

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA**



**“IMPLEMENTACION DEL SISTEMA DE
CONTROL AUTOMATICO DEL SEPARADOR
DE AGUA LIBRE DE LA ESTACION CENTRAL
DE PROCESAMIENTO DE PETROLEO DEL
LOTE 67 - PERU”**

TESIS

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE

INGENIERO MECATRONICO

MANUEL ENRIQUE GALLARDO RODRIGUEZ

PROMOCION 2007-I

LIMA-PERU

2009

“Muéstrame un punto donde apoyarme y me encargaré de mover el mundo”

Dedicado a mi padre, la persona que siempre confió en mí, aún cuando en ocasiones ni siquiera yo lo hacía; discúlpame pero aunque te lo prometí, nunca seré mejor que tú.

AGRADECIMIENTOS

Debo comenzar agradeciendo al grupo de trabajo del proyecto Lote 67, mis compañeros y grandes amigos, al Gerente del Proyecto Ing. Luís Narváez y al Gerente de Ingeniería Ing. Diego Donoso, auténticos líderes que supieron ayudarme incondicionalmente ante cualquier duda; así como a cada uno de los líderes de las diferentes áreas del proyecto: Ing. Julio Condor (Área de Procesos), Ing. Diego Sotomayor (Área de Mecánica), Ing. Jorge Goyes (Área Eléctrica), Ing. Héctor Dueñas (Área Civil); y en especial a los ingenieros integrantes del área de Instrumentación, Control y Telecomunicaciones liderados por el Ing. Rodrigo Silva y a los Ing. Javier Montiel, Ing. Wilson Costales, Ing. Rolando Mármol, y a mi gran amigo y maestro Ing. Jorge Aldás.

Un agradecimiento especial a mi asesor de tesis Ing. Julio Casquero, por las enseñanzas impartidas en la etapa universitaria y durante la elaboración de este proyecto personal.

No quiero terminar sin antes dedicar un agradecimiento especial a mi familia, a mi hermano por enseñarme a luchar contra todas las adversidades, a mi hermana por su fuerza espiritual, a mi madre por su amor incondicional, y a mi padre por ser el mejor maestro, gracias porque en ustedes encontré el punto donde apoyarme para mover el mundo.

TABLA DE CONTENIDO

PRÓLOGO	2
CAPITULO 1 INTRODUCCIÓN	4
1.1. EL PETRÓLEO EN EL PERÚ Y EL MUNDO	4
1.2. COMPOSICIÓN ELEMENTAL DEL PETRÓLEO	6
1.3. PROPIEDADES FÍSICOQUÍMICAS DEL PETRÓLEO.....	6
1.3.1. DENSIDAD API.....	7
1.3.2. VISCOSIDAD.....	7
1.3.3. PUNTO DE IGNICIÓN Y PUNTO DE DESTELLO	8
1.3.4. PUNTO DE FLUIDEZ	8
CAPITULO 2 DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA	11
2.1. PROCESO DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO.....	11
2.1.1. LEVANTAMIENTO.....	11
2.1.2. PROCESAMIENTO	11
2.1.3. TRANSPORTE	11
2.2. ESTACION CENTRAL DE PROCESAMIENTO - ECP.....	12
2.3. PROCESO DE DESHIDRATACIÓN DE PETRÓLEO	13
CAPITULO 3 DESCRIPCIÓN DEL OBJETO DE ESTUDIO: SEPARADOR DE AGUA LIBRE	16
3.1. PROCESO DE SEPARACIÓN DE FASES EN EL FWKO	17
3.2. PRINCIPALES FACTORES PARA LA SEPARACIÓN.....	18
3.2.1. TIEMPO DE RESIDENCIA DEL FLUIDO EN EL FWKO	19
3.2.2. TEMPERATURA DEL FWKO.....	19
3.2.3. PRESIÓN DEL FWKO.....	19
3.2.4. VELOCIDAD DEL GAS DENTRO DEL FWKO.....	20
3.3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL FWKO.....	20
3.4. VENTAJAS	22
3.4.1. ECOLÓGICAS	22

3.4.2.	ECONÓMICAS	22
3.4.3.	EFICIENCIA.....	22
CAPITULO 4 IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA		24
4.1.	ESCENARIO DE PRODUCCIÓN	24
4.2.	PRODUCCIÓN DE AGUA ASOCIADA	25
4.3.	DESHIDRATACIÓN PRIMARIA	26
4.4.	IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA.....	26
CAPITULO 5 PLANTEAMIENTO DE LA HIPÓTESIS		29
5.1.	HIPÓTESIS.....	29
5.2.	IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DENTRO DEL PROYECTO	29
CAPITULO 6 MARCO TEÓRICO		29
6.1.	ANÁLISIS POR ELEMENTOS FINITOS	29
6.1.1.	INTRODUCCIÓN	29
6.1.2.	CONCEPTOS GENERALES	30
6.1.3.	MÉTODO DE ELEMENTOS FINITOS - MEF	33
6.2.	INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN DE PRESIÓN	35
6.2.2.	TIPO BOURDON	36
6.2.3.	DIAFRAGMA.....	37
6.2.4.	TRANSDUCTORES RESISTIVOS	38
6.2.5.	TRANSDUCTORES PIEZOELÉCTRICOS	38
6.3.	INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN DE NIVEL.....	40
6.3.1.	TUBOS DE VIDRIO	41
6.3.2.	SENSORES TIPO CAPACITIVOS	41
6.3.3.	SENSORES TIPO ULTRASÓNICO.....	43
6.3.4.	SENSORES TIPO MICROONDAS (RADAR).....	43
6.3.5.	SENSORES TIPO ONDA GUIADA	45
6.4.	INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN DE TEMPERATURA.....	46
6.4.1.	TERMÓMETROS BIMETÁLICOS	46
6.4.2.	TERMÓMETROS DE RESISTENCIA (RTD).....	47
6.4.3.	TERMOPOZOS	48
6.5.	ELEMENTOS FINALES DE CONTROL	49

