

**ESTADO DEL ARTE PARA MONITOREO E INSTRUMENTACION DE LOS
CAMPOS DE PRODUCCION DE GAS**

CARLOS HERNANDO MUÑOZ RUEDA

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA
ESCUELA DE INGENIERÍAS Y ADMINISTRACIÓN
BUCARAMANGA**

2011

**ESTADO DEL ARTE PARA MONITOREO E INSTRUMENTACION DE LOS
CAMPOS DE PRODUCCION DE GAS**

CARLOS HERNANDO MUÑOZ RUEDA

**Tesis de grado presentada como requisito para optar el título de Ingeniero
Electrónico**

**DIRECTOR DEL PROYECTO:
HECTOR RAMIRO PEREZ RODRIGUEZ
Ph.D Ingeniería Mecánica**

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA
ESCUELA DE INGENIERÍAS Y ADMINISTRACIÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA
BUCARAMANGA**

2011

NOTA DE ACEPTACIÓN

Firma del jurado

Firma del jurado

Bucaramanga, Marzo de 2011

Dedico este proyecto a DIOS por brindarme las oportunidades de seguir un camino correcto, a mis padres que pacientemente con amor y respecto han esperado la culminación de mis estudios, a mis hermanos que constantemente me han brindado su apoyo y comprensión.

CARLOS HERNANDO MUÑOZ RUEDA

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus agradecimientos a:

Agradezco a DIOS por mostrarme un camino cuando ya todas los demás parecían explorados, por brindarme unos padres íntegros que con su sabiduría me han mostrado un camino de lleno de felicidad por recorrer y que con su voz de aliento me han sabido recoger cuando he caído, ellos han sabido labrar ese motor de búsqueda, sugiriéndome como librar los grandes obstáculos. A mis padres les resalto la ardua labor de inculcarme el verdadero valor de la familia y en general todas las enseñanzas que no alcanzaría a mencionar, pero con mucho amor les agradezco de todo corazón. A mis hermanos/as les agradezco sus experiencias de vida, que las he tomado como si fueran vividas en carne propia, a ellos gracias por indicarme nuevas opciones vida y que con astucia han sabido sacarme de mi comodidad para gestar una ambición. Agradezco a Héctor por guiarme en este tema tan apasionante y por ser un gestor de conocimiento, conocimiento que deseo seguir formando formalmente. Agradezco a todas las personas que se han apropiado del conocimiento y que en su debido tiempo han sabido compartirlo, por este intercambio de conocimiento he logrado culminar esta etapa de mi vida.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	25
OBJETIVOS	27
1. CADENA TECNOLÓGICA DEL GAS NATURAL	28
1.1 FRONTERAS DE LA CADENA TECNOLÓGICA DEL GAS NATURAL	28
1.1.1 Sistema de recolección de gas	28
1.1.2 Planta de tratamiento de gas	30
1.1.3 Transporte de gas	32
1.1.4 Distribución de gas	33
1.2 PLANTAS	33
1.2.1 Planta De Deshidratación de Glicol	33
1.2.1.1 Descripción del Proceso	35
1.2.1.2 Efectos de las Variables Operacionales.	37
1.2.1.3 Procesos Operacionales de una Unidad Deshidratadora	40
1.2.2 Estación Planta Compresora	44
1.2.2.1 Partes del Compresor Centrífugo	47
1.2.2.2 Efecto de Bombeo (Surge).	49
1.2.2.3 Especificaciones del Compresor.	50
2. CALIDAD DEL GAS Y EQUIPOS	52
2.1 ESPECIFICACIONES DE CALIDAD	52
2.2 FACTORES QUE INCIDEN EN LA CALIDAD DEL GAS	56
2.3 MEDICIÓN DE LA CALIDAD DEL GAS	57
2.4 CALIDAD DEL GAS A SISTEMAS DE TRANSPORTE (RESOLUCIÓN 054 DE 2007)	59
2.4.1 Considerando	59

2.4.2 Resuelve	61
2.4.2.1 Calidad del gas.	62
2.4.2.2 Punto de Rocío de Hidrocarburos.	64
2.4.2.3 Verificación de la Calidad.	64
2.4.2.4 Cumplimiento de las especificaciones de CO2.	65
2.4.2.5 Entrega de gas natural por fuera de las especificaciones establecidas.	65
3. MEDICIÓN Y REGULACION DE LAS VARIABLES DEL PROCESO	67
3.1 INSTRUMENTACIÓN INSTALADA EN POZOS PARA MEDICIÓN DEL GAS	68
3.1.1 Elementos primarios que miden la temperatura	68
3.1.1.1 Elementos primarios basados en variación del volumen	69
3.1.1.2 Elementos primarios basados en variación de resistencia del conductor	72
3.1.2 Elementos primarios que miden presión	76
3.1.2.1 Elemento primarios basados en mecánica	77
3.1.2.2 Elemento primarios basados en electrónica	80
3.1.3 Medidor ultrasónico en aplicaciones de transferencia de custodia	81
3.1.3.1 Limitantes de la primera generación de medidores ultrasónicos	83
3.1.3.2 Innovación presente al lograr mejoras en la medición ultrasónica de los gases.	85
3.1.3.3 Análisis de las ventajas operativas presentes en la nueva generación.	87
3.2 INSTRUMENTACIÓN INSTALADA EN POZOS PARA REGULACIÓN DEL GAS	87
3.2.1 Válvulas reguladoras	87
3.2.2 Válvulas On/Off	93
3.2.3 Dispositivo que ejerce control en la válvula	96
4. TRANSPORTE DE LAS VARIABLES OPERACIONALES EN LA RED INDUSTRIAL	102
4.1 EQUIPOS TRANSMISORES DE LAS VARIABLES OPERACIONALES ADQUIRIDAS EN CAMPO	102

4.1.1 Transmisores electrónicos Analógicos	105
4.1.1.1 Esquema funcional del transmisor electrónico analógico.	108
4.1.1.2 Calibración de los transmisores electrónicos analógicos	111
4.1.2 Transmisores inteligentes	112
4.1.2.1 Transmisores inteligentes en cascada.	115
4.1.2.2 Hardware de los transmisores inteligentes.	116
4.1.2.3 Protocolo de la tecnología del cable para la comunicación y la alimentación	121
4.2 PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN BASADOS EN NORMAS ISO PARA SISTEMAS DE CONTROL	125
4.2.1 Equipos que utilizan protocolos abiertos para la transmisión de las variables operacionales	132
4.2.1.1 Transmisor electrónico de temperatura rosemount modelo 3244	133
4.2.1.2 Transmisor electrónico de presión rosemount modelo 3051	135
4.2.2 Protocolos de comunicación utilizados por los instrumentos instalados en campo y los instrumentos en control	138
4.2.2.1 Protocolo de comunicación Modbus.	139
4.2.2.2 Protocolo de comunicaciones Hart.	142
4.3 TOPOLOGÍA DE LA RED INDUSTRIAL COMO PLATAFORMA DE LAS OPERACIONES EN CAMPO	148
4.3.1 Nivel de campo y procesos	149
4.3.2 Nivel de control y PLC	152
4.3.3 Nivel de gestión	155
4.3.3.1 Modelo OSI.	156
4.3.3.2 Tramas Modbus y Ethernet.	161
4.3.3.3 Modelo TCP/IP.	¡Error! Marcador no definido.
CONCLUSIONES	180
BIBLIOGRAFIA	182

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Fronteras exploración/producción, producción/transporte, transporte/distribución.	28
Figura 2. Planta Deshidratadora.	34
Figura 3. Flujo del Proceso de la Unidad Deshidratadora con Glicol Trietilenglicol.	37
Figura 4. Procesos en la Estación Planta compresora.	44
Figura 5. Unidades compresoras Centrifugas.	45
Figura 6. Equipo Dew- Point (Punto de rocío de hidrocarburos).	54
Figura 7. Equipo Analizador de Azufre y H ₂ S.	55
Figura 8. Analizador de Humedad.	56
Figura 9. Equipo de Cromatografía.	59
Figura 10. Termómetro bimetalico	70
Figura 11. Sistema Termal	71
Figura 12. Tipos de Termopozos Basados en Termopares	72
Figura 13. Constitución Interna de un Termopar	73
Figura 14. RTD de Platino	75
Figura15. Manómetros mecánicos	77
Figura 16. Manómetro de diafragma	78
Figura 17. Manómetro bourdon tipo C	79
Figura 18. Medidor capacitivo	80
Figura 19. USM elemento de Medición para Transferencia de Custodia	81
Figura 20. Principio de Operación de un USM tipo Tiempo de Tránsito	82
Figura 21. Comparación de la amplitud de la radiación de sonido de los primeros transductores vs transductores mejorados	86
Figura 22. Válvula Tipo Globo	88

Figura 23. Válvula Asiento Simple Tipo Globo	89
Figura 24. Válvula Asiento Doble Tipo Globo	89
Figura 25. Válvula de Asiento Simple con Obturador Equilibrado	90
Figura 26. Válvula Mariposa con Vista del Obturado	92
Figura 27. Válvula check	93
Figura 28. Válvula de Compuerta	94
Figura 29. Válvula de Bola Tipo Macho	95
Figura 30. Válvula Flujo Axial Tipo Manguito	95
Figura 31. Tipos de Actuadores	96
Figura 32. Convertidor I/P Inteligentes	98
Figura 33. Partes Internas del Controlador de Presión WIZARD 4150K	99
Figura 34. Conexiones para Toma de Presión	99
Figura 35. Válvula Actuator con Controlador WIZARD 4150K	100
Figura 36. Comparación Física entre Transmisores Analógicos y Transmisores Inteligentes	103
Figura 37. Transductores Básicos	105
Figura 38. Variable Censada Enviada en Protocolo de Comunicación hasta el Controlador	106
Figura 39. Transmisor de Presión Envía Señal Eléctrica al Controlador	107
Figura 41. Esquema Funcional del Transmisor	109
Figura 42. Visualización del Transmisor Electrónico Analógico	111
Figura 43. Calibración de un Transmisor Analógico con una PT100	112
Figura 44. Variable Censada enviada en Protocolo de Comunicación hasta Tarjeta Maestra del PLC	113
Figura 45. Conexión de Varios Transmisores Inteligentes con la Tarjeta Maestra en el PLC	114
Figura 46. Interconexión de Tarjeta Maestra en Cascada	116
Figura 47. Hardware del Transmisor Inteligente	117
Figura 48. Grabación del Rango de Interés del Transductor en la Memoria ROM	120

Figura 49. Secuencia para Adquisición de Datos de la Memoria ROM	121
Figura 50. Arreglo Eléctrico que Permite Simultáneamente Alimentación Eléctrica como Medio de Transporte de la Comunicación	123
Figura 51. Convertidor de la Señal Serial a Paralelo y Viceversa en el Transmisor	124
Figura 52. Niveles de la Red Industrial	126
Figura 53. Modelo ISO de Comunicación Entre Dos Aplicaciones	128
Figura 54. Bite Asociado por cada Capa al Dato Enviado	128
Figura 55. Adición de Capas al Mensaje en Protocolo Abierto de los Transmisores Inteligentes	130
Figura 56. Maestro Ejecuta una Pregunta que Leerán Todos los Esclavos	131
Figura 57. Esclavo Responde Solicitud del Maestro	131
Figura 58. Protocolo de Comunicación con Tramas en Modo Ascii	132
Figura 59. Transmisor de Temperatura Modelo 3244	133
Figura 60. Instalación del Elemento Primario al Transmisor	134
Figura 61. Interfaz Grafica del Transmisor modelo 3244	134
Figura 62. Calibración del Cero del Modelo 3244	135
Figura 63. Transmisor de Presión Rosemount Modelo 3051	135
Figura 64. Instalación del Transmisor en Aplicaciones de Caudal de Gas y Vapor e Instalación del Conduit para la parte Eléctrico/Datos	136
Figura 65. Caracterización del Dispositivo	137
Figura 66. Diagrama del Cableado del Transmisor de Presión	138
Figura 67. Surgimientos de los Protocolos de Comunicación	139
Figura 68. Transacciones Pregunta y Respuesta de los Dispositivos	141
Figura 69. Estructura del Mensaje Modbus	142
Figura 70. Señal Hart	144
Figura 71. Lazo de Conexión para un Dispositivo Hart Inalámbrico Punto a Punto y Punto Multipunto	145
Figura 72. Trama del Mensaje Hart	146
Figura 73. Pasos para Establecer Comunicación con un Dispositivo Hart	147

Figura 74. Redes de Industrial	149
Figura 75. Posibles Equipos que se Pueden Conectar a las Tarjetas de Entrada y Salida del PLC	152
Figura 76. Sistema de Lazo de Control en Cascada	153
Figura 77. Conexión entre PLC y Sala de Control	155
Figura 78. Nivel de Control entre la Sala de Control	156
Figura 79. Modelo OSI para el Envío de Datos entre Dos Equipos	157
Figura 80. Radio Enlace	160
Figura 81. Estándar SDH para Fibra Óptica	161
Figura 82. Comunicación en Protocolo Modbus con Trama en Modo Ascii	162
Figura 83. Protocolo ControlNet entre PLCs y Protocolo Ethernet entre PLC maestro con servidor de la sala de control y Servidor Sala de Control con Servidor de la Red Corporativa	163
Figura 84. Trama Ethernet	164
Figura 85. Interconexiones de Redes entre Computadoras utilizando la Red Mundial de Telecomunicaciones	166
Figura 86. Modelo TCP/IP	168
Figura 87. Protocolos Más Utilizados en los Computadores	170
Figura 88. Recepción del Paquete de Datos en el Protocolo TCP	171
Figura 89. Inserción del Datagrama IP al Segmento TCP	172
Figura 90. Inserción de los Byte Asociados al Protocolo TCP/IP	173

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Temperatura máxima que soporta el glicol en el rehervidor	42
Tabla 2. Especificaciones de Calidad del Gas Natural	63
Tabla 3. Escalas de Temperatura para Fusión y evaporación del agua.	69
Tabla 4. Ventajas y Desventajas del sistema termal.	71
Tabla 5. Ventajas y Desventajas del sistema termopar.	73
Tabla 6. Ventajas y Desventajas del sistema Termopozo.	74
Tabla 7. Ventajas y Desventajas del sistema RTD.	76
Tabla 8. Unidades de Presión	77
Tabla 9. Ventajas y Desventajas del sistema Manómetro de Diafragma.	79
Tabla 10. Ventajas y Desventajas del sistema bourdon tipo C	80
Tabla 11. Ventajas y Desventajas del Medidor Capacitivo	81
Tabla 12. Niveles de Señal para el Protocolo de Comunicaciones Hart	145
Tabla 13. Ubicación Geográfica de los Yacimientos	175
Tabla 14. Subestación (Unidad Terminal Remota)	176
Tabla 15. Monitoreo de las Condiciones en Pozo Anual	177
Tabla 16. Monitoreo de las Condiciones en Pozo en Minutos	178
Tabla 17. Monitoreo de las Condiciones en Pozo en Horas	178
Tabla 18. Monitoreo de las Condiciones en Pozo Diaria	178
Tabla 19. Monitoreo de Fallas en Variables Operacionales en Pozo	179

GLOSARIO

Abreviaturas

AGA:	Asociación Americana del Gas (American Gas Association).
ANSI:	Instituto Nacional Americano de Normalización (American National Standards Institute).
API:	Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute).
ASTM:	Sociedad Americana para Pruebas y Materiales (American Society for Testing and Materials).
BIPM:	Buró Internacional de Pesos y medidas (International Bureau of Weights and Measure)
ECMA:	Asociación Europea para la Normalización de la Información y de los Sistemas de Comunicación (European Association for Standardizing Information and Communication Systems).
FAT:	Prueba de Aceptación en Fábrica (Factory Acceptance Test)
GUM:	Guía ISO para la Estimación de la Incertidumbre en las Mediciones.
IEC:	Comisión Internacional de Electrotecnia (International Electrotechnical Commission).
IP:	Instituto del Petróleo (Institute of Petroleum)
ISO:	Organización Internacional para la Normalización ((International Standards Organization)
IUPAC:	Unión Internacional de la Química Pura y Aplicada (International Union of Pure and Applied Chemistry)
IUPAP:	Unión Internacional de la Física Pura y Aplicada (International Union of Pure and Applied Physics)
MPMS:	Manual de Normas de Medición del Petróleo (Manual of Petroleum Measurement Standard), emitido por API

- OIML:** Organización Internacional de Metrología Legal (International Organization of Legal Metrology)
- OSI:** Sistema Abierto de Interconexiones (Open System interconnections)
- VIM:** Vocabulario Internacional de Términos Básicos y Generales usados en Metrología.

Definiciones

Calibración: Es el conjunto de operaciones que establecen, bajo condiciones específicas, la relación entre valores de cantidades indicadas por un instrumento o sistema de medición, o por un material patrón o de referencia, y los valores correspondientes a los establecidos como estándares.

Certificación: Calibración y ajuste realizada por un ente acreditado y que es avalado mediante un informe que certifica que se realizó alguna acción de calibración y ajuste siguiendo un procedimiento. La certificación garantiza la precisión de la medición.

Certificado de calibración: Es el certificado emitido por una entidad acreditada, en el cual se hace constar la calibración correcta efectuada a un equipo de medición en una fecha determinada.

Compresibilidad: Es la relación entre el volumen del gas y la presión a que está sometido.

Equipo electrónico de medición y cálculo de volumen de gas: Es el equipo usado para el cálculo de volumen a partir de señales provenientes de los sensores de flujo y compensado por temperatura, presión y densidad.

Condiciones de Operación: Son las condiciones a las que se encuentra sujeto el desempeño del medidor. Estas condiciones generalmente corresponden a presión y temperatura.

Cromatografía: Es el resultado de la composición de un fluido obtenido mediante técnicas de análisis espectral de las emisiones o absorciones de energía.

Densidad: Es la cantidad de masa de una sustancia contenida en una unidad de volumen, a una temperatura dada.

Disco o Cartilla de Medición: Es el Disco portátil inserto en el registrador adjunto a los medidores de placa de orificio. El disco viene en círculos concéntricos, dentro de los cuales una primera plumilla rectora graba la presión estática, una segunda plumilla registra el diferencial de presión y una tercera plumilla mide la temperatura.

Elemento primario: Es la parte del sistema de medición que está directamente en contacto con el proceso.

Elemento Secundario: Es el equipo auxiliar y complementario del elemento primario de medición.

Elemento Terciario: Es el sistema o programa de computación software que recoge, configura o interpreta datos e información producidos por los elementos primarios y secundarios.

Elemento de medición: Es la parte del sistema de medición que interpreta las variaciones generadas por el elemento primario y proporciona una lectura asociada a la variable que se desea medir.

Enderezador de flujo: Es la longitud determinada de tubería que contiene elementos que ayudan a la eliminación de turbulencias, denominadas venas enderezadoras. Esta pieza se instala a la entrada del medidor de flujo con el fin de reducir los errores en la medición.

Ente Acreditado: Es la compañía independiente experta en la medición y control de producción de hidrocarburos, la cual debe reunir todos los requisitos exigidos por la Dirección competente, según las disposiciones de las Normas, para realizar tanto auditorías de sistemas de medición, como mantenimiento, instalación, calibración y certificación de equipos de control y de la medición de gas natural, a los efectos de su respectiva calificación y registro en el MEM.

Error aleatorio: Es el error causado por variaciones aleatorias temporales y espaciales de las magnitudes que influyen en la medición y que son imposibles de predecir.

Error de medición: Es la diferencia entre el resultado de una medición y el valor verdadero.

Error máximo permisible de un medidor: Es el valor extremo del error permitido por especificaciones, reglamentos, etc.

Error sistemático: Es el error causado consistentemente por el efecto de alguna o varias magnitudes que influyen en la medición.

Exactitud: Es la cualidad que refleja el grado de proximidad entre los resultados de las mediciones y los valores verdaderos de la variable medida.

Fiscalización: Es el acto en el que se establece la medición de cantidades y calidades de manera automatizada y certificadas, a ser utilizadas para el cálculo del pago de impuestos y regalías.

Humedad: Se refiere a la presencia de vapor de agua en el gas. La humedad o contenido de agua del gas se expresa en términos de masa de agua por unidad de masa o volumen de gas a condiciones estándar.

Gas Seco: Es un gas que teóricamente no contiene vapor de agua.

Gas Húmedo: Es un gas que contiene vapor de agua. Puede estar saturado o no. Se usará el término gas húmedo para referirse al gas con la cantidad de agua medida en condiciones de operación o con la humedad especificada.

Gas Residual: Es un gas al cual se le han extraído cantidades apreciables de hidrocarburos líquidos C_3^+ . Su componente principal es el metano.

Gas Rico: Es aquel del cual se puede obtener cantidades apreciables de hidrocarburos líquidos, C_3^+ .

Incertidumbre de la medición: Es el parámetro asociado al resultado de una medición que caracteriza la dispersión de los valores que pudieran ser atribuidos razonablemente a la sustancia medida.

Integrador: Es el equipo que lee el disco o cartilla de medición, con el fin de determinar los volúmenes de gas manejados.

Medición: Es la comparación contra un patrón con el objetivo de determinar el valor de una variable, sobre la base de un procedimiento predeterminado.

Medición en línea: Es la medición en la cual el dispositivo está localizado directamente dentro de la línea principal, midiendo continuamente el material.

Medidores de desplazamiento positivo: Es el instrumento que mide un volumen de fluido, separándolo mecánicamente en cantidades discretas de un volumen fijo y contando las cantidades en unidades de volumen.

Mermas: Es la reducción en la masa del fluido manejado debido a razones naturales asociadas al proceso al cual es sometido. Ejemplos de mermas son la vaporización del crudo en tanques atmosféricos durante su almacenamiento y la condensación de gas durante la compresión.

Muestreo: Son todos los pasos necesarios para obtener una muestra representativa del gas que fluye a través de una tubería y colocar dicha muestra en un recipiente o contenedor para su análisis.

Pérdidas: Se entiende como pérdidas durante el manejo de un fluido, a la masa que sale del sistema por desperfectos de los equipos utilizados o por fallas operacionales, lo que implica que pueden ser evitadas. Ejemplos de pérdidas son las fugas y filtraciones.

Placa o platina de Orificio: Es una placa circular metálica (acero inoxidable), perforada por un orificio, la cual se coloca (generalmente entre bridas o en una guarnición porta placas especialmente diseñada) en una tubería a través de la cual pasa el fluido. El diámetro del orificio es siempre inferior al diámetro interno del tubo, creando por tanto una caída de presión transversal al plato. Midiendo la caída de presión diferencial (presión diferencial o "dp") puede ser determinada la proporción de flujo que pasa por la tubería.

Precisión: Es la cantidad o número que define el máximo error asociado a la medición, bajo ciertas condiciones de operación.

Presión diferencial: Es la caída de presión de una corriente de medición, la cual varía con la proporción de flujo a través de cualquier elemento de medición (placa de orificio, etc.)

Quema del gas natural: Consiste en quemar deliberadamente parte o todo el gas producido.

Rangoabilidad (Alcance de la Medición): Relación que indica el grado de versatilidad del instrumento de medición. Se obtiene al dividir el valor máximo registrado por el instrumento entre el mínimo valor medido por éste.

Registrador: Es el receptáculo en el cual va inserto el disco o cartilla de medición. El Registrador se abre para retirar el disco. En cada oportunidad debe registrarse la fecha de inserción del disco en el registrador, así como la fecha de retiro del disco.

Relación beta: En las placas de orificio, es la relación que existe entre el diámetro del orificio y el diámetro de la tubería conectada a la placa mediante bridas o portaplacas.

Repetibilidad: Es la medida del grado en que distintas lecturas de un mismo valor de entrada bajo las mismas condiciones de operación, tienden a alejarse de dicho valor de entrada.

Resultado de la medición: Es el valor atribuido al flujo de la sustancia medida.

Segregación: Es la producción de un área operacional proveniente de pozos perforados en diferentes yacimientos con características no necesariamente idénticas.

Transductor: Es un dispositivo que convierte un tipo de señal a otra.

Transferencia de Custodia: Ocurre cuando el producto es entregado a un tercero para su manejo y custodia, manteniéndose la propiedad del producto.

Trazabilidad o seguimiento de Origen: Es la propiedad del resultado de una medición o de un valor usado como referencia que permite compararla con referencias establecidas, normalmente estándares nacionales o internacionales, a través de una cadena ininterrumpida de comparaciones, poseyendo cada una de las mismas una incertidumbre definida.

Turbina: Es un medidor de flujo consistente en un rotor con aspas, el cual gira a una velocidad aproximadamente proporcional a la velocidad promedio de la corriente y por tanto, al volumen proporcional de flujo.

Validación de la medición: Es el acto de dar aceptación o fe del resultado obtenido.

Ventas: Es el acto, mediante el cual el producto es entregado a un tercero a cambio de un valor económico, transfiriendo la propiedad del producto.

Venteo: Es el gas arrojado a la atmósfera por paros imprevistos de los equipos de compresión o por falta de capacidad o ausencia de los sistemas de recolección, compresión y distribución del gas o por cualquier otra razón operacional.

Verificación de la medición: Consiste en la acción y efecto de comprobar el resultado obtenido.

Términos: Densidad de fluido. Desviación estándar. Viscosidad dinámica. Gravedad específica del fluido.

Punto de rocío: El punto de rocío o temperatura de rocío es la temperatura a la que empieza a condensarse el vapor de agua contenido en el aire, produciendo rocío, neblina o, en caso de que la temperatura sea lo suficientemente baja, escarcha.

Humedad absoluta: es la cantidad de vapor de agua (generalmente medida en gramos) por unidad de volumen de aire ambiente (medido en metros cúbicos).

El vapor de agua: es un gas que se obtiene por evaporación o ebullición del agua o por sublimación del hielo. Es inoloro e incoloro.

RESUMEN GENERAL DE TRABAJO DE GRADO

TÍTULO: ESTADO DEL ARTE PARA MONITOREO E INSTRUMENTACION DE LOS CAMPOS DE PRODUCCION DE GAS

AUTOR: Carlos Hernando Muñoz Rueda

FACULTAD: Ingeniería Electrónica

DIRECTOR: PhD HECTOR RAMIRO PEREZ RODRIGUEZ

RESUMEN

Este documento presenta el estado del arte del monitoreo e instrumentación de campos de producción de gas y a su vez una breve descripción de los procesos requeridos para lograr la calidad de venta del gas natural. Por medio de investigaciones personales y sugerencias se tomaron elementos teóricos y vivencias de las diferentes etapas que se deben cumplir en las fronteras de exploración/producción, producción/transporte y transporte/remitente. Como no existen dos yacimientos que contengan los mismos fluidos con composiciones idénticas, las adecuaciones de los procesos operacionales en las plantas varían teniendo en cuenta que el gas natural se encuentra en estado libre y asociado, partiendo de este hecho las plantas de tratamiento son adaptadas para funcionar bajo estas condiciones. Esta industria requiere la automatización fusionada con las telecomunicaciones, para brindar un mayor desempeño. Con estas dos áreas se logra que la información circule en las diferentes dependencias encargadas de optimizar los procesos y así mejorar los procesos, para tener la mayor productividad con los hidrocarburos.

PALABRAS CLAVES: Instrumentación, telecomunicaciones, procesos, protocolos, normativas de calidad.

GENERAL SUMMARY OF WORK OF DEGREE

TITLE: STATE OF THE ART FOR MONITORING AND IMPLEMENTATION OF THE PRODUCTION OF GAS FIELDS.
AUTHOR: Carlos Hernando Muñoz Rueda
FACULTY: Electronic Engineering
DIRECTOR: PhD HECTOR RAMIRO PEREZ RODRIGUEZ

ABSTRACT

This report presents the state of the art monitoring and implementation of gas production fields and also a brief description of the processes required to achieve the quality of natural gas sales. Through personal research and suggestions were made theoretical and experiences of the different stages that must be met based on the frontiers of exploration / production, production / transport and transport / shipper. Because no two sites containing the same fluid with identical compositions, the adaptations of business processes in plants vary taking into account that natural gas is in free state associated, on this basis treatment plants are adapted to function under these conditions. This requires the automation industry combined with telecommunications, to provide greater performance. With these two areas are making the information flow in the various agencies involved to streamline processes and improve processes to be more productive with hydrocarbons.

KEY WORDS: instrumentation, telecommunications, processes, protocols, quality standards.

INTRODUCCION

El documento iniciara mostrando la cadena tecnologica del gas natural, pero solo se hara ampliacion de dos plantas (planta deshidratadora y planta compresora), debido a que son temas extensos e involucran varias disciplinas para el aprovechamiento de los hidrocarburos en esta gaseoso donde su componente predominante es el metano, seguido de etano, propano, butano y pentano (C1, C2, C3, C4 y C5 respectivamente), donde C3, C4 y C5 están presentes en menor porcentaje, el gas natural extraído contiene compuestos más pesados pero generalmente permanecen en estado líquido. Además contiene mezcla de no hidrocarburos representados por hidrogeno, nitrógeno, dióxido de carbono, sulfuro de hidrogeno, vapor de agua entre otros, a esto se le denomina impurezas altamente peligrosas para los seres vivos restándole poder calorífico y valor comercial.

En la segunda sección del documento se mencionara los parámetros para la calidad del gas y algunos equipos utilizados para determinar que el gas natural se encuentre en un rango aceptable de impurezas, es decir la calidad del gas regida por la CREG054. Posteriormente se mencionara la instrumentación utilizada para la medición y regulación, implementada en la cadena tecnologica que básicamente se repiten en cada planta de tratamiento del gas, donde los elementos reguladores de las variables operacionales (válvulas) condicionan el flujo del fluido, es decir se hablara de los componentes en el nivel de campo.

En última instancia del documento se presentara el transporte de las variables operacionales en la red industrial, siguiendo un orden especifico para que el lector conozca el instrumento encargado de generar la información censada en campo, la tecnología utilizada para el transporte de esta información basada en la norma OSI capaz de transportar información a los operarios y como los operarios pueden

compartir esta información desde sus unidades terminales remotas con los demás funcionarios ubicados en diferentes sitios del país. Para lograr esta comunicación se requieren transmisores electrónicos que están equipados con el transductor el cual es el encargado de interactuar con las variables del proceso. Se debe contar con tecnología robusta capaz de transmitir los datos censados en campo en forma segura, rápida y eficiente utilizando protocolos de comunicación Modbus o Hart los cuales utilizan el canal de comunicación establecido (alambrado o no alambrado) para establecer comunicación con los controladores lógicos programables que contienen módulos de entrada y salida capaces de procesar las diferentes señales enviadas desde campo y a su vez de transmitir las hacia los transmisores o actuadores instalados en campo. Con la información censada en campo en sala de control se debe contar con protocolos ControlNet (entre PLCs) y Ethernet utilizado para comunicar el PLC con el servidor de la sala de control y a su vez con el servidor de la red corporativa, el cual utilizara protocolo TCP/IP para enviar la información a los diferentes equipos de la red LAN corporativa, con este escalamiento de la información desde el nivel de campo y procesos pasando por el nivel de control y PLC hasta el nivel de gestión, se logra el acceso remoto dando paso al monitoreo remoto de las funciones en campo, así las personas involucradas contarán con información en tiempo real para una toma eventual de decisiones.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Presentar el estado del arte para la instrumentación y monitoreo de la producción en campos de producción de gas.

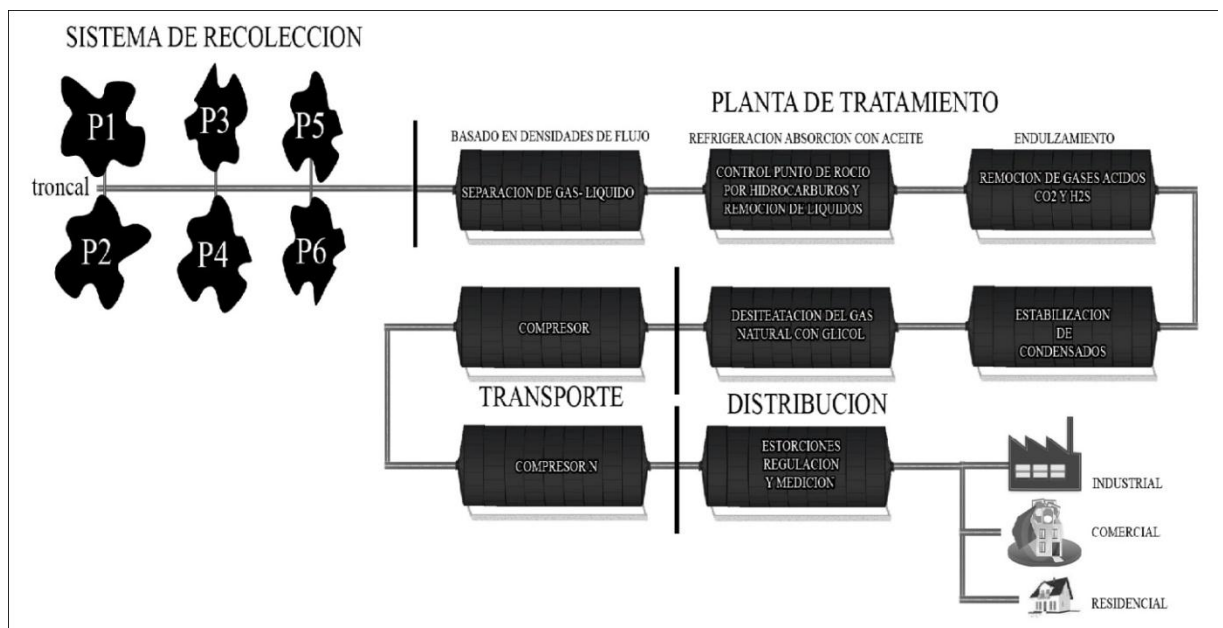
OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Presentar instrumentación que se instala en los pozos de gas para medir las condiciones con que se está extrayendo el flujo del fluido.
- Presentar tipos de válvulas que se instalan en los pozos para permitir o no la extracción del gas
- Presentar sistemas de comunicación a instalar en los pozos para transmitir la información de las variables medidas en el pozo hasta el centro de control.
- Estudiar instrumentación instalada en el centro de acopio y de tratamiento del gas conocido como estación de despacho
- Estudiar transmisión al centro de control de la información registrada por la instrumentación de la estación en campo.
- Diseñar tablas de la base de datos en donde se almacenara la información transmitida al centro de control y generación de los reportes técnicos de operación.
- Analizar la forma de disponibilidad de la información en la Intranet de la compañía encargada de la operación del campo de gas.

1. CADENA TECNOLÓGICA DEL GAS NATURAL

1.1 FRONTERAS DE LA CADENA TECNOLÓGICA DEL GAS NATURAL

Figura 1. Fronteras exploración/producción, producción/transporte, transporte/distribución.



Fuente: Autor del Proyecto

1.1.1 Sistema de recolección de gas

Los principales componentes del gas natural son el metano y etano, pero en los yacimientos contienen componentes más pesados que se pueden remover por métodos de procesamiento. Esta remoción de componentes individuales es posible gracias a la diferencia de sus propiedades físicas, es decir, cada componente tiene una densidad, punto de ebullición y otras características que hacen posible su separación de otro componente. El gas que abandona el

yacimiento generalmente se encuentra saturado con agua y contiene todas las impurezas asociadas a la producción y, dependiendo de su calidad puede ser tratado o procesado para ser transportado para su consumo final.

En primera instancia se encuentra el sistema de recolección para recoger el gas proveniente de varios pozos (algunos campos en Colombia: gas Provincia, gas Guajira, gas Opon, gas Cusiana, gas Apiay), estos pozos serán clasificados como gas libre (por ejemplo gas Guajira) el cual contiene una alta concentración de metano y por otro lado el gas asociado (por ejemplo gas Cusiana) el contiene hidrocarburos en su composición líquida y gaseosa. Esta recolección de los diferentes yacimientos son transportados en una red de líneas de diámetro pequeño concentradas en un gasoducto troncal de mayor diámetro el cual recibe este gas sin tratar para ser transportado a la planta de tratamiento, donde se aplicaran una serie de procesos (separación gas-líquido, control de rocío por hidrocarburos y remoción de líquidos, remoción de gases ácidos CO₂ y H₂S, estabilización de condensados, deshidratación del gas natural con glicol) ver figura 1, estos procesos conllevan a la calidad del gas para la venta, con esto el gas natural está listo para ser transportado en el gasoducto troncal a altas presión (60 a 250 PSI) en donde entran en acción las plantas compresoras el número de ellas necesarias debido a que el gas pierde energía (presión) a cierta distancia, por esta razón son la necesidad de varias plantas compresoras para asegurar la entrega del gas natural a las empresas que se encargan de distribuir a la industria o comercio y residencial, estas se encargan de realizar el control de cuanto les entra y cuanto les sale de gas para realizar sus respectivas facturas por el consumo del gas, esto lo realizan con las estaciones de regulación y medición.

En yacimiento la extracción del gas se monitorea la presión y temperatura a la cual se está extrayendo el gas, para tener presente los posibles problemas que se pueden ocasionar en el sistema de recolección como son (formación de hidratos, corrosión interna y externa de la tubería y manejo excesivo de líquidos mezclados

con el gas en el sistema). Se debe tener en cuenta que algunos pozos la instrumentación es obsoleta y los operarios se deben desplazar a campo, en algunos casos la instrumentación es más robusta y puede monitorear a distancia

1.1.2 Planta de tratamiento de gas

Separación Gas – Líquido: La separación de gases y líquidos es una operación frecuente en una planta de procesamiento de gas. Hay diferentes tipos de separadores a saber: separadores verticales, horizontales, esféricos y centrífugos. La función principal del separador es separar el gas, el hidrocarburo condensado y el agua, de igual manera actúa como un colector - acumulador de líquidos. En las plantas de gas el separador de entrada es normalmente un tambor horizontal debido a su capacidad de separar grandes volúmenes de gas de pequeñas cantidades de líquido. Este separador puede ser de dos fases o tres fases dependiendo de la composición de la corriente de entrada. En la separación física de gas y líquidos o sólidos, se usan tres principios como son momentum, acción de la gravedad y coalescencia.

Control de punto de rocío por hidrocarburos y remoción de líquidos: Dado que el punto de rocío por hidrocarburo varía con la composición, la presión y la temperatura. Normalmente el punto de rocío se especifica como una temperatura máxima a una presión seleccionada. En Estados Unidos estas especificaciones son 15 °F máximo a 800 Psi. Este valor de presión se selecciona porque generalmente está cerca a la temperatura de cricondentherm (punto de temperatura máxima en la curva de la región de dos fases) para el gas de venta. Para alcanzar la especificación de punto de rocío por hidrocarburo, es necesario tratar el gas para remover prácticamente todos los hidrocarburos pesados de la mezcla. Entre los procesos disponibles para realizar dicho tratamiento se encuentran (Clico de adsorción, Refrigeración, Absorción con aceite pobre).

Remoción de gases ácidos: El gas natural en su composición puede contener CO₂ y H₂S, estos gases disueltos en agua son altamente corrosivos y perjudiciales para el sistema. El gas entra al separador de entrada en el cual se separa cualquier líquido condensado y fluye a la absorbidora por el fondo. Por la parte superior de la torre entra el solvente pobre disuelto en agua y en la medida que fluye hacia abajo de plato a plato, se pone en íntimo contacto con el gas que fluye hacia arriba burbujeando en el líquido. Cuando el gas alcanza la cima de la torre, virtualmente todo el H₂S y dependiendo del solvente, casi todo el CO₂ se ha removido de la corriente de gas de carga. El gas es ahora dulce y cumple con las especificaciones de H₂S y CO₂, pero como está saturado con agua, generalmente va a un proceso de deshidratación.

Estabilización de condensados: El vapor de agua es probablemente la impureza más indeseable en una corriente de gas, cuando el gas se comprime o se enfría el vapor de agua se convierte en líquido o en la fase sólida. Temperaturas demasiado bajas causan separación de agua libre y formación de hidratos, procesos de remoción de etano del gas natural exigen contenido mínimo de vapor de agua en el gas. El hidrato es un sólido complejo cristalino estable, con apariencia de hielo pero posee una estructura diferente. Se forma en sistemas de gas o de líquidos recuperados del gas natural, cuando el gas o el líquido está en o por debajo del punto de rocío del agua, normalmente cuando hay presencia de agua líquida sin embargo; no necesariamente tiene que darse esta condición, pues una vez que el gas este saturado, el agua libre puede pasar directamente de vapor a sólido sin formar líquido. La temperatura de formación de hidrato a una presión dada depende de la composición del gas. Para que la inhibición sea efectiva, el inhibidor debe estar presente en el punto exacto en el cual el gas húmedo es enfriado a su temperatura de hidrato. Por ejemplo, en plantas de refrigeración, glicol se inyecta en forma de rocío a la entrada del lado de los tubos del intercambiador gas – gas, y cuando el agua condensa, el inhibidor está presente para mezclarse con ella y prevenir la formación de hidratos.

Deshidratación del gas natural: Todo gas natural de producción está totalmente saturado con agua en su fase de vapor, porque proviene de un yacimiento saturado (en equilibrio) con agua. La deshidratación es un proceso mediante el cual se extrae agua del gas a un límite de contenido máximo especificado (Absorción con glicol, absorción con sólidos secantes y refrigeración). El gas húmedo que llega a la unidad pasa por un separador que comúnmente está integrado al fondo de la torre contactora o absorbedora, y entra por el plato de fondo. El glicol concentrado o pobre se bombea continuamente a la bandeja superior de la torre absorbedora, donde fluye a través de los tubos de descenso de líquido que comunican cada plato o bandeja de contacto. El gas natural asciende con contenido de vapor de agua, el gas fluye a través de los elevadores de las válvulas o copas de burbujeo. Este proceso se repite en cada plato de contacto: el líquido que desciende va absorbiendo el vapor de agua y el gas natural que asciende se va secando.

1.1.3 Transporte de gas

El flujo de gas a través de la línea es debido al gradiente de presión en la misma. La pérdida de presión en la línea en una distancia dada es mayor a una presión baja que a presión alta por lo que se hace más eficiente operar una tubería a altas presiones. Cuando existen altas pérdidas de presión que disminuyen la rata de flujo por debajo de los requerimientos se hace necesario instalar compresores para elevar la presión del gas a los valores necesarios.

Sistema de compresores: A medida que el gas fluye a través del gasoducto existe una pérdida de presión debida a la fricción en la línea entre el gas y la superficie interna de la tubería y el aumento de punto de elevación. Esto se lleva a cabo mediante compresores (compresores recíprocos o compresores centrífugos) situados en puntos estratégicos del sistema con el fin de optimizar la capacidad de transporte.

1.1.4 Distribución de gas

Estaciones de regulación y medición: Entre los gasoductos o sistemas troncales de transporte y los consumidores se encuentran redes de tuberías las cuales son manejadas en las ciudades por empresas de servicio público. Dichas empresas compran el gas y lo suministran a cada cliente (residencial, comercial o industrial) previa medición y emiten facturas periódicamente cobrando el valor del servicio prestado. Durante el proceso de transferencia se reduce la presión del gas y se mide mediante estaciones de regulación y medición, procediendo a su distribución mediante tuberías de diámetro decreciente. Los niveles de presión que se manejan en una red de distribución son (Alta presión entre 60 a 250 PSI, Media presión 1 a 60 PSI, Baja presión menores a 1 PSI).

1.2 PLANTAS

En la cadena tecnológica del gas natural se encuentran varias plantas que cumplen condiciones específicas, por esta razón las plantas son diseñadas de acuerdo a las condiciones específicas del gas a tratar, poseen instrumentación acorde al tipo de gas a tratar dependiendo de si sea un gas asociado o libre, de igual forma el flujo es monofásico, flujo bifásico o flujo multifásico.

1.2.1 Planta De Deshidratación de Glicol

El gas natural proveniente de los yacimientos que están saturados en vapor de agua, agua libre se encuentra presente. Dicho gas al someterse a todos los procesos que buscan adaptarlo a una norma de calidad que cumpla las especificaciones del consumidor final varía sus condiciones de presión y temperatura, lo que ocasiona que el contenido de vapor de agua pase a estado líquido, provocando una serie de dificultades en su manejo. En caso de que el gas

natural llegue a temperaturas bajas se formarán hidratos ocurriendo serios problemas de taponamiento e interrupción de flujo. De igual manera la presencia de agua líquida en el gas reduce la capacidad en los sistemas de transporte y promueve corrosión, por todo ello es importante remover el vapor de agua de la corriente de gas natural.

Figura 2. Planta Deshidratadora.



Fuente: Autor del Proyecto

La cantidad de vapor de agua en saturación que arrastra el gas natural varía de acuerdo a las condiciones de presión y temperatura. Un método para indicar el contenido de agua en el gas es en términos de punto de rocío del agua, el cual se define como la temperatura a la cual el vapor empieza a pasar al estado líquido. En unidades de deshidratación se maneja el término depresión del punto de rocío como la diferencia en temperatura entre la temperatura de entrada de gas y el punto de rocío del gas a la salida de la unidad.

Para lograr la deshidratación del gas se disponen de varios métodos operacionales entre los cuales, el más utilizado es el tratamiento del gas con glicol o proceso de absorción. En este proceso se usa un líquido higroscópico para remover el vapor de agua del gas, los dos líquidos que normalmente se usan para la deshidratación son el dietilenglicol y el trietilenglicol [1]. Este último posee las siguientes ventajas:

- Regeneración más fácil a altos niveles de concentración (98-99-5%) por su alto punto de ebullición.
- Temperatura de descomposición alta, aproximadamente 404 o F.
- Bajas pérdidas por evaporización.
- Sistema de regeneración sencillo y de fácil operación.
- Menores costos de inversión y operación.

1.2.1.1 Descripción del Proceso. El glicol concentrado o pobre se bombea continuamente a la bandeja superior de la torre absorbadora, donde fluye a través de los tubos de descenso de líquido que comunican cada plato o bandeja de contacto. El gas natural asciende con contenido de vapor de agua, el gas fluye a través de los elevadores de las copas de burbujeo. Este proceso se repite en cada plato de contacto: el líquido que desciende va absorbiendo el vapor de agua y el gas natural que asciende se va secando. El glicol húmedo ó rico es acumulado en el fondo de la torre absorbadora y su energía potencial acumulada como presión es utilizada para mover la bomba de glicol regenerado. La potencia adicional requerida por la bomba se podría suministrar por medio del gas tratado. El glicol húmedo intercambia calor con el glicol rico antes de entrar a la unidad de regeneración con el fin de optimizar el consumo energético de la planta ver figura 3.

