una hoja del plano P&ID	122
5.1. Sección del Título	123
5.2. Sección de propiedad	124
5.3. Sección dibujos de referencia	125
5.4. Sección de revisión	125
5.5. Sección de notas	126
5.5.1. Notas de diseño	127
5.5.2. Notas del operador	128
5.6. Cajetín del P&ID	129
6. Paso a paso para la interpretación de planos P&ID	130
6.1. Esquemas de lazos de control en P&ID	131
6.2. Interpretación de un diagrama P&ID	136
6.2.1. Simbología involucrada	141
Conclusiones	150
Recomendaciones	152
Referencias bibliográficas	154

Lista de tablas

Tabla 1 Tipos de instrumentos según su funcionamiento	40
Tabla 2 Dispositivos y símbolos de ubicación	48
Tabla 3 Letras de identificación.....	51
Tabla 4 Nomenclatura de posibles combinaciones	66
Tabla 5 Códigos estándar de servicios	68
Tabla 6 Simbología de bombas.....	71
Tabla 7 Simbología de compresores	71
Tabla 8 Simbología de ventiladores.....	72
Tabla 9 Simbología de intercambiadores de calor	73
Tabla 10 Simbología de separadores	74
Tabla 11 Separadores mecánicos y por gravedad	75
Tabla 12 Tanques de almacenamiento	75
Tabla 13 Simbología de hornos y caldera	77
Tabla 14 Simbología de mezcladores	77
Tabla 15 Simbología de equipos de transporte estacionario.....	78
Tabla 16 Simbología brazo de carga.....	79
Tabla 17 Simbología de filtros.....	80
Tabla 18 Simbología de las líneas y tubería.....	82
Tabla 19 Simbología de accesorios de tubería.....	97
Tabla 20 Indicadores locales.....	98
Tabla 21 Simbología de transmisores	99
Tabla 22 Simbología de interruptores.....	100
Tabla 23 Simbología de válvulas	102
Tabla 24 Tipos de válvulas	106
Tabla 25 Simbología de actuadores	109
Tabla 26 Simbología por acción del actuador.....	110
Tabla 27 Simbología elementos de flujo.....	113
Tabla 28 Simbología elementos de nivel	116
Tabla 29 Elementos de Presión.....	117
Tabla 30 Simbología elementos de temperatura	118
Tabla 31 Ejemplo de notas de diseño.....	127
Tabla 32 Ejemplo notas del operador	129

Tabla de figuras

Figura 1 Diagrama de procesos.....	21
Figura 2 Diagrama de flujo de proceso.....	23
Figura 3 Clasificación de los diagramas de procesos.....	23
Figura 4 Diagrama de balance de servicios industriales	25
Figura 5 Diagrama P&ID.....	28
Figura 6 Representación de líneas cruzadas.....	37
Figura 7 Principio de funcionamiento de los instrumentos en los planos.....	45
Figura 8 Identificación de un instrumento	47
Figura 9 Información de un instrumento.....	50
Figura 10 Conector de la línea entrante	52
Figura 11 Codificación de un instrumento.....	54
Figura 12 Lazo de control.....	55
Figura 13 Lazo de control simple	57
Figura 14 Configuración de los lazos de control	58
Figura 15 Lazo de control múltiple.....	59
Figura 16 Lazo de control tipo cascada	60
Figura 17 Lazo de control tipo control selectivo	62
Figura 18 Lazo de control tipo superpuesto.....	63
Figura 19 Ubicación del identificador (tag) en líneas	64
Figura 20 Codificación de líneas	65
Figura 21 Identificación de un tanque	67
Figura 22 Bypass común.....	85
Figura 23 Bypass con reservorio.....	86
Figura 24 Bypass con reservorio y tratador	86
Figura 25 Bypass con reservorio para disposición.....	87
Figura 26 Tipos de arreglos de tuberías	89
Figura 27 Trazador de calor en una sección de tubería para evitar condensación de vapores y generación de dos fases.....	90
Figura 28 Demister para captación de condensados en un P&ID	91
Figura 29 Representación de tipos de trampas de vapor	91
Figura 30 Filtros temporales	92
Figura 31 Filtros permanentes	93

Figura 32 Representación de un reductor en P&IDs	94
Figura 33 Representación de un amplificador en P&IDs.....	94
Figura 34 Uso de amplificadores o reductores de líneas para acoplamiento de líneas	94
Figura 35 Conexión tipo "T"	95
Figura 36 Conexión tipo T con amplificador	96
Figura 37 Terminaciones de tuberías	96
Figura 38 Identificación de accesorios especiales	97
Figura 39 Ejemplo de la representación de instrumentos locales	99
Figura 40 Ejemplo de transmisores en el plano	100
Figura 41 Ejemplo de interruptores en el plano	101
Figura 42 Válvulas según su función	104
Figura 43 Arreglo de válvulas en un plano.....	105
Figura 44 Válvula con o sin posicionador	107
Figura 45 Volante manual de la válvula	107
Figura 46 Posición de fallo de la válvula.....	108
Figura 47 Disposición de la válvula	108
Figura 48 Arreglo transmisor con sensor.....	119
Figura 49 Transmisor en cabeza del sensor	119
Figura 50 Adición de un termopozo al proceso.....	120
Figura 51 Esquema cuando el transmisor no se encuentra en cabeza del equipo	121
Figura 52 Transmisor de caudal con sensor.....	121
Figura 53 Simbología transmisores de caudal	122
Figura 54 Estructura de una hoja de un P&ID.....	123
Figura 55 Sección del título	124
Figura 56 Sección de propiedad.....	124
Figura 57 Sección dibujos de referencia.....	125
Figura 58 Sección de revisión.....	126
Figura 59 Notas específicas	127
Figura 60 Información del cajetín.....	130
Figura 61 Ejemplo #1 lazo de control.....	132
Figura 62 Ejemplo #2 lazo de control.....	134
Figura 63 Diagrama P&ID.....	137
Figura 64 Columna de destilación C-3201	141
Figura 65 Separador Nafta - Agua V-3202.....	142

Figura 66 Bomba centrífuga impulsada por motor eléctrico	142
Figura 67 Bomba recíproca impulsada por motor eléctrico	143
Figura 68 Condensador de tope	143
Figura 69 Líneas P&ID.....	144
Figura 70 Válvula tipo cheque.....	144
Figura 71 Válvula de compuerta.....	144
Figura 72 Válvula tipo globo	145
Figura 73 Válvula de alivio	145
Figura 74 Arreglo de válvulas con sistema bypass	145
Figura 75 Enclavamiento lógico	146
Figura 76 Drenaje	146
Figura 77 Amortiguador de pulsaciones.....	146
Figura 78 Reductor / amplificador del tamaño de la línea.....	147
Figura 79 Colador tipo Y	147
Figura 80 Representación línea de alimentación	147
Figura 81 Flecha de continuación del flujo	147
Figura 82 Transformador de señal	148

RESUMEN

TITULO:

Manual de interpretación de diagramas P&ID en la industria de los hidrocarburos. *

AUTORES:

CHAVES SUAREZ, Ana Yurley

TORO ARIAS, Nicolás**

PALABRAS CLAVE:

P&ID, diagrama, plano, estandarización, simbología, interpretación.

DESCRIPCIÓN:

Se pretende con este manual brindar una guía elaborada de cómo interpretar correctamente los planos P&ID que se encuentran presentes en las etapas primarias, medianas y maduras de desarrollo de complejos industriales característicos de la industria del petróleo y gas, el manual está dotado con amplia representación de equipos, líneas y señales utilizadas en la refinación del petróleo crudo, estos símbolos cuentan con sistemas de control al momento de su impresión en los planos, dicho control de parámetros se hace mediante lazos de control para permitir que los sistemas sean productivos y sostenibles a través de la automatización de procesos. La simbología utilizada es una recopilación de homólogos presentes en diferentes sistemas internacionales de normalización, los símbolos aquí presentados están respaldados por normas internacionales de estandarización en donde la más comúnmente usada es la ISO (*International Organization for Standardization*) debido a los numerosos procesos que abarca, define, controla y estandariza. Al final de la guía el usuario será capaz de reconocer tipos de procesos mediante la familiaridad con diferente simbología ilustrada, podrá identificar los controles aplicados a los procesos y será capaz de inferir resultados esperados en los complejos mediante un arreglo esquemático de instrumentación y control definido.

* Trabajo de grado

** Facultad de Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director German Gonzalez Silva, Ph. D. Codirector Natalia Prieto Jimenez, Ph. D

ABSTRACT**TITLE:**

Manual of interpretation of P&ID diagrams in the hydrocarbon industry.*

AUTHORS:

CHAVES SUAREZ, Ana Yurley

TORO ARIAS, Nicolás**

KEYWORDS:

P&ID, diagram, plan, standardization, symbology, interpretation.

DESCRIPTION :

This manual is intended to provide an elaborate guide on how to correctly interpret the P&ID plans that are present in the primary, medium and mature stages of development of industrial complexes characteristic of the oil and gas industry, the manual is endowed with a wide representation of equipment, lines and signs used in the refining of crude oil, these symbols have control systems at the time of printing on the plans, said control of parameters is done through control loops to allow the systems to be productive and sustainable through of process automation. The symbology used is a compilation of counterparts present in different international standardization systems, the symbols presented here are supported by international standards of standardization where the most commonly used is the ISO (International Organization for Standardization) due to the numerous processes it covers, define, control and standardize. At the end of the guide, the user will be able to recognize types of processes through familiarity with different illustrated symbols, will be able to identify the controls applied to the processes and will be able to infer expected results in the complexes through a schematic arrangement of instrumentation and defined control.

* Bachelor thesis

** Faculty of Physical Chemistry. School of Petroleum Engineering. Director German Gonzalez Silva, Ph. D. Codirector Natalia Prieto Jimenez, Ph. D

Introducción

Dentro de los procesos industriales de interés de este proyecto está la transformación de materia prima para así entregar resultados llamados productos, es por eso que aparece la necesidad de una representación gráfica de cada uno de los componentes que ayudan a que esta materia prima (material de ingreso, petróleo crudo) sea convertida en utilidad energética (productos, refinados). Debido a la abundante cantidad de accesorios e instrumentos presentes en la industria es que de vital importancia tener claridad sobre ellos, tanto lo que respecta a su función dentro del agregado como la diferencia con otros de su misma especie. En el presente trabajo de grado se quiere proporcionar una guía para la interpretación de planos tipo P&ID (*piping and instrumentation diagram*, por sus siglas en inglés) utilizados en la industria de los hidrocarburos, específicamente hablando en las diferentes facilidades de superficie y otros accesorios que en este sector se pueden encontrar. Cabe aclarar que estas normativas están regidas por una serie de patrones o normas de estandarización ya establecidos que incluyen la ISO (Organización internacional de normalización), ISA (*Instrument Society of America*) y el Instituto Alemán de Normalización (DIN); dichas normativas muestran una simbología establecida para el fácil entendimiento de cada uno de los accesorios que en un plano P&ID o diagrama de flujo que están presentes, tales como válvulas, llaves de paso, líneas a donde estas se conectan, coderas o cualquier otro artefacto que se relacione a una planta de procesos.

Los diagramas P&ID realizan un papel de cooperador para el ingeniero debido a que este favorece la fácil modificación y/o mantenimiento del proceso que describe, ya que en este se representa una secuencia física de todos los integrantes (accesorios e instrumentos industriales) que forman dicha cohorte (arreglo de control) y como todos forman un conjunto. En las etapas

tempranas de un proyecto se requiere una pre-visualización de cómo quedará todo el conjunto de accesorios dentro de la planta a desarrollar. Este paso se hace con el ánimo de que el profesional pueda hacer correcciones o ajustes previos tales como los sistemas de control, la seguridad operacional y operatividad para así lograr hacer correcciones tempranas, lo que traduce en evitar una mala inversión o gastos excesivos repentinos, como también para mejorar, corregir u optimizar el proceso posterior al diseño y construcción de cualquier complejo.

En la industria del gas y petróleo los procesos son representados mediante planos P&ID, planos que se encuentran representados por la instrumentación de equipos y las tuberías que los interconectan junto con otros accesorios, así como los rasgos distintivos de diseño y dimensiones principales de los dispositivos. Por ello, para el ingeniero de procesos es indispensable tener un ordenamiento para entender y mejorar la capacidad de interpretación y así comprender la información contenida; de igual manera, esta información de los diagramas es de gran aporte para posteriormente fabricar, ensamblar, solucionar problemas, reparar y operar una pieza dentro del sistema en proceso identificando los líneas de bypass, reciclaje o purga, todas estas se traducen en opciones cuando es necesario separar un componente de un complejo sin afectar el normal proceso de tratamiento y poder minimizar costos por mantenimiento preventivo y periódico a unidades que así lo requieren.

1. Objetivo general

- Elaborar un manual para la interpretación de diagramas P&ID utilizados en la industria de los hidrocarburos.

1.1. Objetivos específicos

- Describir la normativa internacional para la interpretación de diagramas P&ID utilizados en la industria de los hidrocarburos.
- Identificar y simplificar la simbología utilizada para la elaboración de planos.
- Aplicar un diagrama P&ID a una sección de un campo petrolero

2. Antecedentes

El uso de instrumentos se empezaron a introducir con la civilización, y de acuerdo con el desarrollo de la humanidad, surgió debido a las necesidades y requerimientos de los procesos industriales, los instrumentos industriales se encargan de transmitir y regular automáticamente magnitudes químicas y físicas, razón por la cual son importantes para la operación del proceso, tanto para fines de seguridad como de calidad, ya que, para industrializar un proceso, se debe tener información sobre su condición de forma confiable y precisa.

A comienzos de la era industrial, los operadores solo tenían control manual de parámetros como tiempo, temperatura, caudal, utilizando instrumentos simples (manómetros, termómetros, válvulas manuales) que eran suficientes debido a la relativa simplicidad del proceso. Sin embargo, como los procesos vienen siendo cada vez más complejos, necesitan ser automatizados gradualmente por los dispositivos de control y medición más sofisticados. Estos dispositivos han liberado a los operadores de las funciones de operación física directamente en la planta, al tiempo que le permiten la tarea única de supervisar y monitorear el proceso desde un centro de control ubicado en el mismo proceso o en una sala aislada separada. Así mismo, con la ayuda de estos instrumentos, se pueden elaborar productos complicados en condiciones de calidad y características constantes que serían difíciles o casi que imposibles de lograr para los operadores con solo el control manual (Rivera Medinilla & Gutierrez Fonseca, 2014).

Antes de 1920, la instrumentación y la automatización eran dispositivos mecánicos portátiles, junto con moderadores trabajando en paralelo con el proceso. No existe un método formal o modelo matemático para el control de variables prevaleciendo lo métodos heurísticos, basados en el ensayo y error o la causalidad. Posteriormente, siguió el desarrollo de

las herramientas de instrumentación debido a las necesidades de nuevos procesos industriales como la refinación del petróleo.

Inicialmente, el origen del diagrama de flujo no estaba claro. Un sistema bien estructurado para documentar un procedimiento con una serie de pasos consecutivos y alternos, el proceso de “diagrama de flujo” fue introducido por el señor Frank Gilbreth mediante la Sociedad Estadounidense de Ingenieros Mecánicos (*ASME*) siendo declarado “procesos gráficos” en el año 1921. Posteriormente de 1930 a 1940, continuó el desarrollo de sistemas más confiables, se construyeron los primeros servomecánicos, se utilizaron los dispositivos neumáticos y se desarrollaron los catalizadores. En el campo de sistemas de control se crearon los controladores industriales.

Durante la década de 1940 – 1950, las fábricas alcanzaron una alta capacidad de producción, aumentando en tamaño y complejidad. Durante este periodo se crearon los primeros dispositivos electrónicos, basados en potenciómetros. Se construyeron las primeras celdas de presión diferencial y los transmisores.

Tras el desarrollo de herramientas electrónicas y neumáticas, los procesos se fueron haciendo cada vez más complejos y su optimización se convirtió en una necesidad. Las computadoras comenzaron a usarse en esta etapa. Las primeras computadoras electrónicas aparecieron alrededor de 1946, pero las computadoras se desarrollaron realmente entre 1960 y 1965, se utilizaron principalmente en centrales térmicas, en las industrias metalúrgica, química y petroquímica; siendo capaces de controlar y optimizar los procesos de una planta,

consiguiendo productos de alta calidad y estables con importantes ahorros en la producción, a pesar de los altos costos.

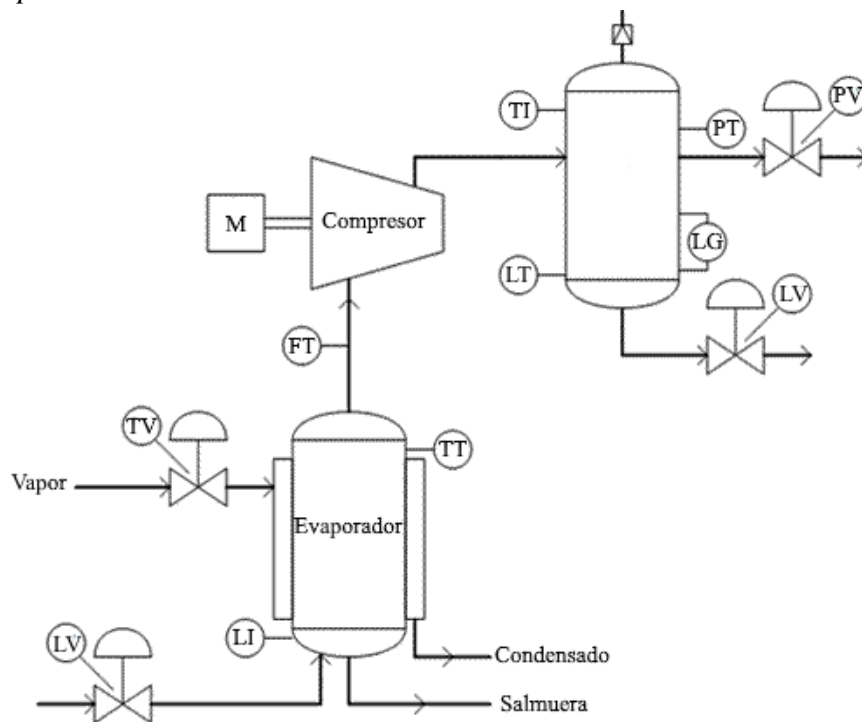
La demanda industrial ha sido y sigue siendo el motor del ingenio de los fabricantes o de los propios usuarios a la hora de diseñar y fabricar herramientas adecuadas a los procesos industriales. Día tras día, la industria crea un indicio para generar una nueva revolución, para acoplar la producción y las actividades avanzadas implementando tecnologías intelectuales que se integran en la organización, participando en el mundo de datos digitales y análisis para enfrentar los desafíos y las expectativas de la nueva revolución industrial digitalizando procesos productivos ya sea mediante sensores o sistemas de información para convertir sus procesos y aumentar su efectividad. La base para explicar los procesos basados en la comprensión de los diagramas principales, a menudo utilizados para describir los procesos químicos, el éxito del proceso se puede lograr mediante el uso de documentos estándar desarrollado en cada proyecto como *P&ID* es el documento más importante, ya que muestra cómo debe funcionar la fábrica y es muy útil para cada miembro del proyecto; así mismo, proporciona ilustraciones con símbolos estandarizados para facilitar una explicación simple y precisa.

3. Diagramas de proceso

Muchas veces no es necesario realizar un diagrama tipo P&ID, como el de la Figura 1, para todo sistema industrial que se quiera representar debido a que este requiere precisión, información detallada de todos los equipos, válvulas, tubería y accesorios presentes en él. Normalmente los P&ID se elaboran como documentos base de alto nivel técnico de un complejo industrial y por esta misma razón existen otros tipos de diagramas con propósitos menores o más específicos y aunque el P&ID los contiene casi todos, es importante mencionar los otros para no confundirlos con los P&ID y no creer que se trata de un DIT (diagrama de instrumentación y tuberías) falto de información, cuando la finalidad es ayudar al lector a interpretarlos.

Figura 1

Diagrama de procesos



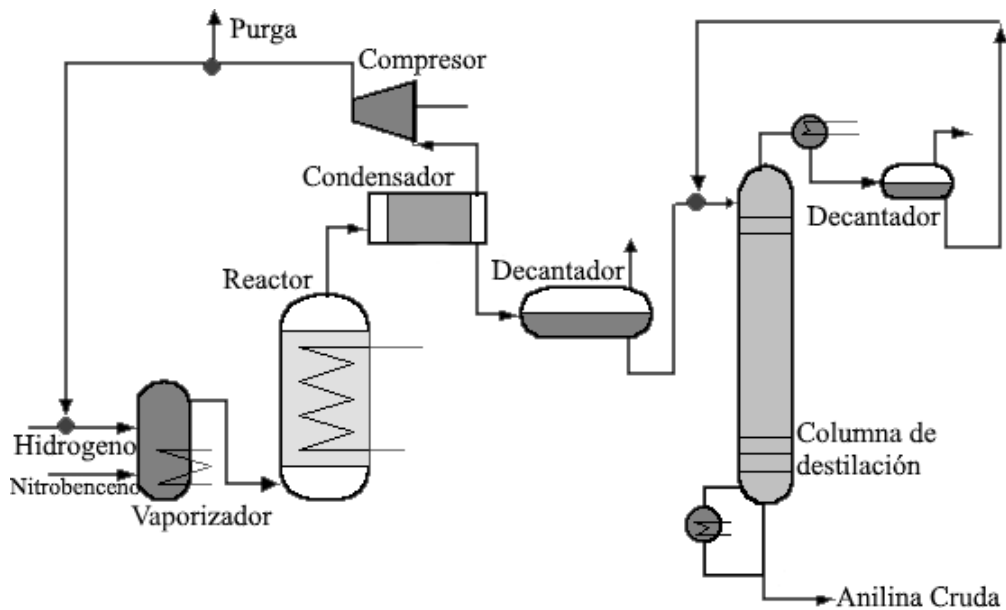
Nota. Adaptado de instrumentación y control

3.1. Tipos de diagramas de proceso

Los diagramas representan esquemas de un algoritmo mediante un gráfico, basándose en el uso de símbolos que presentan diferentes operaciones y estas dan solución a un problema. Estos diagramas utilizan símbolos que se conectan mediante flechas indicando una secuencia operacional; su objetivo es facilitar la forma en que es representado el flujo de datos mediante un sistema para el procesamiento de la información. Seguidamente se da a conocer los diferentes tipos de diagramas que existen:

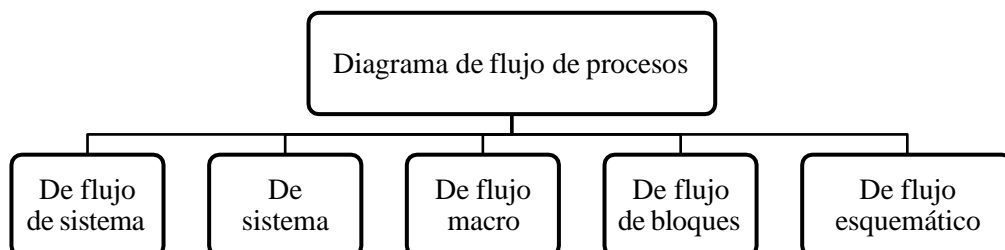
3.1.1. Diagrama de flujo de proceso (DFP)

Estos tipos de diagramas se caracterizan por contener la representación de las interacciones que poseen los instrumentos y equipos con las líneas en un proceso, carece de información de la instrumentación utilizada, así como tampoco posee tamaños nominales, capacidades o sistemas de protección especiales a equipos o accesorios. Como se puede observar en la Figura 2, estos diagramas son construidos con el ánimo de identificar los principales flujos de fluidos dentro de los complejos industriales, son visualmente menos saturados en comparación con los P&ID y son antecesores a los diagramas de instrumentación en las etapas de planeación y desarrollo de los complejos, baterías o estaciones; reciben varios nombres en base a la manera que estos representan una sucesión, los más triviales se listan en la Figura 3.

Figura 2*Diagrama de flujo de proceso*

Nota. Adaptado de preparación del diagrama de flujo -Procedimiento ingeniería.

Los propósitos de los diagramas varían debido a que en ellos se ilustran la representación esquemática de los procesos y su control básico, facilita la identificación de fluidos presentes en el proceso y su disposición es representada en estos tipos de diagramas, muchas veces incluye el balance de masa y sirve como guía para desarrollar los P&ID.

Figura 3*Clasificación de los diagramas de proceso*

El ingeniero de petróleos y/o de procesos será el responsable del desarrollo de este tipo de diagramas desde la primera emisión hasta la aprobación final. Dicha persona debe recopilar la información necesaria en acompañamiento del ingeniero de instrumentación para el balance de masa el cual debe contener ciertas características de las corrientes de alimentación como el consecutivo de la corriente, el *tag* identificativo, el tipo de flujo, la temperatura, la presión, la viscosidad, el estado físico de la corriente y la gravedad específica o densidad del fluido.

Los datos requeridos van de la mano con el tipo de proceso representado y depende de la decisión de ingeniería sobre cual es más representativo, esta decisión debe ser aprobada por la gerencia del proyecto y presentada por el ingeniero a cargo del diseño del DFP. Por lo general las corrientes son representadas de manera porcentual con respecto a los componentes de cada corriente y demás propiedades del flujo, esto es expresado a través de un documento anexo al plano con un sumario de propiedades de las corrientes de ingreso al sistema.

Los equipos presentes en este tipo de diagramas deben tener cierta información básica que permita una mejor lectura del proceso representado es por ello que cada instrumento debe contener cierta información tal como, código de identificación, nombre del equipo y características para operación. Y para casi todos los equipos mostrados es básicamente la misma información exigida y necesaria para representar un equipo.

En este tipo de diagrama los equipos anexos o de apoyo al sistema no son representados gráficamente es por ello que para la creación del DFP solo será necesario mencionar que existe un equipo en paralelo y aledaño al equipo principal y se hará la mención del código de identificación.

Las líneas o corriente de proceso presentes en los DFP son identificadas por un rombo con un número que hace referencia al balance de masa y energía de esa línea; dicha línea debe cumplir ciertos criterios como la numeración de corriente principales y secundarias, la

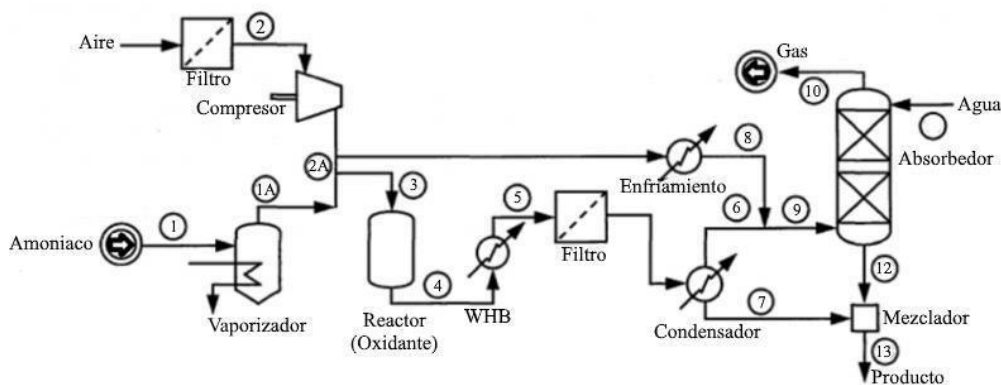
numeración de la corriente en paralelo, el orden secuencias de las corrientes en base al proceso que se representa en el DFP, la identificación de las corrientes inmediatas a cada equipo del sistema.

3.1.2. Diagrama de balance de servicios industriales (DSI)

Este tipo de diagrama suele ser de mayor elaboración al DFP debido a que contiene el balance general presente en el sistema estudiado, mostrando su propósito de funcionamiento en la planta, y contiene además el esquema para el balance de masa como se enseña en la Figura 4 para diferentes tipos de sistemas internos del complejo industrial aquí representado como lo son los sistemas de arranque, operación normal, sistemas de parada y producciones máximas y mínimas.

Figura 4

Diagrama de balance de servicios industriales



LíneaNo.	1	1A	2	2A	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Corriente	Amoniaco	Vapor de amoniaco	Aire filtrado	Aire oxidante	Alimentación del oxidador	Salida del oxidante	Salida del WHB	Alimentador del oxidador	Ácido condensado	Aire secundario	Alimentación del absorbedor	Gas de cola (2)	Alimentación de agua	Ácido absorbente	Producto ácido
Componente															
NH3	731	731	-	-	731	Nulo	-	-	-	-	-	-	-	-	-
O2	-	-	3036,9	2628,2	2628,2	935,7	(935,7)(1)	275,2	Trazas	408,7	683,9	371,5	-	Trazas	Trazas
N2	-	-	9990,8	8644,7	8644,7	8668,8	8668,8	8668,8	Trazas	1346,1	10014,7	10014,7	-	Trazas	Trazas
NO	-	-	-	-	-	1238,4	1238,4	202,5	-	-	202,5	21,9	-	Trazas	Trazas
NO2	-	-	-	-	-	Trazas	(?)	967,2	-	-	967,2	(Trazas)	-	Trazas	Trazas
HNO3	-	-	-	-	-	Nulo	Nulo	-	850,6	-	-	-	-	1704	2544,6
H2O	-	-	Trazas	-	-	1161	1161	29,4	1010,1	-	29,4	26,3	1376,9	1136	2146
TOTAL	731	731	13027,7	11272,9	12003,9	12003,9	12003,9	10143,1	1860,7	1754,8	11897,7	10434,4	1376,9	2840	4690,6
P (bar)	8	8	1	8	8	8	8	8	1	8	8	1	8	1	1
T°C	15	20	15	230	217	907	234	40	40	40	40	25	25	40	43

Nota. Adaptado de Arveng training y engineering

Este tipo de diagrama representa típicamente procesos tales como sistemas de refrigeración, tratamiento de aguas, sistemas de generación de vapor y condensados, generación de potencial principal y auxiliar, sistemas contra incendio entre otros.

3.1.3. Diagrama de sistemas de efluentes (DSE)

En este tipo de diagrama contiene todos los efluentes líquidos, gases, sólidos y su procedimiento en el tratamiento para asegurar la calidad ambiental. Estos tipos de diagramas son altamente usados por el departamento HSEQ de las empresas debido a que a partir de ellos se puede conocer los puntos de disposición de todos los efluentes presentes en el campo, estaciones y/o baterías. Los casos más triviales para su uso dentro de un campo petrolero son la disposición de: agua de inyección, agua de lluvias, aguas a ríos o cuerpos de agua cumpliendo normatividad establecida, residuos sólidos impregnados de hidrocarburos como resultado de un proceso industrial, sistema de alivio en pozo, gas o tea.

