

ESCUELA POLITÉCNICA DEL EJÉRCITO

FACULTAD DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA

**PROYECTO DE GRADO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO EN
INGENIERÍA ELECTRÓNICA**

**AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL DE UN SISTEMA DE
CALIBRACIÓN Y MEDICIÓN DE FLUJO DE PETRÓLEO EN LA
ESTACIÓN CENTRAL DEL CAMPO SHUSHUFINDI**

**JOSÉ LUIS CEPEDA TAFUR
CARLOS ALBERTO VENEGAS LÓPEZ**

QUITO - ECUADOR

2005

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente Proyecto de Grado “Automatización y Control de un sistema de calibración y medición de flujo de petróleo en la estación central del campo Shushufindi” fue desarrollado en su totalidad por los Sres. José Luis Cepeda Tafur y Carlos Alberto Venegas López, bajo nuestra dirección, como requerimiento parcial a la obtención del título de INGENIERO ELECTRÓNICO.

Sangolquí, 8 de marzo del 2005

Ing. Víctor Proaño
DIRECTOR DEL PROYECTO

Ing. Rodolfo Gordillo
CODIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a Dios por habernos privilegiado con el don de la vida, fortaleciéndonos y llenándonos día a día nuestros espíritus con sabiduría, amor, valentía y honestidad que han sido pilares fundamentales en el cumplimiento de nuestros objetivos.

A nuestros padres, amigos leales e inigualables, nuestro más profundo y sincero agradecimiento, ya que con su amor, sacrificio y dedicación nos han educado para llegar a ser hombres de bien, así como también por todo el apoyo incondicional que nos han brindado en el transcurrir de nuestras vidas.

De manera muy especial nuestro agradecimiento y un reconocimiento profundo al Ingeniero Jose Cepeda Vinueza digno amigo de admiración y consideración, quien con su alto espíritu y forjador de jóvenes supo dirigirnos en el desarrollo y elaboración de este proyecto, respaldado en una trayectoria de valía experiencia con el soporte de su conocimiento y un alto nivel de profesionalismo.

A nuestro amigo Ingeniero Antonio Venegas, modelo de responsabilidad y trabajo, por habernos guiado con su experiencia en el desarrollo del proyecto.

A todos nuestros amigos y familiares que en todos los momentos supieron darnos su apoyo y comprensión generosamente.

A Escuela Superior Politécnica del Ejército, institución de excelencia, nuestro agradecimiento por habernos permitido estudiar y ser parte de ella para ser profesionales forjadores de un nuevo País.

A nuestros profesores, colegas que nos brindaron y compartieron todos sus conocimientos y experiencias de manera sincera y desinteresada a lo largo de nuestros estudios universitarios.

Al departamento de Proyectos Especiales de Petroproducción por habernos dado la oportunidad de realizar este tema de tesis en beneficio a la producción petrolífera de nuestro País.

Al Ingeniero Ricardo Palmeiro, presidente de la empresa Tecnipro por facilitarnos el controlador electrónico AMOT para la realización de la simulación del proyecto.

JOSÉ LUIS CEPEDA TAFUR
CARLOS ALBERTO VENEGAS LÓPEZ

DEDICATORIA

Dedico este proyecto a Dios Padre Creador del Universo, quien me a dado la oportunidad de ver la luz cada día y llenar de bendiciones mi vida.

En mi vida siempre he tenido el compartimiento de mi Padre José Miguel Cepeda V .quien ha sido mi guía y protector, para él mi esfuerzo realizado.

Para mi Madre Nancy Tafur Y. el amor de mi vida, ofrendo a ella esta labor al igual que mi corazón, sin su ser nada seria lo que ahora soy. Dos seres de mucha admiración que con su bendición y perseverancia hicieron que mi vida tenga el alcance máximo del éxito para el inicio del desarrollo de la sociedad con excelencia.

A mis hermanos Verito y Juan Carlos Cepeda T, que me brindaron su apoyo incondicional y la seguridad para emprender en el camino del saber.

A María del Carmen Olea A. quien con su comprensión y amor hizo posible la culminación de esta gran meta.

A mis amigos y compañeros que en el largo trajinar de nuestro estudio aportaron con esmero y sin interés su amistad y compañerismo, fundamentado en valores humanos.

JOSÉ LUIS CEPEDA TAFUR

DEDICATORIA

A Dios, por darme la vida y estar siempre en mi corazón, cuidándome e eliminándome en los extensos senderos del vivir.

A mis padres, Antonio Venegas G. y Beatriz López P., que han sido y serán lo más importante, valioso y sublime que me pudo dar la vida, ya que me han sabido guiar cada uno de mis pasos con amor, cariño y dedicación, dándome así las fuerzas necesarias para llegar a lo que ahora soy. A ustedes, amados padres, por todos los sacrificios realizados para darme siempre lo mejor para mi beneficio.

A mi esposa Jacqueline Jara, por comprenderme y enseñarme a encontrar el camino del amor y la felicidad, demostrándome así su verdadero cariño. A ella, quien amo con todo mi corazón.

A mi hijo Carlitos Antonio V., ya que con su amor y ternura llena mi vida de mucha felicidad, dándome las fuerzas necesarias para seguir luchando. A él por ser el mejor regalo terrenal que Dios me ha dado.

A mis hermanos, Antonio y Betty Venegas L., por todo el cariño, comprensión y apoyo que siempre me han sabido dedicar, demostrándome de esta manera cuan importante son en mi vida.

CARLOS ALBERTO VENEGAS LÓPEZ

ÍNDICE DE CONTENIDOS

PRÓLOGO

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

1.1	Introducción	1
1.2	Objetivos	3
1.2.1	Objetivos Generales	3
1.2.2	Objetivos Específicos	4

CAPÍTULO 2

2. DESCRIPCIÓN COMPLETA DEL SISTEMA DE CALIBRACIÓN

2.1	Generalidades sobre la explotación de petróleo	5
2.1.1	Origen y formación	6
2.1.2	Ubicación en la corteza terrestre	7
2.1.3	Características de los yacimientos	8
2.1.4	Proceso de exploración de petróleo	9
2.1.5	Métodos de exploración	9
2.1.6	Perforación	10
2.1.7	Pruebas	13
2.1.8	Tipos de producción	13
2.1.9	Proceso de producción	17
2.1.10	Tanques	23
2.1.11	Bombas	25
2.1.12	Equipos de superficie asociados	27
2.2	Descripción del sistema de calibración	30
2.2.1	Diagrama de flujo del sistema de calibración	31
2.2.2	Bomba booster	33
2.2.3	Filtro	33

2.2.4	Eliminador de aire	34
2.2.5	Medidor de flujo tipo desplazamiento positivo	36
2.2.6	Probadores de desplazamiento	42
2.2.7	Controlador electrónico	56
2.2.8	Computadora de control y monitoreo de flujo - Sybertrol	56

CAPÍTULO 3

3. INGENIERÍA BÁSICA

3.1	Esquema General	73
3.2	Diagrama P&ID del sistema de medición y calibración y explicación de instalación actual	74
3.3	Diseño de la etapa de supervisión entre estaciones	80
3.3.1	Transmisión de datos desde la estación hacia el campo Lago Agrio vía microonda	83
3.4	Especificaciones generales de los equipos del sistema de medición y calibración	92
3.4.1	Condiciones de diseño	92
3.4.2	Especificaciones de material	92
3.4.3	Especificaciones eléctricas	93
3.4.4	Válvulas	93
3.4.5	Medidores de flujo	93
3.4.6	Filtro	94
3.4.7	Toma muestras	94
3.4.8	Probador	94
3.4.9	Transmisores	95
3.4.10	Controladores electrónicos	95
3.4.11	Actuadores	95
3.4.12	Bomba	96

CAPÍTULO 4

4. INGENIERÍA DE DETALLE

4.1	Introducción	97
4.2	Especificaciones técnicas del sistema de medición y calibración	98
4.2.1	Medidores PD	98
4.2.2	Transmisores de pulsos	98
4.2.3	Válvulas de bloqueo	99
4.2.4	Válvulas de control	99
4.2.5	Filtro	99
4.2.6	Probador bidireccional	100
4.2.7	Sensor – transmisor de presión (PT 380)	101
4.2.8	Sensor – transmisor de temperatura (TT 380)	101
4.2.9	Sensor – transmisor de densidad (DT 380)	102
4.2.10	Sensor – transmisor de nivel (LT 380)	103
4.2.11	Actuadores	103
4.2.12	Bomba	104
4.2.13	Esquemas eléctricos de conexión	104
4.2.14	Diagramas de montaje	105
4.2.15	Diagrama de ubicación	105
4.3	Configuración del sistema para determinar el factor de medidor	106
4.3.1	Menú principal	106
4.3.2	Modo de programación	107
4.3.3	Configuración para el medidor	108
4.3.4	Configuración para el probador	117
4.3.5	Configuración para el factor del medidor	123
4.4	Diseño del sistema de control y monitoreo	124
4.4.1	Diagrama de flujo del programa Ladder del controlador electrónico HAWK-I AMOT	124
4.4.2	Elaboración de la interfaz Hombre-Máquina (HMI)	128
4.5	Operación del sistema	136
4.5.1	Operación e interpretación de las pantallas del HMI	137
4.6	Sistema de comunicaciones	150
4.6.1	Interfaces seriales	150

4.6.2 Interfaces Ethernet	153
4.6.3 Protocolo Modbus	153
4.6.4 Protocolo HART	154
4.7 Análisis económico	154

CAPÍTULO 5

5. ANÁLISIS DEL SISTEMA ACTUAL FRENTE AL PROPUESTO

5.1 Calibración actual de medidores usando probador	156
5.2 Cálculo del factor del medidor	157
5.2.1 Procedimiento de corridas	157
5.2.2 Cálculo de los parámetros de corrección para encontrar el volumen neto en el probador	158
5.2.3 Cálculo del Factor del Medidor	161
5.3 Análisis del sistema actual frente al propuesto	161
5.3.1 Principales ventajas del sistema automatizado	164
5.3.2 Principales desventajas del sistema automatizado	164

CAPÍTULO 6

6. ESTUDIO DEL FUTURO SISTEMA SCADA AL CUAL SE INTEGRARÁ EL SISTEMA DE MEDICIÓN Y CALIBRACIÓN

6.1 Antecedentes	165
6.1.1 Ubicación y área de cobertura	166
6.1.2 Configuración del sistema eléctrico interconectado de potencia de PETROPRODUCCIÓN	166
6.1.3 Configuración de las estaciones de producción	167

6.2 introducción del proyecto de control supervisorio y adquisición de datos (SCADA)	167
6.3 Descripción del proyecto	169
6.3.1 Equipos de potencia considerados en la parte eléctrica del sistema SCADA	170
6.3.2 Centrales de generación	171
6.3.3 Subestaciones de transformación del sistema	173
6.4 Equipos de producción considerados en la parte de ingeniería de petróleos del sistema SCADA	184
6.4.1 Estaciones de producción	185
6.4.2 Medición de la producción de Petroproducción	187
6.5 Sistema de comunicaciones	188
6.5.1 Proyecciones del sistema SCADA	188
6.5.2 Interconexión local	189
6.5.3 Interconexión remota	190
6.5.4 Proceso de adquisición de datos	191
6.6 Funciones básicas de un sistema SCADA	192
6.6.1 Topología SCADA	193
6.6.2 Funcionalidad básica SCADA	193
6.6.3 Base de datos	194
6.6.4 Funciones de supervisión	195
6.7 Medición de producción de petróleo de la estación Shushufindi	196

CAPÍTULO 7

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 Conclusiones.	198
7.2 Recomendaciones.	201

REFERENCIAS BIBIOGRÁFICAS

ANEXO 1

PROCESO DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

ANEXO 2

**UNIDADES DE PRESIÓN, TEMPERATURA, DENSIDAD, ÍNDICE Y
CAPÍTULOS 4 Y 12 DE LAS NORMAS API**

ANEXO 3

**HOJAS REPORTES TÍPICAS DE UNIDADES LACT EN LAS
ESTACIONES SHUSHUFINDI CENTRAL Y LAGO AGRIO**

ANEXO 4

PLANOS DE UBICACIÓN, DIAGRAMAS ELÉCTRICOS Y DE MONTAJE

ANEXO 5

**DIAGRAMA GRAFCET Y PROGRAMA DE ESCALERA (LADDER) DEL
CONTROLADOR LÓGICO PROGRAMABLE**

ANEXO 6

REGISTROS DEL COMPUTADOR DE FLUJO SYBERTROL

ANEXO 7

DATASHEET'S DE LOS DISPOSITIVOS UTILIZADOS

ÍNDICE DE FIGURAS

ÍNDICE DE TABLAS

ÍNDICE DE DATASHEET'S

GLOSARIO

PRÓLOGO

La automatización de procesos aplicada a la industria petrolera efectuaría un crecimiento enorme en la producción diaria de petróleo que se vería representada en ingresos económicos favorables para Petroproducción y por ende al país.

En la actualidad en la estación Shushufindi Central, es necesario reemplazar los mecanismos obsoletos con equipos de tecnología de punta que permitan optimizar el funcionamiento y mejorar la producción de petróleo en la estación, la misma que debe ser cuantificada con un mínimo error en la medición. El propósito de este proyecto es automatizar el sistema de medición de flujo de petróleo en estación, para tener una medida más real del número de barriles entregados a la estación Lago Agrio.

El presente proyecto está estructurado en base a los siguientes capítulos, los cuales se detallan a continuación.

En el capítulo 1 se realiza una breve introducción sobre las condiciones actuales de la producción de petróleo en la estación Shushufindi Central y el alcance que se obtendría con la automatización. Según los requerimientos que demanda esta estación se plantean los objetivos generales y específicos a cumplirse.

En el capítulo 2 se menciona lo referente a la producción, explotación y obtención del crudo. Se describe en forma general el funcionamiento de los equipos que forman parte del sistema de medición y calibración.

El capítulo 3 corresponde a la ingeniería básica para la automatización del sistema de medición y calibración, y el diseño en sí del monitoreo local y remoto desde las estaciones Shushufindi Central y Lago Agrio respectivamente.

Una vez que se ha realizado una ingeniería básica del sistema, en el capítulo 4, se diseña la ingeniería de detalle del mismo incluyendo el funcionamiento y manejo a través de una interfaz HMI.

En el capítulo 5 se realiza una comparación económica y funcional entre el sistema actual frente al sistema propuesto, incluyendo sus ventajas y desventajas.

Para poder integrar el sistema propuesto al futuro SCADA de Petroecuador, se describe en el capítulo 6 de manera global la estructura que tendría el SCADA en base a los recursos que se disponen en todo el distrito amazónico.

Por último el capítulo 7 abarca las conclusiones que se obtuvieron al realizar el diseño, análisis y simulación del sistema a automatizarse, además se listan recomendaciones que se deben tomar en cuenta para un funcionamiento óptimo del mismo.

Figura 2.31: Principales elementos del probador unidireccional	46
Figura 2.32: Probador Bidireccional	47
Figura 2.33: Sección de lanzamiento (launch chamber)	48
Figura 2.34: Volumen de ida y vuelta (round trip)	48
Figura 2.35: Interruptor detector	49
Figura 2.36: Transmisor de Pulsos	50
Figura 2.37: Revestimiento del Probador	52
Figura 2.38: Desplazador o esferoide	53
Figura 2.39: Velocidad del esferoide dentro del probador	54
Figura 2.40: Válvula de cuatro vías	55
Figura 2.41: Funcionamiento de la válvula de cuatro vías	55
Figura 2.42: Modelo de Sybertrol para montaje en el panel	56
Figura 2.43: Modelo de Sybertrol para montaje en el campo	57
Figura 2.44: Entrada digital	61
Figura 2.45: Salida digital	61
Figura 2.46: Entrada analógica 4-20 mA	63
Figura 2.47: Salida analógica 4-20 mA	63
Figura 2.48: Parte posterior del Sybertrol	66
Figura 2.49: Esquema general del Sybertrol	69
Figura 2.50: Control remoto del Sybertrol	70
Figura 2.51: Software de programación Syber Mate	71
Figura 3.1 : Diagrama de P&ID del sistema	75
Figura 3.2 : Etapa de almacenamiento	76
Figura 3.3 : Sistema de succión	77
Figura 3.4 : Sistema de filtros	78
Figura 3.5 : Etapa de medición	78
Figura 3.6 : Etapa de calibración	79
Figura 3.7 : Etapa de monitoreo	81
Figura 3.8 : Torre de las antenas	84
Figura 3.9 : Antenas de microonda	85
Figura 3.10: Equipos y tarjetas de telecomunicaciones	86
Figura 3.11: Sistema Microondas Digital Punto a Punto	88
Figura 3.12: Cableado y dispositivos de red	90

Figura 3.13: Software de monitoreo de enlaces	90
Figura 3.14: Enlace Lago Agrio - Shushufindi	91
Figura 4.1 : Main menú del Sybertrol	107
Figura 4.2 : Program Mode Menu del Sybertrol	107
Figura 4.3 : Acceso al Pulse Input Menu del Sybertrol	108
Figura 4.4 : Select Meter del Sybertrol	109
Figura 4.5 : Setup Menu del medidor	109
Figura 4.6 : Temperature Menu del medidor	110
Figura 4.7 : High Temperature Alarm del medidor	110
Figura 4.8 : Low Temperature Alarm del medidor	111
Figura 4.9 : Density Menu del medidor	111
Figura 4.10: Analog I/O # del menú de densidad	112
Figura 4.11: Pressure Menu del medidor	112
Figura 4.12: High Pressure Alarm del medidor	113
Figura 4.13: Low Pressure Alarm del medidor	113
Figura 4.14: Flow control Menu del medidor	114
Figura 4.15: Analog I/O del Sybertrol	115
Figura 4.16: Program Mode Menu del Sybertrol	117
Figura 4.17: Prover Setup Menu del Sybertrol	118
Figura 4.18: Prover Description Menu del Sybertrol	118
Figura 4.19: Prover BI-DI Control I/O Menu	119
Figura 4.20: Digital I/O # Configuration	119
Figura 4.21: API table menu	122
Figura 4.22: Meter Factors Menu	123
Figura 4.23: Expresión para presentar la temperatura del medidor	130
Figura 4.24: Objeto animador basado en parámetros remotos	136
Figura 4.25: Pantalla de inicio HMI	137
Figura 4.26: Menú de acceso a monitoreo y factores	138
Figura 4.27: Pantalla de monitoreo	138
Figura 4.28: Cambio a modo INGENIERO	139
Figura 4.29: Sistema desactivado	140
Figura 4.30: Sistema activado	140
Figura 4.31: Pantalla de estado y mando de la válvula	141

Figura 4.32: Pantalla abriendo válvula	141
Figura 4.33: Salidas del controlador HAWK-I AMOT	142
Figura 4.34: Pantalla cerrando válvula	142
Figura 4.35: Pantalla de monitoreo de descarga a Lago Agrio	143
Figura 4.36: Botón menú principal	143
Figura 4.37: Botón CALIBRACIÓN	144
Figura 4.38: Botón CALIBRACIÓN	144
Figura 4.39: Pantalla de monitoreo del flujo en el probador	145
Figura 4.40: Pantalla de inicio de corridas Sybertrol	146
Figura 4.41: Pantalla de monitoreo de viaje de ida de la esfera en el probador	147
Figura 4.42: Pantalla de monitoreo de viaje de retorno de la esfera en el probador	147
Figura 4.43: Hoja de reportes	148
Figura 4.44: Reset del medidor	149
Figura 4.45: Alarmas indicadoras de los transmisores	149
Figura 4.46: Alarmas indicadoras del tanque	150

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

1.1 INTRODUCCIÓN

En la actualidad la unidad de medición de crudo (LACT) de Shushufindi Central requiere ser modernizada debido a que sus equipos de medición e instrumentación son obsoletos, los fabricantes ya no dan soporte ni repuestos, además no cumplen en su totalidad con las normas y recomendaciones API, causando errores en la medición de flujo de petróleo.

Las condiciones de diseño son de hace 20 años, por lo tanto no se adaptan a las condiciones de operación actuales produciendo que el balance en la producción diaria de barriles de petróleo en esta estación no corresponda a un valor real.

Los medidores y probadores actuales trabajan al límite o fuera de especificaciones, tal es así que la compensación, para obtener un lectura aproximada del volumen real, es realizada mecánicamente y todos los cálculos de los factores de medición se hacen manualmente utilizando tablas y procedimientos no adecuados.

Actualmente no existe la posibilidad de integrar automáticamente toda la información de la unidad LACT al futuro sistema SCADA de Petroecuador.

El desarrollo tecnológico alcanzado en los últimos años, teniendo como soporte a la electrónica y computación ha permitido alcanzar niveles de automatización, precisión y velocidad de respuesta muy superiores a los ejecutados por la neumática y electromecánica.

La Industria Petrolera como la principal fuente generadora de recursos económicos y energéticos en el Ecuador, debe optimizar el proceso de producción de petróleo a través de la implementación de Sistemas de Automatización y Control basadas en tecnología de punta, a fin de mejorar considerablemente la eficiencia en todas y cada una de las etapas que comprenden el proceso de obtención de crudo.

Toda empresa tiene objetivos establecidos como: alcanzar los mejores réditos en los productos fabricados, procesados o explotados. Para conseguir estos resultados es indispensable pensar en mejorar los niveles de calidad y productividad, que garanticen a la vez una imagen empresarial sólida, segura, confiable y con un alto grado de competitividad.

En el área petrolera varias empresas cuentan con sistemas neumáticos y electromecánicos, los cuales presentan una serie de limitaciones tecnológicas, que impiden ofrecer un mejor producto. Muchos de los equipos neumáticos y electromecánicos utilizados ya no se fabrican, o sus repuestos se elaboran bajo pedido, lo cual es inconveniente a la hora de repararlos ya que los costos de mantenimiento y producción se elevan considerablemente.

Actualmente un dispositivo de uso común en la industria es el PLC (Controlador Lógico Programable) que permite automatizar los procesos y que representa significativas ventajas frente a los sistemas electromecánicos o neumáticos tales como los márgenes de precisión y exactitud.

Es importante mencionar que el resultado alcanzado por un sistema automatizado, depende enormemente de la precisión y exactitud entregada por los instrumentos de medición de las variables físicas involucradas, por esta razón es muy importante considerar todos los aspectos y requerimientos a la hora de elegir un determinado sensor o transmisor.

1.2 OBJETIVOS

En base a las problemáticas del sistema de medición y calibración actuales se plantean los siguientes objetivos.

1.2.1 Objetivos generales

- Automatizar el sistema de calibración de medidores de caudal de una estación del campo Shushufindi con equipos de última tecnología, que permitan integrarlo al futuro sistema SCADA de Petroproducción.
- Disminuir al máximo los errores en la medición de flujo de petróleo producidos en dicha estación, lo cual es muy conveniente para la empresa ya que ésta tendría una medida más real de la cantidad de producto despachado.

1.2.2 Objetivos específicos

- Reemplazar dispositivos obsoletos con equipos de última tecnología, que permitan mejorar la precisión, exactitud y repetibilidad en la medición de las variables utilizadas, con el fin de optimizar el desempeño del sistema.
- Reemplazar válvulas de operación manual por válvulas con actuadores eléctricos, las mismas que serán controladas desde un controlador lógico programable (PLC).
- Desarrollar una interfaz HMI a través de la cual un operador pueda controlar y visualizar todos los procesos involucrados dentro del sistema, así como también almacenar valores históricos de mediciones en la base de datos del futuro sistema SCADA, para realizar análisis del desempeño.
- Obtener el factor de medición en forma automática.

CAPÍTULO 2

DESCRIPCIÓN COMPLETA DEL SISTEMA DE CALIBRACIÓN

2.1 GENERALIDADES SOBRE LA EXPLOTACIÓN DEL PETRÓLEO

Para el proceso de producción y tratamiento del petróleo se requiere de diferentes equipos y sistemas tales como: motores eléctricos, motores a combustión interna, compresores, bombas, generadores, turbo-generadores, separadores, tanques, deshidratadores, sistema de medición y calibración, sistemas contra incendios, etc., los cuales están controlados por dispositivos mecánicos, electrónicos, neumáticos y electromecánicos, en muchos casos, el control se lo realiza en base a la medición de cuatro variables, como son: presión, temperatura, flujo y nivel.

Esta tesis ha sido desarrollada, considerando que es necesario primeramente familiarizarse con el medio y el producto a procesar, en este caso el petróleo por lo cual es importante enunciar y generalizar conceptos y términos de la industria Petrolera como base para su posterior aplicación en el desarrollo de este trabajo.

2.1.1 Origen y formación

El petróleo es una mezcla compleja de hidrocarburos que se encuentra en la naturaleza en estado sólido, líquido, gaseoso o en disolución, está formado especialmente por carbono e hidrógeno, en proporción del 75% al 86% del primero, del 19% al 14% del segundo.

No se conoce con certeza como se formó en el subsuelo ya que está en discusión varias teorías sobre su origen y proceso formativo. Existen dos teorías fundamentales que tratan de explicar el origen de los hidrocarburos; la teoría orgánica y la inorgánica.

La Teoría de Origen Orgánico es la más aceptada, la hipótesis más conocida menciona que grandes masas de materias orgánicas de animales y/o vegetales, comprendidas en los asientos sedimentarios, se han transformado en petróleo. Figura 2.1

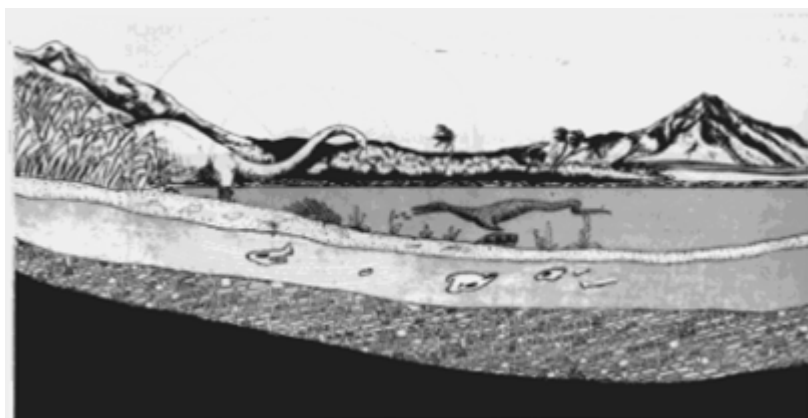


Figura. 2.1 Teoría de formación orgánica de hidrocarburos

2.1.2 Ubicación en la corteza terrestre

Se denomina corteza terrestre a la zona exterior de la Tierra sobre la cual vivimos y que es accesible a nuestras observaciones. La corteza terrestre está formada por rocas constituidas por minerales.

Se puede distinguir tres tipos de rocas: rocas ígneas, rocas sedimentarias y rocas metamórficas. ⁽¹⁾

Las rocas de interés son las sedimentarias por cuanto están íntimamente relacionadas con el origen y acumulación de petróleo. Figura 2.2

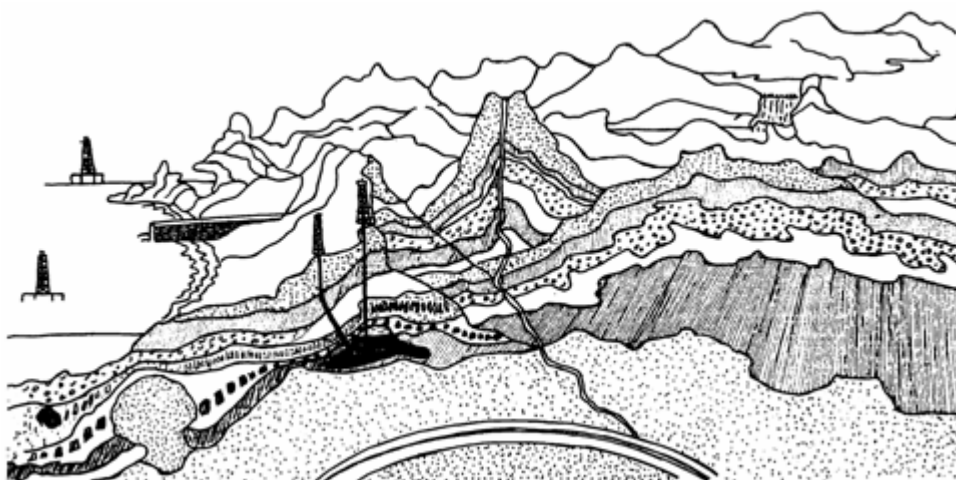


Figura. 2.2 Ubicación de la corteza terrestre del petróleo

⁽¹⁾ Fundamentals of Petroleum, Published by Petroleum Extension Service, University of Texas, 1979, p. 6

2.1.3 Características de los yacimientos

Yacimiento Petrolífero se denomina a la región del subsuelo donde se acumula el petróleo y permanece allí hasta ser extraído. Las rocas que lo contienen y la estructura tectónica determinan la naturaleza del yacimiento, generalmente el petróleo se escapa de la Roca Madre y empapa las rocas porosas de los alrededores tales como areniscas, calizas, etc. Acumulándose en forma de lentejones y distribuyéndose agua en la parte inferior, petróleo en la mitad y gas en la parte superior.

La conservación de un yacimiento depende de la protección contra la oxidación y destrucción, lo cual se consigue con la presencia de capas arcillosas impermeables.

Un yacimiento que contiene hidrocarburos debe ser poroso. La porosidad se entiende como la medida de los espacios vacíos en una roca, en los cuales se acumula el petróleo. Figura 2.3

La permeabilidad es otra característica de la roca donde se encuentra un yacimiento, los poros deben estar conectados entre sí para que el hidrocarburo pueda desplazarse.

Para tener una mejor idea de las rocas que acumulan hidrocarburo, las podemos comparar con una esponja que contiene agua y que está rodeada de capas impermeables que impiden la salida del líquido.

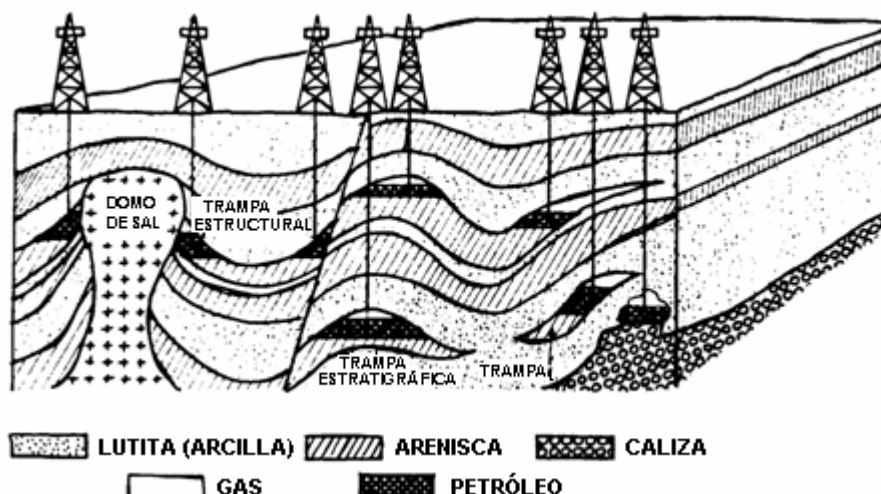


Figura. 2.3 Trampas hidrocarbúricas

2.1.4 Proceso de exploración de petróleo

La exploración o prospección es la primera de las fases de la industria hidrocarbúrica, su objetivo es descubrir nuevos yacimientos que permitan incorporar mayores reservas de petróleo y gas.

2.1.5 Métodos de exploración

Son muchos los métodos utilizados en la actualidad para encontrar lugares donde puede haber acumulaciones de petróleo, estos incluyen el reconocimiento fotográfico desde el aire, exploraciones geológicas en la superficie y métodos geofísicos para explorar por debajo de ella. Los métodos más utilizados son los geológicos y los geofísicos, pero ninguno garantiza al 100% la presencia de hidrocarburos.

Dentro de los métodos geofísicos tenemos: el gravimétrico, magnético, eléctrico, geoquímica, sísmico, cada uno con una técnica específica para estudiar las rocas que forman la corteza terrestre.⁽¹⁾

2.1.6 Perforación

El método moderno para perforar un pozo utiliza una herramienta de perforación rotatoria (broca de perforación), que tiene resistentes aleaciones de dientes metálicos que pueden taladrar hasta la roca más dura. La broca se atornilla a una tubería cuadrada y hueca llamada cuadrante, que pasa a través de un agujero cuadrado en una mesa rotatoria, que corresponde a un disco de acero que se hace girar por medio de un motor a diesel.

Cuando la mesa rotatoria gira, el cuadrante gira con ella y tuerce la broca hacia abajo haciéndola penetrar en la tierra.

Cuando la broca ha taladrado alrededor de los primeros siete o diez metros del pozo, se levanta nuevamente a la superficie y se atornilla una sección de tubería redonda de perforaciones entre la broca y el cuadrante. Se baja la tubería en el agujero hasta donde llegue, y luego se reanuda la perforación repitiéndose el procedimiento descrito, pero añadiendo más y más secciones de tubería a medida que la broca avanza por debajo de la superficie. Figura 2.4

⁽¹⁾ Fundamentals of Petroleum, Published by Petroleum Extension Service, University of Texas, 1979, p. 39

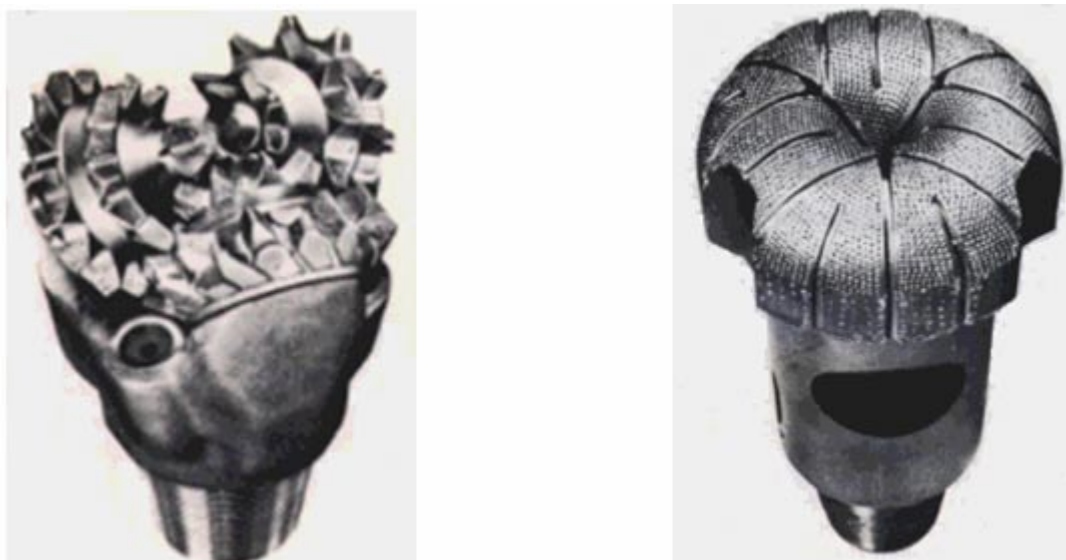


Figura. 2.4 Brocas de perforación

El cuadrante, la tubería de perforación y la broca forman un conjunto, lo que se conoce como la sarta de perforación, la cual se cuelga de una cabeza giratoria dentro de la cabria (una fuerte estructura de acero en el piso donde se encuentra la mesa rotatoria). Todos los accesorios de perforación, incluidos los motores que le suministran fuerza, llevan el nombre de equipo de perforación.

Mientras se perfora la superficie, un lodo especial compuesto de arcilla, agua y diversos productos químicos, se bombea constantemente hacia abajo a través de la tubería hueca de perforación, con el fin de mantener siempre lubricada a la broca. Así, un poderoso chorro de lodo pega en el fondo del agujero y luego vuelve a la superficie a través del espacio entre la tubería y la pared del pozo, llevando consigo los pedacitos de roca cortados por la broca. Muestras de estos pedazos se examina minuciosamente, porque indican el tipo de roca que está atravesando la sarta. También pueden mostrar indicios de petróleo o gas, además de servir como capa protectora de las paredes del pozo para evitar su desmoronamiento.

Con el tiempo, la broca se desgasta y hay que reemplazarla por una nueva. Para esto hay que subir toda la sarta de tubería a la superficie, desatornillarla en secciones de unos treinta metros a medida que sale, y amontonarla dentro de la cabria. En un pozo profundo, el cambio de la broca es un proceso largo debido al enorme peso de la sarta de perforación (a menudo más de 100 toneladas), donde la operación completa puede tardar más de ocho horas.

A pesar de la capa protectora del lodo de perforación, las paredes del agujero tienen una tendencia a desmoronarse, especialmente cuando se perfora a través de formaciones de arena floja o arcilla.

Por lo tanto, se inserta en el pozo una tubería de acero de revestimiento, para fortalecer sus costados. A continuación se saca la sarta de perforación a fin de que puedan bajarse secciones de tubería de revestimiento, luego se introduce cemento entre el espacio de la roca y tubería, y finalmente después de su fraguado se reanuda la perforación, empleando una broca de menor diámetro.

La velocidad a la cual se perfora un pozo, varía de acuerdo con la dureza de la roca, a veces la broca puede atravesar hasta 70 metros en una hora, pero si está cortando sobre una capa muy dura, el progreso puede reducirse hasta quedar en unos 30 centímetros por hora. La perforación continúa hasta que se alcanza el petróleo o hasta que se haya perdido toda esperanza de encontrarlo. La mayoría de los pozos petroleros tienen una profundidad que oscila entre los 1000 y 500 metros, pero pueden ser muchísimo más profundos.

Tan pronto como se comprueba que un pozo contiene una importante cantidad de petróleo o gas natural, se lo pone en producción. Para esto, se retira la cabria y se coloca en la parte superior del pozo un conjunto de tubos y válvulas llamado "árbol de navidad". El árbol de navidad controla el flujo del petróleo del pozo, a través de una tubería, hasta una estación recolectora, donde se colecta el

petróleo de varios pozos. De esta manera, ha finalizado el largo, tedioso, difícil, costoso y arriesgado proceso de perforación, todo en busca del preciado “oro negro”, que ha servido de base para el desarrollo de todos los países del mundo.

2.1.7 Pruebas

Una vez concluida la perforación de un pozo, se inicia la etapa de pruebas de los diferentes yacimientos encontrados, para lo cual se conecta al cabezal instalado sobre la superficie del pozo perforado, una tubería que conducirá el fluido desde el pozo a un equipo de separación que puede ser de dos o tres fases, por último, se abren las válvulas respectivas y si el pozo tiene la suficiente presión en el fondo, el petróleo empezará a fluir. El equipo de separación recibe el fluido y lo separa en tres productos que son: agua, petróleo y gas, los mismos que son medidos a la salida del separador con diferentes instrumentos de medición de flujo; una vez cuantificada la cantidad de cada uno de ellos se determina el potencial y características del pozo a producir.

2.1.8 Tipos de producción

En la producción de hidrocarburo existen diferentes maneras de extraer el petróleo desde los yacimientos hacia la superficie terrestre. Los más utilizados son: producción por flujo natural y levantamiento artificial, dentro del cual encontramos; bombeo neumático (gas lift), bombeo hidráulico (power oil), bombeo electrosumergible y bombeo mecánico. Otra forma de producción es la recuperación secundaria con inyección de agua.⁽²⁾

⁽²⁾ Lester Charlesuren, Petroleum Production Engineering Oil Field Explotation 1980. p. 407

Flujo natural

En el yacimiento existen diferentes fuerzas que hacen fluir el petróleo y el gas hacia la superficie en forma natural; como la expansión del gas a alta presión que está asociada con el petróleo, donde el agua que está ubicada debajo de él empuja al hidrocarburo, así como la gravedad. Se dice que un pozo fluye en forma natural, cuando la presión del yacimiento es suficiente para que el petróleo logre llegar a la superficie y a partir de ahí fluya libremente.

Levantamiento artificial

Los métodos de levantamiento artificial nos sirve de ayuda para la extracción de hidrocarburo una vez que las presiones y volúmenes de petróleo han disminuido, esto puede ocurrir en un período corto o prolongado después de haber puesto en producción un pozo, dependiendo de varios factores empleados durante su extracción.

Los métodos más comunes de levantamiento artificial son: bombeo neumático, bombeo hidráulico, bombeo electrosumergible y bombeo mecánico.

Bombeo neumático (GAS-LIFT)

Como se mencionó anteriormente, el fluido proveniente de un pozo de petróleo es separado generalmente en tres productos: petróleo, agua y gas.

El gas extraído, es comprimido para elevar la presión, este gas a presión se inyecta a través del espacio anular entre la tuberías de revestimiento y de

producción, en el cual se tiene instalado varias válvulas que se abren a presiones precalibradas; una vez en su interior, el gas se mezcla con el petróleo para reducir su peso, lo cual permite que la columna hidrostática baje, haciendo que el fluido finalmente llegue a la superficie.

Bombeo hidráulico (POWER OIL)

Este procedimiento consiste en elevar la presión de un líquido, específicamente el petróleo por medio de bombas instaladas en la superficie para inyectar al fondo del pozo.

El arreglo en el suelo permite el aprovechamiento de la energía (presión) para desplazar el crudo del yacimiento hacia la superficie.

Bombeo electrosumergible

Este sistema basa su funcionamiento en la instalación de bombas centrífugas multietapas (bombas electrosumergibles) que son ubicadas en la zona que se desea producir. El proceso inicia al accionar las bombas que en base a motores eléctricos empujan el petróleo hacia la superficie.

Bombeo mecánico

Es uno de los métodos más sencillos y de menor costo, basa su funcionamiento en la operación de una bomba mecánica que permite el movimiento de varillas que se desplazan en forma vertical desde la superficie a

través de un arreglo de contra pesos, accionando un balancín por medio de un motor eléctrico o de combustión.

Recuperación secundaria

Este método actúa artificialmente en el yacimiento facilitando el drenaje de la roca almacén.

Se ejecuta mediante la inserción de una presión en los pozos con la inyección de gas o agua, la recuperación mediante fases miscibles, la aplicación de métodos térmicos o con las excavaciones de las minas.

Inyección de agua

El método de la inyección de gas (Gas Drive) o de agua (Water Flooding) consiste en bombear dentro del yacimiento gas o agua, para restablecer el empuje de gas de capa o incrementar el de la bolsa de agua. El método para inyección de agua es el sistema de producción secundaria más difundido y utilizado en la industria petrolera, generalmente se acepta que por cada 20 m³ de agua inyectada se consigue una recuperación de 1 m³ de aceite. El factor de recuperación del yacimiento puede incrementarse del 80% al 200%, siendo los valores más elevados los de la técnica de Gas Drive.

Reinyección de agua

El agua que se extrae en la producción de petróleo debe ser ubicada en recipientes, o enviada al medio ambiente, luego debe ser tratada o reinyectada en

una formación que no contamine los fluidos del subsuelo, este último procedimiento se lo realiza elevando la presión del agua mediante diferentes tipos de bombas e inyectada a través de un pozo no productivo en una formación previamente estudiada.

2.1.9 Proceso de producción

Para tratar el crudo se requiere de diferentes equipos e instalaciones de superficie que facilitan el proceso de producción de petróleo.

Básicamente se requiere separar la fase líquida compuesta por agua, petróleo y el gas, para tratarlos o utilizarlos en forma individual.

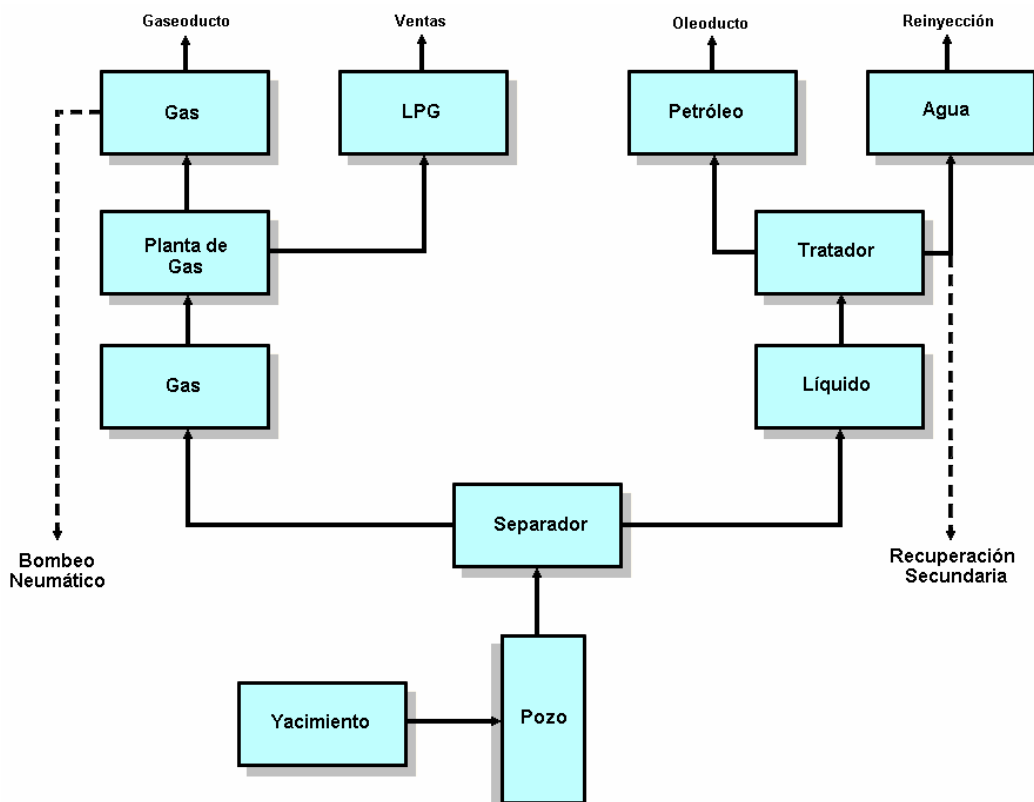


Figura. 2.5 Proceso de producción de petróleo

Pozos

La perforación de los pozos tiene por finalidad alcanzar el yacimiento de hidrocarburo y crear las condiciones adecuadas para la producción. La profundidad del pozo perforado depende del sitio donde se determine la presencia de gas o petróleo, normalmente es vertical, pero en ocasiones se lo desvía o dirige con el fin de alcanzar diversos yacimientos a partir de un solo centro situado en la superficie.

Una vez concluida la perforación del pozo y colocadas las tuberías de revestimiento de diferentes diámetros; en la superficie se coloca un conjunto de válvulas conocido como cabezal de pozo o “árbol de navidad” (Figura 2.6), el cual permite controlar el flujo de petróleo hacia la superficie.

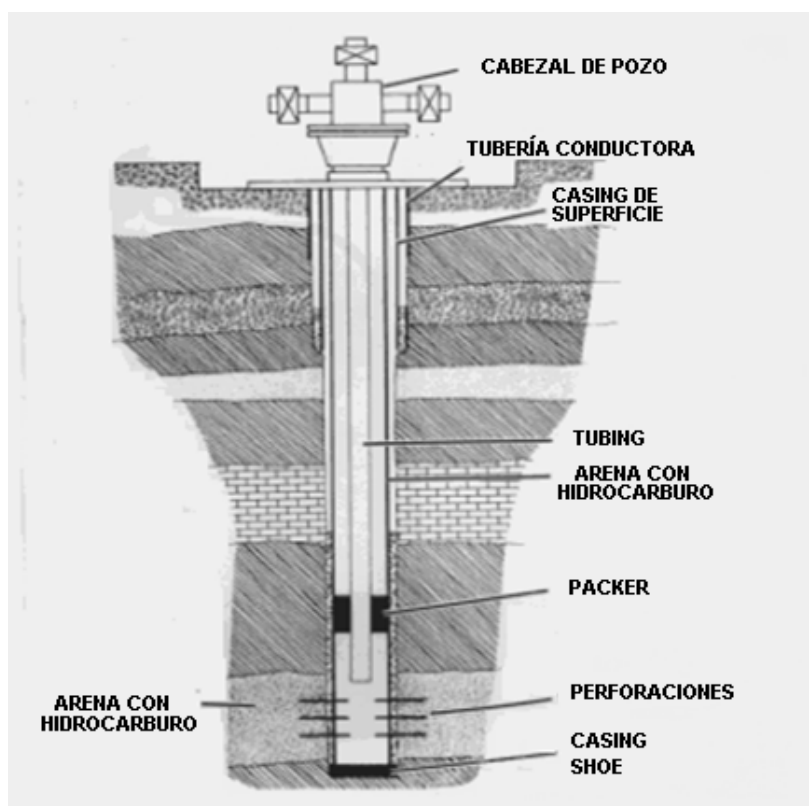


Figura. 2.6 Arreglo de un pozo productor

Estaciones de producción

Una vez que el petróleo fluye a la superficie a través del pozo perforado, el crudo es conducido por tubería de producción hacia una estación de producción.

Varios pozos perforados que se encuentran cercanos a la estación, son procesados en diferentes equipos, básicamente se inicia con la etapa de separación de sus tres componentes principales: agua, petróleo y gas, cada uno de ellos se los tratará y procesará en corrientes diferentes para su aprovechamiento o eliminación.

Distribución de los equipos

Los componentes de una estación de producción están determinados por la cantidad, tipo y características de hidrocarburo a producir; básicamente se encuentra en una estación los siguientes equipos:

Múltiple de válvulas (Mainfold), separadores (Bi-Fásicos o Tri-Fásicos), separador vertical (Bota de Gas), tanques de lavado y estabilización, bombas de transferencia, en conjunto con unidades medidoras de flujo y tanques de almacenamiento. Además donde no existe suministro eléctrico a través de la red pública, encontramos equipos electrógenos. Dependiendo del tipo de levantamiento artificial del campo tenemos, bombas, motores y compresores; como equipos auxiliares encontramos también bombas de inyección de químicos, compresores de aire de instrumentos, sistemas contra incendios, deshidratadores de aire y gas, tanques de agua, calentadores de agua de formación, separadores de gas, tanques de agua, calentadores de agua de formación, separadores de gas, etc.

Múltiples

Los múltiples son conjuntos de válvulas y tuberías que cumplen la función de distribuir el fluido proveniente de cada uno de los pozos, hacia los separadores de prueba y producción, o hacerlo mediante un by-pass hacia la Bota de Gas directamente.

La distribución del fluido se lo ejecuta mediante el cierre o apertura de las diferentes válvulas que integran el múltiple.

Adicionalmente, en este conjunto encontramos tomas para colocar instrumentos de medición de presión, accesos para inyección de diferentes tipos de químicos y toma muestras.

Separadores

Un componente de los equipos de producción es el separador, que se utiliza para dividir los componentes de una corriente formada por diferentes elementos, del tipo sólido, líquido o gaseoso. Los separadores pueden ser horizontales o verticales. Figura 2.7. El proceso de separación depende de ciertos factores tales como, la gravedad, el arreglo de cambio de dirección, velocidad, presión, temperatura, tiempo de retención del petróleo en el recipiente, etc., siendo el primero de ellos el que tiene mayor influencia a la hora de separar los componentes adecuadamente.



Figura. 2.7 Separadores

El diseño de los separadores varía de acuerdo a las condiciones, tamaño y características del fluido a producir, podemos tener separadores de dos fases (líquido-gas) y separadores de tres fases, como en el caso del crudo, donde tenemos agua, petróleo y gas.⁽³⁾

Además de acuerdo a su funcionamiento tenemos separadores de prueba y separadores de producción.

Separador bifásico. Cuando los fluidos contienen poco porcentaje de agua, es común el uso de separadores de dos fases; en este arreglo tenemos en la entrada de crudo un deflector sobre el cual choca el hidrocarburo cambiando su dirección y velocidad y que ayudado por la gravedad permite la separación de la corriente donde los líquidos más pesados (agua-petróleo) se ubican en la parte inferior del recipiente mientras que el gas ocupa la parte superior. Por medio de tuberías instaladas adecuadamente los líquidos y el gas salen separados para un tratamiento posterior.

⁽³⁾ Oil & Gas Division, Smith Industries, Inc. Houston, Texas. P. A-2

Separador de tres fases. Para una óptima separación de los elementos asociados al crudo extraído desde el pozo, se utiliza los separadores de tres fases, con los que se obtiene tres corrientes separadas, agua, petróleo y gas, las cuales son tratadas o almacenadas para su aplicación, transporte o eliminación.

Separador de prueba. A más de las características anteriores de los separadores, podemos utilizarlos en aplicaciones de medición y control de los componentes del fluido. El separador de prueba permite, a más de obtener corrientes separadas de gas y líquidos, cuantificar las mismas, con arreglos de medición ubicados en las tuberías de salidas del recipiente.

Se determina tiempos de prueba de acuerdo a las necesidades de producción, con la finalidad de obtener datos reales del fluido producido por cada pozo, obteniendo barriles de petróleo y agua por día, así como también miles de pies cúbicos de gas por día; datos necesarios para determinar el comportamiento del pozo estudiado.

Separador de producción. Este equipo es similar al separador de prueba, con la diferencia que no posee instrumentos para cuantificar los productos separados. Generalmente el separador de producción es de mayor capacidad de procesamiento por cuanto recibe la producción de varios pozos, además en una estación, se instala uno o varios separadores dependiendo del número de pozos y de la capacidad de fluido de cada uno.

Separador vertical (Bota de Gas). Para recibir el petróleo en el tanque de lavado es necesario que el mismo, contenga la mínima cantidad de gas.

Luego de la etapa de separación en los equipos de prueba o producción, el fluido de petróleo es sometido a una nueva separación por intermedio de un separador vertical, conocido generalmente como bota de gas.

El fluido ingresa por la parte superior de manera tangencial a la pared del recipiente, por este efecto se produce un movimiento centrífugo del líquido en el interior, que separa el gas dejándolo fluir por la parte central de la corriente mientras que el líquido cae al fondo del recipiente que está conectando al tanque de lavado por tubería.

2.1.10 Tanques

Dentro del proceso de producción de petróleo encontramos recipientes que nos permiten incrementar la separación de agua y otros elementos de la corriente de petróleo (Wash-Tank), además existe otro recipiente de surgencia o de reposo (Surge-Tank) que permite estabilizar el crudo producido. Figura 2.8



Figura. 2.8 Separador vertical y tanques

Tanque de lavado. Luego de la fase de separación, la producción de crudo se almacena en el tanque de lavado, donde permanece en reposo un tiempo suficiente para separar por decantación el agua del petróleo; la separación se logra con mejor eficiencia si incrementamos la temperatura e inyectamos químicos que aceleren la precipitación del agua, esto se consigue empleando calentadores de agua de formación. El diseño interior del tanque de lavado está determinado para obtener una máxima separación de agua-aceite.



Figura. 2.9 Tanque de lavado

Tanque de surgencia o reposo. La salida de la corriente de petróleo del tanque de lavado se la realiza aproximadamente a un metro desde el techo del tanque hacia abajo, para que el crudo pase al tanque de reposo para su estabilización y almacenamiento. En este tanque debemos obtener márgenes establecidos por normas de porcentajes de agua, sedimentos conocidos como BS&W (Basic Sediment and Water)⁽¹⁾, lo cual se ha logrado con un buen tratamiento del crudo en las fases anteriores.

⁽¹⁾ Fundamentals of Petroleum, Published by Petroleum Extension Service, University of Texas, 1979, p.169



Figura. 2.10 Tanque de surgencia

2.1.11 Bombas

Son equipos que permiten desplazar diferentes tipos de líquidos en base al incremento de presión dentro de un sistema cerrado. Se dispone básicamente de dos tipos de bombas: centrífugas y reciprocantes, cada una con un sistema de accionamiento y comportamiento particular.

Bombas centrífugas. Las bombas centrífugas son un arreglo de uno o varios impulsores, movido por un eje accionado por un motor eléctrico o de combustión.

El impulsor se encuentra dentro de una cavidad (carcasa) la cual permite recolectar el líquido, al producirse el movimiento del impulsor los álabes empujan el líquido por acción de la fuerza centrífuga hacia el conducto de salida.

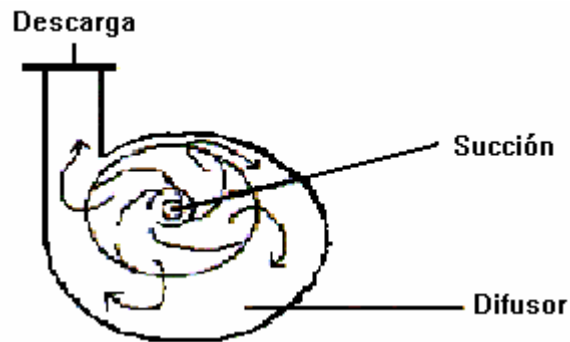


Figura. 2.11 Esquema de una bomba centrífuga

Los tamaños y características de las bombas centrífugas varían de acuerdo a las necesidades operacionales para desplazar o elevar la presión del líquido a ser movido.

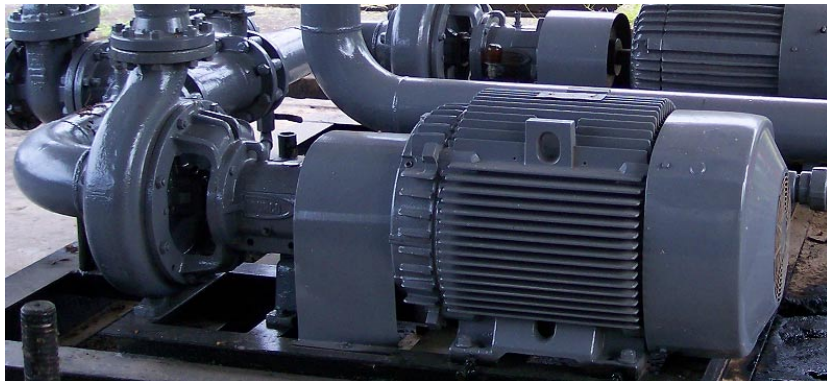


Figura. 2.12 Bomba centrífuga incorporada con un motor

Bombas reciprocantes. Las bombas reciprocantes o de desplazamiento positivo, basan su funcionamiento en la acción de pistones, movidos en forma alterna por un cigüeñal sobre el líquido a ser desplazado.

El accionamiento de válvulas de succión y descarga permiten que el líquido ingrese a las cámaras donde se encuentran los pistones que presionan al líquido

en forma alterna. Con este tipo de bombas conseguimos mayores presiones, pero un menor volumen que con las centrífugas.

Se requiere mantener una presión mínima para la succión de estas bombas, lo cual se consigue generalmente con bombas centrífugas o manteniendo el nivel del tanque de succión a un nivel mínimo.

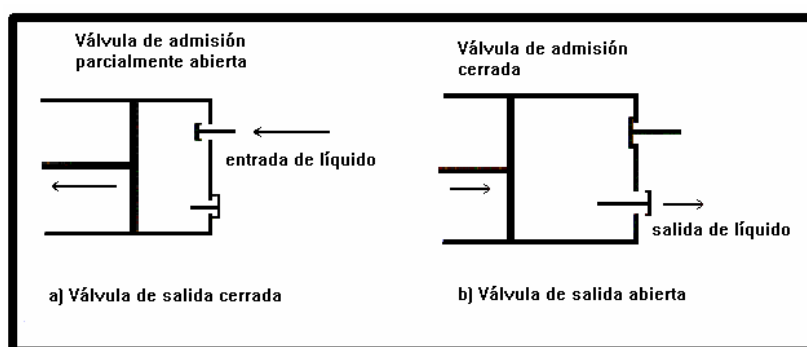


Figura. 2.13 Principio de funcionamiento de una bomba recíprocante

2.1.12 Equipos de superficie asociados

A más de lo descrito anteriormente encontramos varios equipos y accesorios asociados al proceso de producción de petróleo que nos sirven como fuente de energía para mover o accionar otros sistemas, como las diseñadas para contra incendios que son la base de la protección de las instalaciones, compresores de aire de instrumentos en el caso de utilizar control neumático, fuentes de poder con bancos de baterías, para los sistemas de control eléctrico y electrónico. Además en el caso particular de este campo utilizamos compresores de gas que sirven como energía para extraer mayor cantidad de hidrocarburo.

Generadores

En la mayoría de estaciones donde se procesa hidrocarburo, los grupos electrógenos constituyen un equipo principal, puesto que su energía conseguida por el accionamiento de un motor de combustión interna proporciona electricidad para el movimiento de motores, iluminación, cargadores de baterías, equipos de control, etc. A más de los grupos electrógenos, en muchas estaciones se dispone de turbo generadores, que permiten obtener mayor cantidad de energía eléctrica para campamentos, sistemas de acondicionadores de aire, iluminación, levantamiento con bombas electrosumergibles etc.

Sistemas contra incendios

Toda instalación de producción y tratamiento de petróleo debe disponer de un sistema adecuadamente diseñado para prevenir y combatir un flagelo. Generalmente consta de un sistema de detección térmico y de un sistema de detección de rayos.

Cuando se detecta la presencia de una cantidad considerable de rayos ultravioleta o infrarrojo, ⁽⁴⁾ se accionan sistemas de control neumático o electrónico que a su vez activan los respectivos sistemas de extinción o refrigeración basada en agua, espuma, polvo químico, etc.

⁽⁴⁾ Compendio



Figura. 2.14 Detector térmico ultravioleta-infrarrojo

Compresores

Los moto-compresores (Figura 2.15) son equipos que permiten elevar la presión del gas proveniente de la etapa de separación, consta de un motor de combustión interna cuya dimensión depende del tamaño del compresor acoplado; para elevar la presión del gas se requiere de varias etapas de compresión, enfriamiento y depuración del gas procesado hasta alcanzar aproximadamente mil quinientas libras sobre pulgada cuadrada de presión (1500 psi), que es la que se utilizará para inyectar al fondo del pozo, alivianar la columna de hidrocarburo y extraer más petróleo. Tanto el motor como el compresor están protegidos por varios dispositivos e instrumentos de control automático, que pueden ser neumáticos o electrónicos.



Figura. 2.15 Motocompresores de gas

2.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE CALIBRACIÓN

Los equipos de medición y calibración serán instalados en la Estación Shushufindi Central a unos 15 metros del cuarto de mando que se encuentra ubicado en las oficinas principales de la estación, además el control se realizará desde éste, y vía microonda desde Lago Agrio. El sistema se conectará a las bombas de oleoducto secundario hacia la Estación N° 1 Lago Agrio y su posterior entrega al OCP.

En la industria petrolera el sistema de calibración es conocido como Unidad LACT (Lease Automatic Custody Transfer) o Unidad de Transferencia de Custodia y Fiscalización Automática. Está conformada por medidores tipo desplazamiento positivo, filtros del tamaño adecuado para dichos medidores, bombas impulsadoras (Booster), toma-muestras (sampler), probador bidireccional, controlador electrónico (Sybertrol) y un arreglo de válvulas de control de paso de fluido.

En esta Unidad se mide la cantidad real del número de barriles de petróleo por minuto que provienen desde los pozos, para ser enviados a la Estación Lago Agrio y posteriormente entregados al SOTE (Sistema de Oleoducto Trans - Ecuatoriano).

Así como el petróleo es evaluado en su cantidad, debe ser evaluado en su calidad, para esto se utiliza el toma-muestras. El toma-muestras es un equipo encargado de absorber de la línea de entrega de crudo una muestra cada cierto período de tiempo durante todo un día de trabajo. Del análisis de laboratorio se desprenderá las características promedio del crudo bombeado día a día. Las pruebas que se realizan en laboratorio se deben evaluar, principalmente la gravedad API del petróleo, contenido de agua y sedimentos (% BS&W) presente en el petróleo.

2.2.1 Diagrama de flujo del sistema de calibración

Todos los dispositivos que conforman la unidad LACT para la estación Shushufindi Central serán adquiridos y montados con tecnología de última generación. Cabe señalar que el diseño de este proyecto de tesis solo abarca la etapa de medición y de calibración.