El rehervidor eleva la temperatura del glicol húmedo provocando la evaporización del agua, la cual es enviada a una torre de destilación donde los vapores de glicol

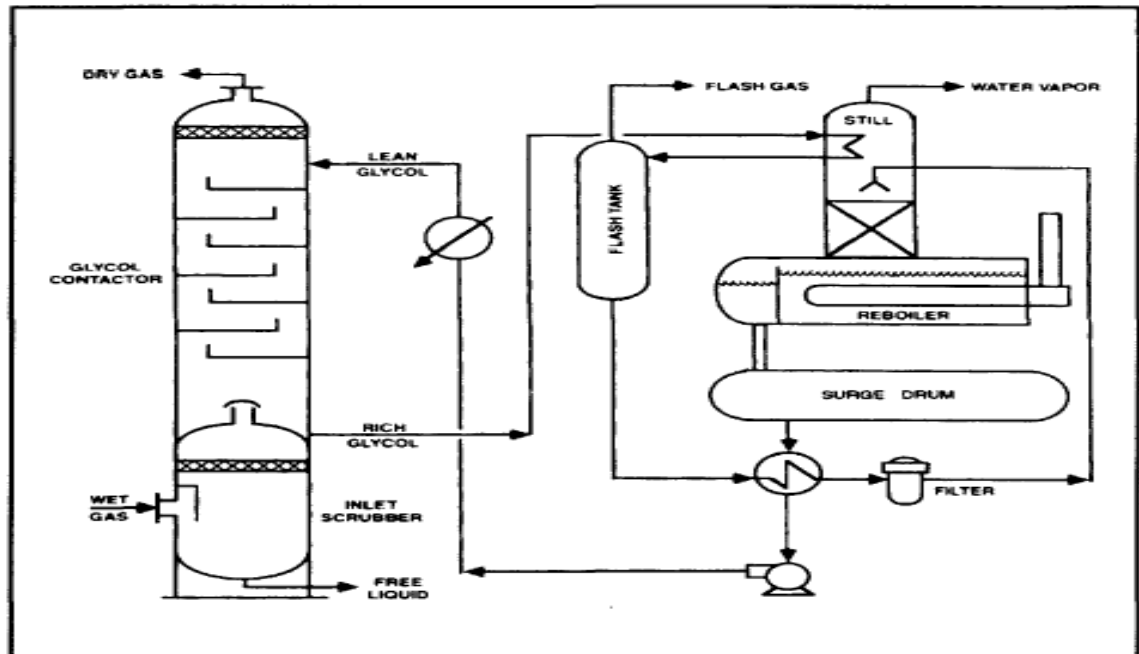
son condensados y la corriente de cima la constituye vapor de agua. El glicol reconcentrado a temperatura alta es acumulado y enviado a intercambiar calor con el glicol húmedo y luego se filtra y se succiona por la bomba, para ser suministrado a la torre absorbadora, pero antes el glicol intercambia calor con el gas a tratar.

El intercambiador glicol-glicol sirve para disminuir la temperatura del glicol pobre a ser succionado por la bomba, además de precalentar el glicol rico y ahorrar combustible en el rehervidor.

El intercambiador gas-glicol garantiza la temperatura más baja de glicol para aumentar la eficiencia del proceso de absorción y minimizar las pérdidas de glicol en el gas tratado.

Es importante que el gas que entra a la torre absorbadora este libre de sólidos y líquidos, pues estos componentes provocan espuma y pérdida de la eficiencia en el proceso por parte del glicol. Para garantizar lo anterior el gas es sometido a un proceso de filtración-separación antes de entrar a la torre absorbadora. Algunos diseños integran la sección de separación y filtración en la sección de absorción en un solo equipo logrando una alta economía en la inversión y menor área requerida para la instalación de la unidad. El gas húmedo entra a la sección de separación libera el líquido presente pasando posteriormente por una malla extractora de neblina donde son removidas las gotas pequeñas de líquido, entrando el gas a los platos de contacto con el glicol en la torre de absorción. Los líquidos acumulados en el fondo del separador se descargan por medio de un regulador de nivel a un sistema de evacuación de condensado de hidrocarburo y/o agua.

Figura 3. Flujo del Proceso de la Unidad Deshidratadora con Glicol Trietilenglicol.



Fuente: Guía Operacional Planta de Deshidratación con Glicol.

1.2.1.2 Efectos de las Variables Operacionales. Se hará una breve descripción de las variables operacionales que afectan la deshidratación del gas natural:

Temperatura del gas de entrada: No debe permitirse que la temperatura del gas de entrada suba excesivamente cuando se usan calentadores en la línea para evitar la formación de hidratos adelante del deshidratador durante el tiempo frío. No obstante, debe mantenerse la temperatura de entrada sobre los 61°F, ya que ello se considera el mínimo nominal para el funcionamiento del deshidratador. A temperaturas del gas de entrada inferiores a los 60°F, el glicol se habrá enfriado suficientemente para que el aumento de viscosidad del glicol produzca una falta de eficacia en el contacto, aumentando así la tendencia del glicol a formar espuma. La formación de espuma tiene como consecuencia la pérdida de deshidratación y glicol.

Presión del gas de entrada: Normalmente la presión del gas de entrada no experimenta suficiente fluctuación según las condiciones del diseño como para constituir un factor crítico. En cambio, cuando la presión del gas de entrada es muy baja, el contenido de agua en el gas será muy alto. El operar una unidad de absorción por debajo de la condición de presión de diseño ocasiona menor remoción del vapor de agua al gas a tratar a la misma tasa de recirculación de glicol y/o concentración del glicol pobre.

Régimen del flujo de gas: Una planta de deshidratación se diseña para que funcione eficientemente dentro de la gama especificada del régimen de gas. Dentro de un alcance inferior, habrá cierta pérdida de eficiencia en términos de aumento del punto de rocío de salida y reducción del descenso del punto de rocío. Por encima de esta gama, la unidad no sólo perderá su eficiencia de deshidratación, sino que experimentará pérdidas excesivas de glicol. Además, dentro de regímenes de flujo superiores al máximo normal, el regenerador se sobrecarga causando una concentración de glicol baja, aumentando nuevamente el punto de rocío del gas de salida.

Temperatura del glicol de entrada a la torre absorbidora: La temperatura del glicol que entra al contactor tiene un efecto considerable sobre el descenso del punto de rocío del gas y debe mantenerse dentro de 10°F sobre la temperatura del gas de entrada. Ocurren pérdidas más elevadas de glicol y se forma un punto de rocío más alto cuando el glicol pobre entra al contactor a una temperatura superior a 10°F sobre la temperatura del gas. Cuando la temperatura del glicol es baja, aumenta su viscosidad, disminuyendo la eficiencia de contacto en la torre de absorción.

Número de platos de la torre absorbidora: La mayoría de los fabricantes equipan sus unidades normales con cinco bandejas de contacto (de tipo de copa de burbujeo, de válvula o de placa perforada). Las unidades Smith de tipo normal

están equipadas con seis bandejas en el contactor, a fin de lograr un equilibrio mejor entre las capacidades del contactor y regenerador y una mayor flexibilidad de funcionamiento.

Concentración del glicol a la entrada de la torre absorbadora: El único cambio que puede efectuarse en el sistema de glicol capaz de producir el efecto más notable sobre el descenso del punto de rocío es el grado de reconcentración del glicol (generalmente indicado como un porcentaje de pureza) que se puede obtener por medio del regenerador. En los rehervidores con capacidad para calentar el glicol, luego enfriándolo para su acumulación, es posible lograr una concentración del 99.1% simplemente elevando la temperatura del reconcentrado a 400°F.

Régimen de circulación de glicol: El descenso del punto de rocío con un número dado de bandejas y una concentración específica de glicol puede incrementarse aumentando el régimen de circulación. Con glicol al 98.5% seis bandejas y una temperatura de contacto de 100°F, puede aumentarse el descenso del punto de rocío de 31°F a 69°F, cambiando el régimen de circulación de 2 galones por libra de agua removida a 4 galones por libra de agua removida. No obstante, debe tenerse cuidado al aumentar el régimen de glicol, pues es posible exceder la capacidad del regenerador. Además, un exceso de circulación puede producir un aumento posterior de pérdida de glicol en la parte alta de la columna de destilación. Ello ocurre cuando se excede el intercambio de calor en el gas. Los regímenes más altos de circulación también producen un aumento de los requisitos de la bomba. El régimen de circulación debe mantenerse lo más bajo posible, pero sin embargo, capaz de producir el descenso requerido del punto de rocío.

1.2.1.3 Procesos Operacionales de una Unidad Deshidratadora

Filtración – Separación del gas de entrada: Mientras más limpio sea el gas de entrada a la torre de absorción, menores serán los problemas de operación. La cantidad de agua líquida diluirá el glicol, bajaría la eficiencia de la torre de absorción, requeriría una mayor tasa de circulación de glicol, incrementaría la carga vapor-líquido en la columna de destilación, inunda la columna de destilación y aumentaría grandemente la carga de calor del rehervidor y los requerimientos de gas combustible. Si se tiene un separador antes de la planta de glicol provisto con una cabezal de seguridad, o una válvula de alivio de capacidad total, se debe por lo general instalar una válvula de retención en la salida de la torre de absorción para proteger los interiores de la torre. Algunas veces se necesita un extractor de neblina, que remueva todos los contaminantes mayores del tamaño de un micrón, entre el separador de entrada y la planta de glicol para limpiar el gas de entrada. Este recipiente es particularmente útil cuando están presentes parafinas y otras impurezas en forma de un vapor fino.

Absorción gas – glicol: El proceso consiste en poner en contacto un gas con un líquido que tiene propiedades higroscópicas, es decir, afín al vapor de agua, presentándose una transferencia de masa entre los dos fluidos, debido a la diferencia de concentración de vapor de agua entre el glicol y el gas. La torre de absorción contiene bandejas de válvulas o platos de burbujeo para proveer un buen contacto gas - líquido. La limpieza es muy importante para prevenir los puntos de rocío altos del gas de venta causado por la formación de espumas y/o el contacto pobre gas - líquido. El taponamiento de las bandejas puede aumentar también las pérdidas de glicol.

Intercambiador de calor gas – glicol: La mayoría de las plantas están equipadas con un intercambiador de calor entre el glicol y el gas el cual usa el gas que sale de la torre de absorción para enfriar el glicol pobre que entra a la torre de

absorción. Este intercambiador puede ser un serpentín en la cima de la torre de absorción o uno externo. Cuando se tiene que evitar el calentamiento del gas se puede usar un intercambiador de calor enfriado por agua o aire. Este intercambiador puede acumular depósitos, tales como sales, sólidos, coke o goma, los cuales obstruyen las superficies del intercambiador de calor.

Almacenamiento de glicol pobre: El proceso exige el disponer de un tanque para el almacenar el glicol regenerado que es bombeado a la torre absorbadora a cumplir su propósito de remover el vapor de agua contenido en el gas a tratar. El glicol pobre almacenado puede arrastrar gases y vapores por efecto de sus altas temperaturas, lo que hace necesario instalar un venteo al tanque acumulador para evitar presionamiento y problemas en la operación de la bomba de glicol a la torre absorbadora.

Intercambiador de calor glicol rico – glicol pobre: El glicol pobre que ha sido regenerado sale del rehervidor a alta temperatura y transfiere calor con el glicol pobre que sale de la torre absorbadora.

Regeneración de glicol: El proceso de regeneración de glicol se realiza por medio de la destilación, separación agua-glicol favorecidos por la diferencia de punto de ebullición entre los dos componentes; 225°F para el agua a 10 psi y 404°F para el glicol.

Rehervidor: Este equipo supe calor para separar el glicol y el agua por destilación simple. En los deshidratadores de campo, el rehervidor por lo general está equipado con una caja de ignición de fuego directo, usando una porción del gas para combustible. En los rehervidores de fuego directo, el elemento de calentamiento por lo general tiene forma de un tubo en U y contiene uno o más quemadores. Las temperaturas no se deben exceder en los rehervidores para prevenir la degradación del glicol ver tabla 1.

Tabla 1. Temperatura máxima que soporta el glicol en el rehervidor

TIPO DE GLICOL	TEMPERATURA TEÓRICA DE
	DESCOMPOSICIÓN TÉRMICA
Etileno	329°F
Dietileno	328°F
Trietileno	404°F

Fuente: Autor del Proyecto

Gas de regeneración: Este es un proceso usado para alcanzar muy altas concentraciones de glicol, las cuales no se pueden obtener con la regeneración normal. Esto proveerá la máxima depresión del punto de rocío y mayor deshidratación. El gas de regeneración se usa para remover el agua residual después que el glicol se ha reconcentrado en el equipo de regeneración. Se usa para proveer contacto íntimo entre el gas caliente y el glicol pobre después que se ha removida la mayor parte del agua por destilación. Se han reportado concentraciones de glicol pobre en el rango de 99.5 a 99.9 por ciento y depresiones de punto de rocío de 140°F y mayores.

Bomba de circulación de glicol: Este equipo se usa para mover glicol a través del sistema. Puede estar accionada por electricidad, gas, vapor o gas y glicol, dependiendo de las condiciones de operación y de la localización de la planta, comúnmente se usa la bomba de gas-glicol. La bomba accionada por gas – glicol utiliza el glicol rico de alta presión en la torre de absorción para proveer parte de la energía necesaria para su operación. Como la bomba no puede obtener más glicol que el que bombea, se necesita un volumen adicional para que provea la fuerza motriz. Se toma el gas, bajo presión de la torre de absorción, con el glicol rico para suplir este volumen adicional. A 1.000 psi de presión de operación en la torre de absorción, el volumen de gas requerido es aproximadamente 5.5 PCE por galón de glicol pobre circulado.

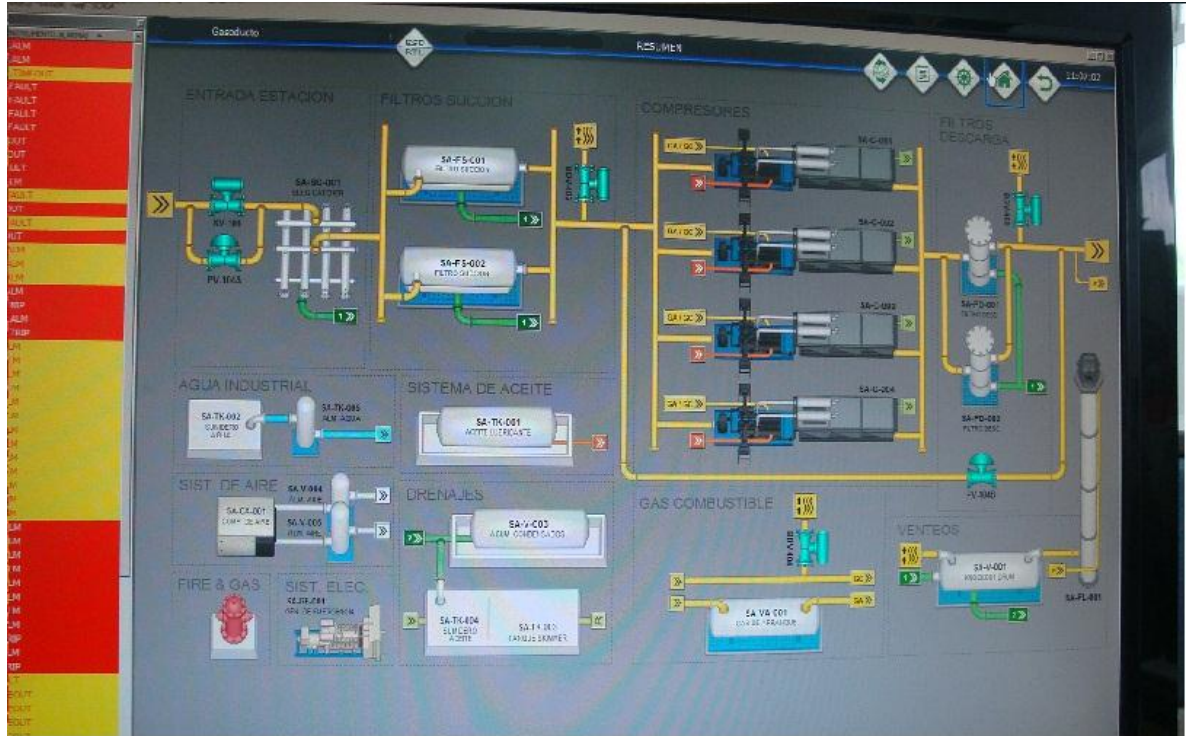
Separación flash (gas – glicol): Esta es una pieza de equipo opcional utilizado para recobrar el gas de la bomba accionada por glicol – gas y los hidrocarburos gaseosos provenientes del glicol rico. Los gases recobrados se pueden usar como combustible para el rehervidor y/o gas de regeneración. Cualquier exceso de gas por lo general se descarga a través de una válvula de contra presión. El tanque de evaporación súbita mantendrá los hidrocarburos volátiles fuera del rehervidor. Este separador de baja presión puede estar localizado entre la bomba y el serpentín de precalentamiento en el tanque de almacenamiento. Se puede colocar también entre el serpentín de precalentamiento y el regenerador. El separador usualmente trabaja mejor en un rango de temperatura de 110°F a 130°F. Un separador de dos fases, con un tiempo de retención de por lo menos cinco minutos, se puede usar para remover el gas.

Atmosfera de gas: Se provee para prevenir que el aire contamine el glicol en el rehervidor y en el tanque de almacenamiento. Esto se logra drenando una pequeña cantidad de gas a baja presión hacia el tanque de almacenamiento. El gas se lleva por una tubería desde el tanque de almacenamiento al fondo del regenerador y pasa hacia la cima con el vapor de agua. La eliminación del aire previene la descomposición del glicol por oxidación lenta. También iguala la presión entre el rehervidor y en el tanque de almacenamiento para prevenir la rotura del sello líquido entre estos recipientes en el caso de que ocurra excesiva contra presión en el rehervidor.

Con esto se concluye la descripción del proceso en la planta al igual que el efecto que causan las variables operacionales en el proceso de la unidad deshidratadora. En este punto de la cadena tecnológica del gas natural, el gas se encuentra en condiciones para la venta, el siguiente paso sería entregárselo a la cadena de plantas compresora para su transporte a los diferentes abonados.

1.2.2 Estación Planta Compresora

Figura 4. Procesos en la Estación Planta compresora.



Fuente: Autor del Proyecto

En esta frontera se cuenta con el gas natural en condiciones para la venta, es decir la frontera de producción le está entregando a la frontera de transporte el gas natural para ser transportado. En la planta compresora se cuenta con un proceso complejo que debe cumplir el gas natural para ser empaquetado en el gasoducto ver figura 4. Situándonos en la planta compresora el gas estará llegando por la entrada de la estación que cuenta con un sistemas de válvulas que hacen la función de un amortiguamiento, para proteger los tanques horizontales de separación gas – liquido, cabe destacar que los condensados acumulados en el tanque tienen su tratamiento pero no serán mencionados, después de que el tanque de separación cumpla su objetivo el gas pasara al filtro de succión a 550 PSI a 81 °F para eliminar las impurezas más pequeñas (niebla), después de esto

hace unos recorridos para registrar las condiciones del gas (presión y temperatura), una vez registradas estas variables pasaran a las unidades compresoras las cuales deben bajar la temperatura del gas por medio del cooler, para así dar paso a la unidad compresora, ver figura 5, una vez comprimido el gas será enviado al filtro de descarga a 1160 PSI con 100 °F y ser transportado, en otras palabras lo que se hace la estación es levantar la presión y temperatura de entrada para darle continuidad atreves del gasoducto hasta hacerlo llegar al cliente (por ejemplo una termo eléctrica o uso domestico). La planta opera alrededor de los Kpch (kilopies cúbicos por hora). Existen varias plantas compresoras en el trazado del gasoducto cada vez que se pierda energía será necesaria una de ellas.

Figura 5. Unidades compresoras Centrifugas.



Fuente: Autor del Proyecto

Para optimizar la utilización de las instalaciones se considera conveniente que el transporte de gas natural comprimido comparta la estación compresora con una estación de empaquetamiento del gasoducto, teniendo ésta la prioridad en la operación y llenando los módulos de almacenamiento, la capacidad de la estación compresora tenga disponibilidad de flujo cuando el cliente lo solicite o entre en

funcionamiento un equipo industrial. La presión de succión de la estación compresora depende del sitio en donde se pueda conectar con la red nacional de gasoductos, sabiendo que a mayor presión de succión menor inversión y menores costos de operación se requieren.

La mayor parte de los impulsores de la industria son de tipo de inclinación hacia atrás pues su curva característica exhibe una mayor pendiente permitiendo un control más sencillo. La velocidad en las puntas de un impulsor convencional suele ser de 800 a 900 (pies /seg), lo cual indica que se podrá desarrollar hasta 9500 pies de carga, valor que dependerá del gas que se va a comprimir, en caso de requerir mayores valores se implementan compresores etapas múltiples, las cuales constan de varios impulsores conectados en serie [2].

Una característica importante de un compresor centrífugo, es el porcentaje de aumento de la presión el cual establece desde el punto de operación hasta el punto de oscilación, cuanta dimensión del flujo ocasiona inestabilidad en forma de flujo pulsante, generando daños por sobre calentamiento y/o falta de rodamientos. Dadas las altas velocidades de los compresores, se establece un límite máximo para las vibraciones sobre el eje a fin de mantener balanceado el rotor. Este valor suele ser de 2 milésimas de pulgadas a cualquier velocidad.

Entre las ventajas del compresor centrífugo se pueden mencionar:

- Capacidad de entregar gas libre de aceite.
- No existen piezas que se desgasten en la corriente del compresor, lo cual permite largos periodos sin mantenimiento (siempre y cuando los sistemas de lubricación y de sellos funcionen correctamente).
- Se puede obtener grandes volúmenes en un espacio pequeño.
- Se obtiene un flujo suave y libre de pulsaciones.

Entre las desventajas del compresor centrífugo:

- Alta sensibilidad al peso molecular del gas que se comprime, lo cual ocasiona presión de descarga muy alta o muy baja.
- Se necesitan altas velocidades en las puntas para conseguir las presiones deseadas.
- Una caída de presión en el proceso puede causar reducciones muy grandes en el volumen del compresor.
- El sistema de lubricación y de sellos es bastante complicado.

Desde un punto de vista termodinámico, el comportamiento del compresor se puede ver afectado por cambios, bien sea, del peso molecular, la razón de calor específico, la presión o la temperatura tanto en la succión como en la descarga. Cuando el manejo del compresor es de velocidad constante, se puede recurrir a tres métodos para controlar el compresor.

- **Aspas de guía de la admisión.** Aspas fijas de ajuste manual o automático en la entrada de la primera etapa que hace que cambie el ángulo de aproximación del gas con relación al impulsor giratorio.
- **Estrangulación de succión.** Esto produce una presión de succión ligeramente más baja que la de diseño lo que se traduce en una carga total más elevada si la presión de descarga permanece constante.
- **Estrangulación en la descarga.** Con el flujo reducido el compresor produce una carga mayor que la que necesita el proceso, por lo cual se recurre a estrangularla antes de que llegue al equipo, cuyo efecto se refleja en ineficiencias, pues el caballaje para la compresión se desperdicia.

1.2.2.1 Partes del Compresor Centrífugo

Cubierta: Puede ser de división vertical u horizontal, consiste en dos mitades unidas a lo largo del eje central. Todas las conexiones, como boquillas de carga o descarga, tuberías de lubricación se ubican en una de las mitades de forma tal

que la otra mitad se pueda desmontar con facilidad y brinde acceso a los componentes sin necesidad de desconectar los elementos que van a la planta. La presión a la que va a ser sometido el compresor, determina el grosor de la cubierta, así como la forma de asegurar las dos mitades.

Diafragmas: Ubicados en la succión, en el intermedio o en la descarga, crean un camino junto con los componentes estacionarios. El diafragma de succión dirige el flujo hacia el ojo del impulsor y puede ser ajustado con aspas para optimizar el ángulo de entrada del flujo. El diafragma del medio cumple una doble función, conformar el conductor del difusor donde la energía cinética es transformada en energía potencial de presión y ser a conexión hacia el ojo del siguiente impulsor. El diafragma de descarga se fabrica en hierro fundido, acero inoxidable.

Rotor: Lo conforma básicamente, el eje, el inductor, un impulsor con sus respectivas paletas, un disco, una cubierta, y una masa de balanceo. Su diseño geométrico está pensado para cumplir con los requerimientos del flujo. Cada componente tiene una función determinada: El eje le permite al rotor girar libremente, en el inductor las paletas tienen el ángulo adecuado para que el fluido ingrese con la velocidad relativa paralela a la superficie de la paleta. El impulsor hace girar el fluido aproximadamente 90 grados para que comience a moverse en la dirección radial, las paletas del impulsor generan presión sobre el fluido la cual se reduce hasta anularse en el borde de fuga. Los impulsores se ensamblan a presión sobre el eje y suelen fabricarse de acero fundido.

Sello: Los sellos finales sobre el eje reducen o minimizan las fugas por la compresión del gas o la entrada de aire dentro de la cubierta del compresor. Dependiendo de la naturaleza del gas que va a ser comprimido y del grado de sellado que se quiera alcanzar se puede utilizar diversos tipos de sellos.

Sellos de laberinto: son utilizados cuando las propiedades o presión del gas permiten fugas mínimas. Son fabricados con aleaciones ligeras u otro tipo de material resistente a la corrosión y son fácilmente reemplazables. Cuando no se permiten fugas, con el caso de gases inflamables, este tipo de sellos se encuentran complementados con sistemas de extracción/inyección.

Sellos de gas seco: El sellado es garantizado gracias a un cerrojo de gas creado por surcos trabajados a máquina dentro del sello rotativo ajustado al rotor.

Rodamientos: Cumplen funciones de soporte y guía del eje. Existen varios tipos.

Hidrodinámicos: Pueden ser lisos (con soporte inclinado) o de empuje (en soporte inclinado y dispositivo actualizado), los cuales vienen con celdas de carga para medir la presión a la que son sometidos, así como con termocuplas para registrar la temperatura.

Magnéticos: Operan bajo el principio de suspensión electromagnética. Aunque realizan las mismas funciones que los de tipo hidrodinámico presentan dos ventajas importantes. En primer lugar reducen las pérdidas mecánicas gracias a la ausencia de fricción y en segundo lugar se pueden ajustar la posición axial y radial así como la rigidez del rotor y las características de lubricación.

1.2.2.2 Efecto de Bombeo (Surge). Dada la importancia del compresor en los procesos industriales se requiere ejercer sobre él un control eficiente que garantice a su vez el correcto funcionamiento de la planta. Al diseñar el sistema de control se debe tener en cuenta el efecto “Surge” el cual lleva a la máquina a una condición de funcionamiento inestable caracterizada por las fluctuaciones del flujo promedio a lo largo del sistema de compresión. La carga oscilatoria genera un gran impacto en los cojinetes y rodamientos que soportan el eje que pueden

ocasionar efectos desastrosos. A demás, produce vibraciones que pueden percibirse auditivamente

- **Mild surge (bombeo leve).** Durante el efecto, la frecuencia de oscilación es cercana a la frecuencia de resonancia de la tubería y no ocurre inversión del flujo. Dicha frecuencia es independiente de la velocidad de rotación y de las condiciones de operación.
- **Classic Surge (Bombeo clásico).** Se caracteriza por oscilación continua de la presión a una baja frecuencia, la cual es independiente de la velocidad de rotación y las condiciones de operación. Bajo esta situación la dinámica se vuelve no lineal lo que se traduce en armónicos de gran amplitud, presentando además por cortos intervalos de tiempo, la inversión del flujo.
- **Deep surge (bombeo fuerte).** También se encuentra caracterizado por oscilaciones prolongadas tanto del flujo como la presión, las cuales se hacen negativas para parte del ciclo. Durante el flujo inverso el punto de operación se mueve a lo largo de una línea denominada características de flujo inverso. Esta define la resistencia que oponen los alabes a la circulación en sentido inverso. Durante el semiciclo positivo el punto de operación se ubica cercano al punto de operación en estado estable. La frecuencia de oscilación se encuentra determinada por el vaciado y llenado del volumen conectado al compresor y por lo tanto de la configuración del sistema.
- **Modified surge (bombeo modificado).** Recibe este nombre cuando el efecto se presenta simultáneamente con rotating stal. Es entonces cuando el flujo es inestable y asimétrico respecto al eje.

1.2.2.3 Especificaciones del Compresor. Para arrancar el compresor, se pone en servicio la línea de vapor de 60 PSI, etapa durante la cual se lleva a cabo revisión de escape y corrección de los mismos. Luego, se activa el sistema de lubricación del soplador, calentado el aceite inicialmente con el serpentín de vapor de la consola de lubricación. A continuación se pone en funcionamiento el Barrier

Device, el agua refrigerante al condensador de superficie, el nivel de condensado y la circulación del mismo, el vapor a los sellos inyectoros, se continua calentado la línea de vapor 600 PSIG hasta el grifo de entrada a la turbina del soplador principal. Se pone en automático la bombas auxiliares de lubricación y condensado. Cuando la temperatura de vapor alcanzo un mínimo de 650 °F en el sensor de temperatura de entrada a la turbina, se arranca el soplador lentamente a la atmosfera con toda la válvula de mariposa abierta y los bloques de aire primario y secundario cerrados. Se deja girando la maquina a 1000 RPM durante cuarenta cinco minutos para luego aumentarlas lentamente hasta 3510 RPM. Finalmente se lleva el flujo de aire hasta 52 KSCFM y se ajusta la presión en la descarga con la válvula de mariposa a la atmosfera entre 15 y 20 PSIG.

2. CALIDAD DEL GAS Y EQUIPOS

El gas natural para su transporte y consumo energético requiere que se evalúe su calidad con el fin de garantizar una apropiada operación de los equipos en operación o una adecuada eficiencia en los procesos de combustión. El objetivo de fijar las especificaciones del gas natural conlleva a garantizar la seguridad de los usuarios mediante una operación eficiente de los equipos, proveer los parámetros para la operación segura, económica y proteger la infraestructura de transporte y distribución. De igual manera, las especificaciones del gas fijan las bases y criterios para el procesamiento y tratamiento eficiente del gas natural.

La calidad del gas es fundamental en los contratos de transporte y compraventa, pues a la red de transporte conjugan diferentes tipos de gas provenientes de yacimientos con características no similares, lo que hace necesario garantizar una calidad al consumidor final. Cuando se habla de calidad de gas entra a jugar un papel importante el esquema productor - transportador - distribuidor - consumidor final. Existen casos donde el negocio se maneja globalmente, es decir, una misma empresa produce, transporta y comercializa el gas.

2.1 ESPECIFICACIONES DE CALIDAD

Estos equipos son un conjuntos de instrumentos los cuales hacen posible la trazabilidad de la calidad del gas, por esta razón se mencionara las especificaciones que se tienen en cuenta para brindar una trazabilidad del producto [3].

Poder calorífico: El poder calorífico se asocia con la energía que pueda suministrar el gas al someterse al proceso de combustión. El poder calorífico mínimo se establece con el fin de satisfacer los requerimientos energéticos del consumidor a un costo comercialmente aceptable. Por ello se hace indispensable una determinación exacta del contenido de BTU en el gas.

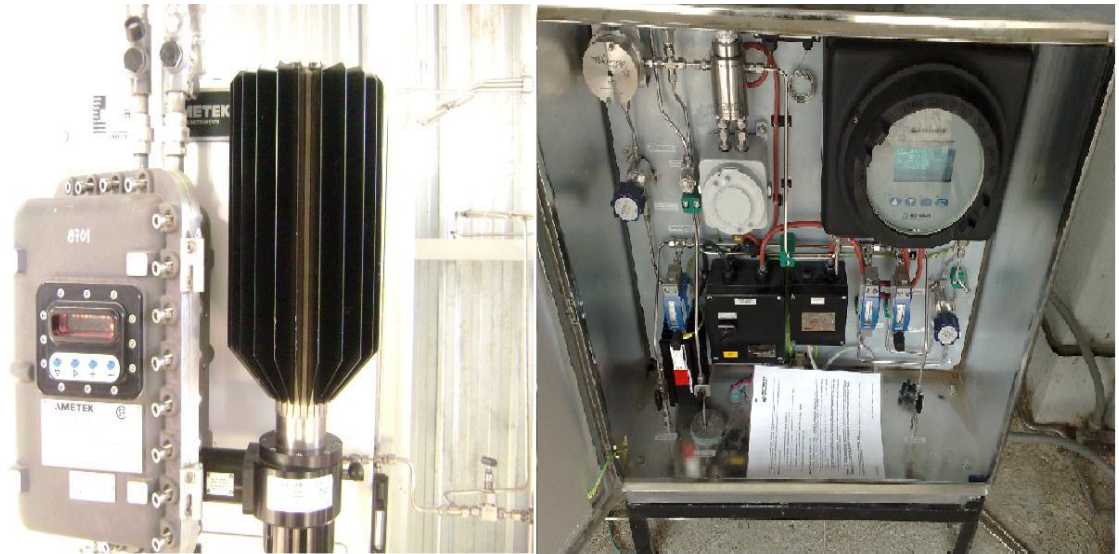
El poder calorífico de una mezcla gaseosa, como lo es el gas natural, se puede calcular conociendo previamente la composición y los poderes caloríficos de los componentes individuales. La composición se determina mediante un análisis cromatográfico para la cuantificación de los componentes.

Índice de Wobbe: Este índice se obtiene de dividir el poder calorífico bruto por la raíz cuadrada de la relación de su densidad con la del aire (gravedad específica). Fijar un rango del índice de Wobbe para un gas es para aplicar criterios de intercambiabilidad, es decir, definir un gas cuya composición no altere el proceso de combustión en quemadores atmosféricos en cuanto a combustión incompleta, retrollama y levantamiento de llama.

Punto de rocío de los hidrocarburos: Esta variable busca prevenir la formación de condensados de hidrocarburos que pudiesen originar problemas de taponamiento, corrosión, falla en los equipos de medición y combustión incompleta, todo ello con severas implicaciones en la seguridad.

Punto de rocío del agua: Busca prevenir la condensación de agua libre en el sistema y la consiguiente formación de hidratos y la ocurrencia de corrosión en presencia de gases ácidos (CO₂ y H₂S). Se establece como la masa de agua por unidad de volumen de gas o como la temperatura mínima permitida en el gas a una presión específica, ver figura 6.

Figura 6. Equipo Dew- Point (Punto de rocío de hidrocarburos).



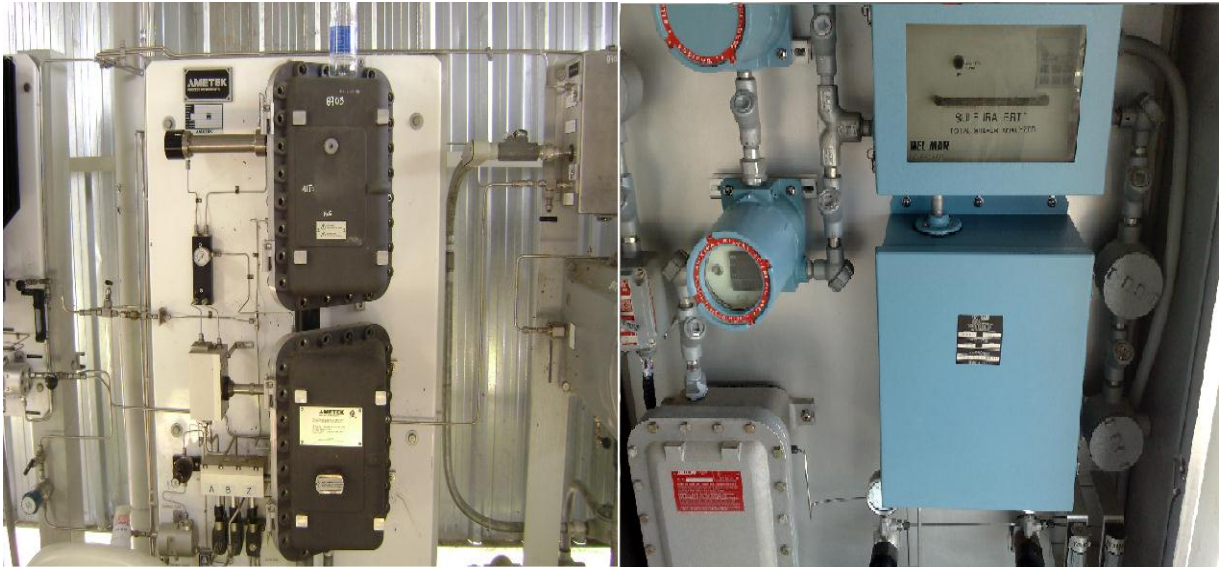
Fuente: Autor del Proyecto

Contenido de ácido sulfúrico, H₂S: El H₂S es un gas altamente tóxico aún en concentraciones muy bajas. De igual manera causa agrietamiento por esfuerzos corrosivos para lo cual se hace necesario el empleo de materiales especiales para protección contra la corrosión.

Contenido de azufre total: Otras fuentes de azufre presentes en el gas son debidas a la presencia de mercaptanos y sulfuros orgánicos. Busca reducir el impacto corrosivo producido por gases de combustión. Desde el punto de vista ambiental el SO₂ como producto de la combustión de los compuestos azufrados es altamente polucionante dando origen al SO₃ por reacciones posteriores con el oxígeno y el agua de la atmósfera dando lugar a la lluvia ácida, ver figura 7.

Contenido de Oxígeno: El oxígeno contenido en el gas natural es un agente corrosivo y limita el uso del gas a procesos de baja temperatura.

Figura 7. Equipo Analizador de Azufre y H₂S.



Fuente: Autor del Proyecto

Contenido de inertes:

Dióxido de Carbono: El CO₂ es un gas ácido, como el H₂S, pero no tan indeseable. Éste componente debe removerse con el fin de evitar problemas de corrosión en presencia de agua, disminución del poder calorífico del gas y su solidificación cuando el gas se somete a procesos criogénicos. Otra consideración es el aporte de CO₂ a la atmósfera y su influencia sobre el efecto invernadero.

Nitrógeno: Componente inerte que no contribuye al poder calorífico del gas. Desde el punto de vista ambiental el Nitrógeno molecular reacciona con el oxígeno del aire para formar Nox sólo a altas temperaturas.

Figura 8. Analizador de Humedad.



Fuente: Autor del Proyecto

2.2 FACTORES QUE INCIDEN EN LA CALIDAD DEL GAS

Puntos de condensación: El punto de condensación es la temperatura a la cual el líquido se condensa del gas a una presión determinada. Así, el punto de condensación del agua es la temperatura a la cual ésta se condensa del gas y el de los hidrocarburos es el punto al cual éstos se condensan. Un punto de condensación más alto indica la presencia de hidrocarburos más pesados o de mayor contenido de agua. El punto de condensación se expresa en grados centígrados a la presión de flujo. Se emplean tablas para determinar el contenido de agua, una vez conocidas la temperatura y presión de condensación.

Los hidratos: Bajo presión, los hidrocarburos más pesados pueden combinar con el vapor de agua en la corriente de gas y formar sólidos que se denominan hidratos. Estos son capaces de reducir el flujo u obstruir completamente la

corriente de gas, y pueden ocurrir a temperaturas mayores al punto de congelamiento del agua. Por lo tanto, bajo las condiciones de baja temperatura y alta presión que se encuentran en las estaciones de regulación, a veces se inyecta alcohol en la corriente, o se calienta el gas para evitar la formación de hidratos.

Oloración: El gas natural carece de olor, color y sabor en su estado natural. Por motivos de seguridad, se agrega un olor distintivo al gas para que la gente percate su presencia en caso de una fuga. Generalmente el odorante es una mezcla de compuestos que contienen azufre, como mercaptanos y sulfatos, que brindan al gas su olor característico.

Los siguientes factores deben ser considerados al seleccionar un odorante para el gas natural:

- El olor debe ser distinguible y desagradable
- Idealmente, el odorante no debe ligarse con el suelo o lixiviarse en el caso de una fuga subterránea
- El odorante y sus productos de combustión no deben ser corrosivos ni tóxicos
- El odorante no debe condensarse completamente en el aparato del usuario final
- El odorante no debe condensarse a las temperaturas comunes en los sistemas de distribución y transmisión

2.3 MEDICIÓN DE LA CALIDAD DEL GAS

Debido a que la composición del gas natural puede cambiar considerablemente de un yacimiento a otro al igual que después del procesamiento, es importante que las corrientes de gas sean probadas periódicamente y que las muestras sean analizadas para la composición de la mezcla. Los procedimientos apropiados para

el muestreo tienen que ser seguidos para asegurarse que se obtenga una muestra representativa. Antes de que se tome una muestra de gas es necesario revisar que el recipiente se encuentre limpio y seco. Las muestras deben ser tomadas en recipientes que resistan presiones superiores a la presión de muestreo. Después de que el recipiente sea llenado con la muestra las válvulas del recipiente deben ser cerradas y selladas con tapones para cerciorarse que no se tengan fugas. Luego el recipiente es enviado al laboratorio para su respectivo análisis. La muestra debe ir marcada con el sitio de muestreo, presión, temperatura, fecha y hora, información que a su vez debe registrarse en los libros del laboratorio.

Análisis de laboratorio: El análisis del gas para composición es efectuado en una cromatografía de gases, equipo que reporta resultados con alta precisión. Las tecnologías cromatográficas son exactas y la tecnología de los instrumentos actuales es muy avanzada. El reporte de análisis de laboratorio generalmente examina y reporta alrededor de 14 componentes en las mezclas de gas natural. Algunas otras propiedades del gas natural son también proporcionadas en el reporte de análisis de gas, ver figura 9.

Las concentraciones de los componentes de gas son dadas en fracción molar, el cual para los gases es equivalente a la fracción en volumen. El análisis del gas es utilizado para muchos cálculos, tales como el poder calorífico y para la estimación de las propiedades del gas para cálculos de diseño. Para determinar el punto de rocío del gas mediante sistemas experimentales existen diferentes equipos de alta tecnología los cuales son utilizados in-situ para garantizar resultados más precisos. El uso de sensores de humedad en los equipos de punto de rocío determina el contenido de agua en el gas a las condiciones de operación.

Figura 9. Equipo de Cromatografía.



Fuente: Autor del Proyecto

2.4 CALIDAD DEL GAS A SISTEMAS DE TRANSPORTE (RESOLUCIÓN 054 DE 2007)

Por la cual se complementan las especificaciones de calidad del gas natural inyectado al Sistema Nacional de Transporte, definidas en la Resolución CREG 071 de 1999. **LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS.** En ejercicio de sus atribuciones legales, en especial las conferidas por la Ley 142 de 1994 y de acuerdo con los Decretos 1524 y 2253 de 1994 [4].

2.4.1 Considerando

Que de acuerdo con lo establecido en el Artículo 14 de la Ley 142 de 1994, la actividad de transporte de gas natural es una actividad complementaria del servicio público domiciliario de gas natural;

Que de acuerdo con el Artículo 73 de la Ley 142 de 1994, es función de las Comisiones fijar normas de calidad a las que deben ceñirse las Empresas de Servicios Públicos, y determinar para cada bien o servicio público unidades de medida y de tiempo que deben utilizarse al definir el consumo.

Que según lo dispuesto en el Artículo 73 de la Ley 142 de 1994, corresponde a las Comisiones regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos, cuando la competencia no sea, de hecho, posible; y, en los demás casos, la de promover la competencia entre quienes prestan servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de posición dominante, y produzcan servicios de calidad

Que según el Artículo 3º de la Ley 401 de 1997, es función de la CREG establecer las reglas y condiciones operativas que debe cumplir toda la infraestructura del Sistema Nacional de Transporte a través del Reglamento Único de Transporte de Gas Natural.

Gas- como un cuerpo asesor y que dichas funciones de asesoría se definen en el numeral 1.4 del RUT.

Que la Resolución CREG 071 de 1999 establece el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT).

Que en el numeral 6.3 del RUT se establecen especificaciones de calidad del gas natural entregado al Transportador por el Agente, en el Punto de Entrada del Sistema de Transporte.

Que en el RUT se establece que “el gas natural deberá entregarse con una calidad tal que no forme líquido, a las condiciones críticas de operación del

Sistema de Transporte. La característica para medir la calidad será el 'Cricondentherm' el cual será fijado para cada caso en particular dependiendo del uso y de las zonas donde sea utilizado el gas".

Que el "Cricondentherm" es un caso especial de Punto de Rocío de Hidrocarburos en una corriente de gas natural, cuya estimación se obtiene mediante la utilización de métodos muy detallados.

Que para efectos operacionales se utiliza un Punto de Rocío cuya estimación se obtiene a partir de métodos estandarizados ampliamente aceptados por la industria del gas natural.

Que el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural – CNO-Gas - presentó a la Comisión una propuesta relacionada con el Punto de Rocío de Hidrocarburos.

Que mediante la Resolución CREG 020 de 2007 se hizo público para comentarios de los interesados un proyecto de resolución de carácter general, por la cual se complementan las especificaciones de calidad del gas natural inyectado al Sistema Nacional de Transporte, definidas en la Resolución CREG 071 de 1999.

Que en el Documento CREG 041 de 2007 se encuentra el análisis de los comentarios recibidos y la propuesta definitiva para la presente resolución.

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su Sesión No. 334 del 21 de junio de 2007, aprobó el contenido de la presente Resolución.

2.4.2 Resuelve

ARTÍCULO 1o. DEFINICIONES. Adiciónese la siguiente definición al Numeral 1.1 del Anexo General de la Resolución CREG 071 de 1999:

Punto de Rocío de Hidrocarburos: Es la temperatura a la cual empieza a aparecer líquido condensado de hidrocarburos. No hay condensación a temperaturas superiores al punto de rocío. Cuando la temperatura cae por debajo del punto de rocío, cada vez se forma más líquido condensado. Los puntos de rocío de hidrocarburos dependen de la composición del gas natural y de la presión a la cual esté sometido dicho gas.

ARTÍCULO 2o. Modifíquese el numeral 6.3 del Anexo General de la Resolución CREG 071 de 1999, el cual quedará así:

2.4.2.1 Calidad del gas. El Gas Natural entregado al Transportador por el Agente, en el Punto de Entrada del Sistema de Transporte y por el Transportador en el Punto de Salida, deberá cumplir con las especificaciones de calidad indicadas en el Cuadro que se presenta a continuación, ver tabla 2.

Si el Gas Natural entregado por el Agente no se ajusta a alguna de las especificaciones establecidas en este RUT, el Transportador podrá rehusar aceptar el gas en el Punto de Entrada.