3.1.4. Diagrama de tubería e instrumentación (DTI)

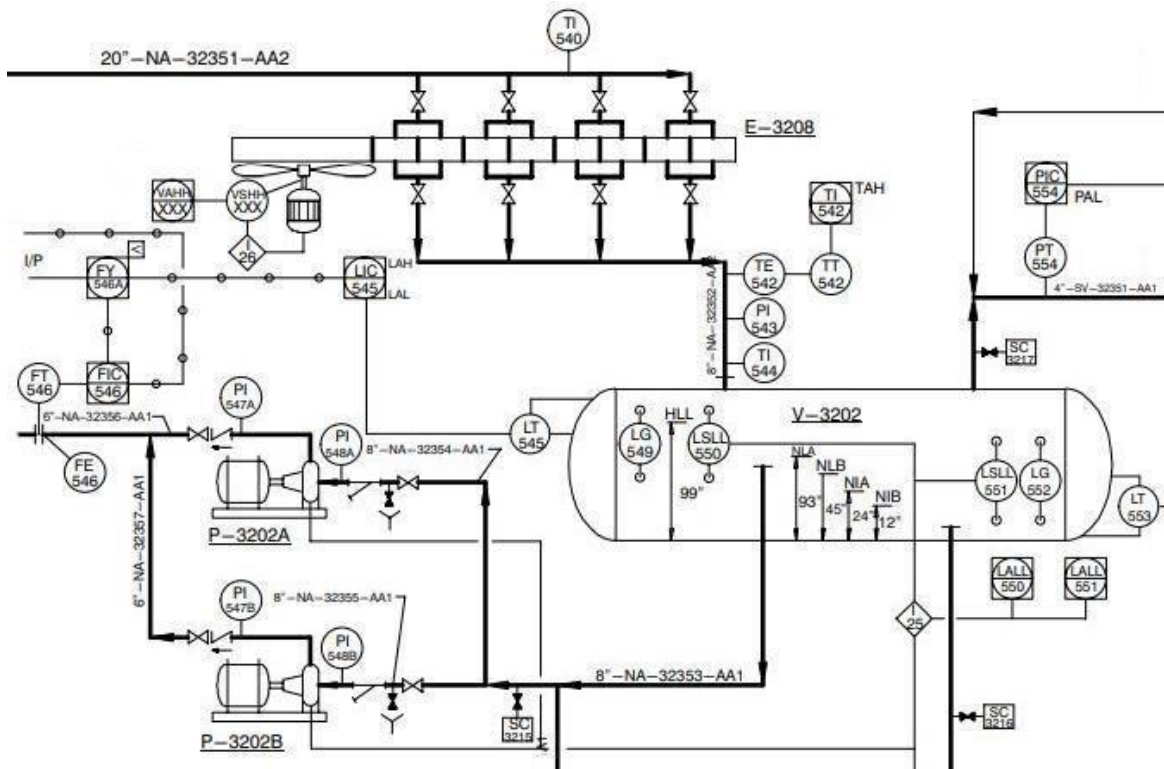
Este tipo de diagrama también conocido como P&ID muchas veces suele ser el más complejo ya que en él se detallan todas las características mecánicas de dispositivos, equipos, tuberías y válvulas, incluso los lazos de control para inspeccionar las operaciones y haciendo estas seguras. En este tipo de diagramas se centra el presente manual ya que a partir de ellos se puede construir plantas, realizar cambios por ingeniería y/u optimizar un sistema, es por ello que es requerido un alto nivel de precisión e información confiable y completa sobre las

características de cada instrumento aquí representado. La elaboración de estos diagramas requiere de un exhaustivo trabajo cooperativo por parte de diferentes profesionales, un grupo integrado por ingenieros: de petróleos, de procesos, mecánicos, de calidad/integridad e instrumentistas, debido a que cada profesional desempeñará una tarea importante para la elaboración de este tipo de planos. El ingeniero de procesos será el responsable de la emisión inicial del diagrama y será el representante hasta su emisión final.

Generalmente existen unas designaciones para cada profesional dentro del proceso de elaboración de P&IDs pero algunas veces los roles son cambiados dependiendo del tipo de proceso industrial representado en el diagrama, el arreglo típico es que el ingeniero de petróleos o de procesos sea el líder para complejos industriales que refinan o traten petróleo crudo, el ingeniero mecánico es aquel encargado de la selección de materiales óptimos de tuberías, válvulas, puntos de enlace y accesorios el instrumentista será encargado de los arreglos ideales para llevar a cabo procesos y así obtener versiones definitivas del P&ID. Muchas veces por experiencia y experticia de los profesionales los roles pueden verse modificados.

3.2. Diagrama de tuberías e instrumentación (P&ID)

La Figura 5 muestra cómo es representado un diagrama P&ID, estos planos se utilizan para planificar procesos existentes, reemplazar equipos o administrar la implementación de nuevos equipos, lo que le permite realizar los cambios apropiados de manera segura y efectiva. Estas instalaciones son bastante grandes y se basan en diagramas que muestran el procesamiento en línea, el ensamblaje, las herramientas y otros equipos instalados necesarios para un proceso en particular.

Figura 5*Diagrama P&ID*

Nota. Sección de imagen tomada del plano P&ID de Preparación de diagramas de proceso, PDVSA

Es un diagrama de flujo de proceso (DFP) detallado, esto incluye todos los dispositivos básicos, piezas de tubería (mantenimiento, tamaño, especificaciones, clasificación, aislamientos, etc.), detalles de la herramienta (por ejemplo, dispositivos de presión, temperatura, dispositivos de protección y válvulas) y la ruta real de las condiciones de tuberías (por ejemplo, flujo libre, pendiente, longitudes) Estos dispositivos incluyen variedad de simbología que permiten la identificación de los componentes en el proceso como las líneas, tamaño de tuberías válvulas de control, alarmas, niveles purgas , limpieza, bombas entre otros.

3.2.1. Funciones y propósitos

Tecnifican los diagramas de flujos proporcionando información detallada sobre tuberías, circuitos de control y apagado, sistemas de seguridad ante contingencia, información puntual y detallada de accesorios e instrumentos presentes en campo y cuartos de control tanto aledaños como remotos, posee también información básica sobre la puesta en marcha y el funcionamiento de equipos. Son usados para conocer dimensionamiento de los componentes representados y su rol dentro del lazo de control al que pertenecen. Estos diagramas son usados para esquematizar de manera coherente y organizada, de esta manera logran incluir la mayor cantidad de información dentro de un croquis que permitirá al usuario generar una vista amplia de un proceso específico.

3.2.2. Normativa aplicada

La simbología utilizada para representar los diagramas de los procesos que existen en la industria está fijada mediante normas y estándares, las cuales ayudan a facilitar en entendimiento y así tener una uniformidad a la hora de comprender, entender y comunicar los procesos. La simbología estándar que se usa con más frecuencia en estos diagramas se basa en gran medida en el estándar de la sociedad de instrumentos de América (ISA). Esta norma se utiliza en las industrias química y petroquímica, metalurgia, aire acondicionado, generadores y muchos otros procesos que existen en la industria. La norma además de dar a conocer la simbología de los equipos de procesos también brinda información de los diferentes instrumentos y elementos que se utilizan como líneas y círculos, para mostrar cómo se relacionan entre sí los diferentes elementos del proceso y las funciones de cada herramienta.

3.2.2.1. ISA - Sociedad de instrumentistas de América. ANSI / ISA - S5.1 2009

Identificación y símbolos de instrumentación: En esta norma ANSI/ ISA- S5.1 se expone una serie de simbología y signos que se emplean en los sistemas de instrumentación, con el fin de establecer una forma unificada de representar y definir diferentes equipos y su funcionamiento, sistemas de control y sistemas de monitoreo (Iturralde, 2017). Esto se hace proporcionando un sistema designado que consta de diagramas e identificadores.

ANSI / ISA - S5.2 Diagramas lógicos binarios para operaciones de procesos: La norma ANSI / ISA -S5.2 su fin es mediante los diagramas generar una secuencia de programación binaria y lógica para que el sistema en proceso de operación funcione correctamente y así fortalecer la comunicación de operación entre el personal (Creus, 2010).

ANS I/ ISA - S5.3 (1983) Símbolos gráficos para el control distribuido, sistemas lógicos y computarizados: Esta norma es el complemento de la ANSI / ISA 5.1. ya que contiene la documentación de configuración para un tipo específico de instrumento: controladores, minicomputadoras, computadoras programables, y sistemas basados en microprocesadores que comparten funciones de mando, visualización u otra interfaz (ISA--The Instrumentation, 1983). Contiene los símbolos y términos necesarios para describir estos dispositivos.

ANSI / ISA - S5.4 Diagramas de lazo de instrumentación: La Normativa ANSI / ISA - S5.4 proporciona una orientación para la elaboración y desempeño de los lazos en los diagramas de instrumentación, estos sirven para dar inicio a la construcción, diseño, operación, mantenimientos y modificación en el sistema. Igualmente favorece al entendimiento y comprensión de estos lazos y así ayuda a mejorar la comunicación entre el personal a cargo.

ANSI / ISA - S5.5 Símbolos gráficos para visualización de procesos: En la ANSI / ISA - S5.5 Esta norma se muestra como anexo complementario a las normas anteriores por que hace la integración de la simbología gráfica y los diagramas de proceso típicos presentes en la industria.

3.2.2.2. DIN - Instituto Alemán de Normalización. DIN 19227: Parte 1: Código de identificación de instrumentos y controles, define símbolos gráficos para la representación principal de la herramienta y el control del proceso, incluido el aprovisionamiento de equipos como pueden ser de medida y de control (*Creus,2010*). Parte 2: Símbolos y gráficos: Representación detallada de las funciones definidas en la primera parte de la misma norma.

DIN 40700-40717 Conjunto de normas que establecen la representación de símbolos gráficos que van desde conexiones hasta instalaciones eléctricas.

3.2.2.3. PIP- Prácticas de la industria de procesos. PIP PIC001 2008 Criterios de documentación en Diagramas de Piping e Instrumentación: Describe los requisitos de formato y contenido para crear nuevos esquemas de P&ID (*PIP PIC001, 2008*) intentando lograr un compromiso entre mostrar la mayor cantidad de datos posible y hacer que el esquema sea legible y de fácil interpretación. Incluye símbolos y nomenclatura para instrumentación, tubería y equipo en general.

3.2.2.4. ISO- Organización Internacional de Normalización. ISO 14617: Símbolos gráficos para diagramas: Conjunto de símbolos utilizados en diagramas, planos, mapas y documentos técnicos relacionados con la ingeniería y la construcción.

ISO 10628 - 1 del 2014: Diagramas para la industria química y petroquímica: Establece clasificación, contenido y presentación de diagramas de procesos, definir reglas de distribución para las industrias química y petroquímica.

3.2.2.5. BS- Estándar Británico. BS 1646 (1979-1984): Representación simbólica de las funciones de control de medida de procesos e instrumentación. Define una serie de símbolos básicos, divididos en cuatro secciones: primera parte las funciones de control y medida en un proceso, segunda parte las especificaciones de requisitos básicos adicionales, tercera parte la simbología detallada para los diagramas de interconexión de instrumentación, como las líneas de señal y la cuarta parte las funciones relacionadas con la interfaz, control y visualización compartidos, y ordenadores.

3.2.3. *Software* para elaboración de P&IDS

Las ilustraciones esquemáticas de los P&ID facilitan que los profesionales encargados en el diseño de plantas elaboren, modifiquen o controlen el proceso desde etapas tempranas hasta complejos terminados, a pesar de ello, estas ilustraciones no gozan de buena aceptación entre todos los profesionales por la dificultad que demanda su elaboración. Es por ello que han sido creadas varias herramientas que facilitan la simulación de procesos y representación de interconexión que estos símbolos presentan en los planos P&ID, estos softwares brindan herramientas suficientes para diseño y cuentan con características de impresión 2D y 3D que facilitan la comprensión del funcionamiento de los complejos representados, los programas más comúnmente usados se listan a continuación

AutoCAD: Es un programa para diseñar y es asistido por computadoras para la creación de dibujos en 2D y también modelado en 3D, ayuda a crear y administrar gráficos de P&ID e incluye una biblioteca de componentes inteligentes para acelerar el proceso de creación de gráficos y herramientas de informes, configuraciones.

CADWorx: Es un *software* que permite generar diagramas de herramientas y tuberías (P&ID) de forma rápida, flexible y sencilla. El usuario tiene a su disposición un conjunto de herramientas para definir todos los elementos que componen el diagrama y mediante el uso de la especificación esta tarea se realiza de manera más eficiente.

Edraw Max: Es un programa gráfico que incluye muchas herramientas de dibujo ya sean técnicos, ilustraciones, tablas, gráficos o diagramas de P&ID. Lo principal de este programa es que puede ayudar a plasmar contenido visual ligeramente mediante plantillas personalizables (EdraSoft, 2014). Al mismo tiempo, también se puede elaborar contenido original desde cero.

Lucidchart: Es un *software* de visualización para la creación de una variedad de tablas y gráficos. Se puede emplear para diseñar y visualizar datos, para introducir contenido exclusivo para fines personales y comerciales (Faulkner & Contributor, 2018). Además, incluye todo tipo de plantillas para *marketing*, gestión, diseño, gestión de proyectos y operaciones.

SmartDraw: Es una herramienta de organigrama muy útil que se puede utilizar para crear una variedad de tablas, gráficos y diagramas técnicos. También se puede usar para crear gráficos de P&ID desde cero o usar plantillas (Kelley, 2010). Tiene muchas funciones excelentes que facilitan el diseño y la Figura.

Visual Paradigm: Es un modelador de sistemas con muchas herramientas de diseño técnico. Se puede destinar para la creación rápida y fácil de muchos tipos de planos visuales, igualmente se pueden crear dibujos de P&ID de aspecto profesional.

ProcadP&ID: Es un *software* especializado en el diseño de tuberías. Incluso puede soportar el diseño de plantas petroquímicas con planos, con este programa puedes ejecutar cualquier esquema de un P&ID con todos los detalles de la planta. Incluye una biblioteca de símbolos, funciones de automatización, especificaciones de tuberías y válvulas y medidores industriales.

3.2.3.1. Construcción de un P&ID. Se generan de los diagramas de flujo de procesos, de una imagen de los pasos individuales de un proceso en orden secuencial como: la creación y verificación de una lista de equipos, conexión de los tubos y el equipo, recorrido del proceso varias veces en busca de ineficiencias, y por último es compartido con los colaboradores.

Los planos P&ID son construidos bajo la necesidad de representar mediante símbolos y líneas algún tipo de proceso industrial, dicha necesidad aparece al momento de necesitar una interpretación espacial del procedimiento a plasmar para así organizar el sistema de manera más óptima, tanto en la distribución de las diferentes facilidades a instalar como para procesos posteriores al mismo, bien sea para reemplazo de alguna unidad o ingreso de un nuevo instrumento, es por ello que debemos tener claridad en cómo realizarlos y los diferentes criterios para la elaboración que estos exigen, a continuación se mencionarán los aspectos más importantes para la elaboración de diagramas de instrumentación y tuberías.

Los equipos deben mostrar cada elemento incluyendo unidades separadas, unidades en paralelo. Existen varios instrumentos que trabajan en dupla o algunos tienden a cambiar su

principio de funcionamiento cuando este es asociado o conectado a un sistema paralelo. El resumen de las especificaciones de cada equipo por lo general es un documento anexo a los planos P&ID donde se especifica las condiciones de operación de cada equipo, para así poder construir las facilidades en rangos seguros de operación.

Las tuberías deben incluir todas las líneas, entre estas las purgas, tomas de muestra y especificación del tamaño (empleando designaciones estándar). El espesor es uno de los factores decisivos al momento de la elección del tipo de tubos que va ligado al tipo de fluido que se transportará a través de las tuberías representadas en el diagrama. Para la elección del material de las tuberías a usar en las facilidades de superficie plasmadas en los planos resulta obligante conocer la naturaleza del fluido que se transportará a través de las mismas, debido a que en la industria petrolera se manejan un sin número de diferentes “líquidos” que cumplen diferentes funciones, por ejemplo, las tuberías utilizadas en una planta de inyección de agua transportan normalmente agua con iones de sal inmersa y esta salinidad tiende a aumentar.

3.2.3.1.1. Claves De diseño. Para el control de procesos representado en los P&ID es necesario señalar todos los lazos de control presente en los equipos como también la función y posición de los selectores y conmutadores del sistema y las múltiples interconexiones neumáticas y eléctricas que existan entre los diferentes instrumentos, las conexiones con sistemas de cómputo, PLCs, registradores de datos, líneas, etc. La norma de instrumentación de mayor uso que rige la simbología en los planos de tubería e instrumentación es la ISA-S desde el capítulo 5.1 hasta 5.5.

Es importante que el plano contenga notas aclaratorias que pueden no ser obvias en la representación gráfica de instrumentos. Las bombas normalmente se ubican en la parte inferior

del plano, cuando el diseño de este lo permita. Por lo general, las válvulas de liberación de presión a la atmosfera son ubicadas vertical y hacia arriba. Limitar el número de instrumentos en cada hoja del P&ID, debe evitarse un plano muy lleno.

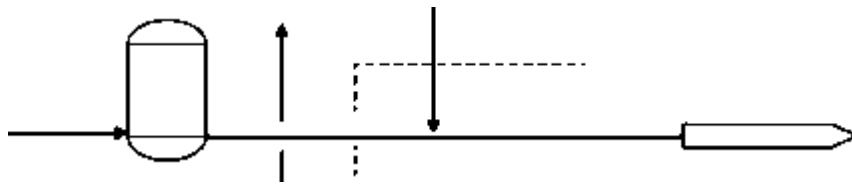
Uno de los propósitos principales de los P&ID es logran representar un complejo industrial mediante gráficos, es por ello que se recomienda minimizar al máximo la cantidad de notas anexas en el plano. Representar los instrumentos lo más parecidos a la realidad y siguiendo la normativa vigente, pero recordar siempre que los P&ID no están dibujados o diseñados a escala, es por ello que no se debe representar la longitud de las líneas, y tratar que la distribución de equipos sea armónica y equitativa, utilizar todo el espacio de la hoja y distribuir los equipos de tal manera que no se sobrepongan entre ellos o queden en una sola esquina del plot (McAvinew, 2009). Un corto tramo de línea podría representar cientos de metros de tubería y la relación de dimensiones entre equipos podría resultar absurdamente dispareja.

Los P&ID son diseñados de tal forma que la distribución de equipos y accesorios se hagan de manera horizontal, de esta manera se logrará disminuir complicaciones al momento distribuir todas las líneas y aunque es importante recordar que la representación de línea dentro del plano no obedece a la condición real de tuberías ubicadas en las facilidades de superficie, es válido ubicarlas de tal manera que obedezca a un patrón, normalmente cuando se trata de líneas principales y líneas secundarias cruzadas, será la línea secundaria la que se representará mediante una línea punteada al momento de cruzarse con la línea principal y cuando dos líneas principales se crucen tendrá prioridad la línea que se encuentre en posición horizontal, la representación de líneas de tuberías cuando estas se cruzan es ilustrada en la Figura 6. Es importante resaltar que estas claves de diseño de en cuanto a línea punteada y/o continua aplican exclusivamente para tuberías, ductos y poliductos, y no para equipos o accesorios, la

sobre posición de instrumentos no está permitida y si el espacio de la página del P&ID se encuentra aglomerada, lo más recomendable es continuar en la siguiente página del plano, teniendo en cuenta en representar los lazos de control, la líneas de salida y entrada de equipos y señalando los datos específicos de automatización y control de unidades enteras, equipos o reactores.

Figura 6

Representación de líneas cruzadas



Nota. Tomado de *piping and instrumentation diagram development*, Moe Toghraei.

Para las líneas de procesos en la entrada y salida del plano existen ciertas recomendaciones; lo más acertado es ubicar las líneas de entrada en la parte izquierda del plano, y las líneas de salida en la parte derecha de este, pero no siempre pueden ubicarse estas líneas de este modo ya que los arreglos algunas veces presentan reciclo, o está a disposición de equipos que se encuentren ubicados en lugares que hace que estas recomendaciones no se cumplan. La regla general es ubicarlas de manera horizontal al momento de ingresar o salir de una página del plano y se debe seguir siempre que sea posible, cuando las líneas de salida o entrada son verticales se deberá aún así describir en su respectiva etiqueta la información nominal, cuidados especiales a tener en cuenta por el tipo de fluido, origen y destino del flujo, y todos los detalles que contiene como si esta fuese horizontal que aunque no es común observar este tipo de arreglo de líneas a veces es obligante describirlas estando ubicado de manera vertical.

No representar elementos en los P&ID que siguen normas de orientación con respecto a los puntos cardinales, el arreglo de los P&ID muchas veces puede cambiar dependiendo de la locación donde este esté desarrollado y es independiente de su ubicación geográfica. Cuando existan equipos o instrumentos de proveedores, este equipo será encerrado en líneas punteadas y puede estar presentes dentro del P&ID principal algunas otras veces se habitúa poner un asterisco al lado del instrumento o accesorio que es suministrado por algún proveedor aledaño al diseñador del P&ID.

- I. El flujo primario se mostrará en cada P&ID de izquierda a derecha.
- II. El conector origen/destino se mostrará como un número de equipo, número de línea o número de bucle.
- III. Se debe mostrar un actuador de válvula de control sobre una línea horizontal o a la izquierda de una línea vertical
- IV. La válvula de seguridad de presión (PSV) se debe mostrar en posición vertical y vertical.
- V. Las válvulas manuales normalmente cerradas se deben mostrar usando un símbolo sólido oscurecido.
- VI. El número, título y datos del equipo se mostrarán una vez para equipos idénticos con el mismo número, título y servicio (ej., P-601A/B).
- VII. . El equipo se mostrará con una representación de contorno simple.
- VIII. El equipo se identificará mediante una letra de clasificación y un número de secuencia
- IX. Los compresores de etapas múltiples se pueden mostrar en múltiples P&ID.

Un diagrama P&ID debe incluir: número, tamaño, material y aislamiento de la tubería, tipo de señal de los instrumentos, bucles de control detallados, las líneas de drenaje,

ventilación y muestreo, la dirección en la que va el flujo, las válvulas identificadas, nombre y numeración del equipo.

Estos diagramas deben ser creados con una sucesión lógica, proporcionando un orden conciso y claro para poder lograr la mayor cantidad de información del equipo que esté involucrado en el flujo del proceso, como por ejemplo información de alerta relacionada con los riesgos, las medidas de seguridad y fallas potenciales para que puedan ser eliminados o reducidos los errores. Ayudan a respaldar el debido desarrollo de los procedimientos operativos y de mantenimiento teniendo un comportamiento como guion gráfico del proceso, resulta una manera de ver que los cambios se puedan ejecutar de modo seguro y eficiente por medio de la gestión de cambios.



En los diagramas la simbología es utilizada para controlar procesos e indicar aplicaciones, señales empleadas y tener una secuencia de los componentes que se encuentran interconectados. Un plano de instrumentación al ser diseñado, a cada equipo se le es asignado un esquema simbólico, se trata de un código alfanumérico llamado número de etiqueta, más conocido como *tag number* este contiene ciertas características en el diagrama.

El diagrama de P&ID muestra la disposición del sistema de tuberías junto con los equipos a los que sirven. Incluye la instrumentación provista, filtros, filtros, contadores, medidores, bombas, válvulas, trampas de vapor, gases visuales, carretes u otros arreglos de aislamiento y equipos de proceso. Todos los componentes se dibujan en escala aproximada y cada entidad individual comienza a identificarse mediante un esquema. Las partes del diagrama se dibujan utilizando símbolos estandarizados, lo que facilita la interpretación fácil y correcta en todo el mundo. En general, un P&ID muestra el proceso en operación.

3.2.3.2. Tipos de instrumentos según su funcionamiento en un proceso. Es evidente que la cantidad, diferencias y características de cada uno de los tipos de instrumentos al momento de interpretar un plano puede ser abrumador, y muchas veces confuso, hay que familiarizarse con la simbología presente en las normas de estandarización, en la Tabla 1 se describen los instrumentos utilizados según su funcionalidad. Es por ello que se quiere hacer una comparación entre el algoritmo de funcionamiento de un controlador PID, instrumento presente es numerosos proyectos industriales optimizados.

Tabla 1

Tipos de instrumentos según su funcionamiento

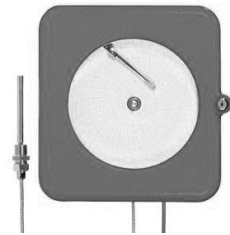
TIPO DE INSTRUMENTO	DESCRIPCIÓN	IMAGEN
Ciegos	Un interruptor de presión que abre y cierra un trayecto automatizado eléctricamente en función de una lectura de presión del fluido contenido. El fluido empuja el pistón interior y mueve el pistón hasta que los dos hacen contacto.	 <p data-bbox="1214 1503 1350 1532">Presostato</p>
Indicadores	Indicar explícitamente el valor que representa el dial dentro de la pantalla graduada. Tienen un indicador que puede leer el valor de una variable y una pantalla graduada o digital con	

una escala. Ejemplos: manómetros, termómetros

Manómetro

Registadores

Pueden escribir variable línea por línea o punto por punto, haciéndolas circulares o rectangulares. En algunos casos, es posible que deba realizar un seguimiento de las variables investigadas en un proceso en particular.



Elementos primarios

Dado que se encuentran en contacto directo con las variables de proceso medidas para derivar el efecto, se pueden hacer una evaluación de las variables.

Sensor

Los sensores son dispositivos que perciben un estímulo y como respuesta genera una señalización eléctrica.



piezoeléctrico

Transmisor

Los dispositivos obtienen la variable de proceso a través de un dispositivo principal y la pasan a una ubicación remota. Se utilizan dos tipos de señales para comunicar



información entre dispositivos de lazo de control: eléctricas y neumáticas. El rango de señal eléctrica puede ser de 4-20 mA, de 10-50 mA, de 1 a 5 V o de 0-10 V. Y el rango de señales neumáticas es de 3 - 15 psi. Esto corresponde a 0,206 - 1,033 bar.

Transmisor electrónico

Convertidores

Captan entradas de señales neumáticas (3-15 psi) o electrónicas (4-20 mA) de un dispositivo para luego enviar la señal de salida como modificada.



Convertidor I/P

Receptores

Son dispositivos instalados en la pantalla de control como interfaz entre usuario y proceso. La señal que recibe viene de un convertidor o transmisor.



Receptores RF

Controladores

Su función es comparar el proceso para finalmente enviar una señal al proceso para corregir la desviación en función de la diferencia. Ejemplo: controlador



Controlador PID

Actuador

A estos dispositivos la orden se la da un regulador o controlador, con el fin de activar un agente de control.



Válvula de control

Acondicionador de señales

La señal de salida del sensor es tomada por este dispositivo para ser modificada y acondicionada para luego ser convertida en otro tipo de señal.



Acondicionador de señales de entrada

Procesador de señales

Utiliza la salida del dispositivo de acondicionamiento para convertirla a un formato que sea más adecuado para la visualización. ejemplo: procesador analógico al digital.



Nota. Información tomada de Fundamentos básicos de instrumentación y control.

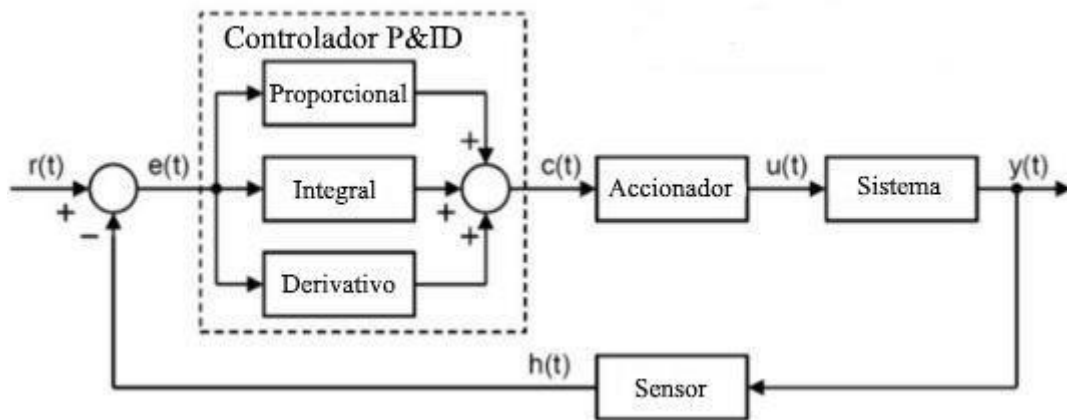
Un controlador P&ID incluye tres criterios diferentes: el proporcional, el integral y el interpretativo. El primero hace referencia a la información que le es suministrada al controlador para este reconocer que tipo de variable está analizando dentro de un sistema, también llamado “*setting*” del controlador PID. Este primer principio de los controladores PID podría ser comparado con la primera etapa de interpretación de un plano P&ID, debido a que es donde se observa en totalidad el plano, comenzando por obtener información "extra" que pueda contener el croquis, como lo es la escala, la persona o personas que lo crearon, el sentido del flujo de fluidos, tipo de estandarización o norma utilizada, coordenadas, el año en que fue creado (importante para estar al tanto sobre la normativa y simbología que regía al momento que fue diseñado el plano), código de colores, en ciertos casos utilizados y un sinnúmero de información relevante que nos puede brindar el plano sin comenzar incluso a realizar su interpretación.

El segundo parámetro presente en los controladores PID, es el integral, el cual recopila información histórica suministrada de una variable cualquiera que previamente se haya introducido en el instrumento de medición, reconociendo así, la variación de la información suministrada. siguiendo la analogía, en los planos P&ID, se puede decir que cada tipo de accesorio e instrumento presente en el sistema cumple una función específica y que según el tipo de señal recibida (neumática, eléctrica, hidráulica, etc.), existe una respuesta, la tecnología y complejidad de cada instrumento es muy variable, por ejemplo, la señal que recibe un instrumento de tipo indicador es entregada mediante el aumento o disminución de una aguja en una escala medida, como lo son los manómetros y/o termómetros, pero, si no fijamos en la información que nos arroja instrumentos más complejos como los procesadores de señales el cual compara, procesa y promedia diferentes tipos de señales, notaremos que ambos, sin importar la complejidad de cada instrumento, necesita recibir y entregar un estímulo dentro de un sistema.

La tercera parte va ligada a la predicción que puede realizar el instrumento basado en comportamientos y/o información previamente ingresada de la variable a medir, como no todos los instrumentos cuentan con tecnología suficiente para realizar dichas predicciones es por ello que la comparación en este caso será limitada a la acción que cada instrumento realice como aporte a la armonía de los procesos representados en P&ID (*IACC,2017*), en la Figura 7 se ilustra lo que se espera sea el comportamiento de cada instrumento dentro de plano.