6.5.1.	VÁLVULAS DE PROCESO	49
6.5.2.	VÁLVULAS DE SEGURIDAD	54
6.5.3.	VÁLVULAS DE ALIVIO.....	54
6.5.4.	VÁLVULAS DE CONTROL.....	55
6.6.	DIAGRAMAS DE PROCESO	60
6.6.1.	DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO – PFD	60
6.6.2.	DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN P&ID	61
6.7.	AUTOMATIZACIÓN.....	62
6.7.1.	TIPOS DE PROCESOS.....	63
6.7.2.	AUTORREGULACIÓN.....	64
6.7.3.	COMPORTAMIENTO DE LAS VARIABLES DE PROCESO	65
6.7.4.	CONTROLADORES	66
6.7.5.	AJUSTE INICIAL DE LOS PARÁMETROS DE SINTONÍA	67
6.7.6.	UNIDAD DE TRANSMISIÓN REMOTA (RTU).....	68
6.7.7.	UNIDAD DE LÓGICA Y PROCESAMIENTO (PLC)	68
6.7.8.	SEÑALES	69
6.8.	SEGURIDAD EN EL PROCESO.....	70
6.8.1.	FLAME PROOF O PRUEBA DE LLAMA.....	70
6.8.2.	SEGURIDAD INTRÍNSECA.....	71
6.8.3.	PROTECCIÓN EN ATMÓSFERAS PELIGROSAS	71
6.8.4.	CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS.....	73
6.9.	ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO	74
6.9.1.	FACTORES DEL ANÁLISIS	74
6.9.2.	TABLA DE VALORACIÓN	76
6.9.3.	TABLA DE JERARQUIZACIÓN.....	77
CAPITULO 7 DISEÑO DEL SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN PRIMARIA.....		79
7.1.	OBJETIVO GENERAL.....	79
7.2.	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	79
7.3.	ALCANCE.....	80
7.4.	VARIABLES DE INVESTIGACIÓN.....	81
7.4.1.	VARIABLE INDEPENDIENTE	81
7.4.2.	VARIABLE DEPENDIENTE.....	81
7.5.	LIMITACIONES	81

7.6.	DISEÑO DEL PROCESO	82
7.6.2.	DATOS BÁSICOS DEL CRUDO	83
7.6.3.	PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN	84
7.6.4.	CÁLCULO DE LAS DIMENSIONES DEL VESSEL	84
7.6.5.	CÁLCULO DE LAS DIMENSIONES DE LOS NOZZLES	95
7.6.6.	CÁLCULO DE NIVELES DE LÍQUIDO	95
7.6.7.	RESULTADOS DE LA GEOMETRÍA.....	96
7.6.8.	DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESOS – PFD	99
7.6.9.	DIAGRAMA DE TUBERÍAS E INSTRUMENTACIÓN P&ID	101
7.7.	DISEÑO MECÁNICO.....	102
7.7.1.	SELECCIÓN DE MATERIAL	102
7.7.2.	CÁLCULO DEL ESPESOR.....	102
7.7.3.	CONEXIONES DE ENTRADA DEL FLUIDO.....	104
7.7.4.	CONEXIONES DE SALIDA	105
7.7.5.	MATERIALES	105
7.7.6.	MEMORIA DE CÁLCULO:.....	105
7.7.6.1.	SELECCIÓN DE MATERIAL	105
7.7.6.2.	CÁLCULO DEL ESPESOR	106
7.8.	INSTRUMENTACIÓN.....	109
7.8.1.	INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN DE TEMPERATURA	110
7.8.2.	INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN DE PRESIÓN	113
7.8.3.	INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN DE NIVEL.....	115
7.8.4.	VÁLVULAS REGULADORAS Y VÁLVULAS DE CONTROL	117
7.8.5.	ACTUADORES ON/OFF	119
7.8.6.	VÁLVULAS DE SEGURIDAD Y ALIVIO.....	121
7.8.7.	INSTRUMENTACIÓN NEUMÁTICA	122
7.8.8.	SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE AIRE DE INSTRUMENTOS	123
7.9.	INSTRUMENTACIÓN DEL PROCESO.....	123
7.9.1.	ÍNDICE DE INSTRUMENTOS	123
7.9.2.	SELECCIÓN DE VÁLVULAS DE CONTROL	125
7.9.3.	SELECCIÓN DE VÁLVULAS SHUTDOWN SDV	130
7.10.	DISTRIBUCIÓN DE ZONAS DE RIESGO.....	134
7.11.	CONTROL DEL PROCESO	135
7.11.2.	SISTEMA BÁSICO DE CONTROL DE PROCESOS BPCS.....	137

7.11.3.	SISTEMA INSTRUMENTADO DE SEGURIDAD SIS.....	139
7.11.4.	SISTEMA DE SUPERVISIÓN - SCADA	142
CAPITULO 8 DEMOSTRACIÓN DE LA HIPÓTESIS.....		148
8.1.	ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DEL SISTEMA DE CONTROL	148
8.1.1.	ESTUDIO ECONÓMICO	148
8.1.2.	ESTUDIO TÉCNICO.....	151
8.2.	ANÁLISIS DE ESFUERZOS DEL EQUIPO.....	153
8.2.1.	SIMULACIÓN DE ESFUERZOS DEL EQUIPO.....	154
8.2.2.	RESULTADOS.....	158
8.3.	AUTOMATIZACIÓN DEL PROCESO.....	159
8.3.1.	DIAGRAMA CAUSA EFECTO.....	160
8.3.2.	DIAGRAMA LÓGICO.....	162
8.3.3.	SIMULACIÓN.....	166
8.4.	ANÁLISIS ECONÓMICO.....	170
8.5.	PLAN DE EJECUCIÓN.....	173
CONCLUSIÓN		174
BIBLIOGRAFÍA		175
UNIDADES DE INGENIERÍA		181
GLOSARIO DE TÉRMINOS		183
ANEXOS		188