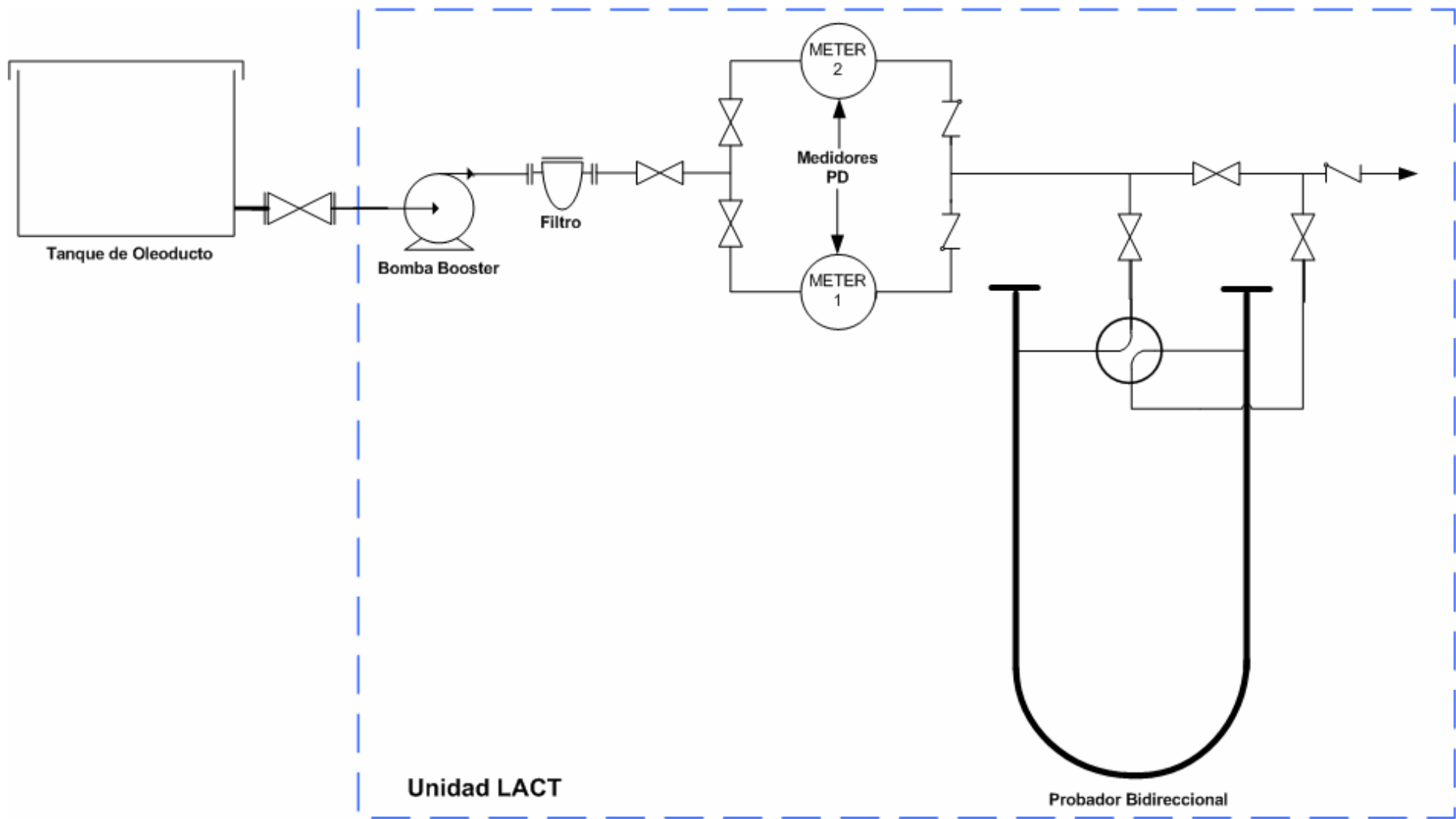


Figura. 2.16 Diagrama de bloques del sistema de calibración

2.2.2 Bomba booster

El funcionamiento de este tipo de bombas se detalla en el ítem 2.3.7.1.

2.2.3 Filtro

Los filtros en línea son necesarios para suministrar protección a los sistemas de medida contra arena, sólidos en suspensión, óxido, suciedad u otro agente externo. El mas utilizado es el filtro “T” tipo canasta de 4 a 12 pulgadas.



Figura. 2.17 Filtro T tipo canasta

Todo medidor debe ser protegido con filtros construidos de acero al carbón, que contienen cestas de malla (mesh) número 10, 20, 40, 80 y de acero

inoxidable. La malla que más se utiliza es la número 40 y se la protege con placas perforadas, que tienen sellos que son de teflón.⁽⁵⁾

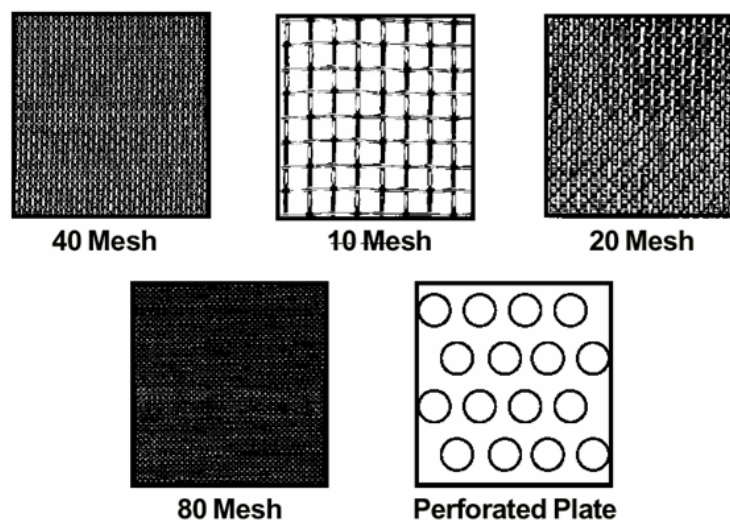


Figura. 2.18 Tipo de mallas

Para seleccionar el filtro adecuado, se debe tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Tamaño del Medidor
- Caudal
- Viscosidad del líquido
- Tamaño de la malla

2.2.4 Eliminador de aire

La presencia de aire o de vapor que pasa a través del medidor tipo desplazamiento positivo (PD) registrará un error, que se interpretaría como una

⁽⁵⁾ Manual FMC Measurement Solutions.

cantidad de líquido adicional. El eliminador de aire debe realizar tres pasos importantes:

1. Separar el aire del líquido.
2. Sensar la cantidad de aire en el líquido.
3. Descargar el aire hacia el exterior.

La separación del aire en forma eficiente, depende del tiempo en que se demore la burbuja de aire en alcanzar el tope del envase de desfogue, cuyo valor es proporcional al incremento de la viscosidad del líquido e inversamente proporcional al tamaño de la burbuja.



Figura. 2.19 Eliminador de aire acoplado al filtro

2.2.5 Medidor de flujo tipo desplazamiento positivo

Los medidores de flujo tipo desplazamiento positivo miden el flujo en forma directa, al dividir el líquido en volúmenes pequeños los cuales son contados y totalizados, a fin de determinar la cantidad de flujo que pasa por el medidor.

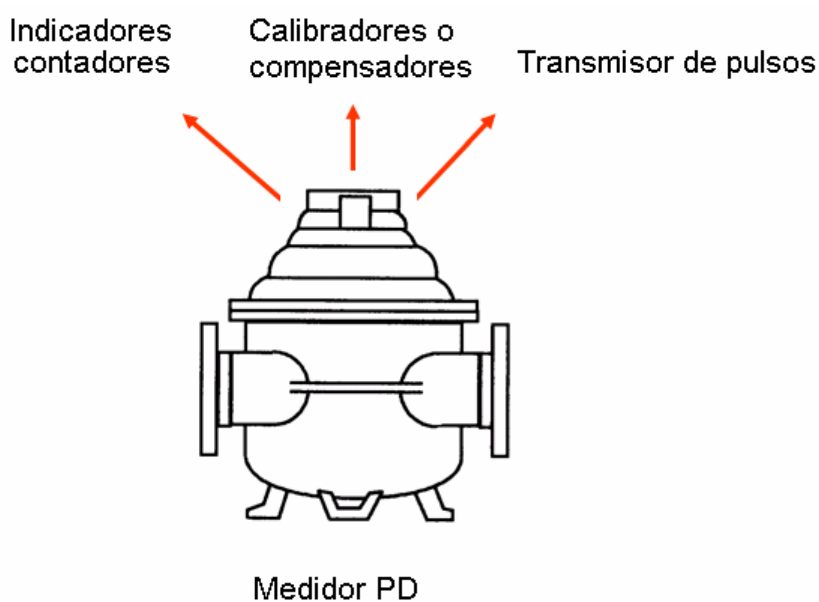


Figura. 2.20 Medidor de flujo tipo desplazamiento positivo PD

En general los medidores tipo desplazamiento positivo tienen mayor exactitud, frente a los medidores por velocidad (medidores de turbina), para aplicaciones donde la viscosidad del fluido excede los 4 centipoise (cP).

Estos Medidores poseen un sistema mecánico que proporciona información del fluido, ya sea a un contador mecánico o a un transmisor de pulsos. Para cualquiera de los casos se utiliza un sistema de tren de engranajes para convertir el volumen medido, en una magnitud que representa el volumen por revoluciones.

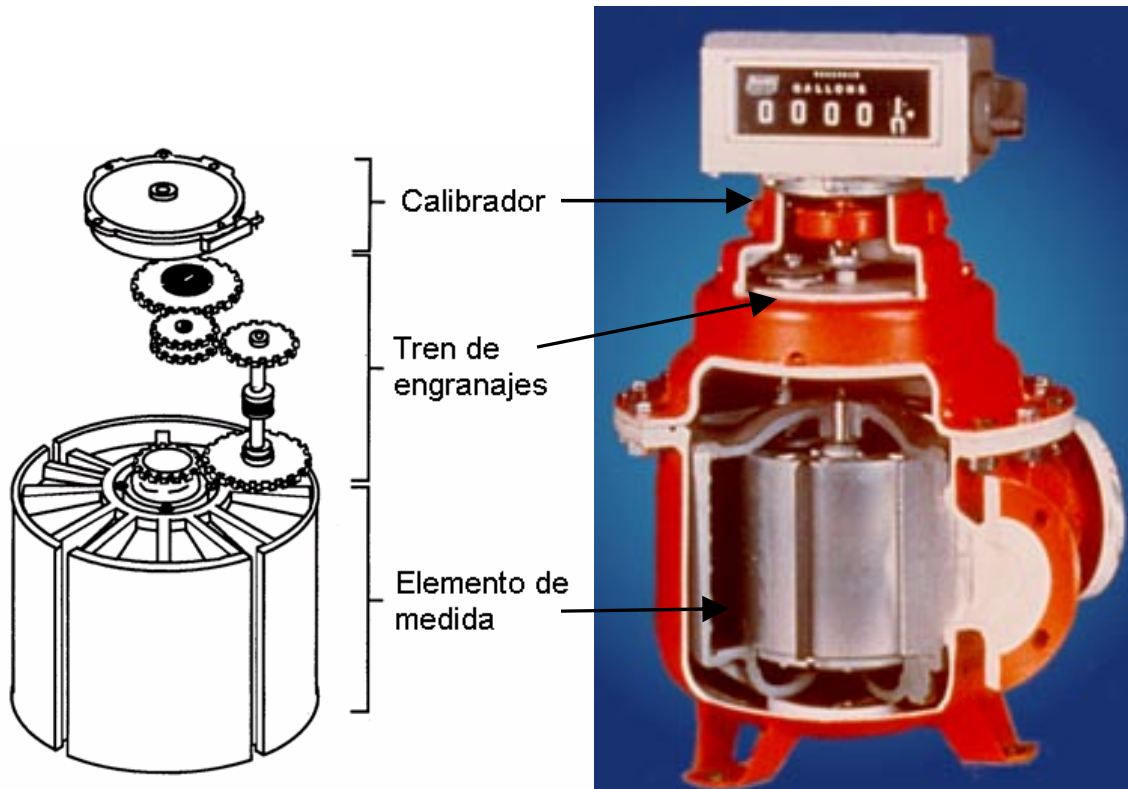


Figura. 2.21 Componentes del medidor tipo PD

Cuando se utiliza contadores mecánicos es necesario la colocación de un elemento calibrador, el cual realiza un ajuste o compensación de la medición de flujo debido a que las propiedades del líquido, agentes externos y variaciones de fabricación pueden producir mediciones inexactas.

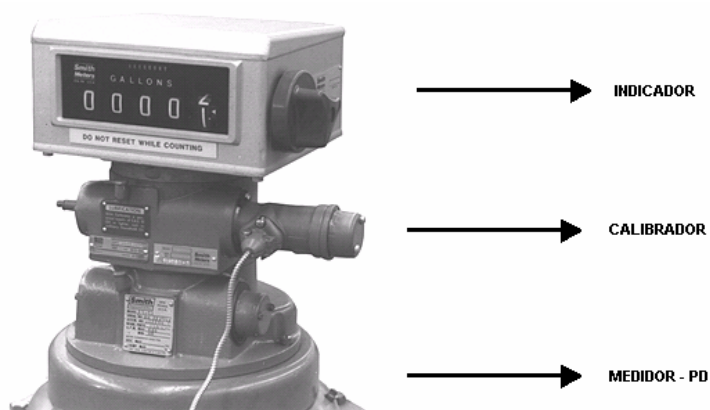


Figura. 2.22 Contador o indicador y calibrador

Cuando se utiliza un transmisor de pulsos conectado directamente al medidor, éste transforma las revoluciones en señales discretas que son enviadas a un equipo electrónico programable (PLC o Computador de Flujo) para que éste realice el ajuste necesario a la medición entregada por el medidor, con lo cual se elimina el elemento calibrador utilizado para este tipo de ajuste.

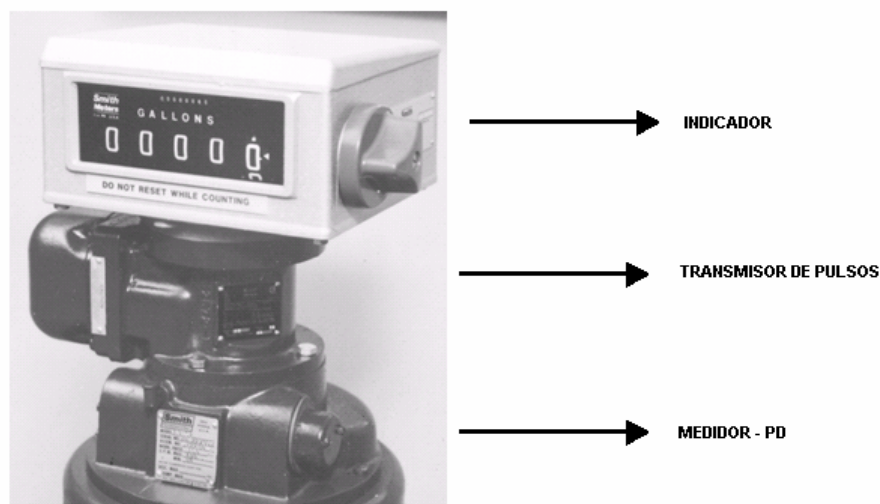


Figura. 2.23 Transmisor de pulsos

Funcionamiento

La carcasa es construida con precisión y contiene un rotor que gira sobre rodamientos de bolas e incluye álabes distribuidos en forma simétrica. Al fluir el líquido a través del medidor, el rotor y los álabes (paletas) giran alrededor de una leva fija, haciendo que estos se desplacen hacia fuera. El movimiento sucesivo de los álabes forma una cámara de medición de volumen exacto entre dos de los álabes, el rotor, la carcasa y las tapas inferior y superior.

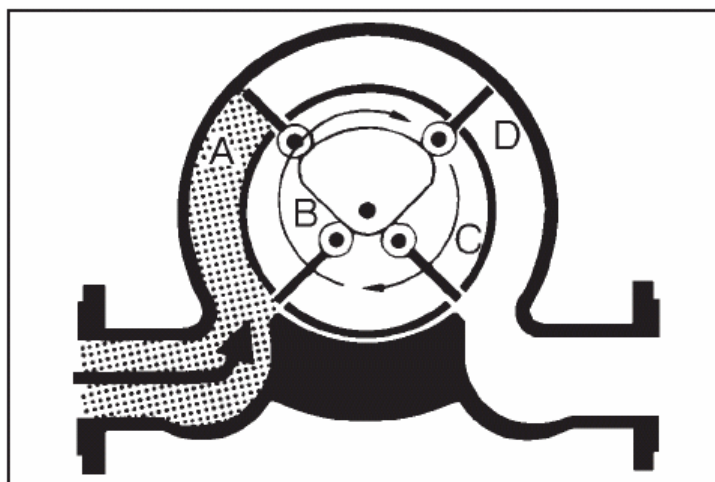


Figura. 2.25 Primera etapa

Etapa 2. El rotor y los álabes han efectuado una octava de revolución. El ábete **A** se encuentra extendido. El ábete **D** está parcialmente retraído. El ábete **C** se ha retraído completamente y el ábete **B** se encuentra parcialmente extendido.

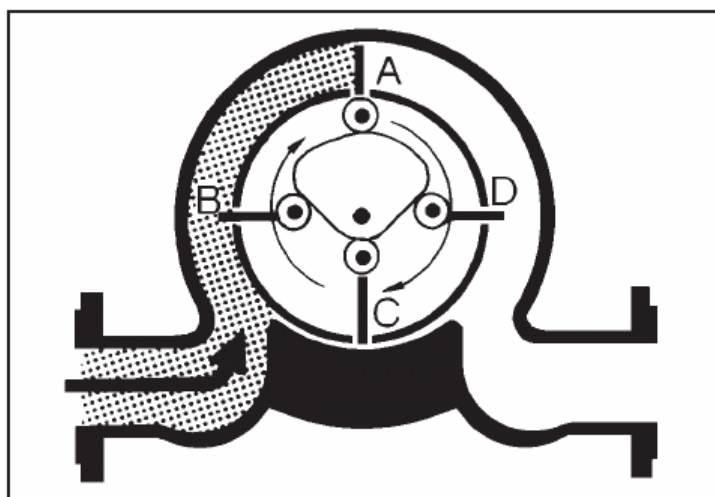


Figura. 2.26 Segunda etapa

Etapa 3. Ha ocurrido una cuarta de revolución en la que el ábete **A** se encuentra todavía extendido y ahora el **B** se extendió. Existe ya un volumen exacto y conocido de líquido en la cámara de medición.

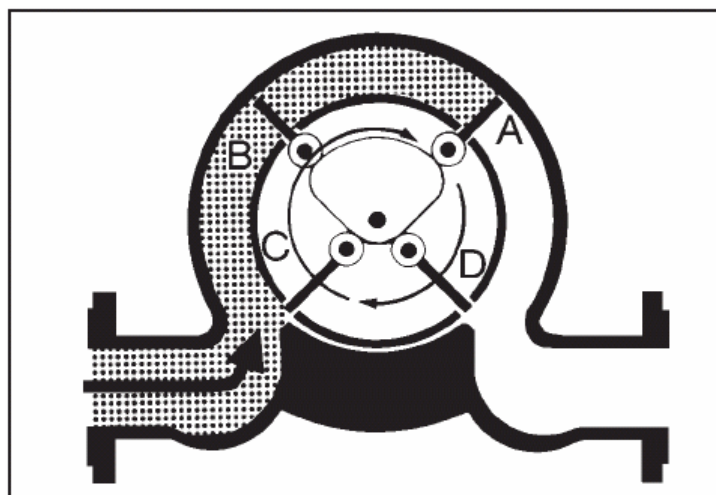


Figura. 2.27 Tercera etapa

Etapa 4. Una octava de revolución más tarde, el líquido medido sale del medidor y está a punto de formarse otra cámara de medición entre los álabes **C** y **B**. Se encuentra retraído el álabe **A** y el **D** está listo para salir. En media revolución se han formado dos cámaras de medición y otra está a punto de formarse. Este ciclo continúa repitiéndose mientras fluya el líquido.⁽⁵⁾

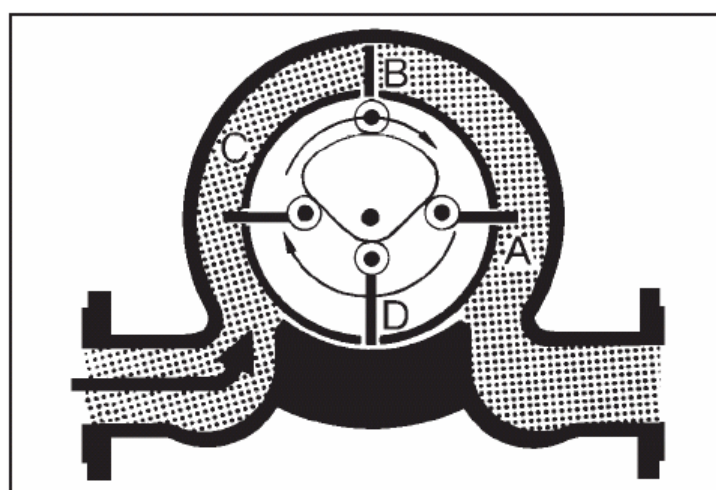


Figura. 2.28 Cuarta etapa

⁽⁵⁾ Manual FMC Measurement Solutions.

Ventajas

- Inmune a cambios de viscosidad
- Extremadamente estable
- Baja caída de presión
- Maneja altas / medias viscosidades
- Opera sin alimentación externa

Desventajas

- Costo inicial alto
- Muchas partes móviles
- Sensible a “bolsas” de gas / aire

2.2.6 Probador de desplazamiento

Puesto que, en cualquier sistema de medición siempre existe un porcentaje de error, es conveniente tener un método adecuado para determinar la cantidad de error y corregirlo. En años recientes, los probadores tipo desplazamiento están siendo utilizados con mayor frecuencia para calibrar medidores de volumen de fluidos instalados en ductos a través de los cuales se realiza la transferencia de custodia. El comportamiento de los medidores de volumen (por ejemplo tipo turbina, o de desplazamiento positivo) dependen principalmente de la instalación y las características del fluido que pasa a través de él (flujo, temperatura, presión, viscosidad y densidad). Los probadores de desplazamiento funcionan en base al principio de desplazar un volumen de líquido conocido, el mismo que fluye a través de una sección calibrada del tubo comúnmente llamada Sección de Medida del Probador (Prover Measuring Section).

Dado que la corriente de flujo se mide a través del medidor y el probador, se puede determinar una constante (factor del medidor) entre el volumen conocido y el volumen indicado en el medidor. Este factor se utiliza como un multiplicador para determinar la cantidad verdadera de fluido que se desplaza a través del medidor.

$$\text{Factor del Medidor (Meter Factor)} = \frac{\text{Volumen del Probador}}{\text{Volumen Indicado por el Medidor}}$$

De diferentes tipos de métodos probados, los probadores de desplazamiento son generalmente aceptados como los más prácticos, económicos y precisos para obtener el factor del medidor, especialmente por la gran capacidad que tienen los medidores. Existen diversas ventajas de los probadores de los medidores de desplazamiento que les han dado una gran aceptación. Algunas de ellas son:

1. El probador está hecho bajo condiciones de funcionamiento real y continuo. Esto elimina los errores que se originan al estar iniciando y deteniendo el flujo. También reduce el tiempo para obtener el factor del medidor.
2. La principal ventaja del uso de los probadores radica en que el flujo no tiene que ser interrumpido durante la corrida de calibración del medidor, permitiendo que éste pueda ser calibrado bajo las mismas condiciones de operación (flujo, temperatura y presión entre otras).
3. El método de desplazamiento se presta para la automatización.

Tipos de probadores de desplazamiento

Existen dos tipos generales de probadores de desplazamiento: Unidireccional y Bidireccional. Como su nombre lo indica en el tipo Unidireccional,

el desplazador viaja solo en una dirección a través del medidor, mientras que, en el tipo Bidireccional el desplazador puede viajar a través del probador en ambas direcciones para obtener el volumen de calibración del probador dado por el fabricante, cuyo valor se encuentra impreso en una placa con datos generales del probador.

El volumen calibrado (volumen conocido entre los interruptores del detector) en los Probadores Tipo Bidireccional es expresado usualmente como dos veces el volumen entre los interruptores o un round trip (volumen de ida y vuelta). El volumen en el Probador Tipo Unidireccional es simplemente el volumen entre los interruptores.

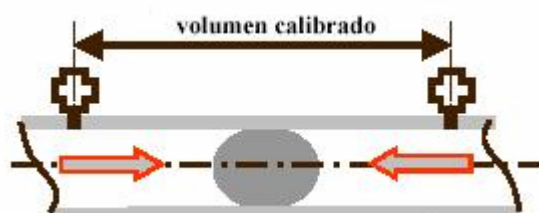


Figura. 2.29 Volumen Calibrado

El tipo de probador más usado para calibrar hidrocarburos, es el Bidireccional.

Probador Unidireccional

En general los Probadores Tipo Unidireccional pueden operar con una velocidad del desplazador mucho más alta, de esta manera, se puede utilizar un diámetro más pequeño y una sección calibrada mucho más grande.

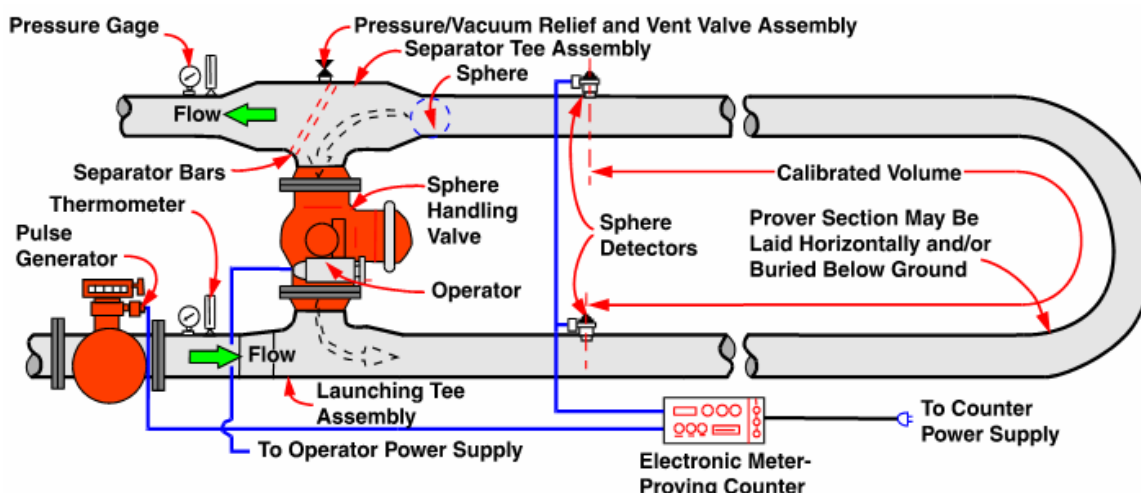


Figura. 2.30 Probador Unidireccional

Principio de funcionamiento. Cuando el probador se encuentra en estado inactivo, el flujo pasa a través del medidor y el probador. El esferoide es sostenido en el compartimiento de recepción por la válvula principal del probador. Cuando se pone en marcha al probador, la válvula principal se abre y el esferoide baja a la cámara de transferencia. Con la válvula principal abierta, la cámara de transferencia bloquea el flujo a través de la válvula principal. Después de que ésta se cierra, la cámara de transferencia libera el esferoide dentro de la corriente de flujo y éste al pasar por el primer interruptor detector acciona el contador del probador para totalizar los pulsos del medidor hasta que se active el segundo interruptor detector. Mientras el esferoide se mueve entre los interruptores detectores el número de pulsos se acumula en el contador del probador y este valor es comparado con el volumen calibrado de la sección del probador para obtener el factor del medidor. Después de que el esferoide pase el segundo interruptor detector, cae nuevamente dentro del compartimiento de recepción listo para otra corrida.

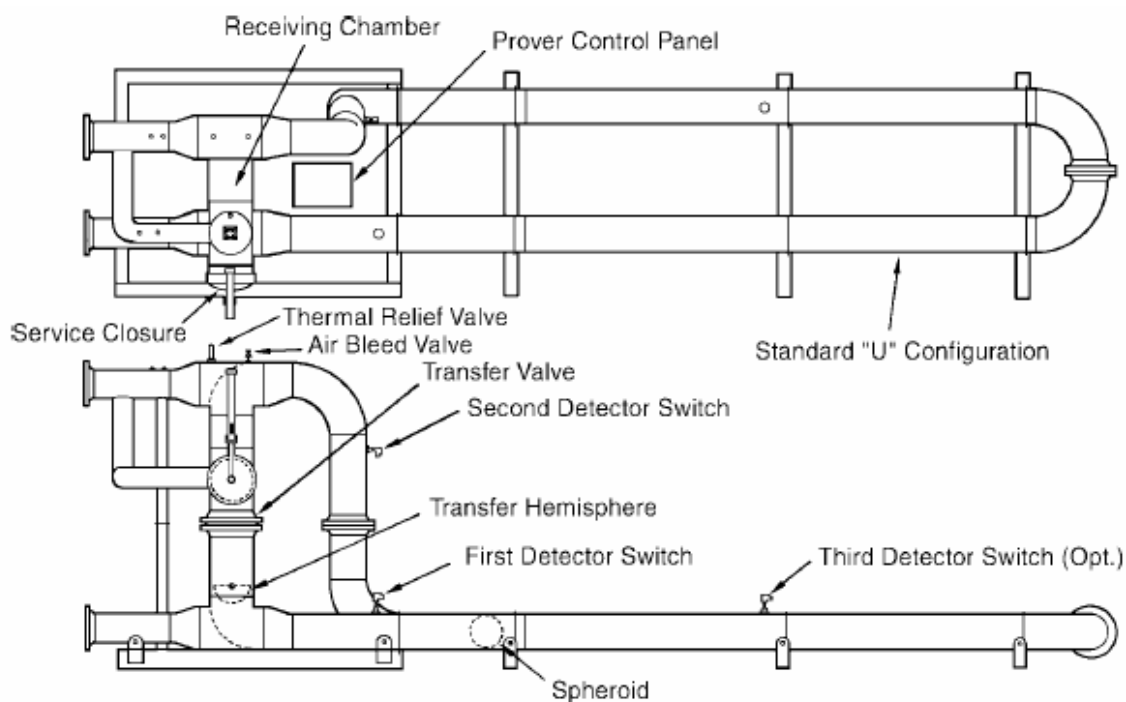


Figura. 2.31 Principales elementos del probador unidireccional

Calibración en fábrica. La calibración en fábrica, es llevada a cabo usando un equipo de drenaje de agua (water draw) con procedimientos de acuerdo a las normas API del Manual of Petroleum Measurement Standards, capítulos 4 y 12 y las medidas volumétricas que sean certificadas por el Instituto Nacional de Estándares y Tecnología.

La precisión del volumen del probador se certifica dentro del 0.02% por los estándares de las normas API anteriormente mencionadas.

Probador Bidireccional

Como su nombre nos dice, esta probador maneja flujos en dos direcciones, para mover la esfera de un lado a otro.

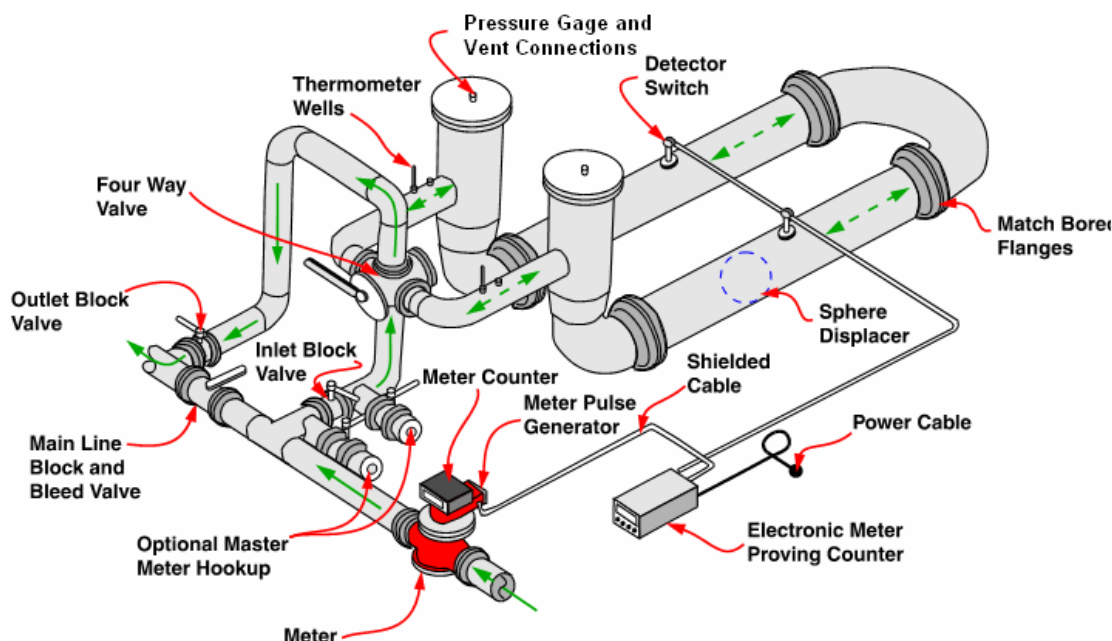


Figura. 2.32 Probador Bidireccional

Principio de funcionamiento. El flujo pasa a través del medidor, sigue por la válvula de cuatro de vías y luego desciende a través del probador moviendo el esferoide de la sección de lanzamiento (launch chamber). Luego pasa por el primer interruptor detector, cruza la sección calibrada, luego el segundo interruptor, y finalmente deposita el esferoide en la sección de recepción (launch chamber receiving). La corriente de flujo pasa alrededor del esferoide y por medio de la válvula de cuatro vías baja a la tubería. Cuando el esferoide pasa por el primer interruptor detector, el contador del probador (totalizador) es activado para totalizar los pulsos del medidor hasta que el segundo interruptor detector se active. El número de pulsos acumulados en el contador del probador son enviados por el trasmisor de pulsos durante la corrida del esferoide entre los dos detectores y el valor total es comparado con el volumen calibrado de la sección del probador para obtener así el factor del medidor.

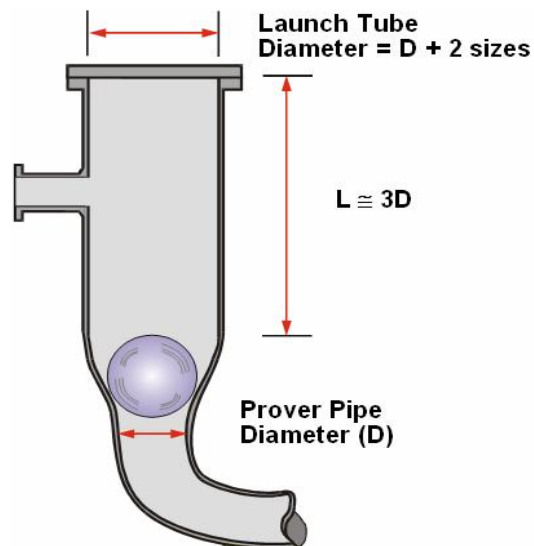


Figura. 2.33 Sección de lanzamiento (launch chamber)

La calibración de un medidor en línea consiste en la comparación del volumen de ida y vuelta (round-trip) del probador contra la indicación de volumen del medidor bajo calibración. La comparación de dichos volúmenes debe implicar la generación de al menos 20000 pulsos por parte del medidor. La dirección del recorrido del esferoide es invertida cambiando la dirección del flujo por medio de la válvula de cuatro vías.

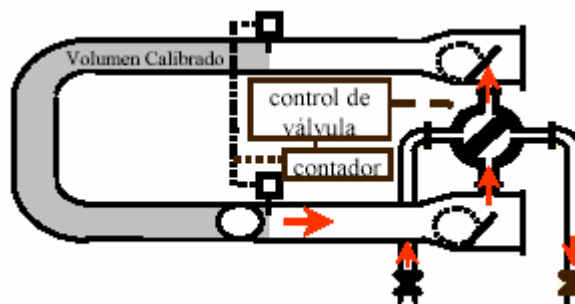


Figura. 2.34 Volumen de ida y vuelta (round trip)

Interruptores detectores

Los interruptores detectores son activados por medio del esferoide y son los encargados de activar y desactivar al contador. Los probadores deben tener un mínimo de dos interruptores.

Cuando el esferoide pasa por debajo del interruptor, un contacto se cierra momentáneamente y le activa al contador.

Puede ocurrir una pequeña variación al actuar individualmente los interruptores detectores. El error que producen dichos interruptores se compensa al sumar los pulsos de ida y vuelta. De este modo los errores del interruptor se hacen un promedio medio.

Por lo tanto el volumen del probador siempre se expresará como dos veces el volumen entre los interruptores detectores o un round trip.

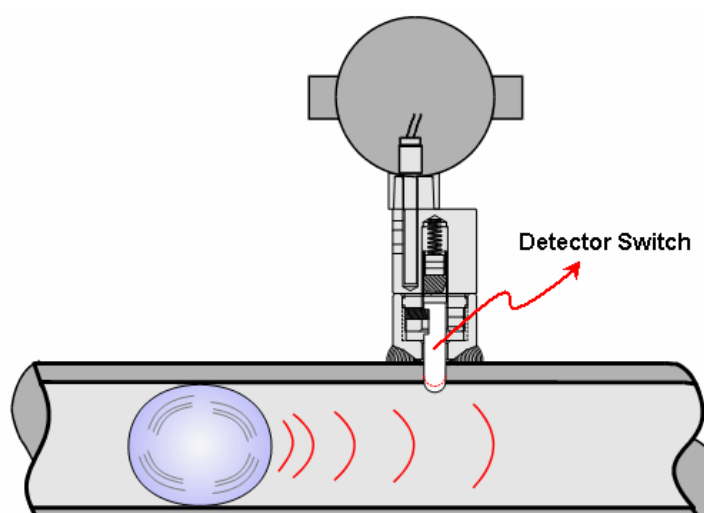


Figura. 2.35 Interruptor detector

Trasmisores de pulsos

Los trasmisores de pulsos no son parte del probador. Sin embargo, para determinar el factor se debe utilizar un medidor equipado con un dispositivo que genere pulsos eléctricos para poder registrarlos en un contador electrónico. El generador de pulsos debe ser montado y manejado por un medidor de desplazamiento positivo. El diámetro y la longitud del tubo deben tener las dimensiones suficientes para permitir generar por lo menos 10000 pulsos del medidor para calibrar, en el probador bidireccional esta cantidad debe ser al menos 20000 pulsos.

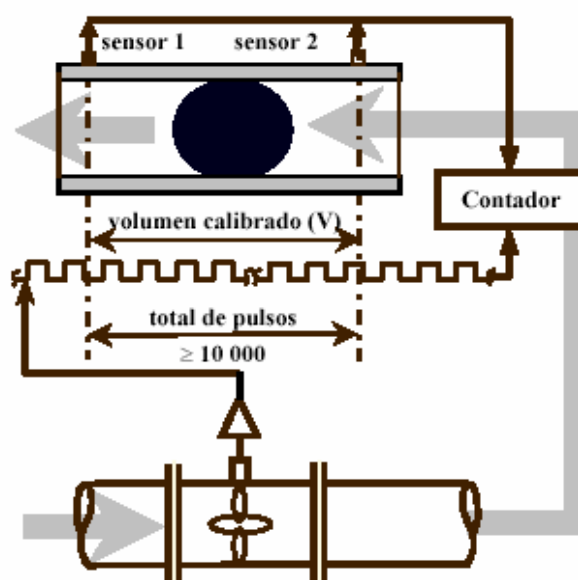


Figura. 2.36 Trasmisor de Pulsos

Revestimiento (Coating)

El revestimiento del probador consta de dos tipos de capas.

- Capa interna
- Capa externa

Capa Interna. Algunas de las razones para suministrar una capa interna en el cuerpo del probador son:

- Reducir la fricción en el arrastre del desplazador, prolongando de esta manera el tiempo de vida del esferoide y disminuir la caída de presión del probador.
- Proteger la sección de medición del óxido antes de la instalación y durante el período sin uso.
- Asegurar el movimiento uniforme del desplazador cuando se manipula líquidos de baja viscosidad como la gasolina o el gas licuado de petróleo (LPG)

Los dos tipos de capas internas comúnmente utilizadas son:

- *Baked Phenolic* – Requiere de varias capas, por esta razón puede llegar a ser muy costosa. Además se necesita de un tiempo considerable para su aplicación, especialmente en probadores extensos.
- *Air Dried Exposy* – Requiere sólo de una o dos capas. El proceso de aplicación es a menudo mucho más rápido y menos costoso que el anterior.

Capa Externa. Muchos tipos de capas protectoras, como cartillas, pinturas, y epóxicos son utilizados como superficies externas del probador.

En muchos casos, donde pueden ocurrir grandes cambios de temperatura en la superficie del probador o cambios en el ambiente, se recomienda utilizar 1-1/2 pulgadas a 2 pulgadas de material aislante (fibra de vidrio) en el probador, para que de esta manera se mantenga los efectos de dichas variaciones de temperatura en su volumen del probador a un valor mínimo. También, los probadores son a menudo enterrados para obtener estabilidad térmica.

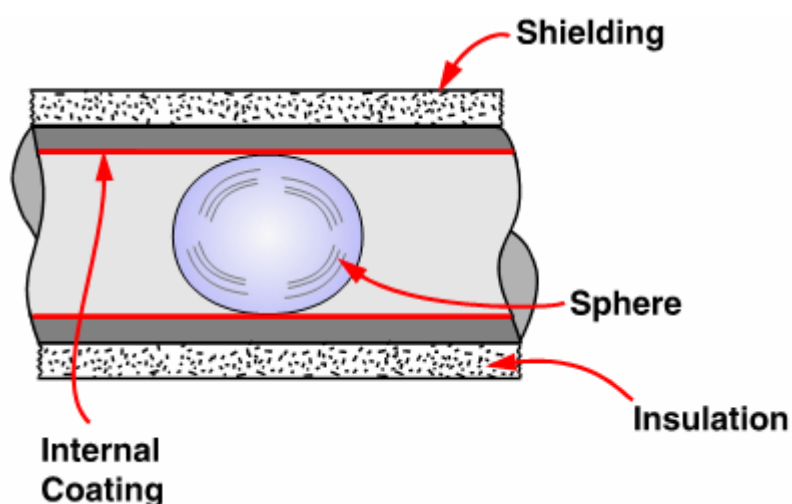


Figura. 2.37 Revestimiento del Probador

Desplazador

El desplazador o esferoide es el dispositivo que viaja a través de la sección de medición calibrada, desplazando la cantidad de líquido conocido.

Este esferoide se instala dentro de un tubo que tiene un recubrimiento para permitir un deslizamiento uniforme dentro del cuerpo del probador. Para que el esferoide viaje con la misma velocidad del fluido, es necesario que sea inflado entre un 2% y un 5% (con agua o glicol, no con aire) por arriba del diámetro interior del tubo; esto asegura un sello hermético entre el esferoide y la pared del

probador. Este sello evita que el probador sea sensible a las propiedades termodinámicas del fluido como ocurre en otros medidores.

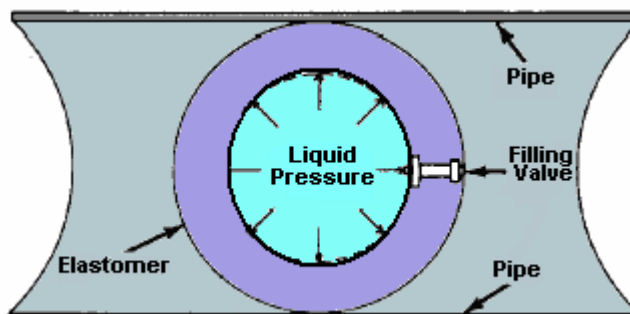


Figura. 2.38 Desplazador o esferoide

Materiales. Los esferoides están disponibles comúnmente en tres materiales básicos.

- *Neopreno* – Bueno para el petróleo crudo de baja presión y servicio en líquidos con amoníaco, de color negro y utilizado para grandes temperaturas (sobre los 150° F).
- *Nitrilo* – Material más comúnmente utilizado en la fabricación de esferoides y empleado para productos refinados de crudo, tales como gasolina, kerosene, petróleo y para petróleo crudo a presiones altas; no es tan común y de color negro.
- *Urethane* – Utilizado en aplicaciones donde hay resistencia de fricción y para temperaturas bajas. Es el más común y es de color amarillo o verde. Glicol.

Velocidad. La velocidad del desplazador para probadores Bidireccionales es de 3 a 5 fps (pies por segundo) y para Unidireccionales de 8 a 9.5 fps. Este valor se define en base a la siguiente fórmula:

$$MaxVelocidad = \frac{BPH \times 0.286}{(Diámetro\ del\ tubo)^2} \quad \begin{array}{l} \leq 5\ fps\ probador\ Bidireccional \\ \leq 10\ fps\ probador\ Unidireccional \end{array}$$

Donde BPH = barriles por hora.

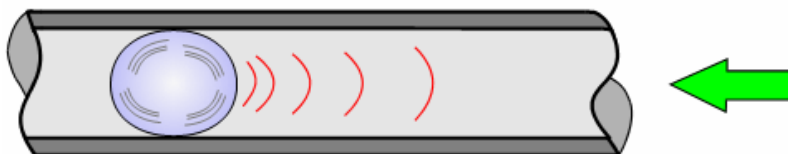


Figura. 2.39 Velocidad del esferoide dentro del probador

Válvula de Cuatro Vías

El probador Bidireccional utiliza este tipo de válvulas para invertir la dirección del flujo dentro del probador en acción simple. La figura 2.40 muestra una válvula de cuatro vías con sellos inflables.

Los sellos se inflan cuando la placa del desviador está en la posición apropiada y se desinflan cuando el desviador es requerido para cambiar de posición. Esto elimina cualquier fricción de los sellos en el interior del cuerpo de la válvula, durante la rotación de la placa desviadora del flujo.⁽⁵⁾

⁽⁵⁾ Manual FMC Measurement Solutions.

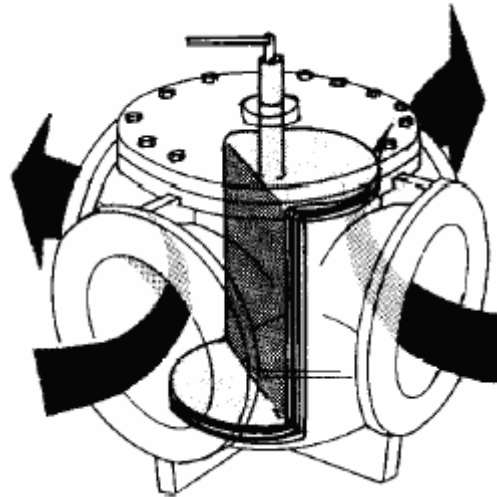


Figura. 2.40 Válvula de cuatro vías

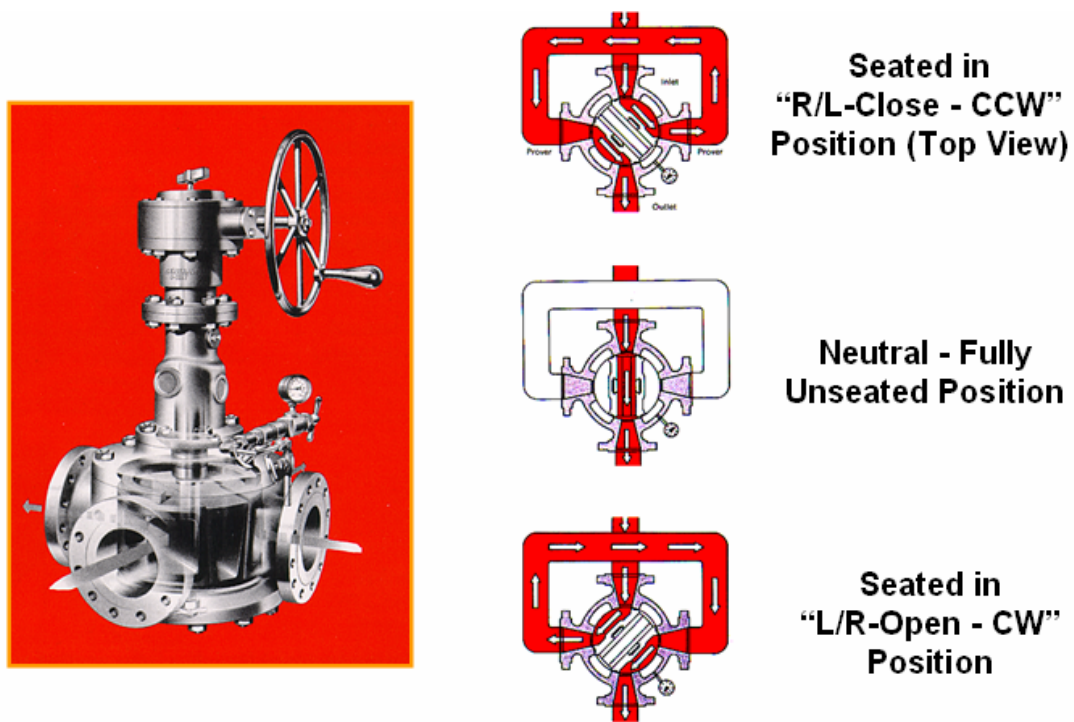


Figura. 2.41 Funcionamiento de la válvula de cuatro vías

2.2.7 Controlador electrónico

Una vez descritos los dispositivos mecánicos que se involucran en las etapas de medición y calibración de flujo, se procederá a describir el control electrónico encargado de determinar el factor del medidor en forma automática.

2.2.8 Computadora de control y monitoreo de flujo - Sybertrol



Figura. 2.42 Modelo de Sybertrol para montaje en el panel

Sybertrol es una computadora de custodia y transferencia de flujo, la cual permite un monitoreo y control constante de flujo de los derivados del petróleo. Esta computadora de flujo puede trabajar en forma individual o como parte importante de un sistema de control computacional, además posee una interfaz para comunicaciones remotas, un sistema para el monitoreo de temperatura, presión o densidad y está fabricado para propósitos generales, así como también a prueba de explosiones.



Figura. 2.43 Modelo de Sybertrol para montaje en el campo

Además posee un puerto de comunicación infrarrojo, el cual por medio de un control remoto, diseñado para el manejo del Sybertrol, posee las mismas instrucciones que las de un teclado como si éste estuviese incorporado en el panel, pero con la particularidad que se utiliza cuando se requiere manejarlo en forma remota.

Sybertrol posee cinco niveles de seguridad, cada nivel se configura según la combinación de códigos de acceso e interruptores, lo cual elimina la posibilidad de pérdida de datos.

Condiciones atmosféricas

Sybertrol puede trabajar en un rango de temperatura de $-40\text{ }^{\circ}\text{F}$ a $140\text{ }^{\circ}\text{F}$, con una humedad del 5 % al 95 % de condensación.

Además Sybertrol cumple con las siguientes normas:

- A prueba de explosión NEMA 7 (Clase I, Grupos C y D División 1) y a prueba de agua NEMA 4X.
- Para lugares riesgosos: Clase II Grupos E, F y G.

Se debe tomar en cuenta que Sybertrol no posee circuitos de protección intrínsecos por lo cual todos los dispositivos periféricos deben ser apropiados para el área donde éste funciona.

Características

- Tres opciones de montaje: Montaje a prueba de explosión, combinación entre montaje en el panel.
- Entradas y salidas programables.
- Cuatro puertos de comunicaciones programables
- Seteo de pantallas programables.
- Seteo de reportes programables.
- Un puerto de comunicación infrarrojo.
- Comunicación punto a punto (peer to peer)
- Protocolos (Smith o Modbus).
- Control lógico de válvula.
- Balanceo de flujo para el probador.

Voltaje y corriente de alimentación

Sybertrol es un equipo de corriente continua que cumple con las siguientes especificaciones:

- Voltaje de alimentación para un equipo con pantalla LCD: 10-30 Vdc
- Consumo de corriente: A 12 Vdc- 1.9 Amp. máximo y a 24 Vdc - 1 Amp. máximo
- Protección de fusible contra corto circuito.
- Interrupción tolerable de la alimentación: Si no existe alimentación de voltaje en un tiempo mayor a 0.5 segundos ocasionará que Sybertrol se apague pero en forma secuencial.

Sybertrol y el Probador Bidireccional

Sybertrol es utilizado para un completo y constante control de la operación del probador bidireccional, monitorea todas las condiciones necesarias como la temperatura y la presión del líquido. Esta computadora de flujo es programada para que detecte los estados de los interruptores en el probador, los cuales determinan el volumen calibrado del mismo. Además basa su funcionamiento en los estándares de las normas API y realiza una corrección de la calibración del volumen del probador, debido a los efectos producidos por la presión y temperatura tanto en el líquido como en la tubería.

Para considerar a una prueba como válida, se debe tomar en cuenta, el número de corridas consecutivas en el probador, los límites de las desviaciones para las pruebas, los valores que estén fuera de tiempo, y otros parámetros de operación, los mismos que serán definidos por el usuario e ingresados al computador (Sybertrol).

Reportes de las pruebas. Una vez que las pruebas han sido completadas, el computador realizará los cálculos requeridos según las normas API para determinar el nuevo factor de calibración. Dicho factor es presentado en la pantalla y a su vez el reporte de las pruebas es enviado a una impresora para su respectivo registro (la comunicación entre el computador y la impresora puede

seleccionarse como una impresora local o compartida). Se tiene la opción de que el factor de calibración calculado se almacene automáticamente en el computador o que solo sea presentado al operador.

Entradas y salidas digitales

Los módulos de entradas y salidas del computador (Sybertrol) han sido diseñados para proveer al cliente una mayor flexibilidad, dependiendo de la conectividad y la programación de estos dentro de la unidad. Tanto las entradas como las salidas digitales, por seguridad, se encuentran óptimamente aisladas.

El Sybertrol provee un grupo de 8 I/O, las cuales pueden ser programadas individualmente como entrada o como salida, tanto en “Alto” o en “Bajo”. Cuando las salidas no están energizadas, estas se encuentran en estado normalmente abierto.

Además, el computador puede ser equipado con un total de 32 entradas y salidas, es decir para el modelo de hardware estándar se provee de un grupo de 8 entradas y salidas, con la opción de poder incorporar hasta 24 adicionales, para esto se deberá adquirir un tablero para poder colocar los módulos respectivos dentro de la unidad.

Para las entradas digitales el rango de voltaje está entre 5 y 28 Vdc, la corriente máxima, cuando se alcanza el voltaje más alto, es de 20 mA y la duración del nivel de entrada debe ser mínimo de 120 ms.

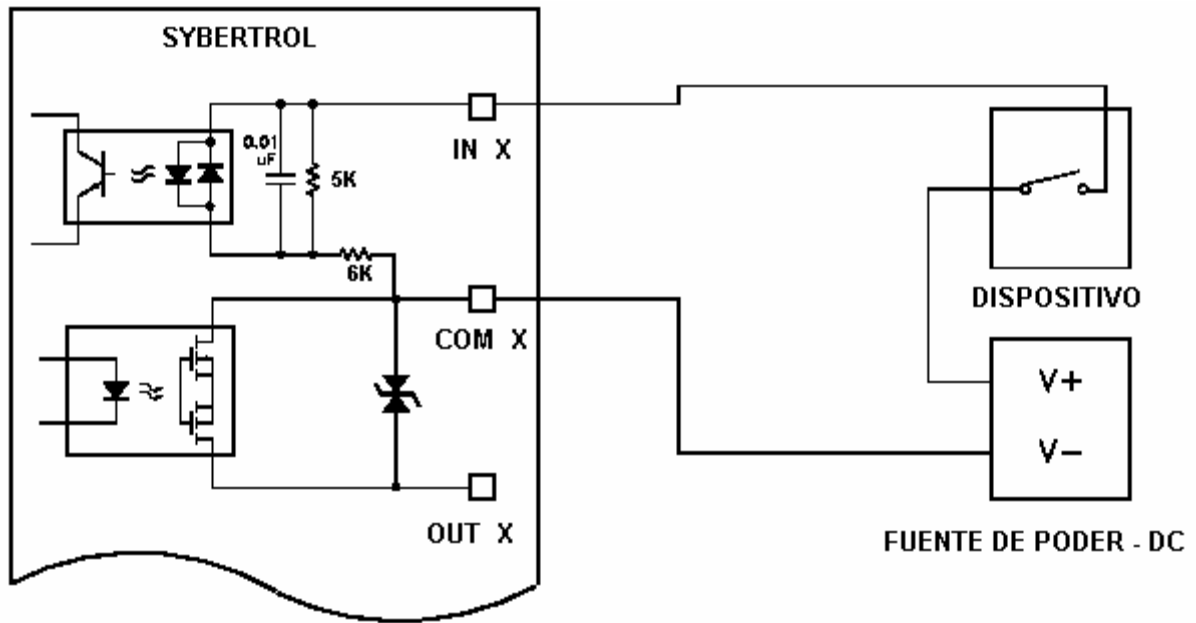


Figura. 2.44 Entrada digital

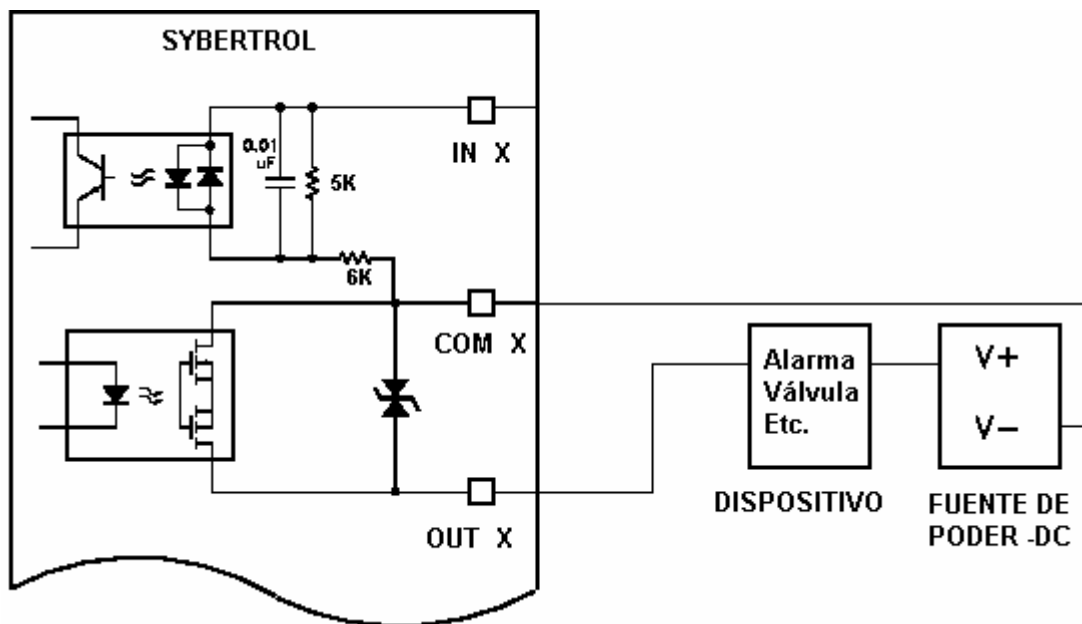


Figura. 2.45 Salida digital

Entradas y salidas análogas

Las entradas y salidas analógicas están agrupadas en módulos ya sea para conexiones con RTD's o para dispositivos que trabajen con señales de 4-20 mA o 1-5 Vdc. Dependiendo de los requerimientos del cliente, Sybertrol puede ser equipado con un total de 12 entradas y salidas analógicas, así por ejemplo el grupo de 12 I/O analógicas pueden ser de 4-20 mA o 1-5 Vdc, o también se las puede configurar como 8 para la conexión con RTD's y las 4 restantes pueden ser programadas para señales de 4-20 mA, 1-5 Vdc o una combinación de estas dos. Se debe tomar en cuenta que el modelo de hardware estándar viene dado por solo un modulo de 4 I/O analógicas.

Este grupo de I/O está aislada del procesador y de la fuente principal. Además las salidas analógicas tienen una resolución de 16 bits.

Para señales analógicas de 4-20 mA se tiene lo siguiente:

- Ajuste de alcance: Valor que puede ser definido por teclado en el Sybertrol.
- Exactitud: $\pm 0.025\%$ del rango.
- La impedancia de entrada es de 50 Ω .
- Para señales de entrada la tasa de muestro mínimo debe ser de una muestra/300 milisegundos

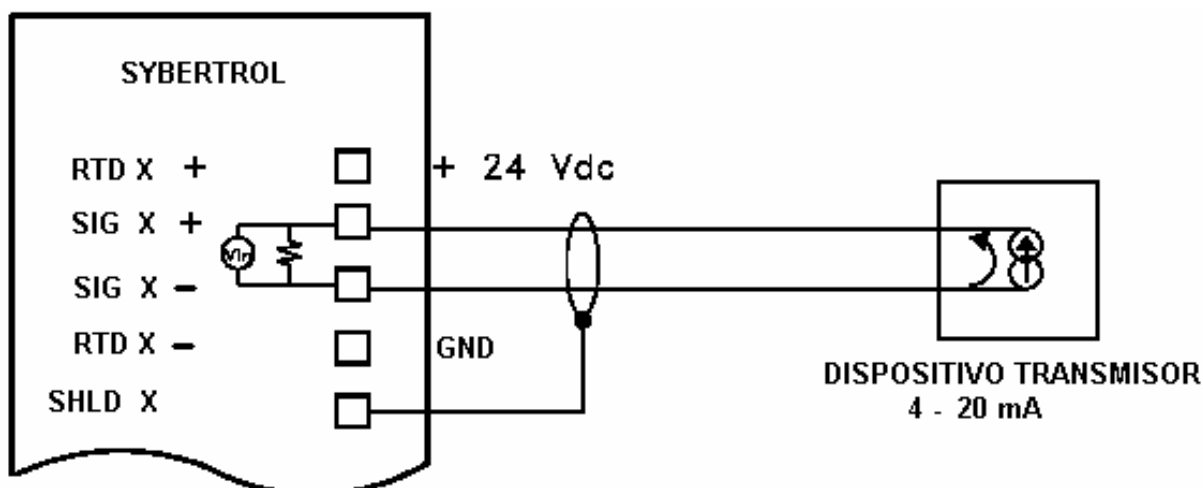


Figura. 2.46 Entrada analógica 4-20 mA

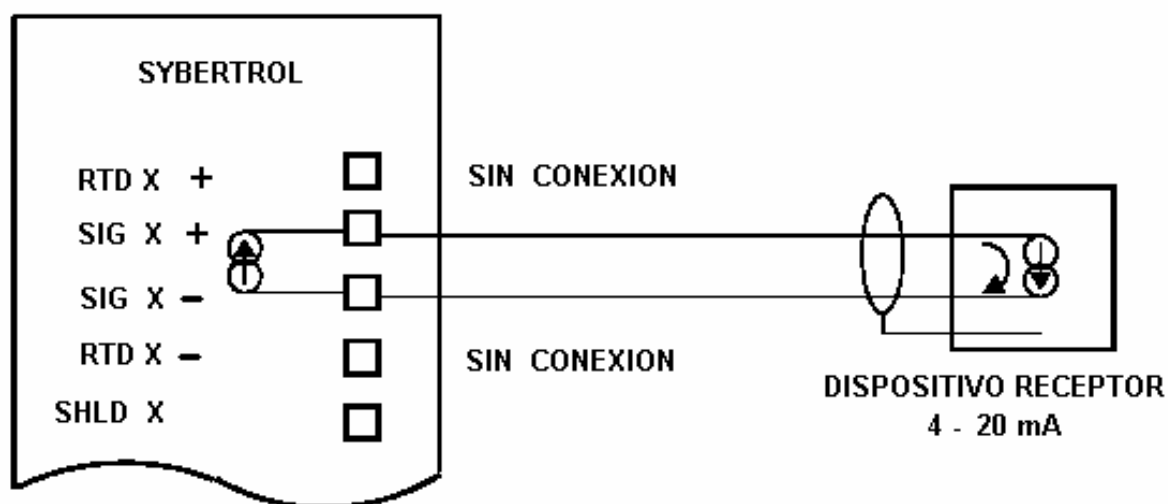


Figura. 2.47 Salida analógica 4-20 mA

Para señales analógicas de 1-5 V se tiene que lo siguiente:

- Ajuste de alcance: valor que puede ser definido por teclado en el Sybertrol.
- Exactitud: $\pm 0.025\%$ del rango.
- La impedancia de entrada es de $1M \Omega$.