Figura 7

Principio de funcionamiento de los instrumentos en los planos



Nota. Tomado de Sistemas P&ID y formatos de planos

Cada válvula, instrumento, separador, etc. cumplen un papel importante y siguen un orden secuencial dentro de una planta de inyección de agua, estación de fiscalización de petróleo crudo o cualquier otro sistema que el P&ID esté representando y que para que estos instrumentos funcionen debe recibir un estímulo, bien sea una señal neumática, eléctrica o una acción realizada por humanos, y, que para cada estímulo debemos esperar la respuesta que el accesorio emite, sin importar que el instrumento esté o no a la vanguardia.

Es por ello que los planos P&ID son numerosas veces usados para analizar cuál sería la mejor manera de reemplazar y/o remover algún instrumento de la cadena de producción sin afectar el movimiento y/o correcto flujo de la misma. Por ejemplo, un proceso muy conocido en la industria petrolera llamado *Tie-In*, el cual tiene como objetivo el reemplazo o mantenimiento de una zona específica en los poliductos de un campo petrolero, requiere plasmar en un plano de tipo P&ID el sistema de válvulas presentes en la zona a aislar, este ayudará a identificar el sentido de flujo del petróleo crudo, logrando que la producción no se vea afectada por ello, porque como es bien sabido, son muchas las pérdidas monetarias que

esto podría causar, y aún más importante es cómo realizar este proceso dentro un de los parámetros constructivos de calidad.

3.3. Codificación de la instrumentación

La identificación de equipos se hace en base a acuerdos hechos por el cliente con el diseñador o ingeniero de proceso, sabemos que la forma (dibujo) de los diferentes instrumentos está estandarizada por la sociedad internacional de automatización (ISA) pero el *tag* identificativo de cada equipo puede variar dependiendo del arreglo inicial que se haya hecho con el grupo de ingeniería líder del diseño de los planos, por ejemplo, cuando se quiere poner el identificador de un tanque, podrá usarse T o TK, y la decisión es realizada en consenso, la cantidad de números o letras presentes en el *tag* también es decisión interna del liderazgo del proyecto. Se recomienda identificar los equipos por orden consecutivo cuando se trate de instrumentos de una misma especie presentes en el proceso, es decir, es más recomendable identificar dos tanques como TK-125 y TK126 que TK-125A y TK-125B debido a que este segundo ejemplo en situaciones de emergencia donde el operador pueda presentar dificultades para oír por exceso de ruido la probabilidad de confusión es mayor que el primer caso en consecutivo.

El nombre presente en el *tag* es algo que solo se usa para equipos, algunos son nombrados desde el diseño del diagrama de flujo y con este nombre se continúa en el P&ID, en ocasiones el nombre es asignado durante el desarrollo de P&ID, no existe una regla específica para el nombramiento de equipos, generalmente se asigna en base al nombre real y función del equipo y por medio de acrónimos que faciliten información sobre la unidad

nombrada, por ejemplo, para los tanques de fiscalización y medición oficial se pueden nombrar con la palabra “tanque” y el resto del nombre se hará mediante acrónimos, recordemos que lo ideal es que con la representación de equipos sea suficiente para entender el proceso, de no ser así y se requiera usar letras, se deberá usar las menos posibles y si requiere el nombre completo, este se ubicará en la parte superior del P&ID directamente arriba del equipo y para equipos rotativos, como los son las bombas, este nombre identificativo normalmente se ubica en la parte inferior del plano.

Como se muestra en la Figura 8 la identificación de un instrumento es la combinación de números y literales para el cual a cada dispositivo o función se denota con un número de identidad mediante un código alfanumérico, de tal manera los literales se encontrarán a la derecha seguida de la parte numérica (Salamanca Gallo, 2015)

Figura 8

Identificación de un instrumento



La Tabla 2 de las letras de identificación se encuentra organizada alfabéticamente, contiene la función que realiza cada letra de la identificación de forma breve y fácilmente referenciada. La letra inicial denota la variable a ser medida, y las posibles letras sucesivas denotan aquellas funciones ejecutadas, pueden ser funciones de salida o funciones pasivas (Harrold, 2000). Ahora las letras sucesivas, se sitúan en las columnas 3, 4, y 5. En la columna 3 refleja una función de lectura pasiva del dispositivo como lo es un indicador, una alarma, entre otras. En la columna 4 da refleja la función de salida activa de un dispositivo como, por ejemplo, los literales (PV) en donde “V” se indica como una válvula de control. Y en la columna

5 determina un modificador en función de las funciones anteriores a columna 3 y 4, como puede ser en el caso de la presión, este determinara si es alta o baja.

Tabla 2

Letras de identificación

LETRAS DE IDENTIFICACIÓN					
	Letra inicial		Letras Posteriores		
	Variable medida	Modificador	Función de lectura	Función de salida	Modificador
A	Análisis		Alarma		
B	Quemado, Combustión		Selección del usuario	Usuario	Usuario
C	Selección del usuario			Controlador	
D	Selección del usuario	Diferencial			
E	Tensión		Sensor		
F	Rata de flujo	Relación			
G	Selección del usuario		Dispositivo de vidrio		
H	Manual				Alto
I	Corriente eléctrica		Indicación		
J	Potencia	Muestreo			
K	Tiempo	Rata de tiempo		Estación de control	
L	Nivel		Luz		Bajo

M	Humedad	Momentáneo			Medio
N	Selección del usuario		Selección del usuario	Selección del usuario	Intermedio
O	Selección del usuario		Orificio, restricción		
P	Presión, vacío		Punto de prueba		
Q	Cantidad	Integrador, total			
R	Radiación		Registrador		
S	Velocidad, frecuencia	Safety		Interruptor	
T	Temperatura			Transmisor	
U	Multivariable		Multifunción	Multifunción	Multifunción
V	Vibración, análisis			Válvula	
W	Peso, fuerza		Vaina o pozo térmico		
X	Sin clasificar	Eje x	Sin clasificar	Sin clasificar	Sin clasificar
Y	Evento o estado	Eje y		Relé, convertidor	
Z	Posición, dimensión	Eje z		Elemento final	

Nota. Información tomada de la norma ANSI-ISA 2009

Los planos de instrumentación permiten a un lector poder entender cómo funciona un proceso industrial dando a conocer cada uno de los elementos y equipos involucrados en el

proceso y el sentido lógico del mismo. Para poder entender los planos hay que conocer una serie de reglas y normas, ya que estos planos son diseñados con base en una serie de normas estándares que permiten poder definir un símbolo para cada equipo, un código para cada instrumento, una línea para cada tipo de tubería o conexión.

Cuando se comienza a interpretar un plano P&ID, uno de las primeras perspectivas del lector novato es que será un proceso engorroso debido a que se presenta en grandes dimensiones y por lo general bastante tupido de accesorios, o bien sea varios procesos de tratamiento son representados en el mismo documento que se desea seguir, es importante aprender a reconocer las diferentes simbologías que allí se presentan, simbología independiente de los planos P&ID, es decir, es importante estar familiarizado con los tipos de aparatos que se van usar en la representación cartográfica, válvulas, separadores, tratadores térmicos, etc.

Aprender a leer estos mapas es una tarea diaria de los ingenieros, por lo que es de vital importancia saber que dichos planos siguen formatos estándar, como se explicará teniendo en cuenta la Figura 9, en cada uno de los instrumentos usados aparece círculos con códigos y símbolos, por ejemplo:

Figura 9

Información de un instrumento



En dicha representación, cada uno de los términos nos indica información del accesorio, e instrumento con el que se encuentra. El primer término es usado para representar parámetros que son controlados o monitoreados, como son flujo, temperatura, nivel o presión. El segundo término es utilizado para mencionar el tipo de dispositivo que está siendo

usado, es decir, válvula, controlador, transmisor, etc. Los números de la parte inferior son usados para denotar la secuencia lógica que se tiene en el sistema, llegado el caso en el que existan dispositivos iguales se continúa con TT02, TT03, y así sucesivamente.

Dicha nomenclatura está regida por la normativa ISA (ANSI/ISA, 2009) donde nos muestra las múltiples combinaciones que puede haber entre el parámetro a medir (primera letra) con el dispositivo que realiza la medición (segunda letra), para ello se adjunta en la Tabla 3 la simbología más común utilizada.

Tabla 3
Nomenclatura de posibles combinaciones

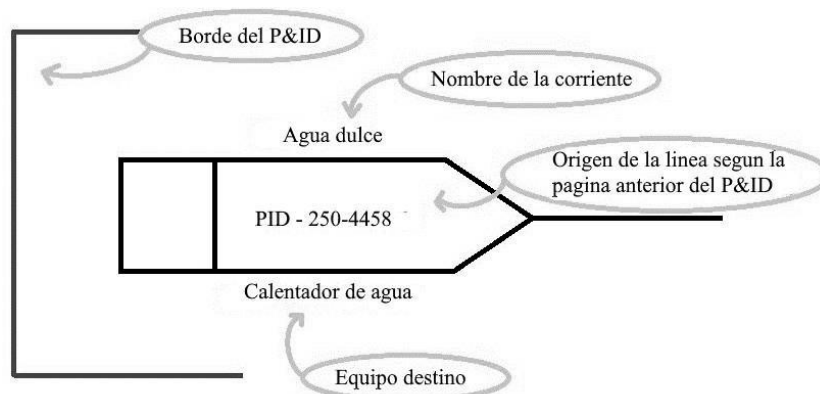
PROCESO A MEDIR	Cód	Elemento	Transmisor	Indicador	Indicador de controla	Controlador	Radio de controlador	Grabador	Interruptor manual	Válvula manual	Totalizador	Indicador del totaliza	Válvula solenoide	Válvula de control	Cálculo	Cálculo del radio
		E	T	I	IC	C	FC	R	HS	HV	Q	IQ	XV	V	Y	FY
Análisis	A	AE	AT	AI	AIC	AC	AFC	AR	AHS	AHV	AQ	AIQ	AXV	AV	AY	AFY
Conductividad	C	CE	CT	CI	CIC	CC	CFC	CR	CHS	CHV	CQ	CIQ	CXV	CV	CY	CFY
Densidad	D	DE	DT	DI	DIC	DC	DFC	DR	DHS	DHV	DQ	DIQ	DXV	DV	DY	DFY
Voltage	E	EE	ET	EI	EIC	EC	EFC	ER	EHS	EHV	EQ	EIQ	EXV	EV	EY	EFY
Flujo	F	FE	FT	FI	FIC	FC	FFC	FR	FHS	FHV	FQ	FIQ	FXV	FV	FY	FFY
Dimensión	G	GE	GT	GI	GIC	GC	GFC	GR	GHS	GHV	GQ	GIQ	GXV	GV	GY	GFY
Mano	H	HE	HT	HI	HIC	HC	HFC	HR	HHS	HHV	HQ	HIQ	HXV	HV	HY	HFY
Corriente	I	IE	IT	II	IIC	IC	IFC	IR	IHS	IHV	IQ	IIQ	IXV	IV	IY	IFY
Tiempo	K	KE	KT	KI	KIC	KC	KFC	KR	KHS	KHV	KQ	KIQ	KXV	KV	KY	KFY
Nivel	L	LE	LT	LI	LIC	LC	LFC	LR	LHS	LHV	LQ	LIQ	LXV	LV	LY	LFY
Humedad	M	ME	MT	MI	MIC	MC	MFC	MR	MHS	MHV	MQ	MIQ	MXV	MV	MY	MFY
Potencia	N	NE	NT	NI	NIC	NC	NFC	NR	NHS	NHV	NQ	NIQ	NXV	NV	NY	NFY
Presión	P	PE	PT	PI	PIC	PC	PFC	PR	PHS	PHV	PQ	PIQ	PXV	PV	PY	PFY
Delta de presión	dP	dPE	dPT	dPI	dPIC	dPC	dPFC	dPR	dPHS	dPHV	dPQ	dPIQ	dPXV	dPV	dPY	dPFY
Cantidad	Q	QE	QT	QI	QIC	QC	QFC	QR	QHS	QHV	QQ	QIQ	QXV	QV	QY	QFY
Radioactividad	R	RE	RT	RI	RIC	RC	RFC	RR	RHS	RHV	RQ	RIQ	RXV	RV	RY	RFY
Velocidad	S	SE	ST	SI	SIC	SC	SFC	SR	SHS	SHV	SQ	SIQ	SXV	SV	SY	SFY
Temperatura	T	TE	TT	TI	TIC	TC	TFC	TR	THS	THV	TQ	TIQ	TXV	TV	TY	TFY
Delta de temp.	dT	dTE	dTT	dTI	dTIC	dTC	dTFC	dTR	dTHS	dTHV	dTQ	dTIQ	dTXV	dTV	dTY	dTFY
Viscosidad	V	VE	VT	VI	VIC	VC	VFC	VR	VHS	VHV	VQ	VIQ	VXV	VV	VY	VFY
Peso	W	WE	WT	WI	WIC	WC	WFC	WR	WHS	WHV	WQ	WIQ	WXV	WV	WY	WFY
Vibración	Y	YE	YT	YI	YIC	YC	WFC	YR	YHS	YHV	YQ	YIQ	YXV	YV	YY	YFY
Posición	Z	ZE	ZT	ZI	ZIC	ZC	ZFC	ZR	ZHS	ZHV	ZQ	ZIQ	ZXV	ZV	ZY	ZFY

Nota. Tomado de *instrumentation symbols and identification*

Es importante saber que no todas las líneas presentes en los *P&ID* tienen identificación o *tag*, generalmente hablando, solo las tuberías principales tienen *tag*, la identificación de líneas según la Figura 10 se hace de manera horizontal encima de la línea a identificar y solo una vez, casi siempre al inicio del ducto y dependiendo de la distribución de espacios en la hoja del *P&ID* puede esta identificación ser ubicada en la parte inferior de la línea, y una única vez por página del plano ya que la repetición de *tag* no está permitida.

Figura 10

Conector de la línea entrante



Normalmente las líneas que representan ductos o tubos no tienen una punta de flecha, el *tag* tiene la información básica necesaria y existen dos casos en donde la flecha debe ser mostrada, el primero se hace cuando hay cambio de dirección en la línea y el segundo caso es cuando la línea o ducto es la conexión o entrada a un equipo para su posterior procesamiento, pero la flecha no es puesta en la entrada de instrumentos o válvulas, para este tipo de accesorios se deja solo una línea recta y no existe diferenciación. Tampoco es necesario poner

una punta de flecha en aquellas líneas tales como pequeños baypás, recirculación o pequeños cambios de dirección que pueden estar presentes en un conjunto de válvulas.

Para equipos que presenten cambio de sentido de flujo durante diferentes tiempos de operación tal como los filtros, los cuales presentan diferentes etapas de filtrado, retrolavado y retención, es válido hacer la aclaración mediante una punta de flecha en las líneas ya que este presenta flujos con movimiento bidireccional

3.3.1. Identificación de lazos de control

Resulta necesario poder diferenciar un único instrumento dentro un complejo industrial a través de los planos P&ID, es por ello que la ISA ha logrado estandarizar códigos alfanuméricos para facilitar diferenciar incluso dos instrumentos de la misma especie. Al inicio de cada proyecto es importante definir qué tipo de codificación será la utilizada por ingeniería (como se ha dicho a través de esta guía, la más utilizada actualmente es la desarrollada por la sociedad internacional de automatización, ISA) ya que esto ahorrará tiempo y brindará calidad en el proyecto y al momento de reportar, existirá mayor coherencia. Dicha codificación se realizará a los equipos, válvulas, líneas, señales, etc.

Los lazos de instrumentación se encuentran conformados por una serie de elementos interconectados y relacionados entre sí mediante una variable del proceso de interés. Para identificar un lazo debe ser asignado un número único, de esta forma puede ser efectuada la identificación del instrumento al ser agregado el número de lazo al cual pertenece, la identificación del instrumento se denomina *Tag*.

Por ejemplo, *Tag Number* PI 10, donde la parte numérica (10) indica el número del lazo, las parte alfabéticas (PI) denota la identificación funcional, es decir, este elemento es un indicador de presión.

Existen dos maneras para realizar la numeración del lazo: paralela y serial.

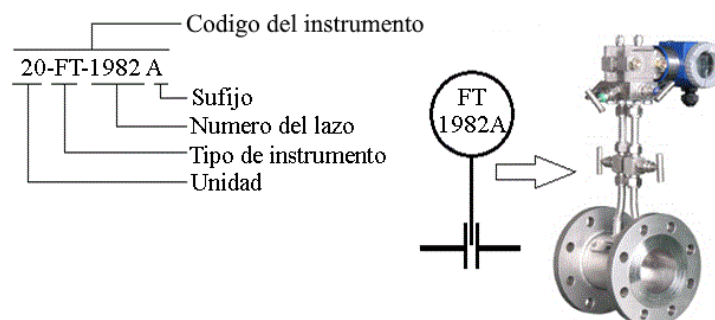
Paralela: Al numerar paralelamente un lazo de identificación se inicia la secuencia numérica por cada letra inicial nueva que exista. Por ejemplo, FT-1101, LIC-1101, PI-1101, TIC-1101,

Serial: Al realizar la numeración de un lazo de forma serial, se empieza en un cierto número y este va aumentando secuencialmente con el cambio de la letra inicial en la parte alfabética, por ejemplo: FT-1101, LIC-1102, PI-1103, TIC-1104.

El proceso para numerar un lazo puede iniciar con el número uno (1) o indistintamente con otro número como sea conveniente, como puede ser 2001,3001,0001. Si llegado el caso el lazo contiene varios elementos con una misma identificación funcional, puede ser agregado un sufijo anexo a la numeración del lazo. Por ejemplo: FI-1A, FI-2B, FI-2C o FI-50-1, FI-50-2, FI-50-3; para el caso cuando se utilizan letras de sufijo estas deben ir en mayúscula. Para el caso que son usadas letras, los sufijos debe encontrar con letras mayúsculas.

Figura 11

Codificación de un instrumento

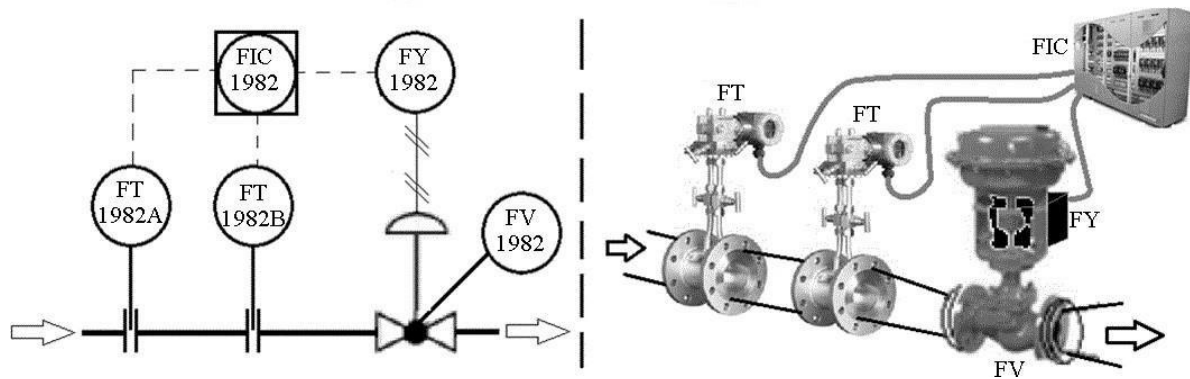


Nota. Tomado de Instrumentación y control de plantas industriales.

Como se puede observar en la Figura 11, el código alfanumérico para este instrumento en específico es 20-FT-1982 A, este código será único e irrepetible con otro equipo de la planta. Para descifrar lo que el código nos quiere decir, es necesario separarlo en varias partes. En la Primera parte el número veinte (20) indica la unidad el cual nos indica a que unidad pertenece el equipo, en la industria petrolera existen numerosas subdivisiones dentro de una misma empresa, por ejemplo, producción, mantenimiento, proyectos, obras civiles, entre otros, y el primer número de este instrumento, nos indicará a cuál departamento pertenece el objeto en cuestión. La segunda parte alfabética las letras FT denotan el tipo de instrumento, este código está regido por la normativa ISA-5.1, dicha estandarización nos indica que es un transmisor de caudal (*flow transmitter*), anteriormente se listó los posibles instrumentos que se encuentran bajo esta normativa; como pueden ser un transmisor de temperatura (TT), un transmisor de nivel (LT) entre otros. La tercera parte, los números 1982 denomina la numeración del lazo.

El lazo de control (llamado por algunos autores como *loop, tag*) es un tipo de arreglo de instrumentos el cual busca encontrar un equilibrio deseado y específico dentro de un proceso industrial. Generalmente consta de 3 partes: Instrumento de medición (instalado en campo), indicador o controlador, dispositivo final de control (válvula, motor, transductor) y el número que recibe (1982) es un consecutivo del campo.

La cuarta parte la letra A es llamada sufijo, Solo será usado cuando el instrumento existe dos o más veces dentro del sistema, cuando dicho accesorio se repite, se diferenciará como “A” y “B” muchas veces este sufijo es utilizado para informar que existen otras unidades en “*Stand by*”, por si es requerido posteriormente. Los lazos se caracterizan porque su lógica de control está directamente relacionada, como en la Figura 12.

Lazo de control

Nota. Tomado de Instrumentación y control de plantas industriales.

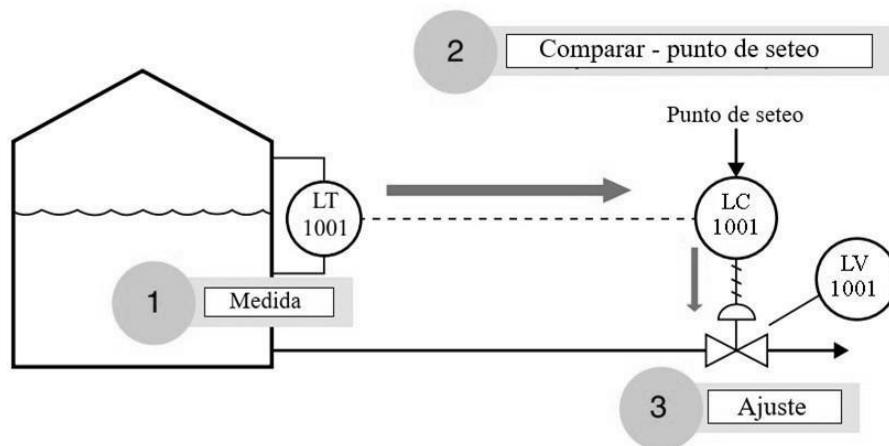
Es importante recordar que los planos P&ID se construyen con el ánimo de optimizar tiempos y procesos, en general, el sistema integrado de este tipo de planos funciona con la captación, traducción, y entrega de señales de diferente mecanismo de medición en un conjunto de instrumentos industriales, aquellas señales (neumáticas, eléctricas, hidráulicas, entre otros) son tomadas por sensores de nivel, termopozo o termocuplas, medidores de presión, todos estos instrumentos sirven de captadores de señales y son entregadas a controladores que cuentan con un seteo inicial y que indica los rangos normales de operación, posterior a ello.

3.3.1.1. Lazo de control simple. Los lazos de control son arreglos de instrumentos y tubería que tiene como fin controlar un parámetro especial dentro de un proceso, en la Figura 13 consta esencialmente de 3 partes que hacen posible que la configuración dada pueda responder al monitoreo del control en los lazos. Las partes de un lazo simple consta de un sensor o indicador que es el instrumento que “lee” la condición a la que se encuentra el flujo a controlar, luego emite la señal adquirida a un controlador o “cerebro” del lazo a través de un transductor de señal, seguidamente y como respuesta a los ajustes del punto de seteo que presenta el controlador, emite una señal final a una válvula de control que dependiendo del valor a alcanzar, abrirá, cerrará o regulará el flujo que pasa a través del proceso a controlar.

Existen diferentes lazos de control que se basan principalmente en el parámetro a controlar y el accesorio de medición utilizado.

Figura 13

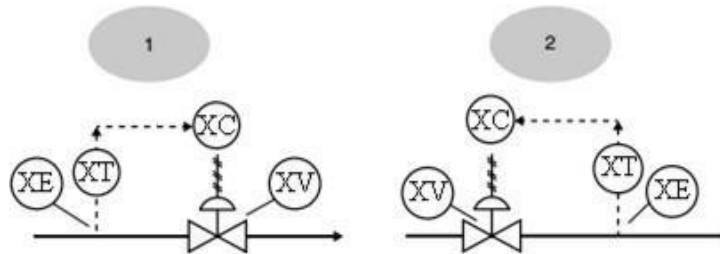
Lazo de control simple



Nota. Tomada de *piping and instrumentation diagram development*, Moe Toghraei.

Los parámetros que tienen en cuenta los lazos de control son Presión, temperatura, flujo, caudal y composición; es por ello que un lazo de control de presión será aquel que regule la presión de un sistema mediante manómetros y válvulas de control tipo neumático, aquellos lazos de control de temperatura presentarán termómetros o termocuplas y así sucesivamente.

¿Dónde debo ubicar mi válvula de control dentro del lazo de control?

Figura 14*Configuración de los lazos de control*

Nota. Tomada de *piping and instrumentation diagram development*, Moe Toghraei.

Al analizar las diferentes configuraciones de los lazos de control que pueden encontrarse en los P&ID es importante saber que estos no siguen un patrón de diseño repetitivo y continuo, es por ello que en la Figura 14 se muestra los posibles arreglos que se pueden encontrar, esto varía en base al tipo de parámetro que se le esté controlando al flujo, por ejemplo, para lazos de control de flujo, la válvula de control siempre es ubicada aguas abajo del sensor, debido a que el sensor será de mayor fiabilidad ya que si se ubica aguas arriba, dicha válvula podría provocar turbulencia en el flujo y haría que el sensor leyera de manera errónea; pero, no sucede lo mismo cuando la variable a controlar cambia (Acedo, 2003). Si se quiere controlar la presión de un sistema, ambas configuraciones son aceptables y su nombre cambiará de acuerdo a la ubicación del sensor con respecto a la válvula, entonces, si el sensor es ubicado aguas arriba de la válvula de control, se denominará lazo de control de presión delantero, pero si el sensor está ubicado aguas abajo de la válvula de control, el nombre del lazo será lazo de control de presión trasero.

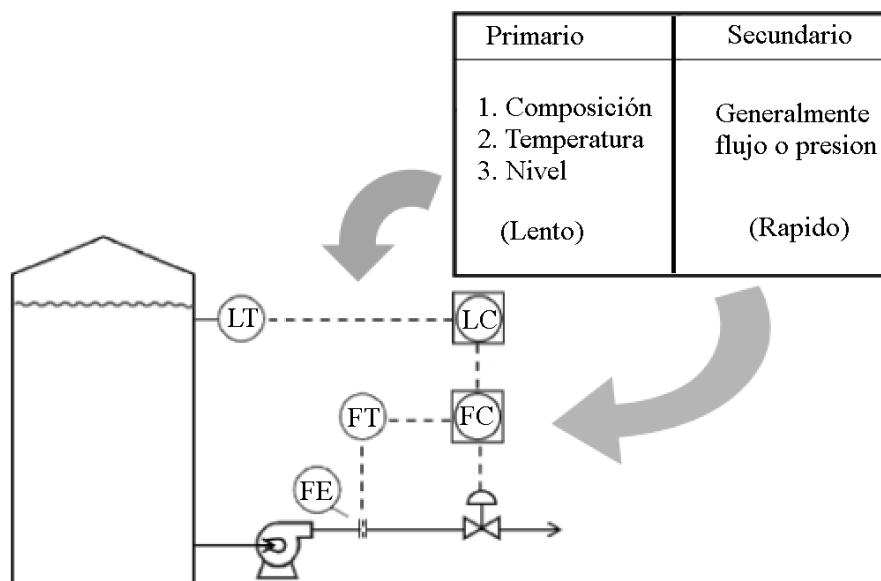
Cuando se observa un P&ID es importante reconocer en que parte puede estar ubicados los lazos de control principalmente, estos controles se hacen a los 5 principales parámetros de control, presión, temperatura, nivel, flujo y composición es por eso que es de vital importancia

ubicarlos en los sitios donde se espera que esté y reconocer que parámetro está controlando de acuerdo al *tag* identificativo del instrumento en el proceso, estos controles son hechos con el fin de realizar un seguimiento al proceso industrial donde el lazo de control esté puesto.

3.3.1.2. Lazos de control múltiple. Con el ánimo de controlar las variables de medición dentro de un proceso, es necesario que se haga seguimiento a los lazos de control de manera eficaz, es por ello que a veces resulta necesario tener más de un lazo de control como en la Figura 15 debido a que las respuestas de algunos parámetros son muy lentas a los cambios dentro del proceso, como sucede con la composición de los fluidos. En lazos de control simples, la composición de los fluidos es la que más tarda en generar respuesta para control, caso contrario sucede con la presión o el flujo, que los cambios o alteraciones a las condiciones son de inmediata respuesta, es por esto que aparecen ciertas arquitecturas en los lazos de control cuando este deja de ser simple y comienza a controlarse diferentes parámetros con una misma válvula de control.

Figura 15

Lazo de control múltiple

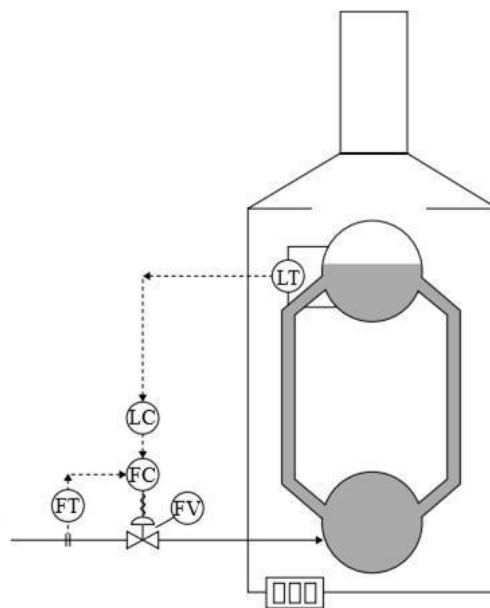


Nota. Tomada de *piping and instrumentation diagram development*, Moe Toghraei.

3.3.1.2.1. Lazo de control tipo cascada. En la Figura 16 se ilustra una caldera tipo tambor que tiene dos tambores en su parte interna, para este tipo de equipos, se requiere controlar el nivel en el tambor superior ya que debido a la configuración del equipo, este tambor no puede quedar vacío ya que puede dañar el equipo, es por esto que se realiza esta configuración de toma de nivel a través de un lazo de control de nivel, pero que será fusionado con un lazo de control de fluido y conservando una única válvula de control para todo el sistema, sistema que tiene dos sensores (indicadores) tanto de nivel como de flujo, en el flujo de entrada, como en el tambor superior de la caldera.