Nota 1: Todos los datos sobre metro cúbico ó pie cúbico de gas están referidos a Condiciones Estándar.

Nota 2: Los líquidos pueden ser: hidrocarburos, agua y otros contaminantes en estado líquido.

Nota 3: Se considera como contenido de inertes la suma de los contenidos de CO₂, nitrógeno y oxígeno.

Nota 4: El máximo tamaño de las partículas debe ser 15 micrones.

Tabla 2. Especificaciones de Calidad del Gas Natural

Especificaciones	Sistema Internacional	Sistema Inglés
Máximo poder calorífico bruto (GHV) (Nota 1)	42.8 MJ/m ³	1.150 BTU/ft ³
Mínimo poder calorífico bruto (GHV) (Nota 1)	35.4 MJ/m ³	950 BTU/ft ³
Contenido de Líquido (Nota 2)	Libre de líquidos	Libre de líquidos
Contenido total de H ₂ S máximo	6 mg/m ³	0.25 grano/100PCS
Contenido total de azufre máximo	23 mg/m ³	1.0 grano/100PCS
Contenido CO ₂ , máximo en % volumen	2%	2%
Contenido de N ₂ , máximo en % volumen	3	3
Contenido de inertes máximo en % volumen (Nota 3)	5%	5%
Contenido de oxígeno máximo en % volumen	0.1%	0.1%
Contenido máximo de vapor de agua	97 mg/m ³	6.0 Lb/MPCS
Temperatura de entrega máximo	49 °C	120°F
Temperatura de entrega mínimo	7.2 °C	45 °F
Contenido máximo de polvos y material en suspensión (Nota 4)	1.6 mg/m ³	0.7 grano/1000 pc

Fuente: ABRIL BLANCO, Henry. "Perspectiva de Analisis Tecnológico a la Calidad del Gas Natural establecidos en la Regulación Colombiana". Revista MET&FLU. No 2. 2010

Salvo acuerdo entre las partes, el Productor-comercializador y el Remitente están en la obligación de entregar Gas Natural a la presión de operación del gasoducto en el Punto de Entrada hasta las 1200 Psig, de acuerdo con los requerimientos del Transportador. El Agente que entrega el gas no será responsable por una disminución en la presión de entrega debida a un evento atribuible al Transportador o a otro Agente usuario del Sistema de Transporte correspondiente.

2.4.2.2 Punto de Rocío de Hidrocarburos. El Punto de Rocío de Hidrocarburos para cualquier presión no deberá superar el valor de 45°F (7.2°C). La medición del Punto de Rocío de Hidrocarburos se hará como sigue:

- i) Medir en Puntos de Entrada al Sistema Nacional de Transporte, que podrán estar localizados en cualquier parte del territorio nacional;
- ii) Utilizar la metodología de espejo enfriado automáticamente con analizador en línea, realizando calibraciones periódicas mediante el método de referencia basado en el estándar ASTM D-1142 o estándares de mayor exactitud, cuando estén disponibles.

Se deberá adoptar el método de referencia basado en el estándar ASTM D-1142 o estándares de mayor exactitud, cuando estén disponibles, como método de referencia para resolver disputas, entre los Agentes, relacionadas con el Punto de Rocío de Hidrocarburos.

Las partes interesadas escogerán de común acuerdo, cuando ello no sea establecido por autoridad competente, lo siguiente:

- a) el estándar de mayor exactitud a utilizar como método de referencia cuando sea del caso;
- b) los técnicos competentes para realizar las calibraciones periódicas del analizador en línea y las verificaciones de la medición en caso de disputas y;
- c) la periodicidad de las calibraciones del analizador en línea.

2.4.2.3 Verificación de la Calidad. Es responsabilidad del Transportador verificar la calidad del gas que recibió. Una vez que el Transportador recibe el gas en el Sistema de Transporte, está aceptando que este cumple con las especificaciones de calidad. Para la verificación de la calidad del gas el Productor-comercializador deberá instalar en los Puntos de Entrada, analizadores en línea que permitan determinar, como mínimo:

- a) Poder calorífico del gas;
- b) Dióxido de carbono;
- c) Nitrógeno;
- d) Oxígeno;
- e) Gravedad específica;
- f) Cantidad de vapor de agua;
- g) Sulfuro de hidrógeno, y
- h) Azufre total.

En el Punto de Salida, el Transportador deberá estar en capacidad de garantizar mediante los equipos adecuados o mediante la metodología y periodicidad que acuerden las partes, la calidad del gas entregado.

2.4.2.4 Cumplimiento de las especificaciones de CO₂. Para el cumplimiento de las especificaciones de contenido de CO₂ en el gas natural entregado por un Agente al Transportador, se establece un período de transición de dos (2) años contados a partir de la expedición del presente Reglamento.

Si el Gas Natural entregado por el Agente no se ajusta al contenido máximo de CO₂ establecido en el RUT, el Transportador podrá rehusarse a aceptar el gas en el Punto de Entrada, o podrá solicitar al Remitente el pago de los costos que demande transportar gas por fuera de la especificación establecida en el presente Reglamento. Dichos costos se establecerán respetando el principio de neutralidad que señala la Ley.

2.4.2.5 Entrega de gas natural por fuera de las especificaciones establecidas.

Si el Gas Natural entregado por el Remitente es rechazado por el Transportador, por estar fuera de las especificaciones de calidad establecidas en este RUT, el Remitente deberá responder por todas las obligaciones que posea con los demás Agentes involucrados.

Si el Transportador entrega Gas Natural por fuera de las especificaciones de calidad establecidas, el Remitente podrá negarse a recibir el gas y el Transportador deberá responder por el perjuicio causado.”

Artículo 3º periodo de transición. A partir de la entrada en vigencia de la presente Resolución, los Agentes dispondrán de ocho (8) meses para cumplir con las nuevas especificaciones dispuestas en esta Resolución.

Artículo 4º. Vigencia. La presente Resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial.

3. MEDICIÓN Y REGULACION DE LAS VARIABLES DEL PROCESO

La Instrumentación instalada en el cabezal del pozo es esencial para medir y monitorear las condiciones con las que se está extrayendo el gas, en especial, es importante conocer los datos de presión y temperatura por lo menos cada hora las 24 horas del día y todos los días durante la vida útil del pozo. Así mismo, si se presenta una medida anormal que se salga de un rango preestablecido es importante registrar la medida, la hora en qué ocurrió y se debe disparar una alarma. La instrumentación básica (presión y temperatura) en el cabezal de pozo se conoce con el nombre “árbol de navidad”. Para monitoreo, los valores de las variables medidas en cada pozo se envían a la subestación utilizando un protocolo de comunicaciones (por ejemplo el protocolo Modbus o Hart). Los pozos de producción de gas están a varios kilómetros de la subestación, en donde se trata el gas antes de venderlo e inyectarlo a un gasoducto troncal que transporta el gas a los grandes consumidores (empresas de distribución de gas de ciudades, grandes industrias, termoeléctricas).

En muchas ocasiones el patrón de flujo proveniente del pozo posee características particulares (gas/liquido) haciendo inexacta la medida y ocasionando daños en los sensores debido a que el caudal liquido golpea al elemento primario ocasionando un desgaste en el mismo, este desgaste ocasionara incertidumbre en la medida, esto ocurre cuando el sensor es expuestos a flujos bifásicos (Gas/liquido), por esta razón se debe tener especial cuidado cuando se hace la selección de estos elementos que están en contacto con la variable del proceso.

3.1 INSTRUMENTACIÓN INSTALADA EN POZOS PARA MEDICIÓN DEL GAS

3.1.1 Elementos primarios que miden la temperatura

La medida de temperatura constituye una de las medidas más comunes y más importantes de la industria ver tabla 3, por eso al analizar el comportamiento de un gas interesa saber la temperatura asociada a una presión. Una forma de tener la seguridad de lograr mediciones de temperatura adecuadas, es manteniendo calibrados los instrumentos que se emplean en las mediciones. Una de las necesidades de medición de temperatura se ha superado mediante el uso de sensores, que dadas sus características hacen posible que se puedan emplear indicadores y circuitos electrónicos. Normalmente los equipos utilizados en la medición de temperatura son: termómetros de resistencia de platino (RTD), termopares o termocuplas y pirómetros ópticos.

Un indicador de temperatura consta generalmente de un sensor que está en contacto con el flujo del fluido, estos dispositivos manejan señales eléctricas (4 a 20 mA CD), esta señal eléctrica se encuentra comúnmente normalizada para cualquier dispositivo electrónico, este elemento primario ira conectado a un dispositivo transmisor/registrador, el cual enviara la magnitud de la variable operacional equivalente en una respuesta eléctrica. Hoy en día el elemento primario de medición y el transmisor viene incorporado en un solo elemento listo para ser instalado en la variable del proceso a medir [5].

La medición de la temperatura es supremamente importante ya que este flujo de caudal llega a la planta de procesos con cierta incertidumbre en sus variables y no llegarse a conocer a que temperatura está entrando la operación de los equipos podría verse afectada la ducteria y equipos que trabajan hasta unas temperaturas máximas.

Tabla 3. Escalas de Temperatura para Fusión y evaporación del agua.

Escala	Cero Absoluto	Fusión del Hielo	Evaporación
Kelvin	0°K	273,2°K	373,2°K
Rankie	0°R	491,7°R	671,7°R
Reamur	(-)218,5°Re	0°Re	80,0°Re
centígrada	(-)273,2°C	0°C	100,0°C
Fahrenheit	(-)458,7°F	32°F	212,0°F

Fuente: Autor del Proyecto

3.1.1.1 Elementos primarios basados en variación del volumen

Bimetálicos: Se basan en el coeficiente de dilatación de dos metales diferentes (latón, monel o acero y aleación de ferróniquel). La diferencia en la relación de coeficiente de expansión de cada metal provoca que el elemento bimetálico se doble. Las laminas bimetálicas van unidas y pueden ser rectas o curvas, formando espirales, la expansión provoca que el lado libre rote. El eje y el elemento están sostenidos con cojinetes y el conjunto está construido con precisión para evitar rozamientos. La presión es de 1% y su campo de medida es amplio, dependiendo de la temperatura del flujo del fluido. Este instrumento es el indicador local de temperatura más comúnmente utilizado ver figura 10.

Sistemas termales: Es un dispositivo para indicación local, registro y control y actualmente su uso se limita a transmisores, registro y control y actualmente su uso se limita a transmisores, sobretodo en lazos neumáticos ver figura 11. Este dispositivo consta de:

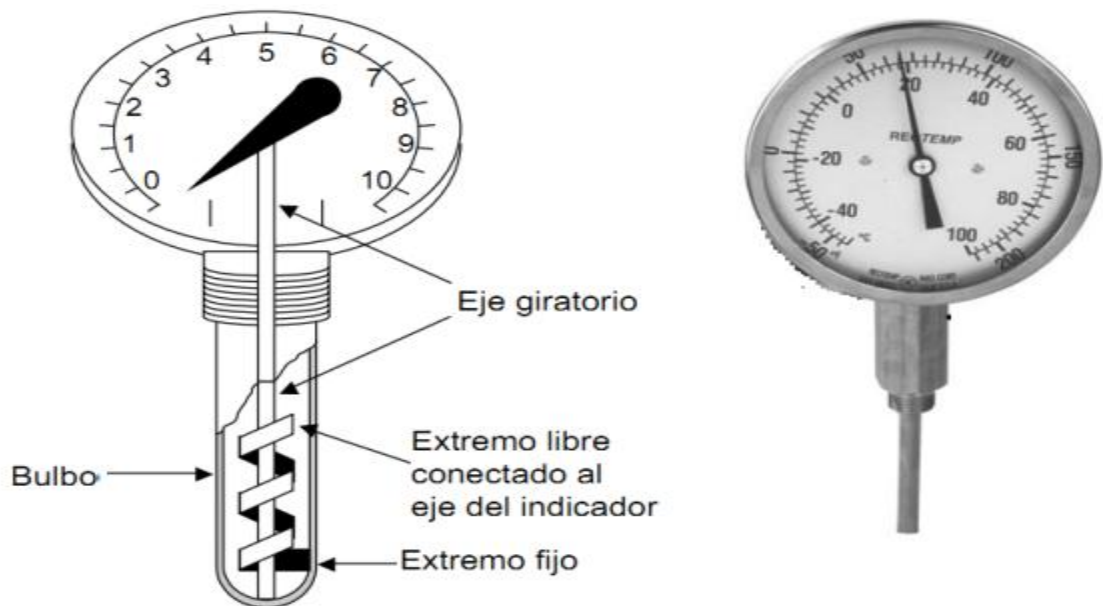
- Un bulbo sensitivo, inmerso en el medio a medir.
- Un tubo capilar conectado del bulbo al dispositivo de lectura para cuando la temperatura del bulbo cambie, el gas o liquido en el bulbo se expanda y la espiral tiende a desenrollarse.

- Un dispositivo indicador actuando por presión para efectuar la indicación de temperatura.

Este dispositivo presenta un error inducido por las variaciones en el medio ambiente, la compensación puede ser de dos formas:

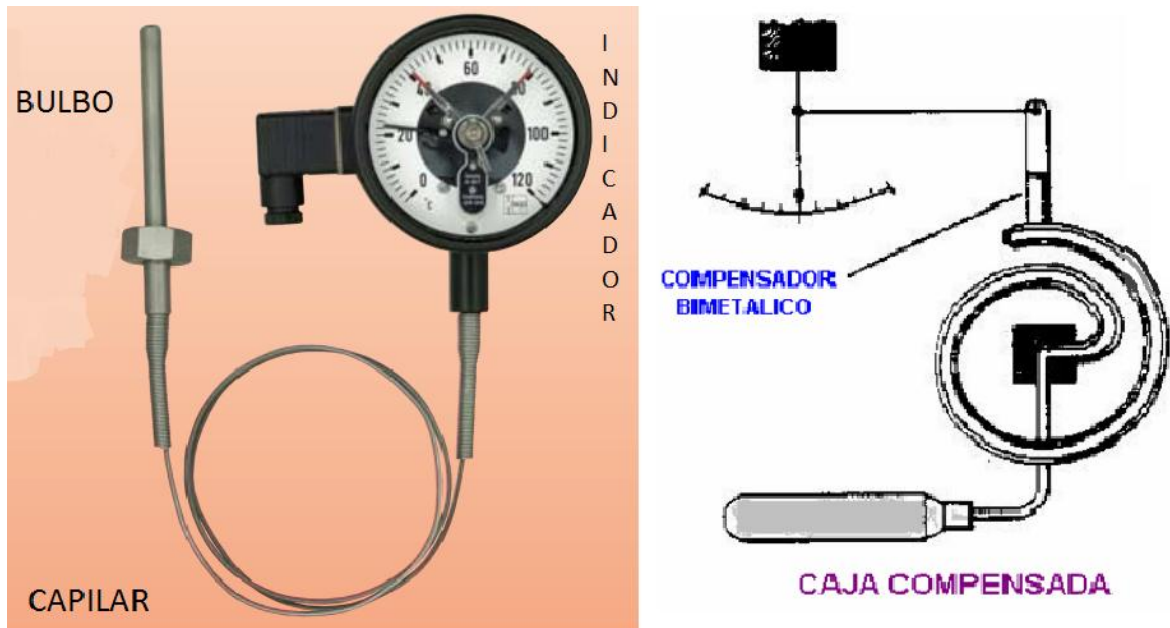
- En caja por medio de un elemento bimetálico que tiende anular los efectos de la temperatura ambiente sobre el receptor.
- Por medio de otro capilar paralelo a los mismos efectos y l contrarresta, sobre todo cuando la extensión del capilar es considerable.

Figura 10. Termómetro bimetálico



Fuente: tomado del libro HAROLD E. SOISSON, Instrumentacion Industrial Limusa Noriega Editores. pagina 125, Capitulo 4 termometros

Figura 11. Sistema Termal



Fuente: tomado www.kobold.com. Termómetros Capilares según DIN 16206. KOBOLD

Ahora se presentara las bondades del sistema termal ver tabla 4.

Tabla 4. Ventajas y Desventajas del sistema termal.

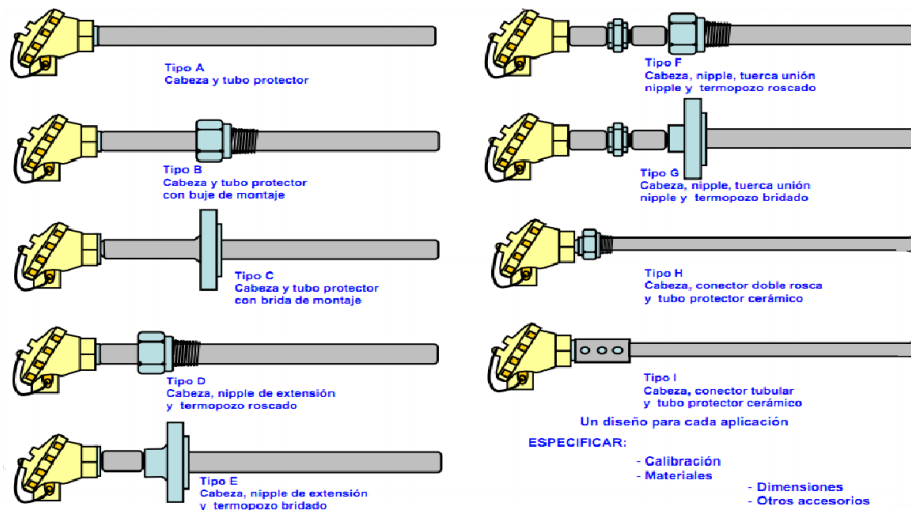
VENTAJAS	LIMITACIONES
Construcción robusta	El costo de reemplazo es más alto que la mayoría de los sistemas eléctricos
Principio de operación simple	Requiere señal de transmisión, si está localizado a mas 50m del sistema
El sistema es autocontenido y no necesita alimentación de energía para su funcionamiento	La falla de bulbo o del capilar implica el reemplazo total del sistema
Costo inicial relativamente bajo	No adecuado para temperaturas arriba de 750 °C

Fuente: Autor del Proyecto

3.1.1.2 Elementos primarios basados en variación de resistencia del conductor

Termopozo: Es un elemento de protección del termopar y generalmente viene asociado con este ver figura 12.

Figura 12. Tipos de Termopozos Basados en Termopares

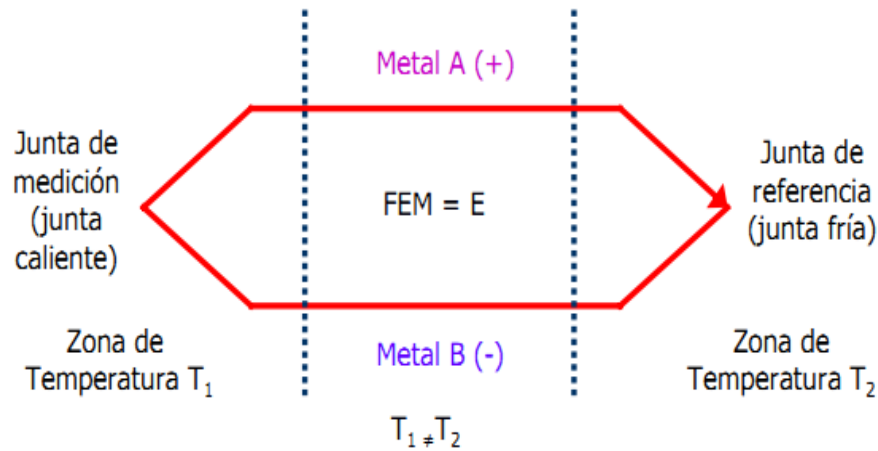


Fuente: tomado El ABC de la instrumentación en el control de procesos industrial. Capítulo 3 mediciones estándar página 118

Termopar: Consiste de dos alambres, cada uno hecho de un metal homogéneo diferente, los alambres son unidos en los extremos para formar una junta de medición, este extremo es expuesto al medio, el cual va a ser medido. El otro extremo de medición de los alambres va usualmente a un instrumento de medición, donde se forma la junta de referencia. Cuando las dos juntas están a diferentes temperaturas, se producirá una f.e.m. Esto se basa en el efecto Seebeck (involucra liberación o absorción de calor en la unión, la dirección del flujo depende del efecto calentamiento o enfriamiento). También se genera efecto Thomson (gradiente de temperatura de un conductor sencillo y homogéneo). Los termopares son fabricados en diferentes materiales. Aspectos a tener en cuenta en los termopares (puntos de fusión, reacciones en variaciones atmosféricas,

salida termoeléctrica combinada, conductancia eléctrica, estabilidad, repetitividad, costo, facilidad de manejo y fabricación) ver figura 13.

Figura 13. Constitución Interna de un Termopar



Fuente: tomado Medición y control de procesos industriales 1ª edición. Capítulo 3 Temperatura. página 86

Ahora se presenta las bondades del sistema termopar ver tabla 5.

Tabla 5. Ventajas y Desventajas del sistema termopar.

VENTAJAS	LIMITACIONES
Determinación de la temperatura se realiza prácticamente en un punto.	Es necesario mantener la unión de referencia a una temperatura constante y conocida pues la incertidumbre en la temperatura de referencia produce una del mismo orden en la medida.
La capacidad calorífica de un termopar puede ser muy pequeña, con lo que la respuesta a las variaciones de temperatura sería muy pequeña.	Baja exactitud cuando se compara con RTD
La salida del sensor es una señal eléctrica producida por el mismo termopar y por tanto no es necesario alimentarlo con ninguna corriente exterior	Se debe evitar altos gradientes de temperatura.

Fuente: Autor del Proyecto

Ahora se presentara las bondades del sistema termopozo ver tabla 6.

Tabla 6. Ventajas y Desventajas del sistema Termopozo.

VENTAJAS	LIMITACIONES
Relativamente baratos	Relación de voltaje - temperatura no lineal
La salida eléctrica es apropiada para accionar dispositivos de indicación y control	Se debe evitar altos gradientes de temperatura
Buena exactitud y velocidad de respuesta	Baja exactitud cuando se compara con los RTDs

Fuente: Autor del Proyecto

Detectores de temperatura tipo resistencia (RTD): El RTD o bulbo de resistencia es un medidor de la variación de la resistencia en función de la variación de la temperatura y solo se debe disponer de un alambre bobinado de metal puro, es decir consiste en un arrollamiento de hilo muy fino del conductor adecuado, bobina entre las capas de materia aislante y protegido con un revestimiento de vidrio o cerámica., que permite tener una resistencia alta, se caracteriza por el coeficiente de temperatura de resistencia, esta se expresa en un cambio de resistencia en ohmios del conductor por grado de temperatura a una temperatura específica. La ecuación que lo rige (SIEMENS 1871).

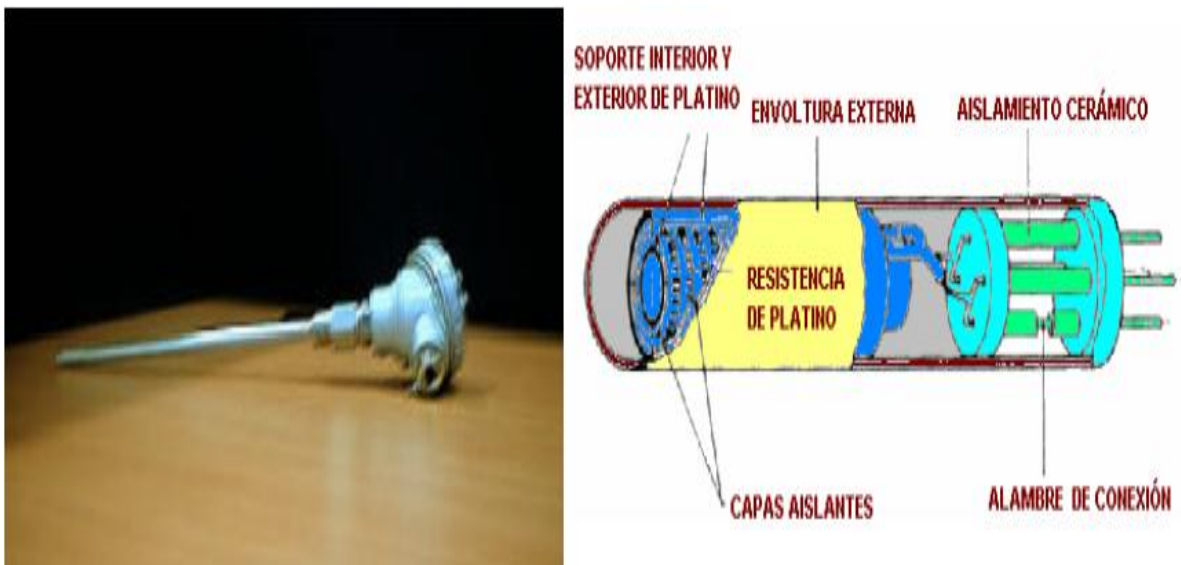
Características de los materiales que conforman el conductor de la resistencia:

- Alto coeficiente de temperatura de la resistencia, ya que de este modo el instrumento de medida será muy sensible.
- Alta resistividad, ya que cuanto mayor sea la resistencia a una temperatura dada, mayor será la variación por grado, mayor sensibilidad.
- Relación lineal resistencia-temperatura.

- El metal que presenta una relación resistencia-temperatura altamente estable es el platino. Otros metales utilizados es el níquel (poco lineal), tungsteno (temperaturas mayores a 100 C) y cobre (bajo rango).

La RTD de platino es el material más adecuado por su precisión y estabilidad, con el inconveniente de su costo. La RTD de Pt utilizada en la industria tiene una resistencia de 100 ohmios a 0 C, por esta razón y por la ventajosas propiedades físicas del Pt es elegido este termómetro como patrón para la determinación de temperaturas entre los puntos fijos desde el punto de (-183 C hasta 630 C), se pueden hacer medidas con una exactitud de 0,01 C y cambios de temperatura de 0,001 C, ver figura 14.

Figura 14. RTD de Platino



Fuente: Medición y control de procesos industriales 1ª edición. Capítulo 3 Temperatura página 104

Ahora se presentara las bondades del sistema RTD ver tabla 7.

Tabla 7. Ventajas y Desventajas del sistema RTD.

VENTAJAS	LIMITACIONES
Puede medir rangos estrechos de temperatura (5 0°C)	Algunas configuraciones son voluminosas y frágiles
Buena repetitividad, no afectada por cambios térmicos	Tienen problemas de auto calentamiento
Respuesta rápida	La resistencia de los contactos puede alterar la medición

Fuente: Autor del Proyecto

3.1.2 Elementos primarios que miden presión

Los indicadores de presión son los instrumentos que tiene la función de solamente mostrar para ser observada la magnitud de esta variable operacional. La presión es la variable más comúnmente medida en el cabezal del pozo, pero en este punto solamente se le tomara como un monitoreo para posteriormente ser inyectado al gasoducto que lleva el empaquetamiento del flujo del fluido a la planta de tratamiento del gas natural, hay que tener en cuenta que la presiones excesivas no solo pueden provocar la destrucción del equipo, sino que también provoca la destrucción del equipo adyacente y pone al personal en peligro. Un gas difiere de un líquido por dos razones importantes, ya que los volúmenes de los gases pesan mucho menos que un líquido y el gas puede ser expandido para adoptar casi cualquier volumen [6].

La presión puede definirse como una fuerza por unidad de área o superficie, en donde la mayoría de los casos se mide directamente por su equilibrio directamente con otra fuerza conocida a esto se le llamara presión diferencial, aunque de igual forma existe la presión absoluta, la unidades de presión es el pascal (Pa), el cual caracteriza una presión uniforme que actúa sobre un área de metro cuadrado y crea sobre esta una fuerza perpendicular de 1 newton, ver tabla 8.

Tabla 8. Unidades de Presión

Pa	Bar	Psi	Kg/cm ²	mm Hg	m H2O
1Pa = 1	1*10 ⁻⁵	1,04503*10 ⁻⁴	1,01971*10 ⁻⁵	7,500627*10 ⁻³	1,019716*10 ⁻⁴

Fuente: Autor del Proyecto

En la instalación de los manómetros se debe evitar la vibraciones con buenas prácticas de instalación, a demás se debe emplear dispositivos de amortiguación del mecanismo de indicación o llenado de liquido, porque de no ser así los manómetros serán seriamente afectados o inutilizables. La presión pulsante puede gastar rápidamente los movimientos del indicador del manómetro.

3.1.2.1 Elemento primarios basados en mecánica

Manómetro: es un instrumento local utilizado para medir presión y el elemento sensor generalmente es un bourdon. Los manómetros contienen órganos medidores que se deforman bajo la influencia de una presión elástica, este movimiento es transmitido a un mecanismo indicador, ver figura 15.

Figura15. Manómetros mecánicos



Fuente: instrumentación industrial catalogo general Disponible en: www.intrufer.com

Manómetros de diafragma: Es un metal flexible en forma de disco que cambia. El diafragma es un metal flexible en forma de disco que cambia de forma cuando la presión del proceso cambia; está sujetado en la parte interna del cuerpo del instrumento por el borde. La presión del proceso ejerce una fuerza sobre un lado del disco y la parte central del disco se mueve hacia adentro por esta acción hace posible el movimiento del puntero del indicador sobre una escala para indicar la presión. El diafragma se puede utilizar para medir presión (absoluta, manométrica o diferencial). Si es evacuado el aire del lado de baja presión para que este sea cero, el medidor indica la presión absoluta. Si el lado de baja se ventea a la atmosfera, el instrumento indicara la presión manométrica. También se puede medir presión diferencial conectando al proceso la toma de alta y la de baja presión; esta aplicación es útil en la medición de nivel y de flujo que se analizan con más detalle en las secciones correspondientes, ver figura 16.

Figura 16. Manómetro de diafragma



Fuente: instrumentación industrial catalogo general Disponible en: www.intrufer.com

Se presentara las bondades del sistema manómetros de diafragma, ver tabla 9.

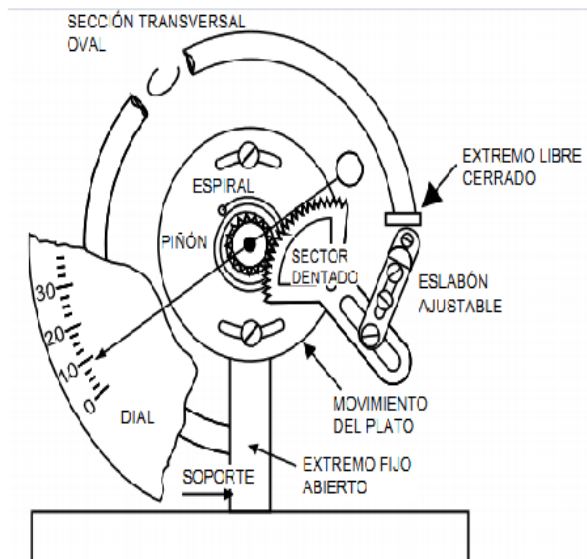
Tabla 9. Ventajas y Desventajas del sistema Manómetro de Diafragma.

VENTAJAS	LIMITACIONES
Pueden ser directamente acopladas al proceso	No aplicables a altas presiones
Principio de operación simple	Difícil su reparación
Puede soportar altas presiones	Requiere transductores adicionales para salida eléctrica

Fuente: Autor del Proyecto

Manómetro con tubo bourdon: Depende de la elasticidad de los materiales utilizados en su construcción. Consiste de un tubo metálico achatado y curvado en forma de (C), abierto solo en un extremo. Se utilizan para presiones de medición de 0,6 bar 4000 bar, principalmente en las clases 0,6 a 2,5. La influencia de la modificación de la temperatura sobre la indicación está determinada fundamentalmente por la evolución de la temperatura del modulo de elasticidad del tubo de bourdon. El error causado por la temperatura, según materia, está entre 0,3% y 0,4%. Existe varios tipo bourdon con diferentes formas (helicoidal, espiral, trenzado y en forma de C), ver figura 17.

Figura 17. Manómetro bourdon tipo C



Fuente: instrumentación industrial catalogo general Disponible en: www.intrufer.com

Ahora se presentara las bondades del sistema manómetro con tubo bourdon tipo C, ver tabla 10.

Tabla 10. Ventajas y Desventajas del sistema bourdon tipo C

VENTAJAS	LIMITACIONES
Costo bajo	Muy bajo gradiente elástico debajo de 3 Kg/cm
Construcción simple	Usualmente requieren movimiento engranado para amplificación
Muy altos rangos de presión	Histéresis de 0,25% a 0,5% sobre el ciclo total de operación

Fuente: Autor del Proyecto

3.1.2.2 Elemento primarios basados en electrónica

Medidor capacitivo: Medición del cambio de capacitancia por el movimiento de un elemento elástico. Este elemento por lo general es un diafragma cuyo movimiento es en el orden de las milésimas con una presión de referencia. La señal de presión, referencia y medida, es aplicada por medio de dos diafragmas, que son los que están en contacto con el proceso directo, ver figura 18.

Figura 18. Medidor capacitivo



Fuente: instrumentación industrial catalogo general Disponible en: www.intrufer.com

Ahora se presentara las bondades del medidor capacitivo, ver tabla 11.

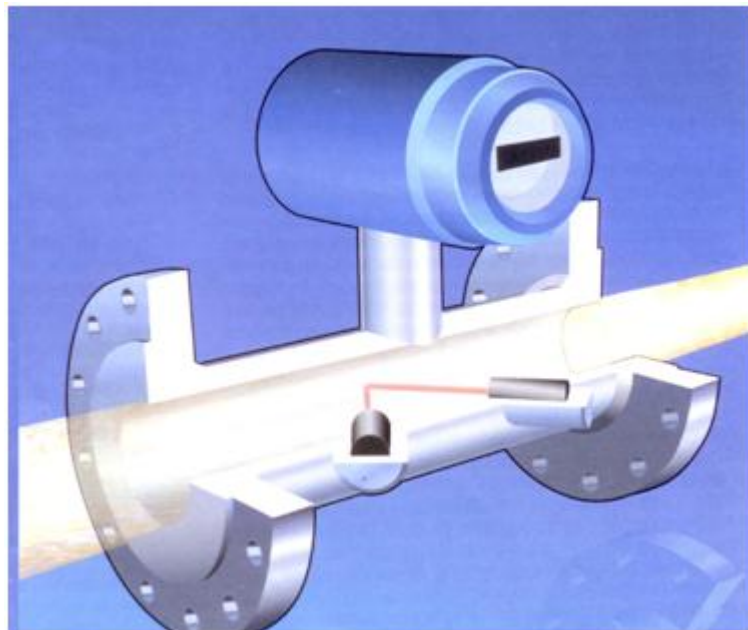
Tabla 11. Ventajas y Desventajas del Medidor Capacitivo

VENTAJAS	LIMITACIONES
Buena exactitud	En ocasiones es necesario compensarlo debido a variaciones de temperatura
Buena velocidad de respuesta	Salida de alta impedancia
Excelente características de histéresis y respuesta en frecuencia	La unidad electrónica necesita estar bien diseñada e instalada

Fuente: Autor del Proyecto

3.1.3 Medidor ultrasónico en aplicaciones de transferencia de custodia

Figura 19. USM elemento de Medición para Transferencia de Custodia

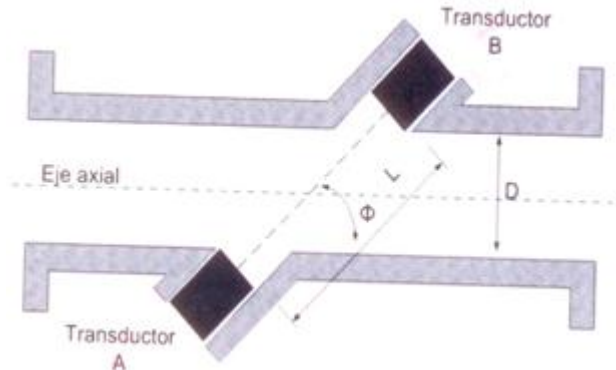


Fuente: ACEVEDO PICO, Alfredo; Almeida Ortega, Cesar. "Comunicación y Transmision de Datos en Instrumentacion Industrial". Revista MET&FLU. No 2. 2010 paginas 30, 31 y 33

Los medidores ultrasónicos también conocidos como USM por sus siglas en ingles (ultrasonic meter), ver figura 19, han generado un gran impacto en el sector del gas natural, específicamente en aplicaciones de transferencia de custodia, en donde han adquirido una gran importancia gracias a sus desempeño metrológico, a la relación máximo/mínimo (trundown) y a su capacidad de autodiagnostico.

La nueva generación de medidores ultrasónicos toma importancia en el mercado, en razón a su capacidad de medir gases (gas natural, aire, nitrógeno, entre otros) a condiciones de baja presión, realizar correcciones en el cálculo del caudal al detectar asimetrías en el perfil de velocidad y la posibilidad de ser calibrados en bancos de calibración que operación a presión atmosférica, entre otras ampliando de esta forma su campo de acción y brindando al sector industrial una nueva alternativa para dar solución a sus problemas de medición.

Figura 20. Principio de Operación de un USM tipo Tiempo de Tránsito



Fuente: ACEVEDO PICO, Alfredo; Almeida Ortega, Cesar. "Comunicación y Transmision de Datos en Instrumentacion Industrial". Revista MET&FLU. No 2. 2010 paginas 30, 31 y 33

Las ondas acústicas se propagan con una velocidad específica a través de un medio. Si una onda acústica se origina en un medio en movimiento, su velocidad de propagación es el vector suma de la velocidad de la onda original y la velocidad promedio del medio. Este efecto se usa para medir la velocidad del fluido en un medidor ultrasónico. Su principio de medición se basa en calcular la velocidad del

fluido, a partir del tiempo que demora un pulso acústico en viajar desde transductor A hasta el transductor B, con respecto al tiempo que demora enviar desde el transductor B hasta el transductor A. En la figura se muestra la ubicación de los transductores – receptores posicionados diametralmente opuestos sobre una trayectoria que posee un ángulo φ con respecto al eje de la tubería, separados por una distancia (L), ver figura 20.

Cuando el flujo a través del medidor es cero, el tiempo de transito de la onda desde A hasta B t_{ab} es igual al tiempo de transito desde B hasta A t_{ba} . Ahora bien, asumiendo que el fluido se desplaza de izquierda a derecha con una velocidad V_m , el tiempo de transito del pulso acústico desde A hasta B disminuirá, mientras que de B hasta A aumentara; en otras palabras la velocidad del pulso desde A hasta B, es mayor debido a que se acelera por viajar en el mismo sentido del flujo, en tanto que la velocidad del pulso desde B hasta A es menor debido que sufre una desaceleración por efecto de ir en sentido contrario del fluido [7].

La unidad de procesamiento de señal o SPU (signal processing unit), es considerada como el cerebro del medidor en ella se encuentra alojada toda la electrónica encargada del control de los transductores almacenamiento de datos, procesamiento de señales, algoritmos de cálculo, programas de auto evaluación y diagnostico, puertos de comunicación, alimentación eléctrica, programas de comunicación y en fin, todo lo concerniente al control, comunicación y proceso de medición. De igual manera en su interior se encuentran almacenados en memorias no volátiles los parámetros de configuración, contadores de volumen, huellas del medidor y factores de corrección entre otros.

3.1.3.1 Limitantes de la primera generación de medidores ultrasónicos

Transmisión de la energía acústica: uno de los problemas de esta tecnología radica en la dificultad de transmitir energía acústica en el gas, debido a la notable

diferencia de impedancia acústica entre la materia sólida (transductor) y el medio de transmisión (gas). Este factor ocasiona que de la cantidad de energía acústica potencial que podría emitir el transductor, solo una pequeña porción sea transmitida a través del medio gaseoso. Esta diferencia de impedancia decrece al incrementar la presión del gas (debido al aumento en su densidad) y como consecuencia una mayor cantidad de energía acústica es transmitida. Lo anterior permite deducir, que la medición a presión atmosférica corresponde al peor escenario en sus inicios, la medición ultrasónica de gases, se realizaba solo a alta presión.

Ruido ultrasónico: El ruido al interior de la tubería, generado por: válvulas reguladoras de presión, accesorios (ej. termopozos) e incluso el mismo flujo, puede interferir e imposibilitar la detección de pulsos siempre y cuando:

- La frecuencia del ruido coincida con la frecuencia de los pulsos generados.
- La amplitud del ruido sea considerable con respecto a la amplitud de la señal.

Debido a que generalmente, la frecuencia de los ruidos típicos en sistemas de medición no supera los 100 KHz, generalmente los transductores de los USM se hacen operar a frecuencias nominales entre los 100 y 300 KHz, con el fin de aumentar la resistencia de la señal al ruido. Es prudente advertir que la atenuación de los gases aumenta conforme la frecuencia aumenta, por lo que se debe seleccionar una frecuencia de operación adecuada dentro del intervalo de 100 a 300 KHz, es decir, la frecuencia de operación seleccionada debe disminuir la influencia del ruido y además, de forma paralela, garantizar que la atenuación que sufre la señal en el medio de transmisión no sea crítica. Este aspecto constituye un problema, principalmente cuando los medidores cuantifican gas natural a presión atmosférica o en caso de medición de CO₂, H₂S o CL₂.

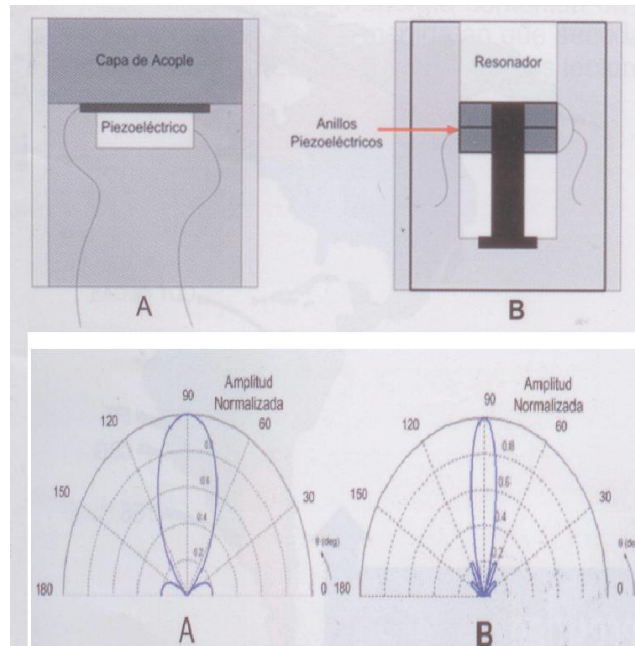
Aplicación limitada: La primera generación de medidores ultrasónicos se caracterizó principalmente por adquirir una presión mínima de operación (mayor

6,89 Bar / mayor 100 Psi) para óptimo funcionamiento. Este requisito limita su campo de aplicación teniendo en cuenta que la mayoría de los casos la presión de línea es inferior a la exigida, por ejemplo en la red de distribución de gas natural, o en aplicaciones comerciales para la alimentación de gas combustible en hornos y calderas en las cuales no es posible utilizar esta tecnología.

3.1.3.2 Innovación presente al lograr mejoras en la medición ultrasónica de los gases. La mayoría de estos avances tienen en común la estrecha relación que guardan con la relación Señal /ruido (SNR), siendo este parámetro el que permite determinar si el nivel de ruido de un sistema, se encuentra dentro del umbral permitido para el adecuado funcionamiento del medidor; en otras palabras, indica la calidad de la señal. Cuando los valores SNR están por debajo del límite permitido quiere decir que el nivel de ruido es muy alto y la onda acústica generada por los transductores es distorsionada, generando problemas en la medición, ver figura 21.

Mejoras en los transductores: A diferencia de la “nueva generación” utiliza nuevos transductores fabricados de metal que no poseen capas de acople. En su lugar el acople de impedancia se realiza con un diseño especial de transformadores acústicos de metal, incrementando la amplitud de resonancia, lo que permite mejorar la eficiencia de conversión de energía eléctrica acústica, proporcionando un ancho de banda suficiente para la emisión de pulsos cortos con una gran amplitud y obteniendo un sellado hermético en materiales como el titanio, el acero inoxidable. En la figura se muestra un esquema de ambos transductores. Por otra parte un aspecto que mejora con los nuevos diseños de los transductores fue direccionando de las ondas de sonido, aspecto que se puede apreciar en la figura del espectro de radiación, en donde se compara el patrón de radiación de sonido de los dos tipos de transductores; es importante observar que ahora la radiación de sonido está más enfocada, permitiendo que una mayor cantidad de energía llegue al objetivo (transductor / receptor).

Figura 21. Comparación de la amplitud de la radiación de sonido de los primeros transductores vs transductores mejorados



Fuente: ACEVEDO PICO, Alfredo; Almeida Ortega, Cesar. "Comunicación y Transmision de Datos en Instrumentacion Industrial". Revista MET&FLU. No 2. 2010 paginas 30, 31 y 33

Mejoras en la electrónica: una de las mejores implementadas en la SPU fue lograr disminuir las exigencias en la calidad de la señal recibida disminuyendo el mínimo SNR requerido, es decir, es posible extraer de la señal recibida, la señal emitida por el transductor a pesar de los altos niveles de ruido. Esto se logro gracias al aumento de la capacidad de procesamiento, que permitió el uso paralelo de métodos basados correlación de señales, detección de cruces por cero, comparación de la señal recibida, con modelos preestablecidos y extracción de la señal envolvente; en estos métodos la señal es evaluada respecto a: posición a una ventana de tiempo, amplitud, SNR y grado de congruencia con la señal modelada. Otro de los avances obtenidos en la nueva generación de medidores fue lograr implementar modelos matemáticos que permiten minimizar los errores del cálculo del caudal, generados por las asimetrías del perfil de velocidad.

3.1.3.3 Análisis de las ventajas operativas presentes en la nueva generación.

Aunque se ha resaltado como la ventaja más significativa de esta nueva generación de medidores ultrasónicos, la capacidad de medir gas a condiciones de baja presión, incluso, a presión atmosférica, existen otras bondades de carácter operativo y metrológico que es importante describir.

Condiciones de instalaciones menos exigentes: En otras palabras los avances de este modelo de medidor ultrasónico, permiten tener configuraciones de instalación más cortas sin sacrificar significativamente la incertidumbre en la medición, permitiendo ubicar el medidor en lugares con menor espacio disponible, disminuyendo costos de adecuación de instalación. Es importante recalcar que si se busca la menor incertidumbre en la medición, lo mejor es realizar la calibración del patín de medición, es decir, el conjunto de tubos de medición, medidor, acondicionadores de flujo y termopozo.