TABLAS

Tabla 1.1. Composición Elemental del Crudo	6
Tabla 1.2. Clasificación del Petróleo según grado API	7
Tabla 6.1. Principales Instrumentos de Medición de Presión.....	36
Tabla 6.2. Instrumentos utilizados para la medición de nivel.....	40
Tabla 6.3. Características de elementos más utilizados como RTD.....	47
Tabla 6.4. Valores para Ajuste Inicial	68
Tabla 6.5. Comparación normas IEC y NEC.....	73
Tabla 6.6. Factores Considerados en la Comparación.	74
Tabla 6.7. Tabla de Valoración.....	76
Tabla 6.8. Tabla de Jerarquización	77
Tabla 6.9. Tabla de evaluación	78
Tabla 7.1. Condiciones de Diseño	82
Tabla 7.2. Pronóstico de Producción	84
Tabla 7.3. Características del proceso en condiciones críticas y normales	85
Tabla 7.4. Condiciones de salida del proceso.....	85
Tabla 7.5. Resultados obtenidos en el diseño del vessel.....	94
Tabla 7.6. Nozzles del Vessel	95
Tabla 7.7. Tiempo entre niveles de líquido.....	96
Tabla 7.8. Resultados de espesor de Vessel.	107
Tabla 7.9. Comparación entre RTD y Termopares	113
Tabla 7.10. Resultados obtenidos para la válvula LV5107	127
Tabla 7.11. Resultados obtenidos para la válvula PV5108	128
Tabla 7.12. Resultados obtenidos para la válvula LV5114	129
Tabla 7.13. Tabla para la selección de Torques – Proveedor PBV.....	132
Tabla 7.14. Resultados de la selección de válvulas y actuadores ShutDown.....	133
Tabla 7.15. Relación entre normas NEC y IEC.....	134
Tabla 8.2. Resumen de costos.....	151
Tabla 8.3. Resultados de Jerarquización	152
Tabla 8.1. Cronograma de implementación de Proyecto	173

ILUSTRACIONES

Figura 2.1. Levantamiento con Bombas Electrosumergibles.....	10
Figura 2.2. Proceso de Deshidratación Típica de Crudo.....	11
Figura 2.3. Sistema de Despacho de Crudo	12
Figura 2.4. Tren de Tratamiento de Petróleo	14
Figura 3.1. Separador de Agua Libre o Free Water Knock Out	16
Figura 3.2. Proceso de separación en un Separador de Agua Libre	18
Figura 3.3. Protección Catódica del Free Water Knock Out.....	21
Figura 4.1. Forecast de Producción del Lote 67.....	25
Figura 5.1. Programa del Proyecto Lote 67.....	28
Figura 5.2. Ingeniería de Facilidades de Explotación de Crudo.....	28
Figura 6.1. Elementos de todo sistema a analizar	30
Figura 6.2. Sistema a analizar por elementos finitos.....	31
Figura 6.3. Sistema discretizado	32
Figura 6.4. Análisis por Elementos Finitos realizado en CAELinux.....	33
Figura 6.5. Tipos de Presiones.....	35
Figura 6.6. Sensor de presión tipo Bourdon.....	37
Figura 6.7. Sensor de presión tipo Diafragma y tipo Cápsula	37
Figura 6.8. Sensor de Presión tipo Resistivo	38
Figura 6.9. Sensor de Presión tipo Piezoeléctrico.....	39
Figura 6.10. Instrumento para medición de nivel tipo visor	41
Figura 6.11. Instrumento para medición de nivel capacitivo	42
Figura 6.12. Instrumento para medición de nivel ultrasónico.....	43
Figura 6.13. Instrumento para medición de nivel tipo radar	44
Figura 6.14. Instrumento para medición de nivel tipo onda guiada.....	45
Figura 6.15. Instrumento para medición de temperatura bimetálico	46
Figura 6.16. Termopozo	48
Figura 6.17. Válvula de Bola	50
Figura 6.18. Válvula de Globo	50
Figura 6.19. Válvula de Globo Automática	51
Figura 6.20. Válvula de Aguja	51
Figura 6.21. Instalación Válvula de Aguja	51
Figura 6.22. Válvula de Mariposa.....	52

Figura 6.23. Funcionamiento Válvula de Diafragma	53
Figura 6.24. Válvula de Diafragma.....	53
Figura 6.25. Válvula Check	53
Figura 6.26. Válvula de seguridad de sobre presión y vacío.....	54
Figura 6.27. Válvula de alivio	54
Figura 6.28. Disco de ruptura.....	55
Figura 6.29. Actuador Neumático.....	56
Figura 6.30. Actuador Hidráulico	57
Figura 6.31. Actuador eléctrico tipo solenoide	58
Figura 6.32. Actuador eléctrico tipo motor.....	59
Figura 6.33. Tipos de control.....	62
Figura 6.34. Proceso autorregulado	64
Figura 6.35. Proceso no autorregulado	65
Figura 7.1. Diagrama de Diseño de Equipo	87
Figura 7.2. Diagrama de cálculo del equipo.....	88
Figura 7.3. Diagrama de Relación Reynolds vs Coeficiente de Fricción.....	91
Figura 7.4. Relación Coeficiente Fricción/Reynolds vs Coeficiente Fricción.....	93
Figura 7.5 Geometría del equipo para condiciones Críticas	97
Figura 7.6. Geometría del equipo para condiciones Normales	98
Figura 7.7. PID Típico de un Sistema de Tratamiento FWKO.....	104
Figura 7.8. Termopozo (Thermowell)	110
Figura 7.9. Termómetro Bimetálico	111
Figura 7.10. Termopares o Termocuplas	112
Figura 7.11. Termómetro de Resistencia RTD.....	112
Figura 7.12. Manómetro	113
Figura 7.13. Sistema Bourdon.....	114
Figura 7.14. Transmisor de Presión	115
Figura 7.15. Instrumentos de Detección de Nivel.....	115
Figura 7.16. Indicadores de Nivel Magnéticos (Magnetic Level Gauge).....	116
Figura 7.17. Transmisores de Nivel.....	116
Figura 7.18. Transmisores de nivel tipo Onda Guiada.....	117
Figura 7.19. Válvulas de Control tipo Diafragma.....	117
Figura 7.20. Actuador de Válvula Shut Down.....	118
Figura 7.21. Válvula de Control.....	119