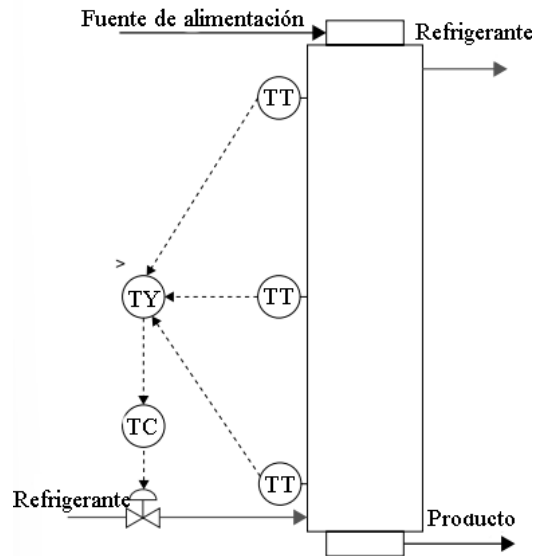
Figura 16

Lazo de control tipo cascada



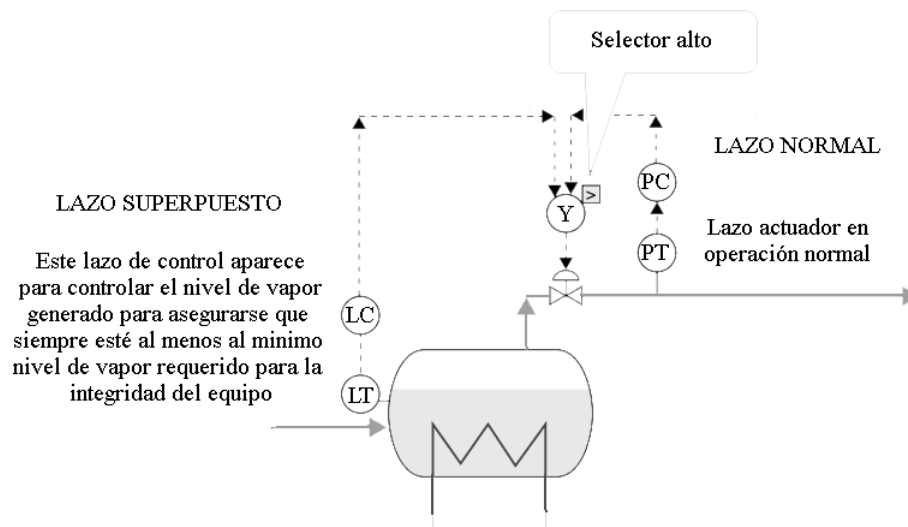
Nota. Tomada de *piping and instrumentation diagram development*, Moe Toghraei.

3.3.1.3. Lazo de control tipo control selectivo. En este tipo de lazos de control, el controlador tiene la configuración de seleccionar un valor en específico dentro de un varios valores recibidos de los sensores del parámetro que se mide, normalmente bajo el identificador de > o < (símbolo ubicado en la esquina superior derecha del *tag* identificativo del controlador) que indica HS (*High Selecting*,) o LS (*low selecting*) respectivamente, como se ilustra en la Figura 17; se observa un reactor que tiene un sistema de enfriamiento por refrigerante que depende del flujo de refrigerante que ingresa al reactor, se disponen de tres termómetros distribuidos a lo largo del reactor, dicha distribución se hace debido a que es imposible saber con exactitud en donde se encontrará la mayor temperatura dentro del reactor y la configuración del controlador le dice que tome el valor mayor de las lecturas de los tres sensores de temperatura y que en base a la cercanía con el *set point* (SP), envíe la señal al controlador de la válvula de control para regular el flujo (aumentar o disminuir) el flujo de ingreso de refrigerante al reactor.

Figura 17*Lazo de control tipo control selectivo*

Nota. Tomada de *piping and instrumentation diagram development*, Moe Toghraei.

3.3.1.3.1. Lazo de control tipo superpuesto. Cuando se requiere controlar una variable dentro de un proceso al cual ya se le está aplicando un lazo de control normal, la configuraciones presentes en los P&ID típicas lucen como en la Figura 18, en donde un generador de vapor cuenta inicialmente con un lazo de control de presión de tipo aguas abajo, y que adicionalmente se presenta un segundo lazo de control que influye sobre la única válvula de control presente en el sistema, este segundo lazo de control se hace de nivel, debido a que el generador debe siempre mantener el nivel mínimo de capacidad del tanque indicado por el fabricante, esta señal al ser compartida, presenta un selector para que la variable de mayor relevancia sea la que controle el estado de la válvula de control.

Figura 18*Lazo de control tipo superpuesto*

Nota. Tomada de *piping and instrumentation diagram development*, Moe Toghraei.

Los lazos de control tipo superpuestos se utilizan principalmente para la optimización o puesta en marcha automática de las unidades. A veces se implementa en unidades para actualizarlas y mejorarlas si las unidades muestran frecuentes alteraciones de procesos, fallas de equipos, disparos o acciones de PSV. Este tipo de control también se utiliza en casos en los que la magnitud y/o el alcance de la perturbación no pueden predecirse con precisión. Algunos ejemplos son los flujos provenientes del subsuelo (extracción de petróleo y gas) o flujos en redes de servicios públicos con múltiples usuarios.

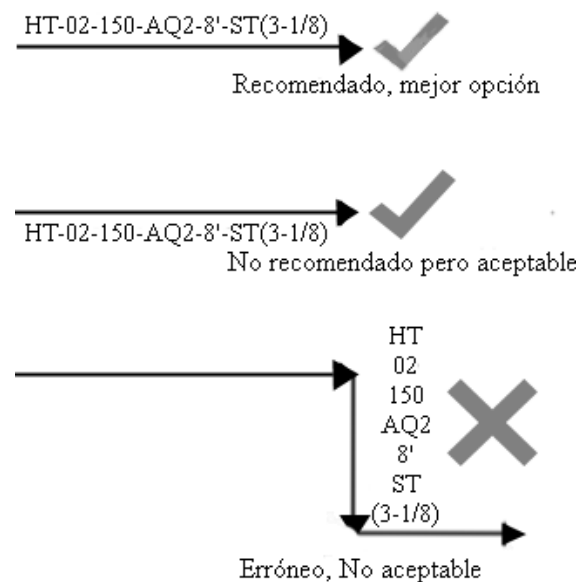
3.3.2. Identificación de las líneas

Las tuberías cumplen un papel fundamental en los planos P&ID como conectores y transportadores de fluidos de equipo a equipo, es por ello que su selección, identificación y tipo, nos resulta importante, se debe tener en cuenta que no todas las líneas presentes en los

P&ID cuentan con un *tag* identificativo y no todas presentan una flecha para indicar el sentido de flujo, esta información por lo general es asignada a las líneas principales. No está permitido repetir el *tag* de una línea ya que este funciona como un identificador único dentro del sistema de líneas, el cual es reportado en una tabla anexa al P&ID conocida como LDT (*Line Designation Table*) o tabla de identificación de líneas, este apartado resulta necesario para permitir la interpretación y análisis de las líneas del P&ID, los *tag* de las líneas se ubican normalmente al principio de esta en donde la línea esté en posición horizontal, muy similar a los conectores de entrada o salida para la siguiente página del P&ID y justo encima de la línea, no por debajo (este caso es aceptable cuando la distribución dentro del P&ID no nos permita ubicar el *tag* encima de la línea) ni en posición vertical como se muestra en la Figura 19.

Figura 19

Ubicación del identificador (tag) en líneas

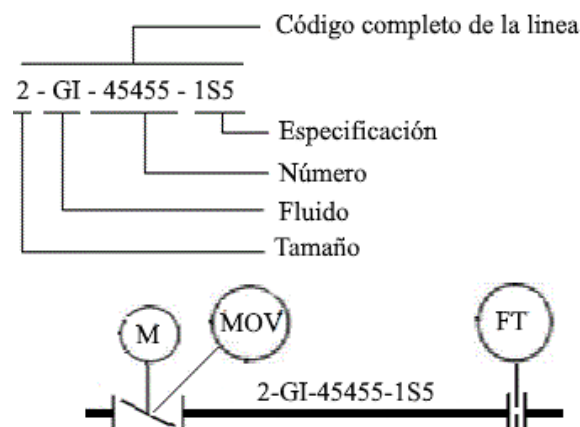


Nota. Información tomada de *piping and instrumentation diagram development*, Moe Toghraei.

Para que el proceso representado en los P&ID sea efectivo, es de vital importancia que los tipos de líneas sean codificadas y representadas bajo ciertas normas que se mencionó anteriormente, la codificación de líneas se hace más para brindar al ingeniero información intrínseca de las líneas, como el tipo de fluido que se transportará por ellas o el tamaño que estas requieren.

Figura 20

Codificación de líneas



Nota. Información tomada de *piping and instrumentation diagram development*, Moe Toghraei.

Teniendo en cuenta la Figura 20 es necesario dividir el código para ser analizado por partes. La primera parte: 2 denota el tamaño de la tubería en pulgadas. La siguiente parte las letras GI indican que tipo de fluido se encuentra en la tubería, para este caso, nitrógeno, se anexa Tabla 4 de los códigos estándares de servicios para lograr identificar los tipos de fluidos que se utilizan y los códigos de los mismos. La tercera parte los números 45455 es un número consecutivo de asignación propia de la empresa dueña del proyecto, o del departamento encargado a realizar el P&ID. La cuarta parte entre letras y números 1S5 se nombran las especificaciones de la tubería; el último apartado del código de las líneas, hace referencia comúnmente al material propio de la tubería o como su nombre lo indica, especificaciones varias que el proyecto exija, normalmente se adjunta al plano un archivo de *"pipe*

specifications” (especificación de tuberías) en donde están todos los parámetros íntimos de la tubería.

Tabla 4

Códigos estándar de servicios

SISTEMAS DE LIQUIDOS ESP.	SISTEMAS DE ACEITE	SISTEMAS DE AGUA
AL Acido	FO Aceite combustible	AW Agua acida
BL Amoniac	HO Aceite hidraulico	BW Alimentacion de caldera
CL Caustico	LO Aceite lubricante	CW Agua clorada
EL Etanolamina liquida	SO Aceite de sello	DW Agua potable
FL Sln quimica apaga fuego	WO Aceite de lavado	FW Agua contra incendio
HL Cloro	SISTEMAS DE VAPOR	GW Agua para corte de coque
IL Desemulsificador	DS Vapor de dilucion	HW Suministro gua caliente
KL Sln carbonatada	HS Vapor de alta presión	IW Retorno agua caliente
ML Metanol	LS vapor de baja presión	NW Agua no potable
SISTEMAS REFRIGERANTES	MS vapor de media presion	PW Agua de proceso
NR Refrigerante	SISTEMAS DE GASES	QW Agua de enfriamiento por immersion
PR Propano o propileno	BG Amoniac	RW retorno agua de enfriamiento
SISTEMAS DE VENDEO	CG Cloro	SW Suministro agua de enfriamiento
AV Venteo a la atmosfera	EG Gas de escape	TW Agua tratada
SV Valvula de seguridad a la atmosfera	FG Gas combustible	UW Agua para servicios
PROCESOS	GG Gas natural	XW Agua de lavado
P Proceso	HG Hidrogeno	YW Aguas de desechos
Q Azufre	NG Nitrogeno	
	SG Gas con azufre	

Nota. Información tomada de *Process industry practice*, PIP PIC001.

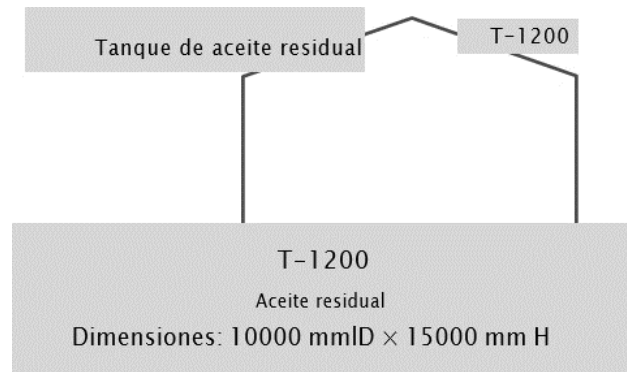
3.3.3. Identificación de un equipo

Cada equipo que se encuentra en un P&ID, posee un máximo de cuatro identificadores, una analogía se representa con los individuos de una sociedad, para ser identificado cada individuo debe tener un nombre, un número de identificación, una imagen del mismo como símbolo, y por último una breve descripción; para identificar un equipo en un plano P&ID. Se hace de la misma forma, en la

Figura 21 como símbolo de un tanque podemos visualizar dicha información.

Figura 21

Identificación de un tanque



Nota. Tomada de *piping and instrumentation diagram development*, Moe Toghraei.

Cada equipo de proceso tiene un símbolo único que lo identifica, esta simbología se encuentra basada en normas que buscan tener un estándar con el fin de unificar el símbolo de cada equipo. Las etiquetas consisten en un arreglo entre letras y números, donde la letra es representativa según el equipo a identificar, por ejemplo, una bomba para ser etiquetada la letra será P-xx esto debido a sus siglas en inglés *Pump*, las xx viene siendo el número y es puesto según sea la cantidad en la lista de equipos. Cuando se presenta equipos paralelos similares se adiciona una letra al final del número en la etiqueta, es decir en el caso de dos bombas similares paralelas sus etiquetas serían P.125A y P-125B. El ingeniero de procesos es quien nombra el equipo y es asignado cuando se está desarrollando el diagrama de flujo del proceso (PFD), es decir, en la etapa inicial. La información técnica es una breve descripción del equipo, debe estar allí solo si es necesaria para ayudar a la comprensión de los símbolos, si es el caso de requerir más información se debe consultar las hojas de datos y otros documentos respectivos sobre la planta.

4. Simbología de instrumentación industrial

Aunque las simbologías presentes en los diversos planos suelen ser diferentes y sujeto a interpretación por parte del usuario, suelen seguir recomendaciones de la ISA, específicamente la ANSI/ISA- 5.1. Es importante relacionarse con la simbología presente en el plano ya que a partir de esto podremos conocer el alcance del proyecto representado en el plano.

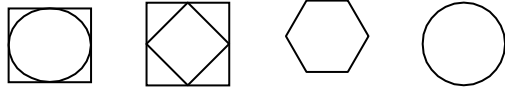
4.1. Símbolos de ubicación

Algunas de las “burbujas” son sólo círculo abierto, mientras que otros tienen líneas que recorren el centro. Cada uno de estos símbolos tiene un significado de acuerdo a la norma ISA (*Instrumentation Systems and Automation Society*). Según la Tabla 5 el símbolo que se utiliza para cada instrumento dice algo acerca de su ubicación, esto es muy importante cuando se trabaja en una planta con muchos instrumentos diseminados en varias áreas de procesos y sub-plantas.

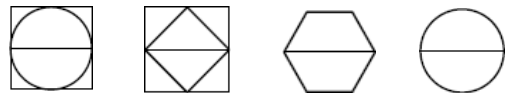
Tabla 5

Dispositivos y símbolos de ubicación

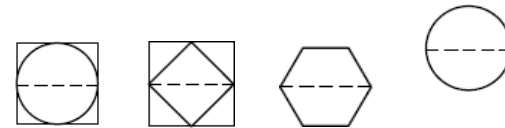
Control compartido Lógico programable Función de computadora Discreto	Ubicación y acceso
	Significa que el dispositivo representado se encuentra ubicado en el exterior, en campo, tales



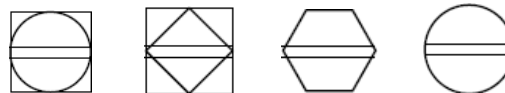
como los sensores o switches de nivel; están conectados con el sistema de control, pero no están dentro de un cuarto de control o un cuarto de control auxiliar, la mayoría de los sensores son ubicados en el exterior cerca al equipo al cual se le realizará la medición.



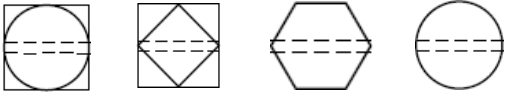
Cuando un *tag* contiene una línea sólida horizontal que divide las letras de los números, significa que el instrumento está situado en el cuarto de control, es visible y accesible para el operador.



Indica que el equipo está dentro del cuarto de control pero que no es un muy relevante y no es accesible para el operador



Indica que el instrumento está ubicado en un gabinete de control en el campo, es accesible y visible para el operador, por lo general este tipo de accesorios son controlados por la empresa manufacturera del plano, este tipo de gabinete se usa cuando el tipo de instrumento contiene partes de electrónica que requieren ser protegidas como los sistemas del PLC

	Indica que el instrumento está ubicado en gabinete, en campo, pero que no es accesible para el operador
---	---

Nota. Información tomada de la norma ANSI-ISA 5.1 (2009)

Las posiciones de estos círculos en el diagrama indican de dónde proviene la información del proceso y definen los pasos a seguir. La información del proceso que se puede medir se ilustra en un círculo. Esto incluye información para registrar e información para usar en los lazos de control de procesos.

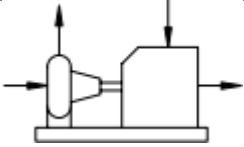
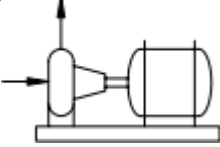
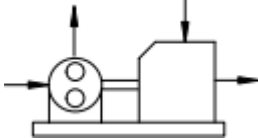
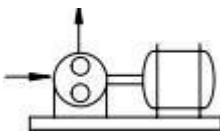
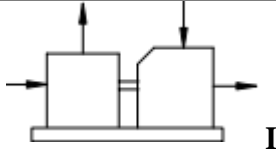
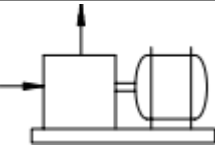
4.2. Simbología de equipos

En los planos a analizar se realizan diferentes tipos de procesos y es por ello que se necesita la representación esquemática de los mismos; es obligante que dentro de los planos P&ID se ilustren los equipos que realizan dichos procesos, tanto físicos como químicos, y que dicha representación sea equivalente o similar a como los dispositivos lucen en la realidad; a continuación, se da a conocer la simbología en representación a los equipos que realizan los procesos.

4.2.1. Bombas

Tabla 6

Simbología de bombas

Bombas centrífugas	
	
Impulsada por turbina	Impulsada por motor eléctrico
Bombas rotativas	
	
Impulsada por turbina	Impulsada por motor eléctrico
Bombas reciprocantes	
	
impulsada por turbina	Impulsada por motor eléctrico

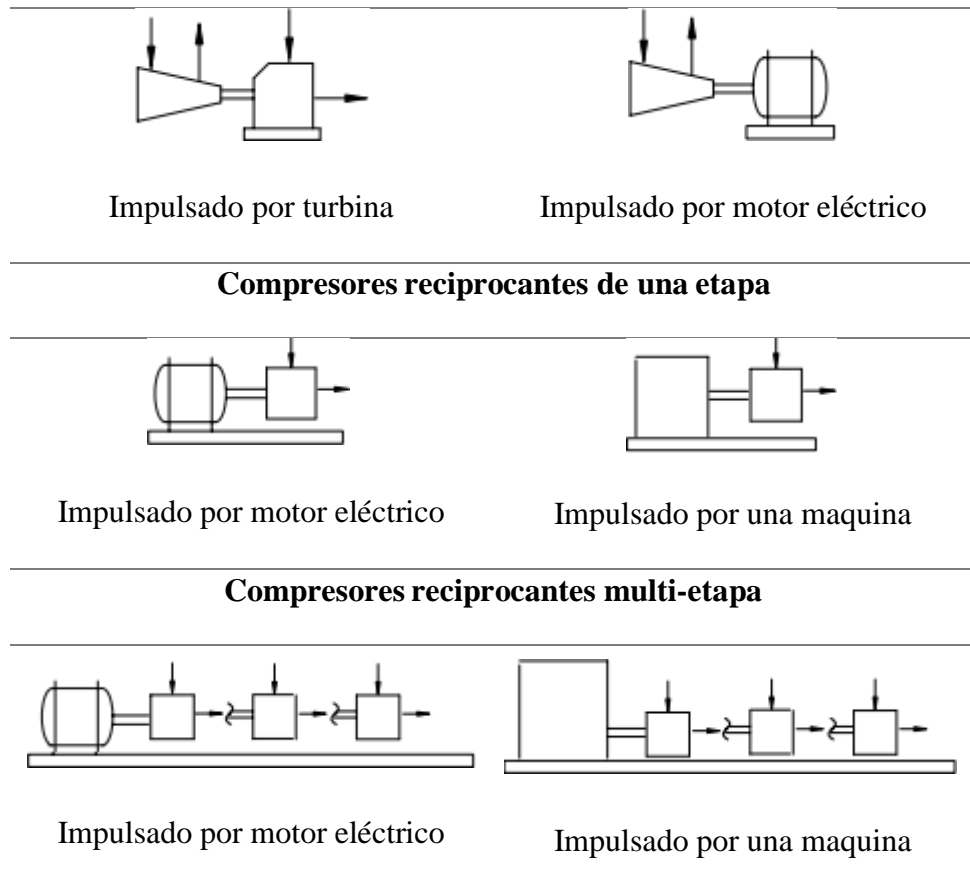
Nota. Adaptado de *pipe drafting and design*

4.2.2. Compresores

Tabla 7

Simbología de compresores

Compresores centrífugos	
--------------------------------	--

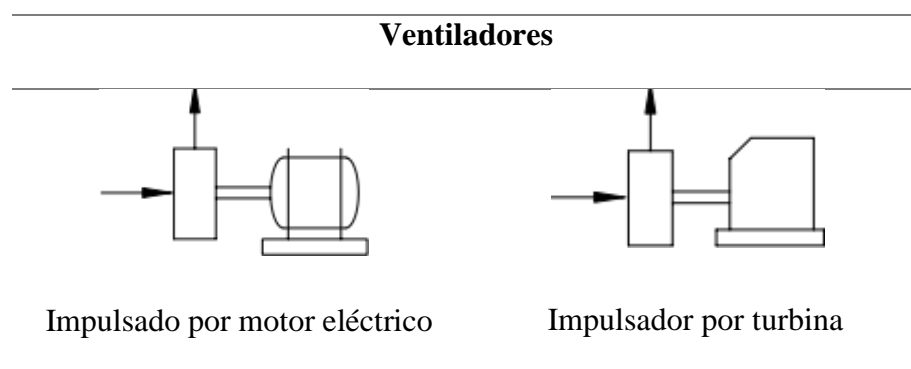


Nota. Adaptado de preparación de diagramas de procesos, PDVSA

4.2.3. Ventiladores

Tabla 8

Simbología de ventiladores



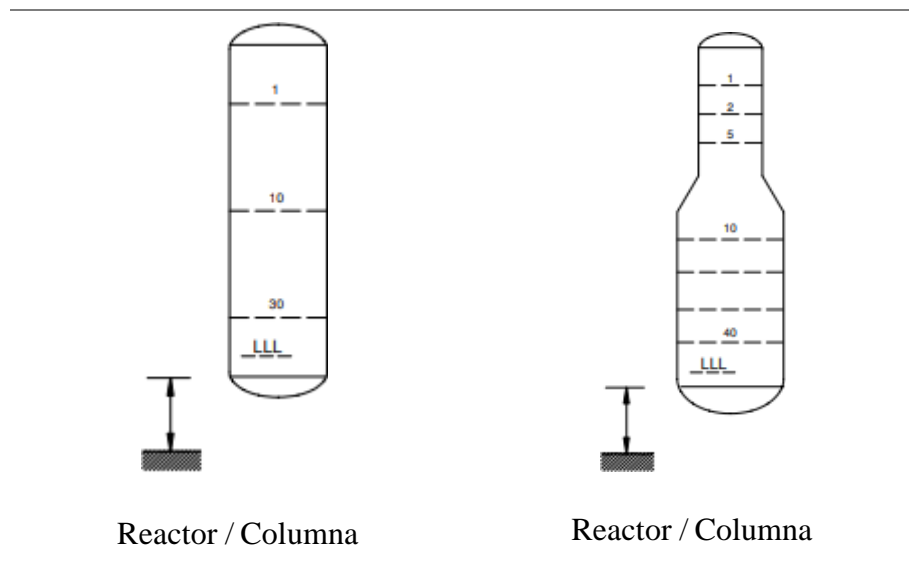
Nota. Adaptado de preparación de diagramas de procesos, PDVSA

4.2.4. Intercambiadores de calor

Tabla 9

Simbología de intercambiadores de calor

Intercambiadores de calor	
Carcaza y tubo	Carcaza y tubo
Intercambiador de cabezal flotante y tapa canal	Intercambiador de placa fija
Intercambiador de doble tubo	
De placas	Caja enfriadora
Rehervidor tipo kettle	Enfriador por aire



Reactor / Columna

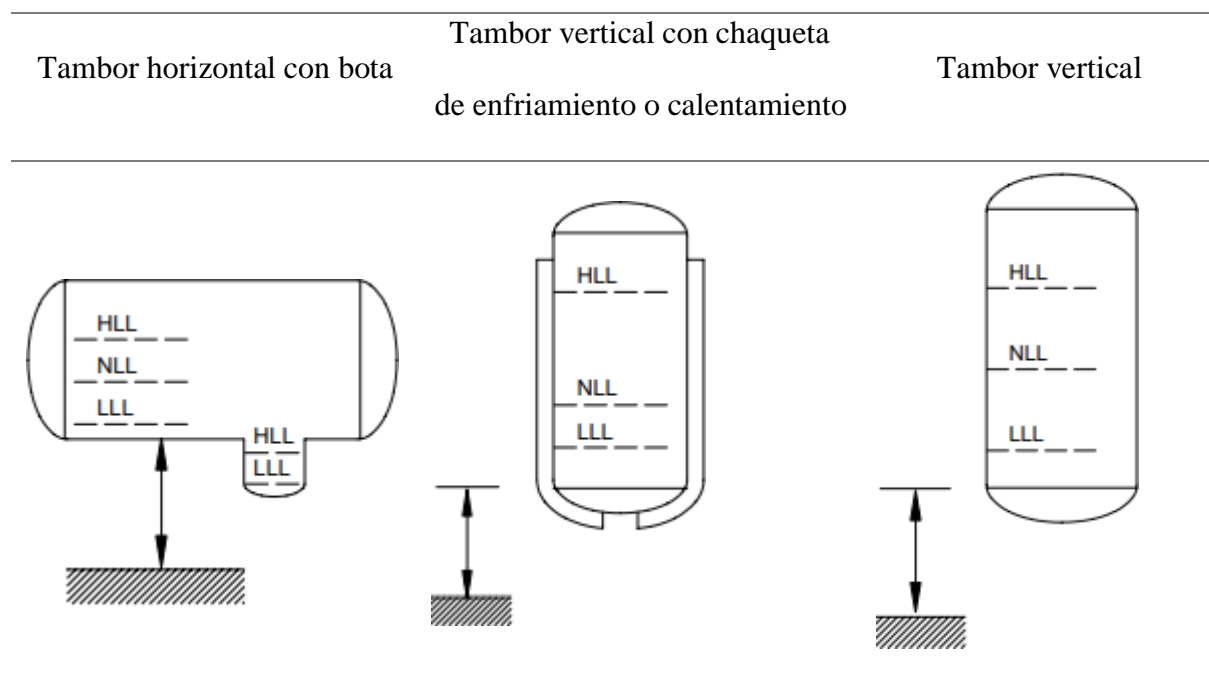
Reactor / Columna

Nota. Información tomada de *Process industry practice*, PIP PIC001.