Herramienta de diagnostico superior: La optimización de la tecnología de medición incluyo el mejoramiento de las herramientas de diagnostico, correcciones en el cálculo de volumen debido a asimetrías en el perfil de velocidad y en algunos casos detección de contaminación por acumulación o flujos líquidos en el fondo del medidor. Esto permite al operador estar continuamente informado sobre el desempeño del medidor y tener mayor confiabilidad de sus mediciones y por ende, en su facturación.

3.2 INSTRUMENTACIÓN INSTALADA EN POZOS PARA REGULACIÓN DEL GAS

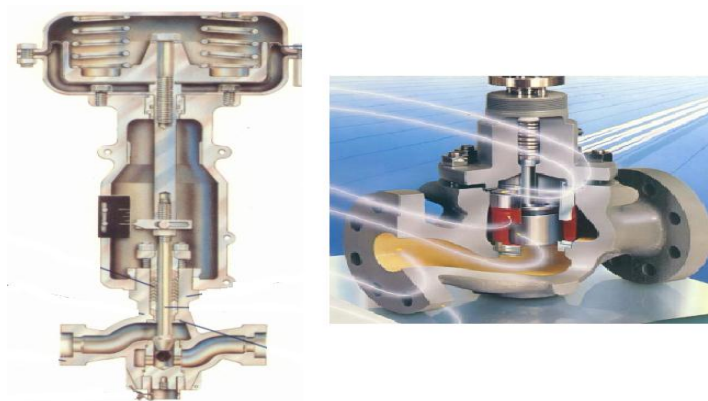
3.2.1 Válvulas reguladoras

Como dato orientativo puede señalarse que según la norma ANSÍ B 16.104-1976, las fugas admisibles son de 0,1 % del caudal máximo en la válvula de simple

asiento y de 0,5 % en la válvula de doble asiento. Asimismo, las válvulas con obturador dotado de anillo de teflón para cierre hermético admiten un caudal de fuga de 1 a 40 burbujas de aire o NZ por minuto.

Válvula de globo: Estas válvulas se encuentran en el mercado en una gran variedad de tamaños (1/2 a 30 pulgadas), manejando presiones máxima de 2500psi con fluidos que alcancen no temperaturas mayores a 1000 °F, construida en materiales de hierro, bronce, acero, acero inoxidable, aleaciones especiales, ver figura 22. La principal funciones es regular el flujo, estas válvulas regulan el fluido desde el goteo hasta el sellado hermético, una de las características que posee esta válvula es la construcción interna, en donde posee un disco o macho que se alterna dentro del cuerpo [8]. La constitución de su cuerpo se encontraran con:

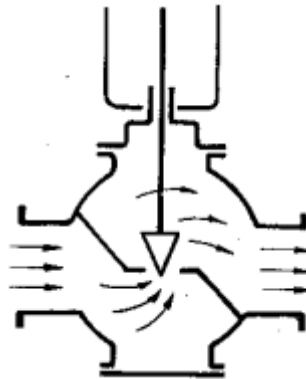
Figura 22. Válvula Tipo Globo



Fuente: Tomado del grupo compas. The alloy valve stockist. Disponible en: , www.alloy-valves.com.

- **Simple asiento:** las cuales precisan de un actuador de mayor tamaño para que el obturador cierre en contra de la presión diferencial del proceso, se emplean cuando la presión del fluido es baja, ver figura 23.

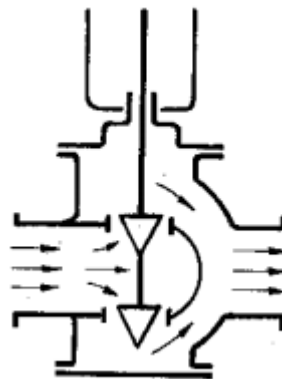
Figura 23. Válvula Asiento Simple Tipo Globo



Fuente: tomado de ANTONIO, CREUS SOLÉ. Instrumentación industrial 6ª edición. Editorial Alfa omega Marcombo. Capítulo 8 Elementos finales de control. pagina 367

- **Doble asiento:** la fuerza de desequilibrio desarrollada por la presión diferencial a través del obturador es menor que en la válvula de simple asiento y de obturador equilibrado respectivamente, ver figura 24. Por este motivo se emplea en válvulas de gran tamaño o bien cuando deba trabajarse con una alta presión diferencial. En posición de cierre las fugas son mayores que en una válvula de simple asiento.

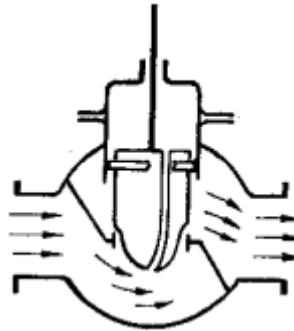
Figura 24. Válvula Asiento Doble Tipo Globo



Fuente: tomado de ANTONIO, CREUS SOLÉ. Instrumentación industrial 6ª edición. Editorial Alfa omega Marcombo. Capítulo 8 Elementos finales de control. pagina 367

- **Asiento simple con obturador equilibrado:** Las fuerzas desarrolladas en el cuerpo presentan la misma característica que en el de asiento doble, ver figura 25.

Figura 25. Válvula de Asiento Simple con Obturador Equilibrado



Fuente: tomado de ANTONIO, CREUS SOLÉ. Instrumentación industrial 6ª edición. Editorial Alfa omega Marcombo. Capítulo 8 Elementos finales de control. página 367

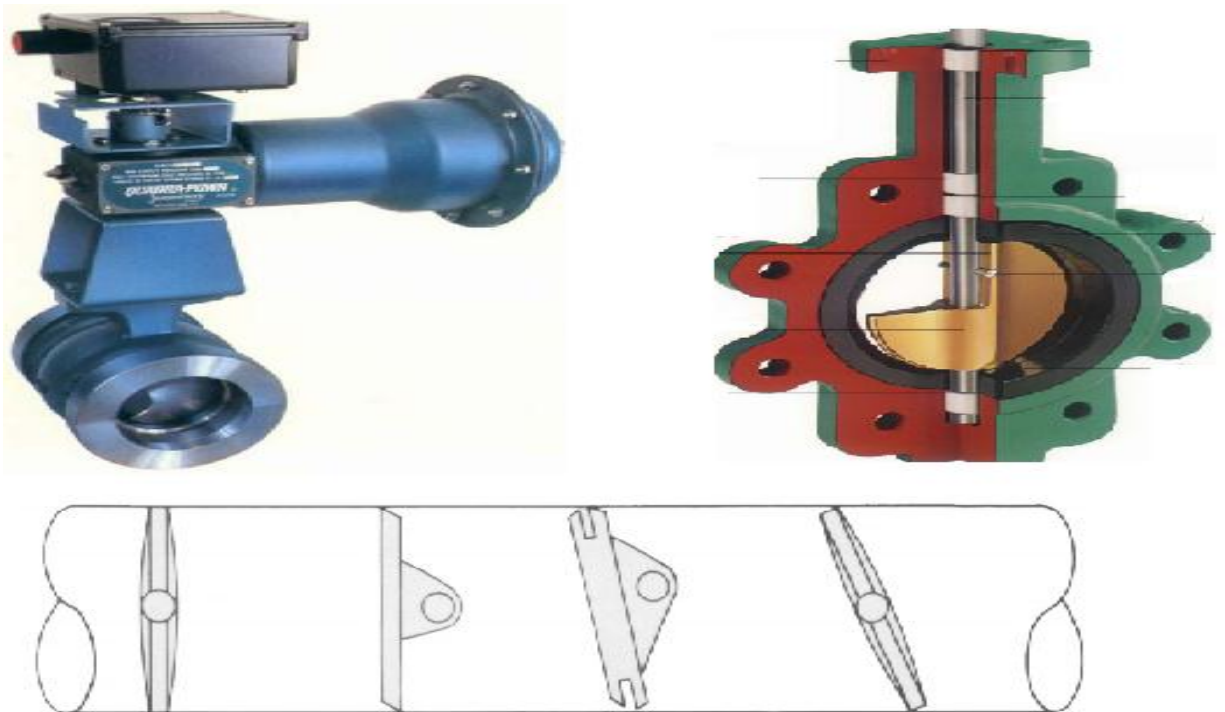
- **Válvula de globo tipo ángulo:** Esta válvula se encuentra en el mercado con una gama de tamaños (1/8 a 10 pulgadas), permite un correcto funcionamiento con una máxima presión de 2500psi, para su correcto funcionamiento opera con fluidos que alcancen una temperatura máxima hasta 1000 °F , es común encontrar su construcción con (hierro, bronce, acero, acero inoxidable, aleaciones especiales), esta válvula posee conexiones de entrada y de salida en ángulo recto, lo cual le permite obtener un flujo de caudal regular sin excesivas turbulencias y es adecuada para disminuir la erosión. El diseño de la válvula es idóneo para el control de fluidos que vaporizan (*flashing*), para trabajar con grandes presiones diferenciales y para los fluidos que contienen sólidos en suspensión.

Existe una amplia gama de las válvulas globo que no serán mencionadas, no porque no sean menos importantes, es decir las válvulas mencionadas son las más utilizadas en la industria. Las características típicas son apertura rápida, lineal y porcentaje igual, esto se logra con ayuda de los obturadores.

- Apertura rápida: Esta característica se distingue por una alta ganancia al comienzo del recorrido y el caudal alcanza el máximo con un mínimo recorrido
- Lineal: En esta característica se produce un aumento del caudal proporcional al recorrido del macho. La ganancia es constante, como característica inherente es con caída de presión constante.
- Porcentaje igual: En esta característica porcentajes de caudal relacionados con las variaciones porcentuales del recorrido del macho son una constante.

Válvula tipo mariposa: Estas válvulas se encuentran en una gran variedad de tamaños en la industria, puede trabajar a una máxima presión de 2000psi, con fluido que tenga una máxima de temperatura de 2000 °F y su construcción puede ser en materiales para fundir o maquinar, camisas de plástico, caucho o cerámica. Esta válvula obtura y regula, El cuerpo está formado por un anillo cilíndrico dentro del cual gira transversalmente un disco circular, la válvula puede cerrar herméticamente mediante un anillo de goma encastrado en el cuerpo. Un servomotor exterior acciona el eje de giro del disco y ejerce su par máximo cuando la válvula está totalmente abierta (en control todo-nada se consideran 90° y en control continuo 60°, a partir de la posición de cierre ya que la última parte del giro es bastante inestable), siempre que la presión diferencial permanezca constante. En la selección de la válvula es importante considerar las presiones diferenciales correspondientes a las posiciones de completa apertura y de cierre; se necesita una fuerza grande del actuador para accionar la válvula en caso de una caída de presión elevada. Las válvulas de mariposa se emplean para el control de grandes caudales de fluidos a baja presión, ver figura 26.

Figura 26. Válvula Mariposa con Vista del Obturado



Fuente: tomado de ANTONIO, CREUS SOLÉ. Instrumentación industrial 6ª edición. Editorial Alfa omega Marcombo. Capítulo 8 Elementos finales de control. pagina 367

Válvula de retención (Válvula check): Este tipo de válvulas se encuentran comercialmente con una dimensiones de (1/8 a 24 pulgadas), permite operar a presión máxima de 10000psi, con fluido que contenga un máximo de temperatura 1200 °F, esta válvula se encuentra construida con aleaciones especiales, acero inoxidable, acero, bronce, hierro. La principal funciones de estas válvulas son empleadas como medida de aseguramiento para evitar que el flujo retroceda por la tubería, de igual forma son utilizadas para mantener la tubería cargada, su instalación puede realizarse en forma horizontal o vertical. La selección de esta válvula debe obedecer a unos parámetros de temperatura, caída de presión que produce y la limpieza del fluido, la presión del fluido la abre, el peso del mecanismo de retención y cualquier inversión en el flujo la cierra. Cuando no hay flujo el disco permanece contra el asiento debido a la gravedad, este tipo de válvula es unidireccional, ver figura 27.

Figura 27. Válvula check



Fuente: Tomado del grupo compas. The alloy valve stockist. Disponible en: , www.alloy-valves.com.

3.2.2 Válvulas On/Off

Generalmente llamadas válvulas de cierre rápido, se diferencia de las válvulas reguladoras debido el rango de operación es (0% o 100%).

Válvula compuerta: Esta válvula posee un alta gama de tamaños que van desde (1/2 a 48 pulgadas), soportando una máxima presión hasta 2500psi, transportando fluidos que no superen temperaturas 1800 °F, estas válvulas son construidas con materiales (hierro, bronce, acero, acero inoxidable, aleaciones especiales). El área máxima del flujo es el área del círculo formado por el diámetro nominal de la válvula, por su disposición es adecuada para control en posiciones extremas, es decir completamente abierta o completamente cerrada, ya que en posiciones intermedias tiende a bloquearse, tiene la ventaja de presentar muy poca resistencia al flujo del fluido cuando está en posición de apertura total y así su caída de presión es muy pequeña, ver figura 28.

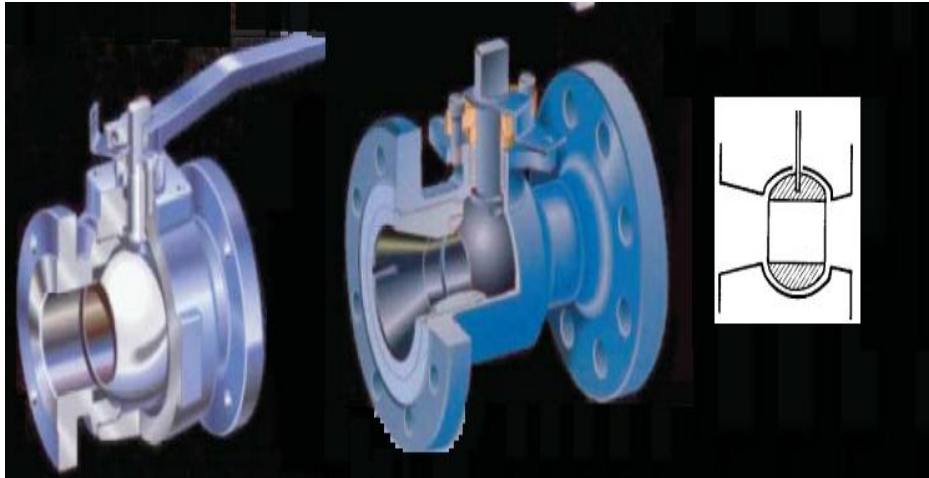
Figura 28. Válvula de Compuerta



Fuente: Tomado del catalogo general bombas y válvulas. KSB. Disponible en: www.ksb.cl.

Válvula de bola tipo macho: Esta válvula se consigue en el mercado industrial con una gran variedad de tamaños (1/8 a 42 pulgadas), estas válvulas trabajan en condiciones aceptables con una máxima presión de 10000psi, permiten una temperatura máxima hasta 1000 criogénicamente, en el interior del cuerpo está construida con materiales de (hierro, acero, latón, bronce, acero inoxidable, plásticos y aleaciones especiales). Esta válvula posee un macho esférico que controla la circulación del flujo del fluido con un orificio transversal igual al diámetro interior de la tubería, el macho se ajusta en el cuerpo de la válvula y tiene un movimiento de giro de 90 grados, esta válvula se encuentra limitada a las temperaturas y presiones que permiten el material del asiento. Estas válvulas no requieren lubricación y funcionan con un mínimo de torsión, por lo general la bola es flotante y el sellamiento se logra con la presión de corriente hacia arriba que empuja la bola contra el anillo de asiento, ver figura 29.

Figura 29. Válvula de Bola Tipo Macho



Fuente: Tomado del catalogo general bombas y válvulas. KSB. Disponible en: www.ksb.cl.

Válvula de flujo axial tipo manguito: Este tipo de válvulas son especialmente silenciosas, esta válvula consiste en un diafragma accionado neumáticamente que mueve un pistón, el cual a su vez comprime un fluido hidráulico contra un obturador formado por un material elastómero. De este modo, el obturador se expandiona para cerrar el flujo anular del fluido, ver figura 30.

Figura 30. Válvula Flujo Axial Tipo Manguito



Fuente: Tomado del catalogo general bombas y válvulas. KSB. Disponible en: www.ksb.cl.

3.2.3 Dispositivo que ejerce control en la válvula

Figura 31. Tipos de Actuadores



Fuente: Tomado del catalogo general bombas y válvulas. KSB. Disponible en: www.ksb.cl.

Ahora se contemplara los actuadores (manuales, neumáticos, simple efecto, entre otros), los actuadores neumáticos llegaron para reemplazar a los actuadores manuales que se controlaban por manivela, los controladores neumáticos son dispositivos que reciben una señal eléctrica y la convierten en una señal neumática que accionara el diafragma de la válvula la cual ejercerá un movimiento en el obturador que modificara el caudal de flujo, además constan de sensores que vigilan el la posición del obturador, si llegase a presentar algún variación en la posición, el actuador compara la posición referente con la censada y ara las correcciones necesarias para ajustar el obturador en la posición deseada, ver figura 31.

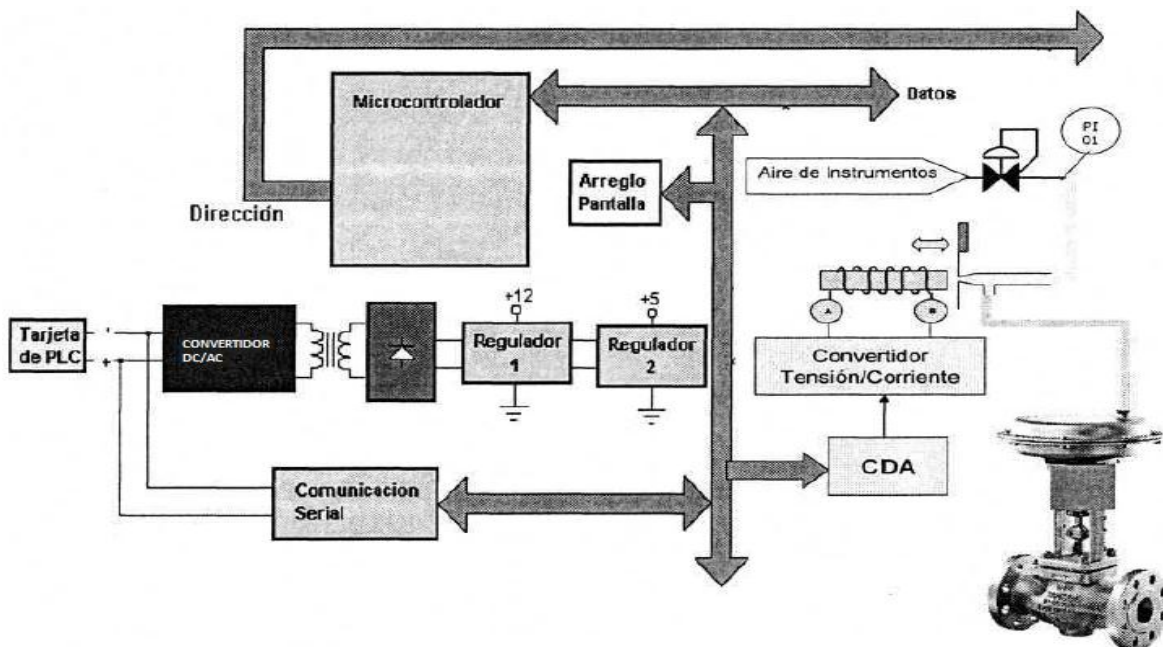
Convertidor I/P Inteligentes: En la figura29 se muestra el hardware + el convertidor I/P que en su integración conforman al Convertidor I/P Inteligente y

que permitirá regular la apertura de una válvula de control a través de la tarjeta maestra en el PLC. El mismo hardware y software básico de los transmisores inteligentes se utiliza en los convertidores I/P inteligentes. Desde el Bus de Datos se alimenta un Convertidor Digital-Analógico (CDA) que proporciona a su salida una tensión eléctrica directamente proporcional al DATO que ingresa al convertidor, esta salida de tensión del CDA alimenta un convertidor Tensión-Corriente lo que permite a la salida del mismo la señal de 4 a 20 mA necesarias para mover el obturador que regulara la salida de aire de control que alimentara el actuador de la válvula de control. La señal de 4 a 20 mA será directamente proporcional al DATO que envió el programa que corre el PLC a través de la tarjeta maestra, ver figura 32.

Una vez obtenida la señal de corriente entre 4 a 20 mA el resto del funcionamiento del equipo consiste en un convertidor I/P común, que funciona por el sistema Tobera-Obturador, donde el aire de instrumentos llega a un regulador de presión que determina la presión de trabajo del convertidor, la salida del regulador de presión se conecta con una tobera que tendrá un obturador que regulara su posición en la medida que se modifique la señal de corriente entre 4 a 20 mA que circula por la bobina [9].

Al variar la corriente entre 4 a 20 mA que circula por la bobina se varia el flujo magnético del núcleo de la bobina y este podrá variar la atracción magnética que ejerce sobre el obturador y con ello modificar su posición con la salida de la tobera y con ello se modifica la presión de control entre 3 a 15 PSI que saldrá del convertidor para alimentar el actuador de la válvula de control y con ello regular la apertura del área del cuerpo de la válvula, modificando el paso del fluido por el mismo y con ello modificando la magnitud de la variable operacional controlada desde el PLC en el proceso industrial.

Figura 32. Convertidor I/P Inteligentes



Fuente: tomada de DISPOSITIVO DE CONTROL. Programa de entrenamiento para controladores de gas natural. 1998 ENBRIDGE TECHNOLOGY INC.

Dispositivo controlador Wizard 4150K: Controlador de presión WIZAR modelo 4150K es un instrumento muy versátil que tiene una larga vida útil, siendo este un controlador de presión neumático muy seguro y normalmente utilizado, ver figura 33.

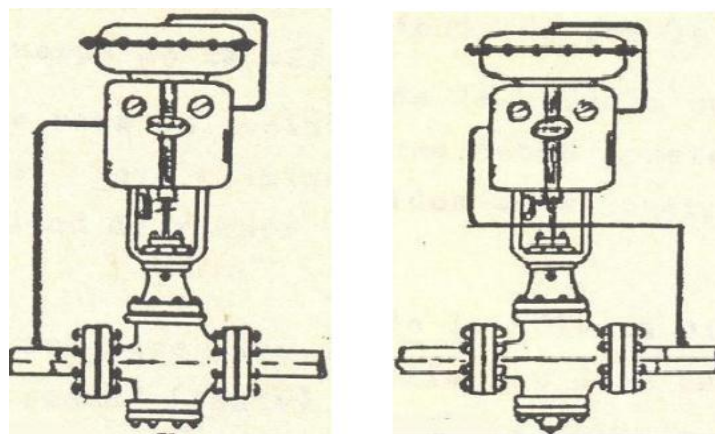
La instalación en la tubería tomando la presión aguas debajo del obturado, conexión de presión controlada para servicio. Ahora en la instalación tomando la presión aguas arriba del obturador, conexión de presión controlada para presión, relevada de servicio, ver figura 34.

Figura 33. Partes Internas del Controlador de Presión WIZARD 4150K



Fuente: INSTITUTO TECNOLÓGICO DE MINATITLÁN. Tutorial calibración de un controlador de presión wizard serie 4150k

Figura 34. Conexiones para Toma de Presión



Fuente: tomada de DISPOSITIVO DE CONTROL. Programa de entrenamiento para controladores de gas natural. 1998 ENBRIDGE TECHNOLOGY INC.

La presión suministrada debe ser aire seco y limpio o gas no corrosivo que cumpla con los requerimientos de la norma ISA S7.3-1975. Se debe utilizar un regulador adecuado para reducir presión de suministro a la presión a la conexión SUPPLY ubicada en la parte posterior del chasis. Se opera el controlador desde una fuente

de presión alta (hasta 200psi), se debe utilizar un sistema regulador de alta presión [10].

En cuanto a la operación el sistema de control de presión de campo, es el elemento central que efectúa las siguientes funciones:

- Recibe la señal mecánica del tubo Bourdon.
- Compara esta señal proveniente del tubo Bourdon con el valor del punto de ajuste (set point).
- Determina la diferencia entre la presión de la tubería y la lectura del set point.
- Envía una señal neumática correctiva de 3 a 15 o 6 a 30 PSI a la válvula de control para que dicha válvula cierre o abra según la diferencia.

Figura 35. Válvula Actuador con Controlador WIZARD 4150K



Fuente: Autor del Proyecto

El cambio de la salida del controlador (normalmente 3 a 15 PSI), esta puede ser convertida a tener un rango de salida de 6 a 30 PSI cambiando o reemplazando los fuelles de balance que son los que nos darán los rangos de salida del

controlador. Los dos fuelles de control y los manómetros de presión deberán ser reemplazados cuando el cambio de rango se efectúa, ver figura 35.

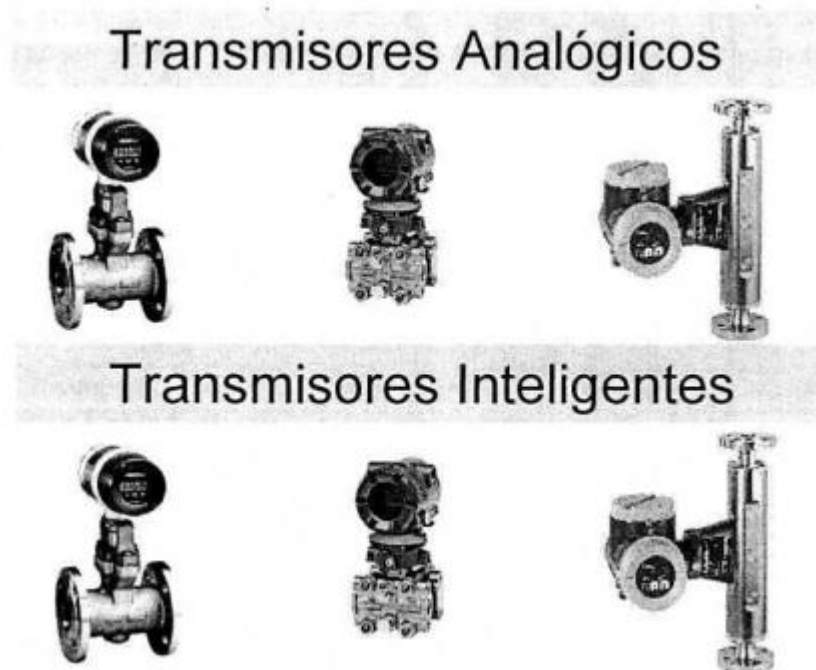
4. TRANSPORTE DE LAS VARIABLES OPERACIONALES EN LA RED INDUSTRIAL

4.1 EQUIPOS TRANSMISORES DE LAS VARIABLES OPERACIONALES ADQUIRIDAS EN CAMPO

En la industria gasífera es muy común encontrar transmisores electrónicos analógicos y transmisores electrónicos inteligentes, pero es más común no poder identificarlos a simple vista cuando están conectados en las instalaciones industriales, ya que la similitud física en sus dimensiones, forma de instalación y hasta la forma de conectarse a la variable operacional con el transmisor son idénticas. La gran diferencia que existe entre ellos dos, es la tecnología aplicada para construir los circuitos electrónicos (componentes electrónicos discretos para los transmisores electrónicos analógicos y circuitos electrónicos basados en microcontroladores para los transmisores electrónicos inteligentes), sin más preámbulos, ver figura 36.

Son instrumentos encargados de indicar la magnitud de las variables operacionales y al mismo tiempo transmitir las hasta los controladores, para enviarlas a otro instrumento receptor que cumplirá con la función de indicar, registrar y/o controlar. Los transmisores de instrumentación permiten la centralización en un tablero, armario, panel de control o computadoras las diversas variables del proceso, para ejercer una medición y control a distancia. Dependiendo del tipo de tecnología que se use para implementar los lazos de control, los transmisores podrán enviar señales: eléctricas, neumáticas, electromagnéticas, ópticas, la idea fundamental es que los transmisores transmitan una señal proporcional a la variable operacional a la que está conectado.

Figura 36. Comparación Física entre Transmisores Analógicos y Transmisores Inteligentes



Fuente: Tomada de GUI PARA INSTALACION RAPIDA. Rosemount 1595 Disponible en:
www.rosemount.com

Son instrumentos encargados de indicar la magnitud de las variables operacionales y al mismo tiempo transmitir las hasta los controladores, para enviarlas a otro instrumento receptor que cumplirá con la función de indicar, registrar y/o controlar. Los transmisores de instrumentación permiten la centralización en un tablero, armario, panel de control o computadoras las diversas variables del proceso, para ejercer una medición y control a distancia. Dependiendo del tipo de tecnología que se use para implementar los lazos de control, los transmisores podrán enviar señales: eléctricas, neumáticas, electromagnéticas, ópticas, la idea fundamental es que los transmisores transmitan una señal proporcional a la variable operacional a la que está conectado.

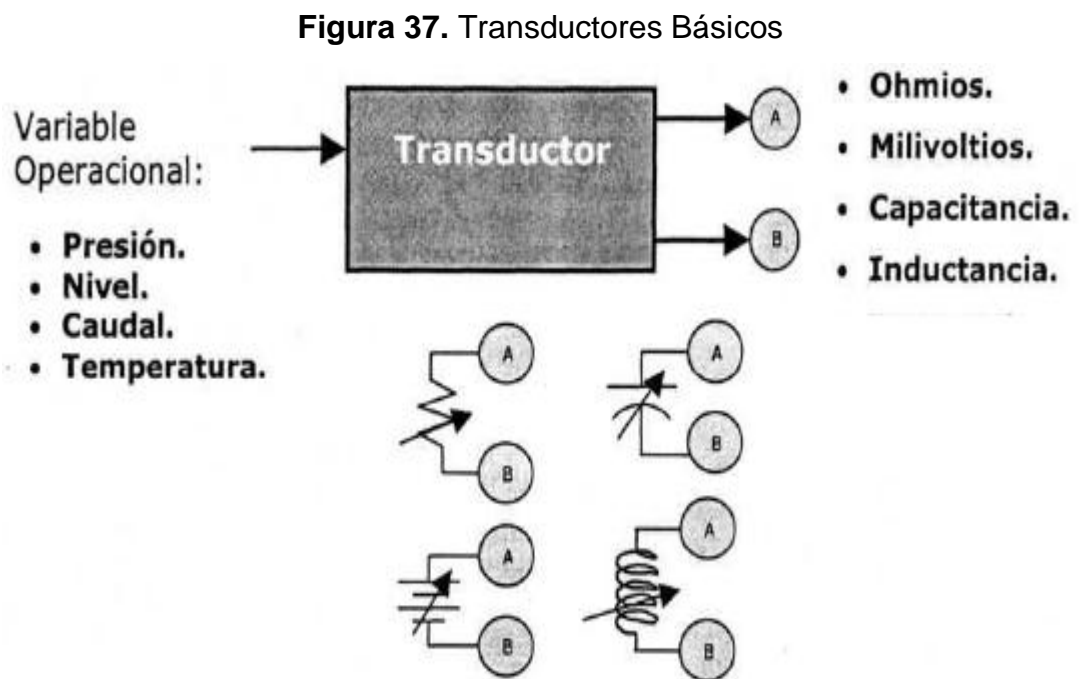
- transmisores neumáticos envían una señal de 3 a 15 PSI hasta el controlador y la distancia comprendida entre el transmisor y el controlador es de muy pocos metros (10 metros por ejemplo).
- Transmisores electrónicos que envían una corriente eléctrica entre 4 a 20 miliamperios la distancia comprendida entre el transmisor y el controlador puede ser hasta de varios cientos de metros (Hasta 500 metros por ejemplo).
- transmisores que envían señales eléctricas moduladas en protocolo HART la distancia comprendida entre el transmisor y el controlador puede alcanzar hasta 1600 metros sin repetidores y hasta varios kilómetros utilizando repetidores.

Entre estos dos transmisores existen grandes diferencias, por esta razón se explicaran por separado, para conocer las bondades que ofrece su hardware (circuitos electrónicos), pero hay que tener en cuenta que ambos transmisores se componen de un transductor y circuitos electrónicos que reciben la señal de transductor [11].

Transductores eléctricos: Los transductores eléctricos son los elementos que tienen contacto directo con la variable operacional que se mide y su función es convertir los cambios de la magnitud de la variable medida en cambios de la señal eléctrica. Estos cambios de la señal eléctrica de los transductores son los que aprovechan los circuitos electrónicos que integran al transmisor para modificar la magnitud de su señal de salida. Los transductores eléctricos podrán ser de: Resistencia variable, Inductancia variable, capacitancia variable, tensión variable, ver figura 37. Estos instrumentos son mencionados en el Capitulo 3.

4.1.1 Transmisores electrónicos Analógicos

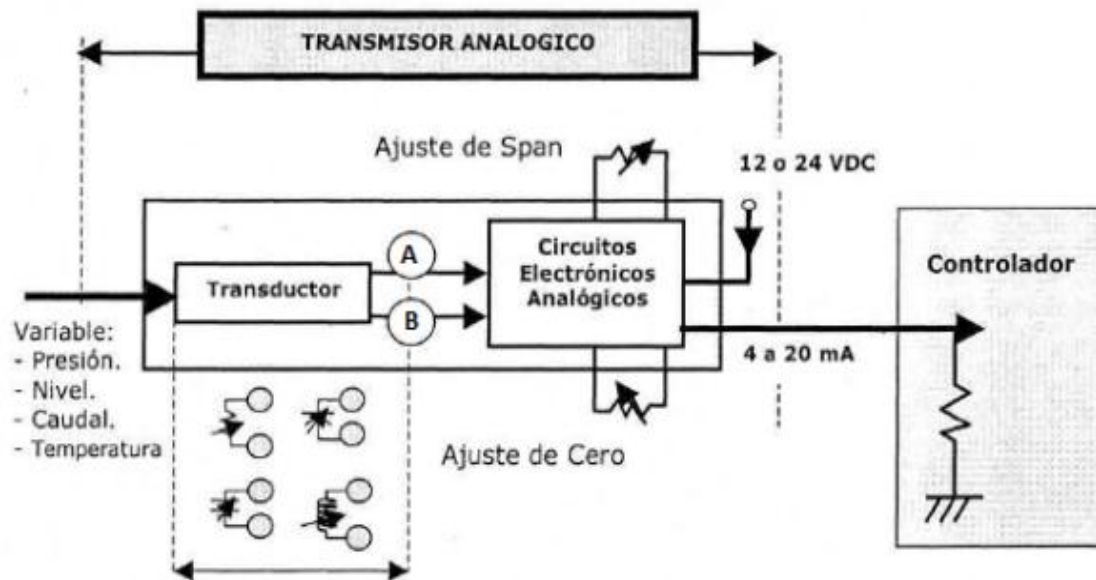
En los transmisores analógicos la señal eléctrica del transductor se conectara con los circuitos electrónicos discretos del transmisor los cuales convertirán las variaciones del transductor en salidas eléctricas comprendidas entre 4 a 20 mA proporcionales a la magnitud de la variable operacional que esta censando y enviadas en protocolos de comunicación para transmitir la magnitud de la variable operacional hasta el controlador, ver figura 38.



Fuente: Autor del Proyecto

Es necesario conocer el rango de trabajo del transductor, para determinar los rangos de calibración de los transmisores analógicos para que la salida arrojada por el transmisor corresponda con la sección del rango del transductor que interesa, en otras palabras se debe conocer el rango que se desea medir, ya que el transductor tiene un amplio rango de trabajo y es esto lo que permite la calibración del rango de interés para efectuar la transmisión de la variable a medir.

Figura 38. Variable Censada Enviada en Protocolo de Comunicación hasta el Controlador

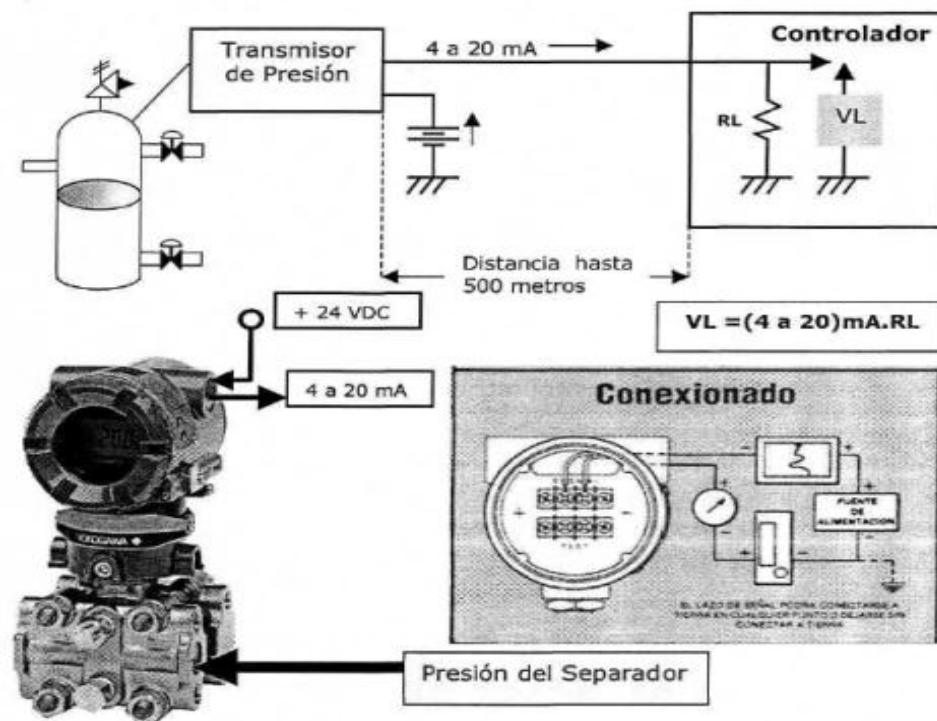


Fuente: Tomado de instrumentación industrial en instalaciones petroleras. Capítulos 2
Transmisores y transductores

La señal eléctrica de la salida comprendida entre 4 a 20 mA, la magnitud de la corriente será proporcional a la magnitud de la variable censada. Estos transmisores requieren como alimentación eléctrica (12 o 24 VDC) de una fuente que estará ubicada en campo. La salida de corriente que sale del transmisor es la misma que llegara hasta el controlador (Indistintamente que el controlador se encuentre a 20 metros o 500 metros) donde cerrara el circuito eléctrico al circular la corriente que sale del transmisor por una resistencia de carga que estará conectada como parte del hardware de la tarjeta del PLC, (Por eso se utiliza la corriente y no tensión eléctrica). Ahora se mostrara un ejemplo de un transmisor de presión, donde la variable operacional de presión del contenedor de presión/liquido interactúa directamente en el transmisor, quien recibe la señal a través de la ducteria de acero, en la grafica se podrá observar el envío de la señal eléctrica desde el transmisor hasta el controlador. El transmisor envía una señal de 4 a 20 mA hasta el controlador donde se cierra el circuito eléctrico a través de

la resistencia R_L que está en el controlador, lo cual permite que el controlador obtenga una tensión eléctrica V_L ($V_L = (4 \text{ a } 20) \text{ mA} * R_L$) que alimentara los circuitos electrónicos del controlador y que será directamente proporcional a la magnitud de la variable operacional al cual está conectado el transmisor y el modo de conexionamiento eléctrico que se muestra los fabricantes para estos instrumentos, ver figura 39.

Figura 39. Transmisor de Presión Envía Señal Eléctrica al Controlador



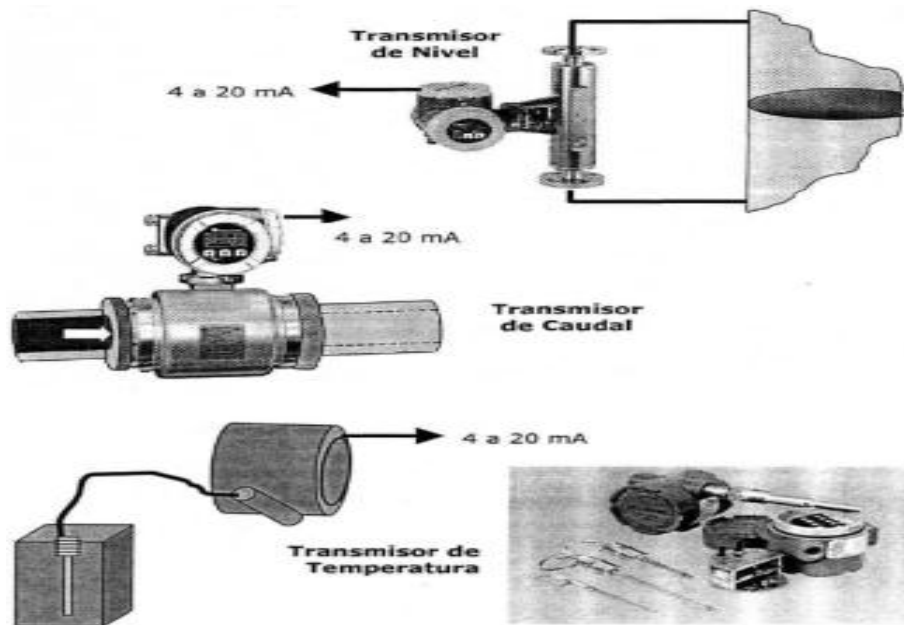
Fuente: Tomada de Trasmisores de presión multivariables modelo 3095MV

Ahora en sentido general se tendrá transmisores de nivel, caudal y temperatura mostrados en la grafica 40.

- Un transmisor de nivel conectado a un tanque, que interactúa con el transductor, de modo que cada cambio en el tanque, habrá un cambio en el transductor, se efectuara cambios del elemento eléctrico.

- Un transmisor de caudal que utiliza como elemento sensor una turbina, instalado en la línea que se desea medir, esto genera en el transductor una señal eléctrica proporcional a la magnitud del caudal que pasa por la tubería.
- Transmisor de temperatura que tendrá transductores termocuplas, instalados en el punto de medición que generara cambios en la señal eléctrica de acuerdo a la temperatura censada.

Figura 40. Transmisores Electrónicos Analógicos de Nivel, Caudal y Temperatura

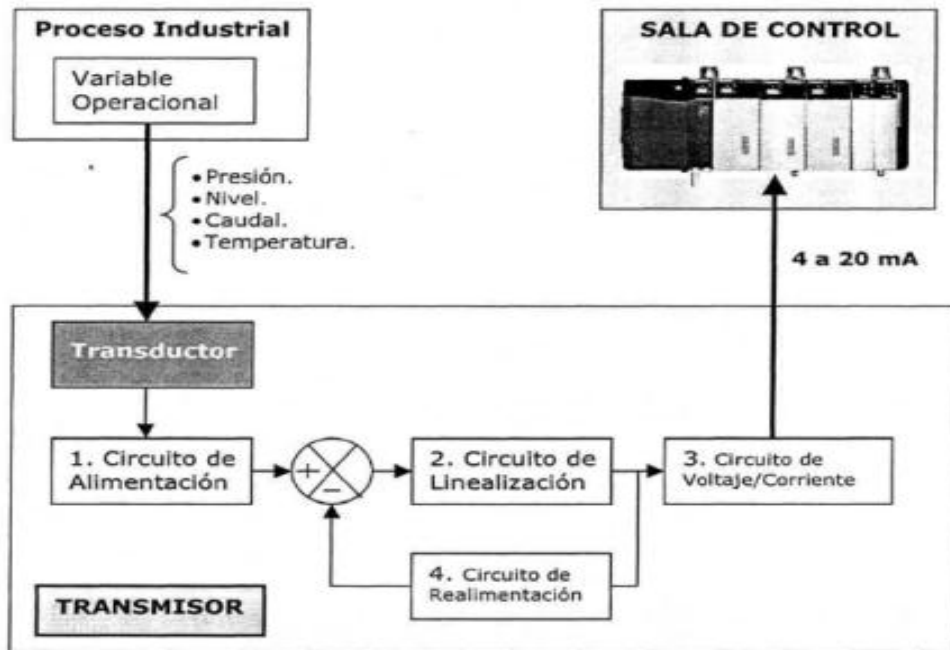


Fuente: Tomado de catálogos de transmioreos inteligentes de presión, temperatura y nivel rosemount

4.1.1.1 Esquema funcional del transmisor electrónico analógico. A continuación se muestra un diagrama de bloques del esquema funcional de un transmisor electrónico el cual es alimentado desde el proceso industrial por la variable operacional y tiene como salida la señal de corriente que alimentara la tarjeta electrónica de entradas analógicas del PLC en la Sala de Control. El transmisor está instalado en el mismo lugar del proceso y básicamente se compone de cinco partes: el elemento transductor y cuatro circuitos electrónicos

que buscan desde, acondicionar la señal del transductor hasta generar la salida de corriente que sale del transmisor, ver figura 41.

Figura 41. Esquema Funcional del Transmisor



Fuente: Tomado de instrumentación industrial en instalaciones petroleras. Capítulos 2
Transmisores y transductores

Transductor: Esta contenido en el transmisor y tiene la función de convertir los cambios de las variables operacionales del proceso industrial en cambios de variable eléctrica. Esta variable eléctrica podrá ser resistencia variable, capacitancia variable, inductancia variable, tensión variable, etc. y donde los cambios de la variable eléctrica son generados por los cambios de la variable operacional, y donde los cambios de la variable eléctrica del transductor es proporcional a los cambios de la magnitud de la variable medida. El elemento eléctrico contenido en el transductor sirve como elemento activo del circuito electrónico 1 del transmisor.

Circuito Electrónico 1: Este es un circuito que convierte los cambios del transductor (Resistencia Variable, Capacitancia Variable, Inductancia Variable, etc.) en una tensión eléctrica. La salida del circuito electrónico 1 es una tensión eléctrica representativa de la magnitud de la variable y pasa a ser la consigna del detector de error que alimenta.

Circuito Electrónico 2: Se alimenta con el valor de tensión que resulta de la diferencia de la salida del circuito electrónico 1 y La Realimentación de la salida del circuito. Este circuito define la magnitud de la salida del transmisor comparando la salida del transmisor con un nuevo valor de la señal que provenga del circuito 1. En esta unidad se linealiza la señal de salida dado que la señal eléctrica que generan los transductores no son lineales y por ello se hace necesario que la salida comprendida entre 4 a 20 miliamperios tenga una correspondencia lineal con los cambios de la magnitud de la variable.