Figura 7.22. Actuador de Válvula Shut Down.....	120
Figura 7.23. Montaje de actuador Válvula Shut Down	121
Figura 7.24. Válvula de Seguridad.....	121
Figura 7.25. Disco de Ruptura	122
Figura 7.26. Diagrama flujo de válvula.....	126
Figura 7.27. Resultados del programa FirstValve para la válvula LV5107.....	128
Figura 7.28. Diagrama de la válvula LV5107	128
Figura 7.29. Resultados del programa FirstValve para la válvula PV5108.....	129
Figura 7.30. Diagrama de la válvula PV5108.....	129
Figura 7.31. Resultados del programa FirstValve para la válvula LV5114.....	130
Figura 7.32. Diagrama de la válvula LV5114	130
Figura 7.33. Clasificación de zonas de riesgo.....	135
Figura 7.34. Sistema Integrado de Control y Seguridad Delta V – Emerson	136
Figura 7.35. Circuito Cerrado de Televisión Honeywell	136
Figura 7.36. Redundancia de Controladores.....	137
Figura 7.37. Controladores Modulares Delta V.....	138
Figura 7.38. Comunicación con diversos protocolos.....	139
Figura 7.39. Controladores del sistema SIS, modulares.....	141
Figura 7.40. PlantScape – SCADA Honeywell	142
Figura 7.41. Sistema de seguridad de Pozo Honeywell.....	144
Figura 7.42. Despliegues gráficos PlantScape Honeywell.....	145
Figura 7.43. Despliegue de alarmas PlantScape Honeywell.....	146
Figura 7.44. Manejo de Tendencias PlantScape Honeywell.....	147
Figura 8.1. Separador de Agua Libre	153
Figura 8.2. Vista en corte del Separador de Agua Libre	154
Figura 8.3. Propiedades del material ASTM A516 Gr 70	155
Figura 8.4. Tipo de malla.....	156
Figura 8.5. Malla aplicada al equipo.....	156
Figura 8.6. Cargas y restricciones del vessel.....	157
Figura 8.7. Resultado análisis estático: Esfuerzos.....	158
Figura 8.8. Resultado análisis estático: Desplazamientos	158
Figura 8.9. Resultado análisis estático: Desplazamientos unitarios.....	159
Figura 8.10. Pantalla HMI para la simulación	166
Figura 8.11. Sistema funcionando en proceso normal.....	167

Figura 8.12. Sistema reaccionando en proceso de emergencia 168
Figura 8.13. Sistema en estado estable luego de proceso de emergencia..... 169

PRÓLOGO

El presente trabajo es el resultado de los conocimientos adquiridos durante el desarrollo del proyecto "Ingeniería Conceptual y Básica para las Facilidades de Producción del Lote 67", el cual tiene como fin desarrollar toda la ingeniería para las facilidades de producción del campo petrolero denominado Lote 67 ubicado en la región noreste de la selva peruana.

La ingeniería del proyecto Lote 67 se conforma de cuatro etapas: ingeniería conceptual, ingeniería básica, ingeniería de detalle e ingeniería de construcción; el grupo de trabajo esta constituido por profesionales ecuatorianos, franceses, colombianos, venezolanos y peruanos; quienes aportaron al proyecto con sus grandes conocimientos y experiencia.

Durante la etapa de desarrollo de la ingeniería conceptual y básica del proyecto, tuve el privilegio de rotar a través de las diferentes áreas que conformaban esta ingeniería; gracias al apoyo desinteresado de cada uno de los ingenieros integrantes, adquirí conocimientos globales sobre el proyecto los cuales me animaron a desarrollar el presente trabajo.

El desarrollo del proyecto de explotación petrolera en la selva peruana constituye una fuente de desarrollo para el Perú, pues gracias a la explotación de este campo se duplicará la producción, satisfaciendo la demanda interna y utilizando el excedente para exportación.

El proyecto Lote 67 se basa en la extracción de crudo pesado de las capas geológicas, este crudo contiene gran cantidad de agua asociada por lo que necesita un proceso de separación o deshidratación para separar las fases de crudo, agua y gas; obteniendo petróleo con bajo porcentaje de agua apto para su transporte a una estación de refinamiento donde se procesará para obtener derivados como gasolinas, kerosenes, etc.

El presente proyecto está enfocado en la fase de deshidratación de crudo, proceso en el cual la tecnología nos brinda herramientas que aseguran una producción eficiente y eficaz. Se diseñó la geometría básica y se automatizó el sistema, partiendo de un comportamiento simulado, pues los equipos de la fase de deshidratación se adquirirán en el 2011 y empezarán a funcionar en enero del 2013.

En el primer capítulo se hace una introducción al tema del petróleo describiendo su composición elemental y química, así como sus principales características fisicoquímicas.

En el segundo capítulo se hace referencia a la descripción de la planta, definiendo las etapas de producción del petróleo, las principales características de la estación de procesamiento y finalmente el proceso de producción de petróleo.

En el tercer capítulo se describe el Separador de Agua Libre o Free Water Knock Out, objeto de estudio en el presente proyecto, haciendo referencia a su definición, especificaciones técnicas y ventajas de uso.

En el cuarto capítulo se identifica el problema en el proceso de producción de petróleo dentro de la estación central de procesamiento.

En el quinto capítulo se hace el planteamiento de la hipótesis de la solución del problema identificado en el cuarto capítulo.

En el sexto capítulo se desarrolla todo el marco teórico necesario para poder demostrar la hipótesis planteada en el quinto capítulo, abarcando los temas de procesos, mecánica, instrumentación, automatización y seguridad del proceso.

En el séptimo capítulo se diseña el sistema de deshidratación primaria para solucionar el problema de deshidratación utilizando todas las herramientas planteadas en el marco teórico.

En el octavo capítulo se demuestra la hipótesis planteada, mediante los resultados de estudios realizados al sistema para analizar el beneficio técnico económico y la performance del mismo para diferentes condiciones de operación.

Seguidamente se enumeran la conclusión a la que se ha llegado luego de realizar las simulaciones pertinentes.

Finalmente se hace referencia al material bibliográfico consultado para realizar el presente proyecto, cabe resaltar que toda la ingeniería para el desarrollo del mismo está respaldada por normas nacionales e internacionales.