4.2.5. Separadores

Tabla 10

Simbología de separadores

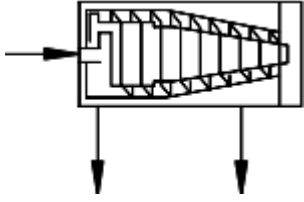
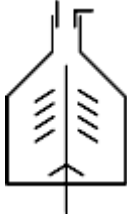
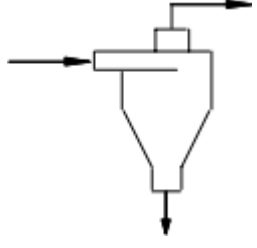

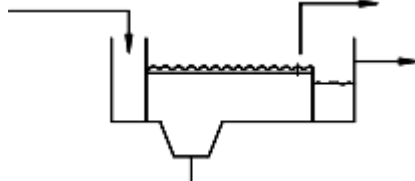
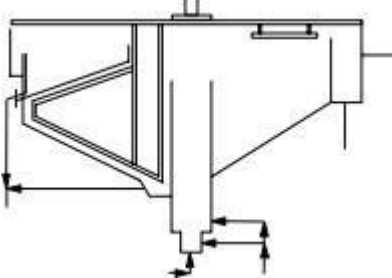


Nota. Adaptado de preparación de diagramas de procesos, PDVSA

4.2.5.1. Mecánicos y por gravedad.

Tabla 11

Separadores mecánicos y por gravedad

Separadores mecánicos y por gravedad	
	
Decantador centrifugo	Decantador centrifugo vertical
	
Ciclón	Laguna
	
Separador API	Flotador de aire disuelto (DAF)

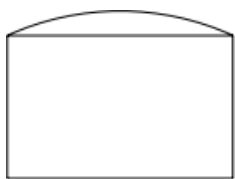
Nota. Adaptado de preparación de diagramas de procesos, PDVSA

4.2.6. Tanque de almacenamiento

Tabla 12

Tanques de almacenamiento

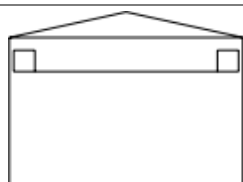
Tanques de almacenamiento



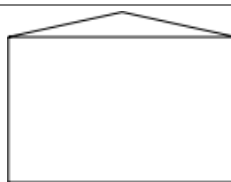
Tanque techo de domo



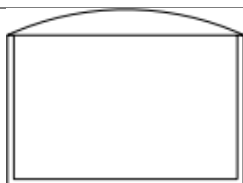
Tanque superior abierto



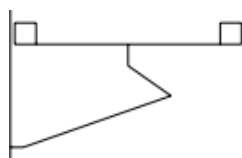
Tanque interno de techo flotante



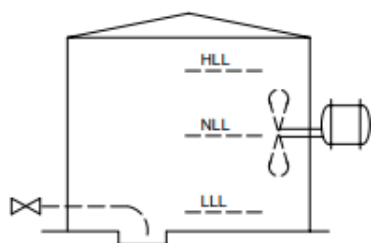
Tanque de techo cónico



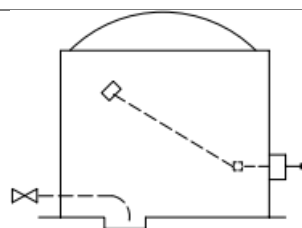
Tanque de doble pared



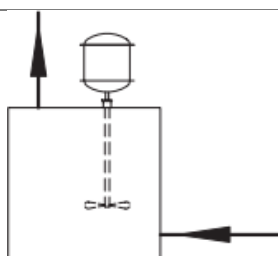
Tanque de techo flotante externo



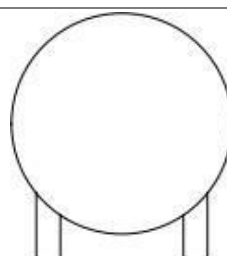
Tanque de techo fijo con agitador



Tanque de techo fijo con medidor de flotador



Tanque de mezcla



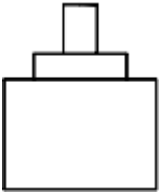
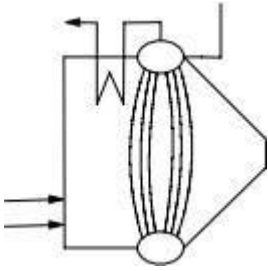
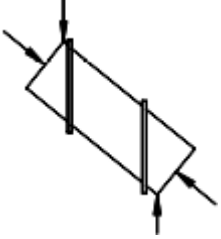
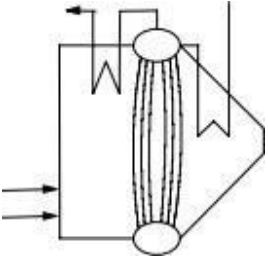
Tanque de almacenamiento esférico

Nota. Adaptado de PIP prácticas de la industria de procesos

4.2.7. Hornos y calderas

Tabla 13

Simbología de hornos y calderas

Hornos	Calderas
 <p>Horno</p>	 <p>Caldera acuatubular sin economizador</p>
 <p>Horno rotativo</p>	 <p>Caldera acuatubular con economizador</p>


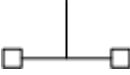

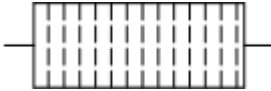
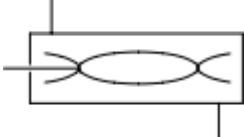
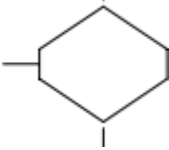
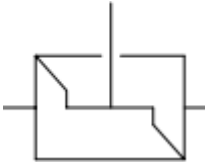
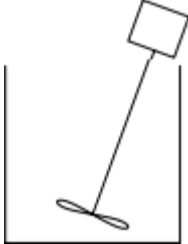
Nota. Adaptado de: Simbología para planos de procesos, PDVSA

4.2.8. Mezcladores

Tabla 14

Simbología de mezcladores

Mezcladores

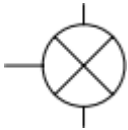
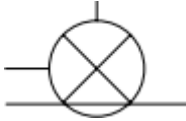
	
Hélice	Turbina radial
	
Turbina axial	De orificio
	
De cinta	De doble cono
	
En línea	De hélice impulsado por motor eléctrico

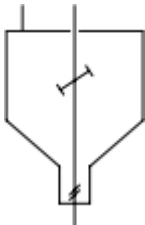
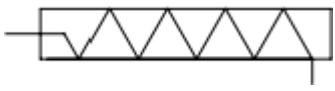


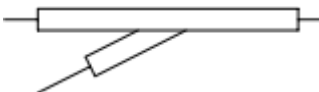
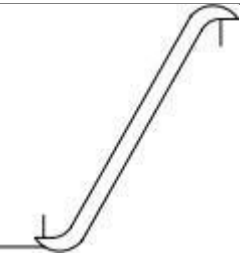
Nota. Adaptado de preparación de diagramas de procesos, PDVSA

4.2.9. Transporte estacionario

Tabla 15

Simbología de equipos de transporte estacionario

Equipos de transporte estacionario	
	
Válvula de estrella rotativa	

Caída directa	
	
Aire soplado	Transportador de tornillo sin fin
	
Correa transportadora	Transportador de rodillos
	
Transportador vibratorio	Elevador

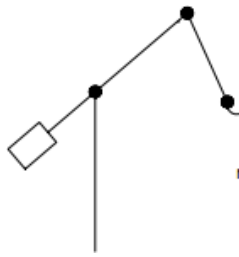
Nota. Adaptado de simbología para planos de procesos, PDVSA

4.2.10. Brazo de carga

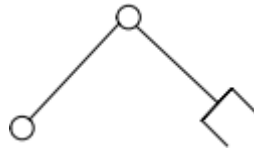
Tabla 16

Simbología brazo de carga

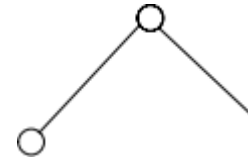
Brazo de carga



Marino



Brazo de llenado por arriba



Brazo de llenado por el fondo

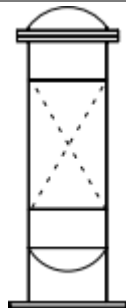
Nota. Adaptado de preparación de diagramas de procesos, PDVSA

4.2.11. Filtros

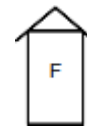
Tabla 17

Simbología de filtros

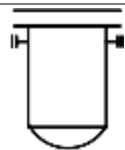
Filtros



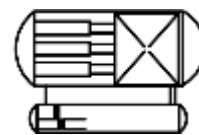
Filtro



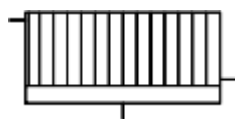
Filtro de aire



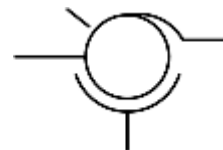
Filtro tipo cesta



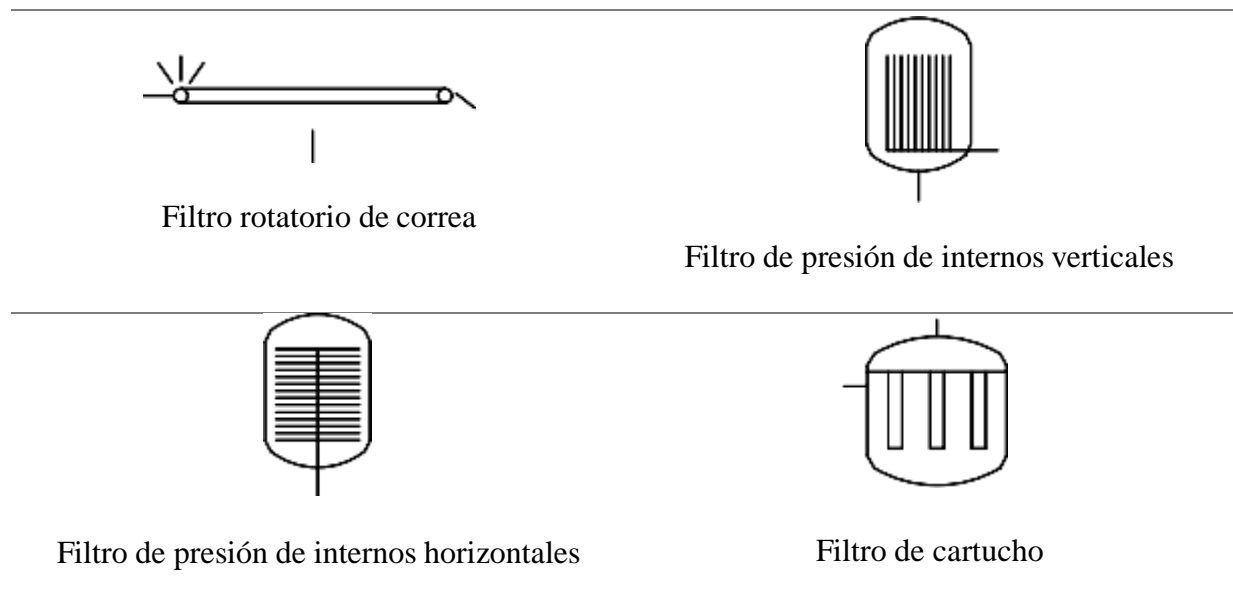
Filtro de separador



Filtro prensa



Filtro rotatorio



Nota. Adaptado de Simbología para planos de procesos, PDVSA

4.3. Simbología de tuberías y líneas

Las líneas de conexión son la representación de la tubería que es requerida para poner en marcha el proceso, siendo los P&ID como un "diagrama de rutas" porque puede poseer diversos caminos debido a que se puede encontrar en el plano diferentes fluidos durante el proceso.

Las flechas que se encuentran en las líneas de conexión son utilizadas para mostrar en qué dirección va el flujo del fluido (Rahul et al., 2019). A menudo se tiende a creer que las líneas de conexión entre cada uno de los accesorios del esquema no tienen relevancia debido a que no realizan una función diferente a la de transportar fluidos dentro del sistema, pero al momento de la interpretación de un plano real se evidencia la gran importancia que estos tienen y que muchas empresas realizan modificaciones a dichas *pipelines* anhelando una interpretación mucho más fácil como lo es la adición de colores. A nivel de normativa están representadas el tipo de señal que se transmite por cada una de las conexiones presentes, pero a nivel privado,

las empresas realizan modificaciones internas para que el ingeniero de producción tenga una vista global de cómo están distribuidas las conexiones presentes en la estación, en la Tabla 18 se ilustran los tipos de conexiones más triviales encontradas en la industria y las cuales están validadas por la normativa evaluada por la ISO:

Tabla 18

Simbología de las líneas y tubería

SIMBOLOGÍA DE LAS LÍNEAS Y TUBERÍA	
Alimentación o suministro	—————
Neumática	// — // — //
Indefinida	/ — / — /
Hidráulica	L — L — L
Eléctrica	——— O // //
Electromagnética o sónica	~ ~ ~ ~
Conexión interna	○ — ○
Mecánica	● — ●
Capilar	X — X
Con traza	————— - - - - -

Nota. Adaptado de la norma ANSI/ISA 5.1 - 1984

La mayoría de las líneas presentes en el P&ID deben ser enumeradas con el propósito de llevar un orden, la información mínima necesaria de cada línea del sistema principal requerido en el plano es el tipo de servicio, diámetro nominal, sentido de flujo, numeración de la línea y sus especificaciones. En el P&ID el sistema de enumeración de líneas de tubería siempre se hace

en orden iniciando en las tuberías principales y siguen los ramales, las líneas auxiliares, los cabezales de servicio, conexión de ramales, drenaje conectado al sistema de recolección, y finaliza en el venteo u otras conexiones de boquillas.

Para aquellas tuberías que no tienen uso continuo, la identificación se hará en el momento de inicio y en el momento de parada y no pertenece a un consecutivo general de líneas; las tuberías que no están numeradas debido a que no son parte fundamental del P&ID y no están presentes en la mayor parte de los proyectos representados a través de los DTI son: líneas de desvío de válvulas de control, líneas de venteo, líneas de drenaje, conexiones de boquilla a boquilla de intercambiadores, tuberías suministradas por vendedores como parte de equipos en paquetes. tubería de instrumentos; este tipo de tubería como lo son la conexión en equipos que tienen discos ciegos y válvula, pero no poseen tubería físicamente son identificados o referenciados según el equipo al que están conectados, mas no como parte del sistema principal de líneas de tubería.

Es importante señalar cuando una tubería aumenta o disminuye su diámetro por requerimientos dimensionales del equipo al cual se encuentra conectado y deberá ilustrarse en el plano sus nuevas condiciones, como también todas aquellas líneas que no estén de acuerdo a las especificaciones de las demás tuberías. Es de vital importancia leer todas las notas y tablas anexas al plano ya que dichos apartados brindan información relevante con respecto al flujo de fluidos dentro del P&ID e información de accesorios de instrumentos del proceso. Se deben indicar todas aquellas líneas que contengan más de una fase y todas las líneas con trampas de vapor imprescindibles para iniciar la operación, al igual que las tuberías eléctricas y con trazas de vapor. También se debe representar cuando haya cambio de tubería si el origen de suministro

es diferente, cuando la tubería sea suministrada por el proyecto o por un suplidor externo porque estas pueden presentar variaciones en propiedades intrínsecas de la tubería.

Señalar si existen fluidos que presenten riesgo al personal, al medio ambiente o a equipos y el ducto por el que este cruzará. Si hay descargas a la atmósfera, se debe especificar la toxicidad o inflamabilidad de vapores y la elevación mínima de descarga, dentro del plano las emisiones a la atmósfera son ubicadas en la parte superior derecha del P&ID. Para aquellos fluidos que contengan componentes químicos peligrosos se realizará la indicación en su respectiva línea, pero al presentar estas condiciones de toxicidad, no podrá ser venteado o emitido a la atmósfera Registrar todos los diámetros de tubería en las uniones, venturis, toberas, acoplamientos y de los elementos extras que pueda existir en los lazos de control.

Los diámetros más comunes están en el rango de 6 a 26 pulgadas para líneas principales, y para líneas no primarias, el rango más usado es el de 6 a 2 pulgadas, este último (2 pulgadas) es normalmente considerado como el rango mínimo de operación para ductos. El manejo de tuberías para transporte de fluidos menor a 2 pulgadas no es común y cuando el diseño requiere utilizar tubería de este diámetro o inferior, deberá considerarse desde la etapa inicial de diseño de la planta y en la representación de los P&ID debido a que se debe contar con su disponibilidad y diseñar condiciones para el manejo de estas, por ejemplo, los soportes (*racks*) para este tipo de tubería deben estar más cercanos unos a otros debido a que esta tubería puede presentar pandeamiento por ser una tubería “débil” alterando condiciones de presión y flujo de fluidos en los ductos y por otro lado, sumaría o alteraría el presupuesto previsto inicialmente. Por otro lado, sobredimensionar los diámetros de tubería tampoco resultará provechoso para las finanzas del proyecto, debido a que el flujo de fluidos es menor por disminución de la

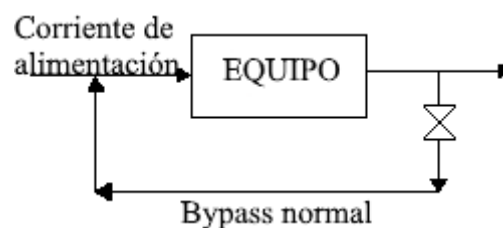
presión, y en muchos casos, resultará necesario agregar impulso al fluido por medio de bombas las cuales aumentan el presupuesto.

Se señalan todos los drenajes, venteos y puntos de purga que existen en el proceso real con propósitos de operación, parada y arranque. Cabezales, subcabezales y ramales deben tener unas líneas con buen trazado, se deben señalar los puntos de muestra, con su respectivo sistema de enfriamiento o calentamiento.

En la representación de líneas auxiliares existen variaciones con respecto a su presentación en los P&ID, los bypass dentro del sistema tienen como propósito aliviar la presión de una línea, servir como línea de contingencia ante un fallo en la línea principal o para método de estudio mediante líneas de muestras, entre otros, a continuación, se ilustrarán las posibles representaciones que presentan las líneas de contingencia o bypass en los planos de instrumentación y tubería:

Figura 22

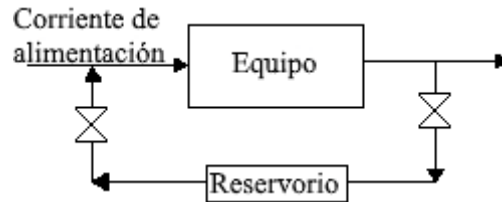
Bypass común



El propósito principal de este tipo de Bypass mostrado en la Figura 22 es realizar mantenimiento a la unidad o equipo operativo, dejando este fuera de línea; son importantes y necesarios debido a que el flujo principal no se ve afectado y cuando existen unidades de tratamiento en paralelo o de *backup*, el tratamiento no se ve interrumpido.

Figura 23

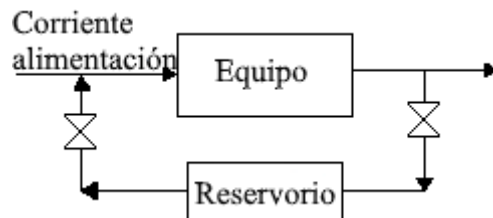
Bypass con reservorio



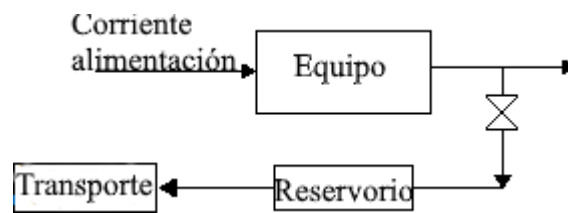
En la *Figura 23* algunos tratamientos exigen un tiempo de tránsito mayor a otros o requieren que el fluido de la línea principal sea tratado dos veces, es por ello que este tipo de bypass presenta un tanque de almacenamiento o reservorio, para regulación del flujo, entre otros.

Figura 24

Bypass con reservorio y tratador



Como en *Figura 24* la línea del bypass presenta reservorio y tratamiento, normalmente las condiciones del fluido a reinyectar a la línea han cambiado con respecto a las condiciones que sale de las unidades de tratamiento. En los procesos petroleros o complejos de refinación este caso se observa continuamente en la adición de química bien sea como refuerzo a un químico previamente inyectado.

Figura 25*Bypass con reservorio para disposición*

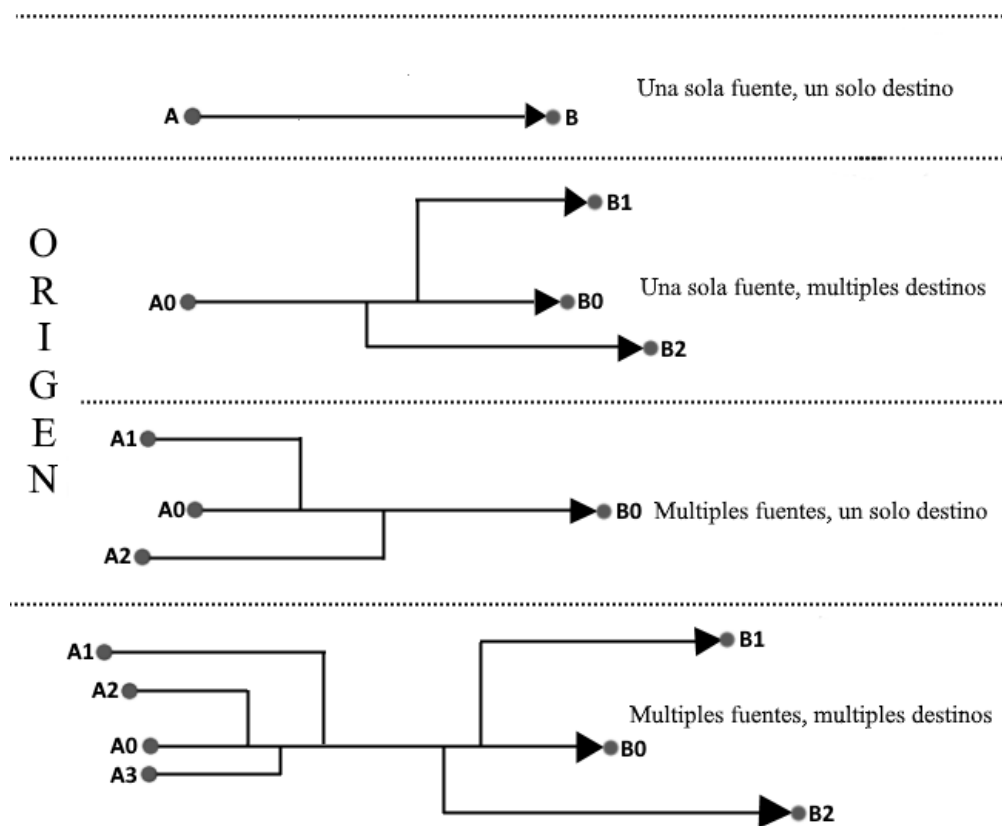
Es importante señalar que no todas las líneas de *by-pass* retornan al fluido principal de donde inició debido a varias razones, el caso más trivial en que se puede presentar este escenario es cuando hasta este punto ya aparece un resultado del proceso en un nivel menor de refinación o tratamiento, por ejemplo, en el proceso de refinación de petróleo crudo, luego de la torre de fraccionamiento a donde ingresa la línea principal existe un separación que depende de la volatilidad de cada subcomponente del crudo, y a partir de allí, cada subcomponente será tratado de manera separada, en los P&ID esta representación puede existir cuando después del uso de un equipo hay cambio de condiciones físicas o químicas del fluido y se requiere disponer como lo enseña la Figura 25.

Las líneas auxiliares como lo son los *by-pass* son necesarias dentro del diseño de planos porque cada equipo presenta un tiempo de trabajo antes del fallo, un tiempo necesario para reparación y un tiempo de vida útil que se debe tener presente al momento del diseño ante contingencias, estos tiempos son calculados y definidos bajo los conceptos *MTBF* (Tiempo antes del fallo, *mean time before failure*) y *MTTR* (Tiempo de reparación, *mean time to repair*) para tener conocimiento de la periodicidad con que los equipos requieren intervención y muchas veces, retiro de operación, esto afectará el proceso representado en los P&ID y de aquí surge una de las razones para la planeación y diseño de las líneas de alivio dentro los planos de

instrumentación y tubería. Cabe mencionar que los valores de estos parámetros pueden variar respecto a las condiciones en que el equipo esté siendo operado, la marca, entre otros.

Existen tres parámetros necesarios y primordiales para la selección de tubería en los P&ID son: el tipo de fluido, temperatura y presión del trabajo. Es importante conocer las tres condiciones operacionales a las cuales las líneas estarán sometidas y de esta manera realizar una selección de acuerdo a las especificaciones de tubería. Para condiciones de diseño, el profesional deberá elegir al menos dos opciones que suplan las necesidades requeridas, tomando como primeros parámetros el tipo de fluido y temperatura de trabajo, y, por último, la presión que la tubería soportará. Cuando existen varias opciones de tubería que suplan las necesidades de la operación, se deberá observar el ámbito económico y la disponibilidad tanto en diámetros de tubería como en las conexiones de diferentes tipos de válvulas que se usan en el proyecto inicial o con respecto a la proyección, generalmente se elegirá la tubería con especificación y amplio catálogo para disponer de válvulas o accesorios que se lleguen a necesitar.

Existen diferentes tipos de arreglos de tubería para transportar un producto desde un punto A hasta un punto B, estos tipos de arreglos son expuestos en el P&ID y su configuración está ligada a su propósito. El arreglo más sencillo es una llevar el fluido desde el punto A al punto B por medio de un tubo que los conecte, en este arreglo la única preocupación del profesional es que el fluido vaya en el sentido deseado, para controlar esto, sabemos que el fluido se moverá de una posición de mayor presión, a una de menor presión, entonces, si es punto de origen disminuye la presión con respecto al punto destino, provocará una contracorriente o *backflow* que muchas veces es perjudicial para equipos como bombas. En los P&ID por lo general aparecen diferentes tipos de arreglos en un mismo plano, los cuatro tipos de arreglos se ilustran en la Figura 26.

Figura 26*Tipos de arreglos de tuberías*

Nota. Información tomada de *piping and instrumentation diagram development*, Moe Toghraei.

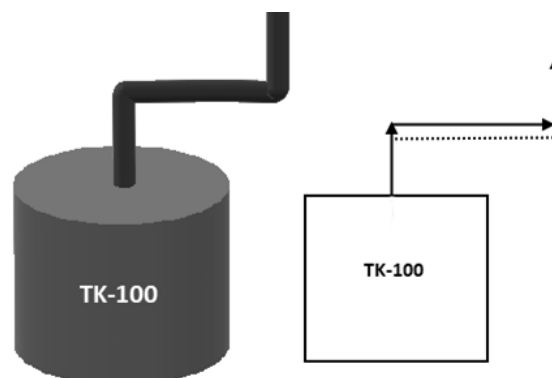
Controlar el sentido de flujo del fluido en cada uno de los arreglos de tubería es uno de los grandes problemas que debe afrontar el profesional, por ello es usual ver en los planos válvulas de tipo cheque la cual su única función es evitar que el fluido se devuelva, existen otros sistemas más efectivos para asegurar el flujo de fluidos en el sentido deseado, como lo son el *air gap*, la válvula tipo cheque, tubo en U invertido. Todos son diseñados con un único propósito de evitar un *backflow* en líneas, pero unos presentan desventajas o desventajas con respecto a otros, por ejemplo, las válvulas tipo cheque dejan fluctuar un aproximado del 10% y algunos diseños para mejorar esta condición, ponen varias válvulas en línea, lo que puede contribuir como solución, pero aumenta el presupuesto planeado. Las bolsas de aire (*air gap*) son las que mejor

desempeño tienen en cuanto al control de *backflow*, pero solo funciona para corrientes líquidas y otro contra presentado en este método es que contamina el líquido a controlar mediante el aire inyectado. El tubo en U invertido es funcional, pero en corrientes con alta presión, el diseño deja de ser útil y debería diseñarse una “U” más grande, solo funciona para corrientes líquidas.

Otro problema que presenta el profesional durante el diseño de líneas es lidiar con los flujos de dos fases que se presenta comúnmente (líquido-gas, gas-líquido y sólido-líquido), para ello existen sistemas de remediación que deben ser representados en los P&ID cuando están siendo utilizados, para la flujo líquido-gas se aplican los siguientes sistemas de control. En una línea de gas, para evitar que este se condense, se aumenta la temperatura mediante un trazador de calor. La Figura 27 muestra como, es la representación en el plano, se debe trazar una línea punteada justo debajo del tramo de tubería a calentar.

Figura 27

Trazador de calor en una sección de tubería para evitar condensación de vapores y generación de dos fases.

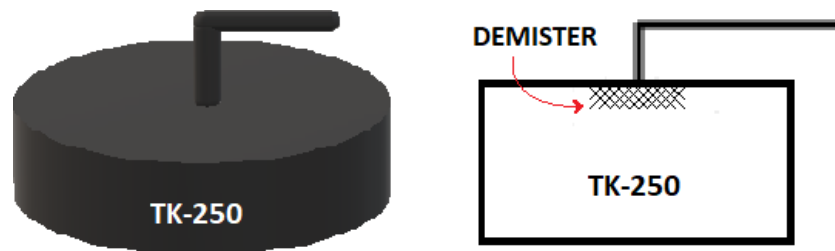


La línea punteada hace alusión al calentamiento de un trayecto de tubería dentro del plano, por si es observado posteriormente y no siempre hace alusión a la separación de un flujo de dos fases. Otra opción usada en los equipos para la eliminación de líquidos son los eliminadores de

niebla o demister, cuando los equipos contienen este tipo de mallas, en el P&ID será representado en la Figura 28:

Figura 28

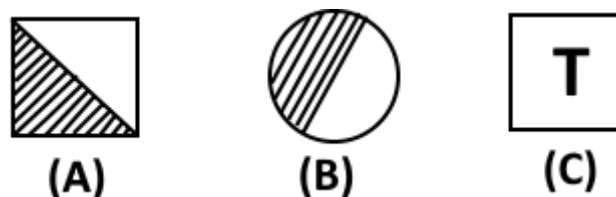
Demister para captación de condensados en un P&ID



Existen diferente simbología para representar una trampa de vapor (método también usado para lidiar con las corrientes de dos fases líquido-gas) y son normalmente instaladas en secciones de tubería que presenten retención de fluidos cuando el sistema se encuentre desenergizado, los tipos más triviales son los que se muestran en la Figura 29, siendo (A) tipo cubo invertido, (B) trampa de vapor tipo termodinámica y (C) es la representación más usual encontrada en los P&ID para una trampa de vapor. Estas trampas de vapor son una versión compacta de un separador de dos fases, pero sin la necesidad de seguimiento o control externo.

Figura 29

Representación de tipos de trampas de vapor



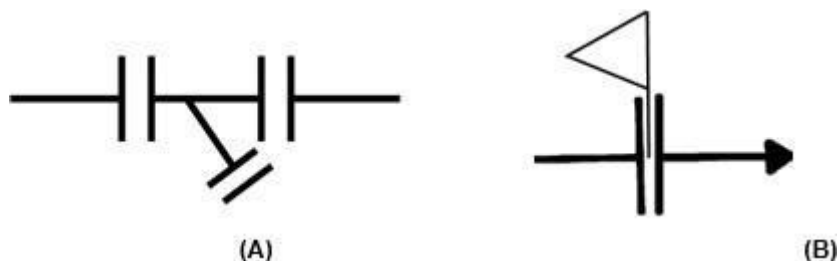
En los flujos gas-líquido, la remoción de gas es más fácil debido a la naturalidad del gas de ir hacia arriba en forma de burbujas y acumularse en las esquinas de la tubería, para ello basta

con disponer de un liberador de gas (o de aire) en el lugar donde se prevé se acumulará, la simbología de este tipo de válvulas se encuentra en el apartado de simbología del presente manual, normalmente estas válvulas son ubicadas en el tope de la tubería.

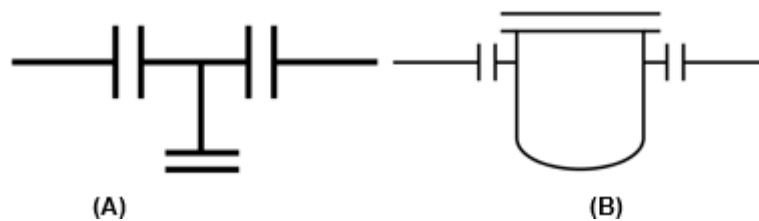
Como última situación o escenario presente en los flujos dobles están los flujos sólido-líquido, en donde la solución más común empleada son los filtros o coladores usados para su separación mediante la decantación de sólidos, ubicados en la parte baja de la tubería o en zonas donde la tubería esté vertical para facilitar su remoción, la representación de estos en los P&ID varían con respecto a su temporalidad o permanencia dentro del sistema y con respecto al beneficio que estos filtros pueden brindar, por ejemplo, en los P&ID una de sus ubicaciones más comunes es previo a la toma de fluidos de una bomba para asegurar la limpieza del fluido y el cuidado del equipo. Aunque los filtros temporales son más vistos en la etapa de desarrollo de los P&ID es válido hacer su mención debido a que existe la posibilidad que el sistema representado en el P&ID sea de contingencia, de arranque o de suplemento de energía. Por otro lado, los filtros permanentes no significan que estén en uso constante, solo que su disponibilidad si es permanente dentro del sistema, normalmente son alineados para el arranque luego de un break Down planeado o imprevisto, su representación se hace como se ilustra en la Figura 30 y la Figura 31 respectivamente.

Figura 30

Filtros temporales



Nota. Información tomada de *pipng and instrumentation diagram development*, Moe Toghraei.