- Para señales de entrada la tasa de muestro mínima debe ser de una muestra/300 milisegundos.

Entrada RTD - resistencia de entrada

Esta configuración se la realiza cuando se desea una conexión con un RTD para la medición de temperatura, para lo cual se requiere de una conexión de cuatro hilos hacia el sensor de platino el cual debe cumplir con las siguientes especificaciones:

1. 100 Ω a 0 grados centígrados.
2. Normas DIN43760 y BS 1904.
3. Coeficiente de temperatura de 0.00385 $\Omega/\Omega/^{\circ}\text{C}$.

Además Sybertrol cumple con las siguientes especificaciones:

- Rango de temperatura -32 $^{\circ}\text{F}$ a 572 $^{\circ}\text{F}$.
- Exactitud: La temperatura del fluido es medido con una exactitud de ± 0.72 $^{\circ}\text{F}$ en un rango de -32 $^{\circ}\text{F}$ a 572 $^{\circ}\text{F}$, mientras que para un rango de -32 $^{\circ}\text{F}$ a 572 $^{\circ}\text{F}$ la exactitud es de ± 0.45 $^{\circ}\text{F}$.
- Estabilidad: 0.1 $^{\circ}\text{F}$ por año.

Comunicaciones

La computadora (Sybertrol) tiene la capacidad de comunicarse directamente con un dispositivo remoto compatible vía comunicación serial RS-232 o RS-485. Posee 4 puertos de comunicación programables de los cuales COM1, COM2 y

COM3 son utilizados para comunicaciones externas, mientras que COM4 y CAN-bus son utilizados para comunicaciones internas en el computador; es así como el puerto COM4 se utiliza para la comunicación entre el procesador principal y la pantalla de despliegue, mientras que CAN-bus realiza la comunicación entre el procesador principal y el bloque de I/O. El bloque terminal 2 (TB2) es usado para la conexión opcional del SYBC.

El pin 15 sirve para seleccionar el puerto COM1 mientras que el pin 9 se utiliza para seleccionar el puerto COM2 y COM3.

Además se tiene la posibilidad de conectar varios Sybertrol's en una misma red, 8 Sybertrol's utilizando una comunicación RS-232 y hasta 32 Sybertrol's utilizando una comunicación RS-485.

Todos los puertos están ubicados en la parte posterior del módulo de la pantalla de presentación como se muestra en la figura 2.47, así también se dispone de un interruptor el cual puede ser utilizado para resetear los códigos de seguridad a cero así como todos los puntos de I/O que hayan sido programados.

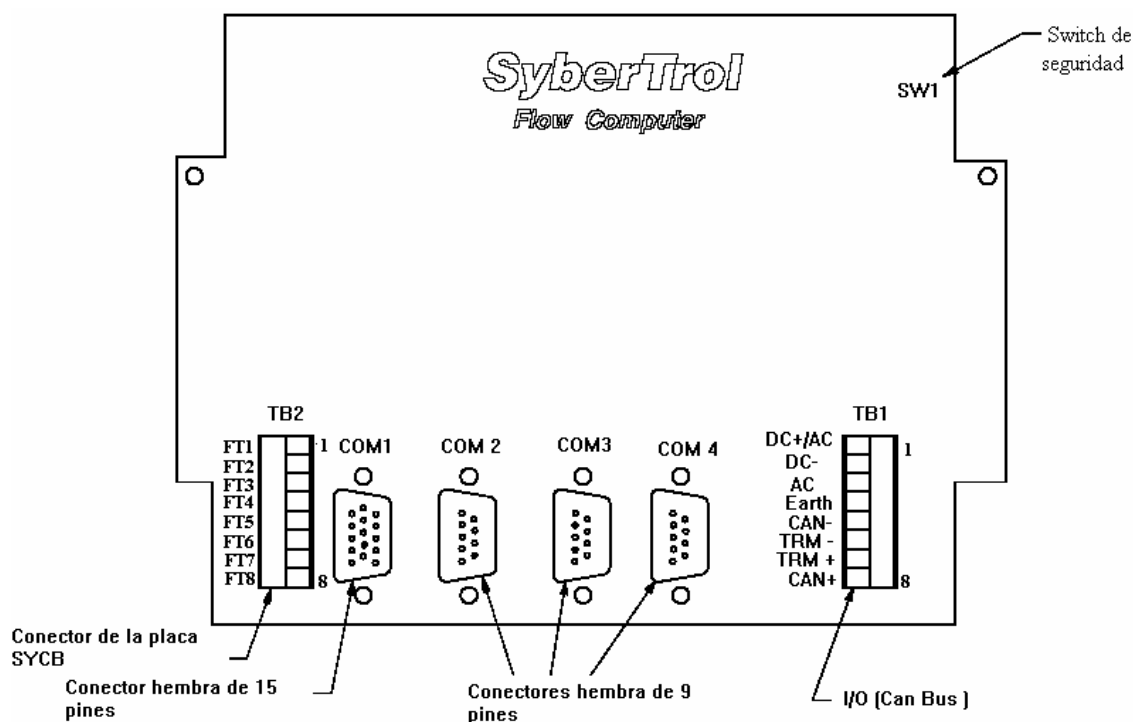


Figura. 2.48 Parte posterior del Sybertrol

La forma de comunicación es asincrónica con las siguientes tasas de transmisión 600,1200, 2400, 4800, 9600,19.200, 38.400 bps. El formato de los datos es: Un bit de inicio, siete u ocho bits de datos y un bit de parada, con la opción de paridad par, impar o no paridad.

Protocolo Modbus

El protocolo Modbus para el Sybertrol fue diseñado en base a la Guía de Referencia del Protocolo Modbus Modicom, además este protocolo requiere de la comunicación con un dispositivo master, el cual iniciará la comunicación con máximo 247 dispositivos configurados como esclavos.

Cada Sybertrol deberá tener una única dirección que va desde 1 a 247, mientras que la dirección 0 esta dedicada a la comunicación broadcast. Además cuando el Sybertrol se conecta con un equipo terminal como una PC, éste pasa a funcionar como un dispositivo esclavo.

Características del protocolo Modbus

- Sistema de codificación: Binario de 8 bits, hexadecimal de 0-9, A-F.
- Bits por Byte:
 - 1 bit de inicio
 - 8 bits de datos, el bit menos significativo es el primero en ser enviado.
 - Un bit para determinar la paridad (par/impar) o no paridad.
 - 1 bit de parada si se especifica la paridad o 2 bits de parada si no se tiene paridad alguna.

- Chequeo de errores: Chequeo de redundancia cíclica CRC 16.
- Modo de transmisión de datos: Asíncrona.

El protocolo Modbus puede ser implementado bajo los puertos de comunicación RS-232 o RS-485, donde el buffer de transmisión y recepción tiene un tamaño máximo para 256 caracteres.

Densidad de pulsos

EL computador (Sybertrol) posee entradas para la conexión con densitómetros los cuales envían pulsos a una frecuencia determinada proporcional a la densidad del líquido.

- Los pulsos deberán tener un voltaje en alto de 5 a 28 Vdc como máximo y para un voltaje en bajo no mayor a 1 Vdc.
- El rango de frecuencia podrá ser de 0 a 10 Khz.

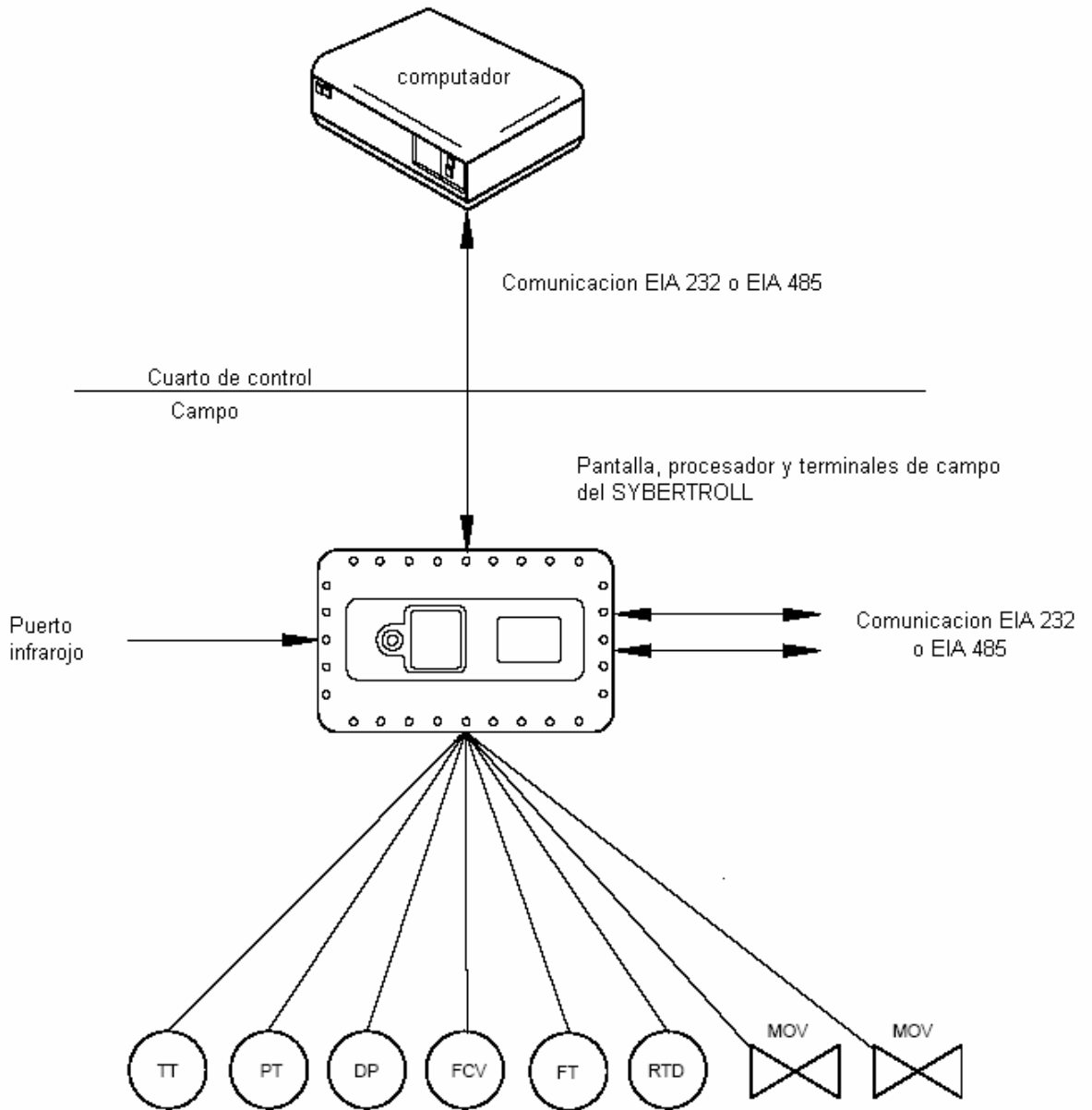


Figura. 2.49 Esquema general del Sybertrol

Control Remoto



Figura. 2.50 Control remoto del Sybertrol

Es un control remoto basado en un microprocesador que se utiliza para la programación y control de Sybertrol el cual cumple con las mismas funciones que las de un teclado, como si éste estuviese incorporado a la unidad.

La comunicación es unidireccional es decir sólo se puede enviar datos hacia el Sybertrol sin ninguna respuesta de éste, además se tiene un alcance del infrarrojo, desde el operador hacia el equipo, de dos metros a un ángulo de 56 grados.

Características del control eléctricas del control remoto:

- Fuente de alimentación: 9 Vdc.
- Temperatura de operación: -40 °F a 140 °F.
- Peso: 0.5 lb (0.23 kg).
- Cumple con las normas NEC: Clase I, grupo C y D, división 1
Clase II, grupo E, F y G

Software de programación Syber Mate

The screenshot displays the 'Meter 1 Directory' configuration window. The window has a title bar with a minus sign, the text 'Meter 1 Directory', and a maximize button. Below the title bar is a tabbed interface with tabs for 'General', 'Data', 'Flow Ctrl', 'Ctrl I/O', 'Misc I/O', and 'Reports'. The 'General' tab is selected. The configuration fields are as follows:

ID:	<input type="text"/>	Shutdown On Alarm:	<input type="text" value="No"/>	<input type="button" value="↓"/>
K Factor:	<input type="text" value="0.00"/>	Pulse Multiplier:	<input type="text" value="Count Full Pulses"/>	<input type="button" value="↓"/>
Min Batch:	<input type="text" value="0"/>	Volume-Based Pulse Output:		
Max Batch:	<input type="text" value="0"/>	I/O Point:	<input type="text" value="0"/>	
Batch Starting:	<input type="text" value="Manual"/>	(Limited to 1, 2, 9, 10, 17, 18, 25, 26)		
Batch Rotation:	<input type="text" value="None"/>	Max Frequency:	<input type="text" value="0"/>	
Batch Type:	<input type="text" value="Independent"/>			
Dual Pulse Security				
Error Count:	<input type="text" value="0"/>	Reset Select:	<input type="text" value="None"/>	<input type="button" value="↓"/>
Flow Cutoff:	<input type="text" value="0"/>	Reset Hrs:	<input type="text" value="0"/>	
		Security:	<input type="text" value="None"/>	<input type="button" value="↓"/>
		mins:	<input type="text" value="0"/>	
Flow Rate Out I/O Point:	<input type="text" value="0"/>	Volume Type:	<input type="text" value="Raw"/>	<input type="button" value="↓"/>

Figura. 2.51 Software de programación Syber Mate

SyberMate es un software que permite programar y monitorear el Sybertrol desde una PC, es así como también se puede enviar al mismo, diferentes

parámetros que el operador desee o en su defecto se puede recibir los cálculos realizados (factor del medidor), los valores de temperatura, presión o densidad que hayan sido enviados desde los diferentes transmisores hacia el Sybertrol. Se tiene tres formas de trabajo: fuera de línea, solo lectura o en línea.

Fuera de línea. En esta opción se puede realizar cambios a los archivos, en donde se ingresan los parámetros del Sybertrol, los mismos que pueden ser almacenados en el computador para que en un futuro, estos cambios puedan ser descargados hacia el este.

Solo lectura. Esta opción se utiliza solo cuando se requiere obtener información desde el Sybertrol y presentarla en la pantalla del computador.

En línea. En esta opción se puede realizar cambios directamente en el Sybertrol desde el computador, así como también obtener cualquier parámetro en el instante que éste ingrese al mismo. ⁽⁵⁾

Interfaz HMI

La interfaz hombre-máquina es un software que se realiza en LookOut, el cual nos permitirá monitorear las distintas variables como son temperatura, presión, densidad, etc. Además se podrá observar el factor del medidor y los principales factores de corrección.

⁽⁵⁾ Manual FMC Measurement Solutions.

CAPÍTULO 3

INGENIERÍA BÁSICA

3.1 ESQUEMA GENERAL

Una vez realizado el estudio básico sobre el proceso de producción de petróleo, que incluye los métodos de exploración de superficie, perforación de pozos, tipos de levantamiento del fluido y operación de una Estación de Producción, a continuación se define las especificaciones básicas del sistema de medición y calibración de la estación Shushufindi Central. Los temas que han sido considerados en la ingeniería básica son:

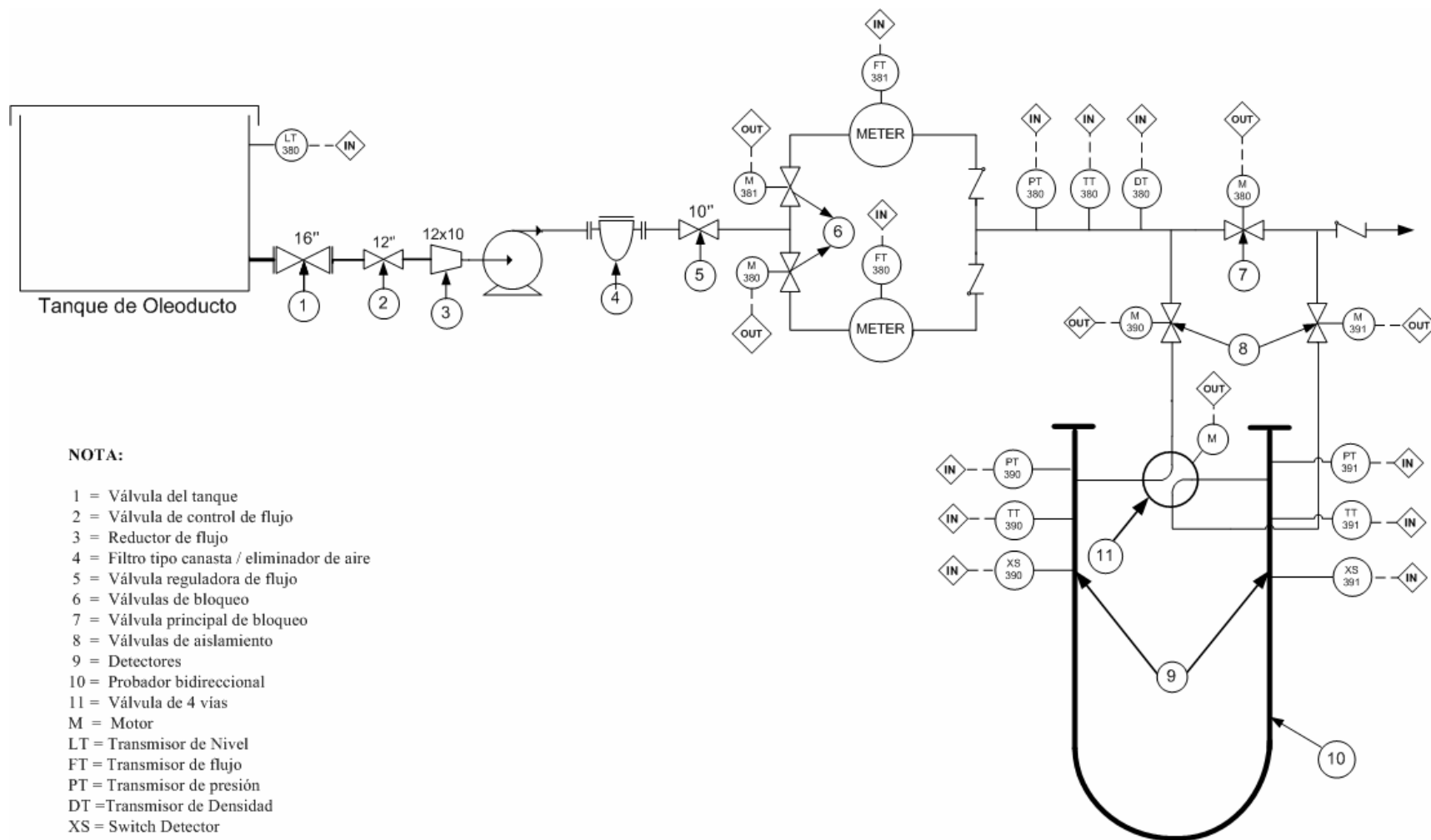
- Diagrama P&ID del sistema de medición y calibración y explicación de instalación actual.
- Diseño de la etapa de supervisión entre estaciones.
- Especificaciones generales de los equipos del sistema.

3.2 DIAGRAMA P&ID DEL SISTEMA DE MEDICIÓN Y CALIBRACIÓN

En la Figura 3.1 tenemos un diagrama representativo del sistema de medición y calibración que se desea implementar en la Estación Shushufindi Central. Nuestro objetivo es automatizar el skid de medidores de flujo y la parte correspondiente al probador.

En cuanto a la instrumentación y equipos de las etapas anteriores al skid de medidores, no se entrará en mayor detalle, debido a que no es tema de interés para este proyecto, pero nos servirá como referencia para conocer las condiciones previas a la etapa de medición y calibración.

Como se mencionó en el capítulo 2 ítem 2.2.1 todos los equipos de la unidad LACT en esta estación serán reemplazados y se acoplarán a la tubería proveniente desde el tanque de oleoducto.



NOTA:

- 1 = Válvula del tanque
- 2 = Válvula de control de flujo
- 3 = Reductor de flujo
- 4 = Filtro tipo canasta / eliminador de aire
- 5 = Válvula reguladora de flujo
- 6 = Válvulas de bloqueo
- 7 = Válvula principal de bloqueo
- 8 = Válvulas de aislamiento
- 9 = Detectores
- 10 = Probador bidireccional
- 11 = Válvula de 4 vías
- M = Motor
- LT = Transmisor de Nivel
- FT = Transmisor de flujo
- PT = Transmisor de presión
- DT = Transmisor de Densidad
- XS = Switch Detector

OUT = Salida del PLC

IN = Entrada al PLC

Figura. 3.1 Diagrama de P&ID del sistema

Etapa de almacenamiento



Figura. 3.2 Etapa de almacenamiento

Una vez que el crudo ya ha sido tratado bajo procedimientos previos, es decir, separado de agua y gas se almacena en el tanque de Oleoducto Shushufindi Central que tiene una capacidad de 100000 barriles y las siguientes características:

ESTACIÓN	TIPO TANQUE	TIPO TECHO	CÓDIGO (CAF)	COORDENADAS		DIAMETRO	ALTURA
				N	S		
Central	Oleoducto	Flotante	990011153	9979115,57	316456,79	132 ft	42 ft

Tabla. 3.1 Características del Tanque de Oleoducto

El nivel es monitoreado constantemente mediante un sensor de nivel tipo radar, el cual nos indicará si éste sobrepasa el límite máximo mediante alarmas visuales y sonoras, al mismo tiempo que nos permitirá tener un reporte en tiempo real de los niveles alcanzados.

El desfogue del tanque se lo realiza mediante la manipulación de una válvula tipo compuerta hacia la tubería de succión de la bomba Booster, la misma que alimenta al sistema de medición y bombas de oleoducto para enviar el petróleo a la estación número uno del oleoducto Trans - Ecuatoriano ubicado en Lago Agrio.

Sistema de succión y filtros

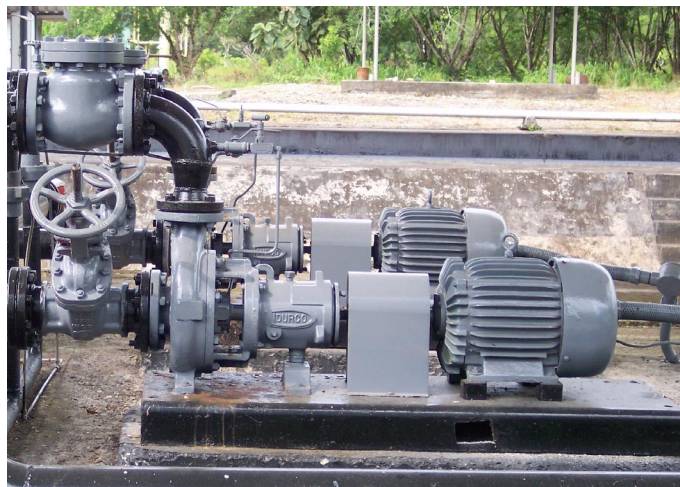


Figura. 3.3 Sistema de succión

La función principal que desempeña el sistema de succión es la de elevar y mantener la presión de flujo, proveniente del tanque de oleoducto, en un rango de 30 a 60 psi requerido por las bombas de oleoducto para que trabajen de manera eficiente y así transportar el petróleo a la estación Lago Agrio.



Figura. 3.4 Sistema de filtros

Esta etapa esta constituida por un filtro para la eliminación de impurezas, además consta con un eliminador de aire ante la presencia de pequeñas burbujas de gas que son causantes de daños y errores en la etapa de medición.

Etapa de medición y calibración



Figura. 3.5 Etapa de medición

Como el flujo está libre de impurezas, cumple con las condiciones necesarias para entrar a la etapa de medición.

En la etapa de medición se determina la cantidad del número de barriles por minuto que fluyen hacia la estación Lago Agrio. Está constituida de dos medidores por desplazamiento positivo (PD) y un probador bidireccional, monitoreados por medio del controlador electrónico Sybertrol.

Cabe señalar que en la etapa de medición funcionará uno de los dos medidores, dejando el segundo como respaldo en caso que falle el medidor que está operando.

Debido a las variaciones de presión, temperatura y densidad la cantidad de barriles transportados contiene error, por ello es necesario realizar una calibración periódica cada 15 días al sistema de medición.



Figura. 3.6 Etapa de calibración

Para la apertura y cierre de válvulas, se dispone de otro controlador electrónico PLC HAWK-I AMOT.

3.3 DISEÑO DE LA ETAPA DE SUPERVISIÓN ENTRE ESTACIONES

En la actualidad no se dispone de una etapa de supervisión, ya sea esta local o remota, es así que, aprovechando los enlaces de microonda existentes en Petroecuador se podrá monitorear desde Lago Agrio, con el fin de integrar todo el sistema de medición y calibración al futuro SCADA que será centralizado en esta estación. La figura 3.7 muestra en forma esquemática el sistema de supervisión propuesto.

La etapa de supervisión es la encargada de registrar los datos provenientes desde los controladores electrónicos PLC HAWK-I AMOT y Sybertrol, en una PC que opera como MTU, mientras que los controladores actúan como RTU's.

A continuación se describirá la funcionalidad de cada uno de los equipos para la automatización a implementarse.

El computador de flujo Sybertrol, recibe las señales de temperatura, presión en el probador y medidor, los pulsos transmitidos desde el medidor, así como también la densidad del flujo, para que en función de estos parámetros, se calcule los factores de corrección, factor del medidor y los volúmenes tanto del probador como del medidor.

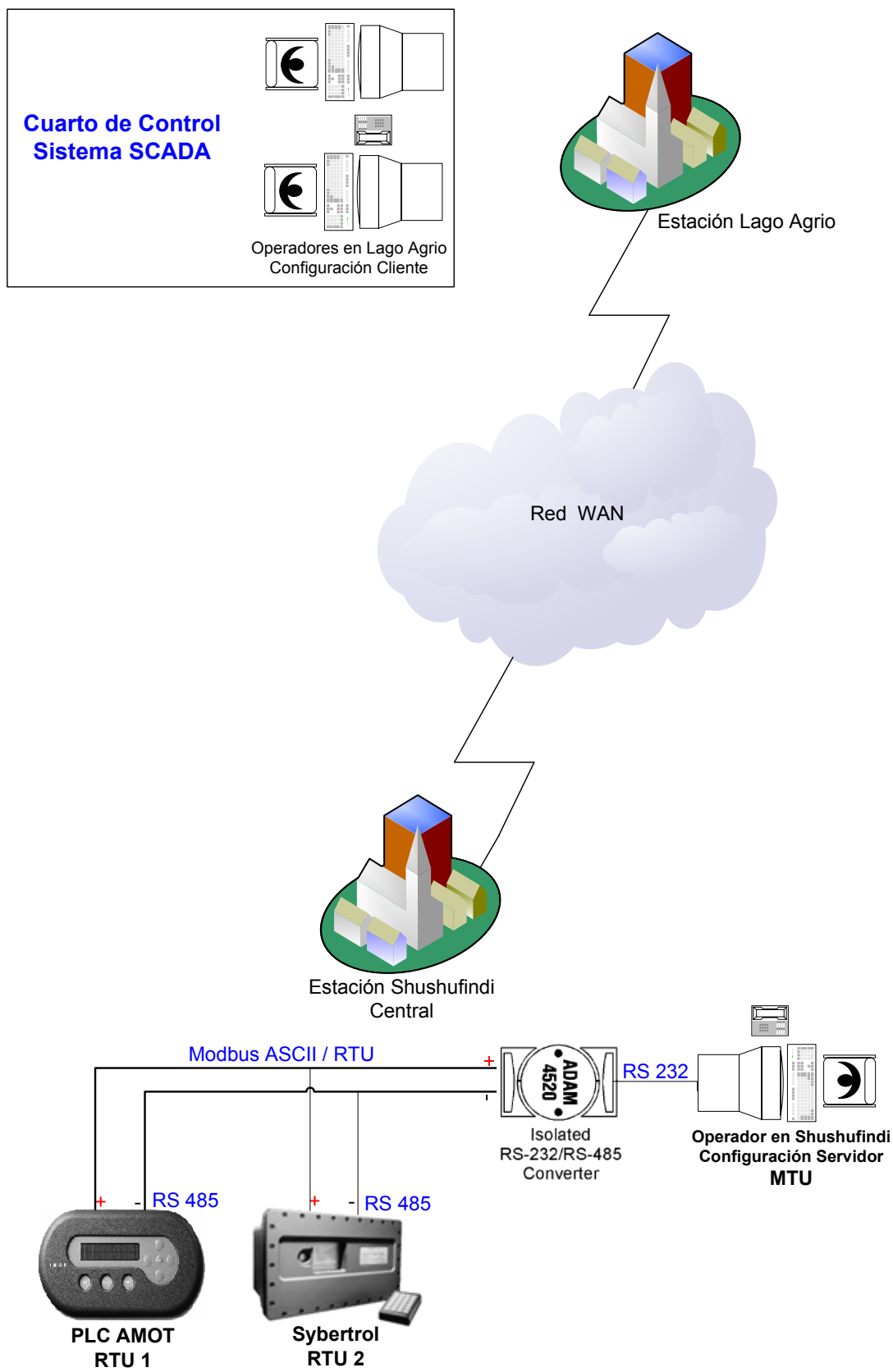


Figura. 3.7 Etapa de monitoreo

El controlador electrónico PLC HAWK-I AMOT recibirá las siguientes señales: señal del sensor transmisor de nivel ubicado en el tanque de oleoducto con fines de monitoreo mas no de control, señales indicadoras del estado de las válvulas que provienen desde los actuadores. También este controlador manipulará a los actuadores para la apertura o cierre de las válvulas con el fin de desviar el flujo hacia el probador cuando se realice la calibración periódica.

La comunicación entre los controladores electrónicos hacia el computador se lo realizará por medio del protocolo Modbus, ya que este es un protocolo de transmisión para sistemas de control de procesos. Debido a que no se dispone de una interfaz RS-485 en el computador supervisor Shushufindi se utilizará un convertidor ADAM – 4520, para convertir las señales de la interfaz RS-485 a RS-232 y viceversa.

Todas estas variables incluido los factores, serán monitoreadas desde una interfaz hombre-máquina (HMI) ubicada en Shushufindi. Dicha interfaz será realizada en Lookout versión 4.5 y configurada como servidor. En la estación Lago Agrio se dispondrá de la misma interfaz hombre-máquina pero configurada como cliente, de este modo el operario que se encuentra en ésta estación solo tendrá la posibilidad de monitorear, pero no podrá realizar control alguno sobre el sistema de medición en Shushufindi. El servidor es el encargado de otorgar permisos de accesos para manipular el proceso automático de calibración. De esta manera aseguramos que no suceda cualquier tipo de inconvenientes o daños al sistema u operarios en caso de mantenimiento u otra operación en la estación Shushufindi, y que no sea de conocimiento en Lago Agrio.

La transmisión de datos se realizará a través de la red WAN de Petroecuador existente en todo el distrito Amazónico. Esta transmisión es totalmente transparente para los operarios tanto en Shushufindi como en Lago Agrio debido a esto, lo único que nos interesa son puntos de acceso a la red.

A continuación se describirá de manera general como está constituido el enlace de microonda antes mencionado.

3.3.1 TRANSMISIÓN DE DATOS DESDE LA ESTACIÓN HACIA EL CAMPO LAGO AGRIO VÍA MICROONDAS

ANTECEDENTES

PETROPRODUCCIÓN tiene implementado un sistema de microondas digital, marca HARRIS, para la comunicación de voz y datos, entre las oficinas en Lago Agrio y los campos Sacha, Shushufindi, Coca y Auca.

El sistema de microondas antes mencionado dispone de cuatro canales de datos, dos de 19.2 kbps por sitio (Lago, Sacha y Shushufindi) y los otros dos de 64 kbps por sitio.

Además, PETROPRODUCCIÓN tiene implementado un sistema de microondas digital por multiacceso, marca SRT-500, con capacidad de 60 circuitos troncales de 64 kbps, para interconectar las oficinas en Lago Agrio con los campos Guarumo, Sucumbíos, Shushuqui, Shuara, Tetete, Pichincha, Cuyabeno, Parahuacu, Sacha, Pucuna, Paraíso, Yuca y Limoncocha.

UBICACIÓN Y ALTURAS DE LAS TORRES DE COMUNICACIONES

Petroecuador cuenta con sistemas microondas digital punto a punto y punto multipunto. Las estaciones de radio están instaladas en el cuarto de comunicaciones de Shushufindi Central y Lago Agrio de esta manera

aprovecharemos la infraestructura actual, correspondiente a: casetas, torres, energía eléctrica, etc., para la transmisión de datos hacia Lago Agrio.

Adicionalmente en las estaciones de Shushufindi Norte y Sur, se cuenta con tres torres las mismas que pueden ser aprovechadas para enlaces de repetición, en caso de no existir la suficiente cobertura desde diferentes estaciones.



Figura. 3.8 Torre de las antenas

Las alturas disponibles en las torres de comunicaciones de las estaciones Shushufindi y Lago Agrio son las siguientes:

ESTACIÓN	ALTURA TORRE (m)	ALTURA DISPONIBLE (m)
Lago Agrio	30	30
Shushufindi	74	70
Shushufindi Norte	75	70
Shushufindi Sur	60	55

Tabla. 3.2 Alturas de las torres de las Estaciones



Figura. 3.9 Antenas de Microonda

Las coordenadas de la ubicación de las torres de comunicaciones antes mencionadas se listan a continuación:

TORRE	LATITUD	LONGITUD
Lago Agrio	0° 05' 14.83 "	76° 52' 13.93"
Shushufindi	0° 10' 22"	76° 38' 33"
Shushufindi Norte	0° 08' 54"	76° 38' 45"
Shushufindi Sur	0° 14' 39"	76° 39' 04"

Tabla. 3.3 Ubicación de las torres de comunicaciones

CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES

Módulo LSDCM del multiplexor BAYLY (microondas HARRIS)

PARÁMETRO	ESPECIFICACIONES	
Velocidad de datos asincrónicos	300, 600, 1200, 2400, 4800, 9600, 19200 y 38400 bit/seg	
Velocidad de datos sincrónicos	600, 1200, 2400, 4800, 9600, 19200, 38400, 48000, 56000 Y 64000 bit/seg	
Configuración	4 canales por módulo	
Reloj	Asincrónico, sincrónico usando DCE TIMING o DTE TIMING	
Interfaz Eléctrico	V.24, V.28, RS-232C, X.21 bis	
Canales por Time Slot	bits/seg	N°
	300 a 4800	8
	9600	4
	19200	2
	38400 a 6400	1
Formato de datos asincrónico	Paridad: par, impar, ninguno Bits de datos: 5, 6, 7 ó 8 Elementos de parada: 1 ó 2	
Loopbacks activado.	Local, remoto	
Handshake V.24 utilizado	DTR, DSR, RTS, CTS y DCD	

Tabla. 3.4 Parámetros y especificaciones del multiplexor BAYLY

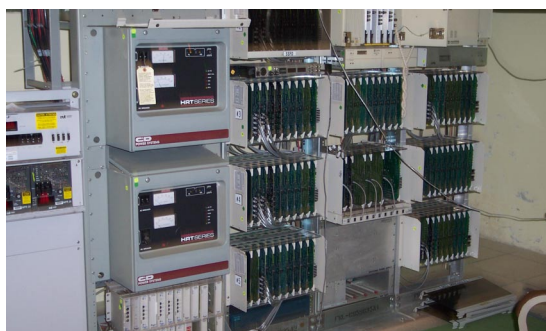


Figura. 3.10 Equipos y tarjetas de telecomunicaciones

Sistema STR – 500

PARÁMETRO	ESPECIFICACIONES	
	Kb/s	N°
Número de circuitos por circuito troncal	1.2	20
	2.4	20
	4.8	10
	9.6	5
	19.2	2
	38.4 a 64	1
	Interfases:	
<i>Síncronas</i>		
V.24/RS-232C	2.4 – 19.2 Kb/s	
V.11/RS-422A	2.4 – 64 Kb/s	
V.35	2.4 – 64 Kb/s	
G 703 co y contradireccional	64 Kb/s (E1, M1, E2 y M2)	
<i>Asíncronas</i>		
V.24/RS-232C	1.2 – 19.2 Kb/s	

Tabla. 3.5 Parámetros y especificaciones del sistema STR-500

Características generales del sistema microonda digital Punto a Punto

Marca: Harris.

Modelo: Quadralink.

Banda de Frecuencia: 1.7 GHz a 1.9 GHz.

Estabilidad de Frecuencia: ± 10 ppm.

Mínimo espacio entre transmisor y receptor: 63 MHz.

Sistema Europeo (CEPT)

Capacidad: Lago Agrio / Shushufindi 2 x E1 (2 x 2048 Kb/s).

Potencia de salida: + 34.5 dBm En pórtico de antena.

Nivel de espúreas: -70 dB.

Ancho de Banda: 6 MHz.

Receptor Radio Frecuencia entrada nominal: -45 dBm (recomendado).

Frecuencia Intermedia: 70 MHz.

Impedancia del Transmisor y Receptor: 50 Ω Desbalanceado.

Sensibilidad al pórtico de antena de: 2 x 2048 Kb/s para una calidad de enlace BER: $1 \times 10^{-3} = -92$ dBm.

Conector Radio Frecuencia: Tipo N hembra.

Modulación: Heterodina digital OQPSK (Offset Quaternary Phase Shift Keyed).

Fuente de alimentación: 21 a 60 Vdc.

Tipo de Antenas: Parabólicas desde 24 a 27 dBi

Cable del Transmisor y Receptor: HELIAX "7/8" 50 Ω .

Multiplexación de Canales: Con equipo BAYLY de 1-E1 = 30 canales de 64 Kb/s.

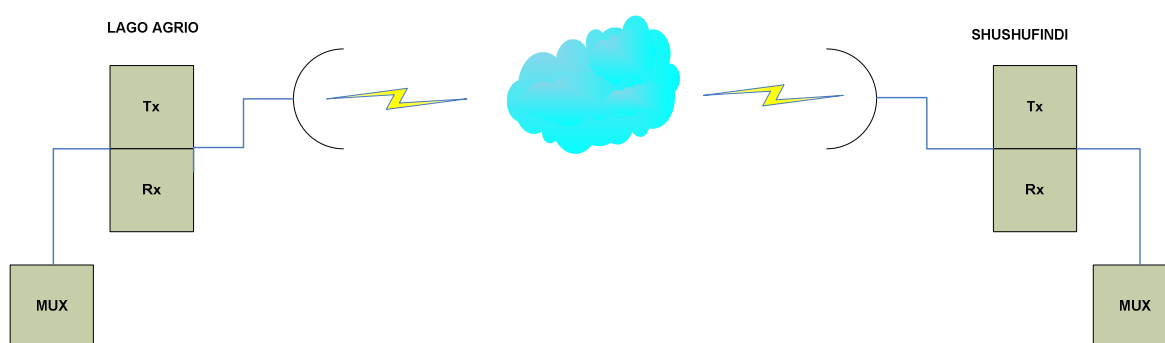


Figura. 3.11 Sistema Microondas Digital Punto a Punto

Características del Tranceptor del Sistema Microondas Digital Punto-Multipunto SR.TELECOM

Impedancia IN/OUT: 50 Ω asimétrica.

Modulación: OQPSK modificada.

Rango de frecuencia: 1.375 GHz – 1.452 GHz --- Separación Tx/Rx: 52 MHz
1.427 GHz – 1.535 GHz --- Separación Tx/Rx: 49 MHz

Potencia de salida: 20 a 35 dBm.

Estabilidad de Frecuencia: 5 ppm.

Límites de funcionamiento: Receptor -45 a -93 dBm.

Sensibilidad: -87 dBm para un calidad de enlace VER de 1×10^{-4}

Codificación Digital MIC: Ley A.

Capacidad: 60 circuitos troncales dedicados a 64 Kb/s
o 60 circuitos DAMA (Demand Assignment Multiple Access).

ENLACE LAGO AGRIO - SHUSHUFINDI

El enlace interno en Shushufindi utiliza la tecnología Spread Spectrum a 2.4 Ghz.

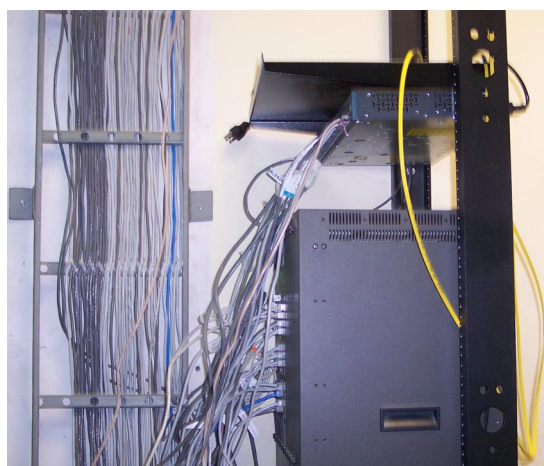




Figura. 3.12 Cableado y dispositivos de red

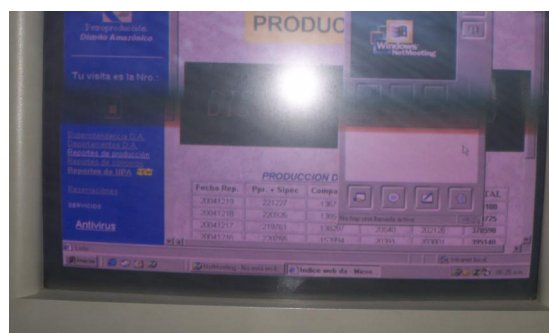


Figura. 3.13 Software de monitoreo de enlaces

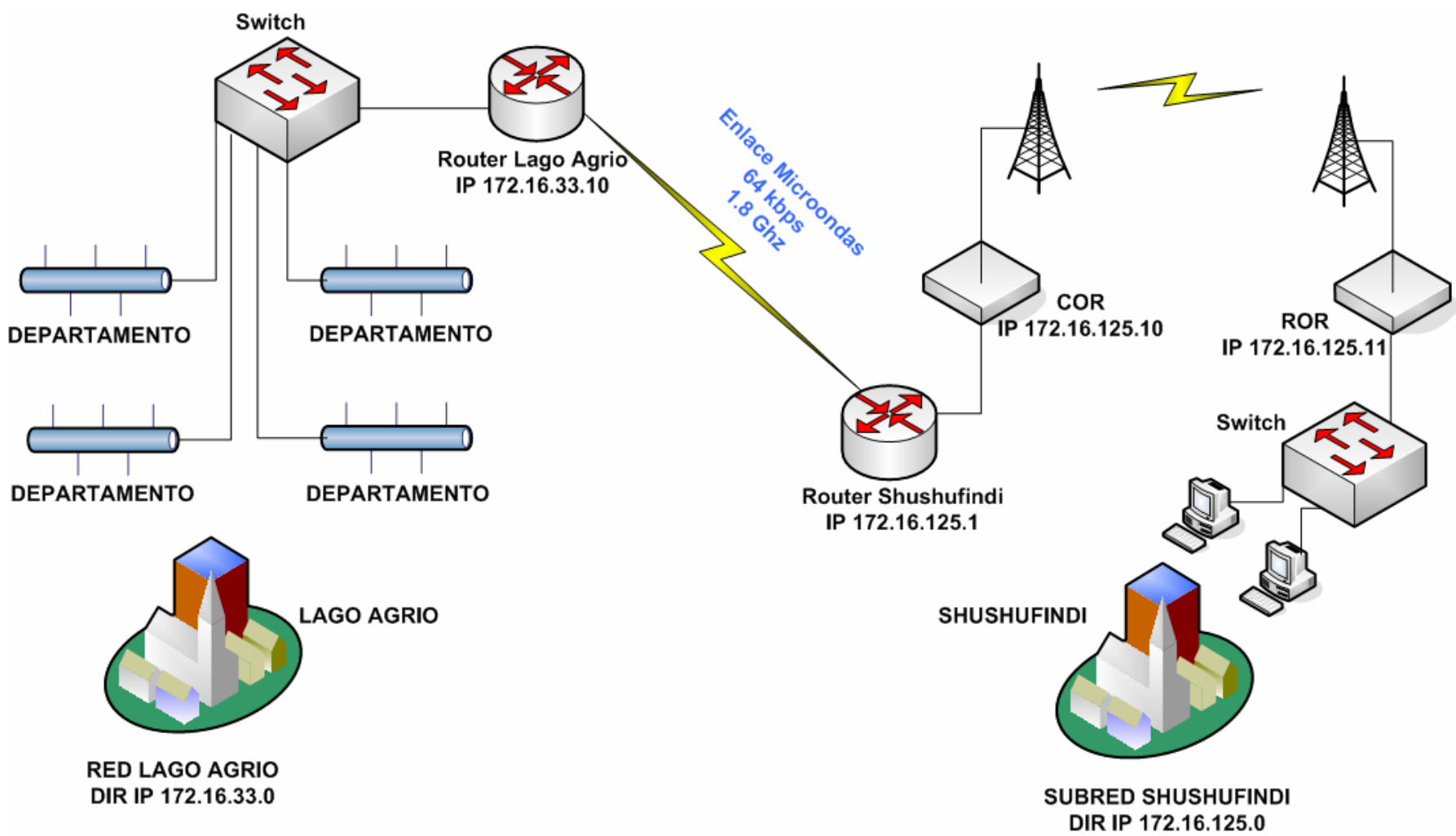


Figura. 3.14 Enlace Lago Agrio - Shushufindi

3.4 ESPECIFICACIONES GENERALES DE LOS EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDICIÓN Y CALIBRACIÓN

3.4.1 Condiciones de diseño

- Producto: Petróleo
- Tasa de flujo en bpd: Máximo 60000 bpd
- Tasa de flujo de diseño: Mínimo 1500 BPH y Máximo 6000 BPH
- Presión de diseño en psi: 150
- Presión de operación en psig: Máximo 70 y Mínimo 30
- Temperatura de diseño en °F: 100
- Temperatura de operación en °F: Máximo 100 y Mínimo 50
- Viscosidad en cP: Máximo 15.76 a 80^a F
- Gravedad API: 26 a 60^a F

3.4.2 Especificaciones de material

- Tubería ASTM A -106 grado B
- Bridas: ASTM A-105.
- Adaptadores: ASTM A-234 WPB.
- Pernos y tuercas: ASTM A-193 Gr. B-7 y ASTM A-194 Gr. 2H recubierto de cadmio
- Empaques: 1/8" estilo flexible grueso "CG" de grafito con bobina de acero inoxidable.
- Placa de acero estructural: ASTM A36.

3.4.3 Especificaciones eléctricas

El cableado eléctrico a utilizarse, se basará en la última edición de la National Electrical Code NEC, Clase I, División 1 y 2, Grupo C y D. El mismo que será transportado a través de conductos galvanizados individuales, cuyas terminaciones se unirán en cajetines a prueba de explosión.

NOTA: En base a los requerimientos de operación y diseño se ha seleccionado los siguientes dispositivos para el sistema de calibración y medición.

3.4.4 Válvulas

Cantidad	TIPO	TAMAÑO (pulgadas)	MARCA	MOLDELO
1	Compuerta	12	Lunkenheimer	Class 150
6	Compuerta	6	Lunkenheimer	Class 150
3	Check	6	Lunkenheimer	Class 150

Tabla. 3.6 Especificaciones de las válvulas

3.4.5 Medidores de flujo

Cantidad	TIPO	TAMAÑO (pulgadas)	MARCA	MODELO
2	Desplazamiento positivo	10	FMC Smith.	JB-10-S1

Tabla. 3.7 Especificaciones del medidor de flujo

3.4.6 Filtro

Cantidad	TIPO	TAMAÑO (pulgadas)	MARCA	MODELO
1	Canasta (acoplado un eliminador de aire)	10	FMC Smith.	10-1-18-B

Tabla. 3.8 Especificaciones del filtro

3.4.7 Toma Muestras

Cantidad	MARCA	MODELO
1	NuFlo	M20-3

Tabla. 3.9 Especificaciones del toma muestras

3.4.8 Probador bidireccional

Cantidad	TIPO	TAMAÑO (pulgadas)	MARCA
1	Bidireccional	20	FMC Smith.

Tabla. 3.10 Especificaciones del probador bidireccional

3.4.9 Transmisores

Cant.	VARIABLE MEDIDA	SENSOR INCORPORADO	TIPO SENSOR	MARCA	MODELO
3	Temperatura	SI	RTD	FMC Smith	TPW-2
3	Presión	SI	Capacitivo	Fuji Electric	FCX - All
1	Densidad	SI	Presión Diferencial	Smart	DT-301
2	Flujo	No	N/A	FMC Smith	PEXP
1	Nivel	SI	Radar	Enraf	970 SmartRadar

Tabla. 3.11 Especificaciones de los transmisores

3.4.10 Controladores electrónicos

CANTIDAD	PROGRAMACION	MARCA
1	No Configuración	SYBERTROL
1	Ladder Logia	HAWK-I AMOT

Tabla. 3.12 Especificaciones de los PLCs

3.4.11 Actuadores

Cantidad	Torque max. (lbs)	MARCA	MODELO
5	200	Rotor K	IQ-200

Tabla. 3.13 Especificaciones de los actuadores

3.4.12 Bomba

Bomba	Tipo	Marca
Transfer	Booster centrífuga	Durco II

Tabla. 3.14 Especificaciones de la bomba

CAPÍTULO 4

INGENIERÍA DE DETALLE

4.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se expondrá en forma detallada el diseño y construcción de todo el sistema de medición LACT, el cual consiste de los siguientes temas:

1. Especificaciones del sistema de medición y calibración.
2. Configuración del sistema para determinar el factor de medidor.
3. Diseño del sistema de control y monitoreo.
4. Operación del sistema.
5. Especificaciones del sistema de comunicaciones.
6. Análisis económico.

El diseño y construcción cumplirá con las normas API “Manual of Petroleum Measurement Standards” y ASME/ANSI B31.3 “Chemical Plants and Petroleum Refinery Piping”, utilizadas en la industria petrolera.

4.2 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL SISTEMA DE MEDICIÓN Y CALIBRACIÓN

4.2.1 Medidores PD

Se utilizarán medidores de desplazamiento positivo por las grandes ventajas que ofrecen. De acuerdo a los requerimientos de medición de flujo, tamaño y costo, se seleccionó el siguiente tipo de medidor:

- Marca SMITH modelo JB 10-S1, doble carcasa de 10”.
- Presión máxima de trabajo: 150 psi.
- Máxima tasa de flujo en BPH: 4700.
- Pulsos por barril mínimo: 1000.

4.2.2 Transmisores de pulsos

Los transmisores que se escogieron son del tipo fotoeléctrico, que corresponden a generadores de pulsos de alta resolución, los cuales son acoplados a los engranajes en la salida de los medidores. En base a las condiciones de temperatura, entorno de operación y a los requerimientos de velocidad, resolución, niveles de voltaje y costo, se seleccionó el siguiente transmisor:

- Modelo PEXP-1000.
- Alimentación: 14 Vdc, 50mA.
- Voltaje de salida para pulsos de 50 % On, 50 % Off: 5 Vdc.
- Resolución: 1 pulso por revolución en eje de entrada.
- Velocidad de operación: 0-500 rpm (revoluciones a la entrada).

- Vibración: 5 G's a 30 Hz.
- Rango de temperatura: -40 °F a 158 °F.
- A prueba de explosión: NEMA 7 Clase I grupo C y D división 1 o Clase II. grupos E, F, G.

4.2.3 Válvulas de bloqueo

Se utilizará una válvula tipo check para permitir o bloquear el flujo de crudo en una cierta dirección, acción requerida en la etapa de medición y calibración. Este tipo de válvula es la que más comúnmente se utiliza para este tipo de aplicaciones. A continuación se presentan las características más importantes de válvula seleccionada.

- Tipo: check.
- Tamaño: 10".
- Presión de trabajo: 260 psi a 200 °F.

4.2.4 Válvulas de control

- Tipo: Compuerta de 10".
- Presión de trabajo: 170 psi a 500 °F.
- Peso: 205 lb. (93 Kg.).

4.2.5 Filtro

- Marca SMITH 10-1-18-B.
- Tipo: canasta 304SS.

- Tamaño: 10”.
- Clase de brida: ANSI Clase 150 RF.
- Presión de trabajo: 285 psi a 100 °F.
- Rango de temperatura: -20 °F a 500 °F.
- Sello: teflón.
- Malla: 40 316SS.
- Eliminador de aire.

4.2.6 Probador bidireccional

El tipo de probador más adecuado en el proceso de medición de crudo es el Bidireccional, debido al grado de precisión que ofrece, por esta razón se lo ha seleccionado tomando en cuenta ciertos aspectos adicionales, tales como tamaño, capacidad, niveles de presión, velocidad del esferoide y operación bajo estándares establecidos. Las características del probador seleccionado son las siguientes:

- SMITH Bidireccional.
- Tamaño: 20”.
- Cámaras de lanzamiento (launch chambers): 2 de 24 “.
- Tasa de flujo: 4700 BPH.
- Volumen entre detectores: 10,5 BBL (Barriles).
- Velocidad máxima del esferoide: 3.36 pies/s.
- Presión de trabajo máxima: 245 psig a 100 °F.
- Dos switches detectores Mag Tek modelo No. M-5.
- Una válvula de 4 vías de 10” ANSI 300, adaptado para actuador eléctrico.
- Una esfera de nitrilo rellena con agua de 24” con bomba para inflar, aguja, adaptador de manguera y herramienta de retiro de la esfera tipo vacío.
- Revestimiento interno con epóxico de 5-7 milipulgadas de espesor.

Cabe mencionar que el tipo de probador mencionado cumple con los siguientes estándares:

- ANSI B31.4 - Liquid Petroleum Transportation Piping Systems.
- ANSI B31.3 - Petroleum Refinery Piping.
- API Chapter 4 - Manual of Petroleum Measurement Standards, Proving Systems.
- API Chapter 5 - Manual of Petroleum Measurement Standards
- NEMA 7 and 9 – Class I, Group D, Division 1 and 2 Areas (Explosion – Proof).

4.2.7 Sensor – transmisor de presión (PT 380)

- Serie: FKA-4.
- Voltaje de alimentación: 24 Vdc en los terminales del transmisor.
- Precisión: $\pm 0.2\%$ del alcance incluyendo (linealidad, histéresis y repetibilidad).
- Rango: 0 psi a 435.11 psi.
- Alcance: 4.3511 psi a 435.11 psi.
- Señal de salida: 4 mA a 20 mA.
- Temperatura en el proceso: -40°F a 185°F .
- Indicador LCD de 5 dígitos.
- Transmisor de 4 hilos.

4.2.8 Sensor – transmisor de temperatura (TT 380)

- Sensor tipo RTD de platino modelo TPW-2.
- Coeficiente de temperatura: 32°F a 212°F a $0.0038 \Omega / \Omega/^{\circ}\text{C}$.
- Temperatura máxima recomendada: 482°F .

- Temperatura de tolerancia: A 0°C - (± 0.1 °C).
- Transmisor de temperatura modelo BP.
- Voltaje de alimentación: 24 Vdc.
- Señal de entrada: Señal del sensor RTD de platino.
- Señal de salida: 4 mA - 20 mA.
- Rango de medición: 13 °F a 185 °F.
- Precisión: ± 0.2 del alcance.
- Transmisor de 2 hilos.

4.2.9 Sensor – transmisor de densidad (DT 380)

Este sensor – transmisor de densidad no requiere compensación externa de temperatura.

- Modelo: DT-301I.
- Voltaje de alimentación: 24 Vdc.
- Señal de salida: 4mA a 20 mA.
- Indicador LCD alfa numérico de 5 caracteres.
- Rango de temperatura: -4 °F a 302 °F (-20 °C a 150 °C).
- Límite de presión estática: 1015 psi.
- Condiciones de referencia: 77°F, presión atmosférica y voltaje de alimentación 24 Vdc se tiene que:
 - Precisión: ± 0.0004 g/cm³.
 - Efecto de la temperatura ambiental (por 10 °C): 0.003×10^{-3} g/cm.
 - Estabilidad para 12 meses: 0.021×10^{-3} g/cm.
- Transmisor de 2 hilos.

4.2.10 Sensor – transmisor de nivel (LT 380)

- Modelo: 970 Smart Radar ATi.
- Voltaje de alimentación: 24 Vdc.
- Rango de medición: 0 m a 40 m.
- Precisión: ± 0.4 mm (0.016”).
- Resolución: 0.1 mm (0.004”).
- Procesamiento de señal: ADSP.
- Frecuencia de operación: Banda X (9.25 GHz a 10.75 GHz).
- Temperatura ambiental: -40 °F a 140 °F.
- Transmisión: serial, ASCII, BPM.
- Señal de salida: comunicación MODBUS vía RS-485. 4 mA a 20 mA con comunicación digital basada sobre protocolo HART.
- Precisión de la señal de nivel análoga: ± 0.1 % de la escala total.

4.2.11 Actuadores

En base a las características descritas para las válvulas mencionadas anteriormente, los tipos de actuadores seleccionados, requeridos para la apertura y cierre de válvulas son:

- Marca Rotork.
- Tipo IQ Syncropak 200.
- Serie IQ25.
- Alimentación: 380V, trifásico, 60 Hz.
- Torque: 295 lbs.pie.
- Polos del motor: 4.
- Grupo C y D, División 2, Clase I.
- El actuador tiene la capacidad de operar en un rango temperatura ambiente desde -22 °F a 158°F.

- El actuador eléctrico se completa con:
 - Contactor de reversa, interlock eléctrico y mecánico.
 - Indicador local (LCD/LED).
 - Bloqueo de accionamiento manual.
 - Switch selector local/remoto/stop.
 - Control remoto infrarrojo “point and shoot” para el ajuste de niveles de torque, límites de posición y todo tipo de control y funciones de indicación.

4.2.12 Bomba

- Bomba tipo Booster centrífuga.
- Marca Durco II.
- Capacidad: 34 bpm.
- Presión de succión y descarga: 0 psi – 96 psi.
- Fluido: crudo.
- Motor de accionamiento: 1780 rpm, 100 hp, 230/460 v, 60 Hz.

4.2.13 Esquemas eléctricos de conexión

Estos esquemas describen en forma detallada, las conexiones entre los dispositivos de instrumentación y actuadores hacia las entradas y salidas correspondientes de los controladores lógicos programables. El cable de conectividad más adecuado en este caso, es el tipo apantallado por cuanto minimiza los efectos de interferencias electromagnéticas producidas por los motores, generadores, transformadores, etc. que se encuentran presentes en las plantas petroleras.

En cuanto se refiere al tipo de lazo de 4 a 20 mA de los transmisores de temperatura, flujo y de densidad se utiliza un sistema de transmisión de 2 hilos, es decir, la corriente que alimenta al transmisor, también lleva la señal, mientras que para los transmisores de presión se utiliza un sistema de 4 hilos, es decir, se tiene conductores separados para la alimentación y la señal.

Para este tipo de conexiones se puede utilizar un cable número 22 AWG. Para mayor información ver planos correspondientes en anexos.

4.2.14 Diagramas de montaje

Estos diagramas muestran el montaje típico que se debe realizar cuando se instalan los dispositivos de medición de temperatura, presión, densidad e interruptor de paso. Adicionalmente en el plano se especifican todos y cada uno de los materiales a utilizarse.

4.2.15 Diagrama de ubicación

En el diagrama correspondiente a la Estación Shushufindi Central se puede apreciar claramente el área para la instalación de la unidad LACT con sus respectivas distancias. Dentro de esta unidad se tiene definido el espacio para el skid de medidores y del probador.

Además, para tener una mejor idea acerca de la ubicación que deben tener los equipos a instalarse, se elaboró un plano isométrico, el cual indica de manera específica las distancias reales que se deben mantener entre los diferentes tipos de equipos.

4.3 CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA PARA DETERMINAR EL FACTOR DE MEDIDOR

El funcionamiento del computador de flujo Sybertrol se basa en un micro procesador previamente programado cuyo principal objetivo es el cálculo del factor del medidor de forma automática y además controla y monitorea constantemente el flujo de diferentes derivados líquidos del petróleo.

Una vez instalado el computador de flujo, se deberá configurar los parámetros necesarios, previo al inicio de las corridas en el probador. Estos parámetros comprenden: unidades de medida, rangos de ingeniería, identificación de las señales de entrada provenientes del skid de medidores y del probador, así como también las señales enviadas desde el Sybertrol para el control de la válvula de 4 vías, etc.

4.3.1 Menú Principal

La entrada de datos en el modo de programación, se hace desde el menú principal, después de que el nivel o niveles apropiados de seguridad hayan sido establecidos.

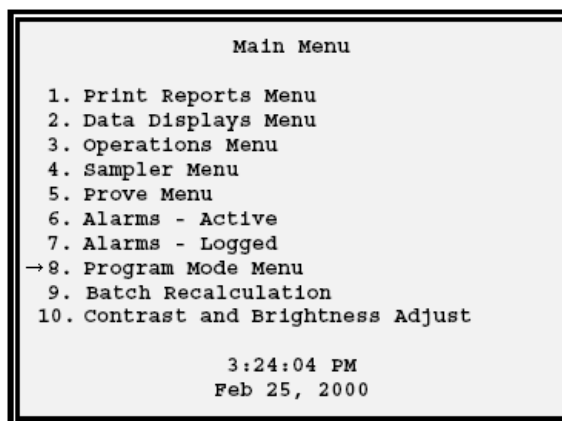


Figura. 4.1 Main menú del Sybertrol

4.3.2 Modo de programación

La opción **Program Mode Menu** permite desplegar una pantalla donde se muestra un total de 10 menús para configuración. Para acceder a ella, en la ventana Main Menu, se debe ubicar el cursor junto a la opción 8 y presionar la tecla [ENTER]. A continuación ingresar el código de paso y si este es correcto, el Sybertrol se dirige al menú principal de programación, en caso contrario aparecerá el siguiente mensaje “Access Denied”. En este punto, si se desea volver a ingresar al sistema, es necesario presionar el botón de CLEAR.