CAPITULO 1 INTRODUCCIÓN

1.1. EL PETRÓLEO EN EL PERÚ Y EL MUNDO

El Petróleo “aceite de piedra” (*petro*: piedra + *oleum*: aceite), actualmente constituye en el mundo la fuente principal de energía debido a su fácil explotación¹, mayor volumen de producción y alta rentabilidad en comparación con la gran variedad de recursos disponibles en la naturaleza.

A nivel mundial el petróleo se ha constituido como el principal combustible para la generación de energía a pesar del avance en la tecnología de energías renovables, sin embargo en la actualidad su precio se ha elevado significativamente debido a la demanda existente y a una falta de política para la búsqueda de energías alternativas que puedan reemplazar progresivamente el uso del mismo.

En el Perú, el petróleo como fuente de energía comercial, representaba en 1997 el 72% de la producción, en el 2002 disminuyó hasta 56.5% y en la actualidad representa el 41%, debido a esta gran demanda el país es importador de crudo, pues solo producimos un 55% del total de petróleo que necesitamos para solventar la demanda interna².

¹ El grado de facilidad de producción depende del tipo de crudo a explotar.

² Plan Referencial del Perú – Capítulo VI “Pronósticos de Balanza Comercial de Hidrocarburos”. Ministerio de Energía y Minas – MINEM.

El Perú está importando 90 mil barriles de crudo por día a US \$130 dólares en promedio, por lo que son 12 millones de dólares que se esfuman diariamente. La situación de dependencia ha llegado a un extremo tal, que la problemática energética ya no puede verse desde un punto de vista sectorial, sino como un desafío nacional.³

En este contexto el gobierno peruano firmo entre el 2006 y 2007 más de 20 contratos de exploración petrolera y ha fijado una política de cambio de matriz energética orientando el consumo a una reducción de diesel y al aumento de gas debido principalmente a las cuantiosas reservas encontradas en Camisea las cuales constituyen una opción ecológicamente mas amigable.

En los últimos años se han encontrado cuantiosas reservas de crudo en la selva peruana significando un importante aporte para el Perú, pues su explotación liberaría al país de la dependencia petrolera externa; sin embargo el tipo de crudo encontrado en este sector tiene características especiales que demandan un tipo de procesamiento más complejo, debido a la alta viscosidad que presenta, alto contenido de agua que acompaña al petróleo y la poca información sobre el tratamiento de este tipo de crudo; por esta razón constituye todo un desafío para el personal que desarrolla la ingeniería necesaria para la extracción, tratamiento y transporte de este tipo de crudo.

La explotación de este tipo de crudo esta regulada por límites máximos permisibles para emisiones producto de la combustión, calidad del aire y manejo de efluentes; para garantizar que la normativa se cumpla se han implementado sistemas con tecnología de punta que permiten un control adecuado de la producción con un impacto mínimo a las personas, medio ambiente y facilidades.

³ "Horizontes Profundos" y la Política Petrolera – Rafael Romero, Agosto 2008.

El petróleo tiene aplicaciones múltiples como los productos combustibles que se obtienen derivados del mismo y los cuales generan electricidad en plantas termoeléctricas, moviliza los medios de transporte, pone en marcha procesos de producción, etc.; constituyendo la materia prima fundamental para la elaboración de plásticos, fertilizantes, cauchos, fibras textiles, pinturas, solventes entre otros.

1.2. COMPOSICIÓN ELEMENTAL DEL PETRÓLEO

Los petróleos obtenidos en los diferentes campos son de naturaleza variada, pero cada uno de ellos está compuesto por carbono e hidrógeno y en pequeñas cantidades: azufre, oxígeno, nitrógeno y trazas de metales. (Tabla 1.1.)

Tabla 1.1. Composición Elemental del Crudo

Elemento	%
C	83 – 87
H ₂	10 – 16
S	<6
O ₂	<1
N	<0.7
Metales	< 0.03

Fuente: Química del Petróleo – Ingeniería Plus Safety CIA LTDA

1.3. PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS DEL PETRÓLEO

La utilización eficiente de petróleos en la práctica industrial exige conocer, interpretar y controlar las propiedades fisicoquímicas del combustible; las más importantes son:

- Densidad API
- Viscosidad
- Punto de Ignición y punto de destello

- Punto de Fluidez

Las cuales se describen a continuación:

1.3.1. DENSIDAD API

Se utiliza para clasificar los petróleos, pues, mientras más alto es este valor, el petróleo es más ligero y en consecuencia al refinarlo producirá mayor rendimiento en productos livianos⁴, como lo muestra la Tabla 1.2.:

Tabla 1.2. Clasificación del Petróleo según grado API

Clase	Densidad API
Condensados	> 50
Livianos	30 – 49.9
Medios	20 – 29.9
Pesados	10 – 19.9
Extra pesados	< 9.9

Fuente: Química del Petróleo – Ingeniería Plus Safety CIA LTDA

La formula (1.1) se usa para obtener la densidad API:

$$^{\circ}API = \left(\frac{141.5}{GE} \right) - 131.5 \quad \dots(1.1)$$

Donde:

G.E.= Gravedad Especifica a 60°F

1.3.2. VISCOSIDAD

Es una magnitud física que mide la resistencia interna al flujo de un fluido, producto del frotamiento de las moléculas que se deslizan unas contra otras.

La inversa de la viscosidad es la fluidez.

⁴ Principalmente Gasolinas, Kerosene y JP1 (Jet Propulsión).

La viscosidad es un parámetro que influye en la potencial emisión de contaminantes dado que es una determinante en las condiciones de la combustión, depende además de la temperatura ambiente, de forma que cuanto menor resulta ésta, más viscoso es un crudo.

La viscosidad dinámica o absoluta (μ) se expresa en *poise* o *centipoise* (0,01 *poise*), la viscosidad cinemática (ν) es el cociente del coeficiente de viscosidad absoluta por la densidad del líquido a la temperatura de ensayo y se expresa en *stokes* o *centistokes*.