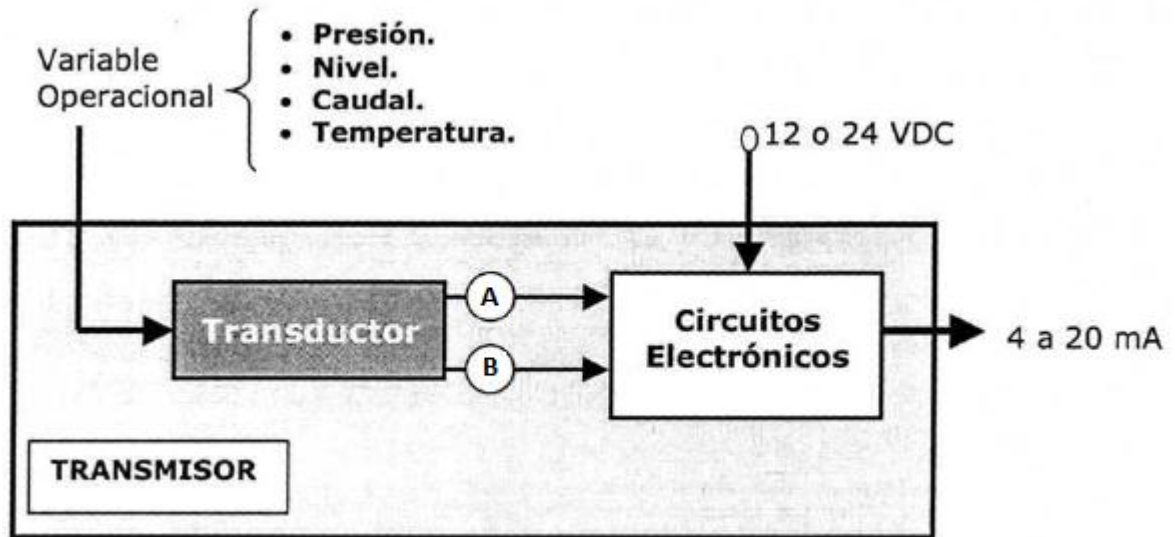
Circuito Electrónico 3: Es un circuito de convertir la señal de tensión que sale del circuito de idealización en la señal de corriente de 4 a 20 miliamperios que saldrá del transmisor.

Circuito Electrónico 4: Es el circuito que se alimenta de la salida linealizada de la magnitud de la variable medida y la compara con el valor instantáneo de la variable que proporciona el circuito 1.

Para concluir en las consideraciones de la visualización de los transmisores electrónicos y sin tener ninguna duda, se podrá decir que los transmisores son la integración de un transductor eléctrico que proporciona una salida a través de los puntos de conexión A y B de su variable eléctrica (Resistencia variable, capacitancia variable, inductancia variable, frecuencia variable, f.e.m. variable) con los circuitos electrónicos que integran el transmisor, quienes aprovechan los

cambios de la variable eléctrica del transductor para generar la salida de 4 a 20 mA proporcionales a la magnitud de la variable medida, ver figura 42.

Figura 42. Visualización del Transmisor Electrónico Analógico

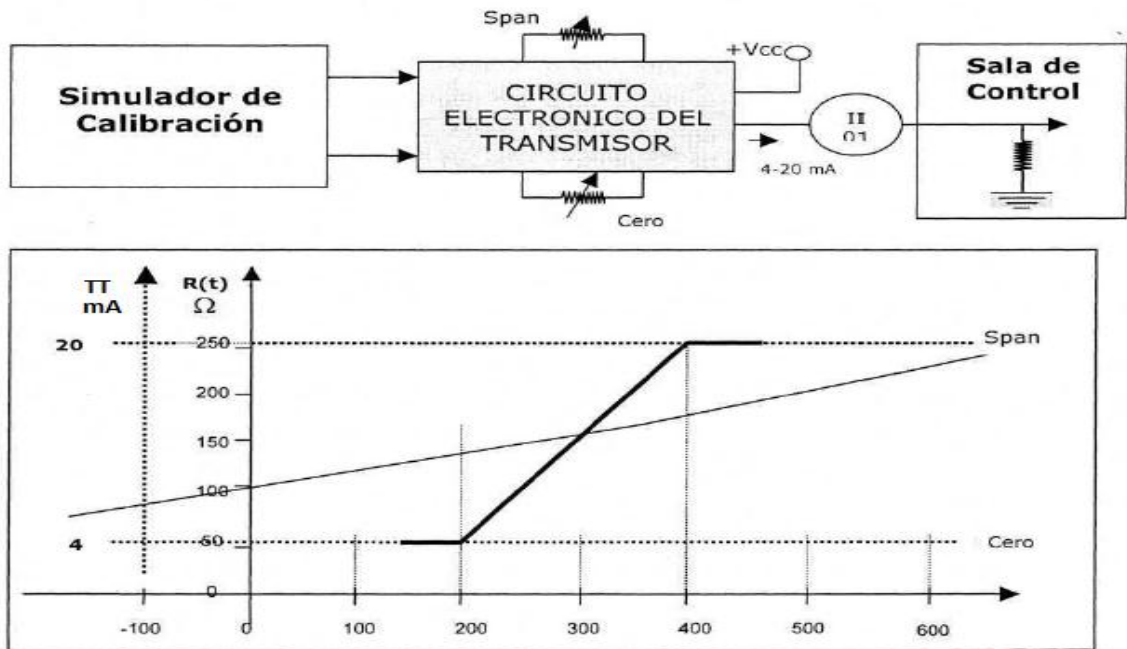


Fuente: Autor del Proyecto

4.1.1.2 Calibración de los transmisores electrónicos analógicos. Para atender diferentes rangos de medida se calibraran los transmisores analógicos y se enviaran como salida del mismo una señal eléctrica comprendida entre 4 a 20 mA, con las calibraciones no cambiara la magnitud de la salida del transmisor comprendida entre 4 a 20 mA, solo cambia el rango de referencia que se toma del transductor para determinar que la señal eléctrica que sale del transmisor está comprendido dentro de las mediciones de interés muy especifica que se necesitan para cada instalación. Ejemplo para una PT100, las temperaturas de interés (no menores de 200 C y no superiores a 400 C) se calibrara el transmisor de temperatura a partir de un (Simulador de Calibración) que reemplaza el elemento primario (PT100), este calibrador proporciona el valor de la resistencia que corresponde para los 200 C por lo que el instrumentista hará el ajuste de (cero

para obtener los 4mA para los 200 C) y proporcionara de igual manera el valor de la resistencia para los 400 C, de igual forma el instrumentista hará el ajuste de (span para obtener los 20mA para los 400 C), ver figura 43.

Figura 43. Calibración de un Transmisor Analógico con una PT100



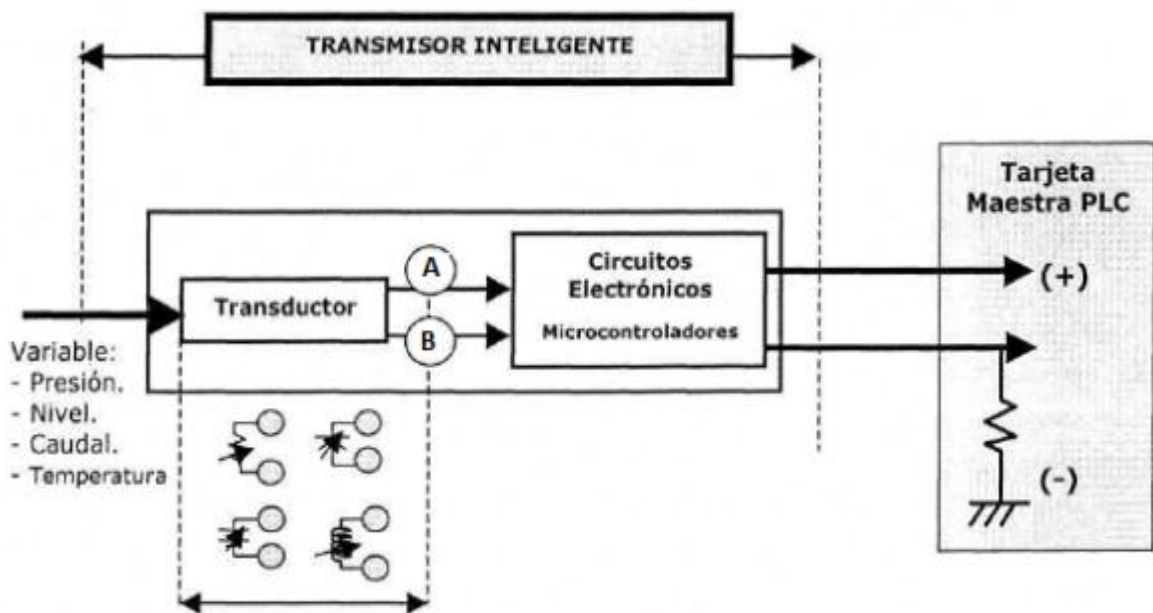
Fuente: Tomado de instrumentación industrial en instalaciones petroleras. Capítulos 2
Transmisores y transductores

4.1.2 Transmisores inteligentes

En los transmisores inteligentes la misma señal eléctrica del transductor se conectara a los circuitos electrónicos basados en microcontroladores del transmisor, quien generara las salidas moduladas digitalmente y enviadas en protocolos de comunicación para transmitir la magnitud de la variable operacional hasta la tarjeta maestra del PLC quien controla la comunicación de los transmisores.

Las tecnologías desarrolladas con microcontroladores que conforman la electrónica de los transmisores inteligentes originara los cambios de su alimentación eléctrica, que se utilizara desde la tarjeta electrónica del PLC hasta para 16 transmisores conectados en paralelo y el uso del mismo cable que los alimenta eléctricamente como el medio del transporte de las señales moduladas digitalmente de todos los transmisores, ver figura 44.

Figura 44. Variable Censada enviada en Protocolo de Comunicación hasta Tarjeta Maestra del PLC

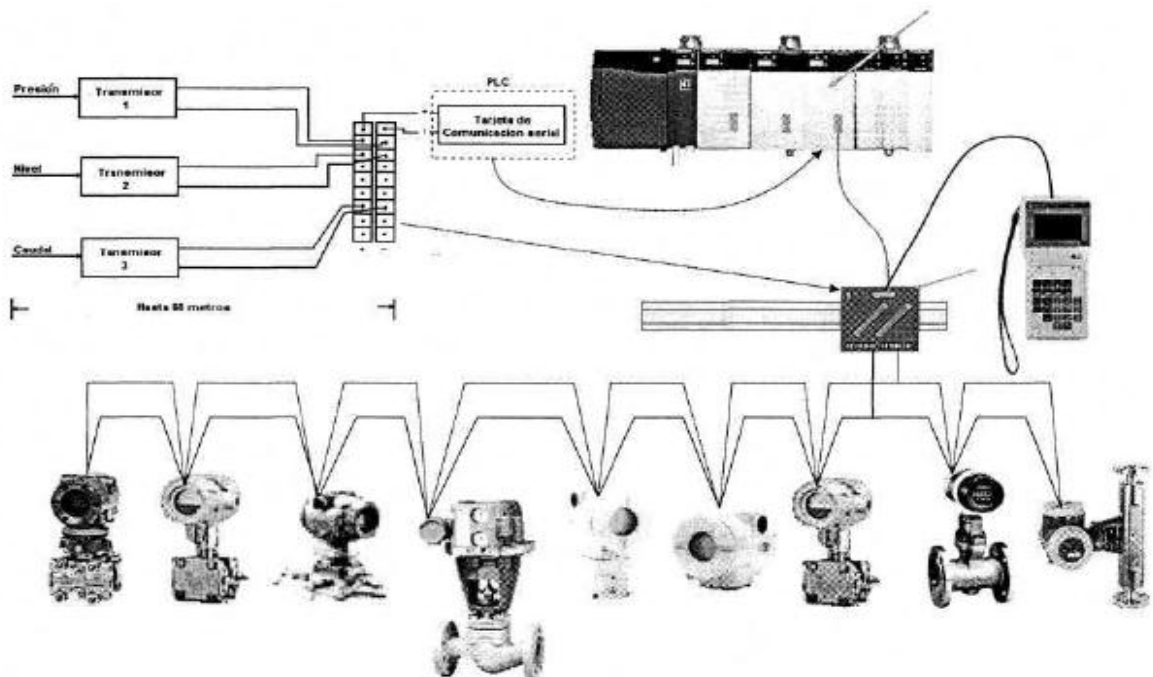


Fuente: Tomado de instrumentación industrial en instalaciones petroleras. Capítulos 2
Transmisores y transductores

Los transmisores inteligentes no requieren de (Simuladores de calibración) para la calibración del transmisor, la calibración del transmisor se realiza por software en la red de control a donde se está interconectando el transmisor o a través de un programador, el programador con el software que contiene, disponen de una librería de aplicaciones por medio de las cuales ofrecen un menú por donde se permitirá programar el transmisor inteligente para realizar entre otras las siguientes funciones: definir el rango de medida del transmisor, es decir,

determinar el cero de la medida y el span de la medida, definir el numero asignado a cada transmisor (se podrán tener jinterconectado hasta 16 transmisores conectados en paralelo utilizando el mismo par de cables) y con el mismo programador se determinara si el transmisor inteligente funcionara en modo transmisor o en modo controlador local. La conexión eléctrica del transmisor inteligente se conecta el programador eliminando con esta tecnología el uso de calibradores.

Figura 45. Conexión de Varios Transmisores Inteligentes con la Tarjeta Maestra en el PLC



Fuente: Tomado de instrumentación industrial en instalaciones petroleras. Capítulos 2
Transmisores y transductores

Se observa que sale un par de cables (+) y (-) desde la tarjeta maestra en el PLC y se conecta en campo con una bornera de donde se derivaran las alimentaciones eléctricas de todos los transmisores y por los mismos cables saldrán las señales de comunicación de todos los transmisores. Este arreglo permitirá la alimentación eléctrica en paralelo de todos los transmisores utilizando el mismo cable de

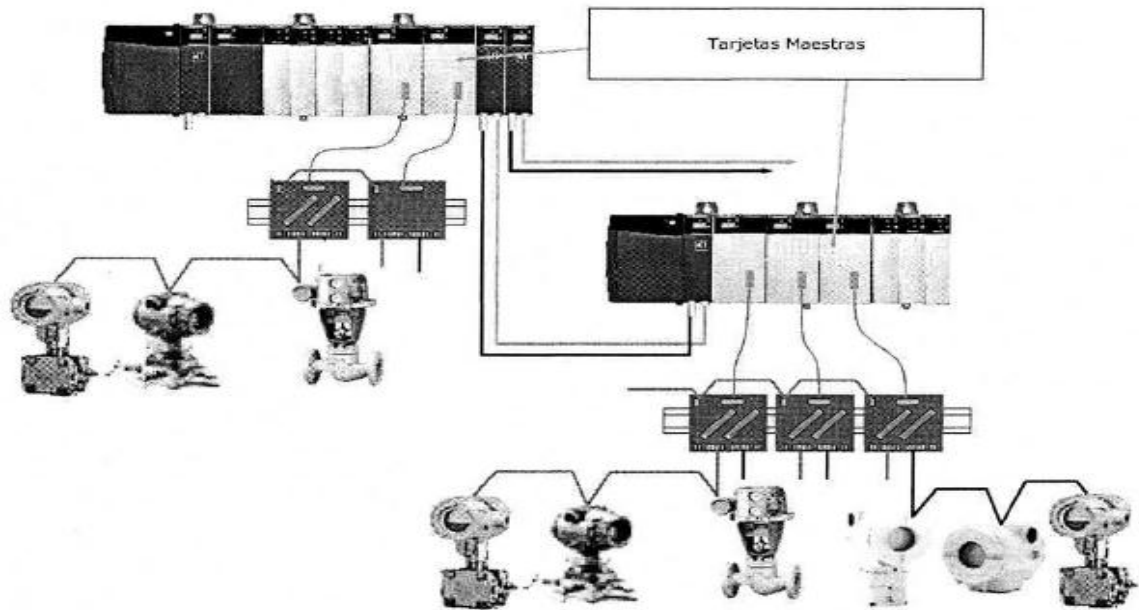
alimentación que sale de la tarjeta maestra del PLC, que además será el mismo cable para el transporte de la comunicación digital que en protocolo Modbus, Hart o Fielbus (Por ejemplo) existente entre cada uno de los transmisores (Esclavos) con la tarjeta (Maestra) del PLC. La misma bornera donde llegan los cables (+) (-) de la tarjeta maestra podrá ser el punto de conexión del programador de los transmisores inteligentes, lo que permitirá que desde un solo lugar y sin tener ninguna necesidad de utilizar "Simuladores de Calibración" o "Emuladores de la Variable Operacional" se podrán calibrar cada uno de los 16 transmisores interconectados en la bornera de extensión y donde los transmisores podrán ser de variables diferentes: Temperatura, Presión, Caudal y Nivel, ver figura 45.

4.1.2.1 Transmisores inteligentes en cascada. En muchas ocasiones los 16 transmisores que se pueden conectar a la tarjeta maestra del PLC no son suficientes, entonces será necesario dos o más tarjetas maestras para soportar la cantidad de transmisores necesarios en cierto punto de las instalaciones industriales o simplemente existen varios grupos de transmisores instalados en diferentes sitios, en donde se ve comprometida la armonía de la infraestructura de la planta y se hace más conveniente tener otro PLC con la tarjeta maestra en cercanías a estos grupos. Esto obliga a tener arreglos de control para automatización y proteger las instalaciones industriales, es decir varios PLCs se encuentra interconectados entre sí, estos arreglos de control para la comunicación que existe entre los diferentes PLCs, permitirá que los valores medidos por los transmisores inteligentes de un PLC pueda ser transferido hasta otro PLC y que este ultimo tome los valores como datos del programa (software), esto se logra gracias al protocolo de comunicación ControlNet, ver figura 46.

Existen tarjetas de comunicación en cada PLC y que están interconectadas entre sí permitiendo la transferencia de datos entre ambos equipos y trabajar incluso bajo la condición que un PLC trabaje como maestro y el otro PLC trabaje como esclavo, además se observe que cada PLC tiene las tarjetas maestras necesarias

para atender el numero de transmisores que se necesiten, cada tarjeta maestra podrá atender desde uno (01) hasta dieciséis (16) transmisores inteligentes.

Figura 46. Interconexión de Tarjeta Maestra en Cascada

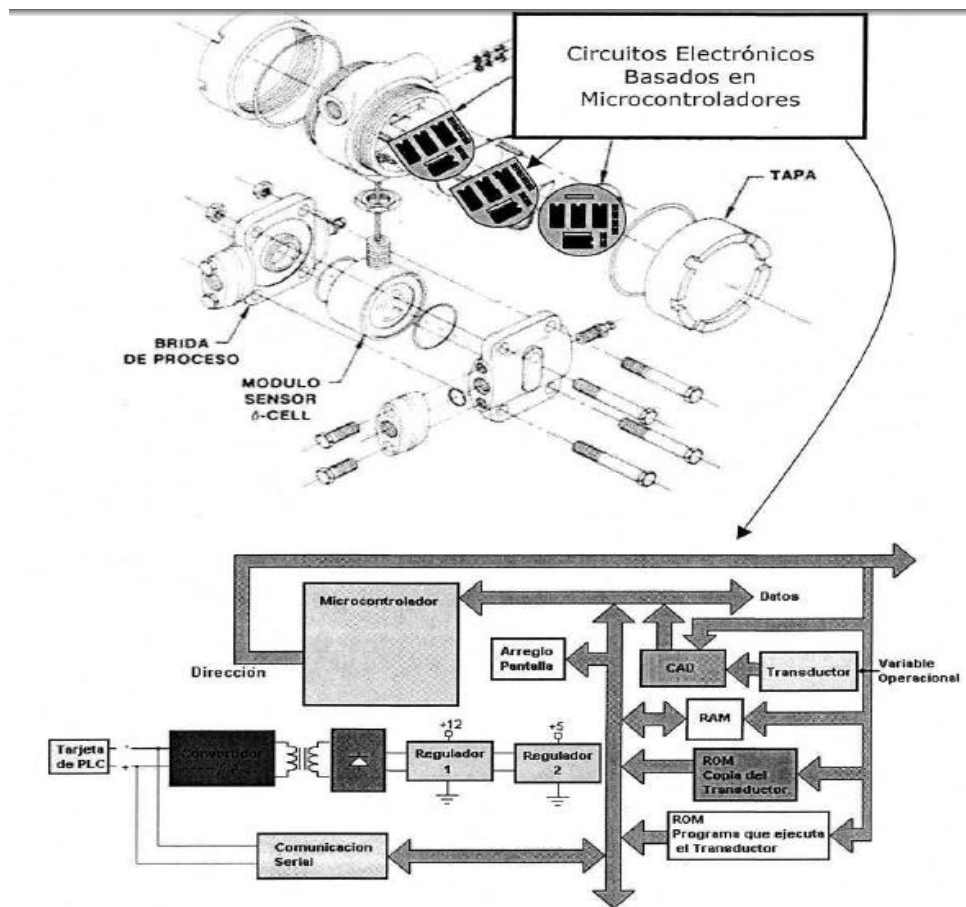


Fuente: Tomado de instrumentación industrial en instalaciones petroleras. Capítulos 2
Transmisores y transductores

4.1.2.2 Hardware de los transmisores inteligentes. La construcción de los transmisores inteligentes con tecnologías basados en el uso de microcontroladores conlleva a que estos tengan una estructura electrónica conformada por la interconexión de los circuitos integrados a través de las señales que de los buses de: Datos, Dirección y Control que provienen del microcontrolador y cuyas señales irán cambiando y/o actualizando en la medida que se va corriendo el programa bajo el cual está funcionando. En los transmisores inteligentes estarán grabados en memorias ROM los valores de la salida del transductor a partir de los cambios que sufran la variable operacional en campo y será a partir de la selección de las direcciones de la memoria por donde se calibraran los transmisores inteligentes, ver figura 47.

El amplio rango de trabajo del transductor y la grabación en memorias ROM de las salidas del transductor en relación a la magnitud de la variable operacional que censa es lo que permitirá al transmisor poder ser calibrado para que utilice la sección del transductor que se corresponda a la necesidad de medición específica de cada variable, para ello la calibración del transmisor consistirá en seleccionar las direcciones de la memoria ROM que se correspondan con el rango de medida requerido. Diferentes calibraciones consistirán en seleccionar diferentes direcciones de la memoria ROM de las secciones del transductor para proporcionar el DATO (Salida Digital) equivalente de la salida eléctrica específica entre los rangos de medida requeridos.

Figura 47. Hardware del Transmisor Inteligente



Fuente: Tomado EMERSON Process Management. Educational Services

Los circuitos electrónicos de los transmisores inteligentes estarán desarrollados teniendo como componente central el Microcontrolador a partir del cual se organizaran las interconexiones de todos los circuitos integrados que conforman el hardware del transmisor.

Bus de Control: Es el bus por donde el microcontrolador envía y recibe las señales de control a los demás circuitos integrados que conforman los circuitos electrónicos del transmisor. A través de este bus de control identifica si lee datos de las tarjetas RAM, o escribe datos hacia los circuitos electrónicos, si lee o escribe datos en las memorias, si efectuara saltos en el programa de control que ejecuta, si reiniciara el programa, en fin todas las señales para identificar la aplicación que paso a paso el transmisor va corriendo según el programa.

Bus de Direcciones: Es el bus que define la dirección donde el microcontrolador lee o escribe los datos desde todos los circuitos integrados con los que esta interconectado, la dirección de las memorias que guardan el programa o las memorias que guardan los datos volátiles. Es decir el bus de direcciones como su nombre lo indica define la ubicación a donde el microcontrolador recibe información o a donde el microcontrolador envía información del programa que está corriendo.

Memorias ROM: Las memorias ROM (Memorias de Solo Lectura) son circuitos integrados conformadas por paginas que fueron previamente escritas con los caracteres que correspondan a cada página y por ello se utilizaran en los circuitos electrónicos basados en microcontroladores para leer un carácter (8 bit, 16 bit) por pagina, se tendrán memorias de tantas páginas (1K, 2K, 4K, 8K, 16K, etc.) como sean necesarias para leer todas las instrucciones necesarias para correr los programas de funcionamiento del transmisor, así como, los valores característicos del transductor a lo largo de todo su rango de trabajo.

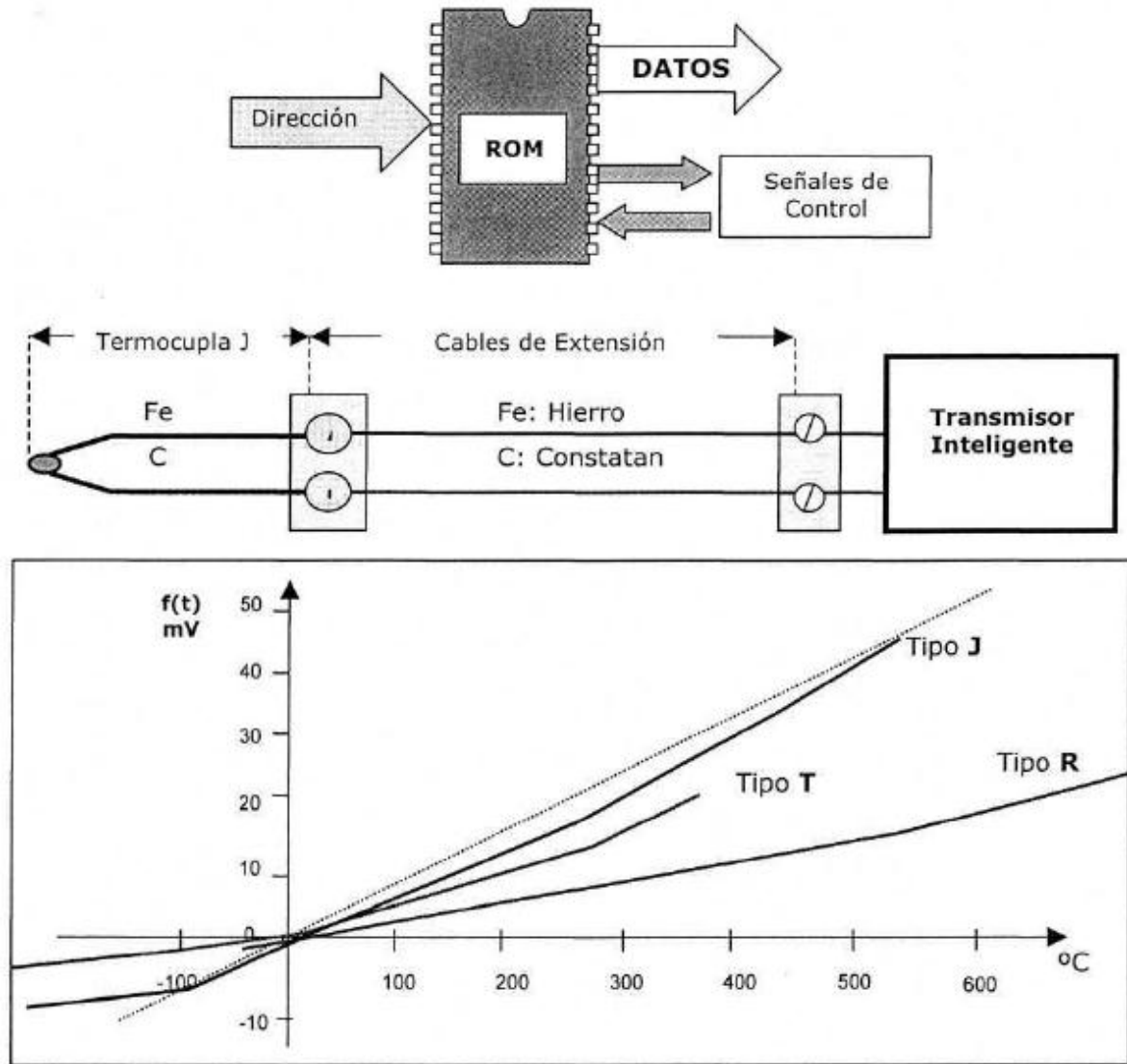
La grabación de los transductores en la ROM, al tener grabados los valores característicos de los transductores en las memorias ROM se posibilita la calibración de los transmisores inteligentes vía software y sin requerir Simuladores, identificando las páginas de la memoria ROM de inicio a fin que se correspondan con el rango de medida requerido para la transmisión.

Se graba en la memoria ROM las curvas características de todos los tipos de termocuplas y donde se tendrá como carácter de la página de la memoria ROM el valor de la temperatura que corresponde a cada dirección seleccionada. La dirección seleccionada se obtiene después de la amplificación y digitalización de la señal eléctrica que proporciona el transductor y se haya colocado en el Bus de Datos de modo que el programa que corre el microcontrolador del Transmisor Inteligente lo convierta en la dirección de memoria ROM y la salida de datos de la memoria ROM para esa dirección seleccionada será el valor equivalente de la temperatura medida, ver figura 48.

La variable operacional φ interactúa con el transductor (1) el cual generara cambios no lineales en la magnitud de la variable eléctrica que representa en proporción a los cambios de la variable operacional, la señal del transductor se conecta al amplificador (2) quien amplifica la señal del transductor y realiza las compensaciones locales de temperatura, posteriormente la salida eléctrica y analógica del amplificador se conecta al Convertidor Análogo Digital (CAD) (3) quien convierte la señal análoga del amplificador en un DATO (4) del valor no lineal que proporcione el transductor. Este DATO (4) pasa a través del software que corre el transmisor inteligente como DATOS que lee el microcontrolador quien convertirá esta información en la dirección de la página de la memoria ROM que contendrá como carácter de la pagina el valor exacto que corresponde al valor real de la temperatura. Con esta aplicación se supera el problema de la no linealidad del transductor, además se proporciona el valor real de la medida que servirá para alimentar el arreglo de display de la pantalla indicadora del instrumento, y mucho

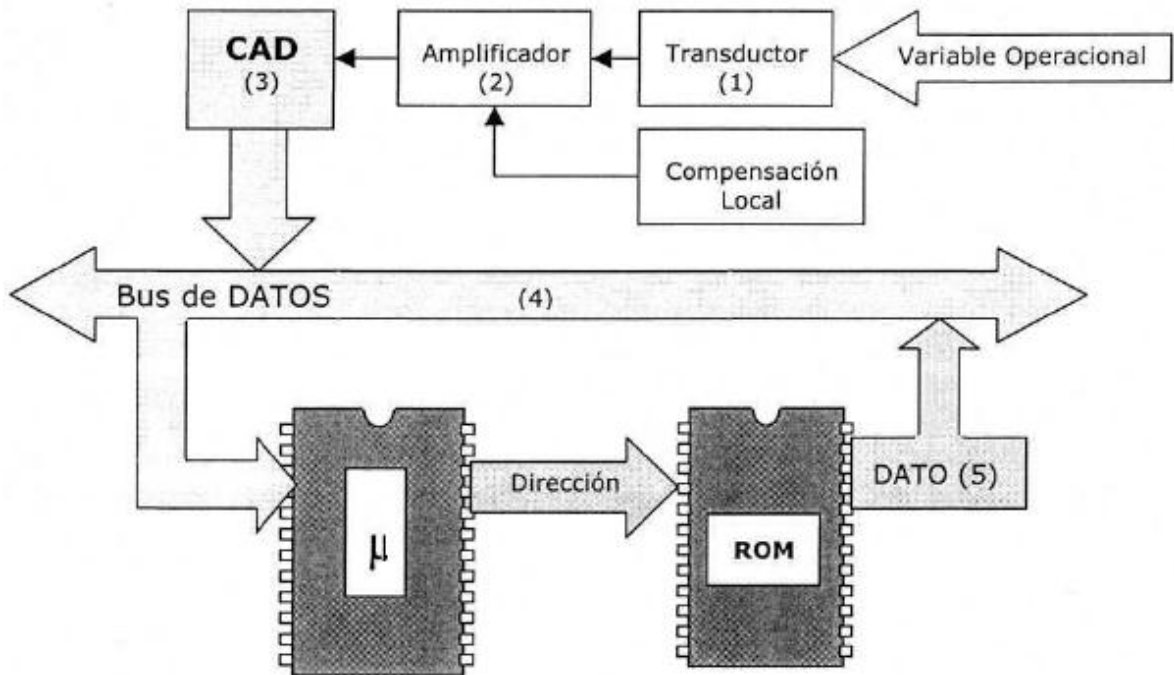
más importante es que proporciona el DATO del valor real de la temperatura en campo y que viajara como DATO en la trama del protocolo de comunicación del transmisor esclavo con la tarjeta maestro que está en el PLC, ver figura 49.

Figura 48. Grabación del Rango de Interés del Transductor en la Memoria **ROM**



Fuente: Autor del Proyecto

Figura 49. Secuencia para Adquisición de Datos de la Memoria ROM



Fuente: Tomado de instrumentación industrial en instalaciones petroleras. Capítulos 2
Transmisores y transductores

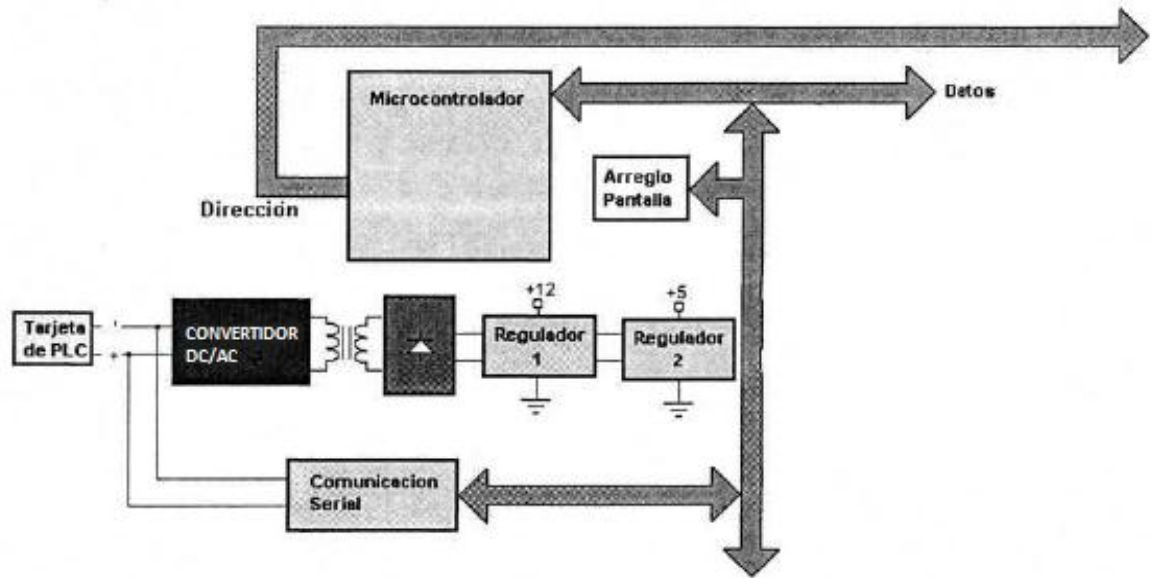
Con esta técnica cuando se calibra por software el transmisor inteligente lo que se hace es determinar con el ajuste de cero es la dirección de la primera pagina de interés del rango de medida y cuando se calibra el span es determinar la ultima pagina de interés de la memoria ROM para atender el rango de medida, es decir, se calibra el transmisor inteligente seleccionando el inicio y el fin de las direcciones que están grabadas en la memoria ROM y que guardan como caracteres los valores de temperatura de la variable medida.

4.1.2.3 Protocolo de la tecnología del cable para la comunicación y la alimentación. La comunicación que existe entre los transmisores esclavos y la tarjeta maestra del PLC utiliza el mismo cable de alimentación eléctrica como medio de transporte de la comunicación digital. La comunicación bidireccional que existe entre los transmisores inteligentes y la tarjeta maestra en el PLC se hará

sobre un formato o protocolo de comunicación (Modbus, Fielbus, Profibus, Hart, etc.) que en la práctica permiten (utilizando software) la comunicación que existe entre la tarjeta maestra que está en el PLC y los transmisores inteligentes esclavos, ver figura 50.

Se observa el par de cables (+) y (-) que conecta la tarjeta maestro del PLC con el transmisor inteligente conectado en las instalaciones industriales. Dentro del transmisor inteligente del mismo par de cables (+) (-) se alimenta el Convertidor DC/AC de la Fuente de Poder del Transmisor y del mismo par de cables (+) y (-) se conecta el circuito de la Comunicación Serial entre el transmisor inteligente y la tarjeta maestra, Para independizar las señales eléctricas de la comunicación serial que sale del transmisor inteligente con las señales eléctricas (+) y (-) de la tarjeta maestra, se hace necesario desarrollar dentro del transmisor inteligente una fuente de poder con las salidas (12 VDC y 5 VDC) para alimentar todos los circuitos integrados que conforman la electrónica del transmisor inteligente, esto se logra aprovechando la energía eléctrica que proviene de la tarjeta maestra del PLC quien alimentara con su señal (+) y (-) un circuito convertidor DC/AC cuya salida se conecta con un transformador que además de modificar la amplitud entre la tensión del primario con la tensión del secundario eliminara la relación eléctrica entre la tensión del primario y la tensión del secundario del transformador, lo que permitirá tener en el secundario otra fuente de poder con referencias eléctricas totalmente independiente a la tarjeta maestra del PLC. La salida de tensión eléctrica del secundario del transformador se rectifica a través de un puente de diodos y posteriormente con reguladores de tensión se consiguen los voltajes DC requeridos para alimentar todos los componentes electrónicos que conforman al transmisor inteligente.

Figura 50. Arreglo Eléctrico que Permite Simultáneamente Alimentación Eléctrica como Medio de Transporte de la Comunicación



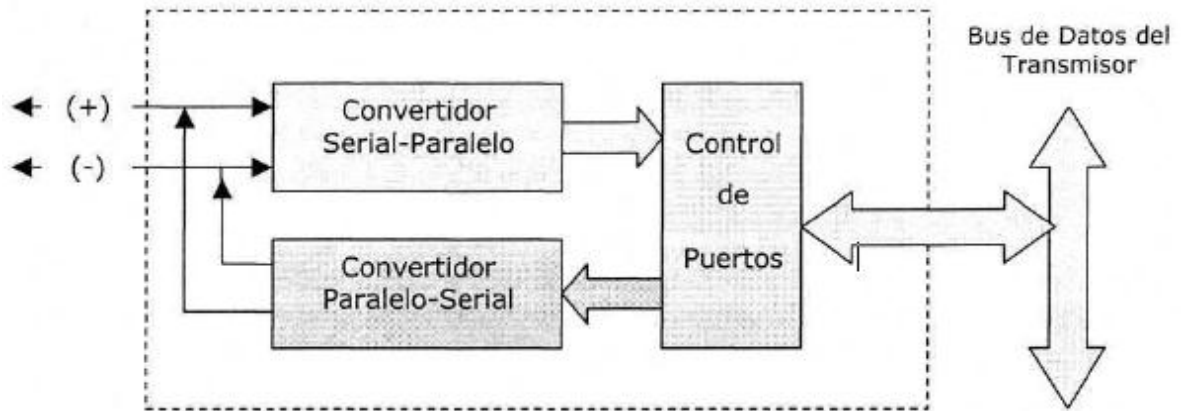
Fuente: Tomado de instrumentación industrial en instalaciones petroleras. Capítulos 2
Transmisores y transductores

La Comunicación Serial que existe entre las señales que entran al transmisor inteligente provenientes de la tarjeta maestra y las señales que salen del transmisor inteligente hasta la tarjeta maestra al alimentarse de fuentes de tensiones diferentes podrán utilizar el mismo cable como medio de transporte sin que ello pueda originar alguna anomalía eléctrica entre la fuente de tensión de la tarjeta maestra. El circuito de Comunicación Serial que está en el transmisor inteligente funcionara como un convertidor Serial-Paralelo entre las señales que entran al transmisor proveniente de la tarjeta maestro y como un convertidor Paralelo-Serial con las señales que salen del transmisor hasta la tarjeta maestra.

La Trama del protocolo de comunicación enviada por la tarjeta maestra entra como señal serial al Convertidor Serial-Paralelo y sale como DATOS al Bus de Datos del Transmisor inteligente el cual correrá su programa con esta información, y la Trama del protocolo de comunicación que envía el transmisor inteligente hasta

la tarjeta maestro, sale como DATOS del Bus de Datos del transmisor inteligente para alimentar al convertidor Paralelo-Serial quien coloca esta señal serial en los cable (+) y (-) quien conecta esta señal de la comunicación del transmisor hasta la tarjeta maestra en el PLC, ver figura 51.

Figura 51. Convertidor de la Señal Serial a Paralelo y Viceversa en el Transmisor



Fuente: Tomado de instrumentación industrial en instalaciones petroleras. Capítulos 2
Transmisores y transductores

Esta ultima aplicación de la comunicación serial que existe entre la tarjeta maestra y los transmisores inteligentes instalados en campo conjuntamente con el hardware que permite que la señal del transductor genere la dirección para la ubicación en la memoria ROM de la magnitud de la variable medida, así como, la integración de las memorias RAM que guardan los DATOS volátiles que corre el programa del transmisor y las memorias ROM que guarda los programas fabricantes que soporta el software de funcionamiento del transmisor y que corre el protocolo de comunicación conforman en su integración el hardware de los transmisores inteligentes (Se observa en la grafica 44).

4.2 PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN BASADOS EN NORMAS ISO PARA SISTEMAS DE CONTROL

La necesidad de proporcionar confiabilidad, velocidad y seguridad en el intercambio de datos, fomento el crecimiento del control y monitoreo dentro de las instalaciones industriales para que adquiriera autonomía y confiabilidad. Con el pasar de los años se evidencio grandes desventajas en el control de las señales de procesos, esto propicia la aparición de la instrumentación electrónica, que convertiría las variables del proceso a señales eléctricas y posteriormente a señales moduladas.

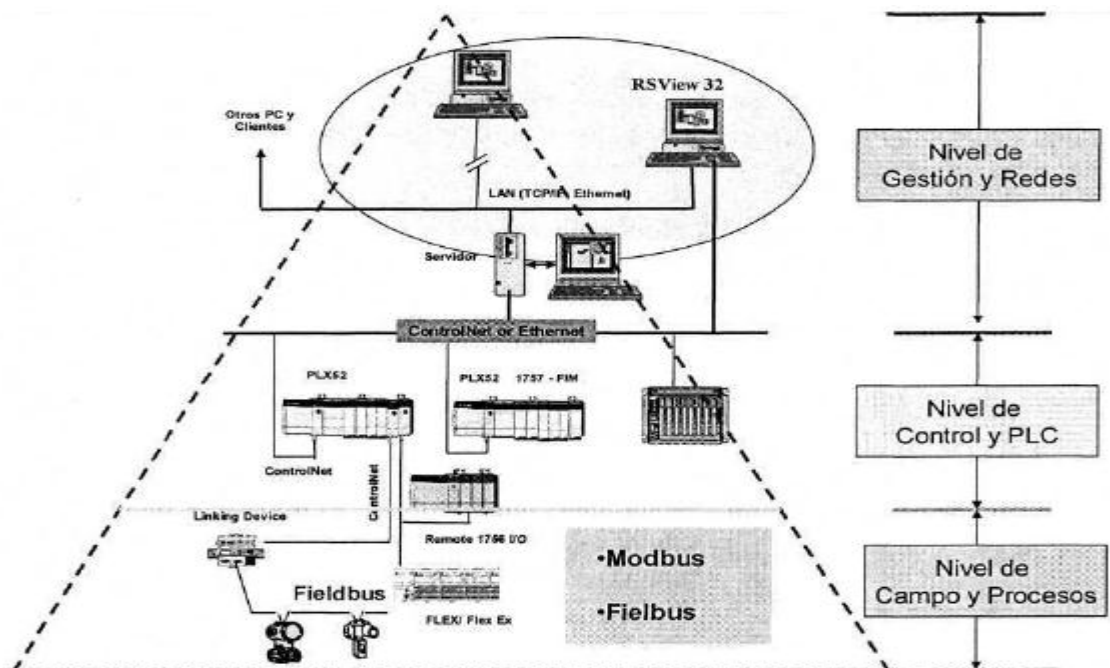
La comunicación que se logra de los transmisores (análogos o inteligentes) que permiten el flujo de información hacia los PLC y desde estos hasta la sala de control de las instalaciones industriales y en forma inversa de ser necesario llevar la información desde la sala de control hasta los instrumentos instalados en campo. Con esto se llega al concepto de red para interconectar todos los equipos involucrados en las aplicaciones industriales y de este modo se aumentara la productividad al incorporar equipos que controlan y protegen las instalaciones industriales como parte integral de la red corporativa y además protegen al personal aislando la mayoría de sus tareas de campo convirtiéndolas en maniobra remotas, esto minimiza las visitas a campo por parte del personal, lo cual lleva a minimizando el potencial riesgo hacia ellos.

La opción para la ejecución de sistemas de control basados en redes requirió un estudio para determinar cuál es el tipo de red que posee las mayores ventajas de implementación, estos estudios gestaron la opción de utilizar arquitecturas con sistemas abiertos, que al contrario de las arquitecturas propietarios donde un fabricante lanza productos compatibles solamente con su propia arquitectura de red creando varias dependencias que se inicia en la tecnológica. Con las arquitecturas de red con sistemas abiertos se pueden encontrar más de un

fabricante con equipos compatibles que podrán interconectarse para reemplazar a otro en la atención de la red [12].

En el nivel de campo y procesos de la red industrial es donde se encuentran los transmisores inteligentes y es a través del protocolo de comunicación (Modbus, Fieldbus, Profibus, Hart) por donde permitirán transferir (transmisión y recepción) de los datos hasta la tarjeta maestra del PLC y desde donde se llevaran y traerán los datos del nivel de gestión. En el nivel de campo y procesos, pero en esta instancia nos centraremos en la frontera del nivel de campo y procesos con el nivel de control y PLC, ver figura 52.

Figura 52. Niveles de la Red Industrial



Fuente. Tomado de instrumentación industrial en instalaciones petroleras. Capítulos 12 Redes de control.