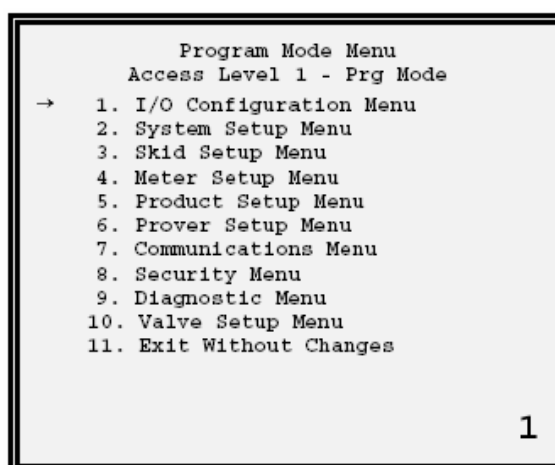


Figura. 4.2 Program Mode Menu del Sybertrol

4.3.3 Configuración para el medidor

La opción **Pulse Input Menu** permite al operador ingresar el número de medidores y configurados como transmisores de pulsos duales o simples. Existen cinco modos de operación para el cual el Sybertrol puede ser programado. Para acceder a esta pantalla, se deben seleccionar las siguientes opciones:

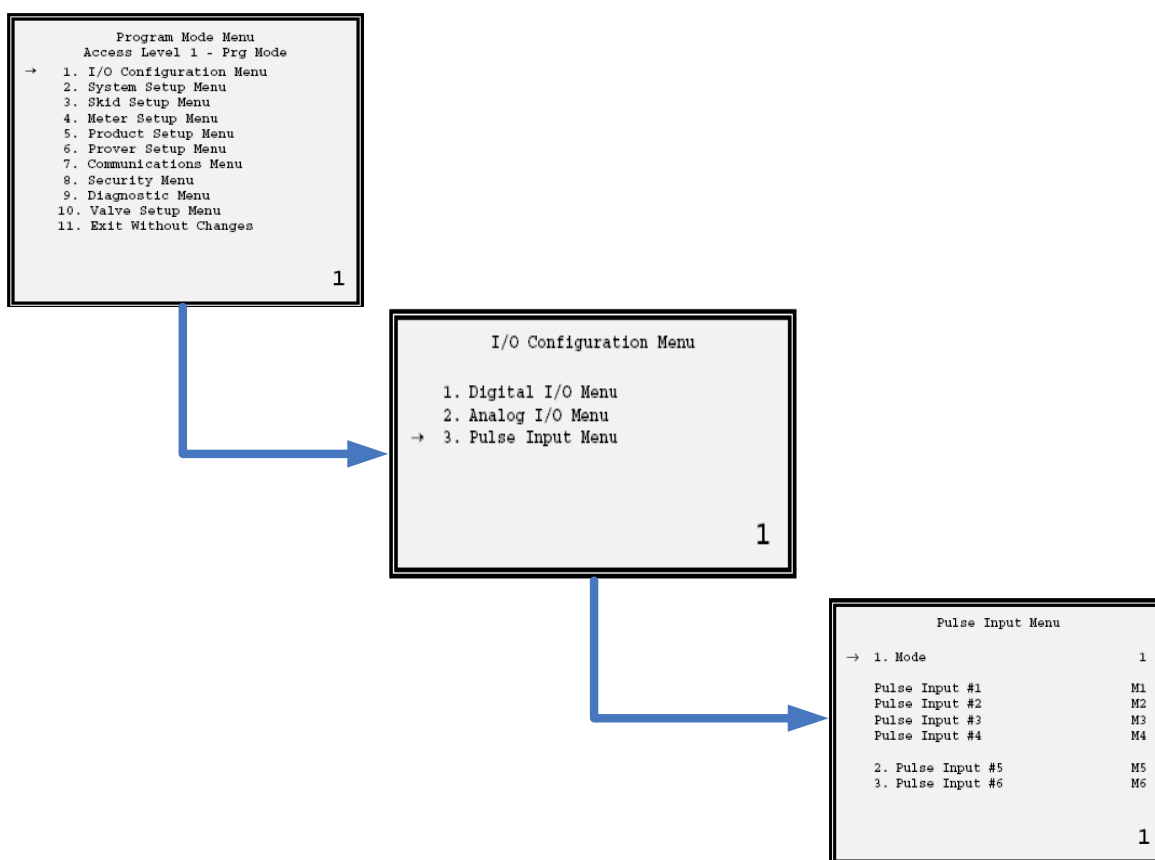


Figura. 4.3 Acceso al Pulse Input Menu del Sybertrol

En la última ventana se debe seleccionar el modo uno, que corresponde a canales de una sola señal.

Una vez configurado el modo de operación, retornamos a la pantalla de Program Mode Menu, en la cual seleccionamos el ítem cuatro para acceder a la configuración del medidor, que presenta la siguiente pantalla:

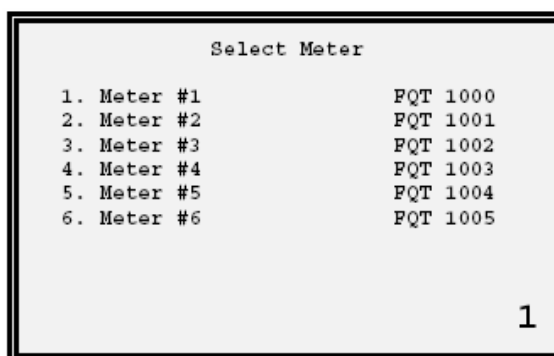


Figura. 4.4 Select Meter del Sybertrol

Aquí, seleccionamos el ítem uno correspondiente al medidor #1, donde se configura los parámetros del medidor de acuerdo a los diagramas eléctricos y P&ID.

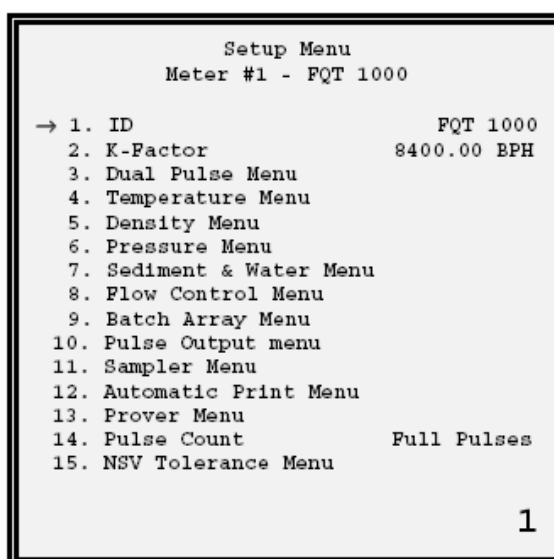


Figura. 4.5 Setup Menu del medidor

En la ventana **Temperatura Menu** seleccionamos el ítem uno para poder asociar la entrada analógica de temperatura. Este menú presenta la siguiente pantalla:

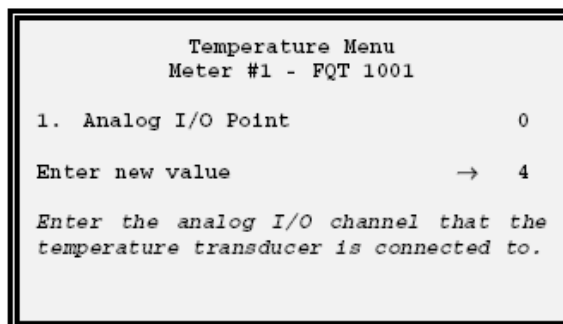


Figura. 4.6 Temperature Menu del medidor

En este punto ingresamos el número de la entrada analógica que está conectada al transmisor de temperatura (TT 380). Cuando ésta entrada ha sido ingresada, el menú de configuración de I/O analógicas correspondiente aparecerá, permitiendo definirla más a fondo. Para configurar las alarmas de temperatura alta o baja, se debe ingresar los límites de temperatura del fluido en el instante de la medición, dicha configuración es como sigue:

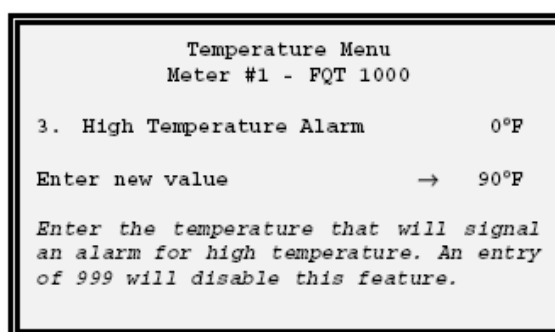


Figura. 4.7 High Temperature Alarm del medidor

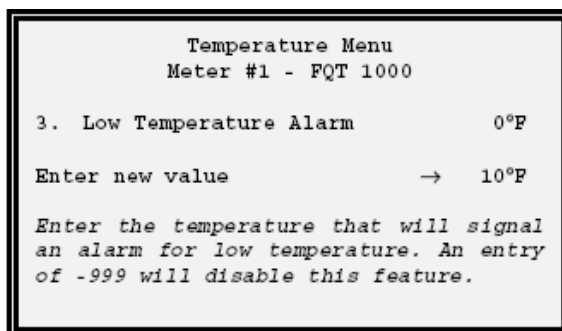


Figura. 4.8 Low Temperature Alarm del medidor

La opción **Density Menu** permite especificar el tipo de señal de entrada, ya sea de pulsos o analógica. Por lo tanto se debe seleccionar el ítem dos correspondiente a señal analógica, tal como se indica en la figura 4.9

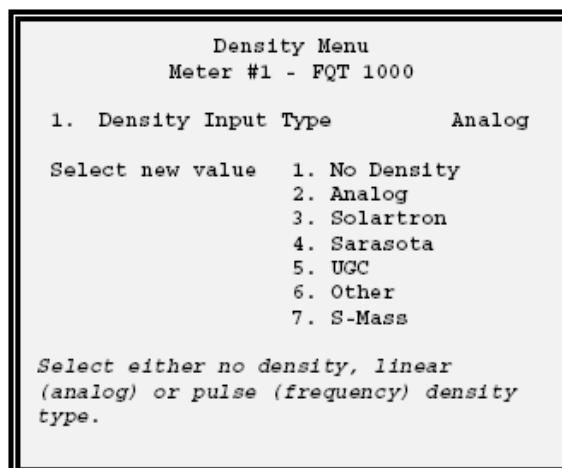


Figura. 4.9 Density Menu del medidor

Una vez que se haya seleccionado el tipo de entrada (analógica), se debe escoger el número correspondiente a dicha entrada, como se a continuación:

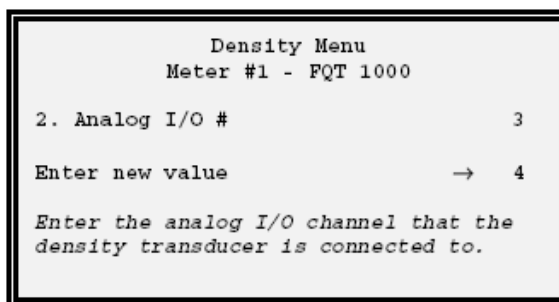


Figura. 4.10 Analog I/O # del menú de densidad

En esta ventana ingresamos el número de la entrada analógica a la cual se conecta el transmisor de densidad (DT 380). Cuando la entrada ha sido ingresada, el menú de configuración de I/O analógicas correspondiente aparecerá, permitiendo definirla más a fondo.

En la ventana Pressure Menu seleccionamos el ítem uno para poder asociar la entrada analógica de presión, desplegándose la siguiente pantalla:

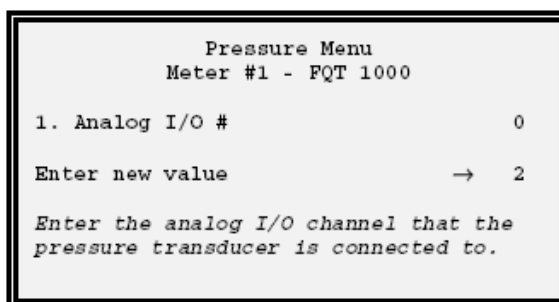


Figura. 4.11 Pressure Menu del medidor

Aquí, ingresamos el número de la entrada analógica que está conectada al transmisor de presión (PT 380). Cuando la entrada ha sido ingresada, el menú de configuración de I/O analógicas aparecerá, permitiendo definirla más a fondo. Para configurar las alarmas de presión alta o baja, se debe ingresar los límites de

presión del fluido en el instante de la medición, dicha configuración es como sigue:

```
Pressure Menu
Meter #1 - FQT 1000

3. High Press. Alarm      0.00 PSI
Enter new value           →  80.0

Enter the pressure that will signal an
alarm for high pressure. An entry of
0.0 will disable this feature.
```

Figura. 4.12 High Pressure Alarm del medidor

```
Pressure Menu
Meter #1 - FQT 1000

4. Low Press. Alarm      0.00 PSI
Enter new value           →  10.0

Enter the pressure that will signal an
alarm for low pressure. An entry of 0.0
will disable this feature.
```

Figura. 4.13 Low Pressure Alarm del medidor

La opción **Flow Control Menu** permite configurar y observar los siguientes parámetros de flujo para el medidor en la pantalla:

Flow Control Menu		
Meter #1 - FQT 1000		
→ 1.	Flow Rate Type	Raw
2.	High Flow Alarm	600 BPH
3.	Low Flow Alarm	40 BPH
4.	Flow Profile	
5.	Valve Type	Analog Valve
6.	Flow Echo I/O Point #	0
7.	Flow Echo Type	Raw
8.	Back Pressure Control	
9.	Flow Control Timer	0.0/Min
10.	Proportional Gain (PID)	0.00
11.	Integral Gain (PID)	0.0000
12.	Derivative Gain (PID)	0.00
13.	Flow Ramp Interval	0 Secs
14.	Flow Ramp Delta	0 BPH
15.	Remote PCV I/O Point	0
		1

Figura. 4.14 Flow Control Menu del medidor

Se selecciona el ítem uno para ingresar el tipo de la tasa de flujo que se utilizará para los cálculos de los factores.

En la ventana **Analog I/O Menu** se listan todos los puntos de entradas y salidas con sus correspondientes identificaciones que serán programadas por el operador para identificar cada punto, esta configuración se realiza tanto para el medidor como el probador.

Analog I/O Menu		
→ 1.	I/O #1	Analog 1
2.	I/O #2	Analog 2
3.	I/O #3	Analog 3
4.	I/O #4	Analog 4
5.	I/O #5	Analog 5
6.	I/O #6	Analog 6
7.	I/O #7	Analog 7
8.	I/O #8	Analog 8
9.	I/O #9	Analog 9
10.	I/O #10	Analog 10
11.	I/O #11	Analog 11
12.	I/O #12	Analog 12

Figura. 4.15 Analog I/O del Sybertrol

En resumen, se lista a continuación los parámetros que deben ser ingresados por el operador al Sybertrol.

PARÁMETROS	CONFIGURACIÓN
ID	Medidor 380
K-Factor	1000 BBL
Analog I/O temp. Point	6
Analog I/O press. Point	5
Analog I/O den. Point	7
Pulse I/O flow point	MP1

Tabla. 4.1 Setup menu meter # 1

PARÁMETROS	CONFIGURACIÓN
ID	Medidor 381
K-Factor	1000 BBL
Analog I/O temp. Point	6
Analog I/O press. Point	5
Analog I/O den. Point	7
Pulse I/O flow point	MP2

Tabla. 4.2 Setup menu meter # 2

PARÁMETROS	CONFIGURACIÓN
Function	Temperature
ID	TT-380
Transducer Type	4-20 mA
Min. Current/volt	4 mA
Min. Eng. Value	50 ° C
Max. Current/volt	20 mA
Max. Eng. Value	90°C

Tabla. 4.3 Analog I/O configuration para la temperatura de los medidores

PARÁMETROS	CONFIGURACIÓN
Function	Pressure
ID	PT-380
Transducer Type	4-20 mA
Min. Current/volt	4 mA
Min. Eng. Value	50 psi
Max. Current/volt	20 mA
Max. Eng. Value	80 psi

Tabla. 4.4 Analog I/O configuration para presión de los medidores

PARÁMETROS	CONFIGURACIÓN
Function	Density
ID	DT-380
Density input type	Analog
Transducer Type	4-20 mA
Min. Current/volt	4 mA
Min. Eng. Value	22 Km/M3
Max. Current/volt	20 mA
Max. Eng. Value	27 Km/M3

Tabla. 4.5 Analog I/O configuration para la densidad de los medidores

PARÁMETROS	CONFIGURACIÓN
ID	Medidor 380
K-Factor	1000 BBL
Analog I/O temp. Point	6
Analog I/O press. Point	5
Analog I/O den. Point	7
Pulse I/O flow point	MP1

Tabla. 4.6 Setup menu meter # 1

4.3.4 Configuración para el probador

En la pantalla **Program Mode Menu** se selecciona el ítem seis para acceder a la configuración del probador.

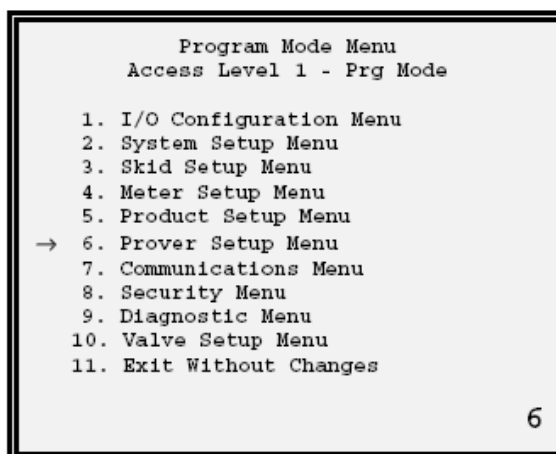


Figura. 4.16 Program Mode Menu del Sybertrol

En la pantalla de selección del probador se le permite al operador escoger el probador que va a ser configurado. Por lo tanto debemos seleccionar el ítem uno que corresponde a nuestro probador bidireccional.

En la ventana **Prover Setup Menu** se tiene las siguientes opciones que serán configuradas por el operador de acuerdo a las condiciones de diseño planteadas anteriormente.

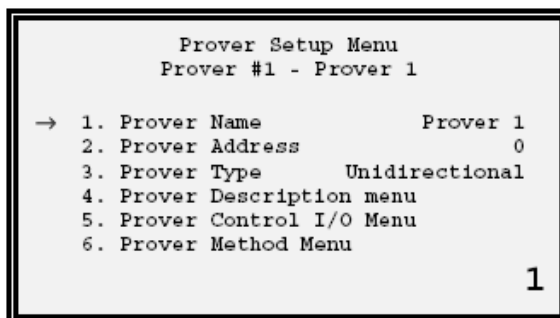


Figura. 4.17 Prover Setup Menu del Sybertrol

En la pantalla **Prover Description Menu** se listan detalladamente los parámetros principales del probador, los cuales deberán ser configurados por el operador de acuerdo a las características técnicas del mismo.

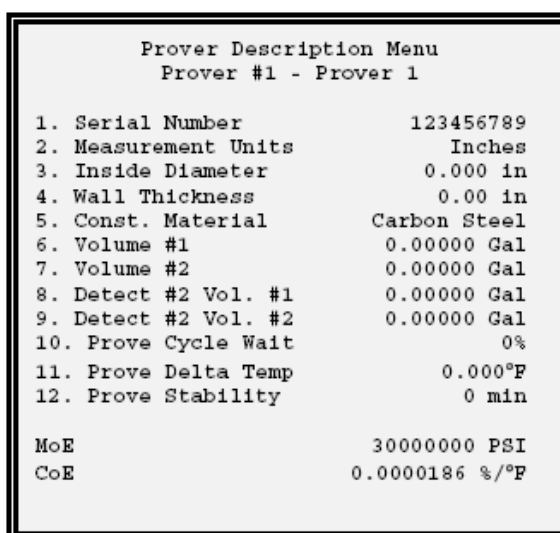


Figura. 4.18 Prover Description Menu del Sybertrol

La opción **Prover BI-DI Control I/O Menu** permite al operador determinar y controlar las señales de entrada y salida para la etapa de control de la válvula de 4 vías, transmisores de temperatura y presión a la entrada y salida del probador, así como también las señales provenientes de los interruptores detectores.

Prover BI-DI Control I/O Menu	
Prover #1 - Prover 1	
→ 1. Detector Switch Time-out	1 Mins
2. 4-way Forward I/O #	0
3. 4-way Reverse I/O #	0
4. 4-way Forward Status I/O #	0
5. 4-way Reverse Status I/O #	0
6. Seal Status I/O #	22
7. Prover Volume I/O #	23
8. Prover In Temperature I/O #	24
9. Prover Out Temperature I/O #	25
10. Prover In Pressure I/O #	26
11. Prover Out Pressure I/O #	27
12. Prover Alarm Limits	
13. Prover Status I/O #	28
14. Prover Pump I/O #	29
15. Prover Pump Status I/O #	30

Figura. 4.19 Prover BI-DI Control I/O Menu

En la ventana **Digital I/O # Configuration** se configura los puntos para cada una de las entradas y salidas con sus correspondientes parámetros.

Digital I/O #1 Configuration	
→ 1. Function	Not Assigned
Meter/prover #	
2. I/O ID	Sample
3. Polarity	Active High
4. Pulse Units	Gross
5. Volume/Pulse	0.000
6. Pulse Width	0.000 Secs
7. Pulse Duty Cycle	1%
8. Delay On	0
9. Delay Off	0
	1

Figura. 4.20 Digital I/O # Configuration

En resumen, se lista a continuación los parámetros que deben ser ingresados por el operador al Sybertrol.

PARÁMETROS	CONFIGURACIÓN
Prover Name	SSFD CENTRAL
Prover Address	1
Prover Type	Bidirectional

Tabla. 4.7 Prover setup menu

PARÁMETROS	CONFIGURACIÓN
Serial Number	123456789
Measurement Units	Inches
Incide Diameter	16 in
Const. Material	Carbon Steel
Prove cycle wait	10 %
Prove Stability	20 min

Tabla. 4.8 Prover description menu

PARÁMETROS	CONFIGURACIÓN
Detector Switch Time-out	1 min
4-way Forward I/O #	Out 2
4-way Revese I/O #	Out 3
4-way Forward Status I/O #	In 2
4-way Revese Status I/O #	In 3
Prover in Temperature I/O #	Analog 2
Prover out Temperature I/O #	Analog 4
Priver in Pressure I/O #	Analog 1
Priver out Pressure I/O #	Analog 3

Tabla. 4.9 Prover bidirectional control I/O menu

PARÁMETROS	CONFIGURACIÓN
Function	Temperature
ID	TT-390
Transducer Type	4-20 mA
Min. Current/volt	4 mA
Min. Eng. Value	50 ° C
Max. Current/volt	20 mA
Max. Eng. Value	90°C

Tabla. 4.10 Analog I/O configuration para la temperatura inlet del probador

PARÁMETROS	CONFIGURACIÓN
Function	Pressure
ID	PT-390
Transducer Type	4-20 mA
Min. Current/volt	4 mA
Min. Eng. Value	50 psi
Max. Current/volt	20 mA
Max. Eng. Value	80 psi

Tabla. 4.11 Analog I/O configuration para presión inlet del probador

PARÁMETROS	CONFIGURACIÓN
Function	Temperature
ID	TT-391
Transducer Type	4-20 mA
Min. Current/volt	4 mA
Min. Eng. Value	50 ° C
Max. Current/volt	20 mA
Max. Eng. Value	90°C

Tabla. 4.12 Analog I/O configuration para la temperatura outlet del probador

PARÁMETROS	CONFIGURACIÓN
Function	Pressure
ID	PT-391
Transducer Type	4-20 mA
Min. Current/volt	4 mA
Min. Eng. Value	50 psi
Max. Current/volt	20 mA
Max. Eng. Value	80 psi

Tabla. 4.13 Analog I/O configuration para presión inlet del probador

Para determinar los factores de corrección tanto en el líquido como en la tubería según las normas API, el operador debe seleccionar la tabla respectiva en la pantalla **API Table Menu**.

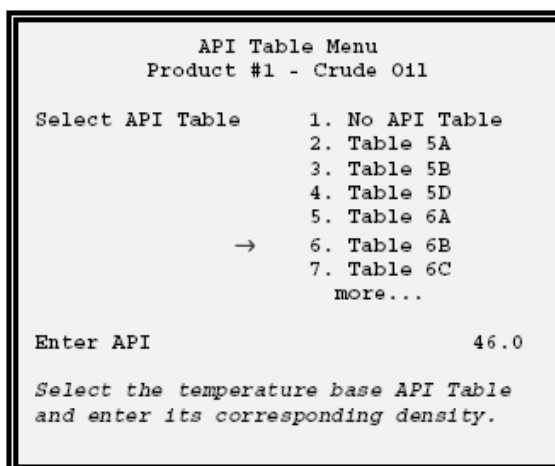
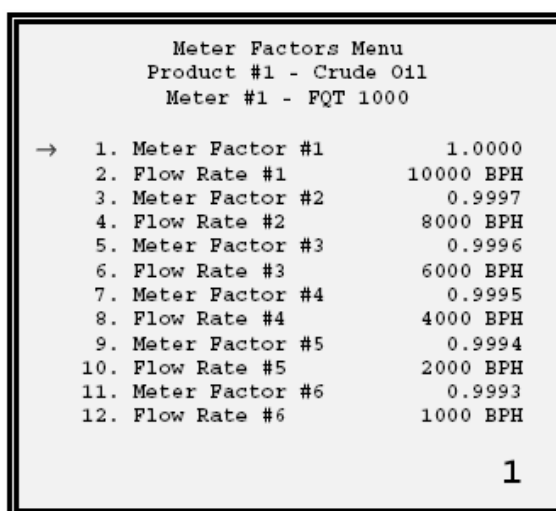


Figura. 4.21 API table menu

El operador deberá seleccionar el ítem 6 que corresponde a la tabla API 6A que se utiliza para petróleo.

4.3.5 Configuración para el factor del medidor

La opción **Meter Factor Menu** permite al operario observar o cambiar el factor de medidor y asociarlo con la tasa de flujo para el medidor. Para nuestro este factor sería de uno.



```
Meter Factors Menu
Product #1 - Crude Oil
Meter #1 - FQT 1000

-> 1. Meter Factor #1      1.0000
    2. Flow Rate #1      10000 BPH
    3. Meter Factor #2      0.9997
    4. Flow Rate #2      8000 BPH
    5. Meter Factor #3      0.9996
    6. Flow Rate #3      6000 BPH
    7. Meter Factor #4      0.9995
    8. Flow Rate #4      4000 BPH
    9. Meter Factor #5      0.9994
   10. Flow Rate #5      2000 BPH
   11. Meter Factor #6      0.9993
   12. Flow Rate #6      1000 BPH

1
```

Figura. 4.22 Meter Factors Menu

Las unidades de temperatura, presión y densidad deben ser ingresadas en sus correspondientes pantallas de menú.

Cabe mencionar que se han utilizado las opciones de configuración más importantes que se adaptan al sistema de medición y calibración. En caso de requerir algún tipo de configuración adicional para poner en marcha el computador de flujo Sybertrol, consultar el manual respectivo que se enuncia en este documento como fuente bibliográfica de información.

4.4 DISEÑO DEL SISTEMA DE CONTROL Y MONITOREO

4.4.1 Diagrama de flujo del programa Ladder del controlador electrónico HAWK-I AMOT

Para elaborar el diagrama de flujo hemos tomado como referencia la representación conocida como GRAFCET, que es un diagrama funcional que describe los procesos a automatizar, teniendo en cuenta las acciones a realizar, y los procesos intermedios que provocan estas acciones. Cabe mencionar que este tipo de representación ha sido tomada como estándar en algunos países de Europa, ya que facilita y simplifica considerablemente la complejidad de los programas de automatización en procesos grandes.

Cabe notar que la nomenclatura empleada está basada en la siguiente tabla.

NOMBRE	SIGNIFICADO
SW	Iniciar sistema desde lookout
SEC	Iniciar secuencia de val. desde lookout
FIN	Finalizar secuencia de val. desde lookout
Válvula de bloqueo del Medidor 2	
OPSV2	Indicador de válvula abierta
CLSV2	Indicador de válvula cerrada
RMV2	Status local o remoto
PCLKV2↑	Cerrar válvula desde lookout
POPLKV2↑	Abrir válvula desde lookout
Válvula de bloqueo del Medidor 1	
OPSV1	Indicador de válvula abierta
CLSV1	Indicador de válvula cerrada
RMV1	Status local o remoto
PCLKV1↑	Cerrar válvula desde lookout
POPLKV1↑	Abrir válvula desde lookout

Válvula principal de bloqueo	
OPSPVBLK	Indicador de válvula abierta
CLSPVBLK	Indicador de válvula cerrada
RMVPBLK	Status local o remoto
PCLVPBLK↑	Cerrar válvula desde lookout
POPVPBLK↑	Abrir válvula desde lookout
Válvula de aislamiento inlet	
OPSVinlet	Indicador de válvula abierta
CLSVinlet	Indicador de válvula cerrada
RMVinlet	Status local o remoto
PCLVinlet↑	Cerrar válvula desde lookout
POPVinlet↑	Abrir válvula desde lookout
Válvula de aislamiento outlet	
OPSVoutlet	Indicador de válvula abierta
CLSVoutlet	Indicador de válvula cerrada
RMVoutlet	Status local o remoto
PCLVoutlet↑	Cerrar válvula desde lookout
POPVoutlet↑	Abrir válvula desde lookout

Tabla. 4.14 Nomenclatura utilizada para el diagrama de flujo del PLC HAWK-I AMOT

Desarrollo del programa

El software utilizado para programar el controlador electrónico HAWK-I AMOT es HAWKWIN. Este es un programa basado en la plataforma Windows, que utiliza comandos e íconos que se encuentran en el panel frontal de programación. La programación se basa en el lenguaje ladder, propio y muy utilizado para programar PLC's.

A continuación se muestra unas tablas de las entradas y salidas que maneja el PLC, utilizadas para realizar el control y monitoreo de las válvulas utilizadas.

ENTRADA	NOMBRE	SIGNIFICADO
Actuador de la válvula de bloqueo del Medidor 2		
DI1	OP_SW_BLK_V2	Indicador de válvula abierta
DI2	CL_SW_BLK_V2	Indicador de válvula cerrada
DI12	ST_SW_BLK_V2	Status local o remoto
Actuador de la válvula de bloqueo del Medidor 1		
DI3	OP_SW_BLK_V1	Indicador de válvula abierta
DI4	CL_SW_BLK_V1	Indicador de válvula cerrada
DI13	ST_SW_BLK_V1	Status local o remoto
Actuador de la válvula principal de bloqueo		
DI5	OP_SW_Pr_BLK_V	Indicador de válvula abierta
DI6	CL_SW_Pr_BLK_V	Indicador de válvula cerrada
DI14	ST_SW_Pr_BLK_V	Status local o remoto
Actuador de la válvula de aislamiento inlet		
DI7	OP_SW_Insol_Vinlet	Indicador de válvula abierta
DI8	CL_SW_Insol_Vinlet	Indicador de válvula cerrada
DI15	ST_SW_Insol_Vinlet	Status local o remoto
Actuador de la válvula de aislamiento outlet		
DI9	OP_SW_Insol_Voutlet	Indicador de válvula abierta
DI10	CL_SW_Insol_Voutlet	Indicador de válvula cerrada
DI16	ST_SW_Insol_Voutlet	Status local o remoto

Tabla. 4.15 Entradas digitales al PLC HAWK-I AMOT

SALIDA	NOMBRE	SIGNIFICADO
Actuador de la válvula de bloqueo del Medidor 2		
DO2	CL_V_M2	Cerrar válvula
DO1	OP_V_M2	Abrir válvula
Actuador de la válvula de bloqueo del Medidor 1		
DO4	CL_V_M1	Cerrar válvula
DO3	OP_V_M1	Abrir válvula
Actuador de la válvula principal de bloqueo		
DO6	CL_VPBLK	Cerrar válvula
DO5	OP_VPBLK	Abrir válvula
Actuador de la válvula de aislamiento inlet		

DO8	CL_Vinsolinlet	Cerrar válvula
DO7	OP_Vinsolinlet	Abrir válvula
Actuador de la válvula de aislamiento outlet		
DO10	CL_Vinsoloutlet	Cerrar válvula
DO9	OP_Vinsoloutlet	Abrir válvula

Tabla. 4.16 Salidas digitales al PLC HAWK-I AMOT

BOBINA	NOMBRE	SIGNIFICADO
LC1	Aux1	Enciende el sistema
LC5	Aux2	Enclava para cerrar VM2
LC6	Aux3	Enclava para abrir VM2
LC10	Aux4	Enclava para cerrar VM1
LC11	Aux5	Enclava para abrir VM1
LC15	Aux6	Enclava para cerrar V principal de bloqueo
LC16	Aux7	Enclava para abrir V principal de bloqueo
LC20	Aux8	Enclava para cerrar V de aislamiento inlet
LC21	Aux9	Enclava para abrir V de aislamiento inlet
LC25	Aux10	Enclava para cerrar V de aislamiento outlet
LC26	Aux11	Enclava para abrir V de aislamiento outlet
LC29	Calibración	Enclava la instrucción inicio de secuencia
LC32	Fin	Enclava la instrucción de fin de secuencia

Tabla. 4.17 Bobinas auxiliares del PLC HAWK-I AMOT

REMOTO	NOMBRE	SIGNIFICADO
SUI2	Inicio	Enciende desde lookout
SUI3	CL_V_R_M2	Cierra válvula de bloqueo del medidor 2 desde lookout
SUI4	OP_V_R_M2	Abre válvula de bloqueo del medidor 2 desde lookout
SUI5	CL_V_R_M1	Cierra válvula de bloqueo del medidor 1 desde lookout
SUI6	OP_V_R_M1	Abre válvula de bloqueo del medidor 1 desde lookout
SUI7	CL_R_VPBLK	Cierra válvula principal de bloqueo desde lookout
SUI8	OP_R_VPBLK	Abre válvula principal de bloqueo desde lookout
SUI9	CL_V_R_Insolinlet	Cierra válvula de aislamiento inlet desde lookout
SUI10	OP_V_R_Insolinlet	Abre válvula de aislamiento inlet desde lookout

SUI11	CL_V_R_Insoloutlet	Cierra válvula de aislamiento outlet desde lookout
SUI12	OP_V_R_Insoloutlet	Abre válvula de aislamiento outlet desde lookout
SUI13	Calibración	Inicia la secuencia de válvulas desde lookout
SUI14	FIN	Finaliza la secuencia de válvulas desde lookout

Tabla. 4.18 Bobinas remotas del PLC HAWK-I AMOT

4.4.2 ELABORACIÓN DE LA INTERFAZ HOMBRE- MÁQUINA (HMI)

Consideraciones

Para el diseño de la interfaz hombre-máquina se tomó como referencia las características que debe cumplir el sistema automático de calibración y medición, basadas en la lógica del programa del PLC AMOT.

Para las señales provenientes desde el computador de flujo Sybertrol, se realizó una aproximación de los valores en función de sus parámetros reales, ya que a éste computador llegan todas las señales de los instrumentos de medición tanto en el medidor como en el probador, incluyendo las de la válvula de cuatro vías. Es importante indicar que la señal de nivel del tanque será enviada hacia el PLC HAWI-K AMOT, ya que es una variable que no interviene en el cálculo del factor de medición.

Adicionalmente se consideró la posibilidad de tener dos modos de acceso, OPERARIO o INGENIERO, para aumentar el nivel de seguridad sobre el sistema.

Diseño de la Pantalla de Inicio.

Para el diseño se crearon los siguientes objetos:

- Uno tipo **panel**, que sirve como base en donde se localizan todos los elementos de esta pantalla.
- Dos objetos tipo **pushbutton** para tener acceso a las pantallas de monitoreo y factores.

Los logotipos de las empresas auspiciantes fueron añadidas a la carpeta GRAFICS de Lookout con formato bmp.

Diseño de la Pantalla de Monitoreo

Para el diseño se creó los siguientes objetos:

- Uno tipo **panel** que sirve como base, en donde se localizan todos los elementos de esta pantalla.
- Objetos tipo **pushbutton** para tener acceso a las siguientes pantallas:
 - Menú principal, calibración y factores
 - Pantallas de monitoreo y control de cada una de las válvulas respectivamente. Dichos botones están ubicados sobre cada una de las válvulas pero transparentemente para no perder la visualización de las mismas.
 - Objetos Waveform tipo random, para generar números randómicos y de esta manera simular los valores obtenidos por los sensores en el

medidor y probador. Estos objetos están configurados respecto a los siguientes parámetros:

Instrumento	Periodo	Amplitud	Offset
Temperatura Medidor	0:1	0.3	70
Presión Medidor	0:3	0.5	60
Densidad	0:1	0.1	30
Temperatura Inlet	0:1	0.3	72
Presión Outlet	0:1	0.3	62
Temperatura Inlet	0:1	0.2	72
Presión Outlet	0:1	0.2	62
Nivel	0:9	3	80

Tabla. 4.19 Parámetros de los objetos Waveform

La presentación de estos valores se realiza mediante **expresiones** basadas en el formato mostrado a continuación, a excepción del de sensor de nivel:

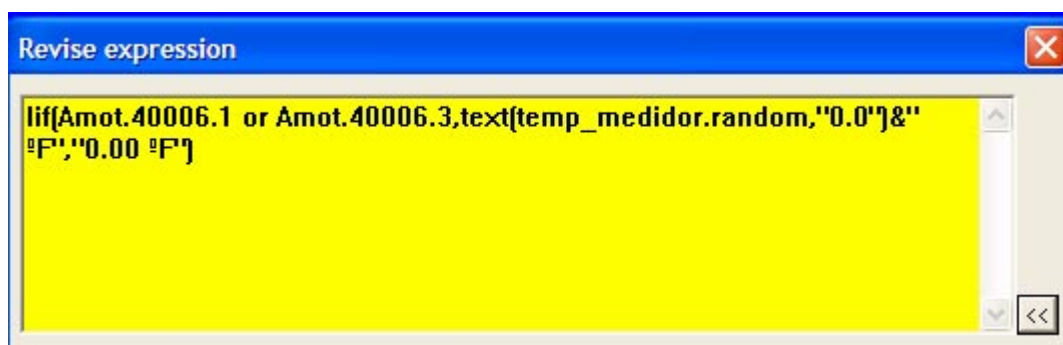


Figura 4.23 Expresión para presentar la temperatura del medidor

- Un objeto tipo **switch** envía una señal hacia el PLC para que el sistema se encienda o apague. Un indicador luminoso representa la señal de encendido o apagado, la cual es leída desde el PLC.
- Un objeto tipo **gauge** como barra vertical indicando el nivel de tanque. Este variará en función del objeto waveform tipo random correspondiente al nivel.
- Objetos tipo **animator** dependiendo del instrumento o equipo como son:
 - a. Siete objetos con figuras de válvulas para representar el estado de la válvula, mediante el cambio de color. Esto dependerá de la señal de las entradas en el PLC, indicando que la válvula se encuentra abierta o cerrada.
 - b. Dos objetos con figuras que representan los medidores por desplazamiento positivo que al igual que las válvulas, cambiarán de color en función a las entradas del PLC. Sobre estos se activarán dos objetos tipo **spinner** los cuales simulan el paso de flujo por el medidor.
 - c. Para la animación del desplazamiento de la esfera dentro del probador tanto de ida como de regreso se crearon 205 figuras diferentes, las cuales representan las posiciones de la esfera a lo largo del probador. Para que la animación tenga un efecto continuo del desplazamiento de la esfera, se asignó a cada animación un valor de los objetos tipo counter Counter1 y Counter2, para la ida y retorno respectivamente. En la secuencia de ida, la asignación de los valores del contador (Counter1) a la propiedad de visualización de las animaciones se lo realizó en forma ascendente, es decir a las animaciones donde la esfera comienza su recorrido tienen valores iniciales de la cuenta, y así progresivamente hasta cuando se haya completado el recorrido. Un procedimiento similar se realizó para el recorrido de retorno, utilizando otro contador (Counter2). Estos contadores reinician su cuenta cuando: el viaje de ida o retorno se haya completado, el interruptor de encendido se apague o la opción de paro de corrida se active. Entre el intervalo de cada viaje se tiene

un retardo de tiempo, realizado por dos objetos tipo **delay** , delay1 y delay2, para ida y retorno respectivamente, los cuales activan al objeto **spinner** que representa la activación de la válvula de 4 vías.

- Además de los contadores mencionados anteriormente, se crearon adicionales, para simular la cuenta de los pulsos generados por el medidor. Para resetear a estos contadores se creó dos objetos **pushbutton** que reinician la cuenta en el instante de presionarlos.

2. Inserción de gráficos que representan el proceso automatizado:

- a. Tuberías horizontales y verticales, un tanque de almacenamiento, una bomba, una válvula, un filtro tipo canasta, una torre de perforación y sensores. Estas figuras se diferencian de las válvulas, medidores y probador porque no pueden cambiar sus características ante la variación de alguna variable, es decir son fijas y aparecen conforme se las haya insertado.

Diseño de pantallas de monitoreo y control de las válvulas

Las pantallas de monitoreo y control de válvulas, están realizadas bajo el mismo formato, pero asociadas con las señales que correspondan a la válvula seleccionada.

Estas pantallas se realizaron de la siguiente manera:

1. Creación de los siguientes objetos:
 - a. Uno tipo **panel** de tipo Popup no icon, que sirve de base y fondo donde se localizarán todos los elementos de esta pantalla.
 - b. Dos objetos tipo **pushbutton** que envía una señal al PLC para que pueda abrir o cerrar a la válvula, dependiendo del estado actual de esta.
 - c. Un objeto **animator** con un gráfico representativo de una válvula que parpadea en función de un objeto **pulse**, el cual se activa si las señales de estado abierto o cerrado de la válvula están desactivadas.

2. Inserción de indicadores de estado de la válvula, los cuales representan el estado de las señales en las entradas del PLC asociadas a la válvula.

Diseño de la pantalla de inicio de secuencias

En esta pantalla se crearon los siguientes objetos:

- a. Uno tipo **panel** de tipo Popup no icon, que sirve de base y fondo donde se localizarán todos los elementos de esta pantalla.
- b. Tres objetos tipo **pushbutton**:
 - Uno botón para iniciar a la secuencia.
 - Uno botón para iniciar las corridas.
 - Uno botón para finalizar la secuencia.

Diseño de la pantalla de inicio de secuencias

En esta pantalla se crearon los siguientes objetos:

- a. Uno tipo **panel** de tipo Popup no icon, que sirve de base y fondo donde se localizarán todos los elementos de esta pantalla.
- b. Cuatro objetos **pushbutton** con las siguientes características:
 - Un pulsador que activa el objeto delay1 para que a su vez éste inicie la cuenta en el Counter1.
 - Un pulsador para incrementar el número de corridas, previo al inicio de la secuencia, el cual aumenta el valor del objeto **pot** sin necesidad de ser ingresado por teclado. Es importante indicar que el valor de este objeto incrementa en base a la presencia de una señal lógica.
 - Un pulsador para disminuir el número de corridas previo al inicio de la secuencia, el cual decrece el valor del objeto **pot** sin necesidad de ser ingresado por teclado. Al igual que en el anterior caso, el valor de este objeto disminuye en base a la presencia de una señal lógica.
 - Un pulsador de paro, el cual detiene y reinicia la cuenta de todos los contadores, utilizados en la secuencia.

Además se insertó un gráfico similar al exterior del computador de flujo, con el fin de tener una mejor apreciación de este.

Diseño de cuentas de usuarios y prioridades:

Los elementos que tienen restricciones de acceso, tienen prioridad 3, es así que el usuario OPERARIO tiene prioridad 0, mientras que el usuario INGENIERO tiene prioridad 5. Por lo tanto el ingeniero tendrá control sobre todos los elementos programados.

Conexión e intercambio de comandos entre el HMI del servidor y el cliente.

Para establecer la conexión entre las HMI's, se debe establecer una red LAN entre las computadoras respectivas que operan bajo un mismo grupo de trabajo. Una vez realizada la conexión, el computador servidor se lo configura como raíz (make root) y así se tendrá la capacidad de tener acceso al cliente y viceversa.

Desde el cliente para acceder a los datos del servidor se debe primero apuntar a la computadora del servidor, luego al nombre del archivo y finalmente al objeto que se desea acceder.

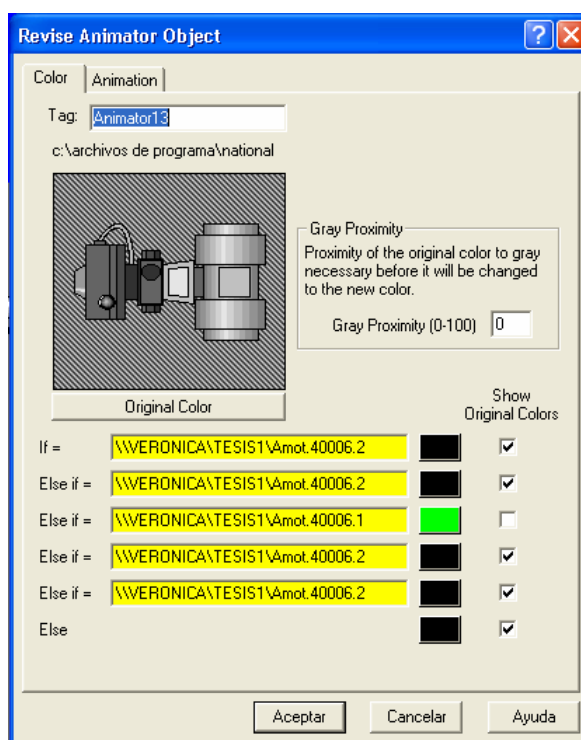


Figura. 4.24 Objeto animador basado en parámetros remotos

Para ver los registros del computador de flujo Sybertrrol, que se utilizan para el manejo y monitoreo de este, referirse al boletín de FMC Smith

4.5 OPERACIÓN DEL SISTEMA

El objetivo principal del interfaz hombre-máquina es permitir al usuario la posibilidad de manipular al sistema de medición y calibración de manera fácil y precisa.

4.5.1 Operación e interpretación de las pantallas del HMI

A continuación se indicará cada una de las pantallas de la interfaz que se visualizarán cuando el usuario las ejecute, en cada una de ellas se explicará de manera detallada el manejo operativo que el usuario debe realizar. Cabe notar que la interfaz representa lo más real posible al sistema de calibración con todos sus elementos y parámetros, siendo este muy agradable al usuario.

Pantalla de presentación.

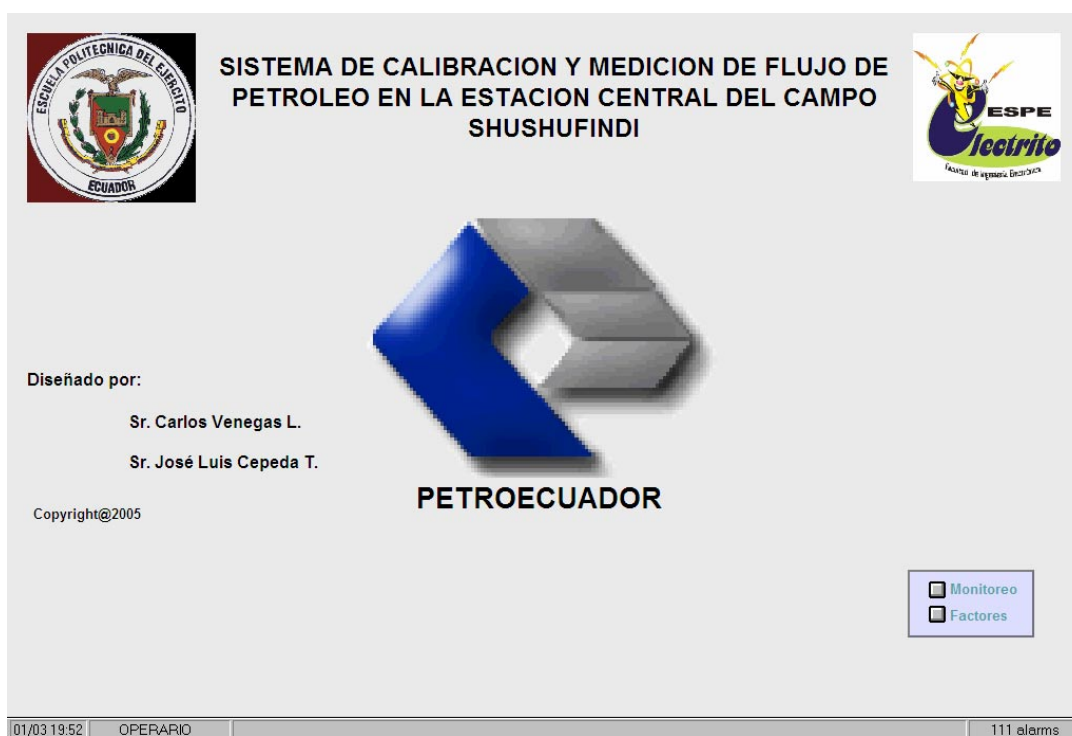


Figura. 4.25. Pantalla de inicio HMI

En pantalla de inicio se encuentra la presentación inicial del interfaz con el título del proyecto, empresas auspiciantes y diseñadores. Figura. 4.25. Para

ingresar a las pantallas de monitoreo y factores se debe presionar los botones respectivos del siguiente menú.



Figura. 4.26. Menú de acceso a monitoreo y factores

Pantalla de monitoreo.



Figura. 4.27. Pantalla de monitoreo

En esta pantalla de monitoreo se representa todo el proceso en sí, empezando por la etapa de almacenamiento, bombeo, filtraje, medición y calibración. Además la aplicación se iniciará por defecto en modo OPERARIO, el cual indica que no tendrá control alguno sobre el sistema, es decir, solo podrá encender el sistema para monitorearlo, ya que tiene el nivel de seguridad más bajo 0.

Para cambiar de usuario se tiene que hacer click en OPERARIO, donde se desplegará la pantalla para ingresar el nuevo usuario como se indica en la figura 4.28. En el caso de ingresar en modo INGENIERO se deberá digitar la clave de acceso “tesis” para poder manipular en sí todo el sistema, ya que tiene un nivel de seguridad 5, es decir, podrá desplegar las pantallas para abrir y cerrar las válvulas, dar inicio y fin de secuencia para la calibración, etc.

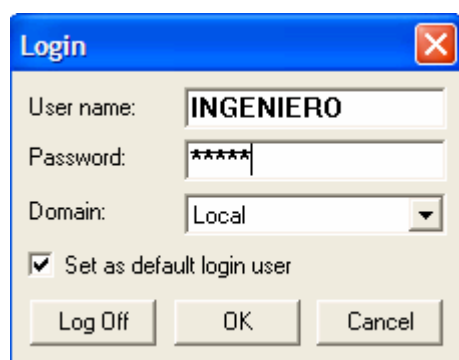


Figura. 4.28. Cambio a modo INGENIERO

Para activar todo el control y monitoreo, se debe accionar el **interruptor de paro a inicio**, desplegándose un mensaje de confirmación, el cual al ser aceptado el indicador cambiará de color gris a verde, como se indica en la figuras 4.29 y 4.30.



Figura. 4.29. Sistema desactivado

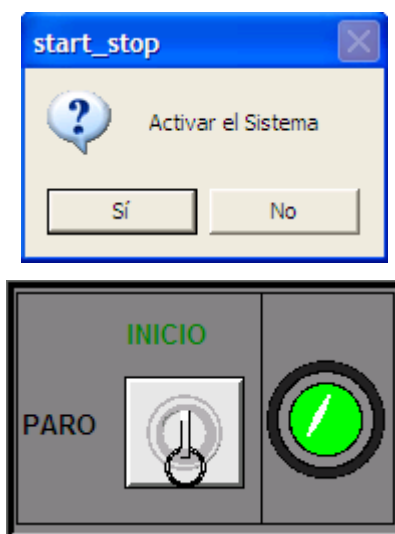


Figura. 4.30. Sistema activado

Una vez que el sistema esté activo y en modo INGENIERO podrá ser operado según el criterio del ingeniero que esté al mando.

Para **manipular** cualquiera de las 5 válvulas de compuerta se debe hacer click sobre la misma, la cual despliega una pantalla indicando el estado actual de la válvula y las opciones de mando de la misma. Se accionará siempre y cuando este en modo remoto, por ejemplo en la figura 4.31 el estado de la válvula del medidor 1 indica que está cerrada y en control remoto, por lo tanto el ingeniero, dependiendo de su criterio, la abrirá.



Figura. 4.31. Pantalla de estado y mando de la válvula

Cuando la válvula se esté abriendo, la pantalla indicará lo siguiente:



Figura. 4.32. Pantalla abriendo válvula

En la parte inferior central de la pantalla de monitoreo se podrá visualizar la salida digital del controlador electrónico HAWK-I AMOT para que envíe la instrucción al actuador y la válvula se abra, como se indica en la figura 4.33.

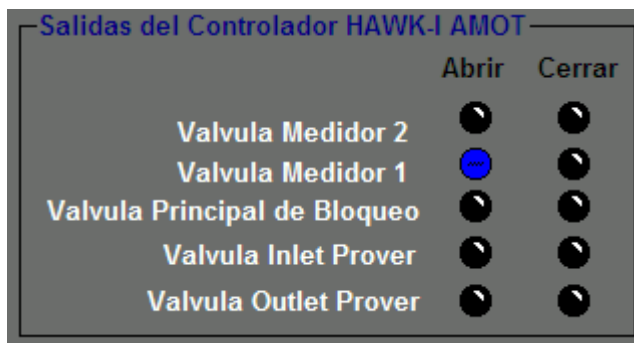


Figura. 4.33. Salidas del controlador HAWK-I AMOT

Cuando la válvula se haya cerrado la pantalla indicará lo siguiente:



Figura. 4.34. Pantalla cerrando válvula

Cabe recalcar que cuando la válvula está abierta cambiará de color de gris a verde incluyendo los dispositivos por donde está fluyendo el petróleo. En la figura 4.35 los dispositivos están indicando el funcionamiento normal que debe tener el sistema, sin entrar por la etapa de calibración.

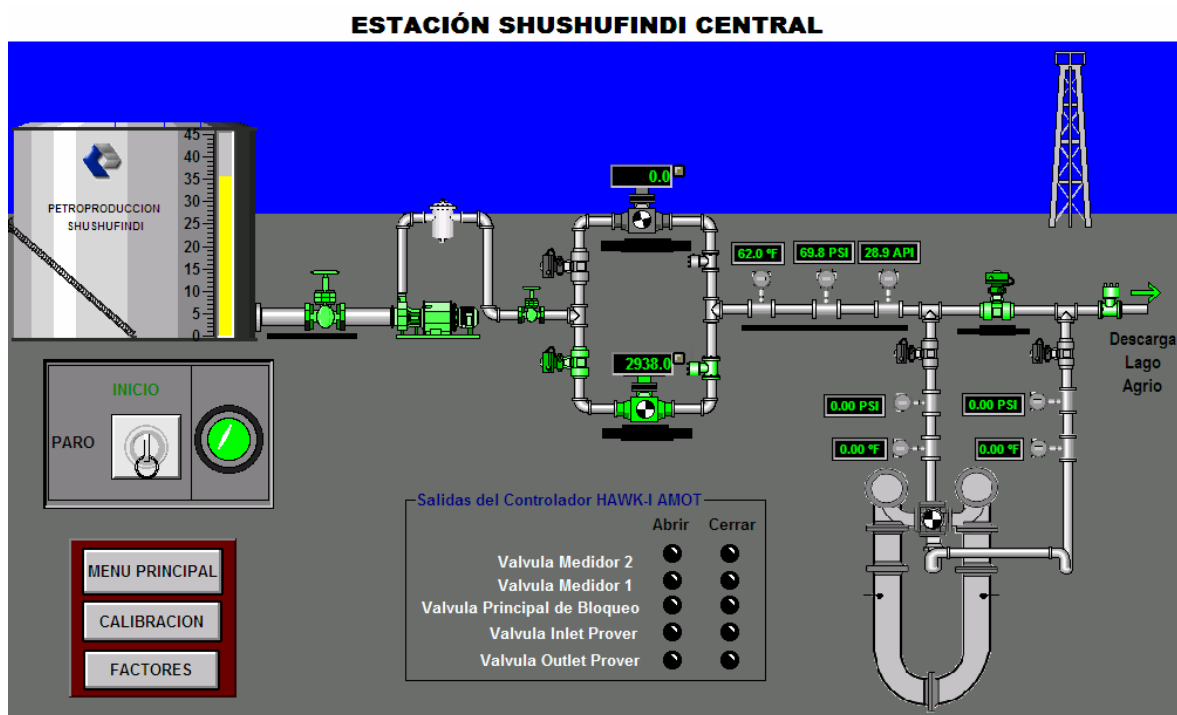


Figura. 4.35. Pantalla de monitoreo de descarga a Lago Agrio

En la parte inferior izquierda de la pantalla se tiene 3 botones, los cuales al ser presionados desplegarán sus respectivas pantallas.

Si se activa el botón **MENU PRINCIPAL**, se regresará a la pantalla de inicio.

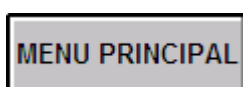


Figura. 4.36. Botón menú principal

Si se activa el botón **CALIBRACION**, se desplegará a la pantalla de inicio de secuencias y corridas.

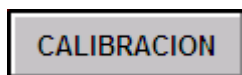


Figura. 4.37. Botón CALIBRACIÓN

Esta pantalla proporciona al ingeniero un menú para dar inicio a la calibración, como se indica en la figura 4.38.

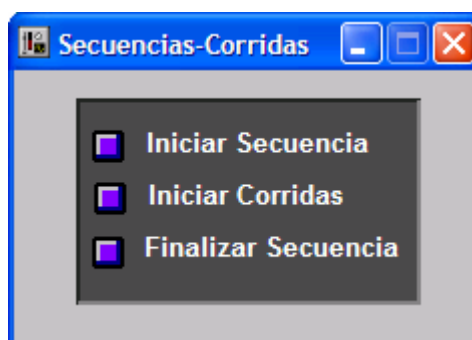


Figura. 4.38. Botón CALIBRACIÓN

El botón **Iniciar Secuencia** envía una orden al controlador para que realice automáticamente la siguiente secuencia y desvíe el flujo hacia el probador.

1. Abrir válvula de aislamiento outlet.
2. Abrir válvula de aislamiento inlet.
3. Cerrar válvula principal de bloqueo.

Una vez que el controlador haya finalizado esta orden la pantalla de monitoreo indicará que el flujo está pasando por el probador sin interrumpir la entrega a Lago Agrio, como se indica en la figura 4.39.

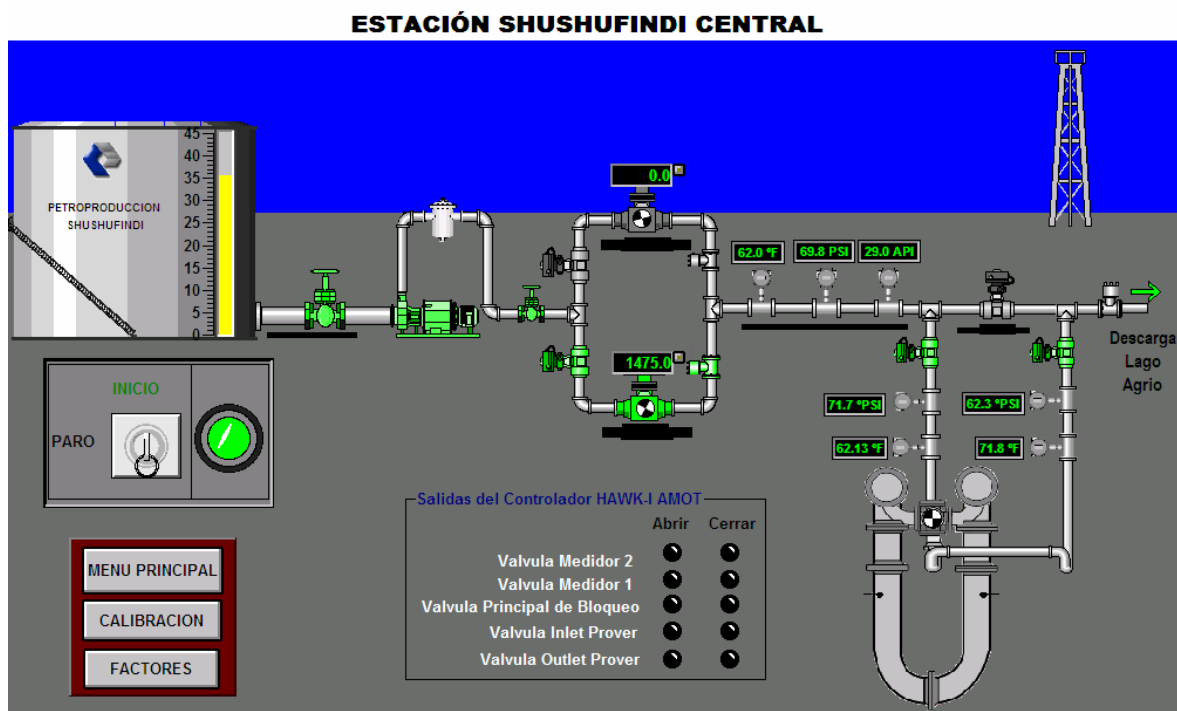


Figura. 4.39. Pantalla de monitoreo del flujo en el probador



Luego de esta operación el ingeniero deberá esperar 20 minutos hasta que la temperatura y presión se haya estabilizado en el probador, transcurrido este tiempo el sistema estará listo para iniciar las corridas.

Al presionar el botón **Iniciar Corridas** se desplegará una pantalla, la cual representa el computador de flujo Sybertrol, como se indica en la figura 4.40.



Figura. 4.40. Pantalla de inicio de corridas Sybertrol

Para iniciar las corridas se debe realizar lo siguiente:

1. Ingresar el número de corridas presionando el botón 
2. Iniciar corridas presionando el botón 

Una vez iniciadas las corridas se podrá observar en la pantalla de monitoreo como el flujo de petróleo desplaza la esfera a través del probador, en un round trip, como se indica en las figuras 4.41 y 4.42.

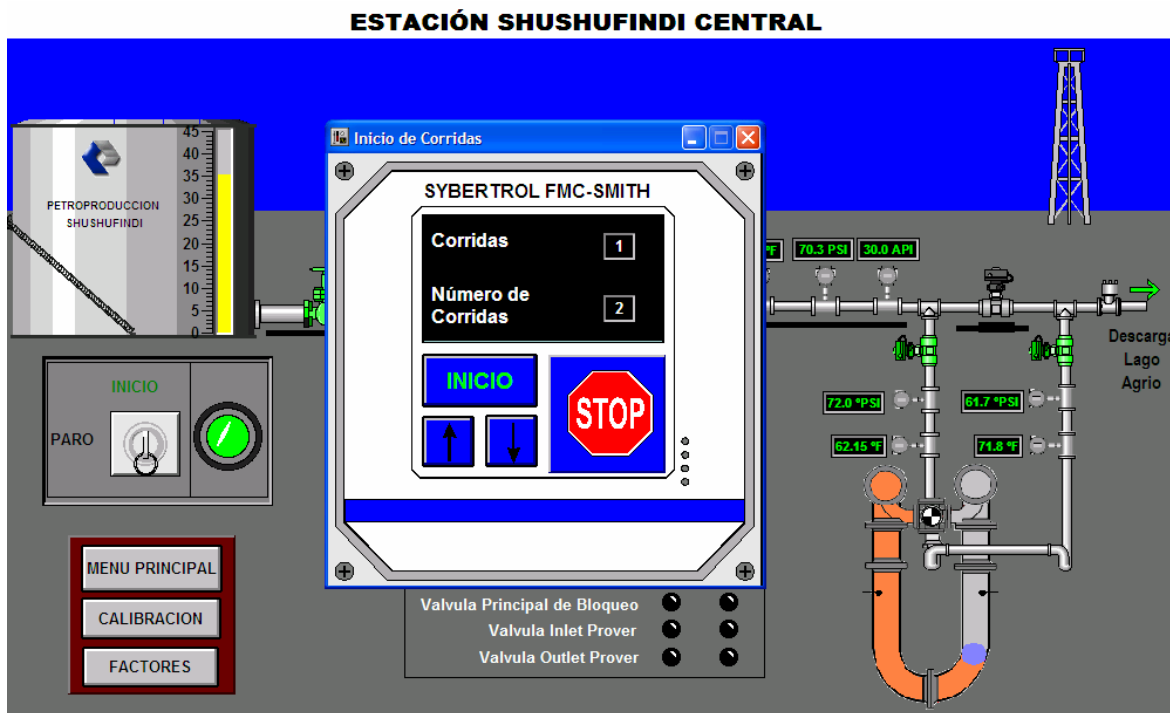



Figura. 4.41. Pantalla de monitoreo de viaje de ida de la esfera en el probador



Figura. 4.42. Pantalla de monitoreo de viaje de retorno de la esfera en el probador

En caso de que el ingeniero desee interrumpir la calibración deberá presionar el botón 

Cuando se haya finalizado el número de corridas y ya no se requiera que el flujo de petróleo pase por el probador, el ingeniero deberá presionar el botón **Finalizar Secuencia** y automáticamente enviará una orden al controlador para que realice la siguiente secuencia:

1. Abrir válvula principal de bloqueo.
2. Cerrar válvula de aislamiento inlet.
3. Cerrar válvula de aislamiento outlet

Si se activa el botón **FACTORES** se desplegará una pantalla que contiene el Factor del Medidor con todos sus parámetros, como se indica en la figura 4.43.