1.3.3. PUNTO DE IGNICIÓN Y PUNTO DE DESTELLO

El punto de ignición (*Ignition Point*) o punto de inflamación (*Kindling Point*) es la temperatura a la que una sustancia adquiere el calor necesario para quemarse y continuar haciéndolo.

El punto de destello (*Flash Point*) es el punto en el cual una sustancia absorbe el suficiente calor para destallar, o flamearse repentinamente en el aire, no es la temperatura en la que continúa quemándose.

1.3.4. PUNTO DE FLUIDEZ

La temperatura a la cual el combustible fluye libremente por gravedad se denomina Punto de Fluides y resulta ser una variable importante para juzgar la facilidad con la cual los combustibles pueden ser transportados y manipulados.

Luego se procede a insertar la tubería de producción o “*tubing*” por donde el crudo fluirá hasta la superficie, esta tubería varia de 3 ½” a 5 ½” según la tasa de producción del pozo.

Cuando la presión del yacimiento no es suficiente para que el crudo fluya de manera natural a la superficie se utiliza un método de levantamiento artificial como bombas electrosumergibles (ESP), como se muestra en la Figura 2.1.



Figura 2.1. Levantamiento con Bombas Electrosumergibles

Finalmente en la cabeza del tubo, ubicado en la superficie, se instala un conjunto de válvulas que regulan el flujo y la presión del crudo, a este arreglo se le denomina “cabezal” o “árbol de navidad”.

El crudo que se extrae en cada pozo es llevado por tuberías a un arreglo denominado “*manifold*”, que es una línea troncal que recoge la producción de todos los pozos, esta línea lleva el fluido al proceso de deshidratación en la Estación Central de Procesamiento (ECP).

CAPITULO 2

DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA

2.1. PROCESO DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

El petróleo acumulado en las formaciones terrestres necesita ser extraído para refinarlo a través una serie de etapas para luego transportarlo hacia alguna estación de fraccionamiento.

Uno de las principales características que presenta el crudo es el porcentaje de agua asociada, razón por la cual en el procesamiento de petróleo se realiza una separación mediante un tren de deshidratación.

Es importante señalar que el agua asociada tiene altos niveles de sal por lo cual debe ser reinyectada evitando en cualquier caso ser mezclada en la superficie con agua dulce.

Luego del hallazgo del petróleo en alguna formación geológica el siguiente paso es su producción, para lo cual el crudo pasa por las siguientes etapas: Levantamiento, Procesamiento y Transporte; éstas se describen a continuación:

2.1.1. LEVANTAMIENTO

Confirmada la presencia de petróleo en la formación se procede a realizar el plan de perforación, esta labor es realizada con taladros de gran capacidad para poder llegar a la formación geológica determinada en el plan.

2.1.2. PROCESAMIENTO

Luego de extraído, el crudo pasa por una serie de sistemas en la ECP, el principal objetivo de esta etapa es separar el crudo del agua y de otros componentes inmersos, a este proceso se le denomina “deshidratación”, un proceso típico de deshidratación se puede apreciar en la Figura 2.2.

Para lograr este objetivo se procesa el crudo en diferentes equipos que en conjunto se denominan: Tren de Tratamiento de Crudo, finalmente se transporta este crudo a una estación de fraccionamiento para su refinación.

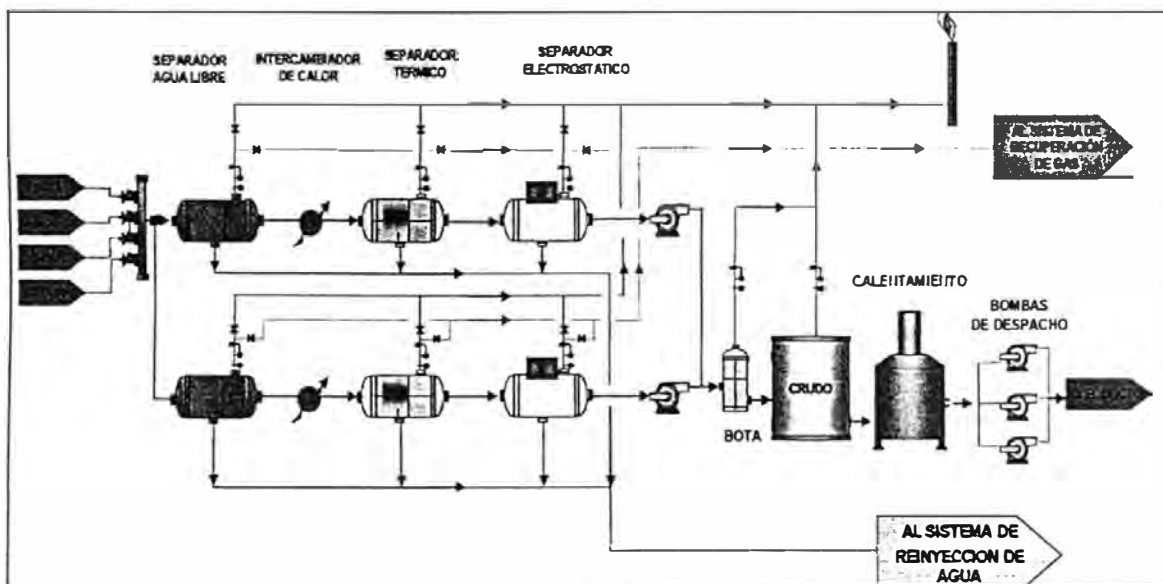


Figura 2.2. Proceso de Deshidratación Típica de Crudo

2.1.3. TRANSPORTE

El crudo producido en la ECP es impulsado por estaciones de bombeo controladas automáticamente a través de oleoductos troncales (Figura 2.3), los cuales son tuberías de acero cuyo diámetro puede medir hasta más de 40" y que se extienden desde los yacimientos hasta las Estaciones de Entrega Automática de Custodia también llamadas unidades LACT (*Lease*

Automatic Custody Transfer), generalmente estas tuberías están enterradas y protegidas contra la corrosión mediante revestimientos especiales.