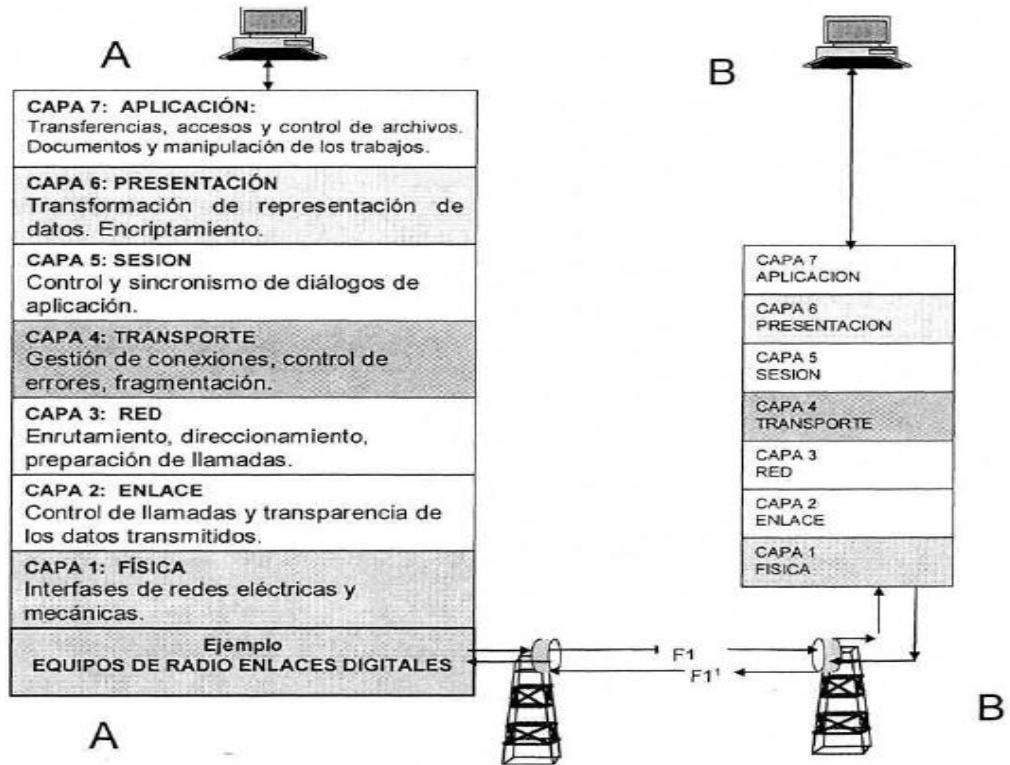
- Software con estructura de inicio, dirección, función, datos, control de errores.
- La comunicación entre el (maestro/esclavo) deberá cumplir con las normas que recomienda la ISO para sistemas de arquitectura abierta.

Un sistema de comunicación es un conjunto complejo de hardware y software. El Modelo de referencia de la ISO, describe como viaja la información entre dos aplicaciones (A y B) que se encuentran en computadoras conectadas en una red. El modelo de referencia ISO divide el problema de llevar la información entre dos aplicaciones conectadas a través de la red mediante una división de siete capas.

En capa física se utiliza (radio enlace) en la interconexión de dos redes para mostrar que la ubicación entre la red A y la red B estarán determinadas por los equipos de telecomunicaciones. Cada una de las siete capas tiene una tarea concreta y auto contenida, es decir se puede realizar independiente de las capas superiores o inferiores y con esto la posibilidad de sustituir una capa por otra equivalente sin afectar el resto de las otras capas, ver figura 53.

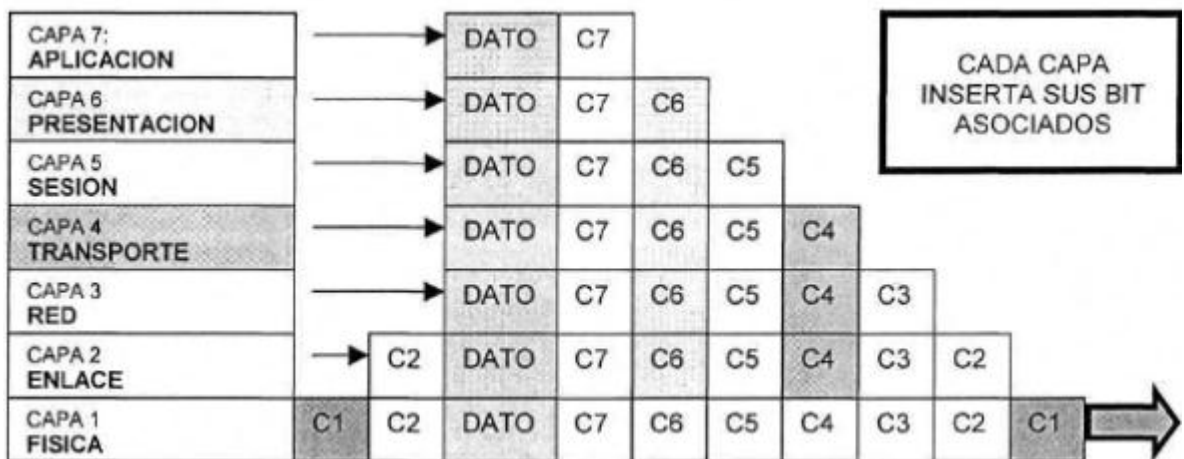
Cuando se envía información a través de la capa física de un punto de la red A hacia otro punto de la red B se estará enviando los byte de (datos) con los byte que le inserta cada capa asociados a las funciones que cumple cada una de ellas y cuando esta información es recibida en la red B son desincorporados estos bytes de forma inversa a como son recibidos, ver figura 54.

Figura 53. Modelo ISO de Comunicación Entre Dos Aplicaciones



Fuente. Tomado de instrumentación industrial en instalaciones petroleras. Capítulos 12 Redes de control.

Figura 54. Bite Asociado por cada Capa al Dato Enviado



Fuente. Tomado de instrumentación industrial en instalaciones petroleras. Capítulos 12 Redes de control.

Los protocolos de comunicación que utilizan los transmisores inteligentes (esclavos) para comunicarse bidireccionalmente con la tarjeta maestra instalada en el PLC que permite interconectarse en la red de control los niveles de campo y procesos con control, ellos deben trabajar como equipos de arquitectura abierta, por esta razón los equipos de arquitectura abierta solo utiliza tres capas del modelo OSI (capa aplicación, capa enlace y capa física), por esta razón para la trama de comunicación que existe entre el maestro con el esclavo deben extra incluidos los byte de capa física que permite los controles de esta capa en ambos extremos de la comunicación, de igual manera debe llevar asociado los byte de la capa de enlace que permite ejecutar los controles y funciones que cumple esta capa de enlace en ambos extremos de la comunicación y deberá llevar los byte asociados a la capa de aplicación que permitirá la transferencia de los datos y los controles y funciones que se utilizan en la capa de aplicación en ambos extremos de la comunicación. Estos bytes asociados de las capas son insertados cuando van bajando (en forma descendente capa 7 hasta capa 1) capa por capa hasta que salen de la red A, para conectarse con el otro extremo de la comunicación en la red B donde serán retirados los bytes partiendo de la capa física y concluyendo en la capa de aplicación, ver figura 58.

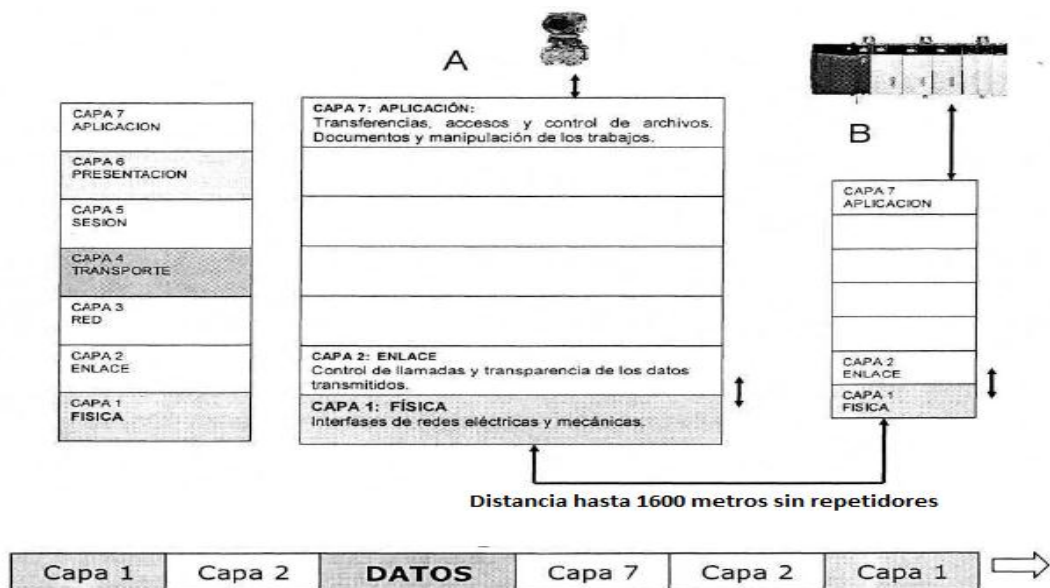
El cable utilizado para transmitir la trama que envía el transmisor inteligente, es para trenzado y con ayuda de repetidores (máximo 4) cada 1900 metros entre cada repetidor, lograra transmitir a una gran distancia.

En términos generales los protocolos de comunicación que utilizaran los transmisores inteligentes y las tarjetas maestras, deberán describir una red de comunicaciones abiertas, digital, multipunto para dispositivos inteligentes de campo y automatización de sistemas que se utilizan en la industria. Serán sistemas de comunicación totalmente digital, serial, bidireccional usado para conectar dispositivos aislados de campo tales como: Transmisores, Convertidores, Transductores, para la medición y control hasta los sistemas supervisórios. Cada

dispositivo podrá realizar funciones simples tales como: diagnósticos, control, monitoreo de procesos y funciones de mantenimiento, así como, funciones bidireccionales de comunicación, ver figura 55.

La comunicación entre la tarjeta maestra instalada en el PLC y los transmisores inteligentes se hace en la Topología Maestro-Eslavo, en esa topología el maestro ejecuta una pregunta que leerán todos los esclavos y el esclavo seleccionado responderá al maestro. Bajo esta topología y con las consideraciones de los bytes asociados a la Capa de Aplicación, Capa de Enlace y Capa Física.

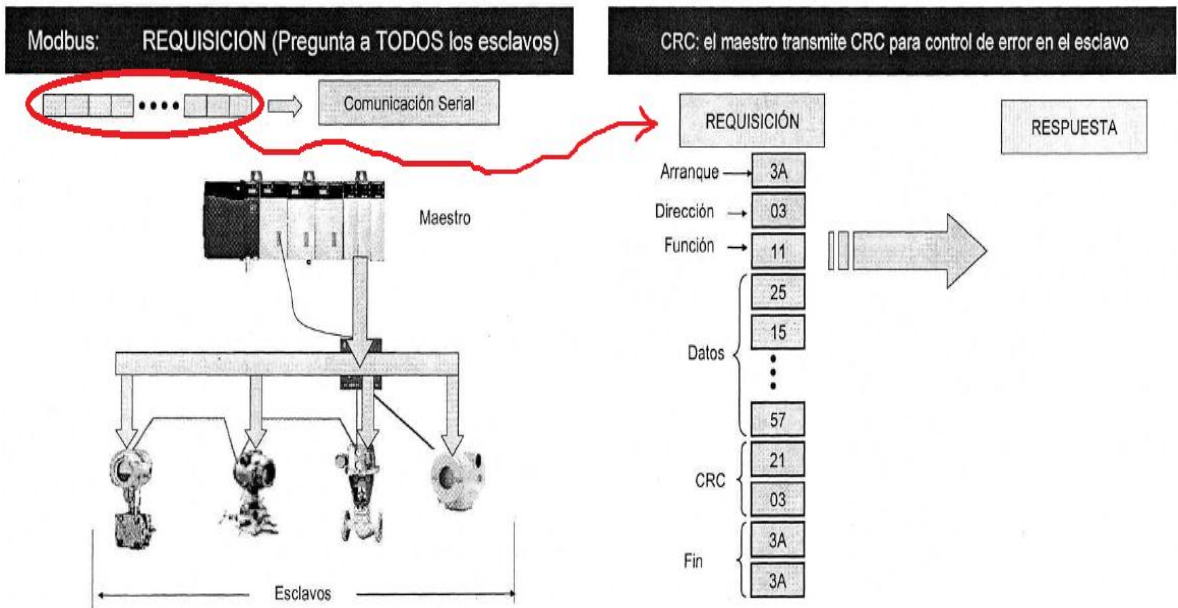
Figura 55. Adición de Capas al Mensaje en Protocolo Abierto de los Transmisores Inteligentes



Fuente. Tomado de instrumentación industrial en instalaciones petroleras. Capítulos 12 Redes de control.

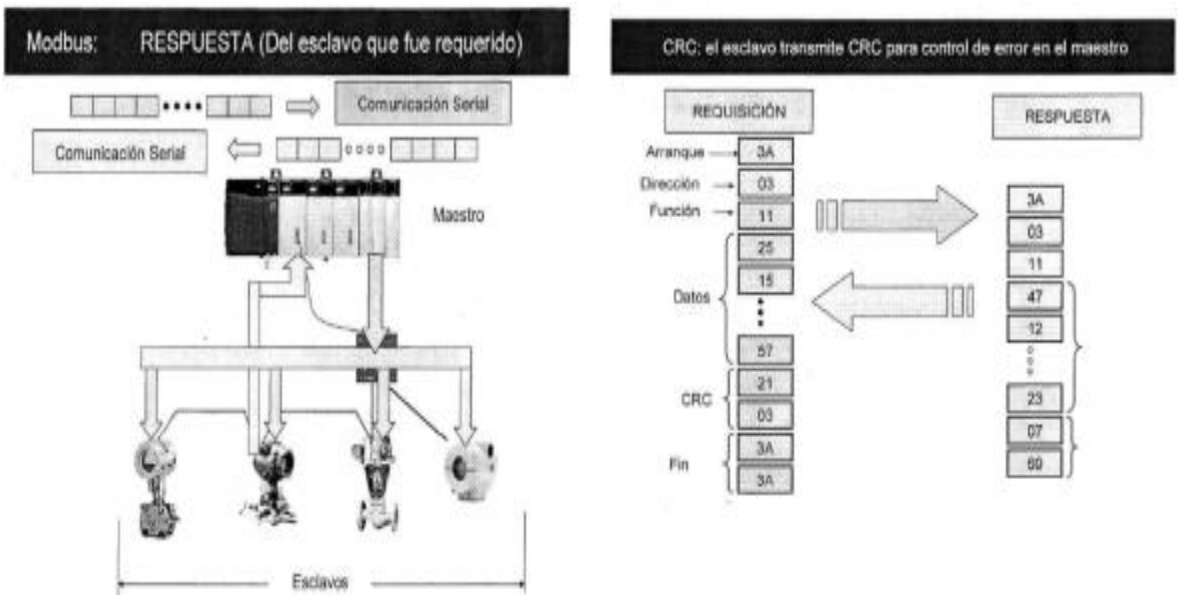
El maestro envía una trama de información especificando el arranque, la dirección de transmisor y la función explícita a realizar, los datos a transmitir, unos bytes de control de errores y los bytes de fin de mensaje, esto lo leerá todos los dispositivos conectados a la tarjeta maestra del PLC, ver figura 56.

Figura 56. Maestro Ejecuta una Pregunta que Leerán Todos los Esclavos



Fuente. Tomado de instrumentación industrial en instalaciones petroleras. Capítulos 12 Redes de control.

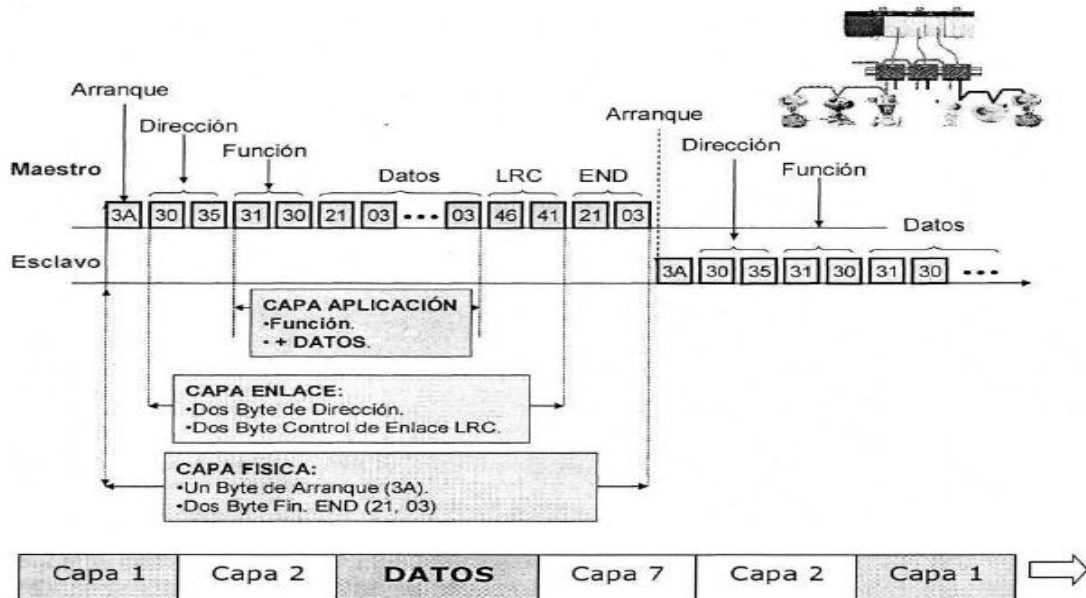
Figura 57. Esclavo Responde Solicitud del Maestro



Fuente: Autor del Proyecto

Si la trama enviada por el esclavo es idéntica quiere decir que no presenta errores, pero por si llegase a presentarse algún error el esclavo enviara una trama indicando el error presentado, lo cual el maestro identificara el error y emprenderá una nueva solicitud con CRC para detectar donde está el error y así informar al operador el diagnostico del transmisor en campo, ver figura 57.

Figura 58. Protocolo de Comunicación con Tramas en Modo Ascii



Fuente. Tomado de instrumentación industrial en instalaciones petroleras. Capítulos 12 Redes de control.

4.2.1 Equipos que utilizan protocolos abiertos para la transmisión de las variables operacionales

Entre los cuales se encuentran los transmisores de caudal, nivel, presión y temperatura. Se mostraran detalles físicos, interfaz que ofrece con el usuario tipos de conexión eléctrica e instalación en la ducteria, de los dos últimos transmisores mencionados, ver figura 59 y figura 63.

4.2.1.1 Transmisor electrónico de temperatura rosemount modelo 3244

Figura 59. Transmisor de Temperatura Modelo 3244

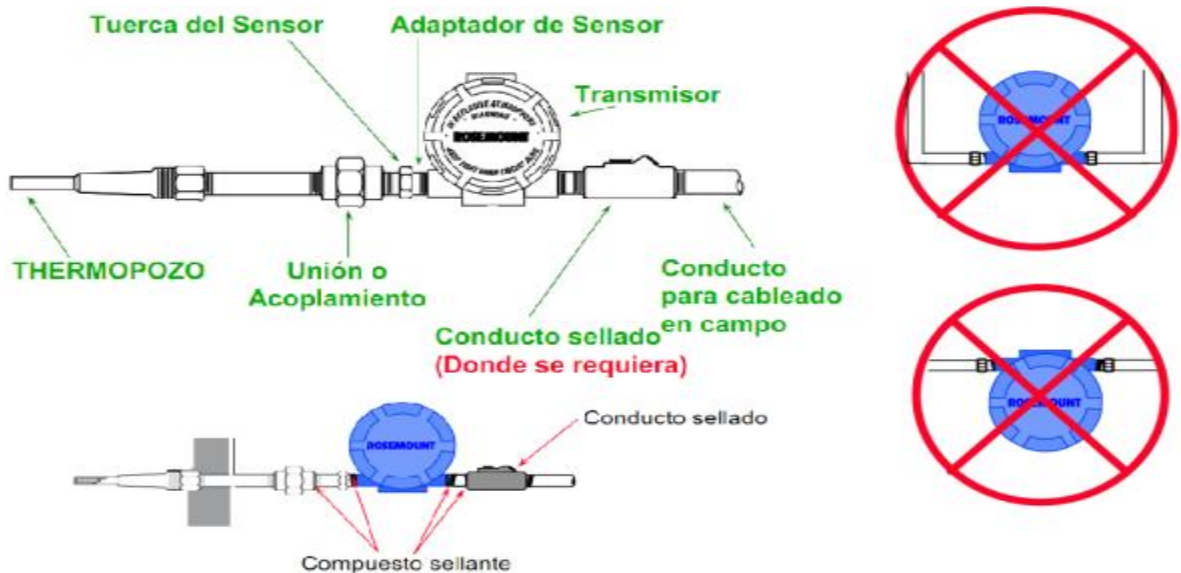


Fuente: Tomado de EMERSON Process Management – Educational services. Course 2051.

Instalación del dispositivo en la ducteria y cableado eléctrico: Al transmisor se le debe instalar el elemento primario con sus accesorios correspondientes para asegurar una correcta instalación. Se mostrara dos imágenes incorrectas de conectar el dispositivo, esto ocasionara un desgaste interno, figura 60.

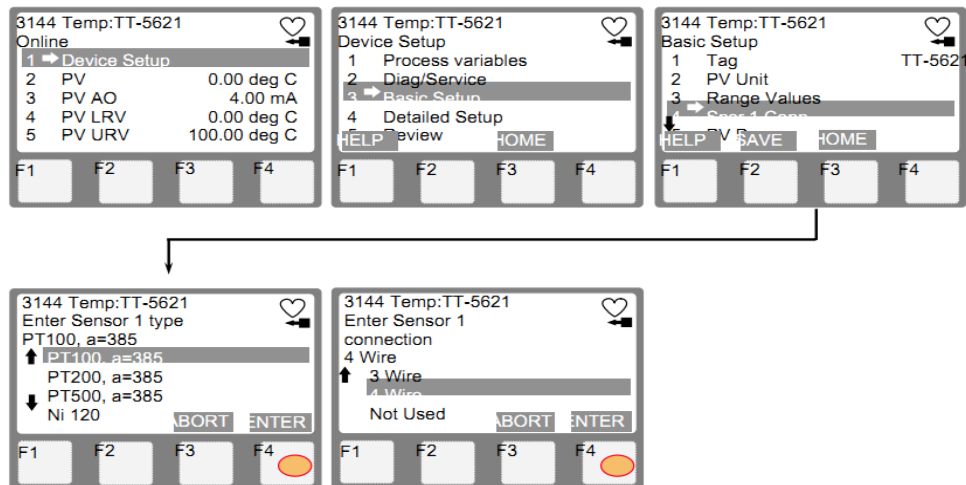
Caracterización del dispositivo: Una de las tareas comunes del protocolo de comunicaciones hart que maneja este dispositivo son (seleccionar la entrada de un sensor, cambiar las unidades de variable del proceso (PV), rangear el valor alto y bajo del rango, revisar el dispositivo y muchas más) [13], a continuación se mostrara la interfaz grafica que presenta este dispositivo en la opción de seleccionar la entrada del dispositivo”. La secuencia rápido de (1,3,4 recordar siempre oprimir send), ver figura 61.

Figura 60. Instalación del Elemento Primario al Transmisor



Fuente: Tomado de EMERSON Process Management – Educational services. Course 2051.

Figura 61. Interfaz Grafica del Transmisor modelo 3244

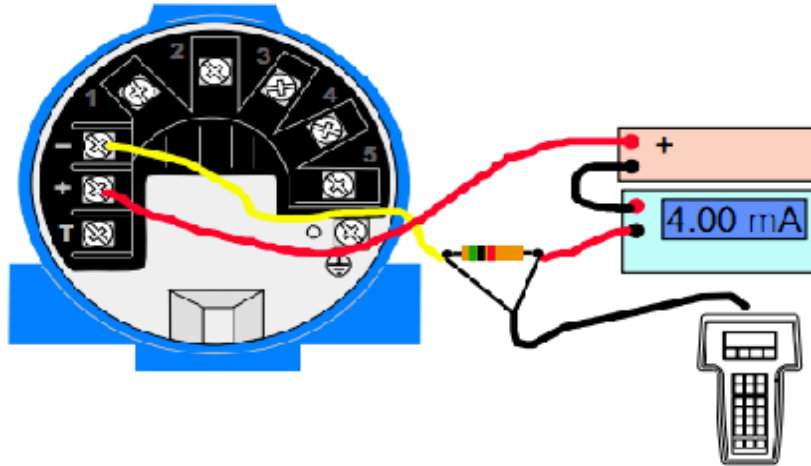


Fuente: Tomado de EMERSON Process Management – Educational services. Course 2051.

Calibración del rango de medición: Este es un dispositivo electrónico inteligente que no necesita de simuladores para calibrar el rango de operación de la variable del proceso, tan solo se debe disponer de un comunicador manual o portátil. Se

mostrara la forma de indicar el cero al dispositivo, en forma similar se hará con el span, ver figura 62.

Figura 62. Calibración del Cero del Modelo 3244



Fuente: Tomado de EMERSON Process Management – Educational services. Course 2051.

4.2.1.2 Transmisor electrónico de presión rosemount modelo 3051

Figura 63. Transmisor de Presión Rosemount Modelo 3051

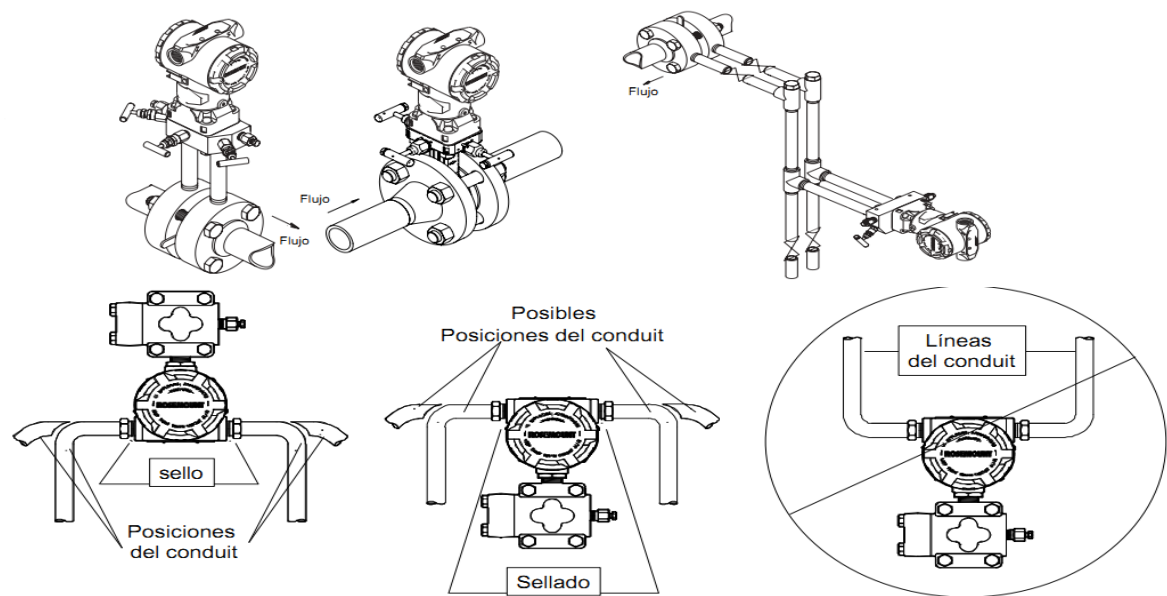


Fuente: Tomado de EMERSON Process Management – Educational services. Course 2051.

Instalación adecuada para medir el flujo bifásico: Al transmisor se le debe instalar el elemento primario, que para este caso sería una platina de orificio que genera una presión diferencial utilizando la toma de brida se toma la presión aguas arriba y aguas abajo [14]. Se debe tener las siguientes recomendaciones para instalar el transmisor en la ducteria y para instalar el conduit el cual brinda protección al cableado eléctrico libre de interferencias o inductancias y sobre todo un buen sellado para evitar filtraciones de agua, ver figura 64:

- Caudal de gas: se debe colocar las llaves de paso en la parte superior.
- Caudal de vapor: Colocar las llaves de paso al lado de la línea, hacer el montaje al lado o debajo de las llaves de paso y se debe cargar las líneas de impulso.

Figura 64. Instalación del Transmisor en Aplicaciones de Caudal de Gas y Vapor e Instalación del Conduit para la parte Eléctrico/Datos

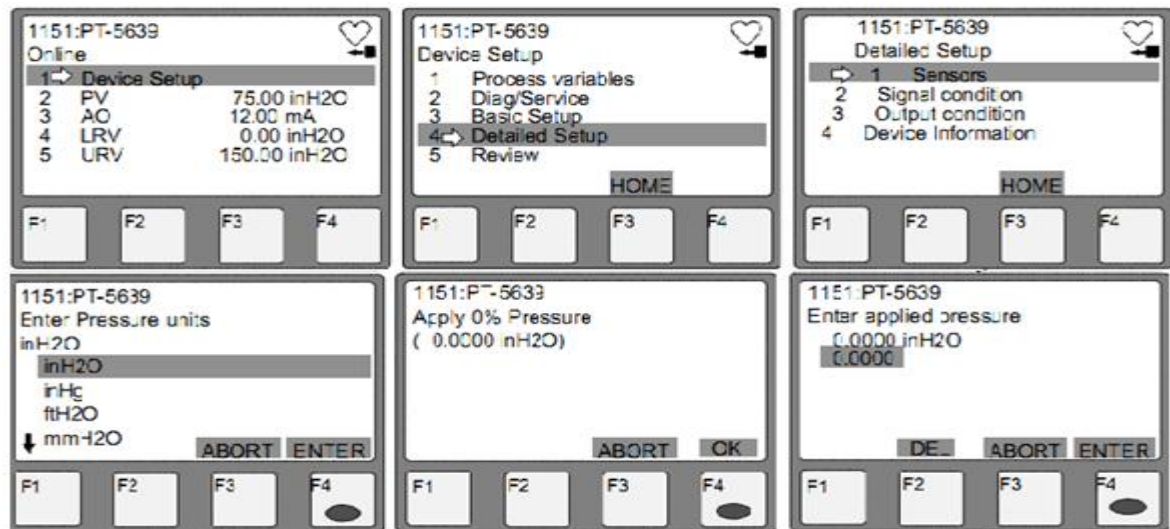


Fuente: Tomado de EMERSON Process Management – Educational services. Course 2051.

Caracterización del dispositivo: El dispositivo como cualquier transmisor electrónico ofrece una interfaz amigable al operador, donde se podrá (seleccionar

la entrada de un sensor, cambiar las unidades de variable del proceso (PV), rangear el valor alto y bajo del rango, revisar el dispositivo y muchas más), ver figura 65.

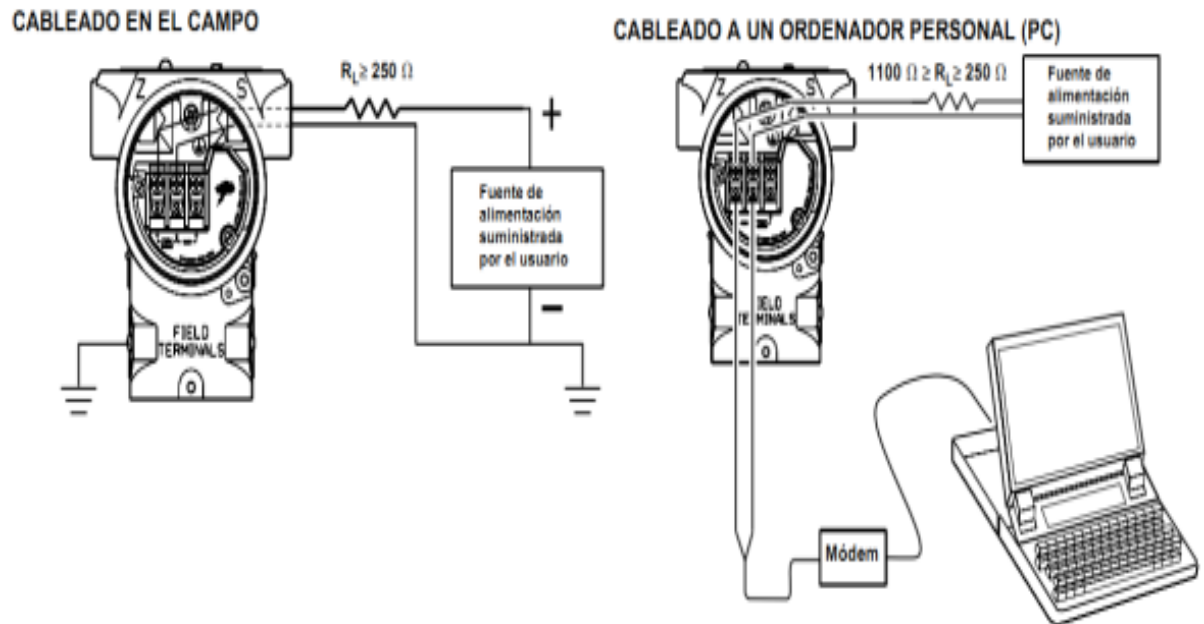
Figura 65. Caracterización del Dispositivo



Fuente: Tomado de EMERSON Process Management – Educational services. Course 2051.

Calibración del rango de medición: En este diagrama de cableado se muestran los siguientes diagramas de las conexiones necesarias para alimentar un transmisor y permitir el establecimiento de comunicaciones con el EA o comunicador manual. La comunicación de protocolo HART requiere un valor de resistencia de circuito de 250 a 1100 ohmios, se debe tener en cuenta que el puerto COM no funciona adecuadamente cuando la batería del PC esta en niveles bajos. Al igual que todos los transmisores inteligentes el dispositivo no necesita simulador para calibración del cero y el span, ver figura 66.

Figura 66. Diagrama del Cableado del Transmisor de Presión

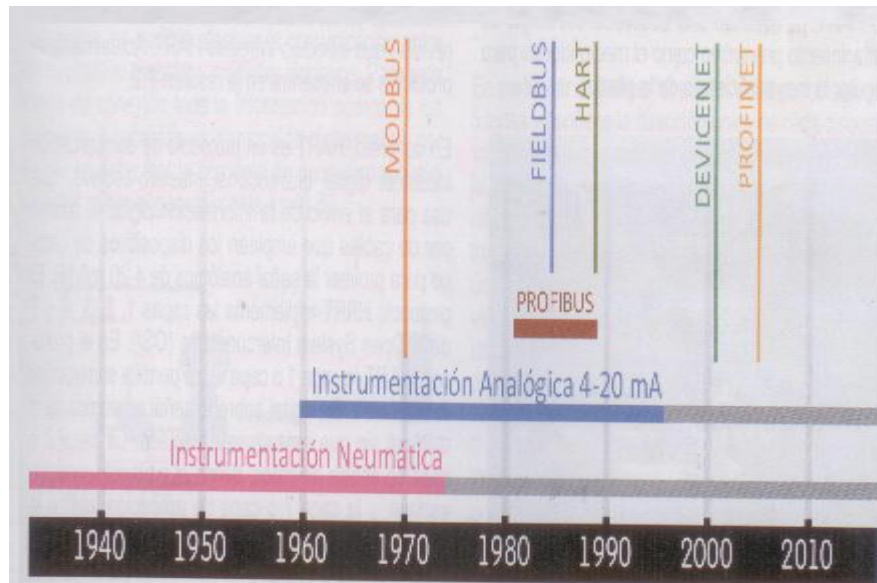


Fuente: Tomado de EMERSON Process Management – Educational services. Course 2051.

4.2.2 Protocolos de comunicación utilizados por los instrumentos instalados en campo y los instrumentos en control

Hoy en día, las exigencias asociadas a los sistemas de medición están en constante crecimiento. En particular los aspectos relacionados con el procesamiento de señal y capacidad de telemetría, vienen marcando los avances tecnológicos en el área de la instrumentación. Dentro del campo de la telemetría, la confiabilidad, velocidad de transferencia, versatilidad, compatibilidad y distancias máximas de transmisión de las señales y protocolos de comunicación, se han presentado como los mayores desafíos de estos procesos. Ahora se mostraran se citaran dos tipos de protocolos muy utilizados en la industria en el nivel de campo y en el nivel de control, ver figura 67.

Figura 67. Surgimientos de los Protocolos de Comunicación



Fuente: Acevedo Pico, Alfredo; Almeida Ortega, Cesar. "Comunicación y Transmisión de Datos en Instrumentación Industrial". Revista MET&FLU. No 2. 2010

4.2.2.1 Protocolo de comunicación Modbus. Aplicación para sistemas con control centralizado, es capacitada para supervisión de procesos por medio de estaciones remotas. Máximo dispositivos 250/segmento, tasa transferencia de bits por segundo (1,2 – 115,2 Kbps), distancia máxima permisible entre los cables de comunicación es de (210 metros y 24 km en fibra óptica), la comunicación que emplea es Maestro/Esclavo. El bus de campo constituye el nivel más simple y próximo al proceso dentro de la estructura de comunicaciones industriales. Está basado en procesadores simples y utiliza un protocolo mínimo para gestionar el enlace entre ellos. Modbus se define como un protocolo de comunicación de topología Maestro-Esclavo [15].

La topología Maestro-Esclavo funciona mediante un dispositivo (maestro) Tarjeta Electrónica ubicada en el PLC que indica cuando puede comunicar cada dispositivo (esclavos) que son los transmisores inteligentes. Este protocolo define mensajes estructurados que los controladores reconocerán y usarán, sin tener en

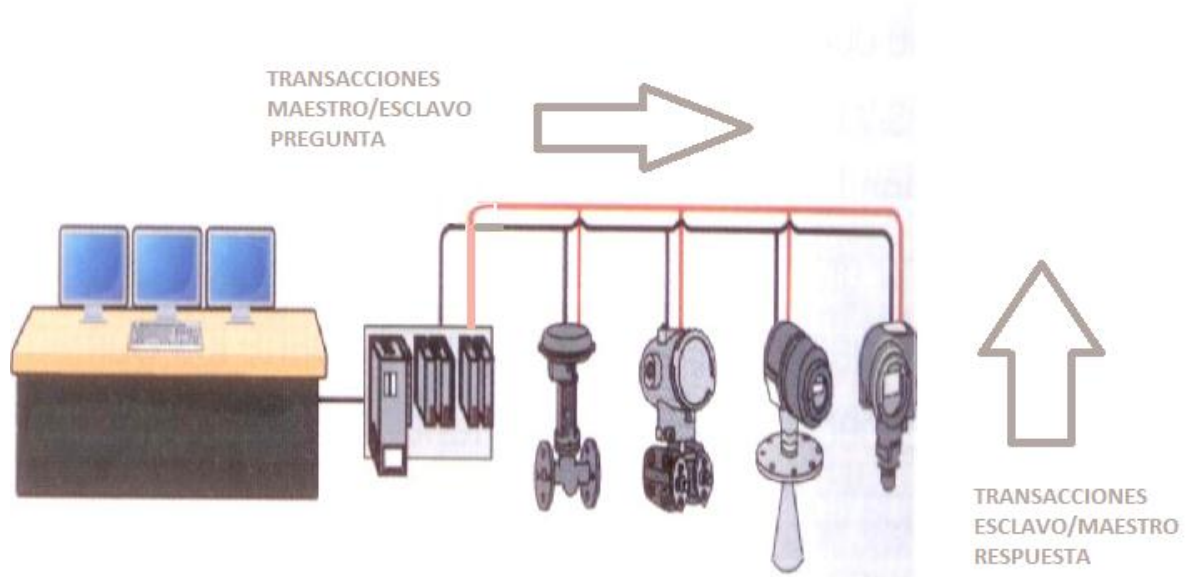
cuenta el tipo de redes por la cual ellos se comunican. Describe el proceso mediante el cual el controlador solicita acceso a otro dispositivo, cómo solicita el acceso desde otros componentes y cómo los errores pueden ser reportados y detectados. Establece un formato común para el trazado y los contenidos de los mensajes en los campos. El Protocolo Modbus está provisto de un criterio interno que el controlador usa para analizar los mensajes. Durante la comunicación, con la red Modbus, el protocolo determina cómo cada controlador sabrá la dirección del equipo, cómo reconocer el mensaje, dirección de éste, el tipo de acción que debe tomar y extrae cualquier dato u otra información contenida en el mensaje. Si se requiere una repetición, el controlador construirá una réplica del mensaje.

Transacciones en Redes Modbus: Los controladores se comunican usando la técnica de Maestro/Esclavo en la cual sólo un equipo (el maestro) puede iniciar transacciones (llamadas preguntas). Los otros equipos (los esclavos) responden suministrando datos al maestro, o tomando la acción requerida en la pregunta. Los equipos maestros típicos incluyen procesadores anfitriones y paneles de programación. Los esclavos típicos incluyen controladores programables, ver figura 68.

El maestro puede iniciar la transmisión del mensaje a todos los esclavos a través de "La Pregunta". Los esclavos devuelven el mensaje (llamado "La Respuesta") para la pregunta que son direccionadas a ellos individualmente. Las respuestas no son devueltas para transmitir señales desde el maestro. El protocolo Modbus establece el formato para las preguntas del maestro con el fin de colocarlas dentro del equipo (o transmisor) direccionado, el código de la función que define la acción requerida, cualquier dato a ser transmitido, y el campo de chequeo-error. El mensaje de respuesta del esclavo es también construido usando el mismo protocolo. Este contiene varios campos que confirman la acción tomada, cualquier dato devuelto, y un campo de chequeo de error. Si ocurre un error en la recepción

del mensaje, o el esclavo es incapaz de ejecutar la acción requerida, este construirá un mensaje de error y lo enviará como su respuesta.

Figura 68. Transacciones Pregunta y Respuesta de los Dispositivos

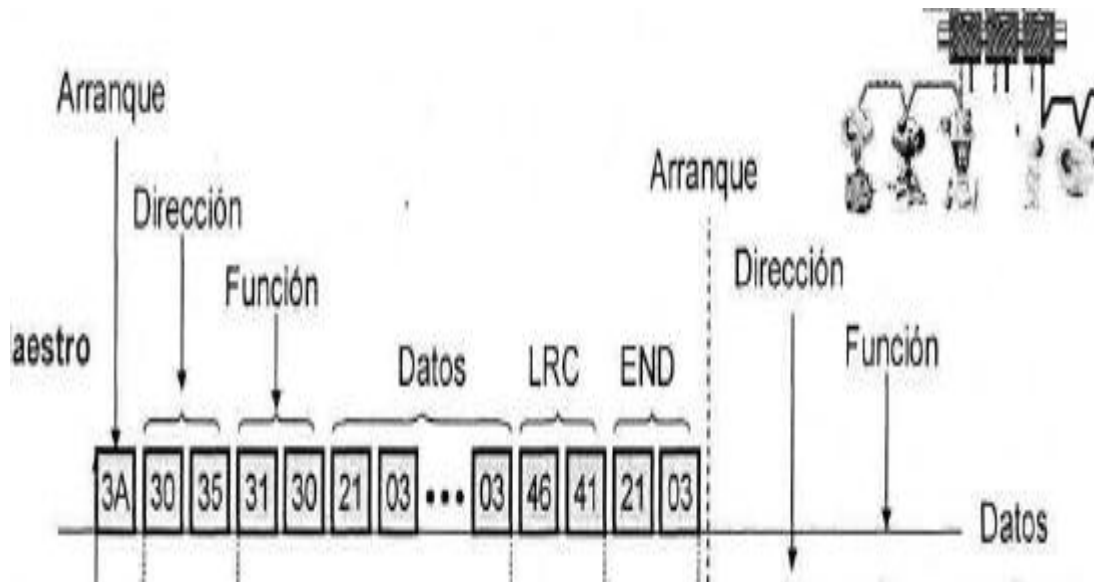


Fuente: Acevedo Pico, Alfredo; Almeida Ortega, Cesar. "Comunicación y Transmisión de Datos en Instrumentación Industrial". Revista MET&FLU. No 2. 2010

Estructura del Mensaje Modbus: Los controladores se pueden configurar para la comunicación en redes Modbus usando cualquiera de los dos modos de transmisión: ASCII o RTU. El usuario selecciona el modo, junto con los parámetros de comunicación de puerto serie (proporción de baudio, modo de paridad, etc.), durante la configuración de cada controlador. El modo y los parámetros seriales deben ser los mismos para todos los dispositivos de la red Modbus. La selección de modo ASCII o modo de RTU sólo pertenece a las redes de Modbus. Éste define los bits contenidos en los campos de mensaje transmitido serialmente en dichas redes. Este determina como la información será empaquetada y decodificada dentro del campo del mensaje, ver figura 69. En cualquiera de los dos modos de transmisión serial (ASCII o RTU), el mensaje Modbus es colocado por la transmisión de dispositivos dentro de la estructura que es conocida como

inicio y punto final. Esto permite a los dispositivos receptores, comenzar en el inicio del mensaje, leer la porción de dirección y determinar cual dispositivo es direccionado (o todos los dispositivos si el mensaje es transmitido), y conocer cuando el mensaje está compuesto. Los mensajes parciales pueden ser detectados y los errores pueden ser puestos como resultados.

Figura 69. Estructura del Mensaje Modbus



Fuente: Acevedo Pico, Alfredo; Almeida Ortega, Cesar. "Comunicación y Transmisión de Datos en Instrumentación Industrial". Revista MET&FLU. No 2. 2010

4.2.2.2 Protocolo de comunicaciones Hart. Uno de los mayores avances se puede asociar con la posibilidad de brindar transmisión y recepción de datos por medio de sistemas de comunicación inalámbrico, dando un paso más adelante en la practicidad y facilidad. Tomando este punto de partida y considerando que la industria se implementa gradualmente en razón, a que los cambios radicales de tecnología generan altas inversiones en el reemplazo de la industria ya adquirida, ahora se presentara comunicación inalámbrica de los datos provenientes de instrumentos de medición que utilicen el protocolo de comunicación Hart (high

addressable remote transducer protocol), esto constituye una alternativa para obtener transmisión bidireccional de datos sin emplear cables de comunicación.

Protocolo de comunicaciones que realiza intercambio bidireccional de datos a través del envío y recepción de una señal digital que viaja sobre el lazo de corriente analógica de 4 a 20 mA, tiene un control de máximo 16 dispositivos por segmento, la tasa de transferencia de bit por segundo es de 1,2 Kbps, donde tiene un máximo de distancia para la comunicación esto depende de si el equipo transmisor es de tecnología discreta o tecnología a base de microcontroladores (500 metros o 1,6 kilómetros respectivamente), la comunicación empleada es el (maestro/esclavo). En concreto Hart es un protocolo de comunicación industrial digital bidireccional maestro/esclavo, que usa para el envío de la información digital el mismo par de cables que emplean los dispositivos de campo para proveer la señal analógica de 4 a 20 mA. El protocolo Hart implementa las capas (1, 2, 3, 4 y 7) OSI [15].