DATOS EN PRUEBA					
PRUEBA Nro	TEMPERATURA		PRESION		PULSOS REGISTRADOS
	PROM. PROB	MEDIDOR	PROM. PROB	MEDIDOR	
1	91.2	60.3	30.1	35.1	18827
2	91.1	60.2	30.1	35.1	18825
3	91.3	60.3	30.1	35.1	18822
4	91.2	60.3	30.2	35.2	18824
5	91.3	60.2	30.2	35.1	18826
6	91.2	60.2	30.1	35.1	18820
7	91.2	60.3	30.2	35.2	18820
8	91.1	60.1	30.2	35.2	18822
9	91.1	60.2	30.2	35.2	18825
10	91.1	60.3	30.1	35.1	18820
PROMEDIO	91.18	60.24	30.15	35.14	18823

VOL. PROB.	CTS	x	CPS	x	CTL	x	CPL	=	VOL. NETO PROBADOR
19,0819	1,0006		1,0000		0,9864		18,8357		18,8357
PROM.PULSOS	PUL./BL	=	VOL. MED	x	CTL	x	CPL	=	VOL. NETO MEDIDOR
18823	1000		18,823		1,0002		18,8268		18,8268
VOL.NET.PROB	VOL. NETO MEDIDOR		FACTOR MEDIDOR						
18,8357	18,8268		1,0005						

Figura. 4.43. Hoja de reportes

Si se desea resetear la cuenta de los medidores se debe hacer click sobre el botón que se encuentra en la parte superior izquierda del mismo, como se indica en la figura 4.44.

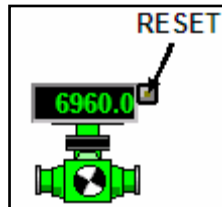


Figura. 4.44. Reset del medidor

Este interfaz HMI consta con un sistema de alarmas para el nivel en del Tanque de Oleoducto, temperatura y presión en la tubería, es decir, cuando las señales provenientes de los transmisores se encuentran fuera del rango de trabajo se mostrará al operador de manera auditiva y visual, como se indica en la figura 4.45.



Figura. 4.45. Alarmas indicadoras de los transmisores

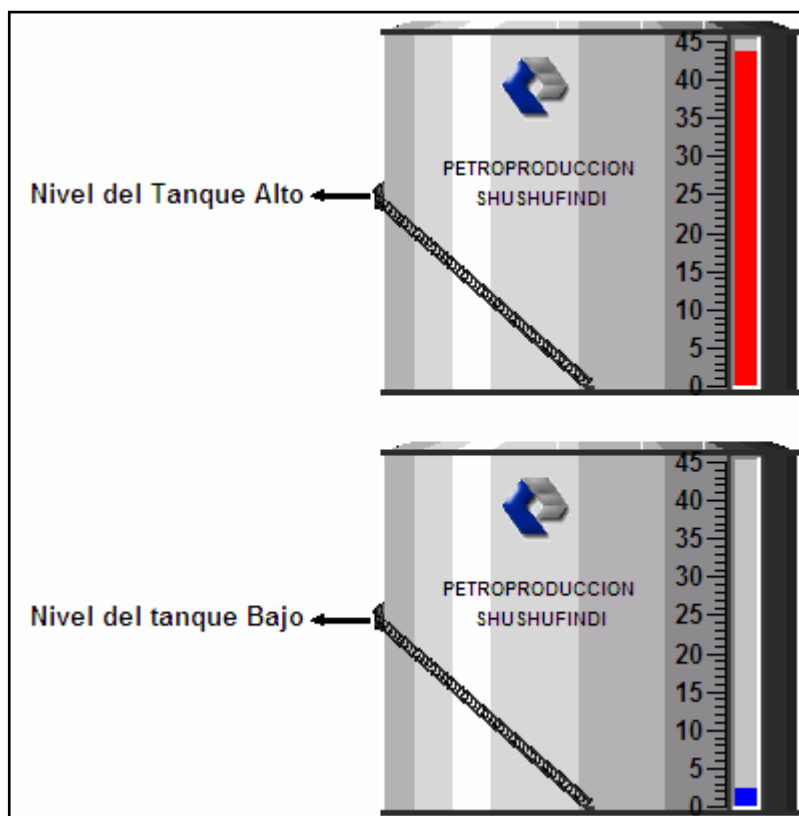


Figura. 4.46. Alarmas indicadoras del tanque

4.6 SISTEMA DE COMUNICACIONES

En este apartado describiremos las interfaces seriales de comunicación entre las RTU's y la MTU, esta última con la Estación Lago Agrio, además indicaremos los protocolos a emplearse.

4.6.1 Interfaces seriales

El **standard RS-485** fue creado para permitir la conexión de varios dispositivos a través de una línea común. Cada dispositivo representa una Unidad de Carga (UL = Unit Load) que se denomina nodo. Una red RS-485 puede

contener hasta 32 UL. Utilizando receptores de alta impedancia, la cantidad de nodos puede aumentarse hasta 256.

La transmisión se hace en modo diferencial: el cable (usualmente par trenzado) lleva la señal y su inverso. El receptor detecta la diferencia entre ambas. Como la mayor parte del ruido se acopla a los dos cables por igual, en el receptor este se cancela, consiguiendo así más inmunidad al ruido que otras interfaces, como la RS-232.

El cable puede tener una longitud de hasta 1300 metros (4000 pies) y la velocidad de transmisión puede llegar hasta 10 Megabits/s. Sin embargo, estos límites no pueden alcanzarse simultáneamente: a mayor longitud del cable, menor velocidad. Por ejemplo, con 1300 metros de cable, la velocidad máxima es de 90 Kbit/s y con unos 16 metros (50 pies) la velocidad trepa hasta 10 Mbit/s.

La transmisión de los datos se hace generalmente de manera asíncrona, como en RS232, con un bit de start, bits de datos, un bit de paridad opcional y un bit de stop. Aunque el bus RS-485 es bidireccional (pueden fluir datos en ambos sentidos) la transmisión es half-dúplex, es decir, en un sentido por vez y no simultáneamente.

RS-485 no define ningún protocolo para controlar el flujo de datos en el bus. Lo más habitual es que un nodo, denominado master, interroge al resto, denominados slaves. El master envía a través del bus un requerimiento que incluye un número o código que identifica a un slave (ID), que al recibirlo, contesta con la información solicitada. También es posible una configuración multi-master, en la que la comunicación pueda ser iniciada por más de un nodo en la red. Sin embargo deben tomarse recaudos para evitar colisiones cuando dos master intentan transmitir información simultáneamente.

En resumen, las características sobresalientes de la RS-485 son:

- Alta inmunidad al ruido
- Largo máximo de los conductores: 1300 metros (depende de la velocidad)
- Alta velocidad (hasta 10 Mega bits/s)
- Capacidad de conectar hasta 32 nodos
- Capacidad de configuración en modo multi-Master

Como la distancia aproximada que se dispone entre las RTUs con el cuarto de control en Shushufindi es de 15 metros se escogió este tipo de interfaz, además que se puede obtener altas velocidades y acoplarse hasta un total de 30 dispositivos, dejando a criterio de un futuro diseño.

En cambio como la **interfaz serial RS-232** fue desarrollada con el propósito de establecer comunicación entre computadores a través del módem y además que sirve para algunas aplicaciones típicas entre PCs, tiene algunas limitaciones, una de las más importantes para nuestra comunicación es que sólo pueden estar conectados simultáneamente un transmisor y un receptor, además de su corta distancia que se puede alcanzar, ya que no puede superar los 15 metros, y la velocidad de transferencia de datos no supera los 20 Kbps.

Como la MTU (PC) en el cuarto de control Shushufindi no tiene interfaz RS-485, utilizaremos la interfaz RS-232 pero para adaptarla a RS-485, utilizaremos un convertidor de señales ADAM-4520

4.6.2 Interfaces Ethernet

Este tipo de interfaz es la más popular y utilizada en redes LAN. Se lo puede ver como una interfaz ya que los tipos de comunicación se interconectan mediante cables, ya sean UTP (Unshielded Twisted Pairs), cable coaxial, fibra óptica y tarjetas de procesamiento de comunicaciones denominadas NIC (Network Interface Card).

Todos los datos recolectados por los controladores electrónicos serán enviados a través de la red LAN ETHERNET existente en Shushufindi que utiliza el protocolo conocido como CSMA/CD (Carrier Sense Multiple Acces Collision Detect). Cabe indicar que por medio de esta red LAN se tiene acceso a la WAN existente en PETROECUADOR, la cual permite enviar la información respectiva hasta Lago Agrio. En el capítulo anterior se observa la distribución de la red WAN existente

4.6.3 Protocolo Modbus

La designación MODBUS MODICON corresponde a una marca registrada por GOULD INC.

En su definición inicial Modbus era una especificación de tramas, mensajes y funciones, utilizada para la comunicación con los PLCs Modicom. Modbus puede implementarse sobre cualquier línea de comunicación serie y permite la comunicación por medio de tramas binarias o ASCII con un proceso interrogación-respuesta simple.

Los dos controladores electrónicos Sybertrol y HAWK-I AMOT se comunican mediante el protocolo Modbus, facilitando la transferencia de información con la MTU mediante un mismo lenguaje, de esta manera no se requiere de otro dispositivo adicional para acoplar diferentes tecnologías.

4.6.4 Protocolo HART

Es un protocolo para bus de campo soportado por la HART Communications Foundation y la Fielbus Foundation, su campo de aplicación básico es la comunicación digital sobre las líneas analógicas clásicas de los sistemas de instrumentación, manteniendo estas en servicio. Sus prestaciones como bus de campo son reducidas.

Utiliza el bus analógico estándar 4-20 mA sobre el que transmite una señal digital modulada en frecuencia (modulación FSK 1200 - 2200 Hz). Transmite a 1200 bps manteniendo compatibilidad con la aplicación analógica inicial y sobre distancias de hasta 3 km.

Este tipo de protocolo es utilizado por el sensor de nivel tipo radar, que es el encargado de monitorear el tanque de oleoducto.

4.7 ANÁLISIS ECONÓMICO

El costo aproximado de los dispositivos mencionados anteriormente en este capítulo se muestra en la tabla 4.20, además al valor total se deberá añadir los costos de instalación, montaje, suplementos, etc, siendo aproximadamente un total del proyecto de 500000 dólares americanos.

EQUIPO	CANTIDAD	COSTO USD
Transmisores de presión	3	5000
Transmisores de temperatura	3	3400
Transmisor de densidad	1	2500
Transmisores de pulsos	2	5000
Transmisor de nivel	1	3000
Interruptores eléctricos	2	1200
Válvulas de compuerta	5	12500
Válvulas check	3	9000
Válvula de 4 vías	1	5000
Toma Muestras	1	2000
Actuadores	6	30000
Bombas Booster	1	30000
Filtro	1	9000
Medidores PD	2	30000
Skid Probador Bidireccional	1	180000
Sybertrol	1	9000
HAWIK-I AMOT	1	6000
Lookout	---	9000
ADAM	1	1000
Computadores Pentium 4	2	4000
	TOTAL	356600

Tabla. 4.20 Costos del sistema de medición y calibración

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS DEL SISTEMA ACTUAL FRENTE AL PROPUESTO

5.1 CALIBRACIÓN ACTUAL DE MEDIDORES USANDO PROBADOR

El principio básico de operación es un correcto y repetitivo desplazamiento de líquido a través de un volumen precalibrado entre los interruptores detectores. Este desplazamiento del líquido es el encargado de desplazar el esferoide a través de la sección calibrada del probador como se explicó en el capítulo 2, numeral 2.7.

La información requerida para obtener el factor del medidor incluye:

- Datos del medidor.
- Datos del probador.
- Presión, temperatura y densidad del medidor.
- Presión y temperatura del probador.

5.2 CÁLCULO DEL FACTOR DEL MEDIDOR

5.2.1 Procedimiento de corridas

Actualmente el cálculo del factor del medidor se lo realiza mediante mediciones en el campo por parte de un operador, el cual está encargado de reportar todos los parámetros necesarios para el cálculo de dicho factor.

El operador realiza las siguientes actividades:

1. Medir con un cronómetro la tasa de flujo actual del medidor en una hora y registrar en la hoja de reportes.
2. Encender el registrador de pulsos.
3. Abrir la válvula de aislamiento outlet.
4. Abrir la válvula de aislamiento inlet.
5. Cerrar la válvula principal de bloqueo.
6. Esperar 20 minutos para que se estabilice la temperatura y presión del flujo dentro del probador.
7. Tomar una muestra del petróleo para determinar tanto su densidad como su temperatura y registrarlos en la hoja de reportes.
8. Registrar en la hoja de reportes los valores actuales de presión en psi y temperatura en °F en el medidor y probador, previo al inicio de la corrida.
9. Girar la válvula de cuatro vías para que la esfera se encuentre en la posición inicial.
10. Activar el contador.
11. Iniciar la corrida girando la válvula de cuatro vías.
12. Registrar en la hoja de reportes el valor que marque el contador en el viaje de ida de la esfera.
13. Resetear el contador.

14. Hacer girar nuevamente la válvula de cuatro vías.
15. Registrar en la hoja de reportes el valor que marque el contador en el viaje de retorno de la esfera.
16. Resetear nuevamente el contador.
17. Sumar el valor del viaje de ida con el de retorno y registrar en la hoja de reportes.
18. Repetir el proceso a partir del ítem 7.

El operador debe realizar un mínimo de 5 corridas y un máximo de 10 (basado en las normas API). En caso de que los pulsos registrados varíen en ± 0.02 % del registro anterior, el operador deberá eliminarlo y realizar una nueva corrida.

Una vez que se ha realiza el número de corridas, el operador deberá registrar el valor promedio de los siguientes parámetros:

- Temperatura y presión en el medidor.
- Temperatura y presión en el probador.
- Pulsos registrados.

5.2.2 Cálculo de los parámetros de corrección para encontrar el volumen neto en el probador

Para determinar la gravedad API en el probador se debe tomar en cuenta la gravedad y temperatura observada en la muestra de petróleo tomada anteriormente. Con estos valores se busca en las tablas 5A GENERALIZED CRUDE OILS API CORRECTION TO 60 F. Por ejemplo si tenemos una temperatura observada de 83 °F y una gravedad API observada de 26.6 el valor de la gravedad API es 25.1.

Para calcular el volumen neto en el probador, el operador deberá encontrar los parámetros de corrección CTS, CPS, CTL, CPL de la siguiente manera:

CTS - Tomando en cuenta la temperatura promedio en el probador, se busca en la tabla A-1 (Temperature Correction Factors for Mild Steel) del Manual de normas API. Por ejemplo si la temperatura observada se encuentra en el rango de 73.5 a 78.8 °F el valor del CTS es 1.0003.

CPS - Tomando en cuenta la presión promedio en el probador y el tamaño del probador, se busca en la tabla A-3 (Pressure Correction Factors for Steel Cps) del Manual de normas API. Por ejemplo si la presión promedio se encuentra en el rango de 0 a 54 psi y el tamaño del probador es de 16" el valor del CPS es 1.0001.

CTL - Tomando en cuenta la temperatura promedio y la gravedad API en el probador, se busca en las tablas 6A (GENERALIZED CRUDE OILS VOLUME CORRECTION TO 60 °F) del Manual de normas API. Por ejemplo si la temperatura promedio es de 85.5 °F y la gravedad API del probador es de 25.1 el valor del CTL es 0.9893.

CPL – Primeramente se debe determinar un factor base, el cual depende de la temperatura promedio y de la gravedad API en el probador y se localiza en las tablas II (Continued). Tomando en cuenta este factor base y la presión promedio en el probador, se busca en las tablas COMPRESSIBILITY FACTORS – Liquid, API STANDARD 1101, TABLE II, APPENDIX B del Manual de normas API. Por ejemplo si se tiene una temperatura promedio de 85.5 °F y una gravedad API en el probador de 25.1, se obtiene un factor base de 044. Con este factor base y una presión promedio en el probador de 20.9 psi, el valor de CPL es 1.0001.

Con los valores de estos parámetros se procede a calcular el volumen neto del probador mediante el siguiente cálculo matemático:

$$\text{Vol. del probador a } 60^{\circ}\text{F y 0 PSI} \times \text{CTS} \times \text{CPS} \times \text{CTL} \times \text{CPL} = \text{Vol. Neto del Pr obador}$$

Para calcular el volumen neto en el medidor, el operador deberá encontrar los parámetros de corrección CTL y CPL de la siguiente manera:

CTL - Tomando en cuenta la temperatura promedio del medidor y la gravedad API en el probador, se busca en las tablas 6A (GENERALIZED CRUDE OILS VOLUME CORRECTION TO 60 °F) del Manual de normas API. Por ejemplo si la temperatura promedio en el medidor es de 60 °F y la gravedad API del probador es de 25.1 el valor del CTL es 1.0000.

CPL – Primeramente se debe determinar un factor base, el cual depende de la temperatura promedio en el medidor y de la gravedad API en el probador y le localiza en las tablas II (Continued). Tomando en cuenta este factor base y la presión promedio en el medidor, se busca en las tablas COMPRESSIBILITY FACTORS – Liquid, API STANDARD 1101, TABLE II, APPENDIX B del Manual de normas API. Por ejemplo si se tiene una temperatura promedio en el medidor de 60 °F y una gravedad API en el probador de 25.1, se obtiene un factor base de 040. Con este factor y una presión promedio en el medidor de 32 psi, el valor de CPL es 1.0001.

Con los valores de estos parámetros se procede a calcular el volumen neto del medidor mediante el siguiente cálculo matemático:

$$\frac{\text{Promedio de pulsos}}{(\text{Pulsos} / \text{Barril})} = \text{Vol. del medidor}$$
$$\text{Vol. del medidor} \times \text{CTL} \times \text{CPL} = \text{Vol. Neto del Medidor}$$

5.2.3 Cálculo del Factor del Medidor

El factor del medidor se calcula por medio del siguiente cálculo matemático:

$$\text{Factor Medidor} = \frac{\text{Vol. Neto del Probador}}{\text{Vol. Neto del Medidor}}$$

Este factor del medidor es una expresión matemática de la razón entre la cantidad de un líquido registrado por el medidor y la cantidad verdadera que ha pasado a través del medidor.

Luego el operador tiene que multiplicar el valor del factor del medidor con la tasa de flujo actual ya registrada, para de esta manera obtener la cantidad verdadera del número de barriles por hora.

5.3 ANÁLISIS DEL SISTEMA ACTUAL FRENTE AL PROPUESTO

PETROPRODUCCIÓN viene operando estos sistemas de medición y calibración de unidades de fiscalización, transferencia y custodia de flujo de petróleo en (LACTS) en el campo Shushufindi en forma manual, instalados hace treinta años. Por esta razón se requiere instalar un nuevo sistema con tecnología de nueva generación para tener una calibración más eficiente y confiable.

Mediante el siguiente ejemplo tomado con valores aproximados de la Estación Shushufindi Central se puede ver las pérdidas que se producen por error de calibración.

CAPACIDAD: 50000 BPD.

ERROR DE CALIBRACIÓN: 0.5 %.

TODOS LOS VOLÚMENES QUE SON REGISTRADOS EN LOS MEDIDORES CONTIENEN DICHO ERROR, ES DECIR:

50000 BPD	*	0.5 %	=	250 Diferencia en barriles por día
250	*	30 días	=	7500 Diferencia en barriles por mes
7500 BRLS	*	12 meses	=	90000 Diferencia en barriles por año
90000	*	20 dólares	=	\$ 1800000

Lo que representa una pérdida de un millón ochocientos mil dólares para PETROPROCUCIÓN, dicha pérdida está calculada a una costo promedio de 20 dólares por barril de crudo.

Además de las pérdidas económicas que representa el error en la calibración, se tiene una pérdida de tiempo ya que el operador tiene que realizar todas actividades numeradas anteriormente, lapso que podría ser aprovechado por el operador para realizar otro tipo de actividades que aporten al beneficio de la empresa.

Con el sistema de calibración automatizado el error de calibración disminuye al 0.025 %, debido a la exactitud en la toma de datos y los cálculos realizados por el computador de flujo Sybertrol.

A continuación se realizará un análisis de las pérdidas en la Estación Shushufindi Central con los siguientes parámetros:

CAPACIDAD: 50000 BPD.

ERROR DE CALIBRACIÓN: 0.025 %.

TODOS LOS VOLÚMENES QUE SON REGISTRADOS EN LOS MEDIDORES CONTIENEN DICHO ERROR, ES DECIR:

50000 BPD	*	0.025 %	=	12.5 Diferencia en barriles por día
12.5	*	30 días	=	375 Diferencia en barriles por mes
375 BRLS	*	12 meses	=	4500 Diferencia en barriles por año
4500	*	20 dólares	=	\$ 90000

Como se puede observar el sistema automatizado disminuirá 20 veces la pérdida económica actual que tiene PETROPRODUCCIÓN en esta Estación.

Además de este ahorro económico, se reducirá notablemente el tiempo que demora actualmente en realizar la calibración a más de la mitad, ya que el operador solo realizará las siguientes actividades desde la interfaz hombre máquina en el cuarto de control.

1. Encender el sistema
2. Iniciar la secuencia de las válvulas para desviar el flujo hacia el probador.
3. Esperar los 20 minutos hasta que se estabilice la temperatura y presión en el probador.
4. Ingresar el número de corridas (min. 5 y max. 10).
5. Iniciar corridas.
6. Imprimir hoja de reporte.

Como se puede notar el número de actividades se ha reducido el 67 %, con un esfuerzo mínimo ya que no realizaría sus actividades en el campo, por lo tanto el operador dispondrá de más tiempo para realizar otras actividades de gran productividad para la empresa.

5.3.1 Principales ventajas del sistema automatizado

- Funcionamiento óptimo.
- Mejora la calidad del sistema de calibración.
- Abarata costos.
- Libera al operario de la tarea repetitiva.
- Aumenta la producción.
- Adaptación de con otros sistemas de calibración.

5.3.2 Principales desventajas del sistema automatizado

- Costo de equipos.
- Capacitación al personal.

CAPÍTULO 6

ESTUDIO DEL FUTURO SISTEMA SCADA AL CUAL SE INTEGRARÁ EL SISTEMA DE MEDICIÓN Y CALIBRACIÓN

6.1 ANTECEDENTES

PETROPRODUCCIÓN para las operaciones de explotación de petróleo, dispone de sus propios sistemas de generación eléctrica, subtransmisión, distribución y carga, que alimentan las estaciones de producción, pozos y demás instalaciones. La producción se realiza en algunos campos con personal propio de PETROPRODUCCIÓN y en otros casos, con personal de terceros que se encargan de la operación.

La mayor parte de la producción de PETROPRODUCCIÓN se realiza mediante bombeo electrosumergible.

El siguiente estudio se basa en información documentada por el Departamento de Proyectos Especiales de PETROPRODUCCIÓN, para el futuro sistema SCADA.

6.1.1 Ubicación y área de cobertura

Los pozos de producción a cargo de PETROPRODUCCIÓN se encuentran ubicados en las provincias de Napo, Sucumbíos, Orellana y Pastaza.

Por razones de facilidad operacional, administrativa y de logística, se ha dividido al Distrito Amazónico en cinco grandes áreas que son:

- Lago Agrio
- Shushufindi
- Sacha
- Auca
- Libertador

6.1.2 Configuración del sistema eléctrico interconectado de potencia de PETROPRODUCCIÓN

PETROPRODUCCIÓN dispone de sistemas de generación unitaria, minicentrales de generación y un Sistema Eléctrico Interconectado de Potencia (SEIP).

El SEIP interconecta las cinco centrales de generación principales ubicadas en los campos Lago Agrio, Sacha, Secoya y Shushufindi (Petroproducción y Petroindustrial), a través de una red de subtransmisión.

6.1.3 Configuración de las estaciones de producción

Cada estación de producción se compone de una serie de pozos productores, un separador de pruebas y un laboratorio. En algunas estaciones existen pozos para inyección de agua y plantas de tratamiento para la misma. Los pozos productores trabajan con diferentes sistemas de levantamiento, siendo los más importantes: bombeo electrosumergible y Power Oil.

6.2 INTRODUCCIÓN DEL PROYECTO DE CONTROL SUPERVISORIO Y ADQUISICIÓN DE DATOS (SCADA)

Con este proyecto se pretende automatizar ocho subestaciones, integrando los relés digitales así como también el manejo y supervisión de los equipos de patio desde un Centro de Control Maestro (CCM) a construir en Lago Agrio.

Además se automatizará la operación en tiempo real de siete centrales de generación de PETROPRODUCCIÓN, permitiendo realizar las tareas de despacho, posdespacho y programación operativa desde el CCM, mediante la adquisición de un software especializado para el manejo de Sistemas Eléctricos de Potencia (AGC y DMS).

El proyecto SCADA optimizará la operación en tiempo real del sistema de Levantamiento Artificial de las bombas electrosumergibles (BES), mediante el monitoreo, supervisión y control de las bombas, y los motores ubicados en los pozos desde el CCM. Se suministrará un sistema de control distribuido para los variadores de frecuencia, y se montará la infraestructura adecuada para optimizar el funcionamiento de los pozos , los cuales no cuentan con variador de frecuencia.

Con esto el SCADA permitirá suministrar un sistema de supervisión, monitoreo y optimización de producción, que tenga la capacidad de monitorear los parámetros y variables más relevantes de cada estación y asignar consignas de control para la optimización de producción.

Se debe diseñar también un sistema de comunicaciones redundante que permita un alto grado de confiabilidad en el transporte de la información del sistema SCADA y que permita su integración al existente.

El sistema a implementarse debe cumplir también con las respectivas adecuaciones y cableado en campo, así también se realizarán mediciones y cálculos de parámetros para software DMS. Los elementos suministrados para la modelación del SEIP son:

- Distancia de líneas
- Configuración de estructuras
- Tamaño de conductores
- Medición de tiempos de respuesta
- Pruebas de respuesta de frecuencias, trazado oscilográfico.

El software existente en los equipos de protección, pozos y RTUs serán sintonizados con todos los equipos instalados para un correcto funcionamiento global.

Asegurar la facilidad de los equipos y accesorios que a futuro le permita al SEIP interconectarse al Sistema Nacional Interconectado del Ecuador, cumpliendo con las exigencias del Centro de Control de Energía (CENACE) las mismas que se encuentran estipuladas en la Ley del Sector Eléctrico del Ecuador, para realizar las

transacciones de energía, mediante un lazo ICCP, ya que el Oriente Ecuatoriano padece de una crisis de energía eléctrica y actualmente existe una creciente demanda de energía, y razón por la cual es muy probable que aproximadamente en dos años más el Sistema Nacional Interconectado se extienda al Oriente.

Se tendrá que prever la capacidad suficiente de expansión a futuro en un 50%, por lo que se especificará en el proyecto este requerimiento, esta capacidad se refiere a slot de MTU's, comunicaciones, soporte de otras centrales de generación (incremento de MTU's), subestaciones, pozos (incremento de RTU's). Las MTU's deberán tener la capacidad en slots para incrementar en un 50% lo requerido y el Centro de Control deberá tener la capacidad suficiente para duplicar el número de MTU's a interconectarse. Las RTU's que se ubicarán en los pozos no requieren capacidad de expansión y será suficiente con dejar el mismo tipo de RTU en los pozos con y sin variador de velocidad.

6.3 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El proyecto consiste en el diseño, construcción, suministro, montaje, desarrollo, capacitación, puesta en funcionamiento y sintonización de un sistema SCADA con funciones AGC y DMS para el área eléctrica y de optimización, para el área de producción petrolera. Se realizarán las funciones de telemedición, telesupervisión y telecontrol de los equipos instalados en las subestaciones, centros de generación y Bombas Electro Sumergibles (BES), desde un Centro de Control Maestro (CCM) a construir en Lago Agrio y la operación local de las unidades terminales maestras que cumplan con la funcionalidad SCADA a través de un computador en cada área con las debidas restricciones.

En cuanto a los requerimientos de la infraestructura del sistema SCADA deberán ser proporcionados en su mayoría por los relés instalados en las centrales

de generación y subestaciones, para aprovechar la potencialidad de estas unidades. La obtención de datos adicionales y ejecución de las tareas de control local usarán Unidades Terminales Maestras (MTU), con aplicabilidad a Sistemas Eléctricos de Potencia.

Los datos proporcionados por las BES se transmitirán mediante la instalación de Unidades Terminales Remotas inteligentes (RTU's) hacia las MTU's ubicadas en los cuartos de control de las Centrales de Generación para la operación local y hacia el CCM a través de un sistema de comunicaciones totalmente confiable, ubicado en el pozo para la operación remota.

Se deberá realizar las adecuaciones e instalaciones que sean necesarias para la conexión de relés, tableros, equipos de patio y generadores hacia las MTU's. Instalar el equipo o válvula que actúe como sensor en caso de ser necesario, el transductor y cableado para medir consumo de combustible desde el sensor hasta la MTU.

De igual manera en los pozos se debe realizar cableado interno en el tablero. Considerar que en los sitios de instalación la atmósfera es explosiva siendo su caso: zona 2 según la norma IEC y clase 1 división 2, según la norma NEC.

6.3.1 Equipos de potencia considerados en la parte eléctrica del sistema SCADA

A continuación se detallan los equipos existentes que forman parte del Sistema de Potencia considerados para supervisión, control y toma de datos ubicados en los centros de generación, subestaciones, tableros de fuerza y pozos sobre los cuales se aplicará la funcionalidad del SCADA.

La identificación de estos equipos se lo ha hecho en base a la siguiente codificación:

Primero: Siglas en el equipo por su ubicación en el campo: LA, SA, SF, AT, PA, GUA, PU y SEC correspondientes a: LAGO AGRIO, SACHA, SHUSHUFINDI, ATACAPI, PARAHUACU, GUANTA, PUCUNA y SECOYA respectivamente.

Segundo: Nivel voltaje de operación del equipo en KV o la potencia KW o KVA.

Tercero: Siglas de identificación del equipo: CB, circuit breaker (disyuntor); RC, reconectador; SM, seccionador motorizado; T transformador y G generador.

Cuarto: Número, letra o carácter alfanumérico de identificación específica del equipo.

6.3.2 Centrales de generación

Las cinco centrales de generación del SEIP se denominan: Central de Generación Lago Agrio, Sacha, Shushufindi, Secoya, y Sucumbíos en correspondencia a su ubicación en los campos de producción. Las unidades de generación son las siguientes:

EQUIPO	DESCRIPCIÓN
UNIDADES GENERADORAS TURBINAS LAGO AGRIO	
LAGTA1	Central de generación Lago Agrio Turbina TA1
LAGTA2	Central de generación Lago Agrio Turbina TA2
LAGTB1	Central de generación Lago Agrio Turbina TB1
LAGEM1	Central de generación Lago Agrio Emergencia
UNIDADES GENERADORAS TURBINAS SACHA	
SAGTA1	Central de generación Sacha Turbina TA1
SAGTB1	Central de generación Sacha Turbina TB1
SAGEM1	Central de generación Sacha Emergencia
UNIDADES GENERADORAS TURBINAS Shushufindi	
SSFDGTA1	Central de generación Shushufindi turbina TA1
SSFDGTA2	Central de generación Shushufindi turbina TA2
SSFDGTA3	Central de generación Shushufindi turbina TA3
SSFDGTB1	Central de generación Shushufindi turbina TB1
SSFDGTB2	Central de generación Shushufindi turbina TB2
SSFDGTY1	Central de generación Shushufindi turbina TYPHOON
SSFDGEM1	Central de generación Shushufindi Emergencia 1
SSFDGEM2	Central de generación Shushufindi Emergencia 2
UNIDADES GENERADORAS TURBINAS SHUSHUFINDI Petroindustrial	
PINGTA1	Central de generación Shushufindi turbina TA1 Petroindustrial
PINGTA2	Central de generación Shushufindi turbina TA2 Petroindustrial
PINGTB1	Central de generación Shushufindi turbina TB Petroindustrial
UNIDADES DE GENERACION SECOYA	
SECGUN1	Central de generación Secoya Unidad 1
SECGUN2	Central de generación Secoya Unidad 2
SECGEM1	Central de generación Secoya Emergencia 1
UNIDADES DE GENERACIÓN SUCUMBÍOS	
SUCGUN1	Central de generación Sucumbíos unidad 1
SUCGUN2	Central de generación Sucumbíos unidad 2
SUCGUN3	Central de generación Sucumbíos unidad 3
SUCGUN4	Central de generación Sucumbíos unidad 4
SUCGUN5	Central de generación Sucumbíos unidad 5
SUCGUN6	Central de generación Sucumbíos unidad 6

Tabla. 6.1 Unidades de Generación

Se debe tomar en cuenta también los generadores de emergencia para supervisión. PETROPRODUCCIÓN está en proceso de adquisición de switches de transferencia automática con PLCs compatibles con sistemas SCADA para trabajar con protocolos Modbus y DNP3.0.

La temperatura de los generadores se puede tener de los bobinados del generador y en los cojinetes (ocupados por la turbina), existe un juego de RTD's disponibles para las bobinas del generador.

Para la velocidad en las turbinas se dispone de un taco generador que produce una señal sinusoidal proporcional a la velocidad en la turbina de potencia y del compresor utilizado por el control de la turbina, la misma que es reducida en una caja de engranajes a la velocidad del generador eléctrico, por lo tanto podríamos utilizar cualquier sensor de velocidad para obtener la velocidad del generador.

Se deberá proporcionar los medidores, transmisores y demás equipamiento requerido para medir cantidad de combustible, gas o diesel que están consumiendo las unidades (Unidades LACT).

Es necesario que se conozca la cantidad de diesel que se encuentra almacenado en los tanques ubicados en las centrales de generación y la altura del nivel de combustible. Además se requiere identificar la cantidad de combustible que los tanqueros suministradores, para lo cual se deberá instalar un contador de flujo para el diesel que es suministrado por el tanquero a los tanques de reserva para conocer la cantidad exacta de combustible que suministro el tanquero.

6.3.3 Subestaciones de transformación del sistema

SUBESTACIONES DE LAGO

EQUIPO	DESCRIPCIÓN
SUBESTACIÓN LAGO AGRIO BARRA DE GENERACION DE 4.16 KV	
LACB0	Subestación Lago Agrio circuit breaker No 0
LACB1	Subestación Lago Agrio circuit breaker No 1
LACB2	Subestación Lago Agrio circuit breaker No 2
LACB3	Subestación Lago Agrio circuit breaker No 3
LACB4	Subestación Lago Agrio circuit breaker No 4
LACB5	Subestación Lago Agrio circuit breaker No 5
LACB6	Subestación Lago Agrio circuit breaker No 6
LACB7	Subestación Lago Agrio circuit breaker No 7
LACB8	Subestación Lago Agrio circuit breaker No 8
LACB9	Subestación Lago Agrio circuit breaker No 9
SUBESTACION LAGO AGRIO 0.48 KV	
LACB10	Subestación Lago Agrio circuit breaker No 10
LACB11	Subestación Lago Agrio circuit breaker No 11
LACB12	Subestación Lago Agrio circuit breaker No 12
LACB13	Subestación Lago Agrio circuit breaker No 13
LACB14	Subestación Lago Agrio circuit breaker No 14
LACB15	Subestación Lago Agrio circuit breaker No 15
SUBESTACION LAGOAGRIO 4.16 KV. RECONECTADORES	
LA416RCC1	Lago Agrio reconectador campo 1
LA416RCC2	Lago Agrio reconectador campo 2
LA416RCEC	Lago Agrio reconectador Estación Central
SUBESTACIÓN LAGOAGRIO 4.16 KV SECCIONADORES MOTORIZADOS	
LASMC1	Subestación Lago Agrio 4.16KV seccionador motorizado campo 1
LASMC2	Subestación Lago Agrio 4.16KV seccionador motorizado campo 2
LASMEC	Subestación Lago Agrio 4.16KV seccionador motorizado
SUBESTACIÓN LAGO AGRIO 13.8KV RECONECTADORES	
LARC1	Subestación Lago 13.8 KV reconectador No 1
LARC2	Subestación Lago 13.8 KV reconectador No 2
LARC3	Subestación Lago 13.8 KV reconectador No 3
LARC4	Subestación Lago 13.8 KV reconectador No 4
LARC5	Subestación Lago 13.8 KV reconectador No 5
LARC6	Subestación Lago 13.8 KV reconectador No 6
LARC7	Subestación Lago 13.8 KV reconectador No 7
SUBESTACIÓN LAGO AGRIO 13.8 KV SECCIONADORES MOTORIZADOS	
LASM1-1	Subestación Lago 13.8 KV seccionador motorizado No 1-1
LASM2-1	Subestación Lago 13.8 KV seccionador motorizado No 2-1

ESTUDIO DEL FUTURO SISTEMA SCADA AL CUAL SE INTEGRARÁ EL SISTEMA DE MEDICIÓN Y CALIBRACIÓN

LASM3-1	Subestación Lago 13.8 KV seccionador motorizado No 3-1
LASM4-1	Subestación Lago 13.8 KV seccionador motorizado No 4-1
LASM5-1	Subestación Lago 13.8 KV seccionador motorizado No 5-1
LA SM6-1	Subestación Lago 13.8 KV seccionador motorizado No 6-1
LASM7-1	Subestación Lago 13.8 KV seccionador motorizado No 7-1
LASM1-2	Subestación Lago 13.8 KV seccionador motorizado No 1-2
LASM2-2	Subestación Lago 13.8 KV seccionador motorizado No 2-2
LASM3-2	Subestación Lago 13.8 KV seccionador motorizado No 3-2
LASM4-2	Subestación Lago 13.8 KV seccionador motorizado No 4-2
LASM5-2	Subestación Lago 13.8 KV seccionador motorizado No 5-2
LASM6-2	Subestación Lago 13.8 KV seccionador motorizado No 6-2
LASM7-2	Subestación Lago 13.8 KV seccionador motorizado No 7-2
SUBESTACIÓN LAGO AGRIO 69 KV	
LASMA	Subestación Lago 69 KV seccionador motorizado No A
LASMB	Subestación Lago 69 KV seccionador motorizado No B
LASMC	Subestación Lago 69 KV seccionador motorizado No C
LACB69	Subestación Lago 69KV disyuntor 69KV salida a SSFD
SUBESTACIÓN LAGO TRANSFORMADORES	
LA5T1	Lago Agrio transformador No 1 de 5 MVA de potencia 13.8/69KV con LTC
LA4T1	Lago Agrio transformador No1 de 4 MVA de potencia 4.16/13.8KV
LA4T2	Lago Agrio transformador No2 de 4 MVA de potencia 4.16/13.8KV
LA0.3T1	Lago Agrio transformador No1 de 0.3 MVA de potencia 0.48/4.16KV
LA0.3T2	Lago Agrio transformador No2 de 0.3 MVA de potencia 0.48/16KV
LATGND	Lago Agrio transformador de compensación de puesta a tierra

Tabla. 6.2 Subestaciones de Lago Agrio**SUBESTACIONES DE SACHA**

EQUIPO	DESCRIPCIÓN
SUBESTACION SACHA BARRA DE GENERACION DE 4.16 KV	
SACB1	Subestación Sacha circuit breaker No 1
SACB2	Subestación Sacha circuit breaker No 2
SACB3	Subestación Sacha circuit breaker No 3
SACB4	Subestación Sacha circuit breaker No 4
SACB5	Subestación Sacha circuit breaker No 5
SACB6	Subestación Sacha circuit breaker No 6

ESTUDIO DEL FUTURO SISTEMA SCADA AL CUAL SE INTEGRARÁ EL SISTEMA DE MEDICIÓN Y CALIBRACIÓN

SACB7	Subestación Sacha circuit breaker No 7
SACB8	Subestación Sacha circuit breaker No 8
SUBESTACION SACHA 0.48 KV	
SACB9	Subestación Sacha circuit breaker No 9
SACB10	Subestación Sacha circuit breaker No 10
SACB11	Subestación Sacha circuit breaker No 11
SACB12	Subestación Sacha circuit breaker No 12
SACB13	Subestación Sacha circuit breaker No 13
SUBESTACION SACHA 13.8 KV. RECONECTADORES	
SARC1	Subestación Sacha 13.8 KV reconectador No 1
SARC2	Subestación Sacha 13.8 KV reconectador No 2
SARC3	Subestación Sacha 13.8 KV reconectador No 3
SARC4	Subestación Sacha 13.8 KV reconectador No 4
SARC5	Subestación Sacha 13.8 KV reconectador No 5
SARC6	Subestación Sacha 13.8 KV reconectador No 6
SARC7	Subestación Sacha 13.8 KV reconectador No 7
SUBESTACIÓN SACHA 13.8 KV SECCIONADORES MOTORIZADOS	
SASM1-1	Subestación 13.8 KV seccionador motorizado No 1-1
SASM2-1	Subestación Sacha 13.8 KV seccionador motorizado No 2-1
SASM3-1	Subestación Sacha 13.8 KV seccionador motorizado No 3-1
SASM4-1	Subestación Sacha 13.8 KV seccionador motorizado No 4-1
SASM5-1	Subestación Sacha 13.8 KV seccionador motorizado No 5-1
SASM6-1	Subestación Sacha 13.8 KV seccionador motorizado No 6-1
SASM7-1	Subestación Sacha 13.8 KV seccionador motorizado No 7-1
SASM1-2	Subestación Sacha 13.8 KV seccionador motorizado No 1-2
SASM2-2	Subestación Sacha 13.8 KV seccionador motorizado No 2-2
SASM3-2	Subestación Sacha 13.8 KV seccionador motorizado No 3-2
SASM4-2	Subestación Sacha 13.8 KV seccionador motorizado No 4-2
SASM5-2	Subestación Sacha 13.8 KV seccionador motorizado No 5-2
SASM6-2	Subestación Sacha 13.8 KV seccionador motorizado No 6-2
SASM7-2	Subestación Sacha 13.8 KV seccionador motorizado No 7-2
SUBESTACION SACHA 69 KV	
SASMA	Subestación Sacha 34.5 / 69 KV seccionador motorizado No A
SASMB	Subestación Sacha 34.5 / 69 KV seccionador motorizado No B
SASMC	Subestación Sacha 34.5 / 69 KV seccionador motorizado No C
SACB69	Subestación Sacha 34.5KV/69 KV disyuntor 69KV Salida a SSFD
SUBESTACION SACHA TRANSFORMADORES DE POTENCIA	
SA5T1	SACHA TRANSFORMADOR No1 DE 5 MVA DE POTENCIA 13.8/34.5/69KV con LTC
SA4T1	SACHA TRANSFORMADOR No1 DE 4 MVA DE POTENCIA 4.16/13.8KV
SA4T2	SACHA TRANSFORMADOR No2 DE 4 MVA DE POTENCIA 4.16/13.8KV
SA0.3T1	Sacha transformador No1 de 0.3 MVA de potencia 0.48/4.16KV
SA0.3T2	Sacha transformador No2 de 0.3 MVA de potencia 0.48/4.16KV
SATGND	Sacha transformador de compensación de fase

Tabla. 6.3 Subestaciones de Sacha**SUBESTACION SHUSHUFINDI**

ESTUDIO DEL FUTURO SISTEMA SCADA AL CUAL SE INTEGRARÁ EL SISTEMA DE MEDICIÓN Y CALIBRACIÓN

EQUIPO	DESCRIPCIÓN
INTERRUPTORES SWITCHGEAR 13.8 KV SHUSHUFINDI	
SSFDCB1	Subestación SSFD disyuntor 13.8 KV No CB1
SSFDCB2	Subestación SSFD disyuntor 13.8 KV No CB2
SSFDCB3	Subestación SSFD disyuntor 13.8 KV No CB3
SSFDCB4	Subestación SSFD disyuntor 13.8 KV No CB4
SSFDCB5	Subestación SSFD disyuntor 13.8 KV No CB5
SSFDCB6	Subestación SSFD disyuntor 13.8 KV No CB6
SSFDCB7	Subestación SSFD disyuntor 13.8 KV No CB7
SSFDCB8	Subestación SSFD disyuntor 13.8 KV No CB8
SSFDCB9	Subestación SSFD disyuntor 13.8 KV No CB9
SSFDCB10	Subestación SSFD disyuntor 13.8 KV No CB10
SSFDCB11	Subestación SSFD disyuntor 13.8 KV No CB11
SSFDCB12	Subestación SSFD disyuntor 13.8 KV No CB12
SSFDCB13	Subestación SSFD disyuntor 13.8 KV No CB13
SSFDCB14	Subestación SSFD disyuntor 13.8 KV No CB14
SSFDCB15	Subestación SSFD disyuntor 13.8 KV No CB15
SSFDCB16	Subestación SSFD disyuntor 13.8 KV No CB16
SSFDCB17	Subestación SSFD disyuntor 13.8 KV No CB17
SSFDCB18	Subestación SSFD disyuntor 13.8 KV No CB18
SSFDCB19	Subestación SSFD disyuntor 13.8 KV No CB19
SSFDCB07	Subestación SSFD disyuntor 13.8 KV No CB07
SUBESTACION SHUSHUFINDI 0.48 KV	
SSFDCB19	Subestación SSFD disyuntor 0.48 KV No CB19A
SSFDCB20	Subestación SSFD disyuntor 0.48 KV No CB20A
SSFDCB21	Subestación SSFD disyuntor 0.48 KV No CB21A
SSFDCB22	Subestación SSFD disyuntor 0.48 KV No CB22A
SSFDCB23	Subestación SSFD disyuntor 0.48 KV No CB23A
SSFDCB24	Subestación SSFD disyuntor 0.48 KV No CB24A
SSFDCB25	Subestación SSFD disyuntor 0.48 KV No CB25A
SSFDCB26	Subestación SSFD disyuntor 0.48 KV No CB26A
SSFDCB27	Subestación SSFD disyuntor 0.48 KV No CB27A
SSFDCB28	Subestación SSFD disyuntor 0.48 KV No CB28A
SECCIONADORES MOTORIZADOS SHUSHUFINDI 13.8 KV	
SSFDSM1	Subestación SSFD seccionador motorizado No SM1
SSFDSM3	Subestación SSFD seccionador motorizado No SM3
SSFDSM4	Subestación SSFD seccionador motorizado No SM4
SSFDSM5	Subestación SSFD seccionador motorizado No SM5

ESTUDIO DEL FUTURO SISTEMA SCADA AL CUAL SE INTEGRARÁ EL SISTEMA DE MEDICIÓN Y CALIBRACIÓN

SSFDSM6	Subestación SSFD seccionador motorizado No SM6
SSFDSM7	Subestación SSFD seccionador motorizado No SM7
SSFDSM9	Subestación SSFD seccionador motorizado No SM9
SSFDSM10	Subestación SSFD seccionador motorizado No SM10
SSFDSM11	Subestación SSFD seccionador motorizado No SM11
SSFDSM12	Subestación SSFD seccionador motorizado No SM12
SSFDSM13	Subestación SSFD seccionador motorizado No SM13
SSFDSM15	Subestación SSFD seccionador motorizado No SM15
SSFDSM16	Subestación SSFD seccionador motorizado No SM16
SSFDSM17	Subestación SSFD seccionador motorizado No SM17
SSFDSM18	Subestación SSFD seccionador motorizado No SM18
SSFDSM19	Subestación SSFD seccionador motorizado No SM19
SSFDSM07	Subestación SSFD seccionador motorizado No SM07
SUBESTACIÓN SHUSHUFINDI- ATACAPI 69 KV	
SFAT69SM1	Subestación SSFD seccionador motorizado No 1
SFAT 69SM2	Subestación SSFD seccionador motorizado No 2
SFAT 69SM3	Subestación SSFD seccionador motorizado No 3
SFAT 69CB1	Subestación SSFD 13.8/69 KV disyuntor Salida a Atacapi
SUBESTACIÓN SHUSHUFINDI- SACHA 69 KV	
SFSA69SM4	Subestación SSFD seccionador motorizado No 4
SFSA 69SM5	Subestación SSFD seccionador motorizado No 5
SFSA 69SM6	Subestación SSFD seccionador motorizado No 6
SFSA 69CB2	Subestación SSFD 13.8/69 KV disyuntor Salida a Sacha
SUBESTACIÓN SHUSHUFINDI- TRAFO UNO 69 KV	
SF1T69SM7	Subestación SSFD seccionador motorizado No 7
SF1T 69SM8	Subestación SSFD seccionador motorizado No 8
SF1T 69SM9	Subestación SSFD seccionador motorizado No 9
SF1T 69CB3	Subestación SSFD 13.8/69 KV disyuntor Salida Transformador 1
SUBESTACIÓN SHUSHUFINDI- TRAFO DOS 69 KV	
SF2T69SM10	Subestación SSFD seccionador motorizado No 10
SF2T 69SM11	Subestación SSFD seccionador motorizado No 11
SF2T 69S12	Subestación SSFD seccionador motorizado No 12
SF2T 69CB4	Subestación SSFD 13.8/69 KV disyuntor Salida a Transformador 2
SUBESTACIÓN SHUSHUFINDI- RESERVA UNO 69 KV	
SF1R69SM13	Subestación SSFD seccionador motorizado No 13
SF1R 69SM14	Subestación SSFD seccionador motorizado No 14
SF1R69SM15	Subestación SSFD seccionador motorizado No 15
SF1R 69CB5	Subestación SSFD 13.8/69 KV disyuntor Salida a Reserva 1

ESTUDIO DEL FUTURO SISTEMA SCADA AL CUAL SE INTEGRARÁ EL SISTEMA DE MEDICIÓN Y CALIBRACIÓN

SUBESTACIÓN SHUSHUFINDI- RESERVA DOS 69 KV	
SF2R69SM16	Subestación SSFD seccionador motorizado No 16
SF2R69SM17	Subestación SSFD seccionador motorizado No 17
SF2R69SM18	Subestación SSFD seccionador motorizado No 18
SF2R 69CB6	Subestación SSFD 13.8/69 KV disyuntor Salida a Reserva 2
SUBESTACIÓN SHUSHUFINDI- RESERVA TRES 69 KV	
SF3R69SM19	Subestación SSFD seccionador motorizado No 19
SF3R 69SM20	Subestación SSFD seccionador motorizado No 20
SF3R69SM21	Subestación SSFD seccionador motorizado No 21
SF3R 69CB7	Subestación SSFD 13.8/69 KV disyuntor Salida a Reserva 3
SUESTACION SSFD CENTRAL – SUR 69KV	
SFSURSMA1	Seccionador motorizado No A1 a la Sur
SFSURSMB1	Seccionador motorizado No B1 a la Sur
SFSURSMC1	Seccionador motorizado No C1 a la Sur
SFSURCB1	Disyuntor 1 a la Sur
SUESTACION SSFD SUR 13.8KV	
SFSURCB1	SSFDSUR Disyuntor a 13.8 KV No 1
SFSURCB2	SSFDSUR Disyuntor a 13.8 KV No 2
SFSURCB3	SSFDSUR Disyuntor a 13.8 KV No 3
SFSURCB4	SSFDSUR Disyuntor a a 13.8 KV No. 4
SFSURCB5	SSFDSUR Disyuntor a 69 KV No. 5
SFSURSMA1	SSFDSUR seccionador motorizado a 13.8 KV No A1
SFSURSMB1	SSFDSUR seccionador motorizado a 13.8 KV No B1
SFSURSMA2	SSFDSUR seccionador motorizado a 13.8 KV No A2
DISYUNTORES SWITCHGEAR 4.16 KV BARRAS DE GENERACION	
SSFDCBTA1	Disyuntor de barras de generación turbina TA1
SSFDCBTA2	Disyuntor de barras de generación turbina TA2
SFPINCB	Disyuntor a Petroindustrial
SSFDCBTTA	Disyuntor 4.16 para el transformador de 2MVA Tas
TRANSFORMADORES DE POTENCIA SUBESTACIÓN SHUSHUFINDI	
SSFD5T1	SSFD transformador No 1 de 5 MVA de potencia 13.8/69kV con LTC Salida a S/E SSFD Central → Sur
SSFD15T2	SSFD transformador No 2 DE 15 MVA de potencia 13.8/69kV con LTC (Transformador T1)
SSFD15T3	SSFD transformador No 3 de 15 MVA de potencia 13.8/69kV con LTC (Transformador T2)
SSFD5T4	SSFD transformador No 4 DE 5 MVA de potencia 13.8/69kV Salida S/E SSFD Sur → Central

ESTUDIO DEL FUTURO SISTEMA SCADA AL CUAL SE INTEGRARÁ EL SISTEMA DE MEDICIÓN Y CALIBRACIÓN

SSFD2T1	SSFD transformador de 5 MVA de potencia 4.16/13.8 KV
SSFD1.5T1	SSFD transformador de 1.5MVA de potencia 4.16/13.8KV
SSFD0.3T1	SSFD transformador No1 de 0.3 MVA de potencia 0.48/13.8KV
SSFD0.3T2	SSFD transformador No2 de 0.3 MVA de potencia 0.48/13.8KV
SSFD0.3T3	SSFD transformador No3 de 0.3 MVA de potencia 0.48/13.8KV
SSFD0.3T4	SSFD transformador No4 de 0.3 MVA de potencia 0.48/4.16KV

Tabla. 6.4 Subestaciones de Shushifindi**PETROINDUSTRIAL**

EQUIPO	DESCRIPCION
INTERRUPTORES SWITCHGEAR SHUSHUFINDI PETROINDUSTRIAL	
SFPIN0.48CB1	Petroindustrial circuit breaker 480 V No1
SFPIN0.48CB2	Petroindustrial circuit breaker 480 V No2
SFPIN0.48CB3	Petroindustrial circuit breaker 480 V No3
SFPIN0.48CB4	Petroindustrial circuit breaker 480 V No4
SFPIN0.48CB5	Petroindustrial circuit breaker 480 V No5
SFPIN0.48CB6	Petroindustrial circuit breaker 480 V No6
PINPPRCB	Petroindustrial - PETROPRODUCCION circuit breaker 4.16 KV
SFPIN0.48CB7	Petroindustrial circuit breaker 480 V No7
SFPIN0.48CB8	Petroindustrial circuit breaker 480 V No8
SFPIN0.48CB9	Petroindustrial circuit breaker 480 V No9
SFPIN0.48CB10	Petroindustrial circuit breaker 480 V No10
SFPIN0.48CB11	Petroindustrial circuit breaker 480 V No11
SFPIN0.48CB12	Petroindustrial circuit breaker 480 V No12
SFPIN0.48CB13	Petroindustrial circuit breaker 480 V No13
SFPIN0.48CB14	Petroindustrial circuit breaker 480 V No14
SFPIN0.48CB15	Petroindustrial circuit breaker 480 V No15
SFPIN0.48CB16	Petroindustrial circuit breaker 480 V No16
SFPIN4.16CB1	Petroindustrial circuit breaker 4.16KV No1
SFPIN4.16CB2	Petroindustrial circuit breaker 4.16KV No2
SFPIN4.16CB3	Petroindustrial circuit breaker 4.16KV No3
SFPIN4.16CB4	Petroindustrial circuit breaker 4.16KV No4
SFPIN4.16CB5	Petroindustrial circuit breaker 4.16KV No5
SFPIN4.16CB6	Petroindustrial circuit breaker 4.16KV No6
SFPIN4.16CB7	Petroindustrial circuit breaker 4.16KV No7

Tabla. 6.5 Interruptores switchgear Shushufindi Petroindustrial

EQUIPO	DESCRIPCION
TRANSFORMADORES DE POTENCIA PETROINDUSTRIAL	
SF1.5T1	PIN transformador No 1 de 1.5 MVA de potencia 0.48/4.16 KV
SF1.5T2	PIN transformador No 2 DE 1.5 MVA de potencia 0.48/4.16 KV
SF1.5T3	PIN transformador No 3 DE 1.5 MVA de potencia 0.48/4.16 KV
SF1.5T4	PIN transformador No 4 DE 1.5 MVA de potencia 0.48/4.16 KV
SF1.5T5	PIN transformador No 5 DE 1.5 MVA de potencia 0.48/4.16 KV
SF0.2T1	PIN transformador No 1 DE 0.2 MVA de potencia 0.48/4.16 KV

Tabla. 6.6 Transformadores de potencia Petroindustrial

SUBESTACIÓN ATACAPI

EQUIPO	DESCRIPCION
DISYUNTORES 69kV SUBESTACIÓN ATACAPI	
ATP69CB1	ATACAPI subestación Disyuntor 1 Salida a Parahuacu 69kV
ATSF69CB2	ATACAPI subestación Disyuntor 2 Salida a Shushufindi 69kV
ATS69CB3	ATACAPI subestación Disyuntor 3 Salida a Secoya 69kV
ATT69CB4	ATACAPI subestación Disyuntor 4 Salida a transformador 6.25MVA 69/13.8kV
SECCIONADORES 69kV SUBESTACIÓN ATACAPI	
AT69SM1	Seccionador motorizado 1 circuito salida a SSFD 69kV
AT69SM2	Seccionador motorizado 2 circuito salida a SSFD 69kV
AT69SM3	Seccionador motorizado 3 circuito salida a SSFD 69kV
AT69SM4	Seccionador motorizado 4 circuito salida a Parahuacu 69kV
AT69SM5	Seccionador motorizado 5 circuito salida a Parahuacu 69kV
AT69SM6	Seccionador motorizado 6 circuito salida a Parahuacu 69kV
AT69SM7	Seccionador motorizado 7 circuito salida a Secoya 69kV
AT69SM8	Seccionador motorizado 8 circuito salida a Secoya 69kV
AT69SM9	Seccionador motorizado 9 circuito salida a Secoya 69kV
AT69SM10	Seccionador motorizado 10 circuito salida a transformador 69/13.8kV
AT69SM11	Seccionador motorizado 11 circuito salida a transformador 69/13.8kV
AT69SM12	Seccionador motorizado 12 circuito salida a transformador 69/13.8kV
TRANSFORMADORES ATACAPI	
AT6.25T1	Transformador 6.25 MVA 69/13.8kV en subestación Atacapi con LTC

Tabla. 6.7 Subestación Atacapi

SUBESTACIÓN PARAHUACU

EQUIPO	DESCRIPCION
DISYUNTORES 69Kv SUBESTACIÓN PARAHUACU	
PAAT69CB1	PARAHUACU subestación Disyuntor 1 Salida a Atacapi 69kV
PALA69CB2	PARAHUACU subestación Disyuntor 2 Salida a Lago 69kV
PAT69CB3	PARAHUACU subestación Disyuntor 3 Salida a transformador 6.25MVA 69/13.8kV
SECCIONADORES 69kV SUBESTACIÓN PARAHUACU	
PA69SM1	Seccionador motorizado 1 circuito salida a Atacapi 69kV
PA69SM2	Seccionador motorizado 2 circuito salida a Atacapi 69kV
PA69SM3	Seccionador motorizado 3 circuito salida a Atacapi 69kV
PA69SM4	Seccionador motorizado 4 circuito salida a Lago 69kV
PA69SM5	Seccionador motorizado 5 circuito salida a Lago 69kV
PA69SM6	Seccionador motorizado 6 circuito salida a Lago 69kV
PA69SM7	Seccionador motorizado 7 circuito salida a transformador 69/13.8kV
PA69SM8	Seccionador motorizado 8 circuito salida a transformador 69/13.8kV
PA69SM9	Seccionador motorizado 9 circuito salida a transformador 69/13.8kV
TRANSFORMADORES PARAHUACU	
PA6.25T1	Transformador 6.25 MVA 69/13.8kV en subestación PARAHUACU con LTC

Tabla. 6.8 Subestación Parahuacu

SECOYA

EQUIPO	DESCRIPCION
INTERRUPTORES SWITCHGEAR SECOYA PETROINDUSTRIAL	
SECIN0.48CB1	Secoya circuit breaker 480 V No1
SECIN0.48CB2	Secoya circuit breaker 480 V No2
SECIN0.48CB3	Secoya circuit breaker 480 V No3
SECIN0.48CB4	Secoya circuit breaker 480 V No4
SECIN0.48CB5	Secoya circuit breaker 480 V No5
SECIN0.48CB6	Secoya circuit breaker 480 V No6
SECIN0.48CB7	Secoya circuit breaker 480 V No7
SECIN0.48CB8	Secoya circuit breaker 480 V No8

Tabla. 6.9 Interruptores switchgear Secoya Petroindustrial

EQUIPO	DESCRIPCION
SUBESTACIÓN SECOYA 13.8KV RECONECTADORES	
SERC1	Subestación Secoya 13.8 KV reconectador No 1
SERC2	Subestación Secoya 13.8 KV reconectador No 2
SERC3	Subestación Secoya 13.8 KV reconectador No 3
SECRC4	Subestación Secoya 13.8 KV reconectador No 4
SECRC5	Subestación Secoya 13.8 KV reconectador No 5
SECRC6	Subestación Secoya 13.8 KV reconectador No 6

ESTUDIO DEL FUTURO SISTEMA SCADA AL CUAL SE INTEGRARÁ EL SISTEMA DE MEDICIÓN Y CALIBRACIÓN

SECR7	Subestación Secoya 13.8 KV reconectador No 7
SUBESTACIÓN SECOYA 13.8 KV SECCIONADORES MOTORIZADOS	
SECSM1-1	Subestación Secoya 13.8 KV seccionador motorizado No 1-1
SECSM2-1	Subestación Secoya 13.8 KV seccionador motorizado No 2-1
SECSM3-1	Subestación Lago 13.8 KV seccionador motorizado No 3-1
SECSM4-1	Subestación Secoya 13.8 KV seccionador motorizado No 4-1
SECSM5-1	Subestación Secoya 13.8 KV seccionador motorizado No 5-1
SECSM6-1	Subestación Secoya 13.8 KV seccionador motorizado No 6-1
SECSM7-1	Subestación Secoya 13.8 KV seccionador motorizado No 7-1
SECSM1-2	Subestación Secoya 13.8 KV seccionador motorizado No 1-2
SECSM2-2	Subestación Secoya 13.8 KV seccionador motorizado No 2-2
SECSM3-2	Subestación Secoya 13.8 KV seccionador motorizado No 3-2
SECSM4-2	Subestación Secoya 13.8 KV seccionador motorizado No 4-2
SECSM5-2	Subestación Secoya 13.8 KV seccionador motorizado No 5-2
SECSM6-2	Subestación Secoya 13.8 KV seccionador motorizado No 6-2
SECSM7-2	Subestación Secoya 13.8 KV seccionador motorizado No 7-2
SUBESTACIÓN SECOYA 69 KV	
SECSMA	Subestación Secoya 13.8 / 69 KV seccionador motorizado No A
SECSMB	Subestación Secoya 13.8 / 69 KV seccionador motorizado No B
SECSMC	Subestación Secoya 13.8 / 69 KV seccionador motorizado No C
SUBESTACIÓN SECOYA TRANSFORMADORES	
SEC15T1	Secoya transformador No 1 de 15 MVA de potencia 13.8/69KV con LTC
SEC15T2	Secoya transformador No 2 de 15 MVA de potencia 13.8/13.8KV con LTC
SEC1.5T1	Secoya transformador No1 de 4 MVA de potencia 480/13.8KV
SEC1.5T2	Secoya transformador No1 de 4 MVA de potencia 480/13.8KV

Tabla. 6.10 Subestación Secoya

Líneas de subtransmisión. PETROPRODUCCIÓN utiliza líneas de subtransmisión que operan a niveles de 34.5 KV o 69 KV y los alimentadores primarios a 4.16 KV y 13.8 KV. La lista de estas líneas y alimentadores se presenta a continuación:

LINEAS DE SUBTRANSMISION	VOLTAJE (KV)	NOMINACION
LAGO –PARAHUACU	69	LAPA69L22
PARAHUACU-ATACAPI	69	PAAT69L20
ATACAPI – SECOYA	69	ATSEC69L23
ATACAPI – SHUSHUINDI	69	ATSF69L18
SHUSHUFINDI CENTRAL SHUSHUFINDI SUR	69	SFSUR69L40
SSFD-SACHA	34.5	SFSA34.5L6

Tabla. 6.11 Líneas de subtransmisión

Alimentadores primarios.