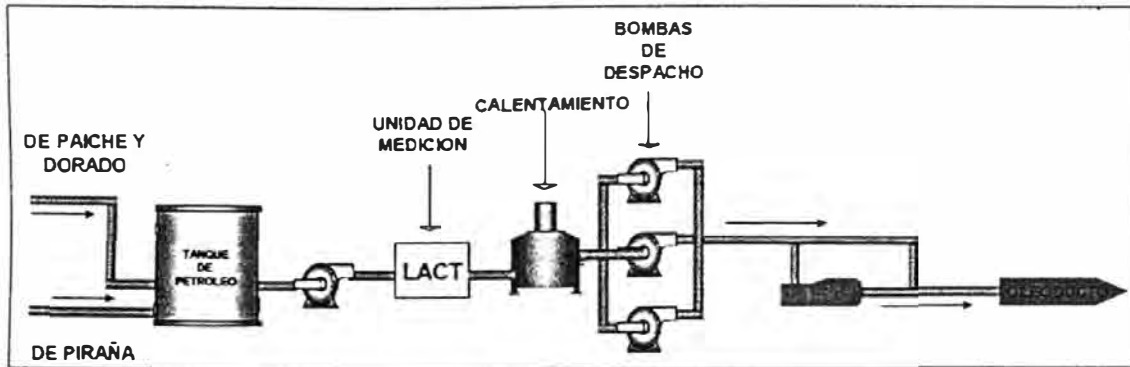


Figura 2.3. Sistema de Despacho de Crudo

2.2. ESTACION CENTRAL DE PROCESAMIENTO - ECP

Son un conjunto de facilidades montadas en la superficie que tienen como objetivo principal el proceso de deshidratación de crudo con el fin de cumplir con las siguientes especificaciones:

- Contenido de BS&W ^{de las} y otras impurezas, no más del 0.5% del volumen, determinado de conformidad con los estándares ASTM D4006 "Standard Test Method for Water in Crude Oil by Distillation" y ASTM D473 "Standard Test Method for Sediment in Crude Oils and Fuel Oils by the Extraction Method".
- Exento de cualquier cloruro orgánico, arena, polvo, suciedad, gomas, impurezas u otras sustancias objetables.
- Contenido de sal máximo de 10 libras por cada 1000 barriles.

Están diseñadas para procesar determinado porcentaje de barriles de crudo y de agua por día, para lo cual están conformadas por los siguientes sistemas:

- Trenes de tratamiento (deshidratación) de crudo.

- Sistema de tratamiento e inyección de agua de producción.
- Batería de tanques para almacenamiento de crudo tratado, agua tratada para inyección, diesel y crudo para ser reprocesado.
- Bombas de despacho de crudo.
- Unidad de medición para cada ECP y una unidad LACT en la Estación de Despacho.
- Sistema contra incendios.
- Sistema de generación eléctrica.
- Laboratorio para control del crudo despachado y aguas inyectadas.
- Sala de control y monitoreo de la producción.
- Sistemas administrativos y auxiliares (operación de la ECP, helipuerto, enfermería, área de seguridad física, almacenes y talleres).
- Oficinas y viviendas.
- Almacenes y talleres de mantenimiento.

2.3. PROCESO DE DESHIDRATACIÓN DE PETRÓLEO

El petróleo proveniente de los pozos de producción pasa por un ciclo de tratamiento que tiene como objetivo principal la separación de agua e impurezas que se encuentran en el crudo.

En este ciclo se desarrollan típicamente dos procesos:

- **Proceso de Separación Primaria:** constituido básicamente por Separadores de baja presión denominados Separadores de Agua Libre o *Free Water Knock Out – FWKO*.

- **Proceso de Separación Secundaria:** constituido por Intercambiadores de calor, Separadores de Producción y Separadores Electrostáticos.

La Figura 2.4. nos muestra un tren de tratamiento típico de petróleo, en ella podemos observar los procesos antes mencionados y los equipos que conforman al sistema.

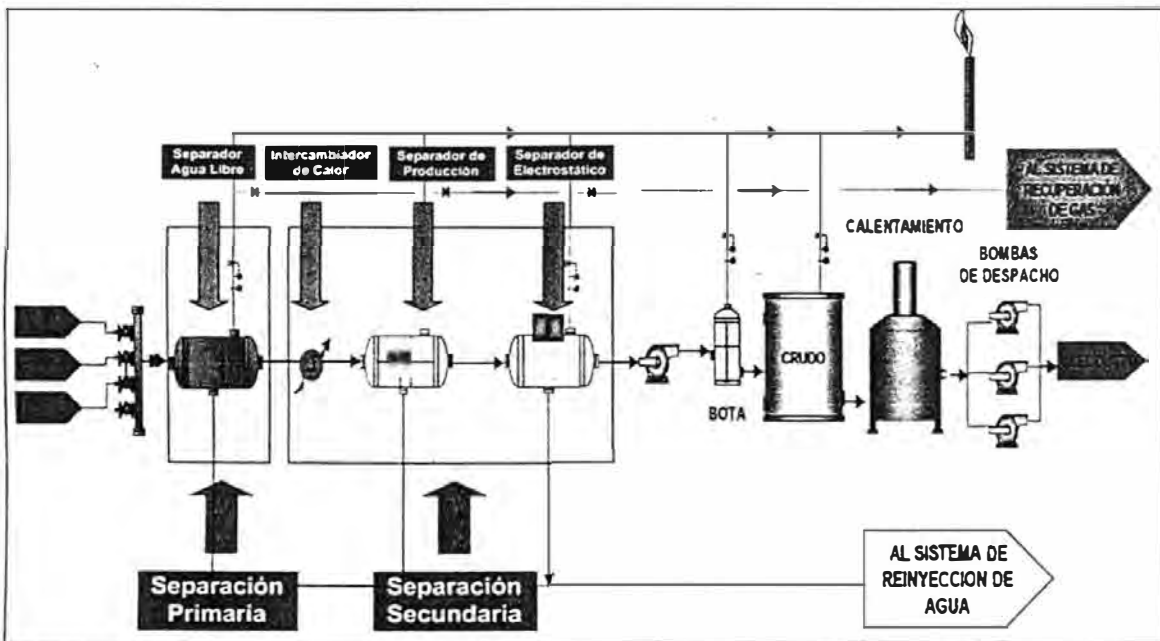


Figura 2.4. Tren de Tratamiento de Petróleo

El proceso de deshidratación se desarrolla siguiendo las siguientes etapas:

1. La línea de crudo proveniente del *manifold* ingresa a los separadores de agua libre⁵ o FWKO que funcionan con una temperatura alrededor de 200° F, en éstos se separa el agua hasta un BSW de aproximadamente el 50% con un contenido de crudo asociado de aproximadamente 1500 ppm a 2000 ppm, crudo que será separado en el sistema de tratamiento de agua de inyección.