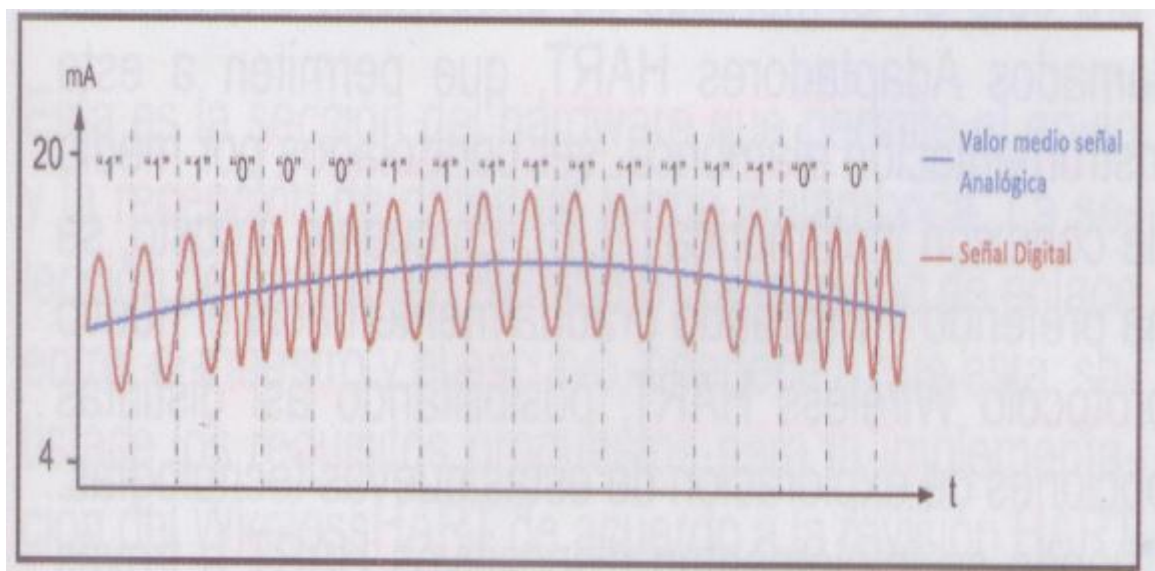
En el protocolo Hart, la capa uno o capa física permite superponer la comunicación digital sobre la señal analógica de 4 a 20 mA sin que esta se vea afectada, la capa dos o capa de enlace de datos, define el protocolo maestro/esclavo, la capa tres o red encargada del enrutamiento, direccionamiento y preparación de llamadas, capa 4 o transporte gestiona las conexiones, el control de errores y la fragmentación y por último la capa siete o capa de aplicación define la construcción de los mensajes que permiten la comunicación, ahora se describirá brevemente la capa física y la capa de aplicación.

Capa física: Hart está basado en el estándar Bell 202, estándar de comunicación telefónica que opera usando el principio de la modulación FSK (frequency shift keying) de fase continua. La señal digital está compuesta por una sinusoidal de dos frecuencias, 1200Hz y 200Hz que representan bits de 1 y 0 respectivamente y

debido a que el valor promedio de la señal FSK es siempre 0, el valor medio de la señal analógica de 4-20 mA permanece intacto.

Los maestros leen y proporcionan señales de tensión, sin embargo los esclavos o dispositivos de campo, leen y proporcionan señales de corriente, por esto se hace necesaria la conversión de corriente a tensión y viceversa, ver tabla 12. Esta conversión se logra a través de una resistencia de carga en el lazo de conexión. Otra característica importante son los niveles enviados por el maestro y el esclavo. En lo que se refiere al nivel de conexión se puede operar de dos modos, el primero de ellos es trabajar la conexión punto a punto, en la cual el lazo de 4 a 20 mA se usa para la comunicación de la variable principal, mientras que la señal digital permite el acceso a variables adicionales, como configuraciones o parámetros y otros datos de los dispositivos de campo. En este modo de conexión la comunicación se efectúa entre un maestro y un único esclavo.

Figura 70. Señal Hart



Fuente: Acevedo Pico, Alfredo; Almeida Ortega, Cesar. "Comunicación y Transmisión de Datos en Instrumentación Industrial". Revista MET&FLU. No 2. 2010

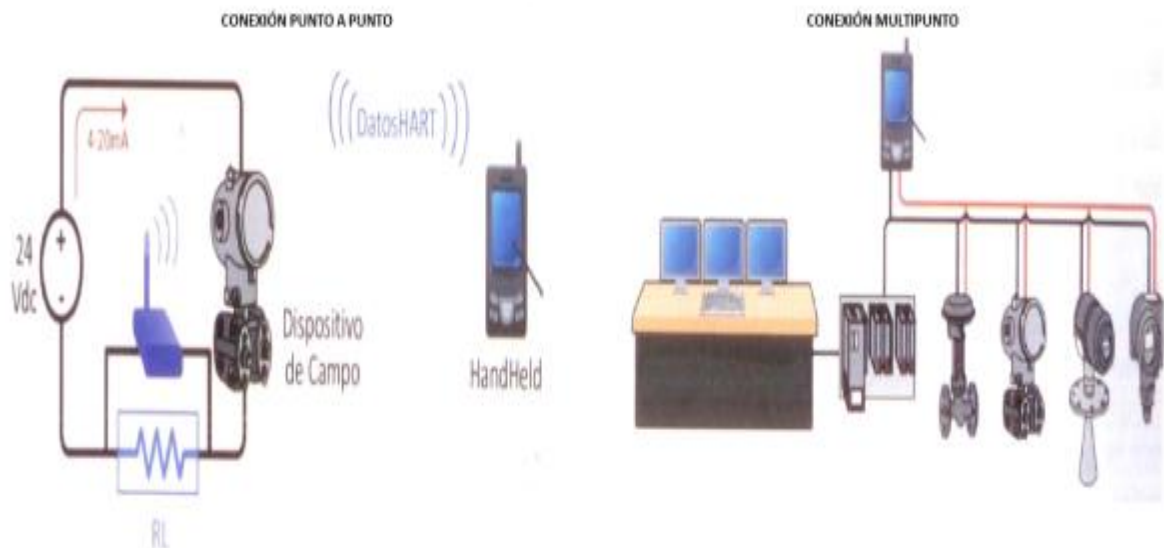
El segundo modo es la conexión multipunto, donde a diferencia de la conexión a punto, es posible efectuar la comunicación entre un dispositivo maestro y múltiples esclavos. Para esta forma de conexión toda la información acerca de los procesos y variables es transmitida digitalmente, por lo que se debe fijar la corriente de cada dispositivo a su valor mínimo (generalmente 4 mA), ver figura 71.

Tabla 12. Niveles de Señal para el Protocolo de Comunicaciones Hart

Señal enviada por el maestro	
Valor mínimo [mVp]	Valor máximo [mVp]
200	300
Señal enviada por el esclavo	
Valor mínimo [mVp]	Valor máximo [mVp]
0,4	1,2

Fuente: Acevedo Pico, Alfredo; Almeida Ortega, Cesar. "Comunicación y Transmisión de Datos en Instrumentación Industrial". Revista MET&FLU. No 2. 2010

Figura 71. Lazo de Conexión para un Dispositivo Hart Inalámbrico Punto a Punto y Punto Multipunto



Fuente: Acevedo Pico, Alfredo; Almeida Ortega, Cesar. "Comunicación y Transmisión de Datos en Instrumentación Industrial". Revista MET&FLU. No 2. 2010

Capa de aplicación: La estructura del protocolo Hart está constituida por mensajes formados típicamente por 20 o 30 bytes. El mensaje Hart está compuesto por elementos o campos, iniciando por el preámbulo y finalizando en la suma de comprobación o chequeo. Cada uno de estos campos tiene una función en especial en la implementación del protocolo. Los campos de preámbulo, inicio, conteo de bytes y suma de chequeo, se usan para sincronizar los mensajes y detectar posibles errores en la transmisión. Por otra parte los campos de dirección y comando indican, a que dispositivo de campo se envía el mensaje, y que tipo de función se desea implementar respectivamente, ver figura 72.

Figura 72. Trama del Mensaje Hart



Fuente: Acevedo Pico, Alfredo; Almeida Ortega, Cesar. "Comunicación y Transmision de Datos en Instrumentacion Industrial". Revista MET&FLU. No 2. 2010

proviene y si se está implementando el modo ráfaga (el maestro instruye al dispositivo esclavo la transmisión continua de la respuesta a la petición). El único mensaje que tendrá respuesta exitosa al ser enviado sin la dirección única del dispositivo es el que implementa el comando 0, en este caso el campo de dirección consta de un solo byte, el cual contiene la dirección de encuesta del dispositivo (generalmente 0 aunque puede tomar cualquier valor entre 0 y 15). Por otro lado, el campo comando Hart puede tomar un valor de 0 253, y se encuentra clasificado en tres tipos: comando universal, comandos de práctica común y comandos específicos.

- Los comandos universales implementan funciones que se encuentran disponibles en todos los dispositivos de campo con capacidad de comunicación Hart, estos comandos proveen acceso a información útil en modos de operación normal (por ejemplo la lectura de variables y unidades).
- Los comandos de práctica común proveen funciones que se encuentran implementadas en una gran cantidad de dispositivos Hart, pero no necesariamente en todos.
- Los comandos específicos representan funciones que son únicas en cada dispositivo de campo y acceden a configuraciones e información de calibración y construcción del dispositivo.

Establecer una comunicación: Para establecer una comunicación con un dispositivo de campo haciendo uso del protocolo Hart es necesario seguir la serie de pasos, ver figura 73.

Figura 73. Pasos para Establecer Comunicación con un Dispositivo Hart



Fuente: Acevedo Pico, Alfredo; Almeida Ortega, Cesar. "Comunicación y Transmisión de Datos en Instrumentación Industrial". Revista MET&FLU. No 2. 2010

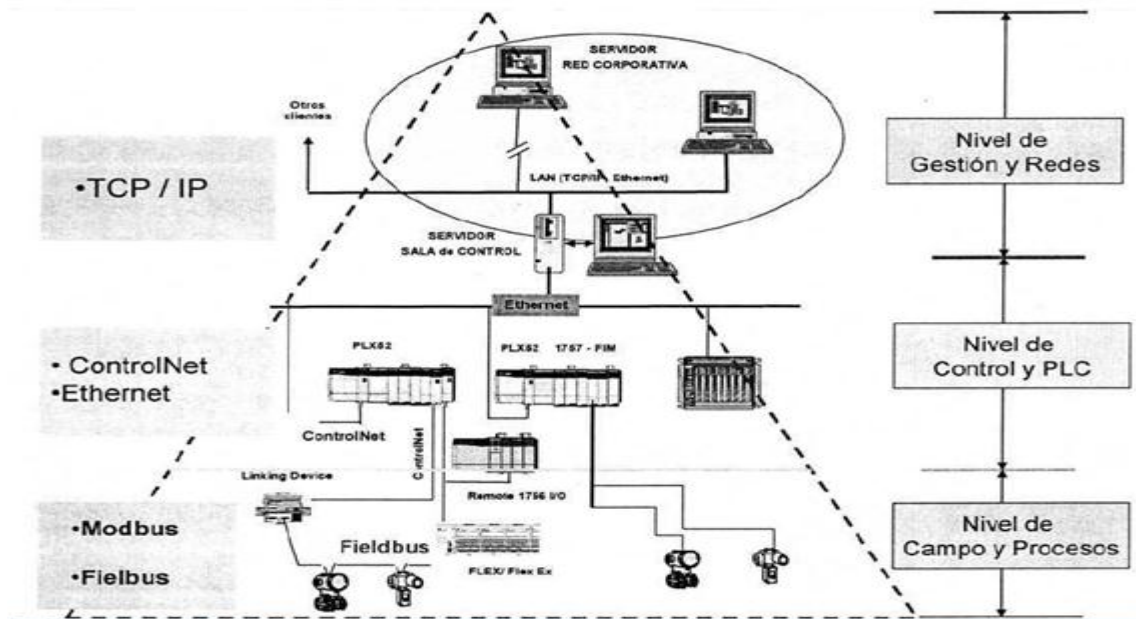
4.3 TOPOLOGÍA DE LA RED INDUSTRIAL COMO PLATAFORMA DE LAS OPERACIONES EN CAMPO

Los desarrollos tecnológicos hacen posible el transporte de la información de las instalaciones industriales en nivel de campo y producción hacia la tarjeta madre del PLC en nivel de control y desde este nivel son enviados los datos a la sala de control en donde podrá monitorearse y registrarse todas las variables de interés de la planta industrial, estos desarrollos permiten la interconexión de la sala de control con la red corporativa en el nivel de gestión y en forma inversa de ser requerida el envío de la información de la sala de control hasta los PLC y desde los PLC hasta los instrumentos conectados en nivel de campo y procesos. Estos avances tecnológicos introdujo el concepto de red para interconectar todos los equipos involucrados en las aplicaciones industriales y de este modo aumentar su operabilidad al incorporar los equipos que controlan y protegen las instalaciones industriales como parte integral de la red corporativa.

Las redes de comunicación industrial buscan la creación y desarrollo de esquemas de comunicación universal, en una red industrial coexisten equipos y dispositivos de todo tipo, los cuales suelen agruparse jerárquicamente para establecer conexiones, lo más adecuadas a cada área. De esta forma se definen tres niveles dentro de una red industrial: Nivel de Campo, Nivel de Control y Nivel de Gestión, ver figura 74. Es de vital importancia la arquitectura de sistemas abiertos, para no crear dependencias de tecnológicas y así poder reemplazar equipos de diferentes fabricantes para continuar realizando su trabajo en la red. En el Nivel de Campo y Procesos estarán los equipos de instrumentación que miden e indican la magnitud de las variables operacionales de los equipos industriales conjuntamente con los elementos finales de control que las regulan, en el Nivel de Control estarán los PLC y la Sala de Control de las instalaciones industriales que podrá agrupar los datos de los PLC para cerrar los lazos de control y correr los programas que permiten la automatización, el control y las protecciones de las instalaciones

industriales y en el Nivel de Gestión estará la red corporativa con sus respectivos protocolos de comunicación que permiten la transferencia de datos entre los niveles de la red [16].

Figura 74. Redes de Industrial



Fuente: tomado instrumentación industrial en instalaciones petrolera. Capítulo 12 Redes de control.

4.3.1 Nivel de campo y procesos

En el Nivel de Campo y Procesos es donde se encuentran los equipos industriales, donde están instalados e interactuando directamente con las variables operacionales, la instrumentación es:

- Los transmisores inteligentes, los transmisores analógicos quienes envían las señales de realimentación hasta los PLC.
- Los instrumentos discretos, los convertidores I/P que regulan las válvulas de control, los contactores para prender y apagar motores, válvulas solenoides, otros.

Los equipos que poseen tecnologías con microcontroladores (transmisores inteligentes, Flex I/O, Linking device) podrán a través de diferentes protocolos de comunicación transferir los datos desde el nivel de campo hasta los PLC en el nivel de control. Ahora los equipos que poseen tecnologías discretas (transmisores analógicos, convertidores I/P, contactores) de no existir equipos de extensión (Flex I/O, Linking device) se conectarán hasta los PLC a través de cables (un cable por cada transmisor, un cable por cada instrumento discreto) con sus señales eléctricas (4 a 20 mA, contactos On-Off) respectivamente, hasta las tarjetas respectivas de entradas analógicas o entradas discretas del PLC.

Las tarjetas de entradas (analógicas y discretas) del PLC tendrán la función de convertir estas señales (analógicas y/o discretas) en datos que se interconectarán al Bus de Datos del microprocesador del PLC y las tarjetas de salidas (analógicas y discretas) tendrán la función de convertir los datos que envía el programa que corre el PLC en las señales de control de 4 a 20 mA para regular las válvulas de control, mientras que las señales ON-OFF energizarán los contactores que prenden y apagan los motores eléctricos, así como válvulas solenoides.

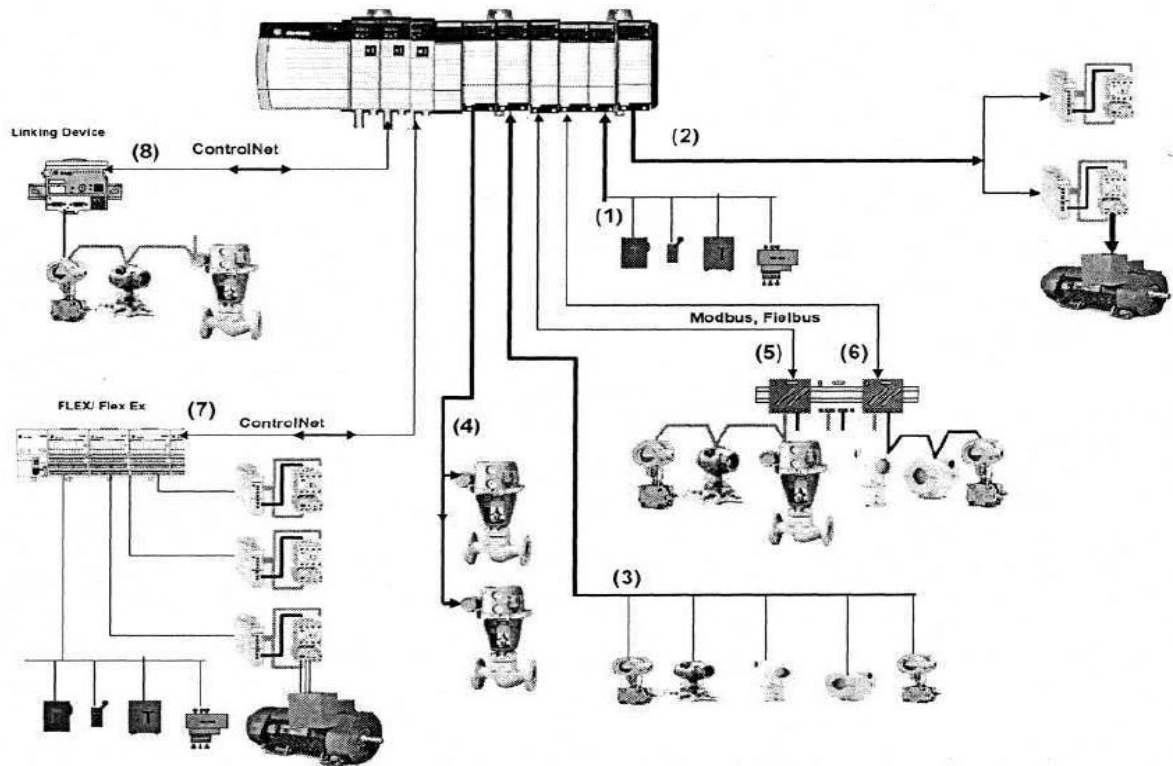
Para considerar los diferentes equipos en el nivel de campo, que se conectan con las diferentes tarjetas de entrada y de salida del PLC estas tarjetas atienden señales específicas, la finalidad es observar las diferentes señales que maneja el PLC, se cuentan con algunos transmisores analógicos, instrumentos discretos, convertidores I/P, contactores, válvulas solenoides, transmisores inteligentes, Flex I/O (para control remoto de sala de máquinas) y Linking Device (para atención de arreglos de control utilizando transmisores inteligentes). Los transmisores inteligentes envían sus señales hasta la tarjeta maestra del PLC utilizando protocolos Modbus, fieldbus, Hart, otros y los Flex I/O y Linking Device envían sus señales hasta la tarjeta de comunicación en el PLC a través de los protocolos ControlNet, mediante los cuales se llevan y se traen los DATOS desde el PLC en

el Nivel de Control hasta los equipos e instrumentos conectados en el Nivel de Campo [16], ver figura 75.

- **(1) Entradas Discretas:** Señales ON-OFF enviadas por: Térmicos, Fin de carreras, Pulsadores, Interruptores de: Presión, Temperatura, Caudal, Nivel, hasta tarjeta del PLC.
- **(2) Salidas Discretas:** Señales ON-OFF que salen del PLC para energizar las bobinas de los contactores para prender los motores.
- **(3) Entradas Analógicas:** Señales de 4 a 20 mA enviadas por los transmisores analógicos hasta la tarjeta del PLC.
- **(4) Salidas Analógicas:** Señales de control de 4 a 20 mA que salen del PLC para alimentar los convertidores I/P para regular las aperturas de las válvulas de control.
- **(5) y (6) Tarjetas Maestras:** Se comunican en protocolos de comunicación para transferir los DATOS hasta los transmisores inteligentes y convertidores I/P inteligentes conectados en campo.
- **(7) Equipo Flex I/O:** Equipo conectado en campo y que sirve de interface entre el PLC y el conjunto de señales discretas (térmicos, pulsadores, fines de carrera, etc.) que entran al Flex I/O y el conjunto de señales discretas que salen del mismo para energizar los contactores para prender ya apagar los motores. Se comunican con la tarjeta del PLC en protocolo ControlNet.
- **(8) Linking Device:** Habilita el intercambio de datos del programa de los controladores del proceso que corre el PLC y los Transmisores y Convertidores inteligentes de campo. Es como un arreglo de controladores remotos que

funciona conjuntamente con los transmisores inteligentes y se comunica al PLC por ControlNet.

Figura 75. Posibles Equipos que se Pueden Conectar a las Tarjetas de Entrada y Salida del PLC



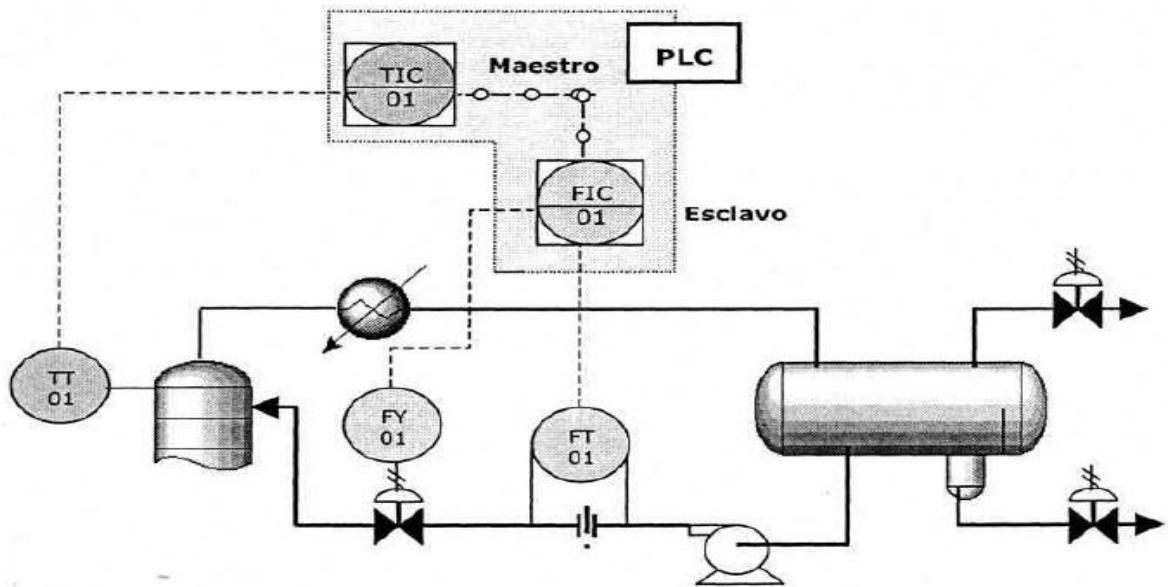
Fuente: tomado instrumentación industrial en instalaciones petrolera. Capítulo 12 Redes de control.

4.3.2 Nivel de control y PLC

En este nivel se encuentran los PLC (controladores lógicos programables) que soportan las topologías de control y corren los programas para la automatización y protección de las instalaciones industriales. Con los bloques de aplicaciones se desarrolla los arreglos de control para la secuencia de arranques y paradas automáticas, así como las topologías de control que se alimentaran a partir de las señales de realimentación que proporcionan los transmisores conectados en campo. Con las señales de salidas de los diferentes arreglos de control se

dispondrán de las señales que activaran los elementos finales de control en campo y/o señales de entradas programadas para la consecución del programa de automatización, protección y control de las instalaciones industriales.

Figura 76. Sistema de Lazo de Control en Cascada



Fuente: tomado instrumentación industrial en instalaciones petrolera. Capítulo 12 Redes de control.

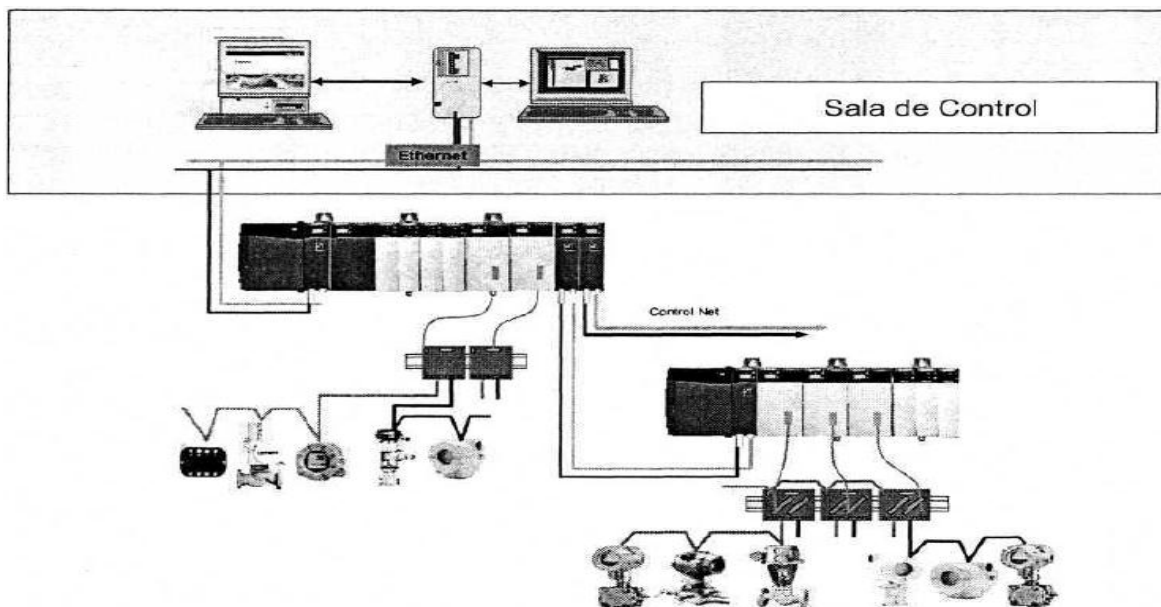
En la figura anterior se presenta un arreglo de control en cascada, esto se logra a partir de las señales de realimentación que proporcionan los diferentes transmisores y sensores instalados en campo, los programas que corren en los PLC para ejecutar los diferentes arreglos de control que compararan los valores reales de las magnitudes de las variables operacionales de campo con los valores deseados que están grabados en los controladores PID del bloque de aplicaciones de los PLC. Las salidas del PLC irán como señales eléctricas al campo con la finalidad de controlar los elementos finales de control quienes regularan los valores de las variables operacionales en correspondencia a las señales de control que enviaron los controladores desde el PLC, ver figura 76. Con la finalidad de identificar los equipos del Nivel de Campo (Transmisores y convertidores I/P) y los

controladores PID utilizados en el Nivel de Control para conformar las diferentes topologías utilizando el software de los PLC.

Las actividades antes mencionadas se desarrollan en el Nivel de Control con el uso de un PLC o con el uso de la interconexión de varios PLC quienes integraran las señales que reciben de campo y hasta los arreglos de control que conjuntamente utilizaran para cumplir sus funciones. La interconexión entre los PLC se hará bajo el protocolo de comunicación ControlNet y la interconexión del PLC Maestro que controla la instalación industrial con el Servidor de la Sala de Control donde se monitoreara y registraran todas las actividades de la industria se hará en protocolo de comunicación Ethernet, ver figura 77.

Los fabricantes disponen de un conjunto de arreglo de librerías que permitirán al programador del PLC una variedad de herramientas que solo buscan optimizar la aplicación y el uso del programa que constituye para automatizar la aplicaciones industriales. Los fabricantes de PLC desarrollan tanto los protocolos de comunicación para interconectar los equipos, como también están ofreciendo paquetes de software como las librerías de Ediciones de Bloques funcionales para atender los procesos industriales, así como un conjunto de aplicaciones: de Instrucciones de Procesos, de instrucciones de Movimientos, de Instrucciones Estadísticas, de Instrucciones de Filtros y de Instrucciones Lógicas que están incorporadas para ser usadas en los programas que se desarrollaran para automatizar y controlar las instalaciones industriales **[16]**.

Figura 77. Conexión entre PLC y Sala de Control



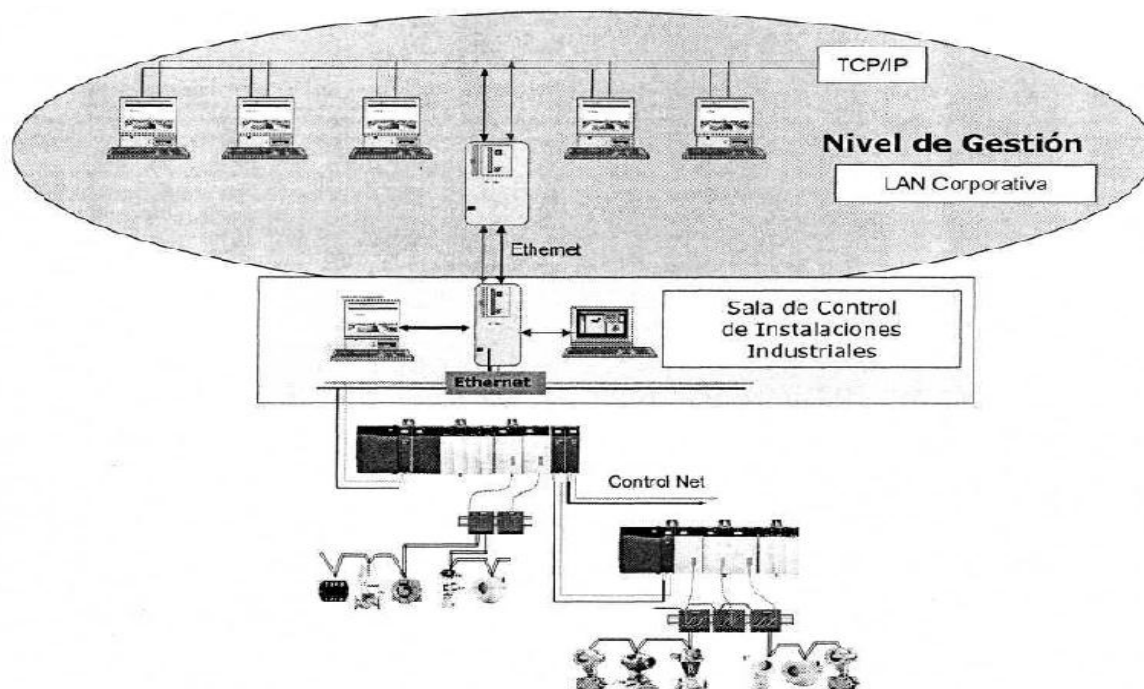
Fuente: tomado instrumentación industrial en instalaciones petrolera. Capítulo 12 Redes de control.

4.3.3 Nivel de gestión

En este nivel se tiene la información que viene de los niveles (campo y control) de las instalaciones industriales hasta la red corporativa en el nivel de gestión permitiendo que esta transferencia de datos que provienen de las magnitudes de las variables operacionales en el campo puedan ser monitoreadas y registradas, desde la red corporativa que se alimenta de los datos que viene de campo, permitiendo tomar decisiones a partir de esos datos que van desde el control y cuantificación de la producción, toma decisiones predictivas en el mantenimiento de los equipos, así como la optimización del proceso industrial [16].

Es a través de los protocolos TCP para la capa 4 de Transporte y el protocolo I/P para la capa 3 de Red, por medio de los cuales el servidor de la red corporativa identifica e interconecta los diferentes equipos que la conforman, ver figura 78.

Figura 78. Nivel de Control entre la Sala de Control

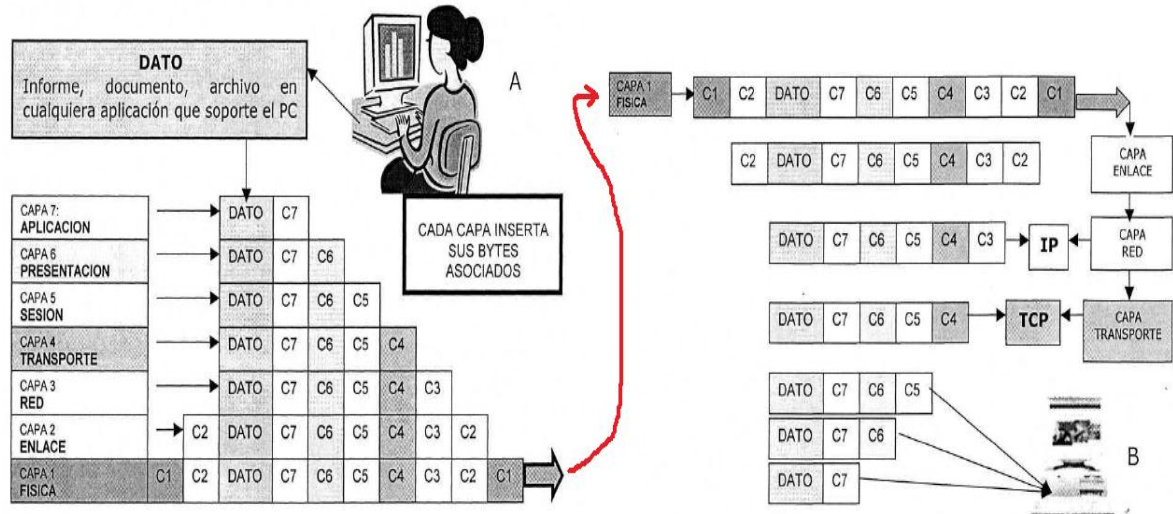


Fuente: tomado instrumentación industrial en instalaciones petrolera. Capítulo 12 Redes de control.

4.3.3.1 Modelo OSI. No son capas abiertas las capas de: Aplicación, Presentación y Sesión, y por ello los protocolos que utilizan son de dominio exclusivo de los fabricantes de hardware y software de Computadores Personales, mientras que las capas de: Transporte, Red, Enlace y Física son Sistemas Abiertos y los protocolos por ellos usados (TCP I/P, Ethernet, ControlNet, Código 7, otros) son públicos. Se entenderá que el protocolo que utiliza una capa en un extremo de la comunicación deberá ser el mismo protocolo que utilizara la misma capa en el otro extremo de la comunicación. No valen protocolos equivalentes, deben ser iguales. Básicamente el protocolo OSI se compone de siete capas las cuales se le van agregando al mensaje enviado desde una equipo (A) iniciando con la de aplicación y finalizando en la capa física, en el otro extremo el equipo (B) recibe el mensaje enviado con los byte asociados de cada capa el equipo debe desincorporar los bites asociados iniciando con los de la capa física y finalizando por la capa de

aplicación quedando así el mensaje original que envió el equipo (A) [12], ver figura 79.

Figura 79. Modelo OSI para el Envío de Datos entre Dos Equipos



Fuente: tomado instrumentación industrial en instalaciones petrolera. Capítulo 12 Redes de control.

Capa 7 Aplicación (No Abierto): La Capa 7 de Aplicación proporciona los recursos, mecanismos mediante el cual el usuario de los PC podrá ingresar, elaborar o leer un "documento" al mismo y a través de la red al cual esta interconectado el PC poder transferir o recibir esta información a otro punto de otra red. Esta capa estará soportada con el hardware y software que permita que el PC pueda construir, leer, organizar y guardar el documento clasificando las funciones del protocolo utilizado para trabajar con el documento, por ejemplo, el documento se elaboro en Word, Power Point, Excel, Acrobat, y sus dimensiones 30KB o 25MB.

Capa 6 Presentación (No Abierto): La Capa de Presentación proporciona un conjunto de funciones de codificación y conversión de los DATOS del "documento" de la Capa de Aplicación en A. Mediante estas funciones se asegura que la Capa de Aplicación del otro extremo de la comunicación pueda entender la información

enviada desde A. Entre las funciones que cumple la Capa de Presentación se tendrá: conversión de formatos de representación de caracteres, compresión de datos, encriptamiento, otros formatos de estándares de video, imágenes.

Capa 5 Sesión (No Abierto): La Capa de Sesión es responsable del establecimiento, gestión y terminación de sesiones de comunicación entre entidades de la Capa de Presentación. Las sesiones de comunicaciones son peticiones y respuestas de servicios de aplicaciones entre los equipos que se están comunicando en la red. Asimismo gestiona la sincronización y mantenimiento de las sesiones.

Capa 4 Transporte (Abierto): La Capa de Transporte aporta el servicio de transmisión de datos entre los equipos interconectados de la red, de manera totalmente transparente hasta las capas superiores. Oculta a las capas superiores todos los detalles de la red sobre la que realiza la comunicación. Entre sus funciones están las de Control de Flujo (Que el origen no envíe más datos de los que puede aceptar el destino), Multiplicación (Enviar datos de varias aplicaciones a través del mismo enlace), Gestión de circuitos virtuales y comprobación y recuperación de errores. Ejemplo de un protocolo de la Capa de Transporte esta el TCP.

Capa 3 Red (Abierto): La Capa de Red es la responsable de las funciones que permiten la interconexión de sistemas, a través de una o más redes, mediante la comunicación entre niveles de enlaces. Entre sus funciones se encuentra la de direccionamiento (Lógico, no físico, # equipo), control de congestión, conexión y desconexión de redes, control de flujo, detección de errores. Como un ejemplo de un protocolo de la Capa de Red está el IP.

Capa 2 Enlace (Abierto): La Capa de Enlace es la responsable de conseguir una transmisión de datos confiable entre ambos extremos de la comunicación cuyo

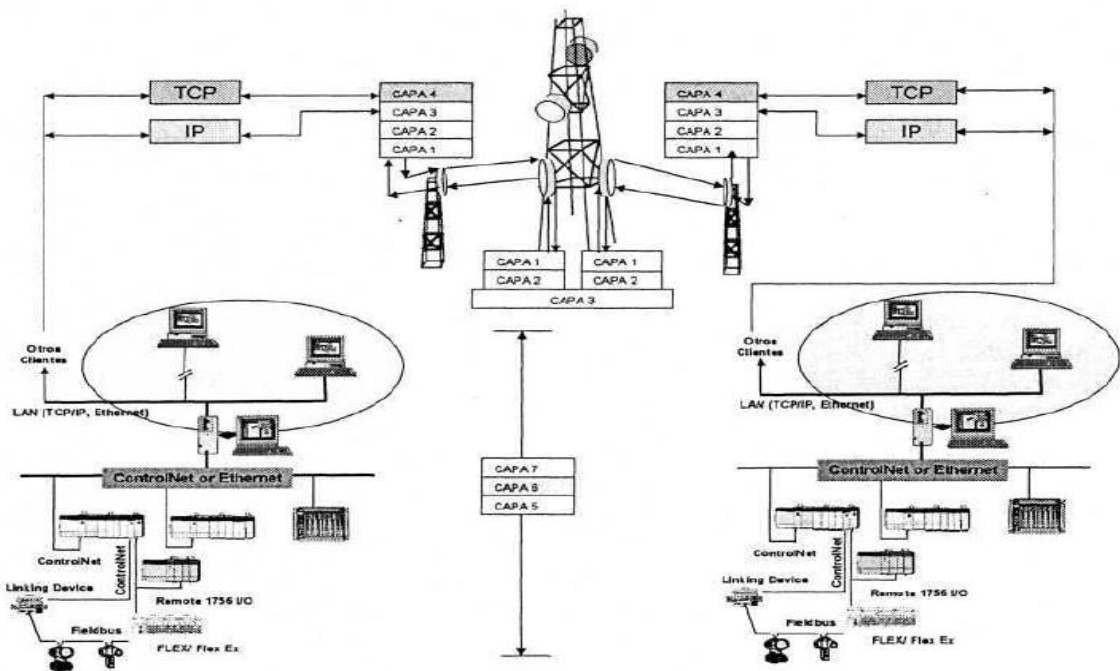
medio físico puede presentar problemas de ruido, de interferencias de transmisión. Entre las funciones que definen la Capa de Enlace están las de direccionamiento físico (Código de zona geográfica donde está instalado el equipo), topología de la red, corrección y notificación de errores, secuencias de tramas y control de flujo. El direccionamiento físico a diferencia del direccionamiento de red indica cómo se asignan direcciones a los dispositivos en el nivel de enlace. La topología de la red indica el modelo de conexión de los dispositivos físicos. La notificación de errores avisa a los niveles superiores del otro extremo de la red que ha ocurrido un error en la comunicación, y la corrección de errores permite detectar y eliminar errores que se hayan producido en la transmisión. Mediante la asignación de números de secuencia de tramas se puede ordenar las que no llegan en el orden esperado. El control de flujo vigila que la velocidad de la comunicación sea la apropiada y no desborde el receptor de la misma. Ejemplos de protocolos de la Capa de Enlace: ATM, Ethernet.

Capa 1 Física (Abierto): La Capa Física define cuatro características de la red: mecánicas, eléctricas, funcionales y procedimientos para la activación, mantenimiento y desactivación de los sistemas físicos que conectan los sistemas. En esta capa se definen las velocidades de transmisión, distancias máximas de conexión. Como ejemplos de los servicios de la Capa Física se tendrán las interconexiones de redes por cables, así como los que a continuación se muestran por: Radio Enlaces Digitales, Satélites y por SDH unidos por fibra óptica.

La atención de la red de control industrial obliga cumplir con los lineamientos que establece el modelo OSI para mantener la comunicación bidireccional, y los protocolos de comunicación que utilizan: los transmisores inteligentes en el Nivel de Campo, los Controladores Lógicos Programables PLC y los servidores de la sala de control de la industria en el Nivel de Control, y los servidores de la red corporativa en el Nivel de Gestión, deben trabajar como equipos de arquitectura abierta. Los protocolos de comunicación que se utilizan en los Niveles de Campo y

Control (Modbus, Fieldbus, ControlNet, Ethernet) utilizan tres de las siete capas del modelo OSI a saber: Capa Aplicación, Capa Enlace y Capa Física y por ello en las tramas de comunicación que existen entre: los transmisores inteligentes y la tarjeta maestra, el PLC esclavo con el PLC Maestro, el PLC Maestro y el servidor de la sala de control, deberán estar incorporados los bytes asociados a la Capa Física y que permiten los controles de esa capa en ambos extremos de la comunicación, deben llevar los bytes asociados a la Capa de Enlace y que permiten ejecutar los controles y funciones que cumple la Capa de Enlace en ambos extremos de la comunicación y deberán llevar los bytes asociados a la Capa de Aplicación y que permitirá la transferencia de DATOS y los controles y funciones que se utilizan en la Capa Aplicación en ambos extremos de la comunicación.

Figura 80. Radio Enlace

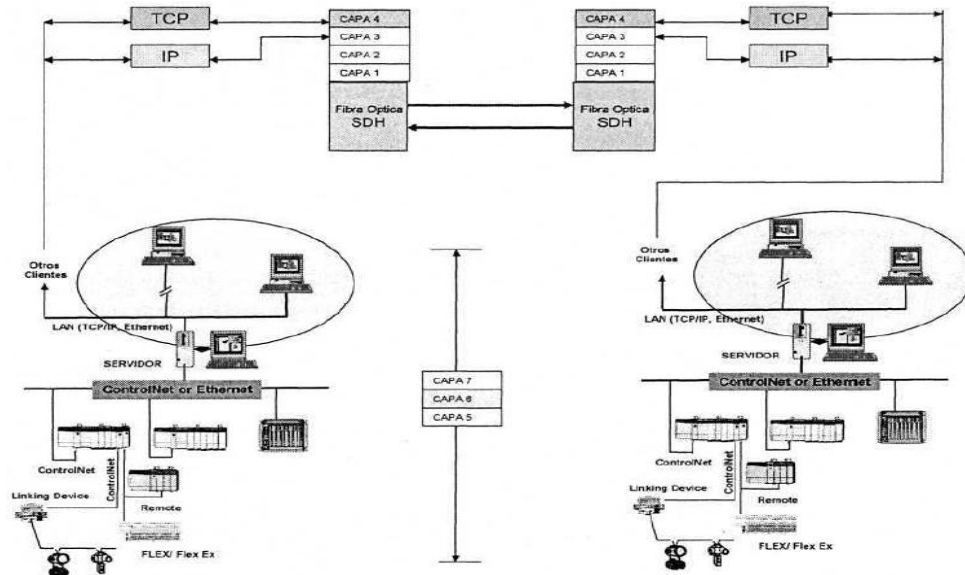


Fuente: tomado instrumentación industrial en instalaciones petrolera. Capítulo 12 Redes de control.

Estos bytes asociados a cada una de las capas son insertados cuando van bajando capa por capa hasta la Capa Física por donde salen del punto A para

conectarse con el otro extremo de la comunicación en la red en el punto B, y donde serán retirados los bytes, capa por capa en el otro extremo de la comunicación partiendo de la Capa Física y concluyendo en la Capa Aplicación, ver figura 80 y 81.

Figura 81. Estándar SDH para Fibra Óptica



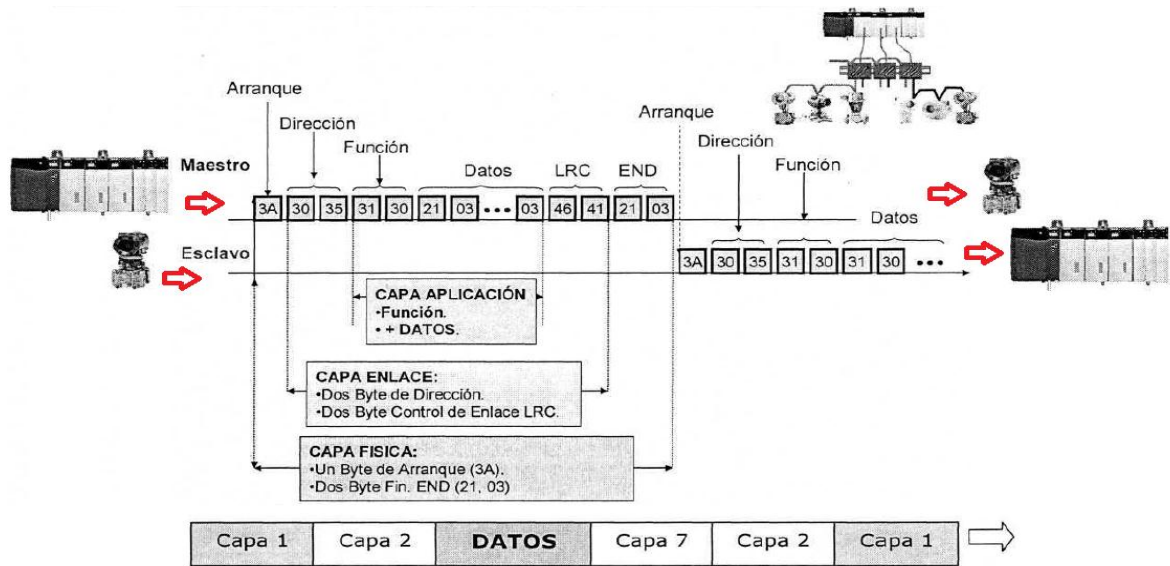
Fuente: tomado instrumentación industrial en instalaciones petrolera. Capítulo 12 Redes de control.