CAMPO	NOMBRE	VOLTAJE (KV)	NOMINACIÓN
LAGO	NORTE	13.8	LA13.8L28
	SUR	13.8	LA13.8L26
	ESTE	13.8	LA13.8L27
	CAMPO 1	4.16	LA4.16L39
	CAMPO 2	4.16	LA4.16L38
	ESTACION CENTRAL	4.16	LA4.16L37
	OLEODUCTO	4.16	LA4.16L23
SHUSHUFINDI	NORTE	13.8	SF13.8L11
	SUR	13.8	SF13.8L4
	OESTE	13.8	SF13.8L1
	OXI	13.8	SFOX13.8L
SACHA	NORTE 1	13.8	SA13.8L13
	NORTE 2	13.8	SA13.8L12
	SUR	13.8	SA13.8L14
	CAMPO	4.16	SA4.16L15
ATACAPI	ATACAPI	13.8	AT13.8L19
PARAHUACU	PARAHUACU	13.8	PA13.8L21
SECOYA	SHUARA	13.8	SEC13.8L50
	PICHINCHA	13.8	SEC13.8L51

Tabla. 6.12 Alimentadores primarios

6.4 EQUIPOS DE PRODUCCIÓN CONSIDERADOS EN LA PARTE DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS DEL SISTEMA SCADA

Serán parte del sistema SCADA todos los equipos relacionados con producción, tales como instrumentos, tanques, manifolds, separadores, motores de bombas, etc.

Las bombas electrosomergibles de los campos seleccionados también serán parte del sistema SCADA y su funcionamiento será objeto de optimización.

6.4.1 Estaciones de producción

En las estaciones de producción, se recopila el petróleo que producen todos los pozos del sector, mediante tubería vista, la misma que ingresa a una tubería madre mediante válvulas de operación manual. A este equipamiento se le conoce como manifold, del cual sale el petróleo hacia los separadores y a los tanques de reposo y lavado.

En el mismo manifold se tiene una tubería de salida hacia un separador pequeño de prueba, mediante el cual se separan el gas, petróleo y agua que contiene el crudo o petróleo natural.

Este proceso lo realiza un operador en forma manual, es decir cualquiera de los pozos que ingresan al manifold es orientado hacia el separador de prueba para conocer la cantidad de gas, agua y petróleo que esta produciendo el pozo en prueba.

En la salida, el separador de prueba se dispone de dos tuberías por donde sale el gas y petróleo neto separado, además se dispone de un tubo de gas.

En estas tuberías en donde se tienen los productos separados se requiere que se realice la medición.

En consecuencia, en las estaciones de producción, a la salida de los separadores de prueba deben incluirse equipos para medición de petróleo, gas y agua. Además deben incluirse los sensores necesarios que permitan identificar automáticamente, de cual pozo se están tomando los datos o se está realizando la prueba.

Los equipos como contadores, sensores de presión o nivel y/o válvulas para medición, deberán tener salidas de 4–20 mA para ingreso a la Unidad Terminal Remota (controlador local) a instalar en cada estación de producción, estas RTU's deben disponer suficientes entradas analógicas para permitir el ingreso de las mediciones de gas, crudo y agua del separador, de acuerdo con los IEDs de cada estación. Se dejarán al menos 5 entradas analógicas de reserva por estación.

ESTACIONES DE PRODUCCIÓN	
SEPLAC01	Separador Lago Central 01
SEPLAN01	Separador Lago Norte 01
SEPGUA01	Separador Guanta 01
SEPSAN01	Separador Sacha Norte 01
SEPSAN02	Separador Sacha Norte 02
SEPSAC1	Separador Sacha Central 01
SEPSSFDC01	Separador Shushufindi Central 01
SEPSSFNDN01	Separador Shushufindi Norte 01
SEPSSFAG01	Separador Shushufindi Aguarico 01
SEPSSFDSUR01	Separador Shushufindi Sur 01
SEPSSFDSO01	Separador Shushufindi Sur Oeste 01
SEPPAR01	Separador Parahuacu 01
SEPAT01	Separador Atacapi 01
SEPSEC01	Separador Secoya 01
SEPPICH01	Separador Pichincha 01
SEPSHUA01	Separador Shuara 01
SEPSHU01	Separador Shushuqui

Tabla. 6.13 Estaciones de Producción

La instalación en los separadores de prueba la realizarán los técnicos de PETROPRODUCCION con el asesoramiento de los fabricantes.

En términos generales, por cada estación se deberá indicar:

- Presión y temperatura en el separador de prueba
- Posición de las válvulas en el manifold
- Pozo en prueba
- Agua, crudo y gas en el separador de prueba

Para cada estación de producción deberá suministrarse un monitor touch screen en la cual manualmente se digitarán las variables que miden los operadores de la estación al sistema SCADA:

- Gravedad API
- Contenido de azufre
- Viscosidad

Cuando se dispone de pozos de inyección de agua, debe medirse el caudal de agua inyectada por bomba, la totalidad de agua tratada por estación y se deben tener las estadísticas de funcionamiento de cada bomba, tales como tiempo total de servicio, cantidad de arranques y paradas y fallas.

6.4.2 Medición de la producción de petroproducción

En las estaciones de producción se debe instalar todos los equipos y accesorios necesarios requeridos para la medición de la producción de cada campo, para realizar la custodia y transferencia en el sistema SCADA de la producción de Petroproducción.

6.5 SISTEMA DE COMUNICACIONES

Desde las subestaciones eléctricas en Sacha y Shushufindi la información se transmitirá a través del sistema microondas existente hacia el Centro de Control Maestro (CCM) en Lago Agrio.

Para ejecutar el proyecto SCADA se instalará en el campamento de Lago Agrio un Centro de Control Maestro desde donde se controlará y supervisará la operación de los diferentes equipos eléctricos instalados en las subestaciones: Lago Agrio, Sacha, Shushufindi, Atacapi, Parahuacu y Secoya.

En cada una de estas subestaciones se instalará una Unidad de Terminal Maestra (MTU) para recibir la información proveniente de la subestación y enviar la información respectiva a los RTU's, que serán instalados en los pozos que operan con bombeo eléctrico en el respectivo campo.

6.5.1 Proyecciones del sistema SCADA

- Proveer e interconectar con línea física las MTU de Sacha, Secoya y Shushufindi, con el sistema digital de microondas, respectivo.
- Proveer e interconectar con línea física la MTU de Lago Agrio con el CCM.
- Proveer e instalar un sistema de comunicaciones punto - multipunto, para interconectar la(s) MTU(s) de las subestaciones Atacapi y Parahuacu con las respectivas RTU's a instalar en los pozos operados con bombeo eléctrico. Transmitir vía radio la información recibida al sistema SRT-500, existente. En Atacapi es necesario implementar el enlace de radio correspondiente.

- Proveer e instalar un sistema de comunicaciones punto - multipunto, para interconectar la MTU de Sacha con las RTU a instalar en cada uno de los pozos en el campo Sacha.
- Proveer e instalar un sistema de comunicaciones punto - multipunto, para interconectar la MTU de Shushufindi con las RTU's a instalar en cada uno de los pozos en el campo Shushufindi.
- Proveer e instalar un sistema de comunicaciones punto - multipunto, para interconectar la MTU de Lago Agrio con las RTU's a instalar en cada uno de los pozos en el campo Lago Agrio y Guanta
- Proveer e instalar un sistema de Telecomunicaciones el mismo que puede ser por fibra óptica o microondas, para interconectar el Centro de Control Maestro con los Centros de Control Locales, el mismo que servirá de respaldo al Sistema actual que dispone PETROPRODUCCIÓN. En caso de ser microonda para la instalación del mismo está disponible la infraestructura en cuanto a casetas y torres existentes; en caso de ser fibra óptica se deberá usar las líneas de transmisión de PETROPRODUCCIÓN.
- Realizar el estudio de campo e ingeniería, de acuerdo a las exigencias del Plan Nacional de Frecuencias vigente en lo que a transmisión de datos se refiere y la aprobación de las frecuencias a asignar a PETROPRODUCCIÓN por parte de la Secretaria Nacional de Telecomunicaciones.

6.5.2 Interconexión local

El Centro de Control Maestro (CCM) localizado en Lago Agrio se interconectará físicamente mediante red telefónica, cable o fibra óptica.

Las MTU's localizadas en el cuarto de turbinas de cada subestación deben estar interconectadas físicamente con los equipos de comunicaciones.

Las distancias aproximadas desde el cuarto de control de Turbinas (donde se instalará las MTU's) al cuarto de Comunicaciones son:

UBICACIÓN	DISTANCIA (m)	RED TELEF.	PARES LIBRES	AMPLIACIÓN
Lago Agrio	1200	Si	5	factible
Sacha	400	Si	5	factible
Shushufindi	400	Si	5	factible
Secoya	500	No	N/A	N/A

Tabla. 6.14 Distancias aproximadas desde el cuarto de control de Turbinas al cuarto de comunicaciones

Las MTU deberán disponer de al menos 2 puertos RS 485/RS 232 para la Interfaz de comunicaciones con otros equipos digitales dependiendo de las aplicaciones a considerar; el voltaje de alimentación disponible es 110 VAC, 60 Hz.

6.5.3 Interconexión remota

La operación remota de los pozos requiere de un sistema de comunicaciones para la transmisión de datos tipo "polling ", es decir que sólo la RTU específica del pozo que se desea controlar, transmitirá los datos en respuesta a la MTU de la correspondiente subestación y que ésta procese y transmita al Centro de Control Maestro.

Las estaciones de radio maestras estarán instaladas en el cuarto de comunicaciones de Sacha Central, Shushufindi Central, Lago Agrio y Secoya a fin de aprovechar la infraestructura actual, que comprende: casetas, torres, energía eléctrica, etc.

Adicionalmente en las estaciones de Shushufindi Norte y Sur, al igual que en la estación Paraíso para el campo Sacha, se cuenta con tres torres las mismas que pueden ser aprovechadas para enlaces de repetición, de no existir la suficiente cobertura desde las estaciones maestras hasta la totalidad de los pozos.

Desde el centro de generación de Petroindustrial hacia las turbinas SSFD TA#1 y TA#2 existe un enlace de fibra óptica con una distancia de aproximadamente de 800 metros.

6.5.4 Proceso de adquisición de datos

Para explicar este proceso se pueden diferenciar 2 tipos de adquisición de datos:

a Polling

La interrogación tipo “Polling” se realizará para obtener información sobre el estado de la bomba del pozo (alerta, normal y emergencia) y estará contenida permanentemente en un byte con una frecuencia de adquisición de 1 segundo mínimo para cada pozo. La información será obtenida en la MTU a petición de ésta.

De existir un estado que no sea el normal, habrá otro proceso de adquisición de datos y control, caso contrario el proceso continuará indefinidamente.

b Lectura de información para conformar la base de datos

El proceso deberá ser flexible en función de los requerimientos del operador a efecto de conformar bases de datos para posterior análisis.

El proceso de recolección se lo podrá hacer seleccionable entre 5, 15, 30 y 60 minutos.

La funcionalidad del control remoto se lo realizará únicamente a pedido del operador y en el caso de emergencia con una frecuencia no menor a 5 segundos.

Las MTU's deberán operar en modo "full duplex" y las RTU's en modo half-duplex. La configuración deberá ser redundante para las estaciones maestras y también para las repetidoras.

6.6 FUNCIONES SCADA BÁSICAS

El Sistema SCADA, considera básicamente dos subsistemas de adquisición de datos: el subsistema propio SCADA, para monitoreo y supervisión a tiempo real, en el cual se incluye toda la funcionalidad de aplicaciones en el sector eléctrico y petrolero.

Otro subsistema para Gestión de Protecciones, independiente del Sistema SCADA el cual servirá únicamente para acceso a cualquier dispositivo de los equipos de protección instalados en subestaciones, centros de generación y pozos para cambio de setting, registros oscilográficos, toma de perfil de carga, etc. Esta red debe ser diferente a la del sistema SCADA para no crear problemas por retardos de tiempo u ocupar tareas de prioridad a tiempo real.

Cabe mencionar que los dos subsistemas pueden compartir recursos

6.6.1 Topología SCADA

Los datos en principio serán recolectados de campo en forma directa o través de transductores y a través de relés y controladores para ser llevados a las RTU's locales y luego vía radio a las MTU's, para luego enviar esta información al centro de control, en donde a través de la interfaz hombre máquina pueda ser observada en la consola del operador.

6.6.2 Funcionalidad básica SCADA

El sistema de adquisición de datos deberá disponer de las siguientes funciones:

- Comunicación con el centro de control (TCP/IP) para MTU's y para RTU's
- Comunicación con las MTU's vía radio.
- Monitoreo de valores límites.
- Adquisición de valores de energía.
- Comandos de operación de disyuntores.
- Comandos de regulación de subir/bajar (solo para MTU's).
- Adquisición de valores analógicos y digitales.
- Facilidades para diagnóstico remoto.
- Conversión a valores de Ingeniería.
- Selección del tiempo de muestreo.
- Monitoreo de banda muerta.
- Filtrado Digital.
- Detección de cambio de estados.

- Secuencia de toma de datos.
- Registro Secuencial de Eventos (SOE): Contribuye al análisis post operativo y presenta una descripción de los principales eventos en forma cronológica.
- Post Morten Review: Esta función también contribuye al análisis post operativo con la información histórica. La diferencia con la función anterior es que presenta una información más completa como un registro oscilográfico de voltajes o corrientes de los instantes en que se produjo una perturbación. Debe ser parte también de los equipos de campo (MTU's y RTU's), así como también la extracción de datos de los relés ABB existentes, ya que tienen la posibilidad de almacenar registros oscilográficos en su propia base de datos. Lo que se requiere es que estos datos de los relés se puedan extraer del relé desde el centro de control sin necesidad de asistir al campo.
- Los cambios eventuales de estado o de valores medidos, serán almacenados en la base de datos, y si es necesario se iniciarán acciones apropiadas tales como activación de alarmas, impresión de eventos, señalización del cambio de estado en la pantalla, etc.

6.6.3 BASES DE DATOS

Registros y procesamiento de información Histórica. Corresponde a la función (time tagged function) TTD, que será utilizada para recolectar, almacenar y acceder a datos relacionados con el tiempo, facilitando así los cálculos entre ellos. Esta función debe estar disponible para exportación a archivos para estudio y planificación.

TIPO DE DATOS	CANTIDAD	FRECUENCIA DE RECOLECCIÓN
ANALÓGICOS	160	10 segundos
	200	5 minutos
	1000	15 minutos
	1000	1 hora.
DIGITALES	1200	Por excepción
ALARMAS	500 * Día	Por ocurrencia

Tabla. 6.15 Registros y procesamiento de información Histórica

Bases de datos (BDDH). Posibilitará cálculos entre datos internos y externos a la base, exportación e importación de acuerdo con los estándares ORACLE y SQL. Deberá recopilar y almacenar los datos de operación del sistema de potencia y de control en forma automática, los cuales servirán para evaluar el desempeño del sistema de potencia y de control como herramienta de estudio y de planificación.

6.6.4 Funciones de supervisión

Una vez obtenidos y procesados los datos en el centro de control se requerirá para las tareas de supervisión el siguiente grupo de funciones:

Interfase hombre máquina (HMI). La interfaz hombre máquina funcionalmente estará diseñada para manejar los siguientes aspectos:

Esquemas de autoridad para definir accesos a despliegues, listas e intervención sobre objetos del sistema de potencia y de control. Las autoridades para cada persona deben definirse de acuerdo a un conjunto de funciones de supervisión y control específicas, por ejemplo:

- Acceso a gráficos, alarmas, tendencias y diagnósticos con un solo click.
- Las alarmas y decisiones relativas a ella deben emitirse y manejarse directamente en las estaciones remotas (en la maestra las de la estación y en la remota las de los pozos respectivamente). No será admisible que las alarmas sean generadas en el centro de control, ya que la confiabilidad del sistema disminuiría.

La normativa requerida en la interfaz hombre máquina, se basará en estándares como OSF/MOTIF, Ingeniería de datos orientada a objetos, portabilidad que asegure posibilidad de interfase de importación y exportación de datos con AutoCad, Excel, Word, AS400.

6.7 MEDICIÓN DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DE LA ESTACION SHUSHUFINDI

En la salida del tanque de reposo (surge tank) de la Estación Shushufindi Central, se tienen instalados medidores de transferencia para la contabilización del petróleo, pero son medidores mecánicos por lo que se recomienda, proveer e instalar los equipos necesarios para obtener la medición en tiempo real del petróleo, tales como: transmisores de pulsos, transmisores de temperatura, presión y una computadora de flujo SYBETROL de Smith Meter; la computadora de flujo será necesaria en la estación que tiene un sistema de calibración con probador bidireccional. Además se tendrá la posibilidad de enviar todas las señales de estos trasmisores directamente al Sybertrol el cual realiza funciones de RTU.

De esta manera el sistema de medición propuesto se incorporará a todo el sistema SCADA de PETROECUADOR mencionado anteriormente, además tendrá la factibilidad de incorporar todos los sistemas de medición existentes en las diferentes estaciones de producción de los campos SSFD, Sacha, Lago Agrio, Libertador y Auca.

CAPÍTULO 7

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 CONCLUSIONES

La utilización de procedimientos manuales para la calibración y medición en la producción de petróleo, con sistemas obsoletos, causan errores y por ende mediciones no confiables representando grandes pérdidas económicas de una u otra empresa, lo que hace necesario la automatización de las estaciones de medición y calibración. Por lo tanto las empresas que se dedican a la producción, transporte, almacenamiento y venta de crudo deben implementar lo antes posible.

La implementación de un sistema, de medición y calibración, automatizado en la Estación Shushufindi Central, reducirá aproximadamente 20 veces las pérdidas económicas que actualmente genera, con lo que la inversión de capital en este proceso de automatización será fácilmente recuperado a corto plazo.

Como la industria petrolera demanda una alta precisión en la medición para transferencia de custodia, el medidor de flujo por desplazamiento positivo tiene un mejor desempeño para crudos pesados de alta viscosidad en comparación con el de turbina.

La calibración de medidores de flujo utilizando un probador bidireccional es considerada en el área petrolera como el método más exacto y eficiente, ya que el flujo no es interrumpido en el instante de la calibración. Además está diseñado para manejar grandes tasas de flujo y no es sensible a las altas viscosidades.

El error del sistema se reducirá del 0.5% al 0.025% aproximadamente, con la automatización y una apropiada operación del sistema de medición, combinados con un mantenimiento y calibración periódica de los dispositivos que afecten los resultados de la medición, para obtener un sistema con un desempeño óptimo y con resultados favorables para la empresa.

El sistema de medición y calibración muestra una tendencia clara a integrar sus dispositivos y aplicaciones a través de redes soportadas en TCP/IP como lo es Ethernet, utilizando un computador como puerta de acceso. Esto constituye un gran beneficio ya que permitirá la integración de este sistema al futuro sistema SCADA de Petroecuador, a implementarse en todo el Distrito Amazónico.

El diseño de ingeniería propuesto para la implementación de un sistema de medición y calibración en la Estación Shushufindi Central, abarca en su totalidad con los requerimientos propuestos para su automatización, por el departamento de Proyectos Especiales de Petroproducción, con la posibilidad de aumentar la funcionabilidad del mismo, según las demandas de la empresa.

El sistema de comunicación entre Shushufindi y Lago Agrio no representa un costo adicional para el monitoreo del sistema de medición y calibración, ya que se aprovecha toda la infraestructura existente de microonda que Petroecuador dispone. El enlace de microonda dispone de canales auxiliares a los cuales la señal es conmutada ante una caída del canal de transmisión, lo cual garantiza el monitoreo constante desde Lago Agrio.

Mediante la simulación del monitoreo que se ha desarrollado a través de una red LAN de datos entre dos computadores, se demuestra que es equivalente a la conexión de las computadoras a través de la red WAN, debido a todo esto no se tendrá inconvenientes para acoplar el sistema de medición y calibración al futuro SCADA.

La lógica de programación Ladder aún sigue siendo uno de los medios más efectivos, simples e intuitivos para representar lógicas combinatorias complicadas, así es como el programa ejecutado en el PLC HAWK –I AMOT satisface con todas las condiciones requeridas por el sistema y asegura un manejo y desempeño confiable, es decir, no se podrá ejecutar mandos que vayan en contra del normal funcionamiento del sistema. Además tiene la capacidad de comunicación con el HMI asociando los estados de los contactos y bobinas con los objetos de la interfaz en el computador.

El sistema automatizado reducirá el trabajo repetitivo y sacrificado que realiza el operador actualmente en la Estación Central Shushufindi, así también como el tiempo que se demora en registrar todos los parámetros de medición, iniciar cada una de las corridas y calcular los factores de corrección tanto del líquido como de la tubería para determinar el Factor del Medidor.

El computador de flujo es la herramienta principal para el sistema de calibración debido que está diseñado para realizar todos los cálculos con una exactitud del 0.02% basado en los estándares de las normas API, permitiendo obtener un valor verdadero de la cantidad de barriles por hora que se transportan a Lago Agrio.

7.2 RECOMENDACIONES

Es importante que los equipos a instalarse cumplan con las respectivas normas de seguridad respecto al trabajo en ambientes de alto riesgo, es decir no podrán ser reemplazados con otros equipos que no cumplan con dichas normativas a menos que el Departamento de Proyectos Especiales de Petroproducción lo autorice.

Se debe capacitar al personal que operará el sistema tanto para el monitoreo como para la calibración, con el fin de tener un buen desempeño del sistema y poder reconocer el tipo de alarmas ante cualquier falla.

El probador bidireccional deberá ser calibrado cada 5 años mediante el método de Waterdrawn, para garantizar la exactitud de la calibración de los medidores de flujo.

Se recomienda el cambio de claves de acceso en el HMI y los controladores lógicos al menos una vez por mes para evitar que el funcionamiento sea sabotado.

El flujo de petróleo que ingrese al medidor por desplazamiento positivo debe estar libre de burbujas o de sólidos, para evitar algún tipo de daño sobre este o un error en la medición.

Cuando se realice mantenimiento al sistema de medición y calibración se recomienda que todo el control automático esté desactivado, para evitar daños agravantes, tanto en el personal como en los equipos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CONFIGURACIÓN Y APLICACIÓN, **Autómata Programable S7-300**, Resumen Técnico 1995.

ANDREW T., **Redes de Ordenadores**, Segunda Edición, Prentice-Hall, Hispanoamérica, S.A.

ARES ROBERTO, **Sistemas de Radio Enlaces Digitales**, Siemens.

BELA and LIPTAK, **Instrument Engineers Handbook**, Third Edition, Process Measurement and Analysis, Editor-in-Chief, Chilton Book COMPANY I RADNOR, Pennsylvania 1995, Tomo I and II.

BRECHMANN-DZIELA, **Prontuario de Electricidad – Electrónica**, Horemann Hubscher – Jagla – Klave – Petersen, Editorial Praninfo 1996.

CARL J. BATES, SALES MANAGER, **Continental EMSCO LACT Systems. Automated Fluid**, Systems an LTV Company.

CODE CROUSE – HINDS DIGEST, **Armides 500 – 503 ANA 510 – 517 National Electrical CODE**.

CONSIDINE P, **Process / Industrial Instruments and Control**, Hand Book, Douglas, Editor-in-Chief Fourth Edition, Mc Graw-Hill, Inc. 1993.

COOPER, William, HELFRICK, Albert, **Instrumentación Electrónica Moderna y Técnicas de Medición**, Primera Edición Español, Prentice-Hall, México, 1991.

CLYDE F. COOMBS, **Electronic Instrument Handbook**, Second Edition, Jr. Editor-in-Chief, Mc Graw-Hill, Inc. 1995.

DOUGLAS M. CONSIDINI, P.E, **Tecnología del Petróleo**, Editor Publicaciones Marcombo S.A. 1988.

CREUS ANTONIO, **Instrumentación Industrial**, Sexta Edición, Alfaomega Marcombo, México, 1998.

ENNYS A, **Instrumentación Industrial**, Primera Edición Profesor Titular de Instrumentación y Control Escuela de Ingeniería Química Universidad de Zulia, Venezuela.

HERRERA PEREZ ENRIQUE, **Introducción a las Telecomunicaciones Modernas**, Editorial Limusa S.A., México, 2003.

HEWLETT PACKARD, **Digital Radio Theory and Measurement**,

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL Facultad de Ingeniería Eléctrica, **V Jornadas de Electricidad y Electrónica**, Quito, 1997.

FUNDACIÓN JURÍDICO – TECNOLÓGICA ECUATORIANA, **Automatización**, Publicación bimensual, Enero 1996 Año1 – No.1.

FREEDMAN A. Mc GRAW – HILL, **Diccionario de Computación Inglés – Español, Español – Inglés**, 1996.

GUILLERMO JOSÉ SALAS, **Petróleo**, Aspectos y Operaciones de la Industria Petrolera Descritos con Fines Docentes.

GRAEME P, **Intrinsic Safety**, The MTL Instruments Group PLC Measurement Technology Limited, Chief Executive Officer 1996 / 1997, E-mail: enquiry@mtluk.t.com.co.uk

INSTRUMENT SOCIETY OF AMERICA (ISA), **Standards and Recommended Practices for Instrumentation and Control**, 11th Edition, Reference Guides for Measurement and Control, 1991 Volume One.

INSTRUMENT SOCIETY OF AMERICA (ISA), **Standards and Recommended Practices for Instrumentation and Control**, 11th Edition, Reference Guides for Measurement and Control, 1991 Volume Three.

INSTRUMENT SOCIETY OF AMERICA (ISA), **Standards and Recommended Practices for Instrumentation and Control**, 11th Edition, Reference Guides for Measurement and Control, 1991 Volume Update.

ISA OCCIDENTE – VENEZUELA, **Control21**, La revista de los especialistas en instrumentación, sistemas y control de procesos, Automatización No. 07.

ISA OCCIDENTE – VENEZUELA, **Control21**, La revista de los especialistas en instrumentación, sistemas y control de procesos, Automatización No. 08.

ISA OCCIDENTE – VENEZUELA, **Control21**, La revista de los especialistas en instrumentación, sistemas y control de procesos, Automatización No. 09.

ITT BARTON, **Barton Series 3500 Automatic Tank**, Gauging System Installation and Operation Manual.

LESTER U, **Ingeniería de Producción de Petróleo**, Explotación de los Campos Petroleros, Editorial Continental S.A, México, 1965.

MANUAL OF PETROLEUM MEASUREMENT STANDARDS, Chapter 4 – Proving Systems, First Edition, Mayo 1978.

MORRIS M, **Arquitectura de Computadoras**, Tercera Edición, Prentice-Hall, Hispanoamericana, S.A.

MODICOM TSX, **Quantum Automation Series PLC's**.

OMEGADYNE, **Pressure, Force, Loda, Torque**, Databook and Affiliate of Omega, Engineering Inc, ISO 9001 Certifield, Stamford, CT.

PAUL M, **Fundamental of Process Control Theory Petroecuador**, Compendio de Normas de Seguridad e Higiene Industrial, Noviembre de 1997.

REFERENCE MANUAL, **Lookout Process Control Software System**, National Instruments Corporation, May 1996 Edition Part Number 321254A-01.

STEVE McQUERRY, **Interconexión de Dispositivos de Red Cisco**, Pearson Educación, S.A., Madrid, 2001.

STAFF OF PETRÓLEO INTERNACIONAL, **Glosary of the Petroleum Industry**, Second Edition, Editorial Penn Well Books, 1982.

SURVEY W., ANDREW H., WILLAMS B, **Applied Instrumentation in the Process Industries**, Volume I, II, III, Second Edition, Gulf Publishing Company Book Division.

TOKHEIM J. Mc. GRAM-HILL (SCHAUM), **Fundamentos de Microprocesadores**, Segunda Edición Roger L.

Transmisores de Presión y Presión Diferencial, Rosemount España S.A, Cronograf, Artes gráficas, S.A.

<http://www.smithmeter.com> Manuales, especificaciones del medidor PD, Probador Unidireccional y Bidireccional, Transmisor de Pulsos, Filtro y eliminador de aire. Boletines MN01011, TP01007, SS01019, SS03020, SS03039, SS03038, SS01051, MN01020, SS09037, SS09036, SS09039, SS0V002, SS0V003, TP0V002, TP0V003.

<http://www.americanvlave.com> Data Sheet de Válvulas.

<http://www.enraf.com> Data Sheet del Sensor Tipo Radar.

<http://www.fic-net.co.jp> Data Sheet del Transmisor de Presión FOX-All Series.

<http://www.rotork.com> Manual y especificaciones de los actuadores.

<http://www.smar.com> Data Sheet del Transmisor de Densidad DT301.

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1: Teoría de formación orgánica de hidrocarburos	6
Figura 2.2: Ubicación de la corteza terrestre del petróleo	7
Figura 2.3: Trampas hidrocarburíferas	9
Figura 2.4: Brocas de perforación	11
Figura 2.5: Proceso de producción de petróleo	17
Figura 2.6: Arreglo de un pozo productor	18
Figura 2.7: Separadores	21
Figura 2.8: Separador vertical y tanques	23
Figura 2.9: Tanque de lavado	24
Figura 2.10: Tanque de surgencia	25
Figura 2.11: Esquema de una bomba centrífuga	26
Figura 2.12: Bomba centrífuga incorporada con un motor	26
Figura 2.13: Principio de funcionamiento de una bomba recíprocante	27
Figura 2.14: Detector térmico ultravioleta-infrarrojo	29
Figura 2.15: Motocompresores de gas	30
Figura 2.16: Diagrama de bloques del sistema de calibración	32
Figura 2.17: Filtro T tipo canasta	33
Figura 2.18: Tipo de mallas	34
Figura 2.19: Eliminador de aire acoplado al filtro	35
Figura 2.20: Medidor de flujo tipo desplazamiento positivo PD	36
Figura 2.21: Componentes del medidor tipo PD	37
Figura 2.22: Contador o indicador y calibrador	37
Figura 2.23: Transmisor de pulsos	38
Figura 2.24: Parte interna del medidor tipo PD	39
Figura 2.25: Primera etapa	40
Figura 2.26: Segunda etapa	40
Figura 2.27: Tercera etapa	41
Figura 2.28: Cuarta etapa	41
Figura 2.29: Volumen Calibrado	44
Figura 2.30: Probador Unidireccional	45

Figura 2.31: Principales elementos del probador unidireccional	46
Figura 2.32: Probador Bidireccional	47
Figura 2.33: Sección de lanzamiento (launch chamber)	48
Figura 2.34: Volumen de ida y vuelta (round trip)	48
Figura 2.35: Interruptor detector	49
Figura 2.36: Transmisor de Pulsos	50
Figura 2.37: Revestimiento del Probador	52
Figura 2.38: Desplazador o esferoide	53
Figura 2.39: Velocidad del esferoide dentro del probador	54
Figura 2.40: Válvula de cuatro vías	55
Figura 2.41: Funcionamiento de la válvula de cuatro vías	55
Figura 2.42: Modelo de Sybertrol para montaje en el panel	56
Figura 2.43: Modelo de Sybertrol para montaje en el campo	57
Figura 2.44: Entrada digital	61
Figura 2.45: Salida digital	61
Figura 2.46: Entrada analógica 4-20 mA	63
Figura 2.47: Salida analógica 4-20 mA	63
Figura 2.48: Parte posterior del Sybertrol	66
Figura 2.49: Esquema general del Sybertrol	69
Figura 2.50: Control remoto del Sybertrol	70
Figura 2.51: Software de programación Syber Mate	71
Figura 3.1 : Diagrama de P&ID del sistema	75
Figura 3.2 : Etapa de almacenamiento	76
Figura 3.3 : Sistema de succión	77
Figura 3.4 : Sistema de filtros	78
Figura 3.5 : Etapa de medición	78
Figura 3.6 : Etapa de calibración	79
Figura 3.7 : Etapa de monitoreo	81
Figura 3.8 : Torre de las antenas	84
Figura 3.9 : Antenas de microonda	85
Figura 3.10: Equipos y tarjetas de telecomunicaciones	86
Figura 3.11: Sistema Microondas Digital Punto a Punto	88
Figura 3.12: Cableado y dispositivos de red	90

Figura 3.13: Software de monitoreo de enlaces	90
Figura 3.14: Enlace Lago Agrio - Shushufindi	91
Figura 4.1 : Main menú del Sybertrol	107
Figura 4.2 : Program Mode Menu del Sybertrol	107
Figura 4.3 : Acceso al Pulse Input Menu del Sybertrol	108
Figura 4.4 : Select Meter del Sybertrol	109
Figura 4.5 : Setup Menu del medidor	109
Figura 4.6 : Temperature Menu del medidor	110
Figura 4.7 : High Temperature Alarm del medidor	110
Figura 4.8 : Low Temperature Alarm del medidor	111
Figura 4.9 : Density Menu del medidor	111
Figura 4.10: Analog I/O # del menú de densidad	112
Figura 4.11: Pressure Menu del medidor	112
Figura 4.12: High Pressure Alarm del medidor	113
Figura 4.13: Low Pressure Alarm del medidor	113
Figura 4.14: Flow control Menu del medidor	114
Figura 4.15: Analog I/O del Sybertrol	115
Figura 4.16: Program Mode Menu del Sybertrol	117
Figura 4.17: Prover Setup Menu del Sybertrol	118
Figura 4.18: Prover Description Menu del Sybertrol	118
Figura 4.19: Prover BI-DI Control I/O Menu	119
Figura 4.20: Digital I/O # Configuration	119
Figura 4.21: API table menu	122
Figura 4.22: Meter Factors Menu	123
Figura 4.23: Expresión para presentar la temperatura del medidor	130
Figura 4.24: Objeto animador basado en parámetros remotos	136
Figura 4.25: Pantalla de inicio HMI	137
Figura 4.26: Menú de acceso a monitoreo y factores	138
Figura 4.27: Pantalla de monitoreo	138
Figura 4.28: Cambio a modo INGENIERO	139
Figura 4.29: Sistema desactivado	140
Figura 4.30: Sistema activado	140
Figura 4.31: Pantalla de estado y mando de la válvula	141

Figura 4.32: Pantalla abriendo válvula	141
Figura 4.33: Salidas del controlador HAWK-I AMOT	142
Figura 4.34: Pantalla cerrando válvula	142
Figura 4.35: Pantalla de monitoreo de descarga a Lago Agrio	143
Figura 4.36: Botón menú principal	143
Figura 4.37: Botón CALIBRACIÓN	144
Figura 4.38: Botón CALIBRACIÓN	144
Figura 4.39: Pantalla de monitoreo del flujo en el probador	145
Figura 4.40: Pantalla de inicio de corridas Sybertrol	146
Figura 4.41: Pantalla de monitoreo de viaje de ida de la esfera en el probador	147
Figura 4.42: Pantalla de monitoreo de viaje de retorno de la esfera en el probador	147
Figura 4.43: Hoja de reportes	148
Figura 4.44: Reset del medidor	149
Figura 4.45: Alarmas indicadoras de los transmisores	149
Figura 4.46: Alarmas indicadoras del tanque	150

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1 : Características del Tanque de Oleoducto	76
Tabla 3.2 : Alturas de las torres de las Estaciones	84
Tabla 3.3 : Ubicación de las torres de comunicaciones	85
Tabla 3.4 : Parámetros y especificaciones del multiplexor BAYLY	86
Tabla 3.5 : Parámetros y especificaciones del sistema STR-500	87
Tabla 3.6 : Especificaciones de las válvulas	93
Tabla 3.7 : Especificaciones del medidor de flujo	93
Tabla 3.8 : Especificaciones del filtro	94
Tabla 3.9 : Especificaciones del toma muestras	94
Tabla 3.10: Especificaciones del probador bidireccional	94
Tabla 3.11: Especificaciones de los transmisores	95
Tabla 3.12: Especificaciones de los PLC's	95
Tabla 3.13: Especificaciones de los actuadores	95
Tabla 3.14: Especificaciones de la bomba	96
Tabla 4.1 : Setup menu meter # 1	115
Tabla 4.2 : Setup menu meter # 1	115
Tabla 4.3 : Analog I/O configuration para la temperatura de los medidores	116
Tabla 4.4 : Analog I/O configuration para presión de los medidores	116
Tabla 4.5 : Analog I/O configuration para la densidad de los medidores	116
Tabla 4.6 : Setup menu meter # 1	117
Tabla 4.7 : Prover setup menu	120
Tabla 4.8 : Prover description menu	120
Tabla 4.9 : Prover bidirectional control I/O menú	120
Tabla 4.10: Analog I/O configuration para la temperatura inlet del probador	121
Tabla 4.11: Analog I/O configuration para presión inlet del probador	121
Tabla 4.12: Analog I/O configuration para la temperatura outlet del probador	121
Tabla 4.13: Analog I/O configuration para presión inlet del probador	122
Tabla 4.14: Nomenclatura utilizada para el diagrama de flujo del PLC HAWK-I AMOT	125
Tabla 4.15: Entradas digitales al PLC HAWK-I AMOT	126
Tabla 4.16: Salidas digitales al PLC HAWK-I AMOT	127

Tabla 4.17: Bobinas auxiliares del PLC HAWK-I AMOT	127
Tabla 4.18: Bobinas remotas del PLC HAWK-I AMOT	128
Tabla 4.19: Parámetros de los objetos Waveform	130
Tabla 4.20: Costos del sistema de medición y calibración	155
Tabla 6.1 : Unidades de Generación	172
Tabla 6.2 : Subestaciones de Lago Agrio	175
Tabla 6.3 : Subestaciones de Sacha	176
Tabla 6.4 : Subestaciones de Shushifindi	180
Tabla 6.5 : Interruptores switchgear Shushufindi Petroindustrial	180
Tabla 6.6 : Transformadores de potencia Petroindustrial	181
Tabla 6.7 : Subestación Atacapi	181
Tabla 6.8 : Subestación Parahuacu	182
Tabla 6.9 : Interruptores switchgear Secoya Petroindustrial	182
Tabla 6.10: Subestación Secoya	183
Tabla 6.11: Líneas de subtransmisión	183
Tabla 6.12: Alimentadores primarios	184
Tabla 6.13: Estaciones de Producción	186
Tabla 6.14: Distancias aproximadas desde el cuarto de control de Turbinas al cuarto de comunicaciones	190
Tabla 6.15: Registros y procesamiento de información Histórica	195

GLOSARIO

ABSORCIÓN._ Es la penetración de una sustancia en la estructura de otra. Tal es el caso cuando un líquido toma moléculas de un gas o vapor; ésta se denomina absorción físico química.

ACTUADOR._ Dispositivo controlado eléctricamente que controla una variable física.

ADIPOSO._ Relativo a la grasa animal.

ADQUISICIÓN DE DATOS._ Proceso mediante el que una computadora adquiere datos analógicos digitalizados.

AGUA DE FORMACIÓN._ Agua que se encuentra conjuntamente con el petróleo y el gas en los yacimientos de hidrocarburos. Puede tener diferentes concentraciones de sales minerales.

AJUSTE._ Es la asignación de las compensaciones de un instrumento de medición para eliminar los errores sistemáticos de medición.

ANSI._ Instituto Nacional Americano de Normalización (American National Standards Institute).

API._ American Petroleum Institute, organismo estadounidense de la industria petrolera. Fundada en 1920, la API es la organización de mayor autoridad normativa de los equipos de perforación y, de producción petrolera. Publica códigos que se aplican para todas estas materias. Patrocina también divisiones de transporte, refinación y mercadeo.

ÁRBOL DE NAVIDAD._ Es un conjunto de tubos y válvulas ordenadas de abajo hacia arriba, en orden descendente de tamaño, por lo que el aspecto de un árbol navideño. Se utiliza para controlar la presión de la salida del petróleo o gas.

ARCILLA._ Material residual de grano fino que adquiere un comportamiento plástico cuando se mezcla con una cantidad limitada de agua.

ÁREA DE EXPLORACIÓN._ Bloque o superficie que se considera para realizar labores de exploración, según lo determina la ley de hidrocarburos.

ÁREA DE EXPLOTACIÓN._ Superficie que demuestra tener valor comercial, lo que le da derecho para su desarrollo y explotación.

ARENISCA._ Roca sedimentaria compuesta de arena cementada por otros materiales.

ASTM._ Sociedad Americana para Prueba de Materiales (American Society for Testing and Materials).

BARRIL._ Unidad de medida de volumen para petróleo y derivados; equivale 42 galones americanos o 158.98 litros medidos a 60 °Fahrenheit. (15.5 °C) y a nivel del mar.

BASE DE DATOS._ Una colección comprehensiva de informaciones interrelacionadas, almacenada en un dispositivo de almacenamiento en masa de datos, usualmente un disco.

BOMBA._ Máquina que aumenta la presión sobre un líquido y de este modo lo hace subir a mayores niveles o le ayuda a circular. La bomba alternante tiene un pistón que produce acción recíproca en un cilindro, gracias a una válvula de entrada (succión) y una de salida (descarga).

BOMBEO._ Acción de elevar o impulsar los hidrocarburos del yacimiento a la superficie por medios artificiales. En transporte de hidrocarburos significa enviar por oleoductos los fluidos impulsados por bombas.

BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE._ Método de levantamientos en pozos de petróleo consiste en bajar una bomba accionada con un motor eléctrico al fondo del pozo para impulsar el crudo a la superficie.

BOMBEO HIDRÁULICO._ Método de levantamiento artificial en pozos de petróleo consiste en bajar una bomba hidráulica que es accionada por fluido motriz e inyectada a presión desde la superficie.

BOMBEO MECÁNICO._ Método de levantamiento artificial en pozos de petróleo. Consiste en bajar una bomba (cilindro y pistón) que es accionada mecánicamente desde la superficie a través de una sarta de barrillas.

BROCA._ Herramienta central de todo equipo de perforación; colocada en el extremo inferior de la columna de perforación, va haciendo los cortes a medida que rota sobre la formación, bien sea raspando o triturando dicha formación, ayudada por el giro y la presión que se ejerce hacia abajo al proporcionarle peso con las trabarrenas. (Sinónimo: barrena, trepano).

BYPASS._ Se refiere a la instalación de una línea auxiliar que evita el paso de los fluidos a través de otra línea por razones de ajustes, reparación o medición.

CABEZAL DEL POZO._ Mecanismo que mantiene el control de un pozo desde la superficie. Incluye el cabezal de tubería de revestimiento, el cabezal de tubería de producción y el árbol de navidad.

CABRIA._ Torre de perforación.

CALIZA._ Roca calcárea, sedimentaria, compuesta mayormente de carbonatos de magnesio cuarzo.

CALOR ESPECÍFICO._ Varía entre 0.40 a 0.52, promedio de 0.45 para la mayoría de los crudos.

CALIBRACIÓN._ 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 nacionales o internacionales.

CAMPO PETROLERO._ Propiamente, el área delimitada donde se encuentra uno o más yacimientos; en el uso corriente, el término incluye el yacimiento, la superficie y los pozos con sus equipos de producción.

CENTIPOISE._ Unidad de viscosidad dinámica igual a 0.01 poise.

CENTRO DE FISCALIZACIÓN._ Sitios aprobados por el Ministerio de Energía y Minas en donde se mide la producción de hidrocarburos.

CERTIFICACIÓN._ Calibración y ajuste, avalada por un ente autorizado, mediante un informe o certificado de haber realizado alguna acción de calibración y ajuste siguiendo un procedimiento. La certificación permite la trazabilidad.

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN._ Certificado emitido por un laboratorio o entidad especial autorizada que trabaja de acuerdo a las normas nacionales e internacionales y que expresa la relación existente entre las lecturas indicadas por un instrumento y su valor verdadero. La determinación del valor verdadero debe ser atribuible a normas nacionales e internacionales.

CLIENTE._ Ente que recibe los hidrocarburos para su custodia.

CÓDIGO ASCII (American Standard Code for Information Interchange)._ Código alfanumérico de siete bits empleado por la mayoría de los fabricantes de computadoras.

COLUMNA DE PERFORACIÓN._ Es el conjunto de tubería y collares de perforación de paredes de gran, espesor y gran peso que se incluye en la columna de perforación para dar el peso y la rigidez a la columna de perforación de pozos.

COMPENSACIÓN._ Provisión de un aparato suplementario o de materiales especiales para contrarrestar fuentes conocidas de error.

COMPRESIBILIDAD._ Relación entre el volumen de petróleo y la presión.

COMPRESOR._ Equipo que aumenta la presión de un fluido comprimible, como aire o gas.

COMPUTRADORA DE FLUJO._ 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 ESTÁNDAR._ Condiciones del crudo a una temperatura de 15.6 °C y una presión de 14.7 psi.

CORTEZA._ Cubierta exterior de la Tierra.

CRUDO. _ Mezcla de petróleo, gas, agua y sedimentos, tal como sale de las formaciones productoras a superficie. Petróleo tal como sale de las formaciones productivas y llega a la superficie. A menudo se dice al petróleo que no ha sido tratado.

CRUDO PESADO. _ Petróleo de elevada gravedad específica.

DENSIDAD. _ Cantidad de masa de una sustancia contenida en una unidad de volumen, a una temperatura dada.

DENSIDAD ESTÁNDAR. _ Es la densidad del producto corregida a 15.6 °C, según las tablas API. Este valor es utilizado para determinar el volumen estándar bruto (G.S.V).

DENSIDAD DEL PETRÓLEO. _ Características de los crudos, de acuerdo con la profundidad y antigüedad de los yacimientos, siendo menos densos los de mayor antigüedad. La densidad del petróleo tiene relación con la densidad del agua en condiciones normales de presión y temperatura. La densidad promedio de los petróleos crudos se coloca alrededor de 0.8 g/cm cúbicos oscilando entre 0.75 a 1.01 g/cm cúbicos.

DENSITÓMETRO. _ Medidor de densidad en el cual la muestra fluye continuamente a través o alrededor del transductor permitiendo la medición continua.

DERIVADOS DEL PETRÓLEO._ Productos que se obtienen del proceso de refinación del petróleo. Los derivados se agrupan en la siguiente forma: volátiles, livianos, combustibles destilados, solventes industriales, residuos de destilación, aceites lubricantes, parafinas, vaselinas, brea y asfaltos.

ELEMENTO DE MEDICIÓN._ 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.

ERROR._ Diferencia algebraica entre el valor leído o transmitido por el instrumento y el valor real de la variable medida.

ERROR DE MEDICIÓN._ Diferencia entre el resultado de una medición y el valor verdadero de lo que se mide.

ERROR MÁXIMO PERMISIBLE DE UN MEDIDOR._ Valor extremo del error permitido por especificaciones, reglamentos, etc.

ERROR SISTEMÁTICO._ Error causado consistentemente por el efecto de alguna o varias magnitudes que influyen en la medición.

EXACTITUD._ Cualidad que refleja el grado de proximidad entre los resultados de las mediciones y los valores verdaderos de la variable medida.

EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS._ Fase de las operaciones hidrocarburíferas que dispone de un conjunto de técnicas que permiten ubicar y detectar en el subsuelo, formaciones con posible acumulación de hidrocarburos.

EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS._ Fase de las operaciones hidrocarburíferas que dispone de un conjunto de técnicas destinadas a la producción de hidrocarburos.

FACTOR DEL MEDIDOR (MF)._ Factor para compensar la desviación de medición ocasionada por desgates y variaciones de condiciones operacionales.

FISCALIZACIÓN (ACTUAL)._ Acto en el que se establece la medición de cantidades y calidades de hidrocarburo a ser utilizadas para el cálculo de pago de impuestos y regalías, en presencia del ente funcionario competente del MEM, quien dará fe del cumplimiento de los procedimientos legales y de los resultados obtenidos.

FISCALIZACIÓN AUTOMATIZADA._ Acto en el que se establece la medición de cantidades y calidades de hidrocarburos de manera automatizada y certificadas por el MEM, a ser utilizadas por el cálculo del pago de impuestos y regalías.

FLUJO._ Movimiento de fluidos en general. Puede ser el desplazamiento del petróleo en los yacimientos, del lodo de perforación, del crudo o gas en poliductos, de derivados en refinerías, etc.

FLUJO BI-DIRECCIONAL._ Flujo que puede ser en ambos sentidos, en los medidores y en los probadores de tubo o compacto.

GALÓN._ Medida inglesa utilizada para los líquidos. Su equivalencia en Estados Unidos es de 3.7854 litros y en Inglaterra de 4.5461 litros.

GAS LICUADO DE PETRÓLEO._ Mezcla de hidrocarburos gaseosos en estado natural, en cuya composición predomina propano y butano, que se almacenan y expenden en estado líquido, en recipientes herméticos a presión.

GASOLINA._ Combustible que utilizan vehículos y aviones con motores a combustión interna de ignición por chispa, cuya principal característica es el número de octanos que determina su calidad. Se le usa parcialmente como combustible doméstico y sus diferentes cortes se emplean para la elaboración de solventes especiales. La gasolina para motores ebulle entre 85° y 440°F en los más simples aparatos de destilación. Aditivos especiales se utilizan para lograr los beneficios de calidad que no se puede obtener con la utilización de materiales hidrocarbúricos. Un buen combustible para motores debe tener las siguientes características de funcionamiento: rápido arranque a baja temperatura, operación suave en un mínimo tiempo después de prender la máquina fría y rápida aceleración.

GLP._ Gas licuado de petróleo.

GRADO API._ Universalmente utilizado para medir la gravedad de los crudos y productos de petróleo, cuyos valores se relacionan con la gravedad específica.

GRAVEDAD._ Fuerza gravitacional de la Tierra. El peso de un cuerpo; la gravedad específica (peso específico) es la relación entre el peso de una sustancia y el peso de un volumen igual de agua, los dos a 0 grados de temperatura. La gravedad específica de un gas estable con relación al aire o al hidrógeno. La gravedad específica del petróleo y sus derivados se indica en términos de gravedad API.

GRAVEDAD API._ Es una medida característica en la industria del petróleo, usada como referencia de la densidad de los hidrocarburos.

GRAVEDAD ESPECÍFICA.- Relación de peso o masa de la sustancia respecto al peso o masa de una sustancia estándar. En el caso de líquidos, la sustancia estándar es el agua a 60° F, mientras que para el vapor y los gases el estándar es el aire a 60 °F y una atmósfera de presión.

HIDROCARBUROS._ Compuestos orgánicos de hidrógeno y carbono, cuya densidad, punto de ebullición y punto de congelación varían en proporción a su peso molecular. A pesar de que sus elementos siempre son el hidrógeno y el carbono, los hidrocarburos forman diferentes compuestos, debido a la fuerte afinidad del átomo de carbono con otros átomos (y consigo mismo). Las moléculas más pequeñas son gaseosas y las más grandes son sólidas. El petróleo es una mezcla de varios hidrocarburos.

HMI (Human Machine Interface)._ Interfaz Máquina Hombre.

INTERFAZ._ Unión de diferentes dispositivos de manera que sean capaces de funcionar en forma compatible y coordinada; conexión de la salida de un sistema a la entrada de otro diferente con distintas características eléctricas.

INYECCIÓN DE AGUA._ Método de recuperación secundaria para elevar la presión del yacimiento a fin de incrementar la recuperación de hidrocarburos, así como para la disposición de fluidos residuales.

KEROSENE._ Destilado intermedio, compuesto por hidrocarburos líquidos, con puntos de ebullición entre 200 y 300 grados centígrados, utilizado como combustible doméstico e industrial.

LAN._ Red de Área Local. LAN es una red de comunicación de datos que interconecta computadoras ó periféricos independientes. Normalmente está restringida geográficamente a unos pocos kilómetros, de propiedad de una sola organización, y usa una línea de comunicación de banda ancha.

LEVANTAMIENTO POR GAS._ Método de levantamiento artificial en pozos de petróleo; consiste en la inyección de gas a determinadas profundidades, con el fin

de alivianar la columna hidrostática y levantar a la superficie los fluidos del reservorio.

LÍNEA DE DESCARGA._ Canal o tubo instalado entre las conexiones de la superficie en la boca del pozo y la zaranda vibratoria a través de la cual pasa el lodo de perforación en su viaje de vuelta desde el fondo hasta la superficie.

LÍNEA DE FLUJO._ Tubería que va desde el cabezal de un pozo hasta la estación de recolección. Su objetivo es transportar el fluido que sale del pozo hasta los separadores de la estación de recolección.

MEDICIÓN._ Comparación contra un patrón con el objetivo de determinar el valor de una variable, sobre la base de un procedimiento predeterminado.

MOV._ Válvula operada por motor.

MONITOREO._ Actividad sistemática y ordenada para realizar el control y seguimiento de los procesos y operaciones.

MPMS._ Manual de Normas de Medición del Petróleo (Manual of Petroleum Measurement Standard), emitido por API.

NAFTA._ Producto de destilación del petróleo que se utiliza para hacer gasolinas.

OLEODUCTOS._ Tubos de acero al carbono soldados de hasta 80 cm. de diámetro, que se utilizan para conducir petróleo con propiedades físicas y químicas estandarizadas, con especificaciones y normas internacionalmente establecidas de acuerdo con la calidad y viscosidad del fluido que transportan.

OLEODUCTO SECUNDARIO._ Ducto de corta extensión, construido con tubería de 4 a 6 pulgadas de diámetro, que se utiliza para el transporte de petróleo desde una estación de un campo hasta una estación de almacenamiento de crudo.

PD METER._ Medidor de desplazamiento positivo.

PÉRDIDAS._ Toda disminución de volumen de crudo causado por problemas de operación durante el almacenamiento o transporte del mismo.

PLC._ Controlador Lógico Programable. Dispositivo programable de control que debe sustituir la lógica por relay utilizada en las series, temporización, y cuenta de las actividades discretas. El PLC está programado para probar el estado de las líneas de entrada, para ajustar las líneas de salida de acuerdo con el estado de la entrada, o para desviarse para otro conjunto de pruebas.

POISE._ Unidad de viscosidad dinámica, igual a la viscosidad dinámica de un fluido en el que hay una fuerza tangencial de 1 dina por centímetro cuadrado, que se opone al flujo de dos capas fluidas paralelas, que se deslizan la una sobre la otra, cuando su velocidad diferencial es de centímetro por segundo y por centímetro de separación.

POROS._ Espacios comprendidos entre los granos de las rocas de un yacimiento.

POROSIDAD._ Porcentaje del volumen total de una roca, constituido por espacios vacíos, que representa su porosidad absoluta. La porosidad efectiva es el volumen total de los espacios porosos, interconectados de manera que permiten el paso de fluidos, a través de ellos.

POZO._ Hoyo que se perfora en la tierra y el mar con el propósito de extraer o inyectar fluido.

POZO PETROLERO._ Hoyo perforado desde la superficie hasta la formación productora de petróleo.

PRECISIÓN._ Tolerancia de medida o de transmisión del instrumento que define los límites de los errores cometidos cuando el instrumento se emplea en condiciones normales de servicio.

RECEPTOR._ Recibe la señal procedente del transmisor y la indica o registra.

RESULTADO DE LA MEDICIÓN._ Valor atribuido al líquido luego de efectuar su medición.

REPETIBILIDAD._ Capacidad de reproducción de los valores de salida del instrumento al medir repetidamente valores idénticos de la variable en las mismas condiciones de servicio y en el mismo sentido de variación recorriendo todo el campo. Viene expresado en tanto por ciento del alcance. Ejemplo: $\pm 0.1 \%$ de 150 = ± 0.15 ° centígrados (campo – 50 a 100 °C).

RX._ Receptor.

SARTA._ Serie de tubos que se unen para formar la sarta de perforación. Puede ser de revestimiento o de producción.

SEDIMENTACIÓN._ Proceso de formación de capas de sedimento por la depositación de partículas arrastradas por el agua y que se posan en el fondo.

SEDIMENTO._ Partículas arrastradas por el agua, que se posan en el fondo.

SENSIBILIDAD._ Razón entre el incremento de la lectura y el incremento de la variable que lo ocasiona después de haberse alcanzado el estado de reposo. Viene dada en tanto por ciento del alcance de la medida. Ejemplo: ± 0.05 por ciento de 200 = ± 0.1 °C (campo 100-300 °C).

SEÑAL._ Salida o información que emana de un instrumento. Información representativa de un valor cuantificado.

SEPARADOR._ Equipo colocado entre el cabezal del pozo y el patio de tanques para separar el crudo del gas natural o del agua.

SITIO DE PERFORACIÓN._ Es la superficie que comprende el área útil, además de piscinas o tanques para disposición de ripios, tratamientos de fluidos de perforación y pruebas de producción, áreas verdes, almacenamiento de materia vegetal y otras áreas requeridas de acuerdo a la topografía del terreno.

SUELO._ Capa superficial de la corteza terrestre, conformado por componentes minerales provenientes de la degradación y/o transformación, íntimamente mezcladas, con poros de diferentes tamaños que dan lugar al agua y al aire del suelo, así como a microorganismos y animales del suelo y las raíces de las plantas a las cuales el suelo sirve de sustrato y sustento.

SUBSUELO._ Se dice del terreno que se encuentra debajo del suelo o capa laborable, cuyo dominio es del estado.

SETEAR._ Establecer al sistema en parámetros iniciales ya definidos.

TABLAS API._ Son tablas proporcionadas por el Instituto Americano del Petróleo (API), utilizadas para el cálculo del volumen bruto a condiciones estándar o de referencia. Las tablas empleadas para determinar los cálculos de volumen de crudos son las identificadas con los números 54A, 54B y 54C del Manual API.

TABLAS DE CALIBRACIÓN._ Son tablas que expresan la relación Nivel-volumen para cada tanque. Estas son necesarias, debido a que los tanques no son cilindros perfectos, por defectos de fabricación, por efectos de la presión hidrostática y dilatación térmica. Para efectuar la calibración de los tanques es necesario regirse por la norma API 2550.

TANQUES DE ALMACENAMIENTO._ Grandes depósitos metálicos, construidos de acero soldado, que se utilizan para guardar crudo o derivados. Básicamente existen tres tipos de tanques, dependiendo de la forma en que se efectúe el almacenamiento.

TANQUES DE LAVADO Y DE SURGENCIA._ En los tanques de lavado se separa el agua del aceite por diferencia de densidades; el agua se drena a una piscina y el aceite pasa a, un tanque de mayor capacidad, denominado de surgencia, donde se almacena el crudo producido del campo, libre de gas y agua.

TEORÍA INORGÁNICA._ Sobre la creación del petróleo. Sostiene que los elementos de carburo e hidrógeno existentes, inclusive antes de la formación de

nuestro planeta se fundieron debido a grandes presiones bajo la superficie terrestre.

TEORÍA ORGÁNICA._ Hipótesis por la cual el petróleo se originó por la fusión de restos de plantas y animales fósiles, bajo grandes presiones y temperaturas.

TRANSDUCTOR._ Dispositivo que convierte una forma de energía o información en otra.

TRANSFERENCIA ASINCRÓNICA._Transferencia de datos realizados sin la intervención de un reloj.

TRANSFERENCIA DE CUSTODIA._ Cuando el producto es entregado a un tercero para su manejo y custodia, manteniéndose la propiedad del producto.

TRANSFERENCIA SERIAL DE DATOS._Transferencia de datos de un lugar hacia otro un bit a la vez.

TRANSMISOR._ Capta la variable de proceso a través del elemento primario y la convierte a una señal de transmisión estándar.

TX._ Transmisor.

VÁLVULA._ Dispositivo que controla el flujo de un fluido en las tuberías y/o tanques.

VISCOSIDAD._ Medición de la resistencia que un líquido opone al flujo. Producto del efecto combinado de la cohesión y la adhesión. Se indica en términos del tiempo necesario para que una cierta cantidad de líquido pase a través de un orificio de determinado tamaño. La unidad de medida de la viscosidad dinámica es el poiseville.

VOLUMEN._ Espacio físico que ocupa la masa de una sustancia.

VOLUMEN NETO._ Es el volumen total observado corregido a condiciones estándar de temperatura (15.6 °C) y presión (14.7 psia), según lo establecido por API.

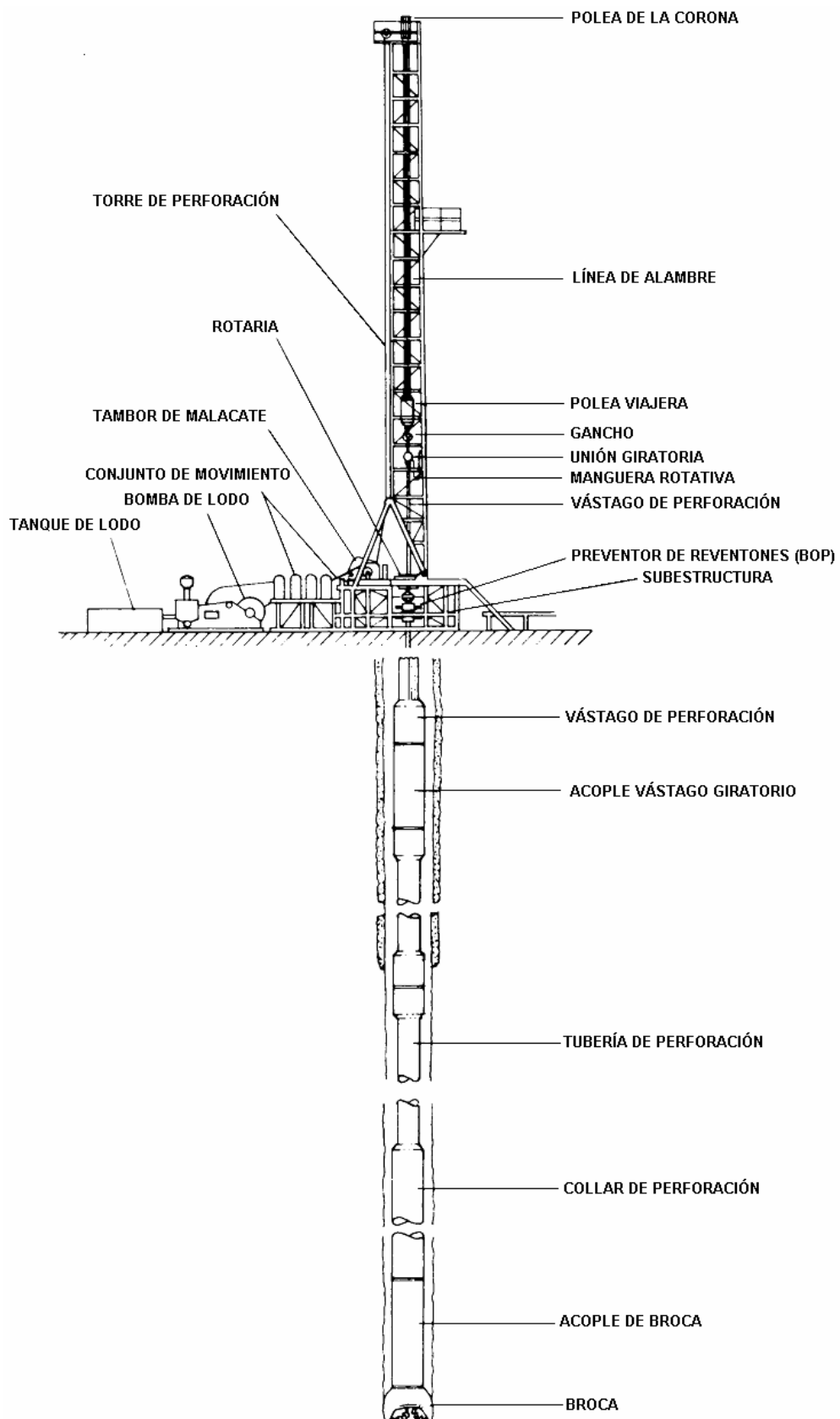
VOLUMEN TOTAL OBSEVADO._ Es el volumen del producto, incluyendo el agua libre o sedimento localizados al fondo del tanque. Es el calculado sobre la base de las tablas de calibración y el nivel del líquido.