Figura 31*Filtros permanentes*

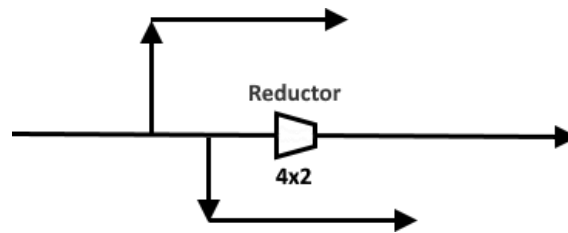
Nota. Información tomada de *pipng and instrumentation diagram development*, Moe Toghraei.

Los accesorios son componentes que afectan pasivamente el flujo de fluidos como los codos, y generalmente no son mostrados en los P&IDs excepto por cuatro diferentes grupos de accesorios que regulan el flujo de fluidos en los sistemas de tubería como lo son los reductores y ampliadores, conectores de tres vías, accesorios de final de tubería y bridas de proceso los cuales serán identificados y explicados a continuación

Los reductores y ampliadores presentes en la tubería son usados bajo diferentes situaciones o necesidades, son representados por medio de un trapecoide señalando el diámetro inicial y final del cambio generado a la tubería intercedido por un “X”, entonces, para un reductor que cambia de una tubería de diámetro 4” a una de 2” como muestra la Figura 32, el reductor será identificado como 4x2 y al momento de representarse, la parte ancha del trapecio será puesta perpendicular a la tubería de mayor diámetro, en este caso el reductor fue puesto debido a que la línea previamente presenta ramales, haciendo dividir el flujo en la cantidad de ramales presentes, para este caso, caso contrario sucede en la Figura 33, en donde las líneas se mancomunan generando posiblemente un aumento indeseable de presión, de aquí la necesidad de un aumento del diámetro e instalación de un ampliador de la línea por donde fluirán el producto de las 3 líneas, esta instalación del ampliador se hace previa a la unión de líneas.

Figura 32

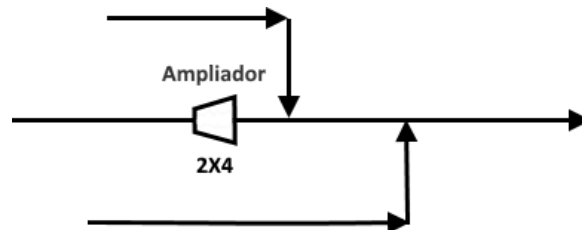
Representación de un reductor en P&ID



Nota. Información tomada de *piping and instrumentation diagram development*, Moe Toghraei.

Figura 33

Representación de un amplificador en P&ID

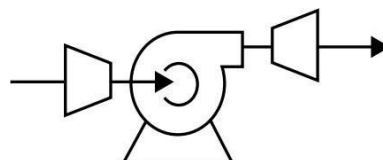


Nota. Información tomada de *piping and instrumentation diagram development*, Moe Toghraei.

Otra de las razones para uso de amplificadores o reductores en líneas es la adaptación con equipos presentes en un sistema, muchas veces las conexiones bridadas o soldadas que se hacen con los equipos (válvulas, bombas, compresores, etc.) son de diferentes diámetros a la línea principal de tubería, entonces, un reductor será instalado antes del equipo y un amplificador será puesto después de este, o viceversa, como se ilustra en la Figura 34.

Figura 34

Uso de amplificadores o reductores de líneas para acoplamiento



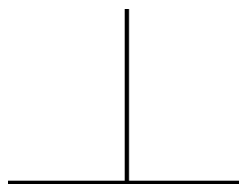
Nota. Tomada de *pipe drafting and design*

Este tipo de conexiones a equipos muchas veces se hace también para variar la velocidad a la que el fluido llega al equipo, más cuando se trata de fluidos nocivos, sensibles o inflamables, este cambio de diámetro ayudará a la descarga de energía electrostática posiblemente generada hasta este punto. Es necesario realizar la diferenciación de cómo están conectadas al final de su tramo y la respectiva identificación de las mismas, debido a que generalmente esto nos puede indicar información sobre el diámetro de tubería ya que hay algunas conexiones de tipo bridada o soldada que no son recomendadas para ciertos diámetros de tubería, inferior o superior a 2 pulgadas y muchas de estas veces un reductor o amplificador es usado, a continuación se listan diferentes tipos de conexiones al final de una tubería o conexión con otra de mayor o menor diámetros.

Cuando las dos tuberías a unir son de igual diámetro, o cuando la línea vertical es menor a la línea horizontal en dos o tres veces su diámetro, la conexión que se realizará será tipo “T” y será representado en el P&ID como en la Figura 35.

Figura 35

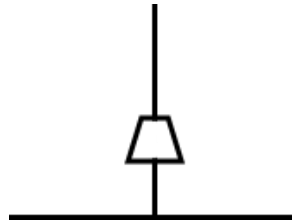
Conexión tipo “T”



Cuando la conexión vertical es de menor diámetro (por mitad del diámetro de la línea horizontal) se usará un reductor y la representación en el P&ID lucirá como en la Figura 36.

Figura 36

Conexión tipo “T” con amplificador

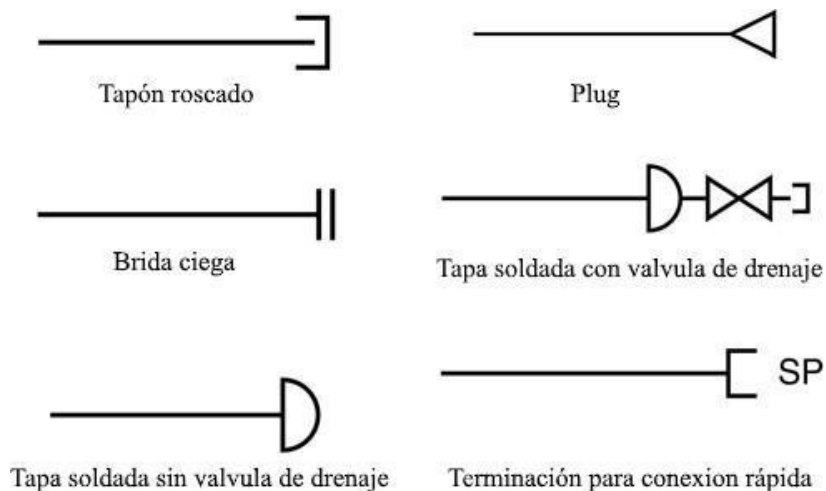


Para los tipos de finales en tubería, existen varias terminaciones de acuerdo al diámetro de tubería que sea, casi siempre el diámetro al que difiere es 2" debido a que la producción de estos diámetros es menos común para tuberías de transporte de fluidos e incluso menos para diámetros inferiores, normalmente este tipo de diámetros se utilizan directamente en los equipos para servicios de instrumentación, de hecho, la literatura tiende a cambiar el nombre de la tubería en un rango superior o inferior a 2", acuñando el término “*tube*” tubo para tubería inferior a 2” y el término “*pipe*” para tubería de diámetro superior a 2”, esta distinción se hace debido a la cuantiosa diferencia de producción entre “*tubes*” y “*pipes*” siendo este segundo el de mayor disponibilidad para diferentes proyectos de ingeniería e instrumentación. En la

Figura 37, se listan las terminaciones más comunes y la especificación de su diámetro:

Figura 37

Terminaciones de tuberías



Nota. Tomada de *piping and instrumentation diagram development*, Moe Toghraei.

Normalmente los P&ID cuentan con un listado anexo de especificaciones de materiales de tuberías o por su nombre en inglés “*Piping Material Specification*” en donde se pueden encontrar información de la tubería que se está utilizando en el proyecto, pero existen otros casos en donde el ingeniero de procesos requiere piezas del proceso que no están especificadas en dicha tabla, y dicha tubería no puede ser reemplazada por las disponibles, para ello la persona que requirió la parte, deberá anexar la hoja de identificación de la pieza al listado de especificación de material y en la representación P&ID dicha pieza será identificada con las letras SP y un número en un pequeño cuadro al lado del equipo como en la Figura 38.

Figura 38

Identificación de accesorios especiales









4.3.1. Accesorios de tubería

Tabla 19

Simbología de accesorios de tubería

Accesorios de tubería			
+	Brida	○ 	Espaciador
●	Conexión soldada	● 	vacío
D	Gorra	● ○ 	Abierto

	Reductor concéntrico		Cerrado
	Reductor excéntrico		Conector
	Manguera de conexión		Brida ciega







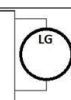

Nota. Adaptado de PIP, prácticas de la industria de procesos

4.4. Simbología de indicadores locales

En la Tabla 20 se muestran los indicadores locales, estos nos permiten leer la variable medida directamente por el equipo y en las líneas o tubería del proceso. Seguidamente en la Figura 39 se da un ejemplo de cómo es visto en un plano.

Tabla 20

Indicadores locales

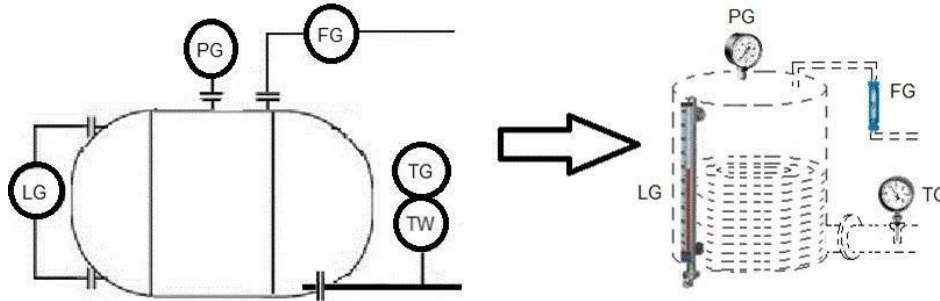
Elemento	Símbolo	Imagen
De temperatura		
De presión		
De caudal		
De nivel		

Nota. Tomado del tutorial norma ISA S5.1 y diagramas P&ID

Ejemplo:

Figura 39

Representación de instrumentos locales



Nota. Tomado de Instrumentación y control de plantas industriales.

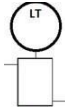

4.5. Simbología de transmisores

Estos tipos de instrumentos envían la variable medida a equipos remotos donde puede ser vigilada o controlada por algún operador de planta o sistema como los PLC. En la Tabla 21 se muestran los diferentes transmisores que se utilizan.

Tabla 21

Simbología de transmisores

Elemento	Símbolo	Imagen
De temperatura		
De presión		
De caudal		

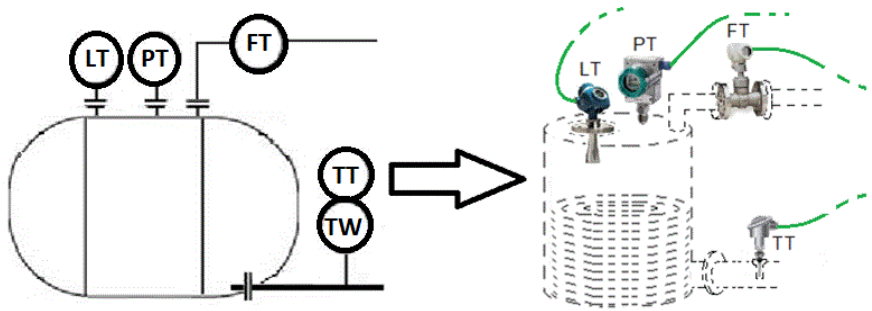
De nivel		
----------	---	---

Nota. Tomado del tutorial norma ISA S5.1 y diagramas P&ID

Ejemplo:

Figura 40

Representación de transmisores en el plano




Nota. Tomado de Instrumentación y control de plantas industriales.






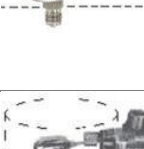
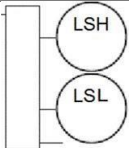
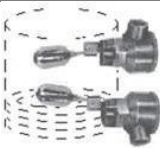



4.6. Simbología de Switches / interruptor

En la Tabla 22 se muestra los diferentes interruptores utilizados en los planos, estos son instrumentos que tiene un *setting* específico los cuales envían la señal solo cuando el sistema alcanza o sobrepasa el valor determinado.

Tabla 22

Simbología de interruptores

Elemento	Símbolo	Imagen
Switch de alta temperatura		

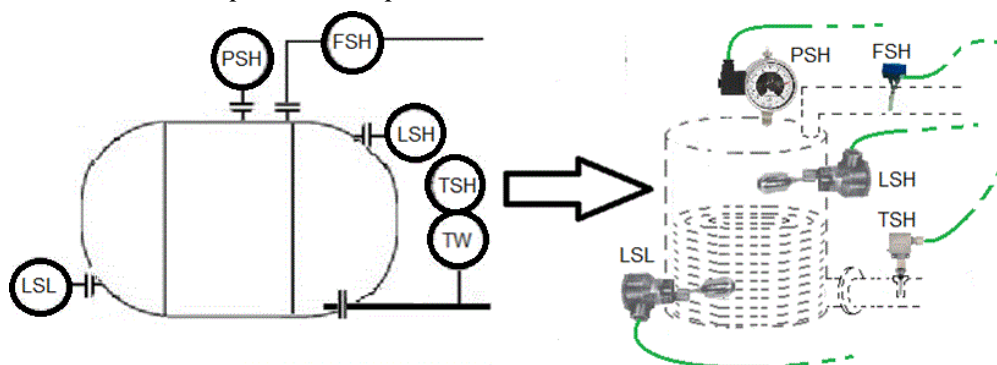
Switch de baja temperatura		
Switch de alta presión		
Switch de baja presión		
Switch de alto nivel		
Switch de bajo nivel		
Switch de alto caudal		
Switch de bajo caudal		

Nota. Tomado del tutorial norma ISA S5.1 y diagramas P&ID

Ejemplo:

Figura 41

Representación de interruptores en el plano



Nota. Tomado de Instrumentación y control de plantas industriales.

Normalmente cuando hay varios *switches* altos se utiliza la letra “H” para indicar alto “*high*” y si hay más *switches* se repite la letra para indicar cuál está por encima, por ejemplo,



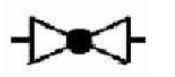



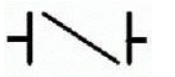

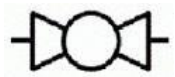

para un interruptor de nivel LSH (*switch* de alto flujo) y LSHH (*switch* de nivel alto alto) el LSHH está por encima del LSH, lo mismo sucede para *switches* de bajo, se utiliza la letra “L” que indica “*low*” (bajo), como es la Figura 41.



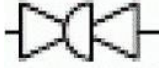

4.7. Simbología de válvulas

Se podría decir que dentro del conjunto de accesorios que se encuentran en los *piping and instrumentation diagrams* las válvulas realizan la función de “conector” desempeñando estas un papel fundamental dentro de este acervo sistemático; por ello, es de vital importancia identificar cada una de ellas. Permitiendo la regulación del fluido en las líneas del proceso en los planos P&ID, las más comunes se listan en la Tabla 23.

Tabla 23

Simbología de válvulas

Elemento	Símbolo	Imagen
De compuerta		
De globo		
De Angulo		
De mariposa		
De bola		

De tapón		
Rotativa excéntrica		

Nota. Adaptado de simbología para planos de proceso, PDVSA.

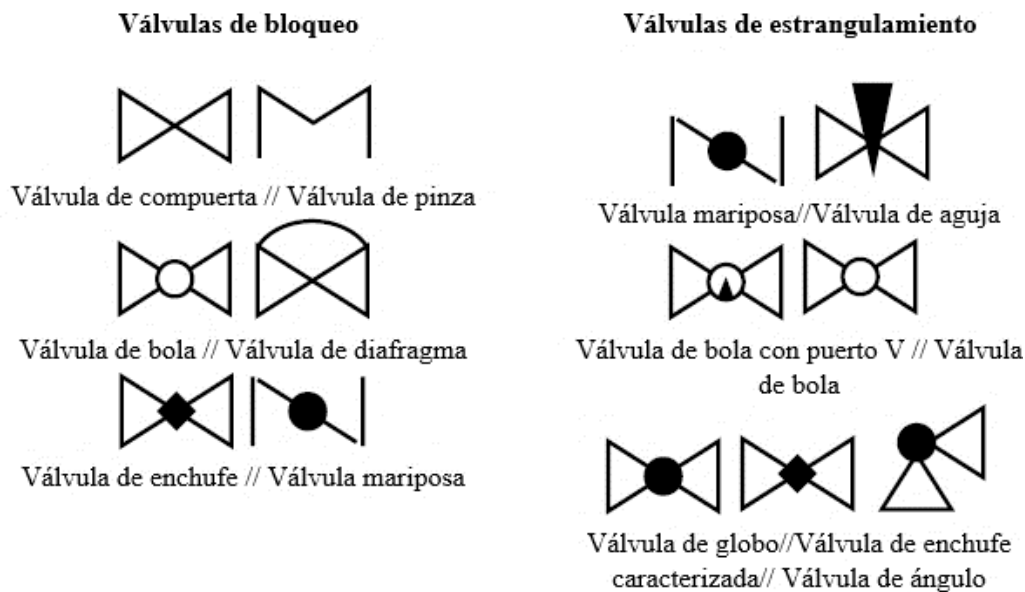
Las válvulas son nombradas de acuerdo con varias y diferentes funciones que estas cumplan, pueden ser nombradas por el tipo de servicio que prestan, por ejemplo, válvula de bloqueo o válvula de estrangulamiento, pueden ser nombradas de acuerdo al tipo de funcionamiento como lo son las válvulas manuales o válvulas solenoides, entre otras, pueden también, ser nombradas de acuerdo a su tipo de conexión como lo son las válvulas de globo o de compuerta. Pueden ser nombradas por la ubicación de estas dentro del sistema representado en el P&ID como válvulas de pie. Pueden ser nombradas de acuerdo con su deber dentro del sistema, como válvulas *shutdown*, *blowdown*, o válvulas de control.

Generalmente las válvulas se pueden clasificar en dos grandes grupos, que encierran todas las otras posibles subclasificaciones, las válvulas ajustadoras de flujo y las válvulas de abre o cierre de flujo, la primera opción puede realizar el trabajo de la segunda opción, pero no viceversa ya que aquellas válvulas solo están en dos posiciones primordialmente, totalmente abiertas o totalmente cerradas, existen ciertas válvulas que cumplen con ambas funciones y son elegidas de acuerdo a la ubicación en el P&ID, pero idealmente se debe usar válvulas de una única especie cuando no se requiera la dualidad debido a que el desempeño a futuro y la durabilidad será mejor y porque las condiciones de trabajo pueden a veces, fallar con respecto a su otro uso, por ejemplo, los rangos de operación ideales para una válvula de estrangulamiento están

entre el 20 y el 80% y en posición de cierre completo, puede aparecer goteo, más cuando se trate con fluidos con altos valores de presión o turbulencia.

Figura 42

Válvulas según su función



Nota. Tomada de *piping and instrumentation diagram development*, Moe Toghraei.

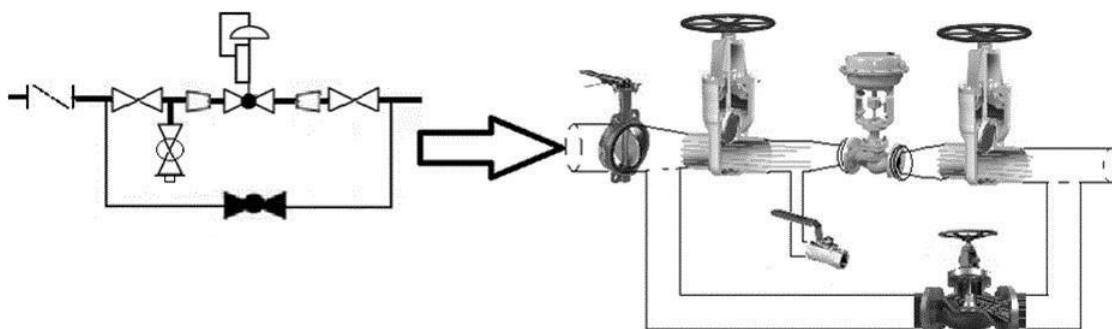
En la Figura 42 fíjese que la válvula tipo mariposa se encuentra en ambas clasificaciones debido a que puede trabajar para regular el flujo o para detenerlo completamente, este tipo de válvulas es la que con mejor desempeño realiza ambas operaciones, pero, se recomienda que, si va a usarse como bloqueo la mayor parte de tiempo, cambiarla por una del apartado izquierdo del anterior grupo de imágenes. Muchas veces en los planos se encontrará el símbolo de válvula de compuerta para representar cualquier tipo de válvula que aún no se ha decidido o actualizado específicamente como actuador a usar, es por ello que este símbolo puede ser uno de los más comunes que puedas encontrar, ya que estas válvulas son de las más usadas en diferentes tipos de industrias debido a su resistencia, durabilidad y buen desempeño en el bloqueo de flujo de fluidos en tuberías.

Otro de las múltiples ventajas que presentan las válvulas son el transporte de fluidos agresivos y por agresivos nos referimos a corrosivos, con altos contenido de sal y/o azufre que puede afectar la vida media de las tuberías y válvulas, es por ello que para este tipo de problemática existe una escala donde este parámetro será dominante al momento de la selección ya que algunos componentes internos de las válvulas no son tolerantes a este tipo de fluidos, como se dijo anteriormente las válvulas de compuerta son de las más usadas por su desempeño y durabilidad, pero, al fluido que pasa a través de ellas es nocivo, se convertirán en las de peor performance. A continuación, en la Figura 43 se ilustra la regla del dedo gordo para la selección de este tipo de válvulas dependiendo del ambiente y del tipo de fluido por el que estas fluyen.

Cuando la selección de las válvulas depende primordialmente del diámetro de la tubería a la cual será conectada, existen también unas recomendaciones o regla del dedo gordo que nos indicará cual será la mejor decisión, esto le ayudará al profesional que lee el P&ID a hacerse una idea de que diámetro de tubería es el proyecto ilustrado.

Figura 43











Arreglo de válvulas en un plano



Nota. Tomado de Instrumentación y control de plantas industriales.

Criterios a tener en cuenta al momento de leer válvulas o construir planos que las contengan: Debido a la amplia variedad de tipos de válvulas en el mercado, y que no existen representación gráfica individual y única, se ha decidido agrupar las válvulas en 5 grandes grupos que se listan en la Tabla 24.

Tabla 24*Tipos de válvulas*

Elemento	Símbolo	Imagen
De control		
Todo / Nada		
Auto reguladas		
De alivio		
Manual		

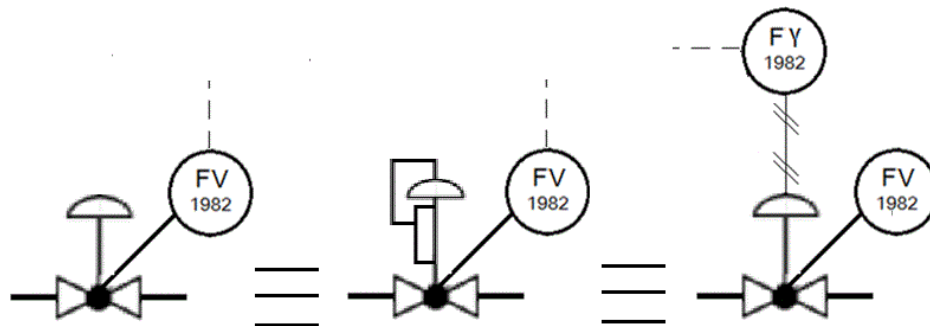
Nota. Información adaptada de nomenclatura y norma ISA para diagramas de instrumentación.

Dicha agrupación se hace con el fin de facilitar y lograr diferenciar una válvula de otra, porque habrá muchos casos en los que una válvula será representada de diferente manera, incluso cuando se hable del mismo instrumento, para lograr claridad en lo dicho, se ejemplifica mediante la

Figura 44 una válvula con o sin posicionador.

Figura 44

Válvula con o sin posicionador



Nota. Adaptado de *piping and instrumentation diagram development*, Moe Toghraei.

Podemos encontrar otros casos en los que se represente o no, como en la Figura 45 el volante manual de la válvula y, aun así, sea el mismo instrumento, instrumento que físicamente si tendrá el volante.

Figura 45

Volante manual de la válvula

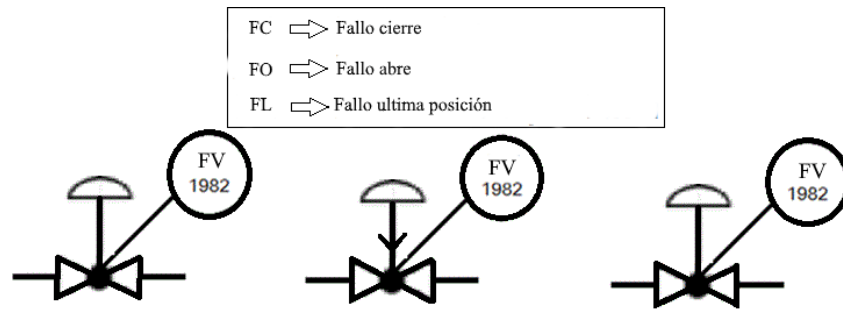


Nota. Adaptado de *piping and instrumentation diagram development*, Moe Toghraei.

Según la Figura 46, en cuanto a la posición de fallo, puede no ser representada, con una flecha, o indicándose en la parte inferior de la imagen.

Figura 46

Posición de falla de la válvula

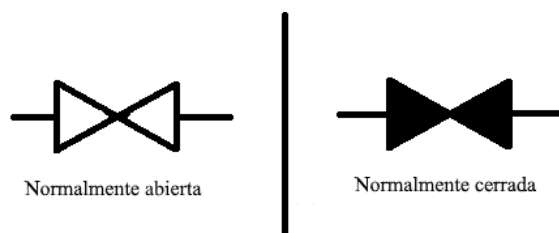


Nota. Adaptado de *pipng and instrumentation diagram development*, Moe Toghraei.

En algunos casos, puede ser representada la disposición normal de las válvulas manuales, como se muestra en la Figura 47:

Figura 47

Disposición de la válvula



Como reguladoras de presiones y velocidades en el flujo de fluidos representado en los P&ID es importante que se haga la respectiva señalización de todas las válvulas presentes, todas aquellas que no pertenezcan a instrumentos o equipos, se indicará su material y dimensión (cuando este último sea diferente al de las líneas principales) se señalarán los sellos de tipo

CSC y CSO ya que estas válvulas tienen un componente adicional de riesgo dentro del sistema, ellas no pueden ser cerradas porque esto implicaría sobrepresión en líneas y posiblemente daño de unidades/equipos, afectaciones al medio ambiente y en el peor de los casos daños a personal, siempre estarán dotadas de precintos que obligue al operador a que la decisión no se haga por error y una vez ejecutada la acción de abertura o cierre, se deberá instalar nuevamente los sellos para asegurar su condición.



Deberá señalarse todas las válvulas de purga presentes en las válvulas de bloqueo. Se mostrarán las válvulas de venteo y drenaje de equipos y unidades, tales como la de las bombas centrífugas, de calentadores y demás instrumentos. Se señalarán aquellas válvulas tipo FC (fallo cierra), FA (Fallo abre) y FH(O) (fallo estacionarias) por si se presenta una falla en el suministro neumático (o cualquiera que sea su tipo de suministro para funcionamiento), caso ejemplar sucede con las válvulas solenoides y se deberá indicar su posición en condición desenergizado.


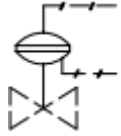
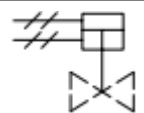
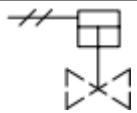
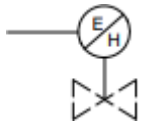
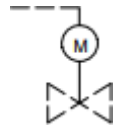
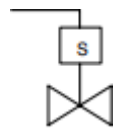
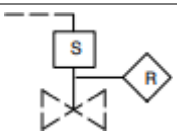
4.8. Simbología de actuadores

Son dispositivos capaces de recibir señales electrónicas de los controladores y transformarlas en señales neumática o hidráulica para la manipulación de válvulas on/off o estrangulamiento. En la Tabla 25 se encuentran los diferentes actuadores.

Tabla 25

Simbología de actuadores

Simbología de actuadores	
	

Válvula de control con actuador tipo diafragma y resorte	Válvula de control con actuador tipo diafragma y volante manual
	
Válvula manual	Válvula de diafragma diferencial
	
Cilindro de doble acción	Cilindro de acción sencilla
	
Electro - hidráulico	Válvula con actuador motorizado
	
Válvula operada por solenoide	Válvula solenoide con sistema de reposición manual

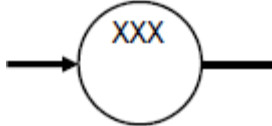
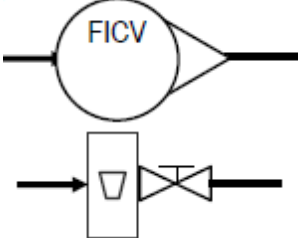
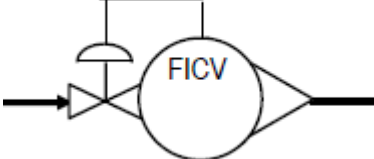
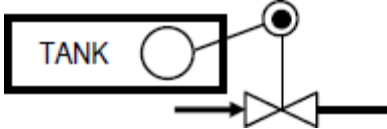
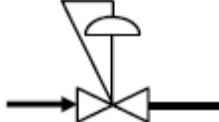
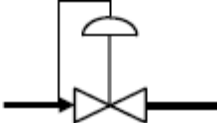
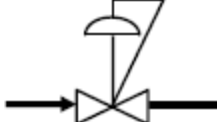
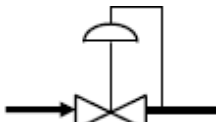
Nota. Adaptado de simbología para planos de proceso, PDVSA.

4.9. Simbología por acción del actuador

Tabla 26

Simbología por acción del actuador

N°	Símbolo	Descripción
----	---------	-------------

1		<p>Regulador automático de flujo.</p> <p>XXX= FCV sin indicador</p> <p>XXX= FICV con indicador integral</p>
2		<p>Flujometro de área variable con ajuste manual de válvula.</p>
3		<p>Regulador de flujo constante.</p>
4		<p>Regulador de nivel</p>
5		<p>Regulador de contrapresión.</p> <p>Llave de presión interna.</p>
6		<p>Regulador de contrapresión.</p> <p>Llave de presión externa.</p>
7		<p>Regulador de reducción de presión.</p> <p>Llave de presión interna.</p>
8		<p>Regulador de reducción de presión.</p> <p>Llave de presión externa.</p>

9		<p>Regulador de presión diferencial. Llave de presión externa.</p>
10		<p>Regulador de presión diferencial. Llave de presión interna.</p>
11		<p>Válvula de seguridad con presión genérica.</p>
12		<p>Válvula genérica vacía de seguridad.</p>
13		<p>Presión genérica Válvula de alivio vacía.</p>
14		<p>Elemento de seguridad de presión. Rotura del disco por presión Presión de alivio.</p>
15		<p>Regulador de temperatura</p>

Nota. Información tomada de Tutorial norma ISA S5.1

4.10. Simbología de elementos






Entre los elementos y/o accesorios utilizados en los planos de diagramas P&ID se encuentran el flujo, el nivel, la presión, la temperatura.