4.3.3.2 Tramas Modbus y Ethernet. Los protocolos de comunicación Modbus y Ethernet utilizan el modelo OSI, tan solo utilizan tres de las siete capas (capa física, capa de enlace y capa de aplicación).

Modbus: utilizado entre los transmisores inteligentes instalados en campo y la tarjeta maestra instalada en el PLC con la función de ejecutar las transferencias de los DATOS entre el Nivel de Campo y Nivel de Control (Esta información se le dedicara un capítulo).

ControlNet y Ethernet: utilizado entre los Controladores Lógicos Programable PLC y el Servidor de la sala de control, con la función de ejecutar las transferencias de los DATOS en el Nivel de Control.

Figura 82. Comunicación en Protocolo Modbus con Trama en Modo Ascii



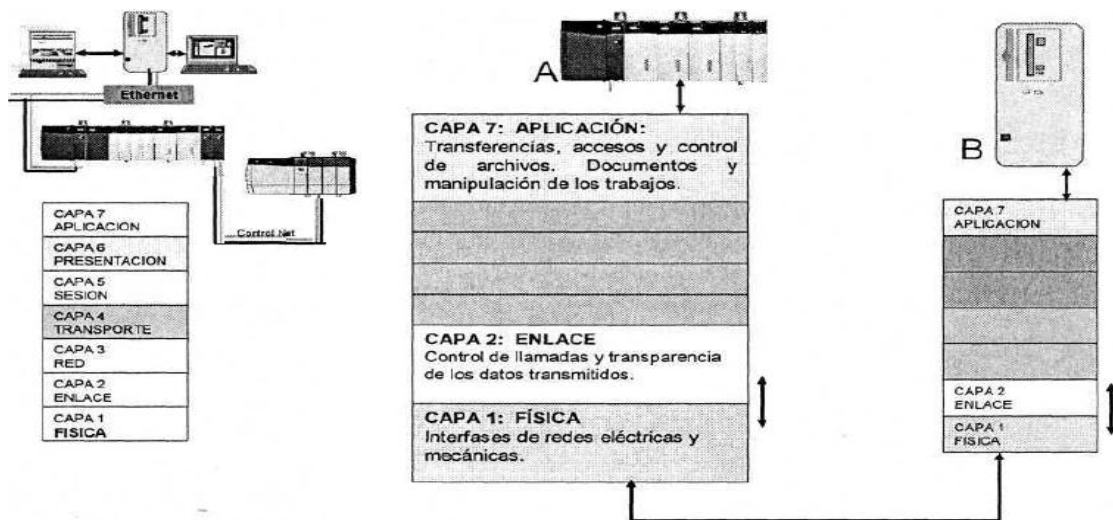
Fuente. tomado instrumentación industrial en instalaciones petrolera. Capítulo 12 Redes de control.

Los DATOS que se transfieren entre el Nivel de Campo y Procesos (transmisor inteligente) y el Nivel de Control (target maestra en el PLC) utilizan protocolos de comunicación que inicia y concluye con los bytes asociados a la capa física, capa de enlace y capa de aplicación, podrán ser paquetes de información de tamaños variables. En términos generales los protocolos de comunicación que utilizaran los transmisores inteligentes y las tarjetas maestras, deberán describir una red de comunicaciones abiertas, digital, multipunto para dispositivos inteligentes de campo y automatización de sistemas que se utilizan en la industria. Serán sistemas de comunicación totalmente digital, serial, bidireccional usado para conectar dispositivos aislados de campo tales como: Transmisores, Convertidores, Transductores, para la medición y control hasta los sistemas supervisores. Cada dispositivo podrá realizar funciones simples tales como: diagnósticos, control,

monitoreo de procesos y funciones de mantenimiento, así como, funciones bidireccionales de comunicación, ver figura 82.

Los PLC del Nivel de Control utilizan para su interconexión el ControlNet, así como la interconexión del PLC Maestro con el servidor de la Sala de Control el protocolo ControlNet, mientras que el servidor de la Sala de Control se interconecta con el servidor de la red corporativa usando el protocolo Ethernet. Ambas interconexiones se muestran en las figuras siguientes [16], ver figura 83.

Figura 83. Protocolo ControlNet entre PLCs y Protocolo Ethernet entre PLC maestro con servidor de la sala de control y Servidor Sala de Control con Servidor de la Red Corporativa

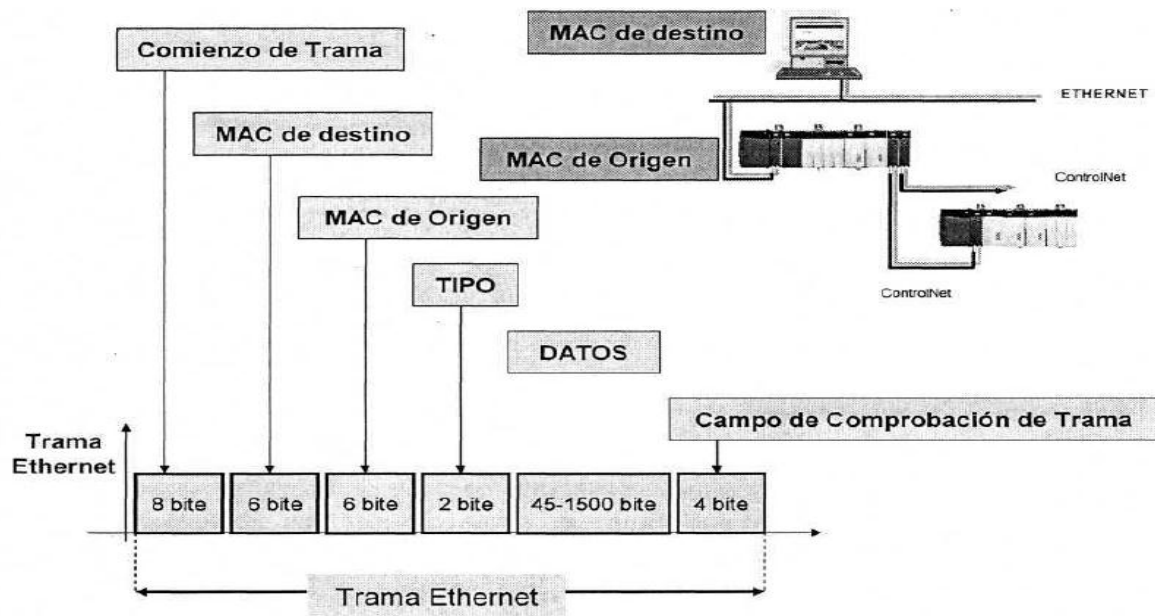


Fuente. tomado instrumentación industrial en instalaciones petrolera. Capitulo 12 Redes de control.

Ahora se muestra la trama de Ethernet, que es equivalente a la de ControlNet, y donde se identifican las funciones que ejecutan para la Capa Física que es la señal de arranque y la de fin de la trama, las acciones de la Capa de enlace con los MAC de Destino y MAC de Origen. Las funciones de la Capa de Aplicación que consiste en identificar el protocolo de nivel superior que soporta el paquete de

datos que transporta, así como, los DATOS que podrán ser paquetes de tamaños variables comprendidos entre 45 hasta 1500 bite, ver figura 84.

Figura 84. Trama Ethernet



Fuente. tomado instrumentación industrial en instalaciones petrolera. Capítulo 12 Redes de control.

Comienzo de Trama. (8 bite): Patrón de ceros y unos de 8 bite. Indica a la estación de destino que le llega una trama. Cada uno de los 8 bite contiene 10101010. Es la señal de arranque de la trama.

MAC de Destino. (6 bite): Una dirección de envío (unicast). Multidifusión para un grupo de difusión (Multicast). Difusión para todos los nodos (Broadcast).

MAC de Origen. (6 bite): Dirección de Origen.

TIPO. (2 bite): Indica que tipo de protocolo de nivel superior, contiene y transporta los DATOS en la Capa de Aplicación de la trama. Recibe los datos enviados.

DATOS (45 a 1500 bite): Los Datos que se transmiten al nivel superior. Se esperan al menos 46 bites de Datos.

Campo de Comprobación de Trama. (4 bite): Contiene un código de redundancia. Este valor lo establece el nodo de origen. Este valor lo vuelve a calcular el nodo de destino.

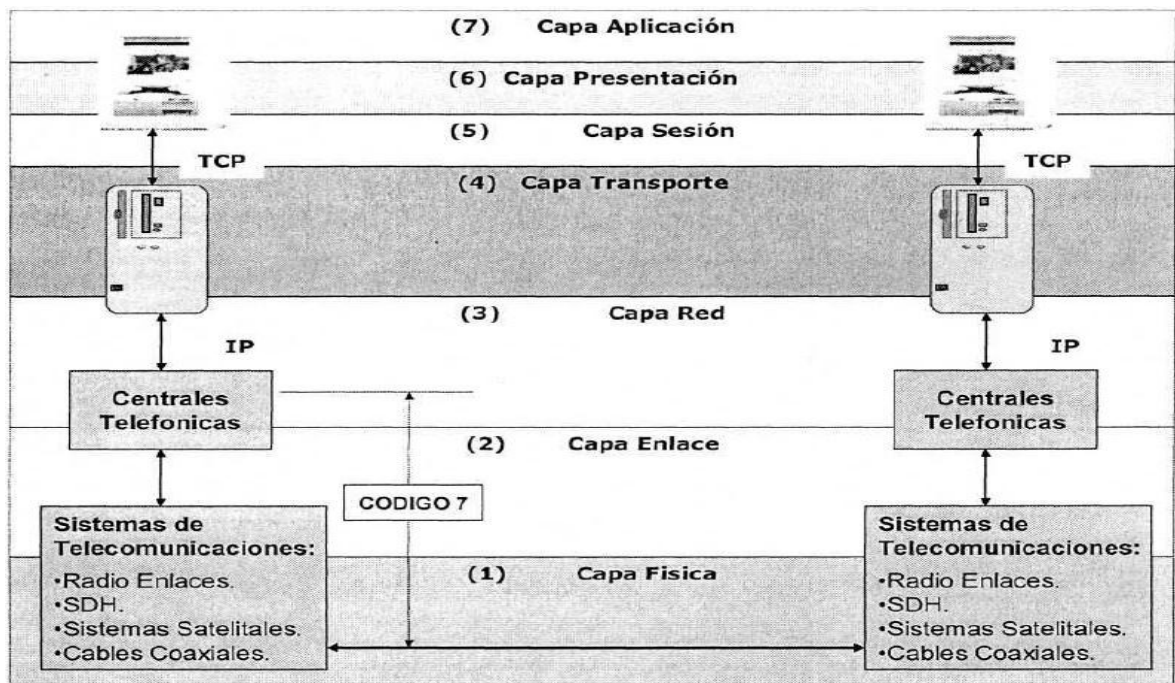
Los equipos y los protocolos que permiten la interconexión de la redes de computadoras que aprovechando las redes de comunicaciones que están extendidas por todo el planeta, hay que tener en cuenta que no se mencionara las diferentes topologías que hay en las diferentes capas ni la composición de las tramas al viajar por la red. Las redes de computadoras tendrán sus propias topologías y diferentes protocolos para interconectarse localmente entre ellas entre mismas, sin embargo, para interconectarse a las largas distancias requerirán de los equipos de telecomunicaciones. Grandes corporaciones tendrán sus propios equipos de redes de computadores y equipos de telecomunicaciones y podrán interconectarse para trabajar bajo topologías y protocolos a sus necesidades. Para aquellas aplicaciones de redes que busquen interconectarse aprovechando la red mundial de telecomunicaciones que ya existe en el planeta, sus servidores enviaran sus afluentes a las centrales telefónicas (Inalámbricas o no) las cuales se interconectarán con los equipos de telecomunicaciones, ver figura 85. Estas interconexiones de equipos en la red mundial de telecomunicaciones trabajaran usando como protocolo el CÓDIGO 7 [16].

4.3.3.3 Modelo TCP/IP. El Modelo TCP/IP esta desarrollado para un entorno de red teniendo en cuenta que se encuentran computadoras de clases muy diferentes y con hardware y software hasta incompatibles que utilizan en forma cerrada las funciones equivalentes a las capas de Aplicación, Presentación y Sesión, de manera que los protocolos TCP/IP permiten interconectar los DATOS y los bit asociados a cada una de las capas antes mencionadas hacia las capas de Enlace y Física de la red desde cualquier lugar donde estén instalados los computadores. Con la implementación de los protocolos TCP/IP se trabajara sobre una arquitectura abierta y cuyo funcionamiento se basa en trocear la información

(DATOS) que se formo en la capa de aplicación para enviarla a través del medio físico que exista como medio de comunicación a la red. TCP/IP como protocolos garantizaran la transmisión troceada de los DATOS en forma fiable hasta los nodos extremos que se interconectan en la red.

El protocolo IP (Internet Protocol) será equivalente a la Capa de Red del Modelo OSI y realizara la comunicación a través de Datagramas conformados por varios grupos de bytes asociados a las diferentes funciones de la capa de Red entre ellos la de las direcciones IP de los equipos que se interconectan a grupos de computadores a ambos extremos de la red.

Figura 85. Interconexiones de Redes entre Computadoras utilizando la Red Mundial de Telecomunicaciones



Fuente: tomado instrumentación industrial en instalaciones petrolera. Capítulo 12 Redes de control.

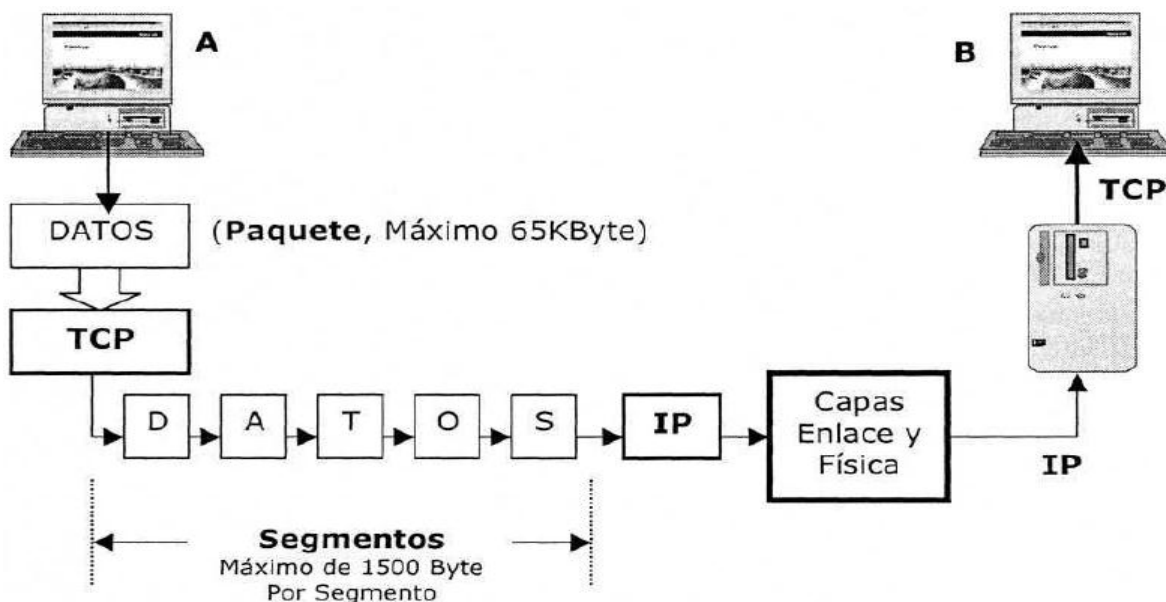
El protocolo IP (Internet Protocol) será equivalente a la Capa de Red del Modelo OSI y realizara la comunicación a través de Datagramas conformados por varios grupos de bytes asociados a las diferentes funciones de la capa de Red entre ellos

la de las direcciones IP de los equipos que se interconectan a grupos de computadores a ambos extremos de la red.

El protocolo TCP (Transport Control Protocol) será equivalente a la Capa de Transporte del Modelo OSI, y funciona para ofrecer un mecanismo de comunicación extremo a extremo de la red. El protocolo TCP recibe la información desde el computador A (Equivalente al funcionamiento de las Capas de Aplicación, Presentación, Sesión y DATOS) y trocea estos paquetes para conformar e identificar un conjunto de segmentos y los envía hasta la Capa IP para que este protocolo lo coloque en el entorno de enlace para llevarlo hasta el computador B del otro extremo de la comunicación con lo que se establece la comunicación entre A y B. El protocolo TCP en el extremo B organiza los segmentos de DATOS troceados y enviados desde A para integrarlos y así entregarlos al computador B como el paquete tal como fue recibido por TCP en A. En la siguiente figura se muestra estas funciones.

La comunicación bidireccional entre los equipos A y B en los extremos de la red que utilizan los protocolos TCP/IP trabajan en forma jerárquica el Maestro/Esclavo o Cliente/Servidor y donde este esquema define el modo en el que se intercambia la información. Bajo esta configuración desde el punto de origen se atraviesa los niveles jerárquicos de menor a mayor, para después volver a descender en el árbol que la define hasta encontrar el nodo donde se encuentra el punto de destino. En este esquema Maestro/Esclavo, el comunicante que actúa como esclavo tiene que seguir los parámetros y momentos de la comunicación que impone el maestro. Gran parte de las redes de comunicación utilizan el modelo Cliente/Servidor que se basa en la asignación de roles a las entidades que participan en la comunicación de manera que quien pide información (Cliente) y el otro la sirve (Servidor). En los protocolos de red entre ellos TCP/IP las computadoras que desempeñan la misión de Servidor tienen exclusivamente ese papel, al igual que ocurren con los equipos que actúan como clientes [16].

Figura 86. Modelo TCP/IP



Fuente: tomado instrumentación industrial en instalaciones petrolera. Capítulo 12 Redes de control.

4.3.3.3.1. Arquitectura TCP/IP necesita funcionar sobre algún tipo de red y medios físicos que proporcionen sus propios protocolos para las capas de Enlace y Física por estos motivos se tendrá en cuenta que los protocolos utilizados en las capas de Enlace y Física pueden ser muy diversos y no forman parte del conjunto TCP/IP. Esta última consideración proporciona una de las funciones y ventajas del TCP/IP al proporcionar una abstracción absoluta sobre la capa de Enlace, por lo que es posible el intercambio de información entre computadores situados en medios físicos diferentes. El paso de un nivel de enlace a otro se realizara a través de repetidores (Solo capa Física), puentes (Bridges, para capa de Enlace), enrutadores (Routers, para el nivel de red) y pasarelas (Gateway, para niveles superiores al de la red). En TCP/IP cada una de estas unidades recibe el nombre de "Datagrama". Los Datagramas son un conjunto de protocolos de comunicación, donde cada protocolo cumple una función específica y para ello se le asigna un conjunto de bit y donde la totalidad de los bit asociados a los diferentes protocolos se insertan como cabecera del segmento DATOS que se envían como mensajes.

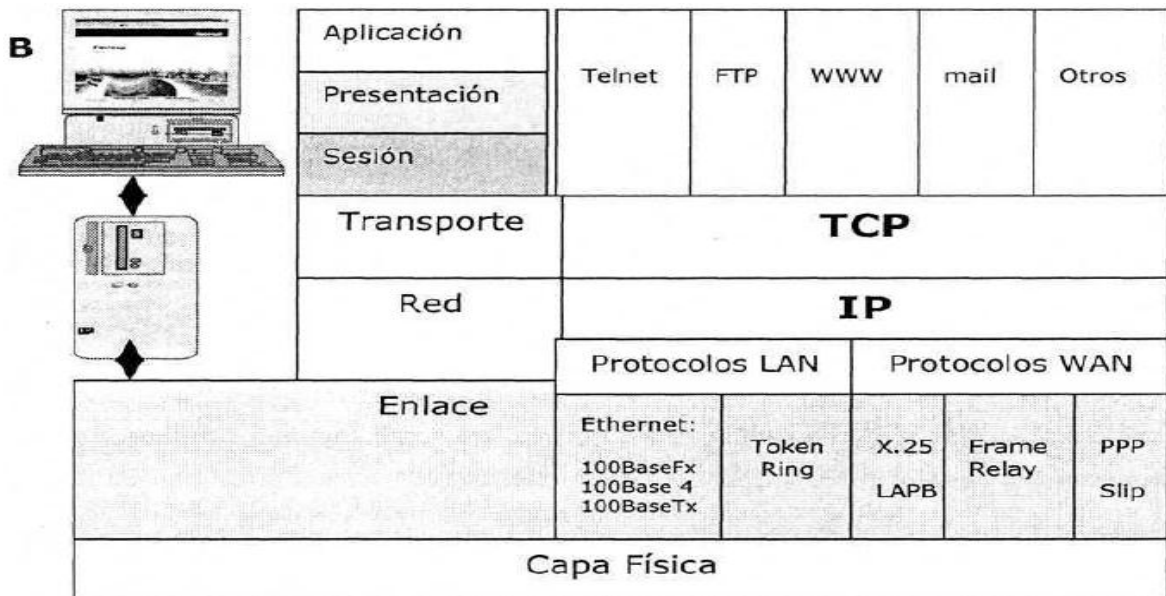
Los DATOS que envían los computadores de sus aplicaciones hasta la capa de Transporte (TCP) podrán ser de diferentes dimensiones, entre DATOS de pocos Kilo Bytes hasta de DATOS de varios Mega Bytes, por ello para transmitir documentos muy extensos a través de TCP/IP este documento se deberá dividir en paquetes de menor tamaño enviados desde el computador para ser recibidos por el protocolo TCP, este paquete enviado por el computador (DATO longitud máxima de 65 Kbyte)) será troceada por TCP en unidades de menor tamaño (Segmentos de longitud máxima de 1500 Byte) para luego ser enviadas al protocolo IP como la sumatoria de un conjunto de segmentos que será igual al paquete que envió el computador hasta el protocolo TCP [16].

Ahora los protocolos más usados en los computadores personales tales como: Telnet, FTP, www, mail, otros y que son enviados desde el computador hasta la capa TCP como paquetes de longitud máxima de 65 Kbyte, se muestra al Servidor donde se ejecutaran las pilas de protocolos que conforman el TCP/IP, se observa la capa Transporte donde el protocolo TCP troceara el paquete de DATOS enviado por el computador, se observa la capa de Red donde se establecerán las redes LAN y WAN y donde el protocolo IP entre las diferentes funciones que cumple asignara las direcciones IP a cada uno de los segmentos troceados de DATOS que envía hacia la capa de Enlace, así mismo, se identifican los protocolos más comunes en la capa de Enlace y concluye el arreglo en la capa Física donde se ejecuta la interconexión de la red.

4.3.3.3.1 Capa de transporte (TCP). Esta capa de Transporte será la equivalente al TCP y resulta imprescindible para el funcionamiento del protocolo IP. Las capas de Red (IP) y Transporte (TCP) no pueden funcionar una sin la otra, debido al concepto de puerto que existe en la capa TCP y que es totalmente dependiente de la dirección IP a la que van dirigidos los segmentos de DATOS, quienes en su integración en el otro extremo de la comunicación conformaran el paquete que TCP entregara al computador de destino. TCP es un protocolo fiable

de transporte de DATOS extremo a extremo de la red con detección y corrección de errores. TCP se sitúa entre las capas del computador (Aplicaciones, Presentación, Sesión y DATOS) y la capa de Red (IP), y donde TCP recibe los paquetes de DATOS del computador para trocearlos y entregarlos en segmentos a la capa de Red (IP).

Figura 87. Protocolos Más Utilizados en los Computadores

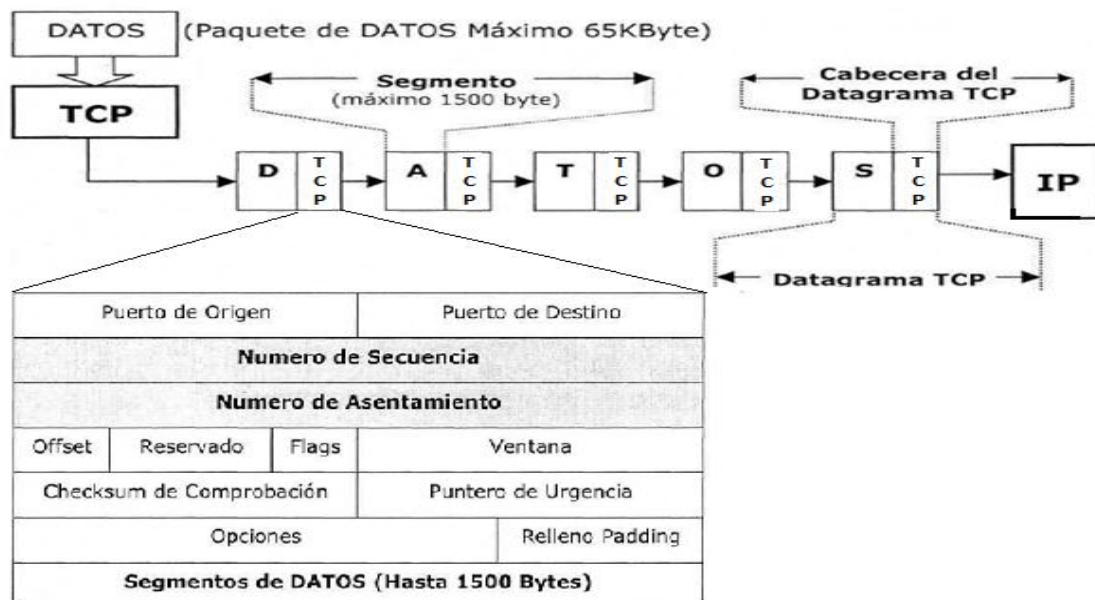


Fuente: tomado instrumentación industrial en instalaciones petrolera. Capítulo 12 Redes de control.

TCP proporciona fiabilidad a la transmisión de información mediante un protocolo de asentamiento y retransmisión. Esto implica que TCP envía un Datagrama a través de la red, y no lo da por llegado a destino hasta que dicho destino le envía otro Datagrama TCP confirmándole la recepción. Si este asentamiento no llega en un periodo de tiempo determinado, TCP vuelve a retransmitir el Datagrama TCP. Todos los Datagramas TCP enviados contienen una suma de comprobación (checksum) que se emplea en el destino para verificar que el segmento del Paquete ha llegado libre de errores. El asentamiento de la computadora destino a la de origen se produce si y solo si el segmento llega a destino y, además, su checksum es correcto. TCP es orientado a la conexión, lo que implica que las

entidades que participan en el intercambio de información acuerdan previamente la transmisión, y acuerdan igualmente al final de la misma por un proceso de saludo inicial y final [16].

Figura 88. Recepción del Paquete de Datos en el Protocolo TCP



Fuente: tomado instrumentación industrial en instalaciones petrolera. Capitulo 12 Redes de control.

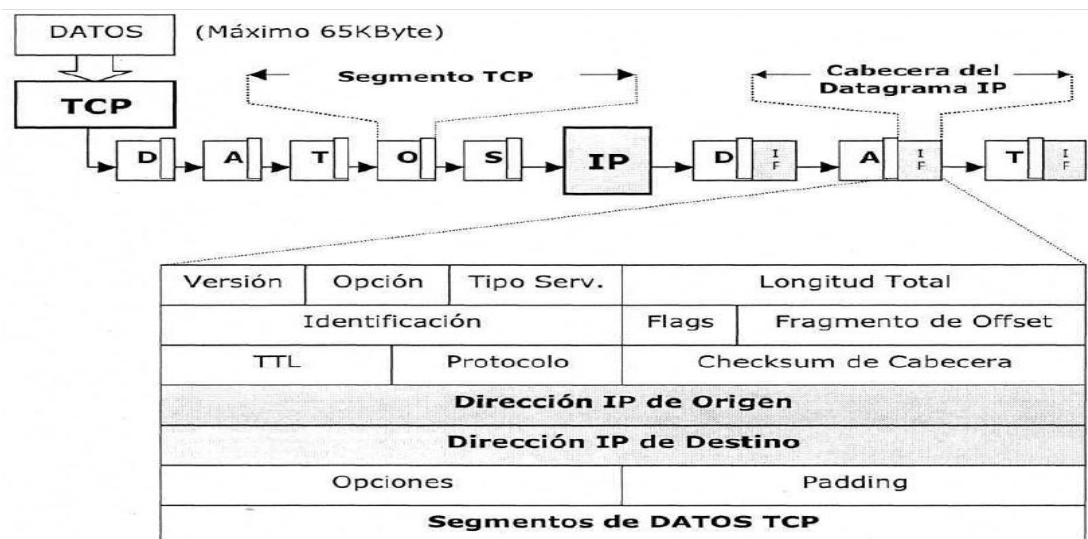
TCP ve los bytes que envía como un flujo constante y no como segmentos de DATOS separados. En este sentido, es misión de TCP mantener la cuenta de los números de secuencia de los segmentos de DATOS que se envían al protocolo IP y que se reciben en el otro extremo de la comunicación como segmentos para controlar para que de esta manera se garantice que toda la información llega correctamente a destino.

4.3.3.3.1.2 Capa red (IP). El protocolo IP es la base del funcionamiento del protocolo TCP/IP. Este protocolo tiene como misión principal ocultar la complejidad del acceso al medio de las capas de Enlace y Física, creando una vista virtual de la red y por ello prácticamente no toma en consideración a las interfaces de red que tiene por debajo. El protocolo IP solamente confía en que las

capas de interface conseguirán hacer llegar los Datagramas IP hasta el destino correspondiente en el otro extremo de la red. La base del transporte de información IP son los Datagramas que genera para marcar cada uno de los segmentos de DATOS que le envía el protocolo TCP. El protocolo IP recibe los segmentos troceados de DATOS que envía el protocolo TCP y le inserta como cabecera el Datagrama IP. El segmento de DATOS TCP conjuntamente con su cabecera IP ingresan a las capas de Enlace y Física y sin importarles que protocolos y medios utilicen en estas capas para interconectarse al otro extremo de la red y a través de ello TCP/IP permitirá aprovechar todos los medios disponibles para interconectar dos computadores en cualquier punto de la red [16].

Una de las funciones más importantes del protocolo IP es el enrutamiento. El enrutamiento proporciona los mecanismos básicos para que los enrutadores puedan conectar físicamente diferentes redes. Una computadora puede desempeñar funciones normales y de enrutamiento simultáneamente. El tipo de enrutador más común posee información sobre cuatro tipos de destinos:

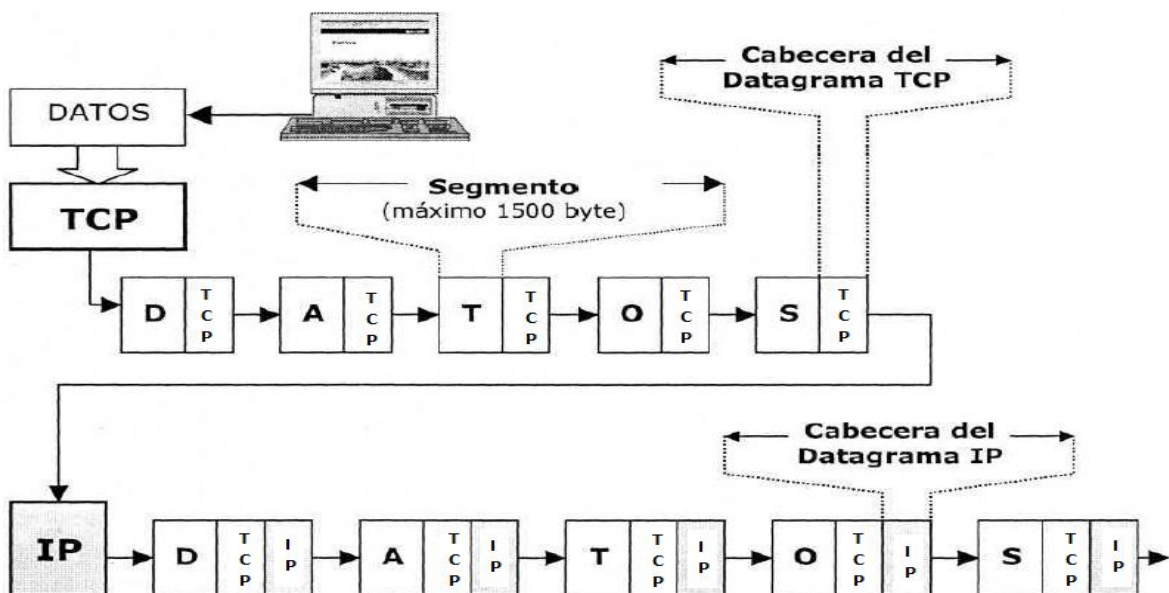
Figura 89. Inserción del Datagrama IP al Segmento TCP



- Nodos directamente conectados a una de las redes a la que tiene conexión el enrutador.
- Nodos pertenecientes a otras redes de los que se proporcionan información específica a los enrutadores.
- Nodos pertenecientes a redes remotas de los que el enrutador ha recibido un mensaje.
- Una dirección por defecto para todos aquellos segmentos de DATOS para los que el enrutador no tiene información de destino.

Los segmentos de DATOS que salen del protocolo TCP llevan como cabecera el Datagrama TCP y se interconectan a la capa de Red IP. En la capa de Red se le insertan a cada segmento de DATOS conjuntamente con la cabecera TCP la cabecera IP y así se envían los segmentos de Datos hasta las capas de Enlace y Física con los Datagramas de los protocolos TCP/IP para que interconecte el computador de origen con el computador de destino en el otro extremo de la red utilizando para ello todos los medios disponibles que permitan lograr esta conexión.

Figura 90. Inserción de los Byte Asociados al Protocolo TCP/IP



Un concepto muy importante en TCP/IP es el concepto de puertos, que permite identificar de forma unívoca a todas las aplicaciones que funcionan en la capa de Aplicación y que reciben los paquetes de DATOS que provienen de TCP. Las conexiones de TCP/IP, son full-dúplex, por lo que los datos se pueden enviar en ambas direcciones. Las transmisiones de información entre los servidores y los clientes se regulan mediante el uso del protocolo de asentamiento [16]. Una vez que un segmento de DATOS se envía, el origen espera el asentamiento de los datos, que será la señal que devolverá el destinatario para informar que ha llegado correctamente. Si este asentamiento no ha llegado en un periodo de tiempo determinado, los segmentos se retransmiten.

4.4 TRAZABILIDAD DE LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN

Antes de emprender cualquier sistema de adquisición de datos se debe tener claro lo que se quiere medir, las características físicas de las mediciones, el sensor apropiado que se usa y el hardware o equipo apropiado para la adquisición de datos. Con este tipo de formatos se desea realizar un control de la producción, mediante la recolección de datos. Con la información obtenida se facilita la toma de decisiones a nivel organizacional, focalizando los recursos humanos y económicos hacia aquellos campos que requieran atención. Es posible ajustar la planeación presupuestada versus con la real, teniendo en cuenta la planeación de las incertidumbres por eventos no previstos, como puede ser la parada de planta por un dispositivo defectuoso en su calibración o su vida útil está llegando a su ocaso. En todo caso cabe resaltar, que no siempre es necesario reemplazar la totalidad del sistema, si desde un principio se han contemplado protocolos abiertos.

Es necesario que todas las dependencias manejen la misma información, con reuniones gerenciales donde se proyecten los avances en campo para brindar una

buena trazabilidad y así poder cumplir con la programación detallada de producción, en otras palabras, conocer la cantidad de producto comercializado. En toda organización es todo un reto hacer que sus dependencias focalicen los resultados reales, ver tablas 13, 14, 15, 16 17, 18 y 19.

Tabla 13. Ubicación Geográfica de los Yacimientos

TABLA: UBICACIÓN		
ATRIBUTO	DESCRIPCIÓN	TIPO DATO
ID_CAMPO	Código identificador del campo de producción de gas	
NOMBRE	Nombre del campo	
MUNICIPIOS	Nombre del municipio donde está localizado el campo	
DEPARTAMENTOS	Nombre del departamento donde está localizado el campo	
PAIS	Nombre del país donde está localizado el campo	
COORD_X	Coordenada X del campo	
COORD_Y	Coordenada Y del campo	
COORD_Z	Coordenada Z del campo	
AREA	Área en metros cuadrados del campo	
LIMITE_NORTE	Descripción de límites por el norte del campo	
LIMITE_ESTE	Descripción de límites por el este del campo	
LIMITE_SUR	Descripción de límites por el sur del campo	
LIMITE_OESTE	Descripción de límites por el oeste del campo	
No_pozos_prod	Número de pozos en producción	
No_pozos_aban	Número de pozos abandonados	
No_pozos_perf	Número de pozos en perforación	
FECHA	Fecha de actualización de la información	

Fuente: Autor del Proyecto

Tabla 14. Subestación (Unidad Terminal Remota)

TABLA: SUBESTACIÓN		
ATRIBUTO	DESCRIPCIÓN	TIPO DATO
ID_CAMPO	Código identificador del campo de producción de gas	
ID_SUBEST	Código identificador de la subestación.	
NOMBRE	Nombre de la subestación	
MUNICIPIO	Nombre del municipio donde está localizada la subestación	
DEPARTAMENTO	Nombre del departamento donde está localizada la subestación	
COORD_X	Coordenada X del campo	
COORD_Y	Coordenada Y del campo	
COORD_Z	Coordenada Z del campo	
AREA	Área en metros cuadrados de la subestación	
LIMITE_NORTE	Descripción de límites por el norte de la subestación	
LIMITE_ESTE	Descripción de límites por el este de la subestación	
LIMITE_SUR	Descripción de límites por el sur de la subestación	
LIMITE_OESTE	Descripción de límites por el oeste de la subestación	
No_pozos_prod	Número de pozos en producción asignados a la subestación	
FECHA	Fecha de actualización de la información	

Fuente: Autor del Proyecto

Tabla 15. Monitoreo de las Condiciones en Pozo Anual

TABLA: POZO		
ATRIBUTO	DESCRIPCIÓN	TIPO DATO
ID_SUBEST	Código identificador de la subestación.	
ID_POZO	Código identificador del pozo	
NOMBRE	Nombre del pozo	
MUNICIPIO	Nombre del municipio donde está localizada el pozo	
DEPARTAMENTO	Nombre del departamento donde está localizado el pozo	
COORD_X	Coordenada X del pozo	
COORD_Y	Coordenada Y del pozo	
COORD_Z	Coordenada Z del pozo	
PROD_TOTAL	Producción acumulada a la fecha	
MES_y_AÑO	Último mes de producción XX/XXXX	
PROD_PROM_MES	Producción promedio del último mes	
PROD_ACUM_MES	Producción total del último mes	
No_TRIM_AÑO	Número (1,2,3,4) del último trimestre y año X/XXXX	
PROD_PROM_TRIM	Producción promedio del último trimestre	
PROD_ACUM_TRIM	Producción total del último trimestre	
AÑO	XXXX	
PROD_PROM_AÑO	Producción promedio en el último año	
PROD_ACUM_AÑO	Producción acumulada en el último año	
PRESION_PROM	Presión promedio del gas medido en la cabeza del pozo en el último mes	
TEMP_PROM	Temperatura promedio del gas medido en la cabeza del pozo en el último mes	
DISTANCIA	Distancia en metros del pozo a la subestación	
FECHA	Fecha de actualización de la información	

Fuente: Autor del Proyecto

Tabla16. Monitoreo de las Condiciones en Pozo en Minutos

TABLA: MEDICIÓN_MIN_EN_POZO		
ATRIBUTO	DESCRIPCIÓN	TIPO DATO
ID_POZO	Código identificador del pozo	
FECHA	DD/MM/AÑO XX/XX/XXXX	
HORA	HH:MM:SS	
PRESIÓN	Valor de la presión en Psi	
TEMPERATUR A	Temperatura en grados centígrados	

Fuente: Autor del Proyecto

Tabla 17. Monitoreo de las Condiciones en Pozo en Horas

TABLA: MEDICIÓN_HORARIA_EN_POZO		
ATRIBUTO	DESCRIPCIÓN	TIPO DATO
ID_POZO	Código identificador del pozo	
FECHA	DD/MM/AÑO XX/XX/XXXX	
HORA	HH:MM:SS	
PRESIÓN	Presión promedio horaria en Psi	
TEMPERATUR A	Temperatura promedio horaria en grados centígrados	

Fuente: Autor del Proyecto

Tabla 18. Monitoreo de las Condiciones en Pozo Diaria

TABLA: MEDICIÓN_DIA_EN_POZO		
ATRIBUTO	DESCRIPCIÓN	TIPO DATO
ID_POZO	Código identificador del pozo	
FECHA	DD/MM/AÑO XX/XX/XXXX	
PRESIÓN	Presión promedio medida en psi	
TEMPERAT URA	Temperatura promedio medida en grados centígrados	
PRESIÓN_ MAX	Presión máxima en el día en Psi	
TEMP_MAX	Temperatura máxima en el día en grados centígrados	
PRESIÓN_ MIN	Presión mínima en el día en Psi	
TEMP_MIN	Temperatura mínima en el día en grados centígrados	

Fuente: Autor del Proyecto

Tabla 19. Monitoreo de Fallas en Variables Operacionales en Pozo

TABLA: ALARMA_DIA_EN_POZO		
ATRIBUTO	DESCRIPCIÓN	TIPO DATO
ID_POZO	Código identificador del pozo	
FECHA	DD/MM/AÑO XX/XX/XXXX	
HORA	HH:MM:SS	
PRESIÓN	Presión medida fuera de rango	
TEMPERAT URA	Temperatura medida	

Fuente: Autor del Proyecto

CONCLUSIONES

- El transmisor electrónico inteligente adaptado a cualquier variable del proceso presenta un ahorro en costo significativamente alto en comparación con el transmisor electrónico analógico, ya que solo requiere un par de hilos para la alimentación y la transferencia de datos, esto se ve reflejado en menos ductería a instalar y menos metraje de cable a utilizar.
- Al disponer del mismo proveedor para implementar soluciones conlleva a cerrarse a nuevas tecnologías, implicando un monopolio de equipos que no serán compatibles con otros fabricantes, al no disponer una comunicación universal crean una dependencia tecnológica y eventualmente ante una falla posiblemente generar paradas de planta por no poseer dispositivos en reserva.
- Los sistemas de comunicación basados en radio enlaces presenta bajos costos en instalación, en comparación con soluciones pensadas como fibra óptica o sistemas satelitales, además presenta ventajas en mantenimiento del canal de comunicación requiriendo pocos operarios para tener una línea de vista libre de obstáculos.
- Al seleccionar un elemento primario para ser instalado en condiciones de flujo en una sola fase, se debe contemplar una eventualidad de cambio de fase, convirtiéndose en un flujo bifásico (gas/liquido), por tal razón se debe disponer de un elemento que demuestre gran robustez y mejor exactitud en la toma de medidas en aplicaciones con flujo bifásico o húmedo.
- Las válvulas check son indispensables en la industria gasífera ya que orientan el flujo a fluir en una sola dirección, la presión del flujo forzara la válvula abrirse

o en su defecto la carencia de presión mantendrá la válvula cerrada, manteniendo la tubería cargada para un posible consumo inmediato.

- Para una correcta trazabilidad de la producción, es necesario que todas las dependencias de la red industrial manejen la misma información clara y concisa, mediante la implementación de formatos de sistemas de gestión integral donde las variables operacionales de mayor interés queden consignadas, para así conocer la cantidad de producto comercializado y se facilite la toma de decisiones a nivel organizacional.
- Es necesario conocer las propiedades físicas de los flujos de los fluidos, para conocer el diámetro real de la tubería interna cuando presta el servicio de transporte de fluido bifásico, para determinar el volumen de gas que se transporta y el volumen de líquido transportado.

BIBLIOGRAFIA

- [1] GUIA OPERACIONAL PLANTA DE DESHIDRATACION CON GLICOL programa de entrenamiento para operadores. GT INGENIERIA LTDA.
- [2] COMPRESION DE GAS NATURAL programa de entrenamiento para controladores de gas natural. 1998 ENBRIDGE TECHNOLOGY INC.
- [3] GENERALIDADES Y PROPIEDADES DEL GAS NATURAL. GT INGENIERIA LTDA.
- [4] CREG 041 DE 2008. 5.2.1 Medición de cantidades de energía y calidad de gas en estaciones de transferencia de custodia, de entrada. Numeral 6.3.
- [5] VILLALOBOS ORDAZ. Gustavo Medición y control de procesos industriales 1ª edición. Editorial Instituto Politécnico Nacional 2006. Capitulo 3 Temperatura.
- [6] VILLALOBOS ORDAZ. Gustavo Medición y control de procesos industriales 1ª edición. Editorial Instituto Politécnico Nacional 2006. Capitulo 4 Clasificación de las presiones.
- [7] ACEVEDO PICO, Alfredo; Almeida Ortega, Cesar. "Comunicación y Transmision de Datos en Instrumentacion Industrial". Revista MET&FLU. No 2. 2010
- [8] CREUS SOLÉ. Antonio Instrumentación industrial 6ª edición. Editorial Alfa omega Marcombo. Capitulo 8 Elementos finales de control.

[9] DISPOSITIVO DE CONTROL. Programa de entrenamiento para controladores de gas natural. 1998 ENBRIDGE TECHNOLOGY INC.

[10] INSTITUTO TECNOLOGICO DE MINATITLAN. Tutorial calibración de un controlador de presión wizard serie 4150k

[11] CREUS SOLÉ. Antonio Instrumentación industrial 6ª edición. Editorial Alfa omega Marcombo. Capitulo 2 Transmisores.

[12] ARIGANELLO Ernesto. REDES CISCO Guia de estudio para la certificación CCNA 640-802. Alfaomega. Capitulo 1 Principios de networking.

[13] EMERSON Process Management – Educational services. Course 2051.

[14] EMERSON Process Management – Educational services. Course 2051.

[15] ACEVEDO PICO, Alfredo; ALMEIDA ORTEGA, Cesar. "Comunicación y Transmision de Datos en Instrumentacion Industrial". Revista MET&FLU. No 2. 2010

[16] OTERO Jesus Enrique. instrumentación industrial en instalaciones petroleras. Capítulos 12 Redes de control