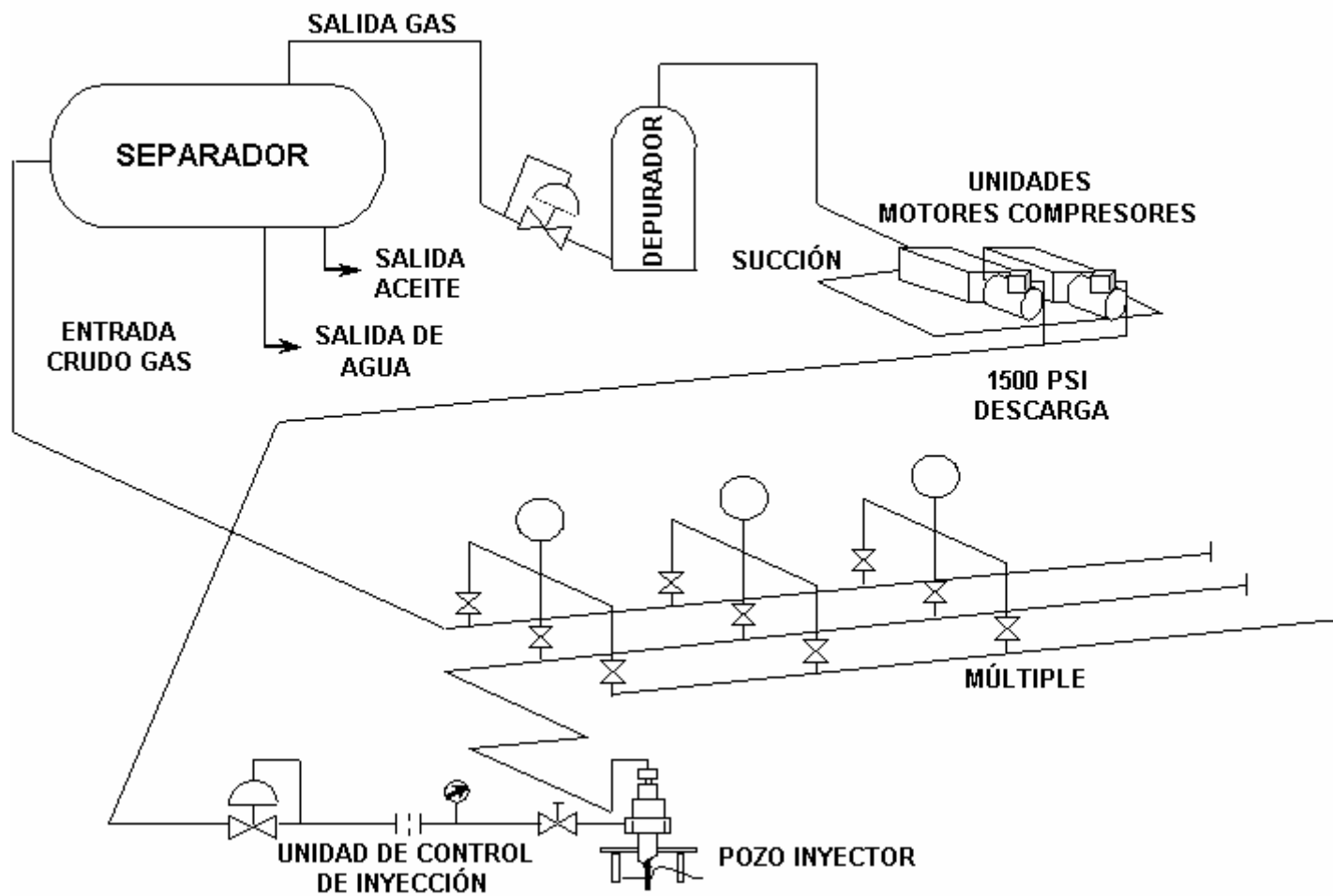
WAN._ Red de Área Amplia. Es una red de comunicación de datos para la interconexión de puntos entre áreas muy distantes geográficamente, tales como ciudades, estados y comunicaciones por satélite.

YACIMIENTO._ Formación de rocas subterráneas porosas y permeables en las que existen depósitos de petróleo y/o gas. Litológicamente, las rocas pueden ser calizas, dolomitas, areniscas o una combinación de estos tres tipos. Fundamentalmente hay tres tipos de yacimientos de hidrocarburos: petróleo, gas y líquidos condensados. Los fluidos son: gas natural, petróleo crudo y agua se encuentran en diferentes fases, debido a sus diferentes gravedades. El gas ocupa los estratos superiores, el agua los inferiores y el petróleo los intermedios. Se usa correctamente el anglicismo reservorio. El yacimiento se comporta como una unidad independiente en cuanto a mecanismos de producción se refiere a gravas y arena.

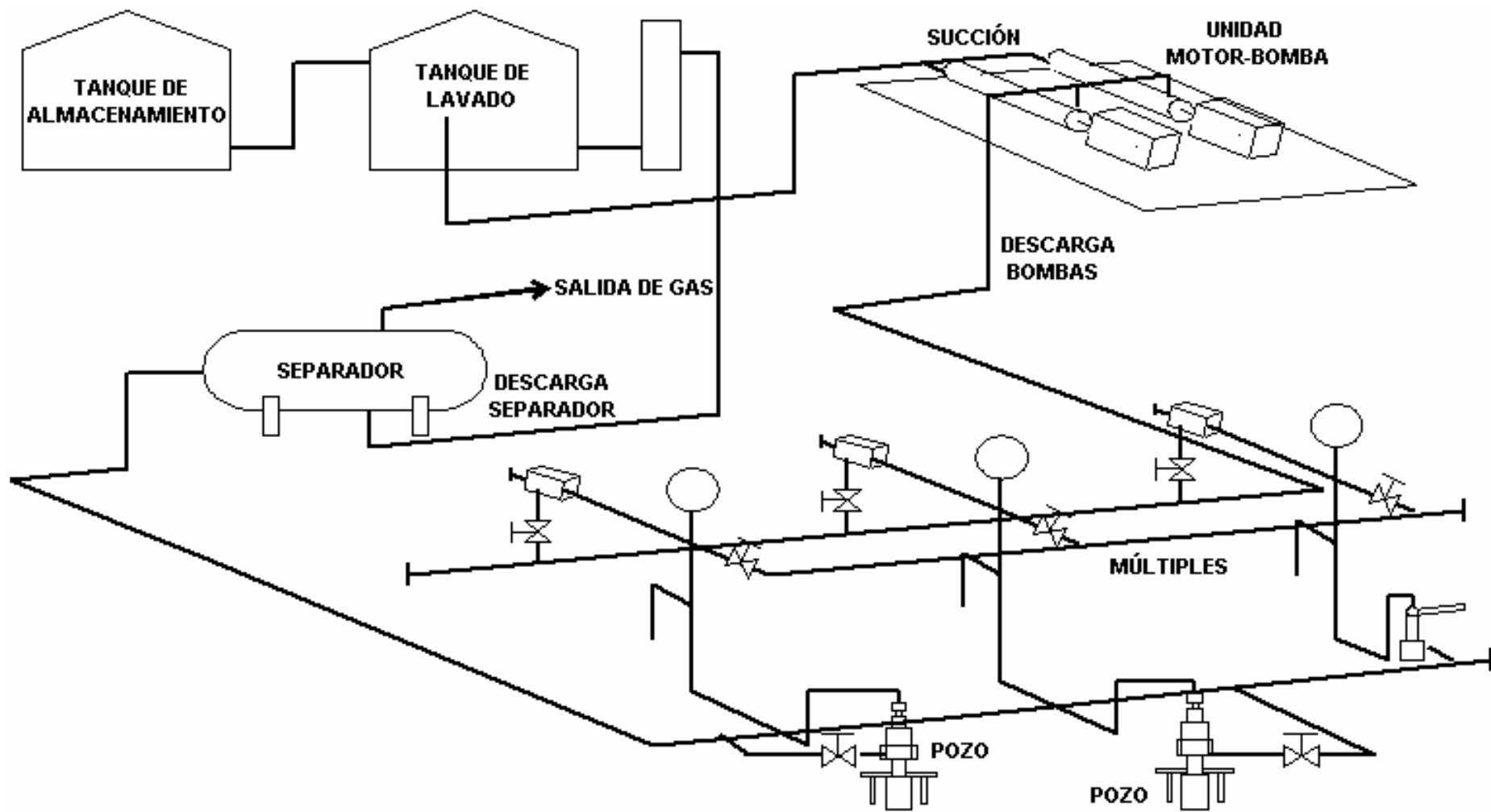
ANEXO 1

COMPONENTES DE UN TALADRO DE PERFORACIÓN



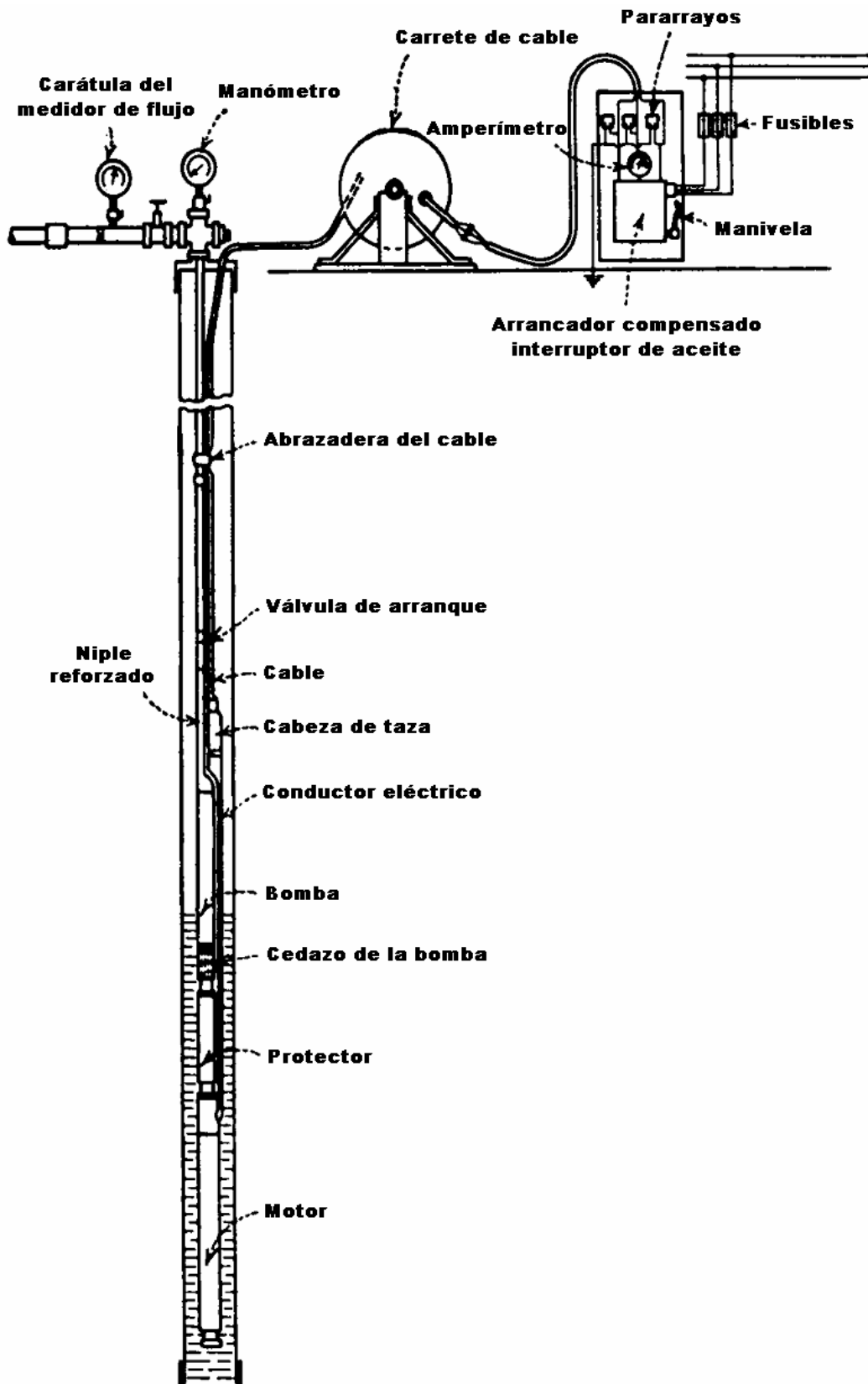


ARREGLO SUPERFICIAL DE UN SISTEMA DE INYECCIÓN DE GAS (GAS-LIFT)



ARREGLO SUPERFICIAL DE BOMBEO HIDRÁULICO

ARREGLO DE UN SISTEMA ELECTROSUMERGIBLE



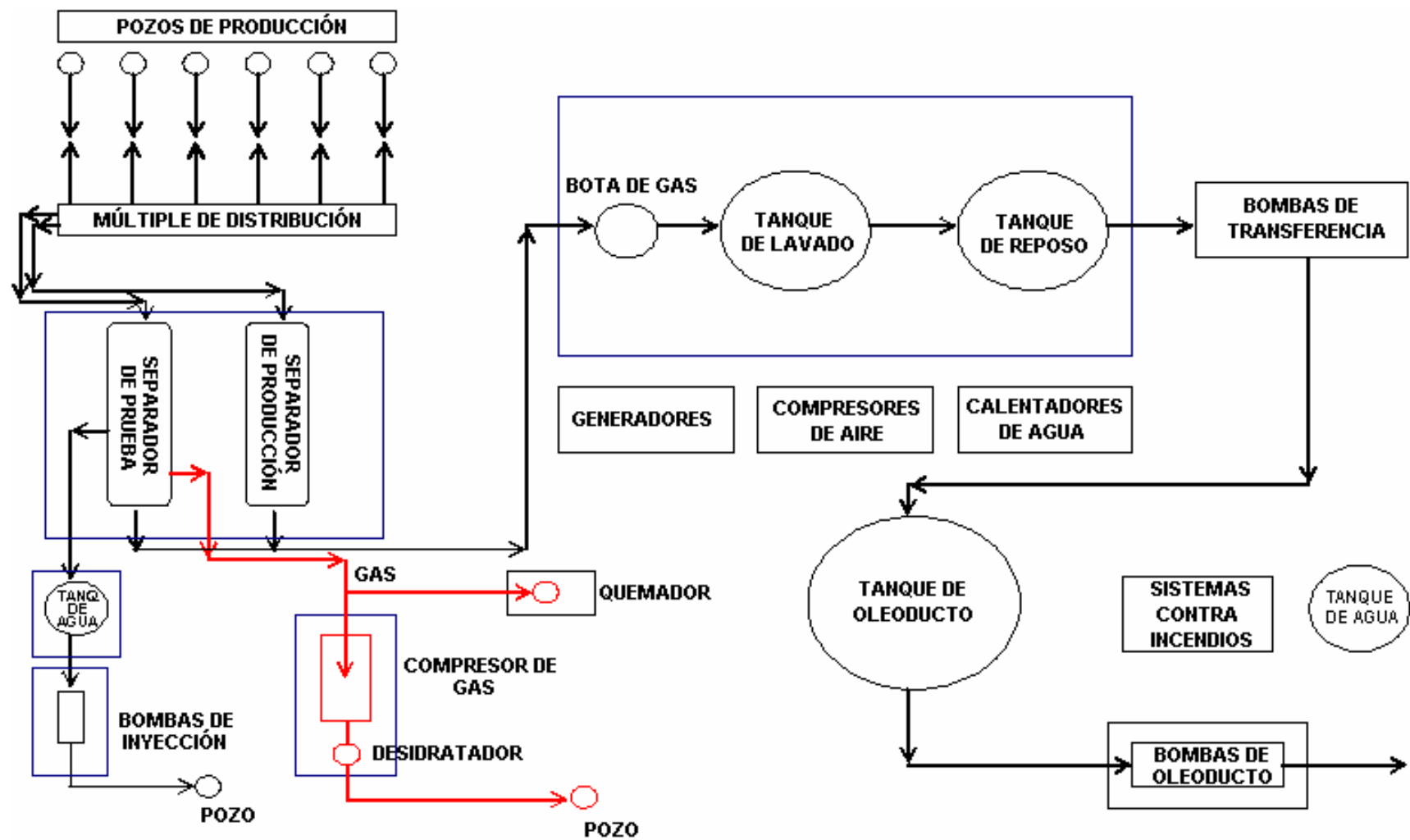
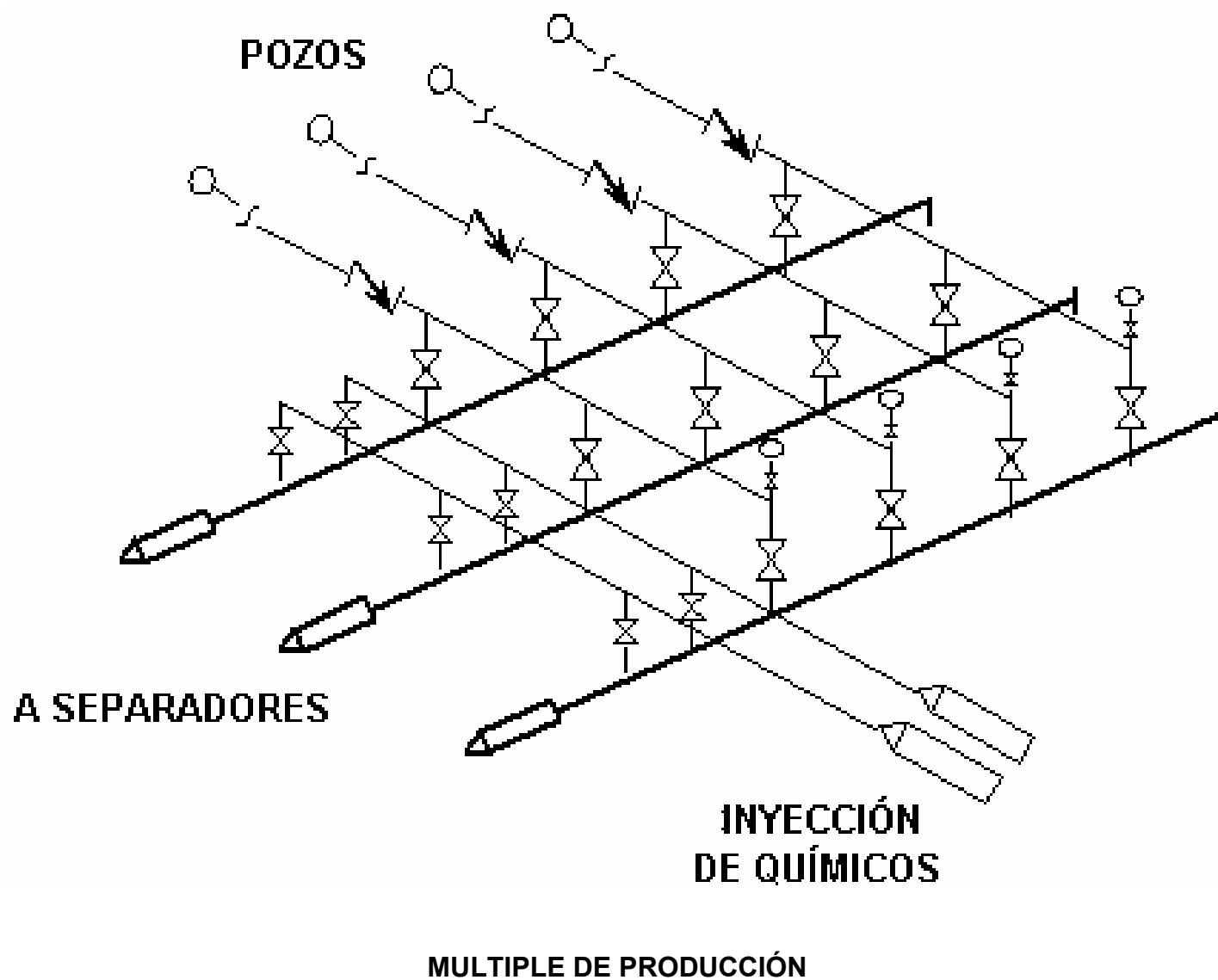
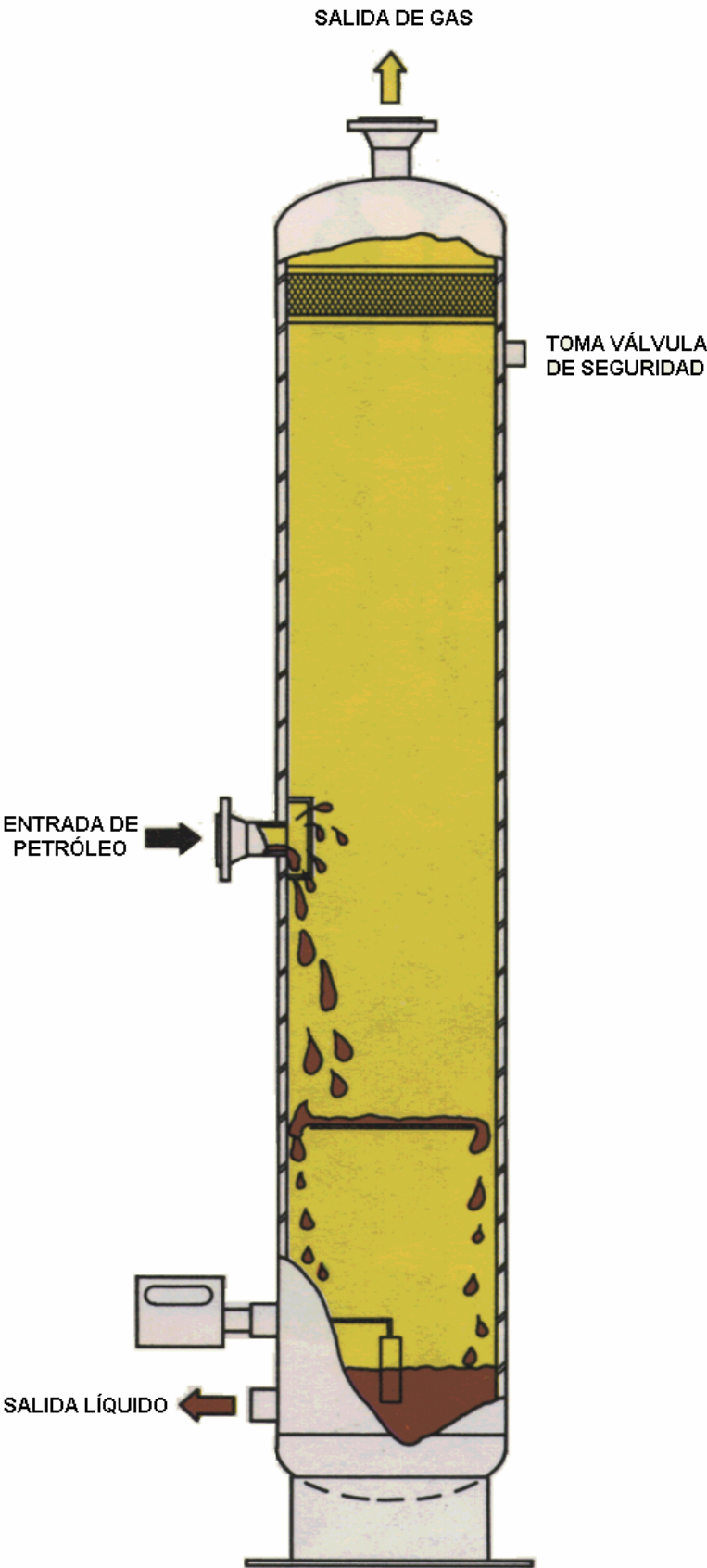
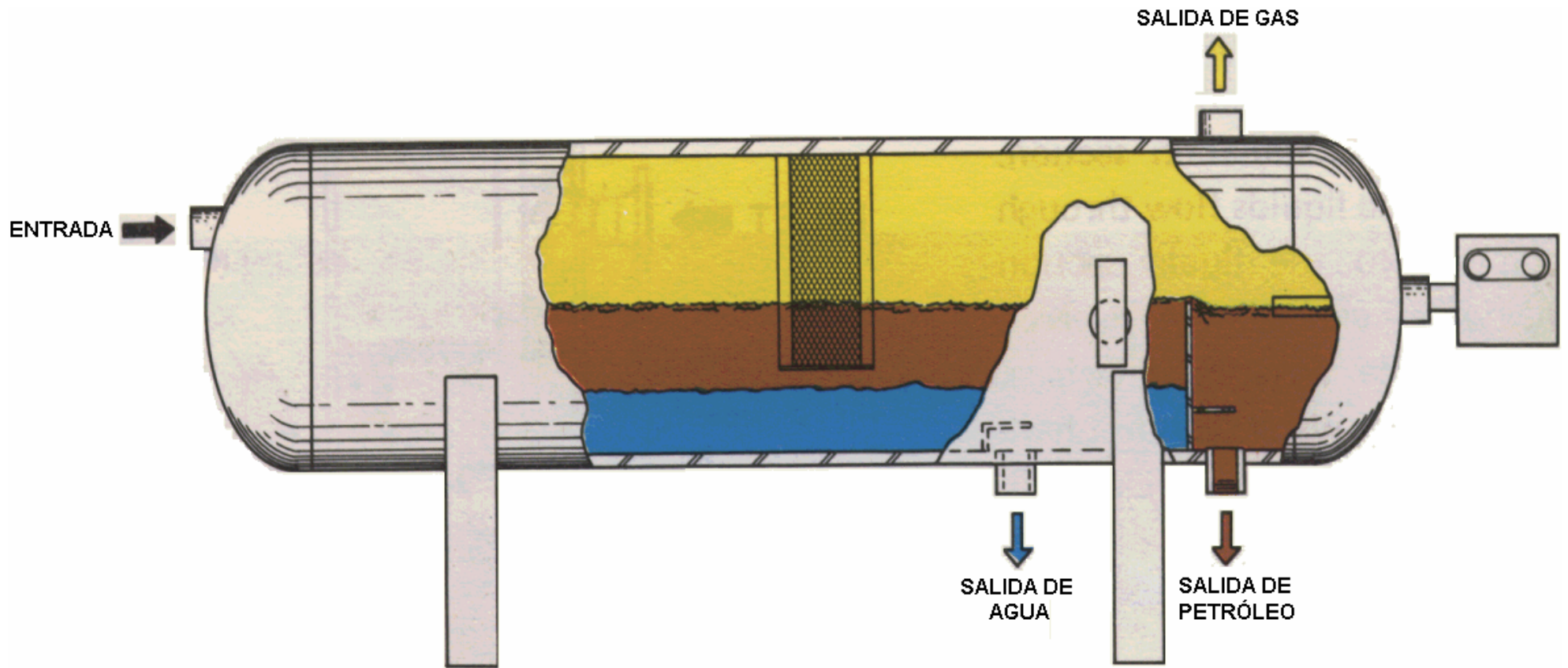


DIAGRAMA DE FLUJO DE UNA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN



CORTE DE UN SEPARADOR VERTICAL DE DOS FASES





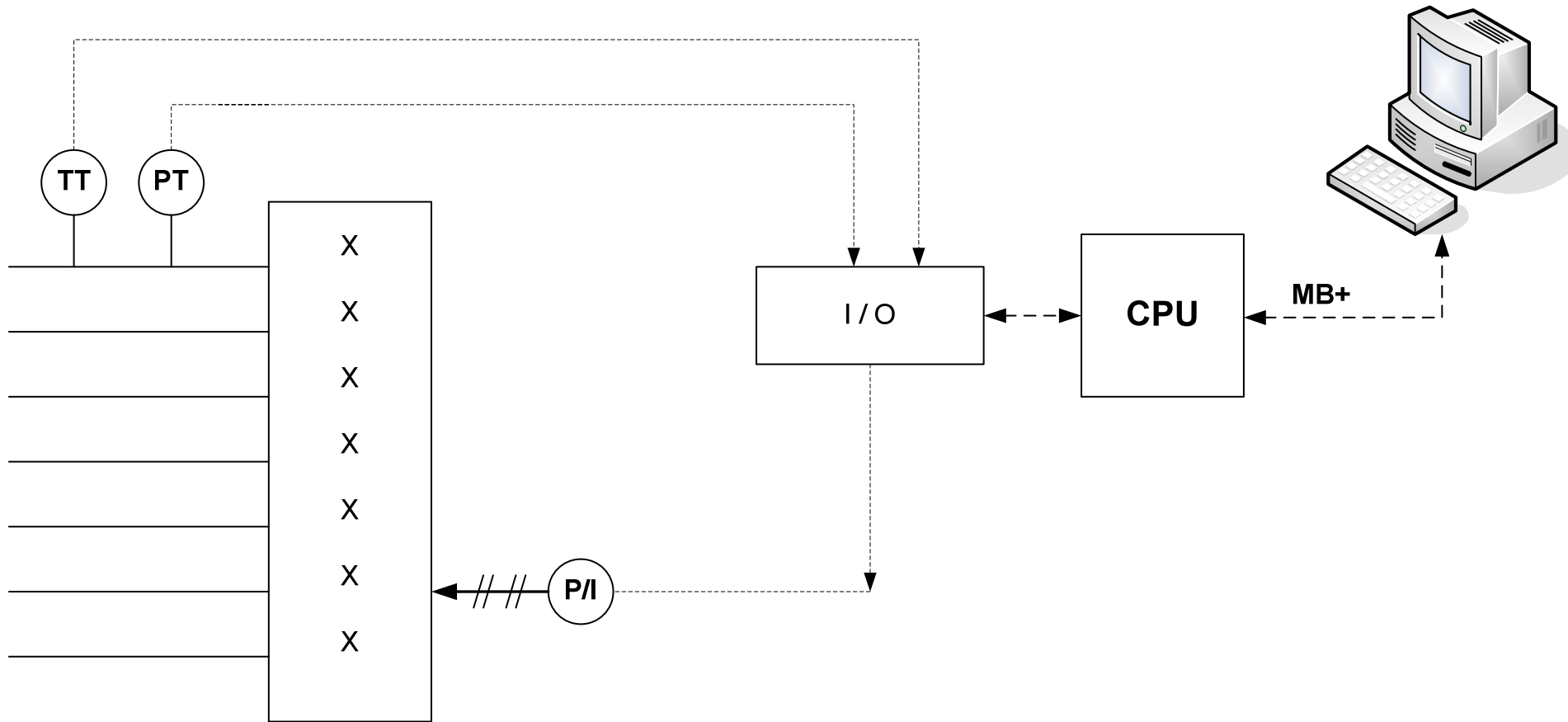
CORTE DE UN SEPARADOR HORIZONTAL DE TRES FASES

CUADRO COMPARATIVO DE LOS SISTEMAS DE CONTROL NEUMÁTICOS Vs ELECTRÓNICOS

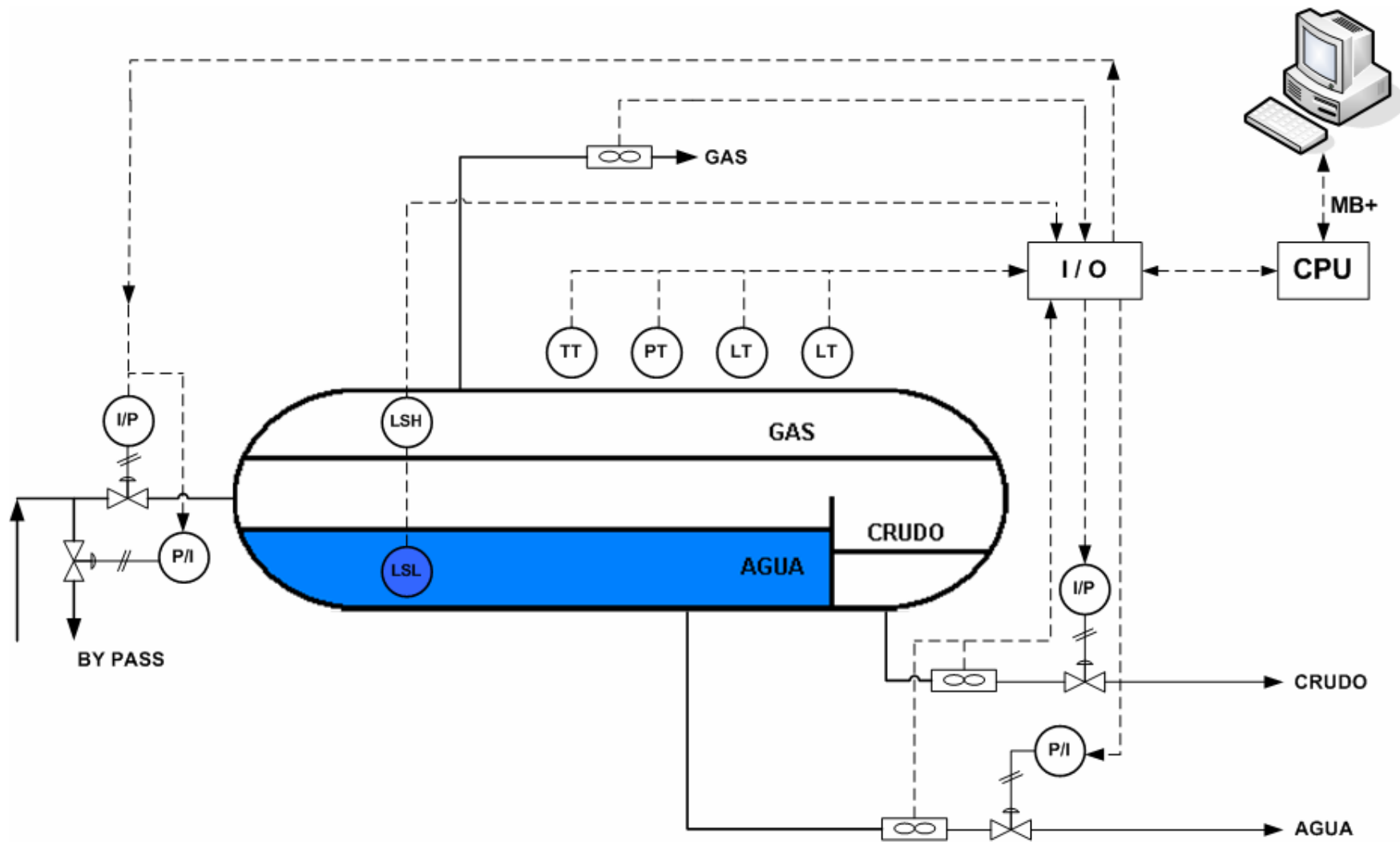
SISTEMAS NEUMÁTICOS	SISTEMAS ELECTRÓNICOS
EXACTITUD 0.5 %	EXACTITUD 0.01 %
MENOR TIEMPO DE OPERACIÓN (DISPONIBILIDAD)	TIEMPO DE OPERACIÓN CONTINUO
ESPACIO FÍSICO GRANDE	ESPACIO FÍSICO REDUCIDO
VISUALIZACIÓN LOCAL DE LAS VARIABLES DEL PROCESO	VISUALIZACIÓN DE VARIABLES DE PROCESO CENTRALIZADO Y REMOTO EN TIEMPO REAL
TIEMPO DE RESPUESTA EN EL ORDEN DE LOS SEGUNDOS	TIEMPO DE RESPUESTA EN EL ORDEN DE LOS μ S Y ms
MANTENIMIENTO CONTINUO	MANTENIMIENTO PERIÓDICO
POCA EFICIENCIA	GRAN EFICIENCIA
ADQUISICIÓN Y REGISTRO DE DATOS LOCAL (MANUAL)	ADQUISICIÓN Y REGISTRO DE DATOS REMOTO (AUTOMÁTICO)
NO TIENE REGISTRO HISTÓRICO DE DATOS DEL PROCESO O EQUIPO	TIENE REGISTRO HISTÓRICO DE DATOS DEL PROCESO O EQUIPO
NO EXISTEN SISTEMAS DE AUTODIAGNÓSTICO	EXISTEN SISTEMAS DE AUTODIAGNÓSTICO
ESPECÍFICOS PARA SU APLICACIÓN	VERSÁTIL PARA ACEPTAR CAMBIOS Y VARIAS APLICACIONES
BÁSICA PREPARACIÓN Y ENTRENAMIENTO DEL PERSONAL	RECURSOS HUMANOS MÁS PREPARADOS CON CONOCIMIENTOS EN ELECTRÓNICA Y COMPUTACIÓN

DEL ANÁLISIS DE LOS CUADROS SOBRE LAS PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE INSTRUMENTOS NEUMÁTICOS Y ELECTRÓNICOS PODEMOS OBSERVAR VENTAJAS Y DESVENTAJAS EN LA APLICACIÓN DE ESTOS INSTRUMENTOS.

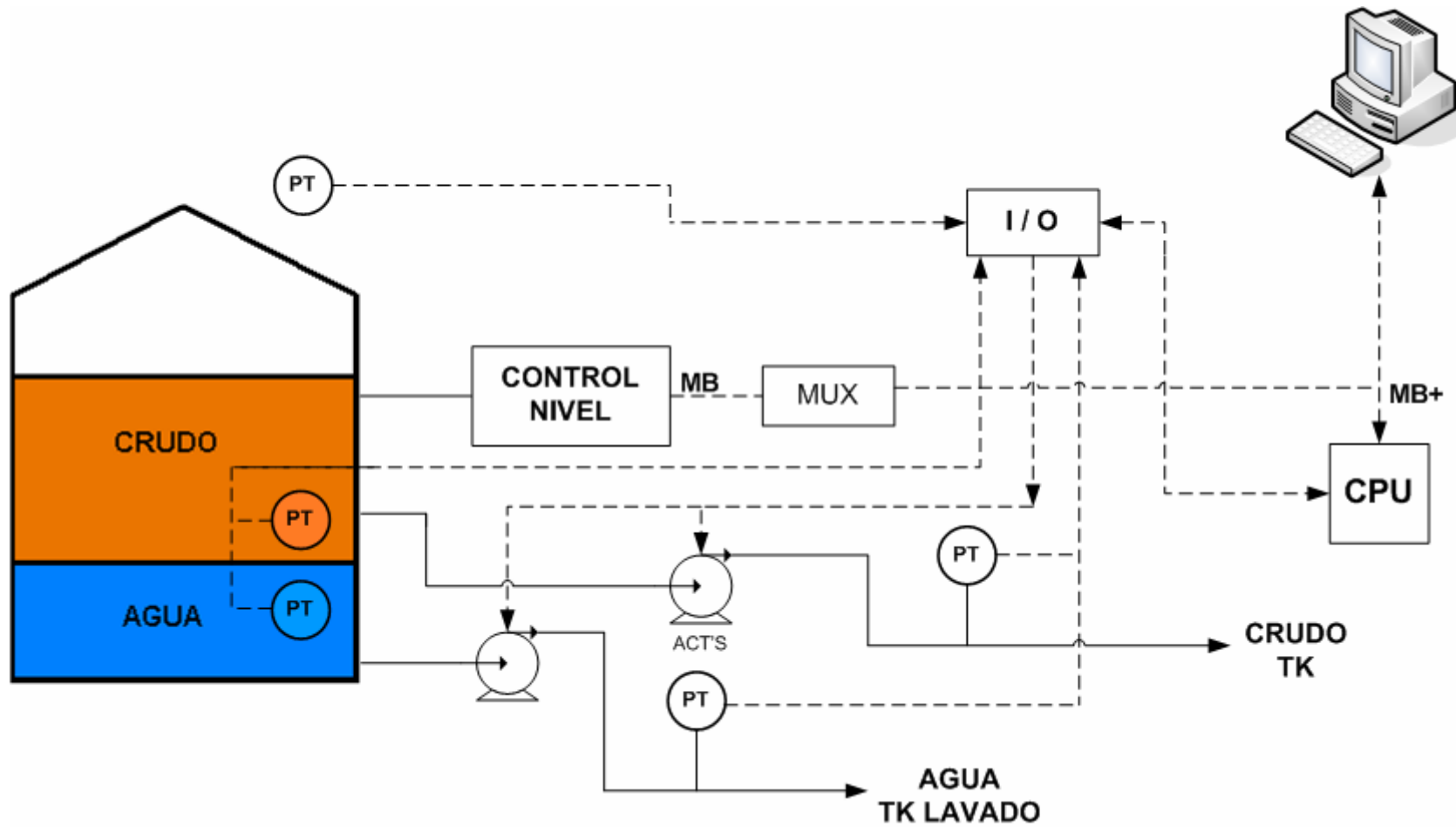
CUADRO COMPARATIVO DE LOS SISTEMAS DE CONTROL NEUMÁTICOS Vs ELECTRÓNICOS



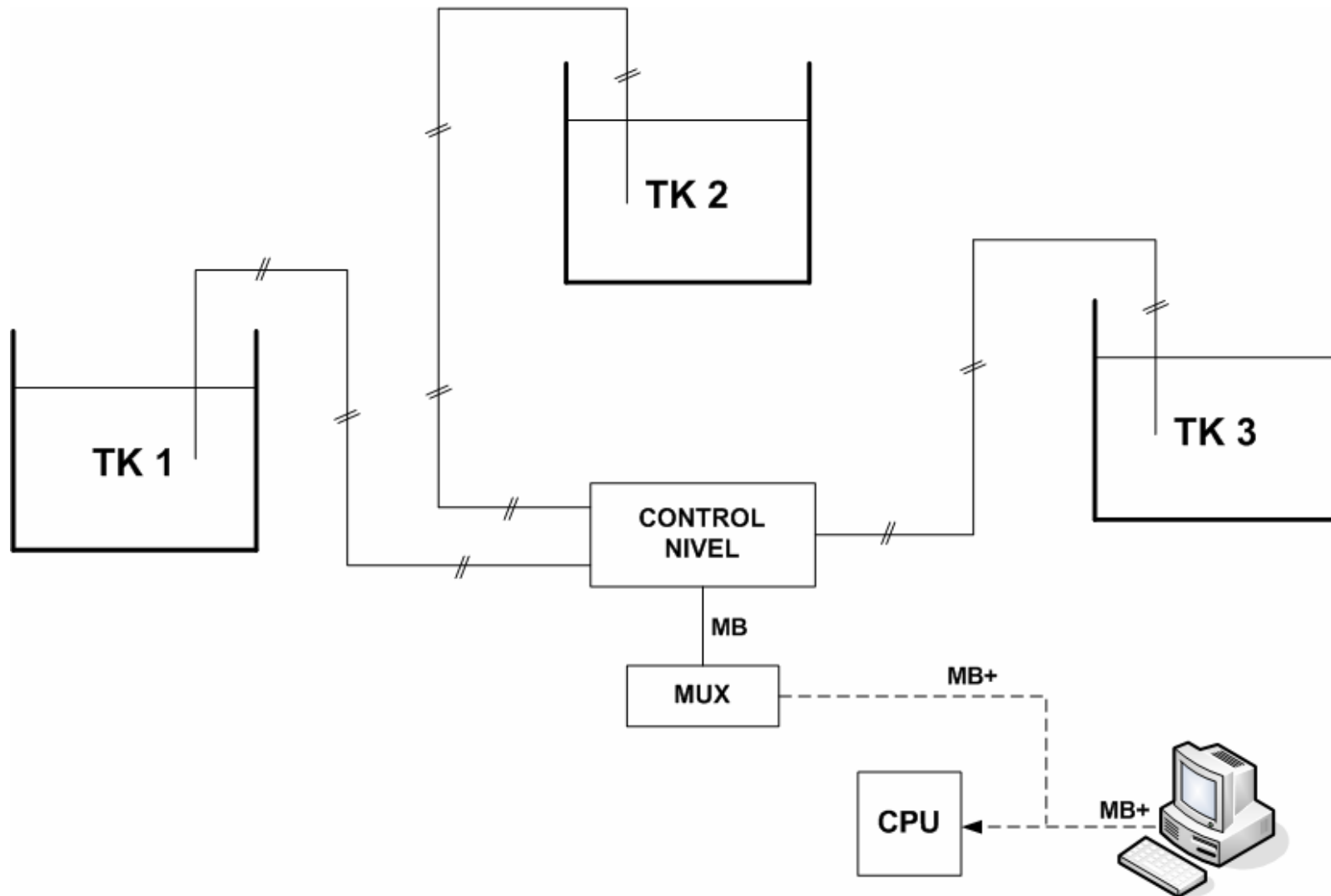
LAZO DE CONTROL DE LOS MÚLTIPLES



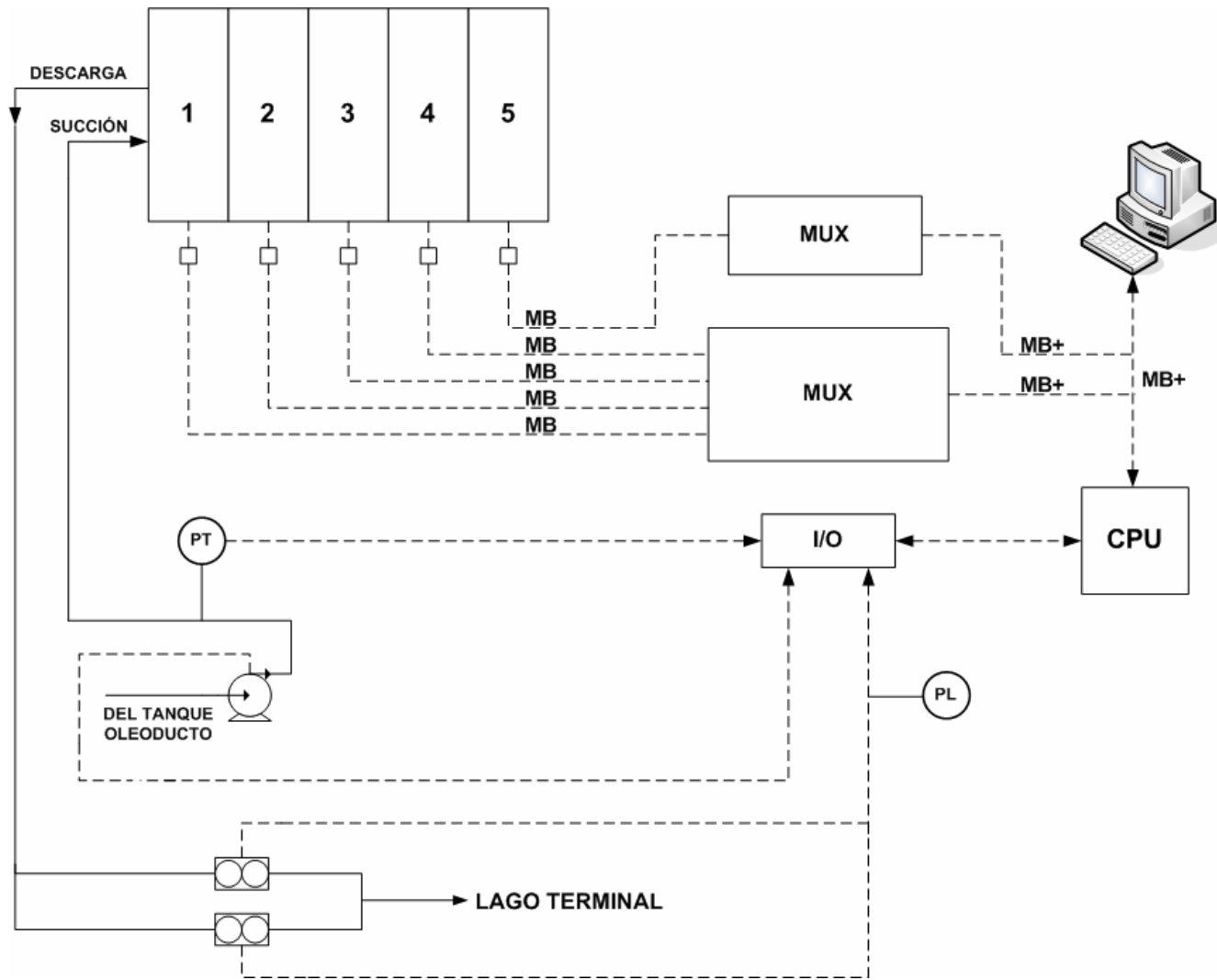
SISTEMA DE CONTROL DE LOS SEPARADORES



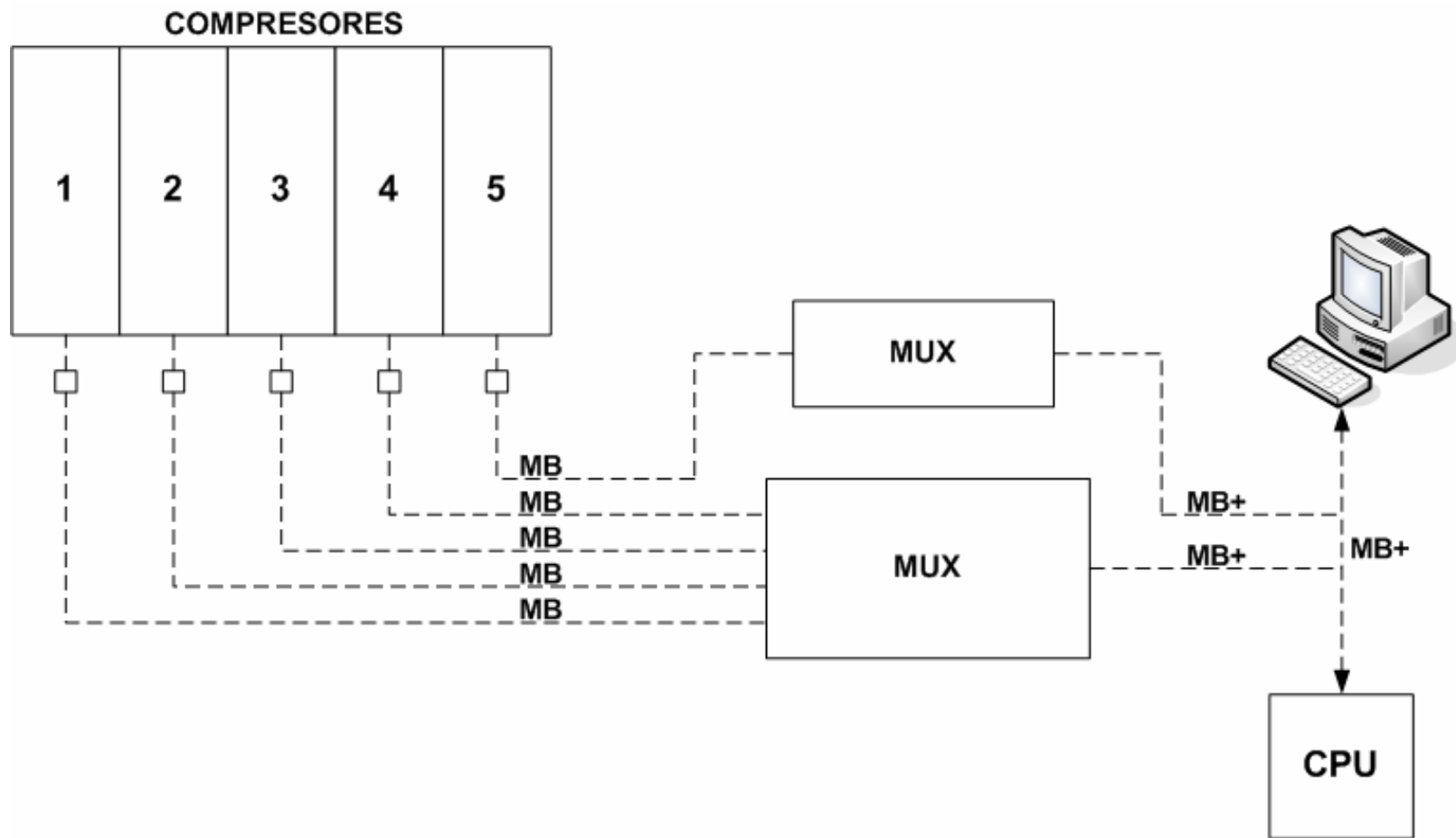
SISTEMA DE CONTROL DEL TANQUE DE REPOSO



CONTROL DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO



CONTROL DE BOMBAS DE OLEODUCTO



CONTROL DE LAS UNIDADES DE COMPRESIÓN

ANEXO 2

1 UNIDADES DE MEDIDA

1.1 Temperatura

La temperatura es la medida de la cantidad de energía calorífica o térmica de un objeto.

Cantidad de Calor. Es el contenido energético que posee un cuerpo en forma de energía cinética debido al movimiento desordenado de sus moléculas.

Calor específico. Es la cantidad de calor por kilogramo que necesita un cuerpo para que su temperatura se eleve un grado centígrado.

Ya que la temperatura es una medida relativa, las escalas que se basan en puntos de referencia deben ser usadas para medir la temperatura con precisión. Hay tres escalas comúnmente usadas actualmente para medir la temperatura: la escala Fahrenheit ($^{\circ}\text{F}$), la escala Celsius ($^{\circ}\text{C}$), y la escala Kelvin ($^{\circ}\text{K}$).

Escala Celsius. Se asigna los valores de 0°C (cero grados Celsius) y de 100°C (cien grados Celsius) a los puntos de congelación y ebullición del agua respectivamente. El intervalo entre una y otra temperatura se divide en 100 partes iguales, llamadas grados Celsius.

Escala Fahrenheit. Se asigna al punto de congelación del agua el valor de 32°F (grados Fahrenheit) y al de ebullición el de 212°F (grados Fahrenheit) dividiendo el intervalo comprendido entre ambas temperaturas en 180 partes iguales

llamadas grados Fahrenheit. La escala Fahrenheit es comúnmente usada en Estados Unidos.

Escala Kelvin. Al punto de congelación del agua corresponde la temperatura de 273 °K (grados Kelvin) y al punto de ebullición se le asigna 373 °K. El intervalo entre ambas temperaturas se divide en 100 partes iguales, llamando un Kelvin a cada una de las divisiones. El cero absoluto (0 °K), es decir la temperatura mas baja posible corresponde a -273 °C.



Escalas de Temperatura

Fórmulas de transformación. Para expresar una temperatura en una escala determinada en otra se hace uso de las siguientes fórmulas:

$$\frac{C}{100} = \frac{F - 32}{180} = \frac{K - 273}{100}$$

Donde:

C = Temperatura en escala Celsius.

F = Temperatura en escala Fahrenheit.

K = Temperatura en escala Kelvin.

Simplificando las ecuaciones anteriores se obtiene la siguiente tabla:

De	hacia Fahrenheit	hacia Celsius	hacia Kelvin
°F	F	$(°F - 32)/1.8$	$(°F-32)*5/9+273$
°C	$(°C * 1.8) + 32$	C	$°C + 273$
K	$(K-273.15)*9/5+32$	$K - 273$	K

Tabla de Conversiones

1.2. Presión

La presión es una fuerza por unidad de superficie y suele medirse en atmósferas (atm); en el Sistema Internacional de Unidades (SI), la presión se expresa en Newtons por metro cuadrado. Un Newton por metro cuadrado es un pascal (Pa), siendo un Newton la fuerza que aplicada a un cuerpo de masa 1 kg, le comunica una aceleración de 1 m/s^2 .

Unidades

- 1 Bar = 1,02 kgf/cm^2
- 3 PSI = 0.206 Bar = 0,21 kgf/cm^2
- 15 PSI = 1,033 Bar = 1,05 kgf/cm^2

Una atmósfera equivale a:

- 14.7 PSI
- 406.92 Pulgadas de columna de agua
- 29.92 Pulgadas de columna de mercurio
- 1.033 kgf/cm^2
- 760 mm Columna de mercurio
- 1.0131 BAR
- 1.01×10^5 PASCALES

Un PSI equivale a:

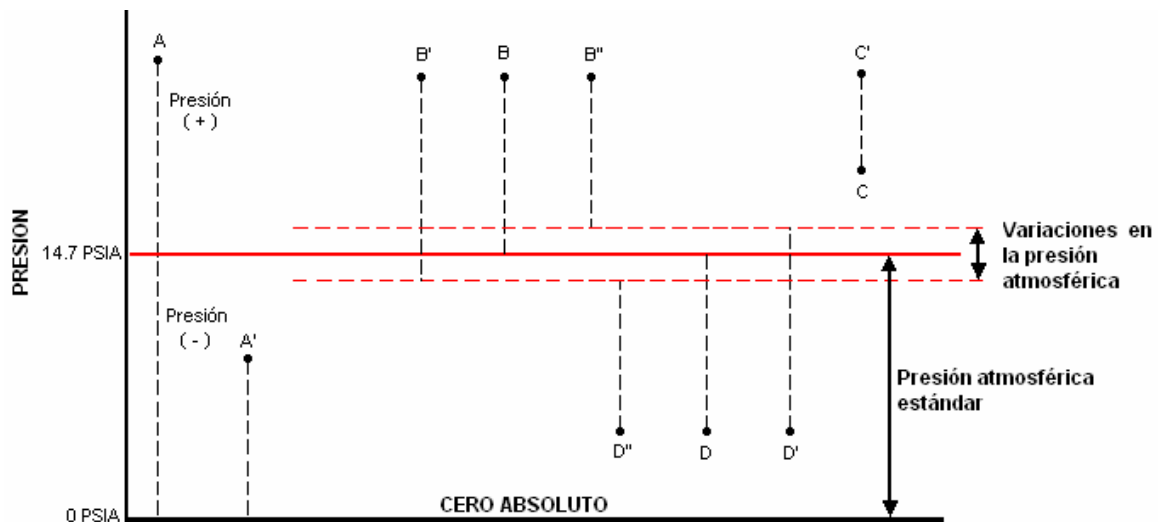
- 0.0680 atmósferas
- 27.68 Pulgadas de columna de agua
- 2.036 Pulgadas de columna de mercurio
- 70.31 Cm Columna de agua
- 7142 PASCALES

Un BAR equivale a:

- 14.5 PSI
- 408 Pulgadas de columna de agua
- 29.99 Pulgadas de columna de mercurio
- 105 PASCALES

Un PASCAL equivale a:

- 0.00014 PSI
- 10^{-5} Bares
- 0.987×10^{-5} atmósferas



Escalas de Presión

Presión absoluta. Se mide con relación al cero absoluto de presión (puntos A y A').

Presión Atmosférica. Es la presión ejercida por la atmósfera terrestre medida por un barómetro. A nivel del mar esta presión se aproxima a 760 mm Hg absolutos o 14,7 psia (libras por pulgada cuadrada absolutas).

Presión relativa. Es la determinada por un elemento que mide la diferencia entre la presión absoluta y la atmosférica del lugar donde se realiza la medición (punto B). Hay que señalar que al aumentar o disminuir la presión atmosférica disminuye o aumenta respectivamente la presión leída (puntos B' y B''), si bien ello es despreciable al medir presiones elevadas.

Presión diferencial. Es la diferencia entre dos presiones, puntos C y C'.

El vacío. Es la diferencia de presiones entre la presión atmosférica existente y la presión absoluta, es decir, la presión medida por debajo de la atmósfera (puntos D, D', D''). Viene expresado en mm de columna de mercurio, mm de agua o pulgadas de columna de agua. En este caso las variaciones de la presión atmosférica influyen considerablemente en las lecturas del vacío (presiones bajas).

1.3. Densidad

La densidad es una propiedad intensiva de la materia definida como la relación de la masa de un objeto dividida por su volumen. La masa es la cantidad de materia contenida en un objeto y comúnmente se la mide en unidades de gramos (g). El volumen es la cantidad de espacio ocupado por la cantidad de la materia y es comúnmente expresado en centímetros cúbicos (cm^3) o en milímetros (ml) (un cm^3 es igual a 1 ml). Por consiguiente, las unidades comunes usadas para expresar la densidad son gramos por milímetros (g/ml) y gramos por centímetros cúbicos (g/cm^3).

Como la densidad varía con la temperatura se especifica un valor base, para líquidos suele ser de 0 °C o de 15 °C. La densidad relativa es la relación para iguales volúmenes de las masas del cuerpo y del agua a 4 °C en el caso de líquidos.

$$\text{Grados API} = \frac{141.5}{\text{densidad relativa a } 15^\circ\text{C}} - 131.5$$

Densidad de algunas sustancias. En la tabla siguiente se muestra la densidad de algunas sustancias, expresada en kg/m³.

Sustancia	Densidad (kg/m ³)
Aire	1,28
Petróleo	800
Benceno	880
Agua	1.000
Aluminio	2.700
Hierro	7.860
Cobre	8.900
Plomo	11.340
Mercurio	13.500
Oro	19.300
Osmio	22.610

Tabla de densidades de algunas sustancias

2 ÍNDICE DEL MANUAL API DE NORMAS DE MEDICIÓN PETROLERA

Manual API de Normas de Medición Petrolera (MPMS)

API MPMS Capítulo 1, 1994	Vocabulario
API MPMS Capítulo 2, sección 2ª, 1995	Calibración del Tanque, Medición y Calibración de Tanques Cilíndricos Verticales por el Método Manual.
API MPMS Capítulo 4, sección 1, 1998	Sistemas Probadores – Introducción.
API MPMS Capítulo 4, sección 2, 1998	Probadores de Tuberías Convencionales.
API MPMS Capítulo 4, sección 3, 1998	Probadores de Volúmenes Pequeños.
API MPMS Capítulo 4, sección 4, 1998	Probadores de Tanques.
API MPMS Capítulo 4, sección 5, 1998	Probador de Medidor Maestro.
API MPMS Capítulo 4, sección 6, 1998	Interpolación de Pulsos.
API MPMS Capítulo 4, sección 7, 1998	Normas de Campo, Métodos de Prueba.
API MPMS Capítulo 4, sección 8, 1998	Operación de los Sistemas de Prueba.
API MPMS Capítulo 5, sección 2, 1997	Medición de Hidrocarburos Líquidos por Medidores de Desplazamiento.
API MPMS Capítulo 5, sección 3, 1995	Medición de Hidrocarburos Líquidos a través de Medidores de Turbina.
API MPMS Capítulo 5, sección 5, 1997	Fidelidad y Seguridad en la Medición de Fluidos del Sistema de Transmisión de Datos Pulsados.
API MPMS Capítulo 7, sección 1, 1996	Determinación de la Temperatura Estática utilizando Mercurio en Termómetros de Vidrio.
API MPMS Capítulo 7, sección 3, 1996	Determinación de la Temperatura Estática utilizando Termómetros Eléctricos Portables.
API MPMS Capítulo 8, sección 1, 1995	Muestreo Manual de Petróleo y de Productos Derivados.

API MPMS Capítulo 8, sección 2, 1995	Muestreo Automático de Petróleo y Productos derivados.
API MPMS Capítulo 8, sección 3, 1995	Mezcla y Manipulación de Muestras Líquidas de Petróleo y Productos Derivados.
API MPMS Capítulo 9, sección 1, 1992	Método de Prueba del Hidrómetro para la Densidad, Densidad Relativa, o la Gravedad del Crudo API y Productos Derivados.
API MPMS Capítulo 9, sección 2, 1992	Método de Prueba de Hidrómetro de Presión para la Densidad o la Densidad Relativa.
API MPMS Capítulo 10, sección 1, 1993	Determinación del Sedimento en Crudos y en Combustibles a través del Método de Extracción.
API MPMS Capítulo 10, sección 2, 1993	Determinación de Agua en Crudos a través de la Destilación.
API MPMS Capítulo 10, sección 7, 1996	Método Estándar para la Determinación de Agua en Crudo a través del Análisis Volumétrico de Karl Fischer.
API MPMS Capítulo 11	Tablas de Medición de Petróleo.
API MPMS Capítulo 11, sección 2.3, 1996	Calibración del Agua de los Probadores Volumétricos (Unidades Inglesas).
API MPMS Capítulo 12, sección 2, 1996	Cálculo de Cantidades de Petróleo por Medidores de Turbina o de Desplazamiento.
API MPMS Capítulo 12, sección 2.1, 1995	Cálculo de Cantidades Petroleras utilizando Métodos Dinámicos y Factores de Corrección de Volúmenes (Introducción.)
API MPMS Capítulo 13, sección 2, 1994	Métodos Estadísticos de los Datos Probadores del Medidor Evaluador.

3 CAPÍTULO 4 Y 12 DE LAS NORMAS API DEL MANUAL DE MEDICIONES ESTÁNDAR DE PETRÓLEO

CAPÍTULO 4.- SISTEMA PARA DETERMINAR EL FACTOR DEL MEDIDOR

4.2 PROBADORES DE TUBO

4.2.1 Introducción

El mejoramiento de los equipos de los sistemas de medición, ha progresado al punto que los probadores de tubo, reducen el costo y la complejidad de los medidores de gran capacidad. Su aplicación es apropiada para tuberías de alto volumen, tanques y operaciones medidoras de barcaza. Estas mejoras también son usadas para probadores y medidores de pequeños volúmenes.

4.2.1.1 Los probadores de tubo, utilizados para determinar mediciones de referencia, son ampliamente utilizados y pueden ser rectos o adoptar una forma de una curva. Los probadores portátiles o fijos pueden ser construidos basándose en estos principios. Los probadores de tubo han sido desarrollados por el uso de una tubería en la cual una porción del volumen calibrado de tubería, sea esta una tubería recta, en forma de U o doblada, sirve como volumen de referencia. Algunos probadores son construidos de tal manera que el líquido pueda ser desplazado en cualquier dirección.