4.10.1. Elementos de flujo





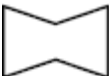
A continuación, se encuentran los elementos que son utilizados para la medición de flujo / caudal. Entre ellos existen los medidores de flujo de líquidos para tuberías, canales abiertos y medidores de flujo de sólidos.

Tabla 27

Simbología elementos de flujo

Nº	Símbolo	Descripción
1		Platina de orificio Mide el flujo a altas presiones y temperaturas de líquidos, gases y vapor en tuberías.
2		Platina de orificio concéntrica
3		Platina de orificio excéntrica
4		Platina de orificio de segmento
5		Boquilla de flujo

6		Tubo Venturi
7		Platina de orificio integral
8		Tubo de pilot estándar
9		Tubo de pilot promedio
10		Flujometro de turbina Usado para medir el flujo de un líquido no conductivo a altas presiones y temperaturas.
11		Flujometro tipo vortex
12		Flujometro, medidor de caudal
13		Flujometro magnético se útil cuando hay líquidos contaminados o sólidos en suspensión y se requiere medir el flujo
14		Flujometro de masa térmico
15		Flujometro ultrasónico ideal para tuberías de grandes diámetros.
16		Flujometro de área variable

17		Vertedero Utilizado en canal abierto
18		Desplazamiento positivo Ideal para fluidos viscosos, agua, ácidos y líquidos alcalinos.
19		Medidor tipo coriolis Es usado para medir el flujo másico.
20		Bandas de pesaje Útil para realizar la medición de flujo de sólidos.
21		Canal abierto se usa para medir el caudal de líquidos en canales abiertos.

Nota. Información tomas de K31 *transport and storage piping and instrumentation diagrams*.

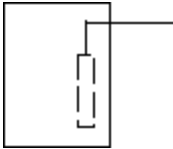
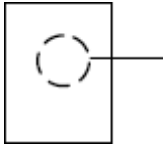

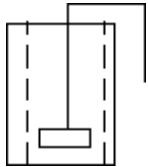
Estos elementos se usan para medir el caudal de líquido en la tubería. Los elementos numerados 1, 2, 3, 4, 7 y 11 sus condiciones de operación son a alta temperatura y alta presión aplicados líquidos, gases y vapores.

4.10.2. Elementos de nivel

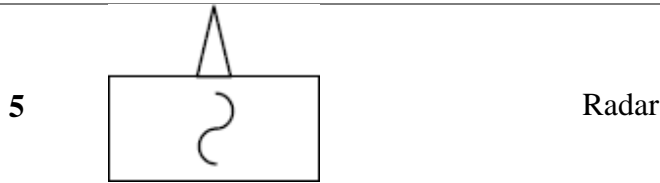
El proceso requiere medición y control de nivel si desea producir, mantener la presión hidrostática o si necesita un proceso para controlar y medir la cantidad de líquido para evitar derrames de líquido (Morales, 2007), en la Tabla 28 se encuentra la simbología de los elementos de nivel.

Tabla 28

Simbología elementos de nivel

N°	Símbolo	Descripción
1		Desplazador se usa para tener la medida del nivel continuo en líquidos.
2		Flotador Se usa para saber cuál es la medida del nivel limite en los líquidos.
3		Medidor de radiación Es usado si ninguno de los otros métodos de medición opera eficazmente.
4		Flotador + cinta

Mediante este dispositivo se puede saber a qué nivel se encuentra el nivel de líquido.



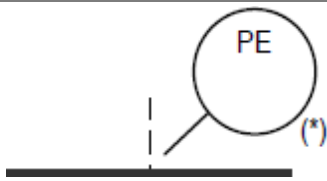
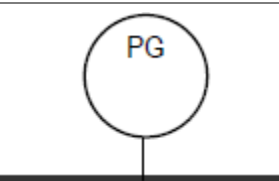
Nota. Información tomada de K31 *transport and storage piping and instrumentation diagrams*.

4.10.3. Elementos de presión

La presión es una cantidad física escalar que mide la fuerza vertical por unidad de área y se ha encontrado que se usa para caracterizar cómo se aplica una fuerza neta particular a una superficie. En la Tabla 29 se muestra como se representa la presión en el plano.

Tabla 29

Elementos de presión

N°	Símbolo	Descripción
1		Dispositivo para calibración de presión u otro tipo de sensor electrónico.
2		Manómetro Para la toma de presión relativa


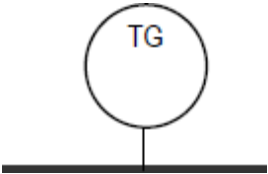
Nota. Adaptado de *instrumentation symbols and identification: ANSI/ISA-5.1-2009*

4.10.4. Elementos de temperatura

La temperatura se define como una cantidad física que mide la temperatura alta o baja de un objeto. La Tabla 30 muestra cómo se simboliza la temperatura en los instrumentos para la medición.

Tabla 30

Simbología elementos de temperatura

N°	Símbolo	Descripción
1		Elemento de temperatura sin termopozo.
2		Termómetro

Nota. Adaptado de *instrumentation symbols and identification: ANSI/ISA-5.1-2009*

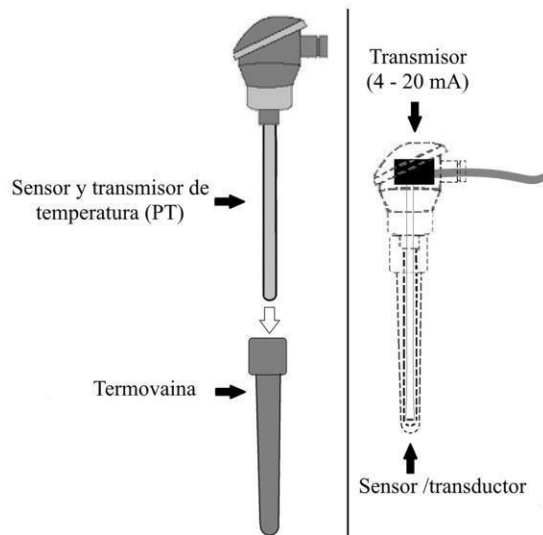
4.11. Peculiaridades en la representación de instrumentos

Para que la información (valores de presión, temperatura, nivel, etc.) del proceso pueda ser recopilada, muchas veces dicho valor de energía debe ser transformado para ser medible, dicho cambio es realizado por sensores o transductores y posteriormente transmitidos por un transmisor, en los P&ID se realiza dicha aclaración para brindarle al usuario información más detallada del proceso. Por ejemplo, en la Figura 48 el transductor presente en una termo resistencia mide el delta de temperatura y la transforma en valores medibles de resistencia

(amperios) para ser entregado por medio del transmisor para luego ser analizado en un equipo de cómputo.

Figura 48

Arreglo transmisor con sensor

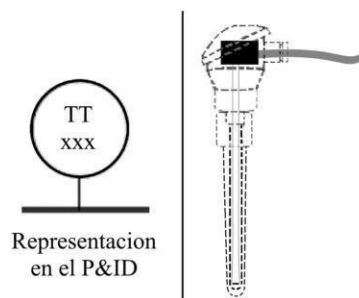


Nota. Tomado de Instrumentación y control de plantas industriales.

Entonces, dicho esto, el proceso en que el transmisor este ubicado en la cabeza del sensor se podrá representar en los P&ID como en la Figura 49.

Figura 49

Transmisor en cabeza del sensor

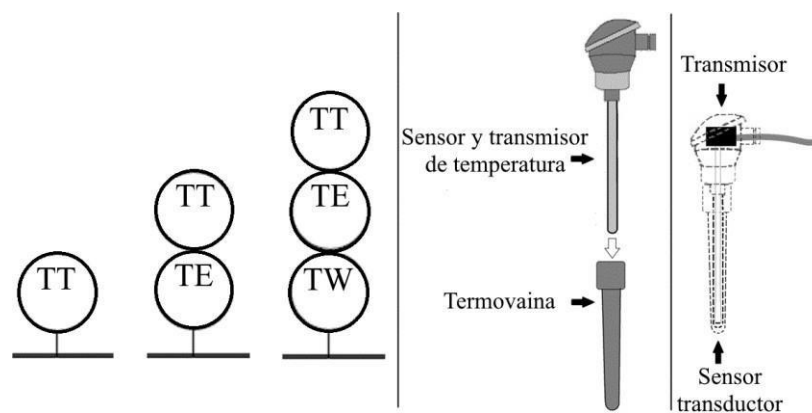


Nota. Tomado de Instrumentación y control de plantas industriales.

Cuando el criterio del proyecto lo requiera, la información de los círculos aparecerá en el P&ID sobrepuestos uno sobre el otro, entendiéndose así la cantidad y características de cada instrumento presente en el flujo, por ejemplo, en este caso se agrega una termovaina (o termopozo) al proceso y será representado como se muestra en la Figura 50.

Figura 50

Adición de un termopozo al proceso

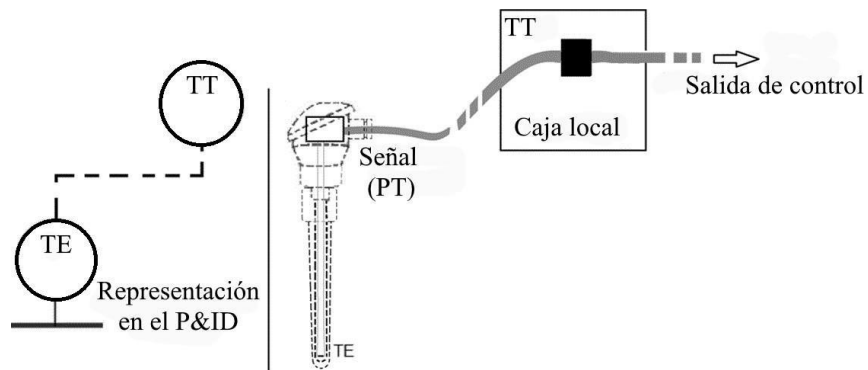


Nota. Tomado de Instrumentación y control de plantas industriales.

También existen casos en que el instrumento (para el caso puntual el transmisor) no se encuentra en la cabeza del equipo y también será indicado en la visualización del plano, por ejemplo, este puede encontrarse en una sala de control o algún tipo de caja local que se encuentre más próxima al sensor, se ilustra en la Figura 51.

Figura 51

Esquema el transmisor no se encuentra en cabeza del equipo

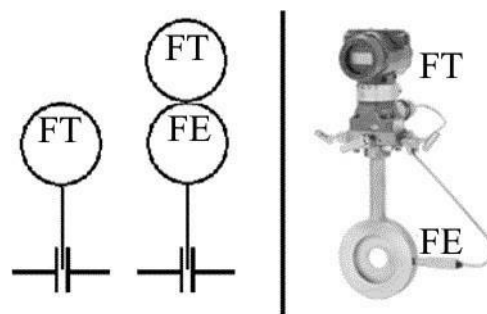


Nota. Tomado de Instrumentación y control de plantas industriales.

Esta regla aplica para cualquier tipo de transmisor y en la representación en el plano puede representarse individualmente o codificando también el elemento primario que realiza la medida (transductor), en la Figura 52 se ilustra la representación de un transmisor de caudal con el sensor y de manera individual

Figura 52

Transmisor de caudal con sensor

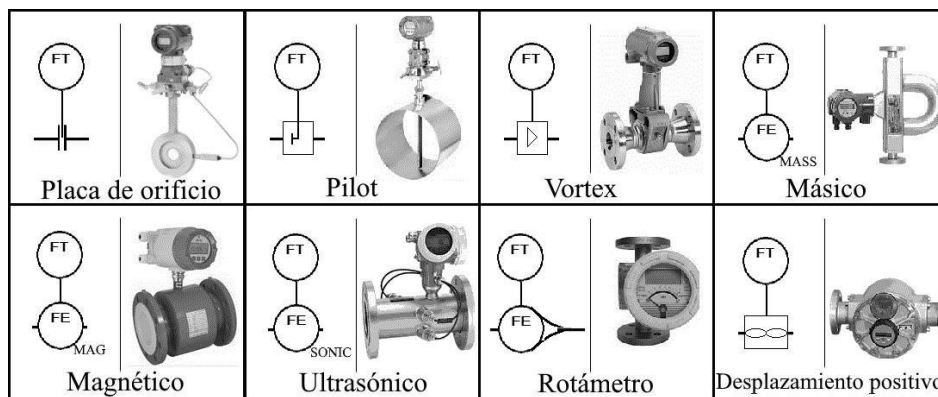


Nota. Tomado de Instrumentación y control de plantas industriales.

Actualmente existen un sin número de transmisores de caudal en la industria petrolera, debido a la precisión y tecnología que presentan, en la Figura 53 se listan los de mayor uso con su posible representación.

Figura 53

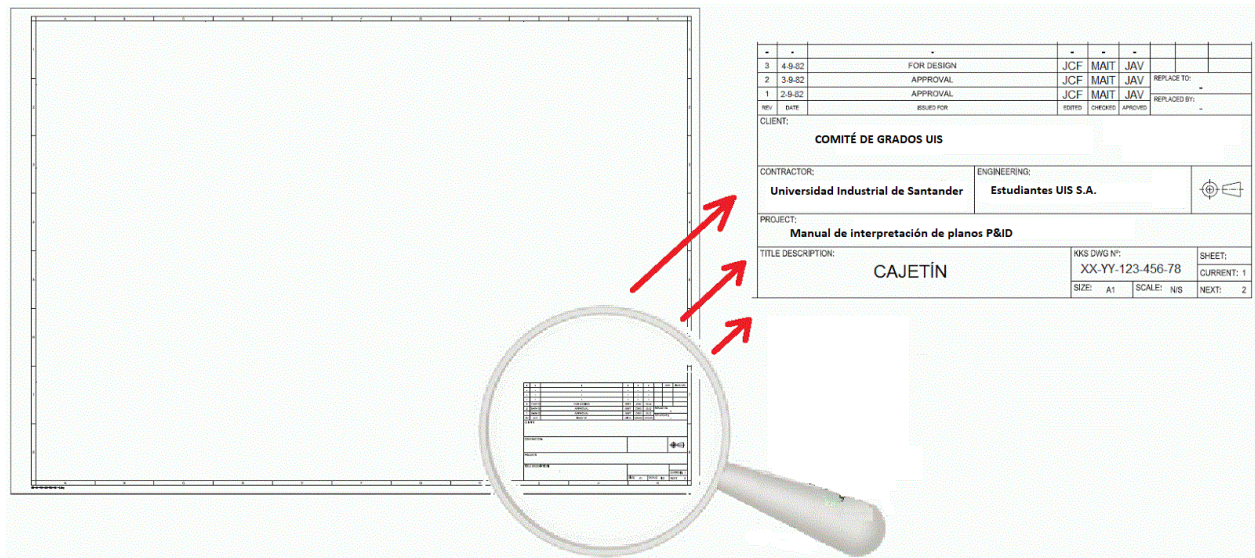
Simbología transmisores de caudal



Nota. Tomado de Instrumentación y control de plantas industriales.

5. Estructura de una hoja del plano P&ID

En la Figura 54 se encuentra la estructura de la hoja de un plano P&ID se encuentra configurada por varios bloques . Las empresas tienen la posibilidad de dictaminar tener diferentes bloques en sus P&ID, sin embargo, sus hojas tienen que tener por lo menos un bloque de propiedad y un bloque de título. El bloque Propiedad enseña quién hizo el P&ID y para quién ha sido hecho y el bloque de título dice de que se trata. Una hoja de un plano P&ID se elimina por un cambio generado en el transcurrir del proyecto o por que el proyecto es transferido a otra empresa.

Figura 54*Estructura de una hoja de un P&ID***5.1. Sección del Título**

La sección del título viene siendo la identificación para la hoja del P&ID, se puede decir que la información técnicamente importante es el tipo del esquema, el nombre y número de la hoja del P&ID, también el número y letra de revisión como se representa en la Figura 55. Por otro lado, la información no técnica suministrada igualmente en esta sección es el nombre del cliente, la empresa de ingeniería, y el número de proyecto (*DOE HDBK, Vol 1, s/f*). El número de revisión es muy importante porque muestra el grado de confiabilidad, por ejemplo, una hoja de revisión 1 es más confiable que una hoja de revisión 0, igualmente el número que figura en la última fila se la sección de revisión debe coincidir con el número de revisión de la sección del título.

Figura 55

Sección del título

Rich guys Co.		Money Maker project	
PIPING AND INSTRUMENTATION DIAGRAM FWKO Drum			
JOB NO.	1234		
DRAWING NO.			REV.
01-PID- 05-1001			0

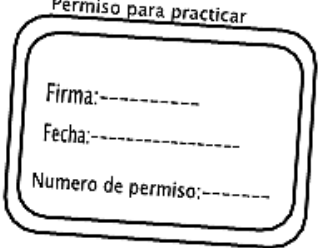
Nota. Tomada de *piping and instrumentation diagram development*, Moe Toghraei.

5.2. Sección de propiedad

En esta sección son mencionados los nombres del propietario y del diseñador quienes ejecutaron y llevaron a cabo el P&ID (Figura 56).

Figura 56

Sección de propiedad

Sellos de ingenieros y permisos	
Permiso para practicar 	
Términos legales	Este documento fue elaborado exclusivamente para XXXX por YYYY y sujeta a los términos y condiciones de su contrato con YYYY.....

Nota. Tomada de *piping and instrumentation diagram development*, Moe Toghraei.

5.3. Sección dibujos de referencia

Como se muestra en la Figura 57, aquí se deben listar los dibujos que previamente deben ser estudiados para tener una excelente comprensión del P&ID. Los dibujos de referencia típicos vienen siendo las hojas de leyenda y los P&ID auxiliares. Los dibujos de leyenda son los dibujos de referencia de mayor importancia y no deben ser omitidos porque son los que definen el significado de diferentes símbolos en un conjunto del P&ID.

Figura 57

Sección dibujos de referencia

DIBUJO N.	Dibujos de referencia	Revisado
52-27-002	Dibujo de detalle de climatización	A

5.4. Sección de revisión

Esta sección la Figura 58 representa la parte inferior de la hoja y es aquí donde podemos ver la actualización y el grado de confiabilidad que presenta la hoja P&ID. Muestra los nombres de las revisiones y la fecha en que fue emitida. La sección de revisión da a conocer su historial de creación, evidencia cada revisión y quien está involucrado en el desarrollo y aprobación del P&ID.

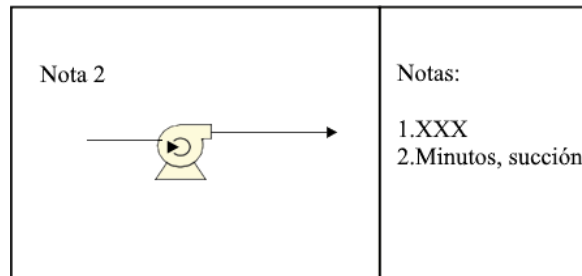
Figura 58*Sección de revisión*

0	22/10/2010	Emitido para su aprobación	PR	LP	EDUCAC IÓN	FÍSICA CL
No.	Fecha	Revisión	POR	ESP.	APROX	APROX.

Nota. Adaptado de *DOE fundamentals Handbook, Engineering symbology prints, and drawings.*

5.5. Sección de notas

El espacio de notas contiene información representativa que no puede ir dentro del cuerpo principal del plano. Las notas pueden ser clasificadas en: notas de cuerpo principal y notas al margen, notas específicas o generales y notas de diseño o notas de operación. Las notas de cuerpo principal y al margen son notas muy cortas que van dentro del plano a un lado del equipo y no pueden exceder más de 4 palabras. Las notas específicas hace referencia a un equipo en específico se le denota “Nota X” dentro del cuerpo en el plano, donde la letra X hace referencia al número de la nota dentro de la sección de notas y las notas generales hace referencia a cualquier área o equipo, estos no tienen como “Nota X” dentro del plano. En la Figura 59 se esquematiza un ejemplo de las notas específicas.

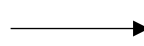
Figura 59*Notas específicas*


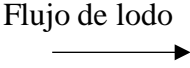
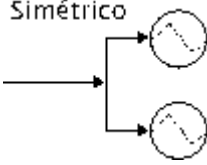
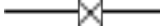
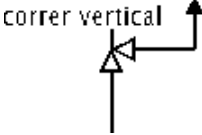
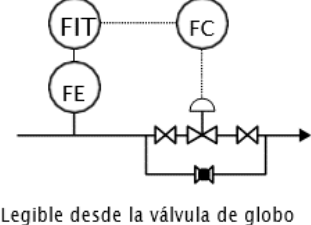
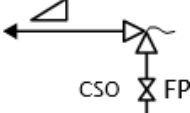
Nota. Tomada de *piping and instrumentation diagram development*, Moe Toghraei.

5.5.1. Notas de diseño

Como se muestra en la Tabla 31 las notas de diseño se colocan para los diseñadores y para el tiempo que dure el diseño del proyecto; en algunas ocasiones estas notas no son mencionadas porque se hace la suposición que otros diseñadores ya saben lo que representa, pero lo mejor es no confiar y basarse en el nivel de habilidad y los conocimientos que poseen los diseñadores que se encuentran en el proyecto. A continuación, mediante la tabla se conocerá un ejemplo de las notas de diseño.

Tabla 31*Ejemplo de notas de diseño*

Notas de diseño	Símbolo P&ID	Comentario
Sin bolsillo	Sin bolsillo 	Previene la creación de bolsas de gas en flujos intermitentes, drenaje más fácil cuando la tubería no está en funcionamiento.

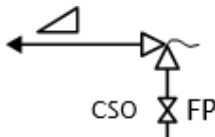
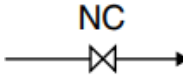
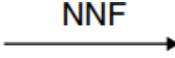
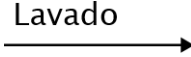
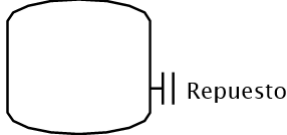
Min, Longitud		El lado de succión de la bomba debe tener una longitud mínima.
Flujo de lodo		En la tubería existe un flujo bifásico y su régimen es de flujo de lodo.
Ramas simétricas		Para asegurar que el flujo se divida uniformemente.
Ubicar a nivel del suelo		La tubería esta en un soporte, pero debe ser bajada.
Corrida vertical		La válvula de seguridad de presión si la salida es liberada a la atmosfera, debe ser vertical y hacia arriba
FIT debe estar cerca de la válvula de globo		Para el operador, para ser leído del medidor el flujo y ajustarlo con la válvula de globo manualmente.
Puerto completo (FP)		Todas la válvulas de seguridad de presión deben tener paso total para evitar obstruir el paso de flujo.

Nota. Información tomada de *piping and instrumentation diagram development*, Moe Toghraei.

5.5.2. Notas del operador

Las notas de operador son aquellas que brindan información a los gerentes o a los operadores durante la operación del proyecto. Seguidamente en la Tabla 32 se conocerá una ejemplificación de las notas del operador.

Tabla 32*Ejemplo notas del operador*

Notas del operador	Símbolo P&ID	Comentario
Sello de coche abierto CSO		Las válvulas de seguridad de presión deben ser CSO, para prevenir que alguna válvula este cerrada.
Normalmente cerrada NC		En el normal funcionamiento de la planta, la válvula de estar cerrada.
Normalmente no flujo NNF		Flujo intermitente
Tubería de lavado		Esta corriente es de lavado
Boquilla de repuesto		Esta boquilla es de repuesto para futuras funciones.

Nota. Información tomada de *piping and instrumentation diagram development*, Moe Toghraei.

5.6. Cajetín del P&ID

El cajetín es un término que se usa en dibujo técnico para referirse al cuadro inferior del dibujo que incluye información muy puntual del esquema, en los P&ID brinda información como nombre de los realizadores, fecha de creación, escala, entre otros (PDVSA,2005). En la Figura 60 es representado un cajetín.

Figura 60*Información del cajetín*

REV	DATE	ISSUED FOR	EDITED	CHECKED	APPROVED	REPLACED BY:
3	4-9-82	FOR DESIGN	JCF	MAIT	JAV	
2	3-9-82	APPROVAL	JCF	MAIT	JAV	
2	2-9-82	APPROVAL	JCF	MAIT	JAV	

Historico de las revisiones

CLIENT:
COMITÉ DE GRADOS UIS

CONTRACTOR:
Universidad Industrial de Santander

ENGINEERING:
Estudiantes UIS S.A.

PROJECT:
Manual de interpretacion de planos P&ID

TITLE DESCRIPTION:
CAJETÍN

KKS DWG Nº:
XX-YY-123-456-78

SHEET:
CURRENT: 1
NEXT: 2

INGENIERIA QUE ELABORA EL PLANO

NOMBRE DEL PROYECTO

NÚMERO DEL P&ID

TÍTULO DEL P&ID

6. Paso a paso para la interpretación de planos P&ID

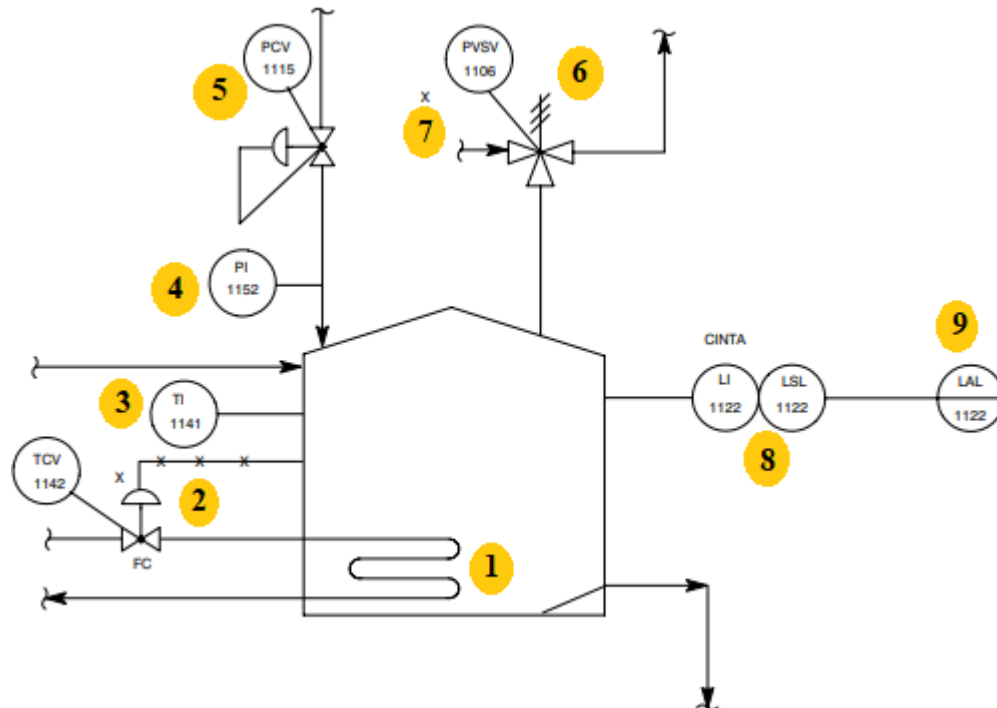
Para una correcta interpretación es necesario tener en cuenta los siguientes pasos:

1. Revisar toda la posible información que se pueda obtener del cajetín del plano, escala, referencias, historial de revisiones, número o consecutivo del plano, nombre del propietario del proyecto y nombre de la empresa encargada del desarrollo del plano.
2. Revisar todas las notas que contenga el plano e identificar el lugar del equipo al que pertenece la nota como también verificar y leer todos los documentos anexos al plano, listado de instrumentación, actualizaciones e historial de revisiones
3. Ubicarse en la parte superior, allí se listan los equipos presentes en el plano, esta parte contendrá el tipo de equipo ubicado en la parte inmediatamente inferior, los parámetros de operación del equipo, los aislamientos requeridos, el nombre o serial asignado al equipo dentro del planos y cualquier información extra que el usuario requiera saber.

4. Identificar los tipos de líneas presentes a lo largo y ancho del plano, comenzando de izquierda a derecha y de arriba abajo identificándolas con las etiquetas de entrada y de salida.
5. Identificar los tipos de válvulas con su respectivo *tag* identificador.
6. Identificar cada uno de los elementos y accesorios que se encuentran alrededor de cada equipo.
7. Agrupar los elementos en lazos de control presentes fijándose en el número que este contiene en su *tag* de identificación.
8. Clasificar el tipo de lazo dependiendo de su naturalidad (presión, temperatura, nivel composición)
9. Tener en cuenta la secuencia de las líneas o tuberías para identificar el proceso del siguiente lazo.

6.1. Esquemas de lazos de control en P&ID

En el lazo de control de la Figura 61 se observa un tanque con calentador el cual es controlado por dos parámetros de medición, temperatura y nivel, de modo tal que cuando el sensor de temperatura llegue al punto de seteo configurado, este regulará la válvula para permitir el paso del flujo hasta el set point del controlador de nivel, a continuación, se lista la instrumentación que hace parte del lazo de control siguiendo la secuencia numérica presentada en la imagen:

Figura 61*Ejemplo #1 lazo de control*

Nota. Adaptado de preparación de diagramas de procesos, PDVSA.