4.2.1.2 La principal ventaja de un probador de tubo sobre un probador de tanque es que durante el ciclo de prueba el flujo no es interrumpido. Esto permite que el medidor sea probado a una tasa uniforme de flujo sin tener etapas de inicio o paro.

4.2.1.3 El volumen de referencia del probador requerido, (volumen entre los detectores), dependerá de algunos parámetros tales como: la discriminación del registro del probador, la reproducibilidad de los detectores y la repetitividad requerida; además se debe tomar en cuenta la relación entre la medida obtenida y el volumen. Los probadores de pequeños volúmenes que se consideraron necesarios se pueden utilizar cuando se la velocidad de los pulsos generados por el medidor sea alta, para tener una mejor precisión en los detectores de desplazamiento y para eliminar errores de inicio y paro en el método de prueba.

SECCION 8

4.8.1.2 Definición de términos

4.8.1.2.1 Factor de medición es un numero adimensional obtenido por la división entre del valor del volumen que se desplaza por el medidor (correspondiente al volumen que pasa por el probador durante una corrida), por el valor de volumen que se indica en el medidor, los dos a condiciones normales.

4.8.1.2.3 Volumen del probador es el volumen desplazado entre los detectores del probador a condiciones normales, en otras palabras a 15°C (60° F), 101.325 kPa (0 psig).

4.8.2.8.5 Equipo electrónico e instrumentación Todo equipo eléctrico o electrónico como contadores, switches, cables de interconexión y cables de puesta a tierra, deben ser inspeccionados periódicamente para una apropiadas instalación y operación. Los procesos de operación requieren de permisos especiales antes que los equipos sean conectados.

El contador podría omitir algunos de los pulsos generados por el medidor produciendo que la cuenta disminuya. El conteo de muy pocos pulsos es causado

usualmente por setear el control de sensibilidad para un conteo mínimo o debido a fallas eléctricas, los cuales pueden ser corregidas ya sea calibrando la sensibilidad o por la eliminación de la falla eléctrica.

Un contador puede detectar señales producidas por fuentes externas las cuales son reconocidas como pulsos. Estas señales que no son generadas por el medidor, pueden causar que aumente la cuenta además estas señales pueden originarse de la fuente de poder eléctricas del contador, equipos de soldadura, transmisores de radio, etc.

Los cables de las señales de transmisión deben instalarse lo más lejos posible de cables de poder. El blindaje del cable de transmisión debe estar normalmente aterrizado solo del equipo receptor.

CAPÍTULO 12.- CÁLCULO DE CANTIDADES DE PETRÓLEO

SECCIÓN 2.- CÁLCULO DE CANTIDADES LÍQUIDAS DE PETRÓLEO POR MEDIDORES DE TRUBINA O DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO

12.2.5.- PRINCIPALES FACTORES DE CORRECCIÓN

La designación de los factores de corrección por símbolos antes que palabras es recomendado debido a que; primero: las expresiones son abreviadas; segundo: las manipulaciones algebraicas son facilitadas; tercero: la similitud de las expresiones son expuestas puntualizadamente, solamente para el líquido en particular o el metal involucrado; y, cuarto: se reducen confusiones como por ejemplo la diferencia entre la compresibilidad (F) de un líquido y el factor de corrección (Cpl), el cual es función de F. Ellos son seis PRINCIPALES FACTORES DE CORRECCIÓN empleados en cálculos de cantidades de líquidos, todos ellos son multiplicadores. El primer factor de corrección comúnmente es

llamado factor de medidor (METER FACTOR) y es definido como: MF = Un valor adimensional el cual es corregido a un volumen como está indicado como está indicado sobre un medidor del volumen verdadero (ver 12.2.7).

Los cuatro próximos factores de corrección son empleados en cálculos de cantidades de líquidos. Ellos son necesarios debido a cambios en el volumen ocasionados por los cambios de temperatura y presión a la vez en el recipiente de almacenamiento (usualmente de acero dulce) y sobre el líquido involucrado para ser contabilizado. Estas cuatro correcciones son:

Cts (o CTS) = El Factor de Corrección para el efecto de la temperatura sobre el acero (12.2.5.1).

Cps (o CPS) = El Factor de Corrección para el efecto de la presión sobre el acero (12.2.5.2).

Ctl (o CTL) = El Factor de Corrección para el efecto de la temperatura sobre un líquido (12.2.5.3).

Cpl (o CPL) = El Factor de Corrección para el efecto de la presión sobre un líquido (12.2.5.4).

Finalmente, esto es un factor de corrección C320 (el cual nunca es mayor que 1.000) para la contabilización por la presencia de sedimento y agua en aceite crudo.

Adicionalmente suscrito puede ser añadido puede ser añadido hasta la notación simbólica sobre el hecho en claro hasta la parte del aparato de medición aplicado, nominalmente “p” para probador (PROVER), “m” para medidor (METER), y “M” para medición (MEASURE).

En el ejemplo trabajado, dado en esta publicación y en el procedimiento trabajado para el cálculo estándar, los arriba seis factores de corrección nominados son aplicados en una secuencia fijada.

MF, Cts, Cps, Ctl, Cpl, Csw

Toda multiplicación dentro de una sola operación, debe ser completada antes de empezar la división.

12.2.5.1 CORRECCIÓN PARA EL EFECTO DE LA TEMPERATURA SOBRE EL ACERO, Cts.

Cualquier metal que contenga, sea éste un probador de tubo, un probador de tanque, o un analizador de medida portátil, cuando está sujeto a un cambio en la temperatura, se determina por lo consiguiente un cambio en el volumen. El cambio de volumen, indiferente de la forma del probador, es proporcional al Coeficiente Térmico de Expansión cúbica del material del cual es contenido el recipiente. El factor de corrección por los efectos de la temperatura sobre el acero es llamado Cts, y puede ser colocado a partir de:

$$Cts = 1 + (T - 60) \gamma \quad (1)$$

Donde:

T = Temperatura en °F de la pared del recipiente

γ = Coeficiente de expansión cúbico por °F del material del cual está construido el recipiente.

De esta manera, el Cts debe ser mayor que 1 cuando la temperatura T es mayor que 60 °F y menor que 1 cuando la temperatura T es menor que 60 °F.

El valor de γ (Gamma) por °F es 1.86×10^{-5} (ó 0.0000186 por °F) para acero dulce o con bajo contenido de carbón y bajando en un rango de un valor de $2.4 a 2.9 \times 10^{-5}$ por °F para acero inoxidable de la serie 300. El valor usado en los cálculos puede ser aquel para establecer sobre el soporte de la agencia de calibración para una medida de ensayo o del fabricante de un probador. La tabla de los valores de Cts frente a la temperatura observada se encuentra establecido en el Apéndice A de esta publicación. Valor para los aceros inoxidables de la serie 300 están basados sobre el valor medio de 2.65×10^{-5} para gamma.

Cuando el volumen del recipiente a temperatura estándar (60 °F) es conocido, el volumen (V) a cualquier otra temperatura (T) puede ser calculado a partir:

$$V_T = V_{60} \times Cts \quad (2)$$

Inversamente, cuando el volumen del recipiente a cualquier temperatura (T) es conocido, el volumen a temperatura estándar (60 °F) puede ser calculado a partir de:

$$V_{60} = \frac{V_T}{Cts} \quad (3)$$

12.2.5.2 CORRECCIÓN PARA EL EFECTO DE LA PRESIÓN SOBRE EL ACERO, Cps.

Aunque en un recipiente de metal cualquiera, como un probador de tanque, un probador de tubo o una medición de ensayo está sujeto a una presión interna, la pared del recipiente puede ser elásticamente estirada y el volumen del recipiente puede cambiar en efecto. Mientras esto reconocido, esas simplificaciones de asunciones entre las ecuaciones anteriores, para propósitos de prácticas, el Factor de Corrección para efectos de la presión interna sobre el volumen de un recipiente cilíndrico, se llama Cps, y puede ser calculado a partir de :

$$Cps = 1 + \left(\frac{PD}{Et} \right) \quad (4)$$

Donde:

- P = Presión interna, en libras/pulgada cuadrada manométrica (Psig).
- D = Diámetro interno en pulgadas (diámetro externo menos dos veces el espesor de la pared).
- E = Módulo de elasticidad para el material del recipiente 3.0×10^7 libras/pulgadas cuadradas para el acero dulce ó 2.8 a 2.9×10^7 para acero inoxidable.
- T = Espesor de la pared del recipiente en pulgadas.

Una tabla de valores de Cps para tamaños específicos y espesores de paredes de tubos de acero dulce de probadores y presiones está localizado en el Apéndice A de esta publicación. Cuando el volumen del recipiente a presión

atmosférica es conocido, el volumen el volumen en cualquier otra presión (P) puede ser calculado a partir de:

$$V_p = V_{atmos} \times Cps \quad (5)$$

Cuando el volumen a cualquier presión P es conocido, el volumen equivalente a presión atmosférica puede ser calculado a partir de:

$$V_{atmos} = \frac{V_p}{Cps} \quad (6)$$

12.2.5.3 CORRECCIÓN PARA EL EFECTO DE TEMPERATURA SOBRE UN LÍQUIDO, Ctl

Si una cantidad de petróleo líquido es sometido a un cambio en temperatura, su volumen se incrementará mientras suba la temperatura o decrementará mientras la temperatura baje. El cambio de volumen es proporcional al coeficiente térmico de expansión del líquido, el cual varía con la densidad (gravedad API) y la temperatura. El factor de corrección para el efecto de temperatura sobre un volumen de líquido se llama Ctl. Sus valores están dados en las tablas 6A, 6B, y 6C, las cuales deben ser encontradas en 11.1 de este manual. Las tablas 6^a, 6B, y 6C son usadas cuando la gravedad API es conocida y permanece entre 0° API y 100° API; 100° API corresponde a la densidad relativa de 0.6112. Si la densidad relativa se conoce las Tablas 24^a, 24B, y 24C deberían ser utilizadas o Tabla 24 (API Standard 2540) para densidades relativas más bajas.

Cuando el volumen de un petróleo líquido es conocido a cualquier temperatura (T), el volumen equivalente a temperatura estándar puede ser calculada a partir de:

$$V_{60} = V_T \times Ctl \quad (7)$$

Cuando el volumen de un petróleo líquido es conocido a 60°F, el volumen equivalente a cualquier temperatura T puede ser calculada a partir de:

$$V_T = \frac{V_{60}}{Ctl} \quad (8)$$

12.2.5.4 CORRECCIÓN PARA EL EFECTO DE PRESIÓN SOBRE UN LÍQUIDO, Cpl

Si un volumen de petróleo líquido es sometido a un cambio en presión, este decrecerá mientras la presión incrementa e incrementará mientras la presión decrezca. El cambio de volumen es proporcional al factor de compresibilidad del líquido F, el cual depende de su densidad relativa (gravedad API) y la temperatura. Los valores del factor compresibilidad F para hidrocarburos se encontrará en el Capítulo 11.2 de este manual

El factor de corrección para el efecto de presión sobre un volumen de petróleo líquido se llama Cpl, y puede ser calculado a partir de:

$$Cpl = \frac{1}{1 - (P - P_c)F} \quad (9)$$

Donde:

P = presión, en libras por pulgada cuadrada.

P_C = presión de vapor de equilibrio a la temperatura del líquido que está siendo medido. En libras por pulgada cuadrada. P_C se considera a ser 0 para líquidos que tienen una presión de vapor de equilibrio menos que la presión atmosférica (14.73 libras por pulgada absoluta cuadrada) a la temperatura medida.

F = factor de compresibilidad para hidrocarburos del Capítulo 11.2 del manual. El valor de F para agua es 3.2×10^{-6} por libra por pulgada cuadrada.

Cuando P_C es 0, la ecuación 9 se convierte en:

$$C_{pl} = \frac{1}{(1 - PF)} \quad (10)$$

Cuando P_C es más que 0, se debe usar la ecuación 9

Los valores de P_C para densidades entre 0.500 y 0.512 son encontradas en el Capítulo 11.2 del manual.

Cuando el volumen de un líquido de baja presión de vapor es conocido a cualquier presión P , el volumen equivalente a presión estándar (0 libras por pulgada cuadrada) puede ser calculada a partir de:

$$V_o = V_p \times Cpl \quad (11)$$

Cuando el volumen de un líquido de baja presión de vapor es conocido a 0 libras por pulgada cuadrada, el volumen equivalente a cualquier presión P puede ser calculada a partir de:

$$V_p = \frac{V_o}{Cpl} \quad (12)$$

Cuando el volumen del líquido de alta presión de vapor es conocido a cualquier temperatura medida T a presión P, la corrección de presión se hace en dos pasos. El volumen equivalente en esa presión de equilibrio del líquido P_C a la temperatura medida puede ser calculada a partir de:

$$V_{PC}T = V_p \times Cpl \quad (13)$$

En esta ecuación el Cpl se calcula de la ecuación 9. Cuando este volumen es a su vez la temperatura corregida a 69 °F usando la ecuación 7, el valor de Cpl tomado de la tabla correspondiente también corrige el volumen para el cambio en presión de P_C a la temperatura medida, en la presión de equilibrio a la temperatura estándar de 60 °F. Debería ser recalado que mientras que P_C a la temperatura medida T puede ser más alta que la presión atmosférica (14.73 libras por pulgada cuadrada absoluta), la presión de equilibrio a 60 °F debe haber caído a la presión atmosférica o menos. Según la ecuación 9, la diferencia entre un líquido de baja presión de vapor y un líquido de alta presión de vapor depende de si su presión de equilibrio es menor o mayor que la presión atmosférica a la temperatura medida.

ANEXO 3



CALIBRACION DE MEDIDORES USANDO PROBADOR

LOCALIZAC. DEL MEDIDOR	FECHA	TEMP.AMB.	REPORTE Nro.
EST. LAGO CENTRO EXPAM	15-Dic-2004	70	23

DATOS	VOLUMEN A 60 oF y O.PSI	TAMAÑO	ESPESOR
PROBADOR	22,2109 bls	20"	0,375

DATOS	MARCA	TAMAÑO	MODELO	SERIE Nro.	TEMP.COMP.	PUL/BLS
MEDIDOR	A.O. SMITH	12"	K12-S1	DL-17280	A.T.G	1.000

REPORTE	RATA BLS/HR	FECHA	FACTOR	RATA ACTUAL	MEDIDOR Nro.
ANTERIOR	3402	29-Nov-04	0,9984	3490	3

DATOS EN PRUEBA

PRUEBA Nro.	TEMPERATURA		PRESION		PULSOS REGISTRADOS
	PROM.PROB.	MEDIDOR	PROM.PROB.	MEDIDOR	
1	84,5°F	60 °F	23 PSI	32 PSI	22034
2					22032
3					22028
4					22030
5	84,5°F	60 °F	23 PSI	32 PSI	22028
6					
7					
8					
9					
10	84,5°F	60 °F	23 PSI	32 PSI	
PROM.	84,5°F	60 °F	23 PSI	32 PSI	22030

DATOS DEL LIQUIDO	TIPO	GRAV.OBS.	TEMP.OBS.	GRAV .API .PROB.
	PETROLEO	26,6	83 ° F	25,1

VOL.PROB.	CTS	CPS	CTL	0,9903	CPL	VOL.NETO PROB.
22,2109	1,0005	1,0000	0,9897	X	1,0001	21,9955

PROM.PULSOS	PUL./BL	VOL.MED	CTL*	CPL	VOL. NETO MED.
22030	1000	22,030	1,0000	1,0001	22,0322

VOL.NET. PROB.	VOL. NETO . MED	FACTOR MEDIDOR	DESV. PULSOS
21,9955	22,0322	0,9983	0,0272%

COMENTARIOS DETERMINACION DE FACTOR
 FACTORES ANTERIORES 0,9987-0,9986-0,9981-0,9984-0,9981-0,9989-0,9990-0,9991-0,9988-0,9989
 0,9989-0,9985-0,9984-0,9981-0,9983-0,9983-0,9982-0,9987
 0,9985-0,9984

NOMBRE	FIRMA	FECHA	REPRESENTANTE
SR. MARCELO AGUILERA		15-Dic-04	PETROPRODUCCION
SR. IVAN FIALLOS		15-Dic-04	OLEODUCTO
ING. ALFONSO LEGÑA		15-Dic-04	D.N.H.



CALIBRACION DE MEDIDORES USANDO PROBADOR

LOCALIZAC. DEL MEDIDOR	FECHA	TEMP. AMB.	REPORTE Nro.
EST. LAGO TERMINAL	15-Dic-04	83°F	23

DATOS	VOLUMEN A 60 oF y O.PSI	TAMAÑO	ESPESOR
PROBADOR	19.0819 bls	16"	0,375

DATOS	MARCA	TAMAÑO	MODELO	SERIE Nro.	TEMP. COMP.	PUL/BLS
MEDIDOR	A.O. SMITH	8"	H 8-SI	FB.94654	A.T.G	1.000

REPORTE	RATA BLS/HR	FECHA	FACTOR	RATA ACTUAL	MEDIDOR Nro.
ANTERIOR	1320	29-Nov-04	1,0005	1404	1

DATOS EN PRUEBA

PRUEBA Nro.	TEMPERATURA		PRESION		PULSOS REGISTRADOS
	PROM.PROB	MEDIDOR	PROM.PROB.	MEDIDOR	
1	76,5° F	60 ° F	29 PSI	35PSI	18941
2					18943
3					18940
4					18939
5	76,5° F	60 ° F	29 PSI	35PSI	18944
6					18943
7					18939
8					18938
9					18943
10	76,5° F	60 ° F	29 PSI	35PSI	18939
PROM.	76,5° F	60 ° F	29 PSI	35PSI	18941

DATOS DEL LIQUIDO	TIPO	GRAV.OBS.	TEMP.OBS.	GRAV .API .PROB.
	PETROLEO	27,8	78 ° F	26,6

VOL.PROB.	CTS	CPS	CTL	CPL	VOL.NETO PROB.
19,0819	1,0003	1,0000	0,9930	1,0001	18,9560

PROM.PULSOS	PUL./BL	VOL.MED	CTL	CPL	VOL. NETO MED.
18941	1000	18,941	1,0000	1,0002	18,9448

VOL.NET. PROB.	VOL. NETO . MED	FACTOR MEDIDOR
18,9560	18,9448	1,0006

COMENTARIOS DETERMINACION DE FACTOR

FACTORES ANTERIORES 1,0001-1,0003-1,0005-1,0004-1,0005

NOMBRE	FIRMA	FECHA	REPRESENTANTE
SR. MARCELO AGUILERA	90924	15-Dic-04	PETROPRODUCCION
SR. IVAN FIALLOS		15-Dic-04	OLEODUCTO
ING. ALFONSO LEGÑA	320	15-Dic-04	D.N.H.

EXT.: 4456 OLEO 4463

ING. CEPEDA C:\MIS DOCUMENTOS\MEDIDORES\EXPA



CALIBRACION DE MEDIDORES USANDO PROBADOR

LOCALIZAC. DEL MEDIDOR	FECHA	TEMP.AMB.	REPORTE Nro.
EST. LAGO TERMINAL	15-Dic-04	83°F	23

DATOS PROBADOR	VOLUMEN A 60 oF y O.PSI	TAMAÑO	ESPESOR
	19.0819 bls	16"	0,375

DATOS MEDIDOR	MARCA	TAMAÑO	MODELO	SERIE Nro.	TEMP.COMP.	PUL/BLS
	A.O. SMITH	10"	JA 10-S3	FH-24079	A.T.G	1.000

REPORTE ANTERIOR	RATA BLS/HR	FECHA	FACTOR	RATA ACTUAL	MEDIDOR Nro.
	1536	30-Nov-04	1,0002	1500	2

DATOS EN PRUEBA

PRUEBA Nro.	TEMPERATURA		PRESION		PULSOS REGISTRADOS
	PROM.PROB	MEDIDOR	PROM.PROB.	MEDIDOR	
1	91 ° F	60 ° F	30PSI	35PSI	18827
2					18825
3					18822
4					18824
5	91 ° F	60 ° F	30PSI	35PSI	18826
6					18820
7					18820
8					18822
9					18825
10	91 ° F	60 ° F	30PSI	35PSI	18820
PROM.	91 ° F	60 ° F	30PSI	35PSI	18823

DATOS DEL LIQUIDO	TIPO	GRAV.OBS.	TEMP.OBS.	GRAV .API .PROB.
	PETROLEO	30,6	90 °F	28,5

$$\begin{array}{|c|c|c|c|c|c|c|}
 \hline
 \text{VOL.PROB.} & \text{CTS} & \text{CPS} & \text{CTL} & \text{CPL} & \text{VOL.NETO PROB.} \\
 \hline
 19,0819 & 1,0006 & 1,0000 & 0,9864 & 1,0001 & 18,8357 \\
 \hline
 \end{array}$$

$$\begin{array}{|c|c|c|c|c|c|c|}
 \hline
 \text{PROM.PULSOS} & \text{PUL./BL} & \text{VOL.MED} & \text{CTL} & \text{CPL} & \text{VOL. NETO MED.} \\
 \hline
 18823 & 1000 & 18,823 & 1,0000 & 1,0002 & 18,8268 \\
 \hline
 \end{array}$$

VOL.NET. PROB.	VOL. NETO . MED	FACTOR MEDIDOR
18,8357	18,8268	1,0005

COMENTARIOS DETERMINACION DE FACTOR
 FACTORES ANTERIORES 1,0001-1,0003-1,0001-1,0004-1,0004

NOMBRE	FIRMA	FECHA	REPRESENTANTE
SR. MARCELO AGUILERA	90924	15-Dic-04	PETROPRODUCCION
SR. IVAN FIALLOS	04104	15-Dic-04	OLEODUCTO
ING. ALFONSO LEGÑA	3210	15-Dic-04	D.N.H.



CALIBRACION DE MEDIDORES USANDO PROBADOR

LOCALIZAC. DEL MEDIDOR	FECHA	TEMP.AMB.	REPORTE Nro.
EST. LAGO TERMINAL	15-Dic-04	83°F	23

DATOS	VOLUMEN A 60 oF y O.PSI	TAMAÑO	ESPESOR
PROBADOR	19.0819 bls	16"	0,375

DATOS	MARCA	TAMAÑO	MODELO	SERIE Nro.	TEMP.COMP.	PUL/BLS
MEDIDOR	A.O. SMITH	10 "	JA 10-S3	FH-24080	A.T.G	1.000

REPORTE	RATA BLS/HR	FECHA	FACTOR	RATA ACTUAL	MEDIDOR Nro.
ANTERIOR	1518	30-Nov-04	1,0001	1470	3

DATOS EN PRUEBA

PRUEBA Nro.	TEMPERATURA		PRESION		PULSOS REGISTRADOS
	PROM.PROB	MEDIDOR	PROM.PROB.	MEDIDOR	
1	87,5°F	60 °F	29PSI	34 PSI	18847
2					18847
3					18852
4					18855
5	87,5°F	60 °F	29PSI	34 PSI	18844
6					18855
7					18851
8					18853
9					18855
10	87,5°F	60 °F	29PSI	34 PSI	18854
PROM.	87,5°F	60 °F	29PSI	34 PSI	18851

DATOS DEL	TIPO	GRAV.OBS.	TEMP.OBS.	GRAV .API .PROB.
LIQUIDO	PETROLEO	30,6	90 °F	28,5

VOL.PROB.	CTS	CPS	CTL	0,9885	CPL	VOL.NETO PROB.
19,0819	1,0005	X 1,0000	X 0,9879	X	1,0001	= 18,8625

PROM.PULSOS	PUL./BL	VOL.MED	CTL	CPL	VOL.NETO MED.
18851	1000	= 18,851	X 1,0000	X 1,0002	= 18,8548

VOL.NET. PROB.	VOL. NETO . MED	FACTOR MEDIDOR
18,8625	18,8548	1,0004

COMENTARIOS DETERMINACION DE FACTOR

FACTORES ANTERIORES 10000-1,0003-1,0007-1,0003-1,0001

NOMBRE	FIRMA	FECHA	REPRESENTANTE
SR. MARCELO AGUILERA	9 0924	15-Dic-04	PETROPRODUCCION
SR. IVAN FIALLOS	04154	15-Dic-04	OLEODUCTO
ING. ALFONSO LEGÑA	3213	15-Dic-04	D.N.H.



**PETROPRODUCCION
MANTENIMIENTO PRODUCCION
CALIBRACION DE MEDIDORES USANDO MEDIDOR MASTER**

LOCALIZACION DE MEDIDOR EST. SSFD NORTE	FECHA 12-Mar-04	REPORTE N°. 3				
DATOS MEDIDOR 144778	MARCA SMITH	TAMANO 8"	MODELO H8-S1	SERIE BB-95035	FACTOR 1.0479	
DATOS MEDIDOR EN PRUEBA	MARCA SMITH	TAMANO 8"	MODELO H8-S1	SERIE N°. BB-95035	TEMP. COMP. ATG	MED. N°. 1

DATOS MEDIDOR MASTER

1	LECTURA INICIAL	21010			
2	LECTURA FINAL	21310			
3	VOLUMEN MEDIDO (2-1)	300			
4	TEMP. DEL MEDIDOR	106.0°F			
5	PRESION DEL MEDIDOR	110PSI			
6	FACTOR DEL MEDIDOR	1.0479			
7	CTL	0.9800			
8	CPL	1.0006			
9	CCF (6x7 x 8)	1.0237			
10	VOLUMEN NETO (3 x 9)	306.31			

DATOS MEDIDOR EN PRUEBA

11	LECTURA INICIAL	3912.20			
12	LECTURA FINAL	4219.20			
13	VOLUMEN MEDIDO (12-11)	307.00			
14	TEMP. DEL MEDIDOR	106.0°F			
15	PRESION DEL MEDIDOR	120PSI			
16	CTL	1.0000			
17	CPL	1.0006			
18	CCF (16 x 17)	1.0006			
19	VOLUMEN NETO (13 x 18)	307.1842			
20	FACTOR MEDIDA (10/19)	0.9988			

DATOS DEL LIQUIDO	TIPO PETROLEO	GRAV. OBS. 30.3	TEMP. OBS. 102°F	GRAV. API. A 60° F. 27.4
--------------------------	-------------------------	---------------------------	----------------------------	------------------------------------

REPORTE ANTERIOR

RATA (BLS/HR) 876	FECHA 12-Feb-04	FACTOR 0.9990
-----------------------------	---------------------------	-------------------------

REPORTE ACTUAL

RATA (BLS/HR) 876	FECHA 12-Mar-04	FACTOR 0.9988
-----------------------------	---------------------------	-------------------------

COMENTARIOS: SELLOS COLOCADOS (PPR-4870)-(PPR-4883)-(PPR-4871) OK.
FACTORES ANTERIORES 1.0002-0.9999-0.9990

NOMBRE	FIRMA	FECHA	REPRESENTANTE
SR. GONZALO PEREZ	<i>[Signature]</i>	12-Mar-04	PETROPRODUCCION
TCO. JOSE CORNEJO	<i>[Signature]</i>	12-Mar-04	ISA
ING. JOSE VILLARRUEL	<i>[Signature]</i>	12-Mar-04	D.N.H.

EXT.: 4458 OLEO 4453

PRODUCCION C:\CALIBRACIONES\EXPAMI.XLS



CALIBRACION DE MEDIDORES USANDO PROBADOR

LOCALIZAC. DEL MEDIDOR	FECHA	TEMP.AMB.	REPORTE Nro.
EQUIPO MASTER L. AGRIO	26-Nov-2004		11

DATOS	VOLUMEN A 60 oF y O.PSI	TAMAÑO	ESPESOR
PROBADOR	22,2109 bls	20"	0,375

DATOS	MARCA	TAMAÑO	MODELO	SERIE Nro.	TEMP.COMP.	PUL/BLS
MEDIDOR	A.O. SMITH	4"	F4-S1	AK-09976	NO	8400

REPORTE	RATA BLS/HR	FECHA	FACTOR	RATA ACTUAL	MEDIDOR Nro.
ANTERIOR	500	26-Oct-04	1,0432	504	1

DATOS EN PRUEBA

PRUEBA Nro.	TEMPERATURA		PRESION		PULSOS REGISTRADOS
	PROM.PROB.	MEDIDOR	PROM.PROB.	MEDIDOR	
1	81,5 °F	81,5 °F	44,8PSI	39 PSI	178937
2					178943
3					178947
4					178945
5	81,5 °F	81,5 °F	44,8PSI	39 PSI	178943
6					
7					
8					
9					
10	81,5 °F	81,5 °F	44,8PSI	39 PSI	
PROM.	81,5 °F	81,5 °F	44,8PSI	39 PSI	178943

DATOS DEL LIQUIDO	TIPO	GRAV.OBS.	TEMP.OBS.	GRAV .API .PROB.
	PETROLEO	26,4	81° F	25,0

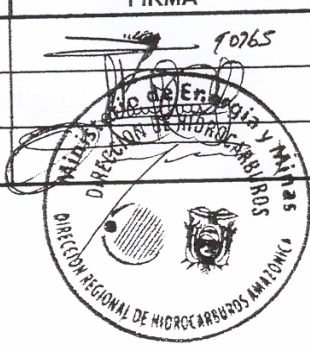
$$\begin{array}{c}
 \text{VOL.PROB.} \\
 22,2109
 \end{array}
 \times
 \begin{array}{c}
 \text{CTS} \\
 1,0004
 \end{array}
 \times
 \begin{array}{c}
 \text{CPS} \\
 1,0001
 \end{array}
 \times
 \begin{array}{c}
 \text{CTL} \\
 0,9910
 \end{array}
 \times
 \begin{array}{c}
 \text{CPL} \\
 1,0002
 \end{array}
 \times
 \begin{array}{c}
 0,9917 \\
 \text{VOL.NETO PROB.} \\
 22,0265
 \end{array}$$

$$\begin{array}{c}
 \text{PROM.PULSOS} \\
 178943
 \end{array}
 \div
 \begin{array}{c}
 \text{PUL./BL} \\
 8400
 \end{array}
 =
 \begin{array}{c}
 \text{VOL.MED} \\
 21,3027
 \end{array}
 \times
 \begin{array}{c}
 \text{CTL} \\
 0,9910
 \end{array}
 \times
 \begin{array}{c}
 \text{CPL} \\
 1,0002
 \end{array}
 =
 \begin{array}{c}
 \text{VOL. NETO MED.} \\
 21,1152
 \end{array}$$

VOL.NET. PROB. 22,0265	VOL. NETO . MED 21,1152	FACTOR MEDIDOR 1,0432	DESV. PULSOS 0,0095%
----------------------------------	-----------------------------------	---------------------------------	--------------------------------

COMENTARIOS: DETERMINACION DE FACTOR
 FACTORES ANTERIORES 1,0432-1,0431-1,0431-1,0429-1,0431-1,0430-1,0428-1,0429-1,0428
 1,0431-1,0432-1,0431

NOMBRE	FIRMA	FECHA	REPRESENTANTE
ING. RAUL RUALES		26-Nov-04	PETROPRODUCCION
TEC. WILLIAM ORDOÑEZ		26-Nov-04	IISA
ING. OSCAR ALARCON		26-Nov-04	D.N.H.





CALIBRACION DE MEDIDORES USANDO PROBADOR

LOCALIZAC. DEL MEDIDOR EST. SSPD CENTRAL	FECHA 13-Mar-04	TEMP.AMB.	REPORTE Nro. 3
---	--------------------	-----------	-------------------

DATOS PROBADOR	VOLUMEN A 80 oF y O.PSI 3.73871 bla	TAMAÑO 8"	ESPESOR 0,375
----------------	--	--------------	------------------

DATOS MEDIDOR	MARCA A.O. SMITH	TAMAÑO 8"	MODELO H&S1	SERIE Nro. PB113055	TEMP.COMP. A.T.G	PUL/BL 1,000
---------------	---------------------	--------------	----------------	------------------------	---------------------	-----------------

REPORTE ANTERIOR	RATA BLS/HR 798	FECHA 11-Feb-04	FACTOR 0,9995	RATA ACTUAL 812	MEDIDOR Nro. 1
------------------	--------------------	--------------------	------------------	--------------------	-------------------

DATOS EN PRUEBA

PRUEBA Nro.	TEMPERATURA		PRESION		PULSOS REGISTRADOS
	PROM.PROB.	MEDIDOR	PROM.PROB.	MEDIDOR	
1	124 ° F	80 ° F	82 PSI	70 PSI	3636
2					3635
3					3633
4					3638
5	124 ° F	80 ° F	82 PSI	70 PSI	3634
6					3634
7					3637
8					3639
9					3634
10	124 ° F	80 ° F	82 PSI	70 PSI	3633
PROM.	124 ° F	80 ° F	82 PSI	70 PSI	3635

DATOS DEL LIQUIDO	TIPO PETROLEO	GRAV.OBS. 33,4	TEMP.OBS. 118 ° F	GRAV API. PROB. 29,3
-------------------	------------------	-------------------	----------------------	-------------------------

VOL. PROB. 3,73871	CTS 1,0012	X	CPS 1,0001	X	CTL 0,9715	X	CPL 1,0005	=	VOL. NETO PROB. 3,6366
PROM. PULSOS 3635	PUL/BL 1000	=	VOL. MED 3,6350	X	CTL 1,0000	X	CPL 1,0004	=	VOL. NETO MED. 3,6365
VOL. NET. PROB. 3,6366	VOL. NETO. MED 3,6365		FACTOR MEDIDOR 1,0000						

COMENTARIOS DETERMINACION DE FACTOR
FACTORES ANTERIORES 0,9995-1,0001-0,9995

NOMBRE	FIRMA	FECHA	REPRESENTANTE
SR. GONZALO PEREZ	<i>[Signature]</i>	13-Mar-04	PETROPRODUCCION
TCO. JOSE CORNEJO	<i>[Signature]</i>	13-Mar-04	HSA
ING. JOSE VILLARUEL	<i>[Signature]</i>	13-Mar-04	DNH

EXT.: 4458 OLEO 4463



CALIBRACION DE MEDIDORES USANDO PROBADOR

LOCALIZAC. DEL MEDIDOR	FECHA	TEMP. AMS.	REPORTE Nro.
EST. SSPD CENTRAL	13-Mar-04		3

DATOS PROBADOR	VOLUMEN A 60 °F y O.PSI	TAMAÑO	ESPESOR
	3.73671 bls	6"	0.375

DATOS MEDIDOR	MARCA	TAMAÑO	MODELO	SERIE Nro.	TEMP. COMP.	PUL/BL
	A.O. SMITH	6"	H6-S1	PB113055	A.T.G	1.000

REPORTE ANTERIOR	RATA BLS/HR	FECHA	FACTOR	RATA ACTUAL	MEDIDOR Nro.
	798	11-Feb-04	0.9995	812	1

DATOS EN PRUEBA

PRUEBA Nro.	TEMPERATURA		PRESION		PULSOS REGISTRADOS
	PROM. PROB.	MEDIDOR	PROM. PROB.	MEDIDOR	
1	124 ° F	80 ° F	82 PSI	70 PSI	3636
2					3635
3					3633
4					3638
5	124 ° F	60 ° F	82 PSI	70 PSI	3634
6					3634
7					3637
8					3639
9					3634
10	124 ° F	80 ° F	82 PSI	70 PSI	3633
PROM.	124 ° F	80 ° F	82 PSI	70 PSI	3635

DATOS DEL LIQUIDO	TIPO	GRAV. OSS.	TEMP. OSS.	GRAV. API. PROB.
	PETROLEO	33.4	118 ° F	29.3

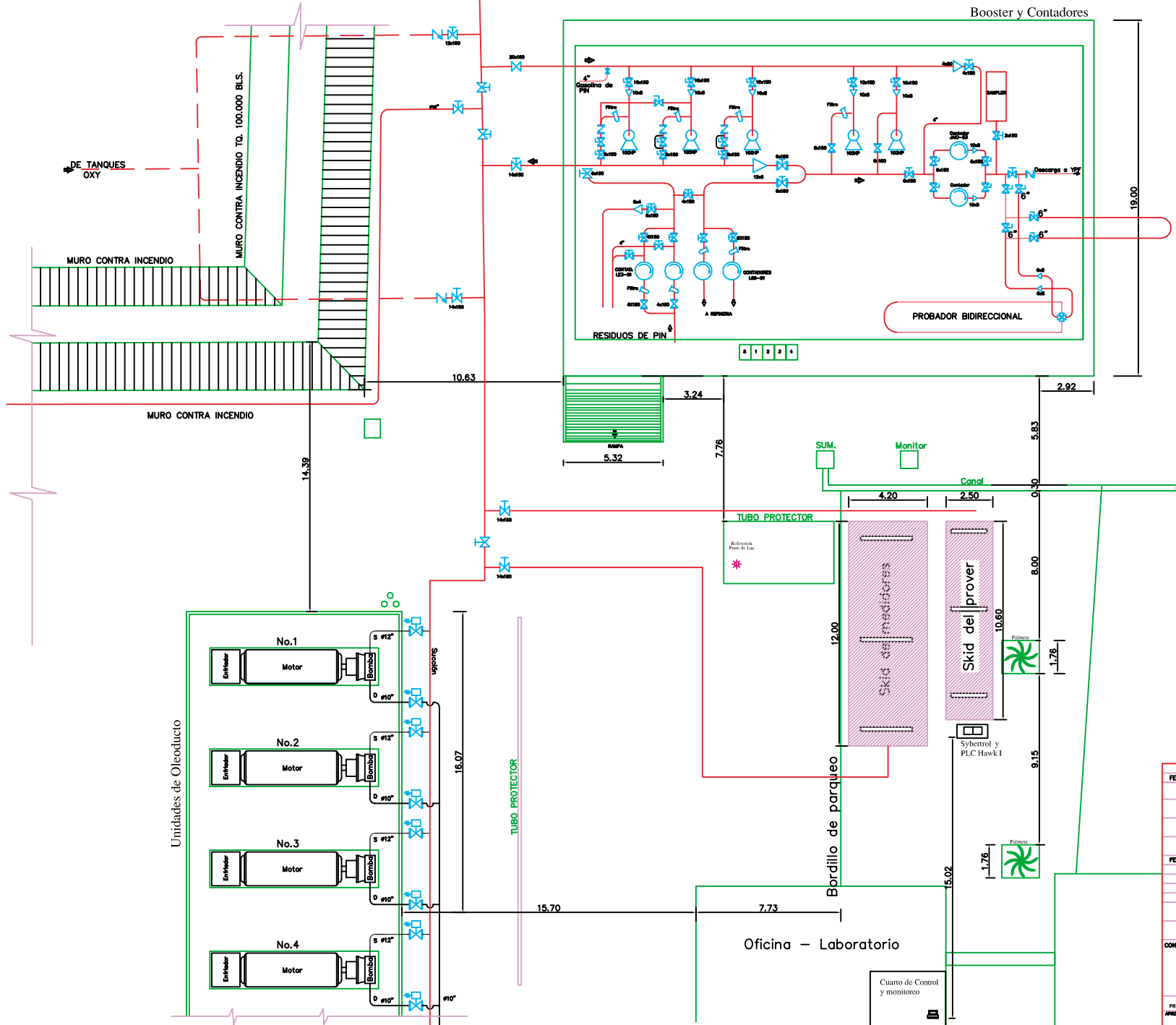
VOL. PROB.	CTS	CPS	CTL	CPL	VOL. NETO PROB.
3.73671	1,0012	1,0001	0,9715	1,0005	3,6366
PROM. PULSOS	PUL/BL	VOL. MED.	CTL	CPL	VOL. NETO MED.
3635	1000	3,6350	1,0000	1,0004	3,6365
VOL. NET. PROB.	VOL. NETO. MED.	FACTOR MEDIDOR			
3,6366	3,6365	1,0000			

COMENTARIOS DETERMINACION DE FACTOR
 FACTORES ANTERIORES 0.9995-1.0001-0.9995

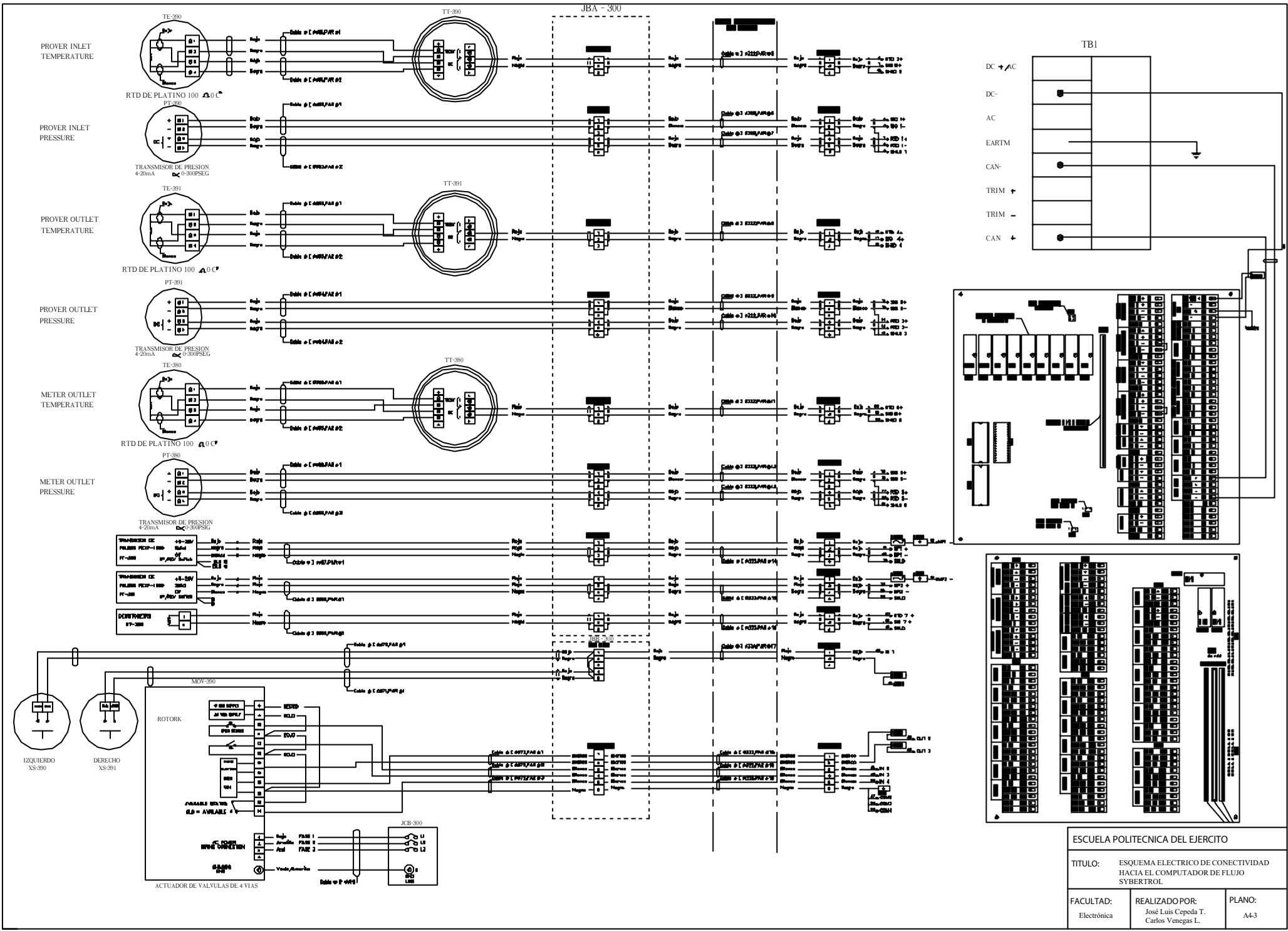
NOMBRE	FIRMA	FECHA	REPRESENTANTE
SR. GONZALO PEREZ	<i>[Signature]</i>	13-Mar-04	PETROPRODUCCION
TCO. JOSE CORNEJO	<i>[Signature]</i>	13-Mar-04	HSA
ING. JOSE VILLARRUEL	<i>[Signature]</i>	13-Mar-04	DNH

EXT.: 4458 OLEO 4463

ANEXO 4



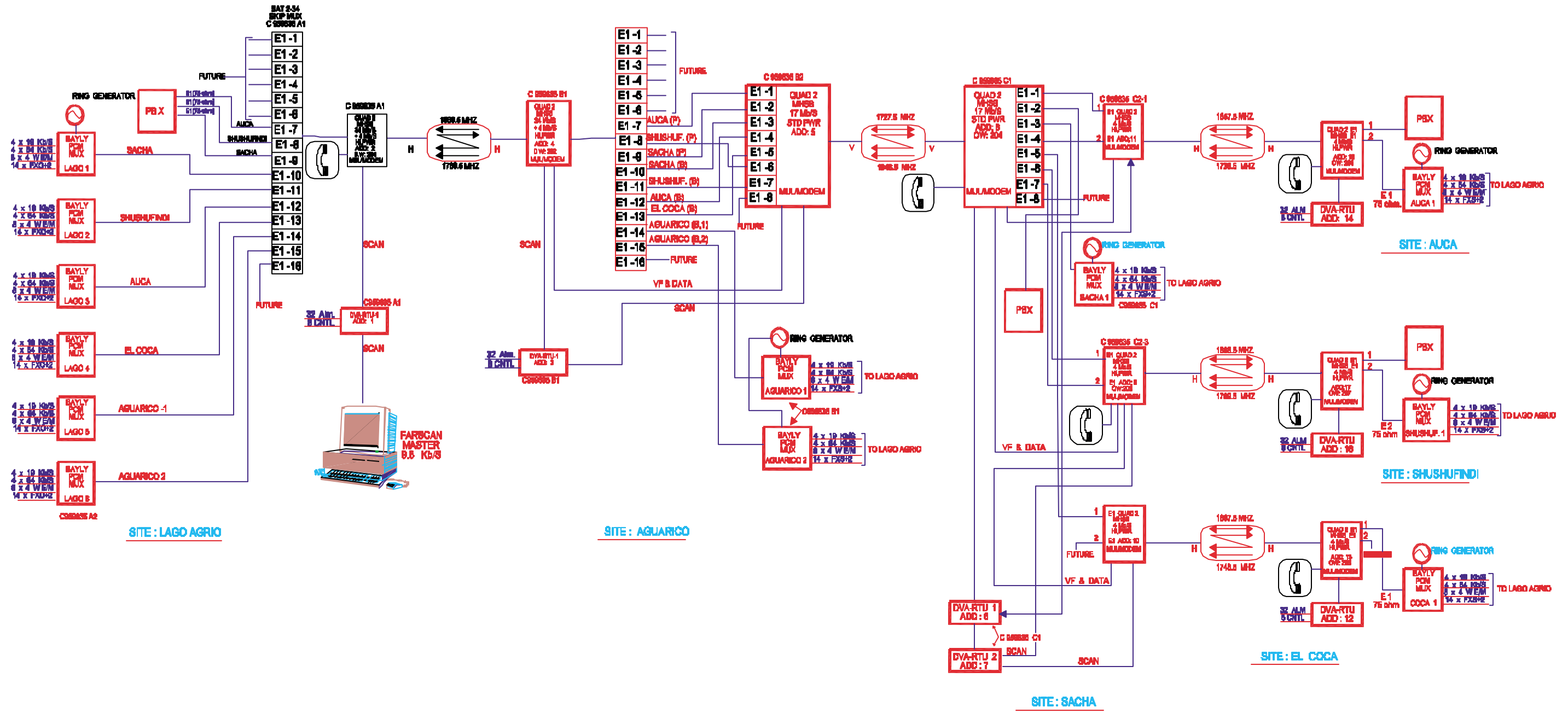
APROBACIONES			
FECHA	NOMBRE	CODIGO	FIRMA
FECHA	AUTOR	REVISION	
PETROPRODUCCION			
PROYECTOS ESPECIALES			
CONTIENE:			
AREA PARA INSTALACION DE UNIDADES LACT'S			
ESTACION SSFD. CENTRAL			
REVISADO POR: Ing. Ramiro Jimenez	REVISOR: Ing. David Chavez	AUTORIZADO: Ing. Luis...	LIMITE: A-4-1
FECHA: 14 de Julio 2004			



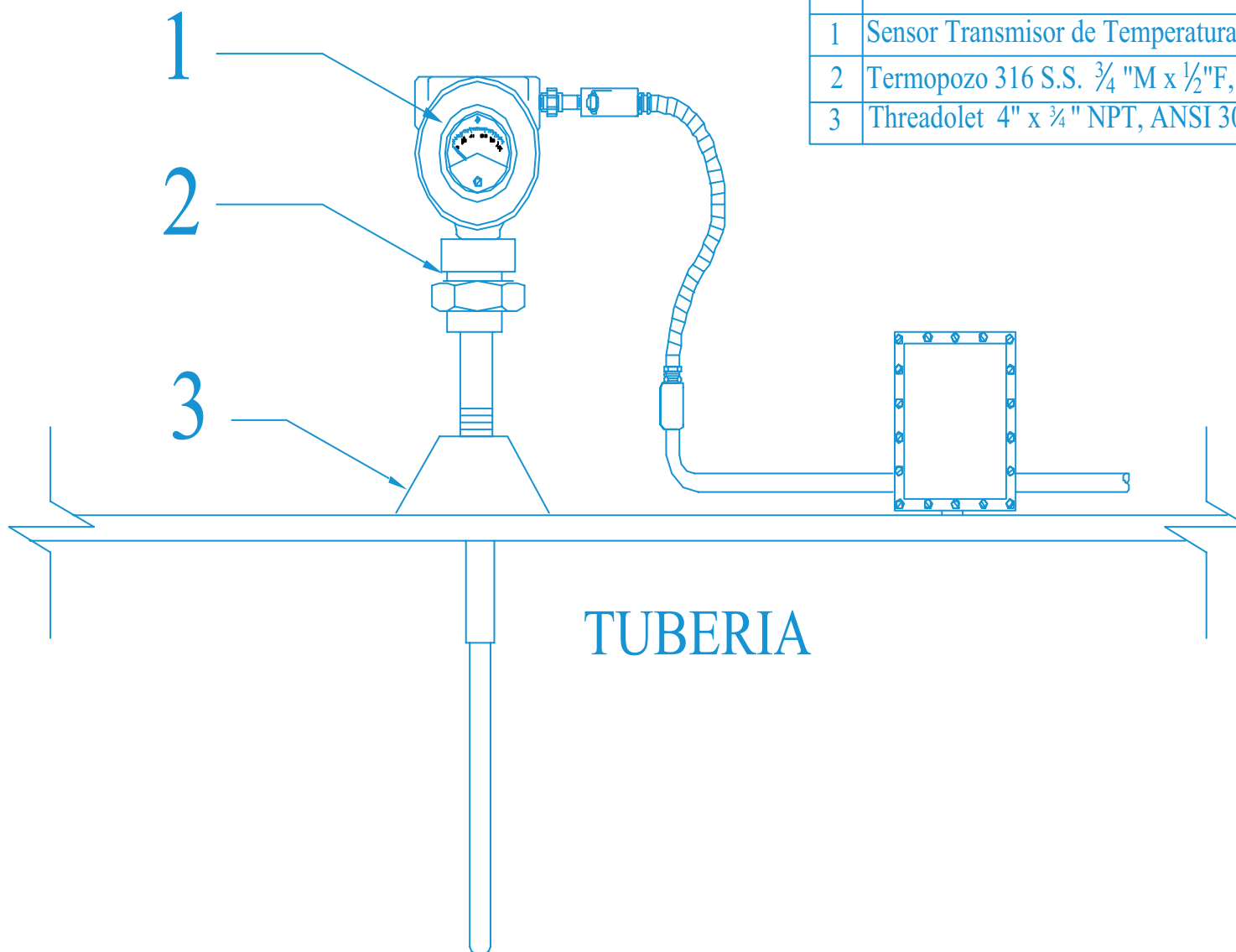
ESCUELA POLITÉCNICA DEL EJÉRCITO

TÍTULO: ESQUEMA ELECTRICO DE CONECTIVIDAD HACIA EL COMPUTADOR DE FLUJO SYBRETROL

FACULTAD: Electrónica	REALIZADO POR: José Luis Cepeda T. Carlos Venegas L.	PLANO: A4-3
--------------------------	--	----------------



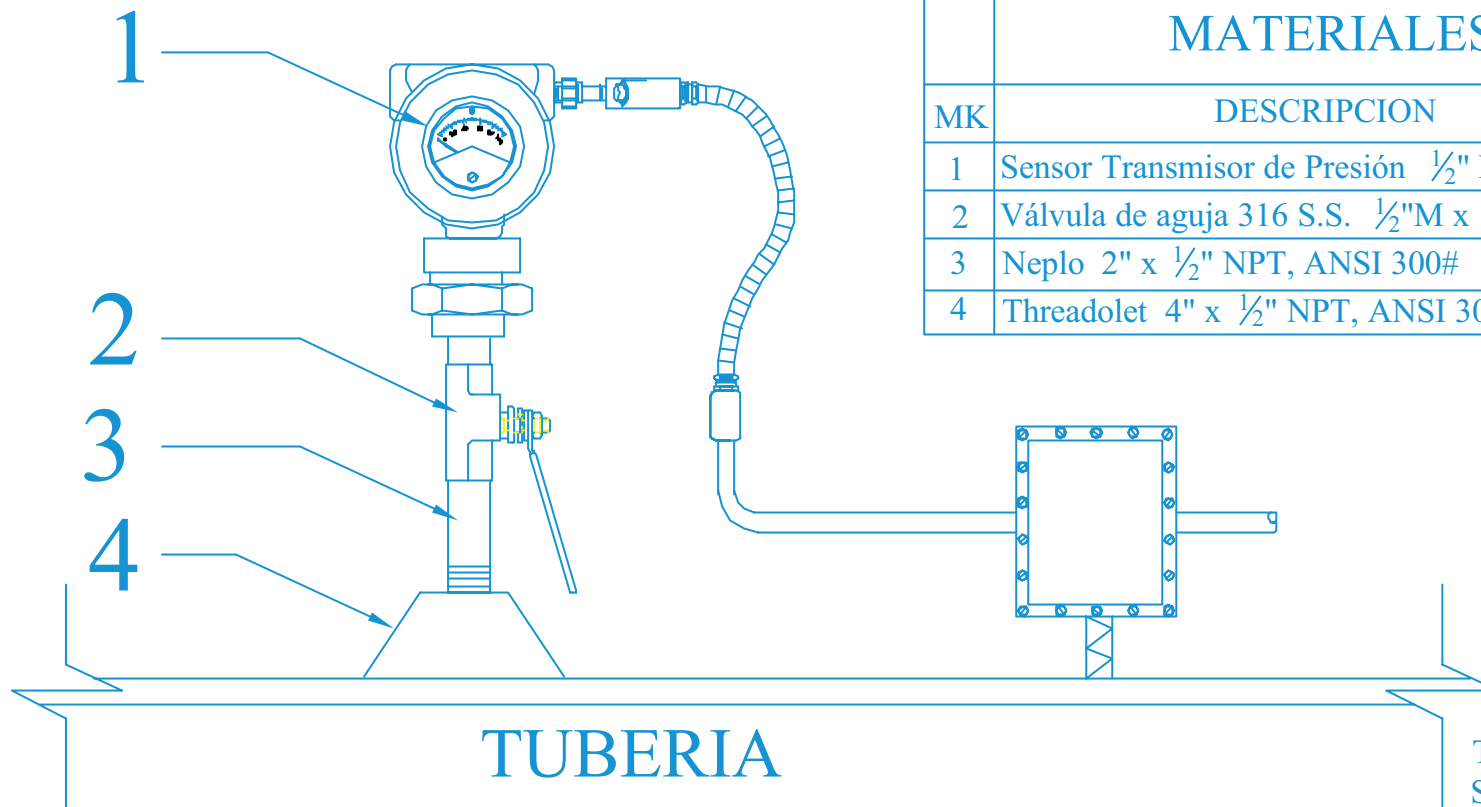
DISEÑO: PLANIFICACIÓN APROBO: PLANIFICACIÓN DIBUJO: PLANIFICACIÓN	CONTIENE: RED DE MICROONDAS DIGITAL HARRIS			
ARCHIVO:	FECHA:	ESCALA:		
RED HARRIS	06/Jul/02	S.E	2 de 2	



MATERIALES

MK	DESCRIPCION	CANT.
1	Sensor Transmisor de Temperatura 1/2" MNPT.	1
2	Termopozo 316 S.S. 3/4 "M x 1/2"F, NPT	1
3	Threadolet 4" x 3/4" NPT, ANSI 300#	1

TIPICO DE MONTAJE PARA
SENSOR-TRANSMISOR DE
TEMPERATURA



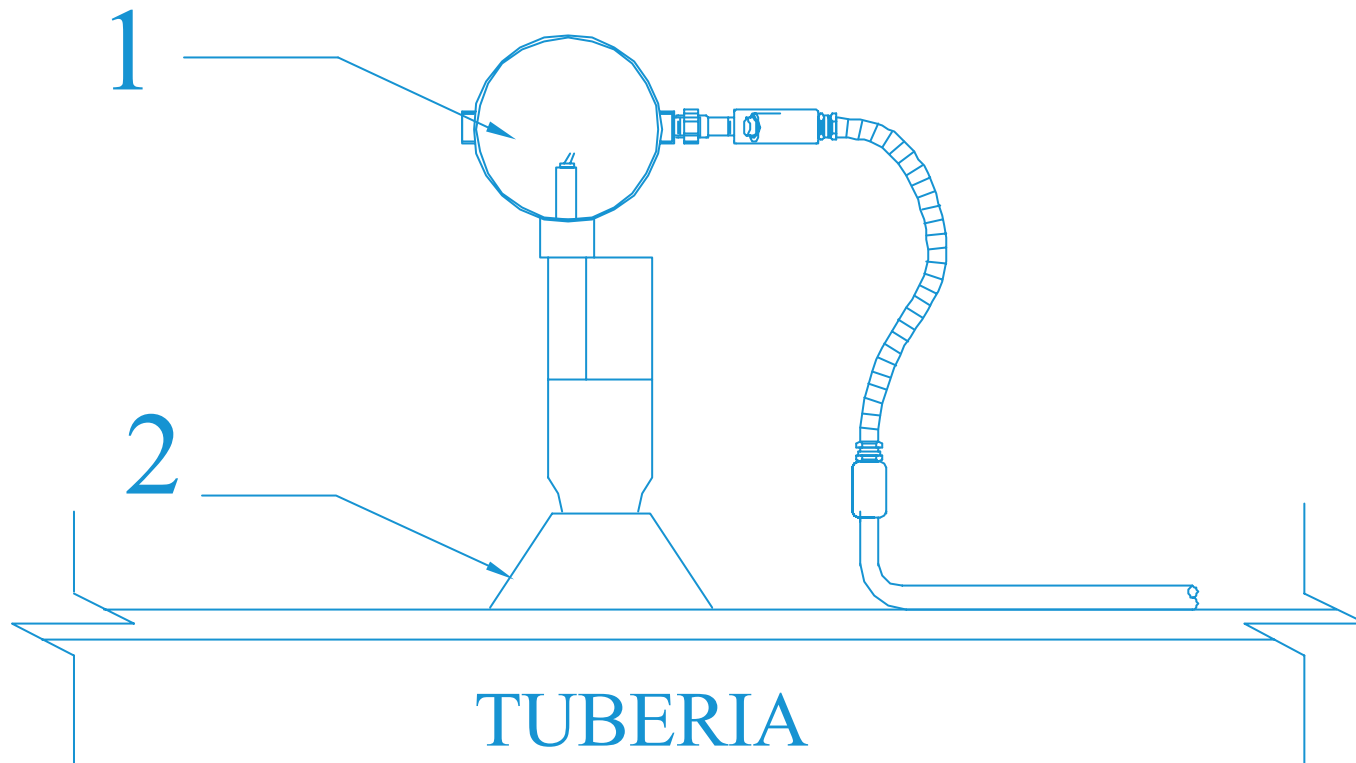
MATERIALES

MK	DESCRIPCION	CANT.
1	Sensor Transmisor de Presión 1/2" MNPT.	1
2	Válvula de aguja 316 S.S. 1/2"M x 1/2"F, NPT	1
3	Neplo 2" x 1/2" NPT, ANSI 300#	1
4	Threadolet 4" x 1/2" NPT, ANSI 300#	1

TIPICO DE MONTAJE PARA
SENSOR-TRANSMISOR DE
PRESION

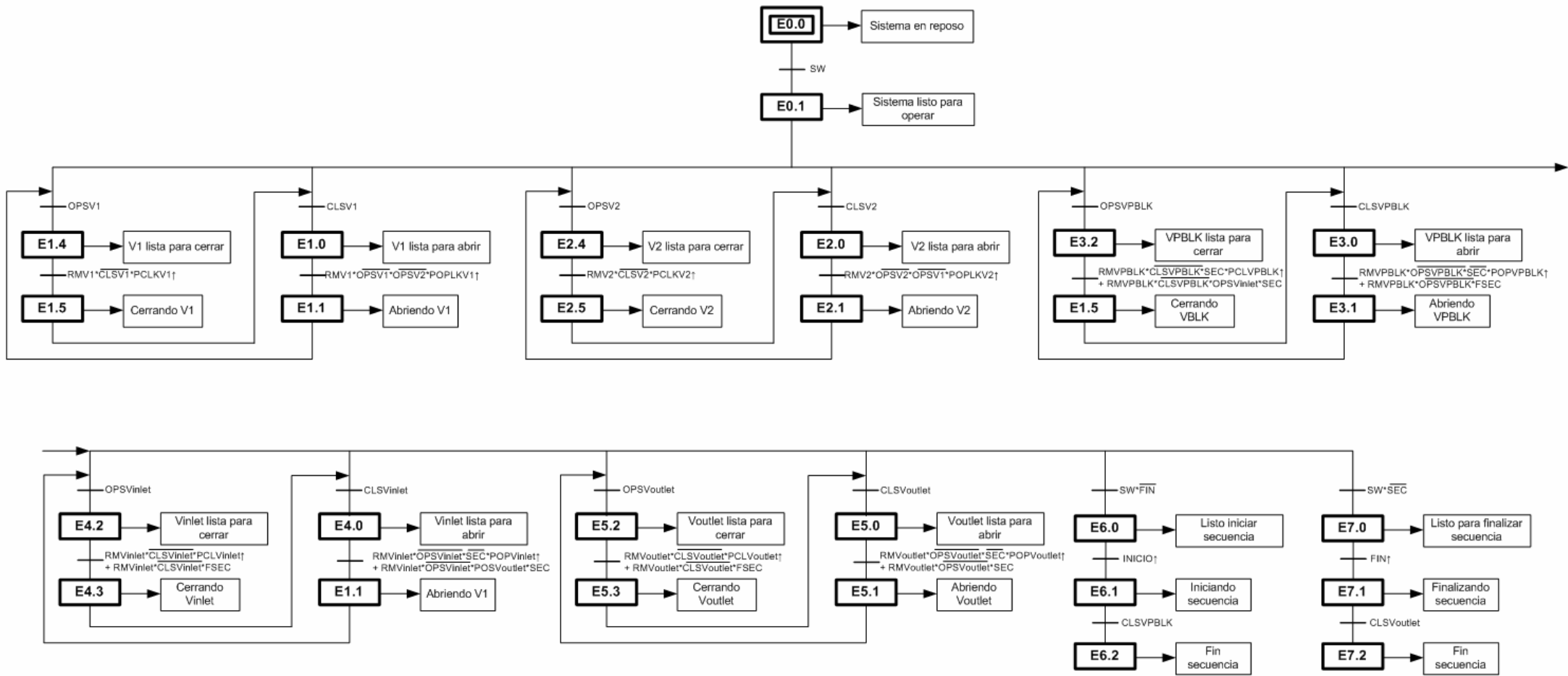
MATERIALES

MK	DESCRIPCION	CANT.
1	Switch de Paso 1/2" MNPT.	1
2	Threadolet 10" x 1/2" NPT, ANSI 300#	1



TIPO DE MONTAJE PARA
SWITCH DE PASO.

ANEXO 5



ESCUELA POLITÉCNICA DEL EJÉRCITO

TÍTULO: Diagrama de flujo del programa del controlador electrónico HAWK-I AMOT

FACULTAD: Electrónica **REALIZADO POR:** José Luis Cepeda T. Carlos Venegas L.