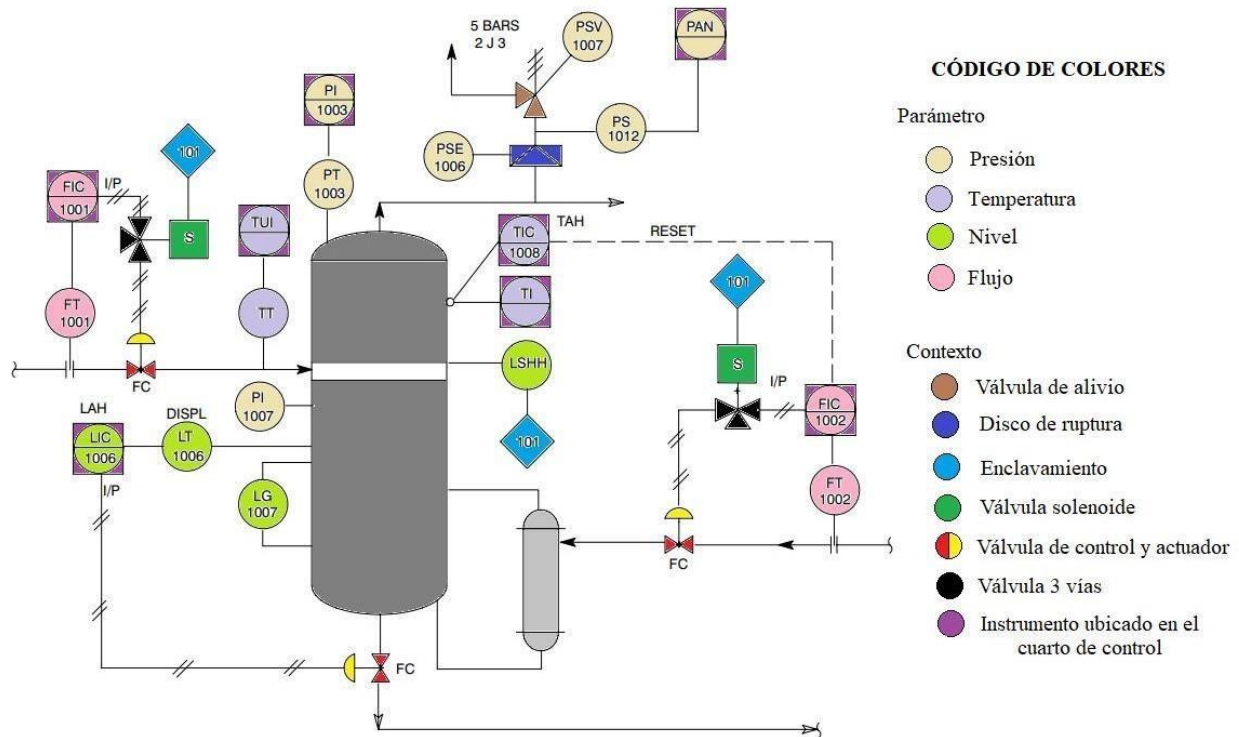
1. Se encuentra un calentador dentro del tanque de almacenamiento tipo techo cónico.
2. Se observa una válvula de control con actuador, en el flujo de entrada del calentador con posición cerrada ante el fallo y con conexión capilar directa al tanque.
3. Indicador local de temperatura
4. Indicador de presión
5. En la parte izquierda superior del tanque se ubica una válvula auto reguladora de presión, esto es indicado por la línea alrededor del controlador de la válvula, este tipo de control extra sobre el lazo de control se hace con el fin de identificar posibles fluctuaciones dentro del tanque con el aumento o disminución según el indicador de presión.
6. En el otro costado se visualiza una válvula de alivio de presión, cuando se excede según el punto de ajuste que se indique.

7. La “X” presente se utiliza para indicar información extra del instrumento o también puede indicar una nota existente en el plano.
8. Se localiza un sensor / indicador de nivel con flotador y cinta, este flotador será el encargado de indicar el nivel en la cinta graduada, y emitirá la señal a un interruptor por bajo nivel que tiene un punto de seteo, si este es superado activará la alarma por bajo nivel.
9. Alarma por bajo nivel.

De la Figura 62, se realiza la interpretación de un lazo de control múltiple, los colores observados en los instrumentos fueron asignados intencionalmente para facilitar el entendimiento del proceso, pero no es usual encontrar los P&ID con colores como ayuda para la interpretación.

Figura 62

Ejemplo #2 lazo de control



Nota. Adaptado de preparación de diagramas de procesos, PDVSA.

En el siguiente lazo de control podemos observar una torre de separación que cuenta con la entrada de dos flujos y la salida de dos flujos, donde el sistema se controla mediante los parámetros de temperatura, nivel, flujo; también hace presencia el parámetro de presión con la finalidad de brindar una seguridad extra al proceso de control representado en este lazo.

La configuración del lazo de control es típica de un arreglo de múltiples parámetros. Podemos observar que existen 3 válvulas de control con cierre al fallo con actuador y todas reciben la señal de un transductor que transforma la señal eléctrica emitida del controlador siendo transformada en señal neumática para poder ser captada por el actuador de la válvula (convertidor I/P); se encuentra una termocupla doble, donde el controlador indicador de temperatura (TIC) envía su señal eléctrica al controlador indicador de flujo (FIC)

Existen 8 controladores indicadores con parámetros de flujo, temperatura, presión, nivel que se encuentran ubicados en el panel de control y son accesibles para el operador a través de un sistema PLC (*programmable logic controller*) que reciben la señal de 7 diferentes sensores y emiten la señal a las válvulas.

Podemos notar que existe 3 puntos de enclavamiento (en este caso con el consecutivo 101) que comunican su señal a las válvulas de 3 vías a través de 2 válvulas solenoides, se observa que en la salida superior de la torre es localizado un disco de ruptura (aguas arriba) el cual se encuentra a un set point inferior a la válvula de alivio al cual se encuentra conectado, esta configuración se hace para obtener una doble protección ante aumentos repentinos de presión del sistema; entre la válvula de alivio y el disco de ruptura se encuentra un sensor de seguridad de presión que enviara la señal a una alarma si la presión sobrepasa el ajuste del disco de ruptura. La información adicional (5 Bars, 2J3) son los valores máximos en que la válvula de alivio puede operar.

La torre está equipada con un visor de nivel tipo cristal (LG) en la parte inferior. Como también, hay un interruptor de nivel alto alto (LSHH) para asegurar que el nivel de fluidos de la torre se encuentre al menos a la altura del interruptor indicado. Cuenta con un transmisor de presión (PT) cerca a la salida superior de la torre que se encarga de enviar la señal a un indicador de presión (PI) ubicado en el panel de control.

Según el tipo de simbología utilizado para la ubicación y posición de los instrumentos podemos observar que los elementos descritos en un círculo simple son de tipo discreto ubicados en el exterior, en campo. Los elementos descritos en un círculo dentro de un cuadrado que se

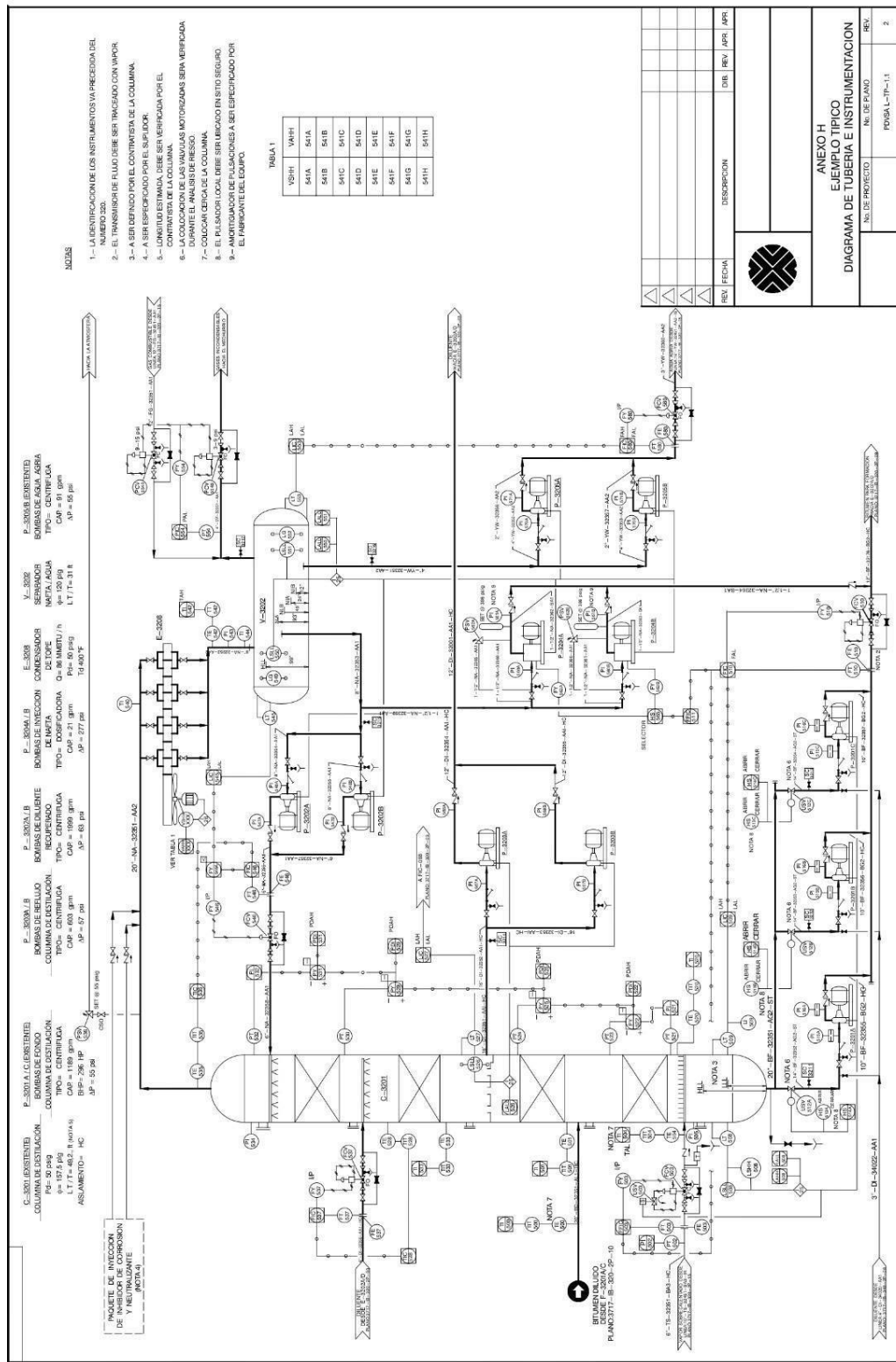
encuentran dividido por una línea continua horizontal indica que es de control compartido, se encuentra ubicado en el cuarto de control, es visible y accesible para el operador.

6.2. Interpretación de un diagrama P&ID

Las líneas rojas verticales son dibujadas con el fin de separar cada uno de los equipos que son descritos en la parte superior del plano, porque a partir de la identificación de los equipos se tiene una noción más clara del tipo de procesos representados en el plano.

Figura 63

Diagrama P&ID



Nota. Tomado de preparación de diagramas de procesos, PDVSA.

En el presente plano de diagrama de tubería e instrumentación se observa un proceso de destilación líquido-líquido a través de una columna de destilación, la cual posee 3 entradas, en la entrada superior de la columna mediante una tubería de 6 pulgadas ingresa un diluyente. En la entrada del medio mediante una tubería de 20 pulgadas es inyectado bitumen diluido y por la entrada inferior mediante la tubería de 6 pulgadas circula una fuente de calor siendo vapor sobrecalentado. Igualmente, las salidas de la torre de destilación son 3, en la salida superior se ubican los gases, estos siguen a un proceso de condensación mediante un sistema de enfriamiento, después de condensados pasan a un sistema de separación de nafta-agua, donde el agua será removido y la nafta es recirculada a la torre. En cuanto al diluyente recuperado es enviado a la siguiente fase por una tubería de 12 pulgadas, representado en el P&ID. Los componentes pesados salen por la parte inferior, donde el sistema de bombeo representado junto a la columna ayudará para pasar el bitumen para formación a la siguiente etapa por medio de diluyente y aplicando una pequeña dosis de nafta, resultado del separador agua-nafta.

En la columna de destilación ingresan el bitumen y el diluyente, se le aplica calor. Este equipo posee interiormente unas placas de separación, donde los componentes livianos salen por la parte superior y los componentes pesados salen por la parte inferior de la columna.

A la línea de salida de los componentes livianos entra un flujo de paquete de inyección de inhibidor de corrosión y neutralizante para evitar que el vapor de agua genere procesos de óxido reducción, oxidando las líneas.

El separador agua/nafta presente en el plano (V-3202) recibe los componentes livianos en forma de vapor que salen por la parte superior de la columna de destilación (C-3201) junto con el agua, pero antes es condensado por un condensador de tope (E-3208) a una capacidad

de operación de 86 MMBTU/h, la línea que recibe estos componentes antes de condensador es de 20 pulgadas y cuenta con dos puntos de inyección de química de inhibidor de corrosión y neutralizante para evitar posibles oxidaciones en la línea ya que esta presenta agua y un termómetro ubicado en campo justo sobre la línea que indica la temperatura del fluido antes del proceso de condensado.

Una vez sea realiza el proceso de condensación, los fluidos son dirigidos por una línea de 8 pulgadas al separador, sobre esta línea se encuentra el lazo de control 542, este lazo de control de temperatura cuenta con un termómetro, un transmisor y un indicador con alarma en el cuarto de control, tiene también un manómetro y un termómetro justo antes de la conexión al separador.

El presente separador tiene en total 1 línea de entrada y 3 líneas de salida, tiene una longitud de 31 ft y una circunferencia de 120 pulgadas y está dotado de dos visores de cristal (LG-549 y LG-552) , dos interruptores de nivel bajo bajo (LSLL-550 y LSLL-551) dichos switches de nivel están comunicados con un punto de enclavamiento en común (I-25) que activará los switches cuando el volumen del separador descienda del *set point* a los que estos se encuentran configurados, este mismo punto de enclavamiento tiene conexión con las bombas que envían los derivados del separador (nafta y agua) a sus puntos de destino, con el fin de proteger el equipo y que el separador mantenga los niveles mínimos de fluido, evitando que este se sobrecaliente y llegue a dañarse, esto puede ser observado por el operador ya que el enclavamiento I-25 tiene 2 alarmas en el cuarto de control para cada uno de los switches.

Por otro lado, el agua agria resultado del proceso de separación es enviada a la planta de tratamiento de aguas para su posterior tratamiento, esta agua es enviada a través de una línea

de cuatro pulgadas la cual se encuentra dotada de un toma muestras para que el operador posteriormente envíe la muestra al laboratorio para conocer la calidad de separación, esta línea se divide en dos líneas de dos pulgadas cada una en donde el agua será enviada a la planta de tratamiento de aguas a través de dos bombas centrífugas (P-3205A y P-3205B), cada una de las bombas está dotada de un indicador de presión aguas arriba y aguas debajo de la bomba, en la línea aguas arriba de las bombas se encuentra un drenaje y en la línea de aguas abajo se encuentra ubicado un cheque evitando que el flujo retorne generando problemas de vacío y cavitación en las bombas, las bombas bombean a una tasa de inyección de 91 gpm y una presión de aproximadamente 55 psi, existen este arreglo de dos bombas para casos de producción excesiva de agua, para en situaciones de contingencia o mantenimientos preventivos que puedan existir en la planta (1 quedará de *stand-by*).

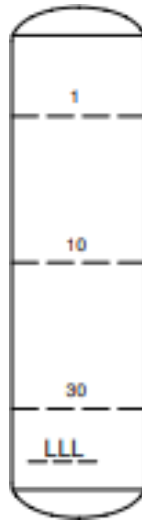
En cuanto a la nafta podemos observar que es dirigida a la columna de destilación inicial por una tubería de ocho pulgadas como línea de reflujo, esta línea tiene un toma muestras, y una bifurcación a una línea de pulgada y media que ayudará a que los residuos pesados del proceso de separación inicial de la columna de destilación tenga movilidad suficiente para alcanzar la siguiente tapa de disposición.

6.2.1. Simbología involucrada

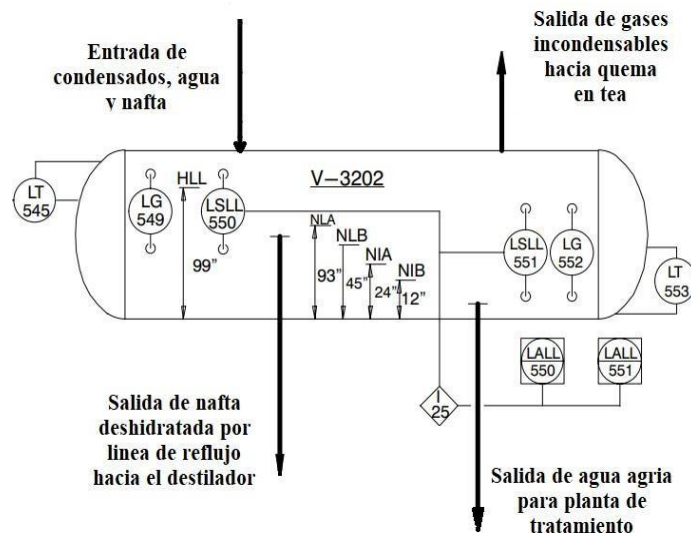
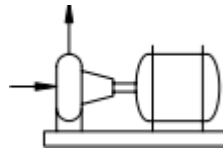
Equipos:

Figura 64

Columna de destilación C-3201



La columna de destilación (Figura 64) es el equipo principal del plano representado, recibe el bitumen diluido, el vapor sobrecalentado y el diluyente; mediante el proceso de destilación entrega vapores sobrecalentados en su tope y componentes líquidos pesados en su parte inferior.

Figura 65*Separador Nafta-Agua V-3202***Figura 66***Bomba centrífuga impulsada por motor eléctrico*

La Figura 66 es la representación de las bombas centrífugas a continuación se detalla el funcionamiento de cada una:

P - 3201 A/C (bombas de fondo) Las bombas que impulsan los componentes pesados del proceso de destilación a la siguiente etapa, se ubican en la parte inferior del proceso de destilación.

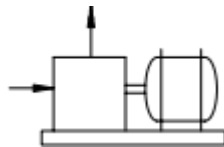
P - 3202 A/B (Bomba de reflujo) Son las encargadas del proceso de reinyección de nafta procesada a la columna de destilación, se ubican entre el separador y la columna de destilación.

P - 3203 A/B (Bomba de diluyente recuperado) Estas bombean el diluyente recuperado del proceso de destilación principal, en el plano se ubican en la parte media del destilador.

P – 3205 A/B (Bombas de agua agría)

Figura 67

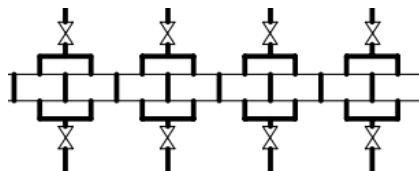
Bomba reciproca impulsada por motor eléctrico



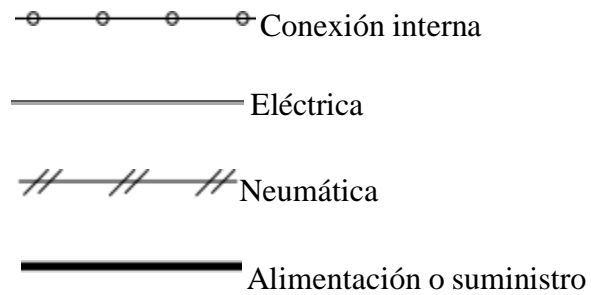
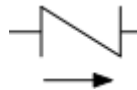
La Figura 67, la bomba P - 3204 A/B (Bombas de inyección de nafta, tipo dosificadora) Se encarga de propulsar la nafta deshidratada para su inyección en la línea de salida de los productos pesados en el proceso de destilación, se ubican en la parte inferior del separador nafta-agua.

Figura 68

Condensador de tope



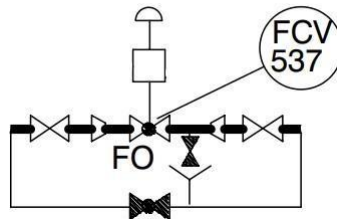
La Figura 68, el condensador de tope E – 3208 Recibe los vapores sobrecalentados del tope de la columna de destilación para su posterior condensación y entregará sus productos al separador agua-nafta.

Figura 69*Líneas P&ID***Figura 70***Válvula tipo cheque*

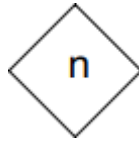
Se encuentran ubicadas siempre aguas arriba de las bombas con el fin de evitar un contraflujo que afecte la operación normal de las bombas y en este plan se ubican junto a una válvula de compuerta

Figura 71*Válvula de compuerta*

Las válvulas de compuerta son válvulas reguladoras de flujo, y las más comunes en la industria.

Figura 72*Válvula tipo globo***Figura 73***Válvula de alivio***Figura 74***Arreglo de válvulas con sistema bypass*

Este arreglo de válvulas de la Figura 74 se utiliza con la finalidad de contar con un sistema de alivio de presión anexo a la línea principal. El color negro de la válvula globo sobre la línea bypass nos indica que su posición es normalmente cerrada (NC, *normally closed*). Como también se observa una válvula de globo controladora de flujo (FCV) que se mantendrá abierta al fallo (FO)

Accesorios/elementos:**Figura 75***Enclavamiento lógico*

Los enclavamiento lógicos se representan como la Figura 75, van conectados al cuarto de máquinas y normalmente emiten su respuesta a través de una señal a una válvula solenoide y esta señal también es transmitida a los enclavamientos con el mismo número.

Figura 76*Drenaje***Figura 77***Amortiguador de pulsaciones*

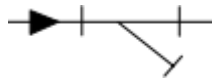
El amortiguador de pulsaciones (Figura 77) son elementos que se localizan junto a las bombas recíprocas, para disminuir las vibraciones que las bombas generan ya que describen un movimiento continuo.

Figura 78

Reductor / amplificador del tamaño de la línea

**Figura 79**

Colador tipo Y

**Etiquetas identificativas:****Figura 80**

Representación línea de alimentación



La Figura 80 representa la línea de alimentación inicial del producto a tratar, en este caso es el bitumen diluido (BD)

Figura 81

Flecha de continuación del flujo



La flecha de continuación como la Figura 81, es la etiqueta de entrada que indica la procedencia del flujo de fluido proveniente del plano anterior, siendo en este plano una línea de diluyente y por otra línea de vapor sobrecalentado.

Figura 82*Transformador de señal***I/P**

La Figura 82 es la representación para la transformación de la señal eléctrica recibida por el controlador a señal neumática para poder ser recibida por el actuador de la válvula.

Tag:

- TIC Controlador indicador de temperatura
- TIT transmisor indicador de temperatura
- TE sensor de temperatura
- TI indicador de temperatura
- TT transmisor de temperatura
- FE sensor de flujo
- FT transmisor de flujo
- FIC controlador indicador de flujo
- FY relé de flujo
- FCV válvula controladora de flujo
- FFIC Controlador indicador de la fracción de flujo
- USV Válvula de seguridad multivariable
- PT transmisor de presión
- PI indicadora de presión
- PDI Indicador diferencial de presión
- PY Relé de presión
- PSV válvula de seguridad de presión

- LSLL Interruptor bajo-bajo de nivel
- LIC controlador indicador de nivel
- LSHH Interruptor alto-alto de nivel
- LT transmisor de nivel
- LG Visor de nivel
- LAHH Alarma alto-alto de nivel
- LALL Alarma bajo-bajo de nivel
- HS Interruptor manual

Conclusiones

La correcta interpretación de los planos P&ID hace entender, en esencia, el proceso que este representa. Al momento de recopilar diferente simbología involucrada se logra identificar que los planos P&ID están en todas las etapas de la cadena productiva de los hidrocarburos (upstream, midstream y downstream) estos diagramas están íntimamente relacionados con las etapas de diseño y planeación de proyectos petroleros presentes en la industria; el sistema de estandarización ISA brinda pautas de representación de instrumentos, este manual reúne un amplio catálogo de simbología y brinda parámetros para entender como estos interactúan en búsqueda de resultados (refinados y productos) mediante la calidad y control industrial de procesos.

El actual trabajo reúne un amplio catálogo del tipo de simbología de válvulas, líneas, equipos, tanques, señales, lazos de control, etc. que permitirá al usuario familiarizarse con los símbolos de estos instrumentos en la industria petrolera, desde plantas de producción, estaciones y puntos de fiscalización, hasta diferentes sistemas de líneas para transporte de crudo en planos P&ID para el sector *midstream* del petróleo. El manual es de fácil acceso y está dotado con clave de diseño que ayudarán a comprender de manera intrínseca la distribución de diferentes configuraciones que presentan los complejos industriales allí representados. Es importante recordar que los planos son diseñados para tener una representación muy aproximada a la situación real presente en un campo pero que no todos los instrumentos se encuentran en un punto accesible para un operador y, debido al sistema electrónico que algunos de estos presentan, son alejados en cuartos de control con sistemas de refrigeración que permitan la protección y las óptimas condiciones de trabajo de los instrumentos, es por

ello que resulta pertinente aprender cual simbología nos indica el lugar de ubicación de instrumentos y los sistemas de control que poseen.

La simbología que se emplea en los planos P&ID debe estar legislada mediante normas estándar, con la finalidad de unificar los esquemas de los instrumentos utilizados en los procesos, para así facilitar su lenguaje de interpretación a los usuarios, fabricantes, entidades y organismos que se encuentran involucrados de forma directa e indirecta en el campo de la instrumentación industrial, esto hace que la confiabilidad en los planos sea mayor, contando con la supervisión de calidad por el departamento de producción.

De los parámetros utilizados para los lazos de control (caudal, temperatura, composición, flujo y nivel), el parámetro de la composición es el más inusual de encontrar en un plano de diagrama de tubería e instrumentación, porque los sensores del proceso, para el control de las masas no son tan confiables y este sistema resulta siendo muy costoso. Por otro lado, el parámetro que genera mayor confiabilidad es la presión porque es de los parámetros que más rápidamente da respuestas ante anomalías en un proceso.

Recomendaciones

1. Sabemos que la escuela de ingeniería de petróleos sufre un proceso de reforma académica que busca la formación de un ingeniero de petróleos íntegro, competitivo y altamente calificado, es por ello que se recomienda a la escuela de ingeniería de petróleos incluir la asignatura de control de procesos o temas afines dentro de las materias existentes tales como facilidades de superficie ya que nuestra industria se caracteriza por presentar numerosos y sofisticados complejos industriales que permiten la generación de productos a partir de materias primas, sabemos que el control de procesos está presente en las diferentes etapas de refinación del petróleo crudo y que los planos P&ID son una herramienta esencial para la representación esquemática de dichos complejos, es por ello que el conocimiento de estos tópicos, tales como lazos de control, familiaridad con símbolos de equipos y codificación de instrumentos son inminentes para lograr una transición efectiva entre la academia y los diferentes complejos industriales que se encuentra en los campos petroleros, tales como refinerías, puntos de fiscalización, plantas de tratamiento de aguas, entre otras.
2. Se recomienda con ánimos de ampliar y tecnificar los conocimientos sobre calidad y control de procesos utilizar los balances de masa y energía anexos a los planos P&ID como herramienta ideal para permitir conocer volúmenes de tratamiento, caudales de flujo, temperaturas y presiones máximas y mínimas de operación, así como también posibilita saber las cantidades específicas de insumos necesarios para puesta en marcha, proyectar resultados, definir metas operativas y viabilizar económicamente procesos, esta optimización se podrá lograr mediante el reconocimiento de problemas y la puesta

en marcha de acciones correctivas que evidenciarán la pericia del ingeniero de petróleos para decidir dónde, cómo y por qué se realizará la adaptación de nuevas y mejores tecnologías que a su vez permitirán alcanzar las metas previamente planteadas en menor tiempo y de manera más segura, controlada y responsable.

Referencias bibliográficas

- Acedo Sánchez. (2003). Instrumentación y control básico de procesos. Ediciones Díaz de Santos. <https://bit.ly/3QOKaX6>
- Carballo, J; Romero, D. (2011). Tutorial norma ISA S5.1 y diagramas P&ID. (tesis de grado). Universidad tecnológica de Bolívar, Cartagena, Colombia.
- Creus, A. (2012). Instrumentación industrial. 8 edición. México: Alfaomega Grupo Editor, Marcombo. <https://bit.ly/3wq3LVC>
- DOE Fundamentals handbook. Engineering symbology, prints, and drawings. Vol 1 of 2. U.S. Department of energy washington, D.C.
- EdrawSoft. (2014). Edraw Max V7.7. Professional diagram and communicate with essential Edraw solution. <https://bit.ly/3T9wWWN>
- Faulkner, A. y Contributor. (2018). Lucidchart for Easy Workflow Mapping. Serials Review, 44(2), 157–162. <https://doi.org/10.1080/00987913.2018.1472468>
- Guerrero, A. Nomenclatura y norma ISA para diagramas de tuberías e instrumentación (P&ID). Universidad tecnológica de Chile Inacap.
- Gutierrez, M; y Ituraalde, Sadi. (2017). Fundamentos básicos de instrumentación y control. Primera edición. <https://bit.ly/2k2ERte>
- Harrold, D. (2000). Control Engineering: How to read P&IDs. Pg 116
- IACC. (2017). Sistemas P&ID y formatos de planos. Instituto profesional. <https://bit.ly/3ck7LjB>
- Instrument Society of America & American National Standards Institute. (2009). Instrumentation symbols and identification: ANSI/ISA-5.1-2009.

Instruments Society of America. ANSI/ISA - 5.1 -1984 (R1992), instrumentation symbols and identification,

ISA - 5.3 - 1983. Graphic symbols for distributed control / Shared display instrumentation, logic and computer system. <https://bit.ly/3R7cyU6>

Kelley, D. H. (2010). SmartDraw offers templates to improve visual communication. Estate Planning, 37(7), 38-41,47. Retrieved from <https://bit.ly/3cgr910>

McAviney, T. (2009). P&ID: A roadmap for the rest of the trip. Process automation. [Www.ISA.ORG](http://www.ISA.ORG)

Mendoza, M. A. (s/f). Instrumentación: normas y simbología. <https://bit.ly/3QHhAXI>

Morales, C. A. (2007) Instrumentación básica de procesos industriales. Setting the standard for automation. <https://bit.ly/3dRuyUq>

PDVSA. (1983). Preparación de diagramas de proceso. Volumen 15. Procedimiento de ingeniería. www.pdvsa.com

PDVSA. (2005). Estructura, contenido y formato para la elaboración de los planos en PDVSA. Volumen 3. Manual de ingeniería de diseño. www.pdvsa.com

PDVSA. (2005). Simbología para planos de proceso PDVSA. Volumen 15. Especificaciones de ingeniería. www.pdvsa.com

Process industry practices. (2008). PIP PIC001. Piping and instrumentation diagram. <https://bit.ly/3CJjBib>

Rahul, R; Paliwal,Shubham; sharma, Monika; y Vig Lovekesh. (2019). Automatic information extraction from piping and instrumentation diagrams. TCS Research, New Delhi, India. <http://arxiv.org/abs/1901.11383>

Rose, W. (s/f). K31:Transport and storage piping and instrumentation diagrams, technical

transport. <https://bit.ly/3dSZmnu>

Roy A. Parisher. (2002). Pipe Drafting and Design. Segunda edición. Butterworth-Heinemann. Elsevier Ciencia y Tecnología.

Salamanca, H. A. (2015). Diseño del sistema de instrumentación y control para una bancada de transferencia de muestra de crudo de alta presión. (tesis de pregrado). Universidad Santo Tomás, Bogotá, Colombia.

Smith, C. A y Corripio, A. B (1991). Control automático de procesos, teoría y práctica. <https://bit.ly/3PMCyTV>

Toghraei, M. (2019). Piping and instrumentation diagram development. Primera edición. <https://bit.ly/3KhNTds>