⁵ Se define "agua libre" como la cantidad de agua que llega a separarse en forma natural, luego de transcurrido un tiempo de residencia en el Free Water Knock Out.

2. El crudo que sale de los separadores de agua libre ingresará a los equipos intercambiadores de calor, que tienen como objetivo principal calentar el fluido desde una temperatura de 220°F hasta 245°F temperatura requerida en los separadores de producción.
3. La línea de fluido que sale de los intercambiadores de calor entra a los separadores de producción, estos equipos deshidratan al petróleo hasta un BSW de 10% o menos y a una temperatura de 243°F.
4. El fluido proveniente de los separadores de producción ingresa a un separador electrostático también denominado separador bifásico. En estos equipos la coalescencia de las gotas de agua se promueve por medio de un campo eléctrico⁶. En este equipo se completa la deshidratación del petróleo, el fluido efluente tendrá un BSW aproximado de 0.5%.
5. La línea de crudo proveniente de los separadores electrostáticos ingresa a una bota de gas con las condiciones aproximadas: 0.5% de BSW, contenido aproximado de gas de 0.27 MMscfd, presión aproximada de 40 psi y 238°F de temperatura promedio, ésta bota de gas funcionará como un separador vertical convencional, diferenciándose en los componentes internos y en el tiempo de residencia.
6. Finalmente el fluido ingresa a un tanque de almacenamiento (*Skim Tank*) con una temperatura de 195°F, para su almacenamiento y posterior transporte a la unidad LACT mediante bombas de despacho de crudo.

⁶ El agua es una molécula polar que se orienta en la dirección del campo eléctrico en el cual está inmersa, este fenómeno promueve el apareamiento de fuerzas intermoleculares de tipo eléctrico que favorecen la coalescencia de las gotas de agua

CAPITULO 3

DESCRIPCIÓN DEL OBJETO DE ESTUDIO: SEPARADOR DE AGUA LIBRE

El deshidratador de agua libre o también llamado FWKO (*Free Water Knock Out*) es un separador trifásico que actúa mediante los principios de separación física, es decir, por la sola influencia de las fuerzas de gravedad debidas a la diferencia de densidades entre el hidrocarburo, el agua y el gas.

Este equipo trabaja en un proceso cerrado de separación de agua para su posterior tratamiento en sistemas de separación secundaria.

La Figura 3.1. nos muestra físicamente un FWKO instalado en campo para el procesamiento de 30,000 BFPD (Barriles de fluido por día).

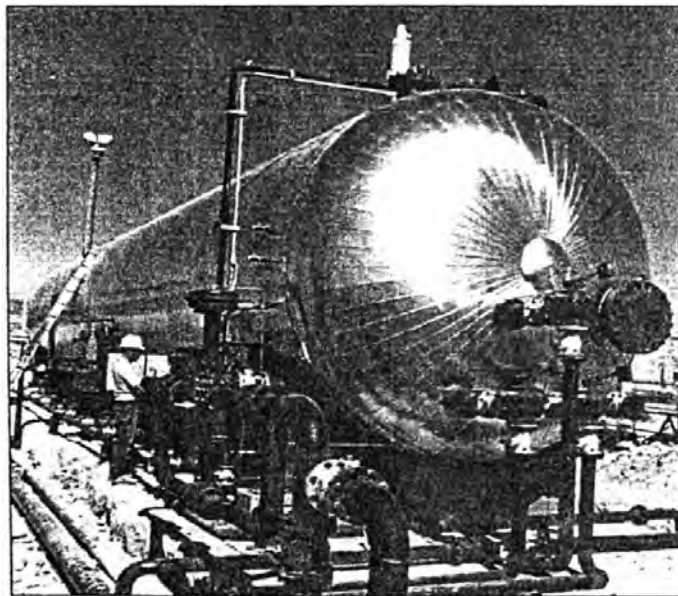


Figura 3.1. Separador de Agua Libre o Free Water Knock Out

Existe una gran dispersión entre los datos de repartición de tamaño entre los glóbulos a separar en el líquido, así como variaciones importantes en sus densidades, temperatura, composición de las materias en suspensión; por esta razón la *performance* de los separadores por gravedad no puede ser predeterminada ni por supuesto garantizada en ningún caso.

En los sistemas de tratamiento de corte convencionales, es decir mediante piletas API ó tanques cortadores debidamente equipados, los resultados operativos relacionados con la calidad de los efluentes son considerablemente inferiores a los logrados mediante sistemas con FWKO.

Por lo tanto, el sistema de tratamiento, en su primera etapa de separación mediante la separación trifásica utilizando unidades FWKO, resulta la alternativa mas aceptable teniendo en cuenta los aspectos fundamentales en que hoy en día se sostiene la actividad petrolera, como son el impacto ecológico, la eficiencia operativa y el aspecto económico.

3.1. PROCESO DE SEPARACIÓN DE FASES EN EL FWKO

Para que el proceso de separación de las fases líquidas y gaseosa tenga lugar dentro de un FWKO, las gotas deben: formarse, crecer en tamaño y desplazarse verticalmente.

Las gotas de agua que se formen en el seno de la fase de petróleo descienden, y las de petróleo que se forman en la fase acuosa, ascienden.

El agua es la fase más pesada, y es la que primero se retira, por el fondo del recipiente, mientras que el petróleo es más liviano que el agua y una vez separados

rebalsa por encima del baffle, y se retira del recipiente por el fondo en el extremo opuesto a la entrada de fluido.

La Figura 3.2. muestra un esquema del proceso de separación de fases dentro de un FWKO.

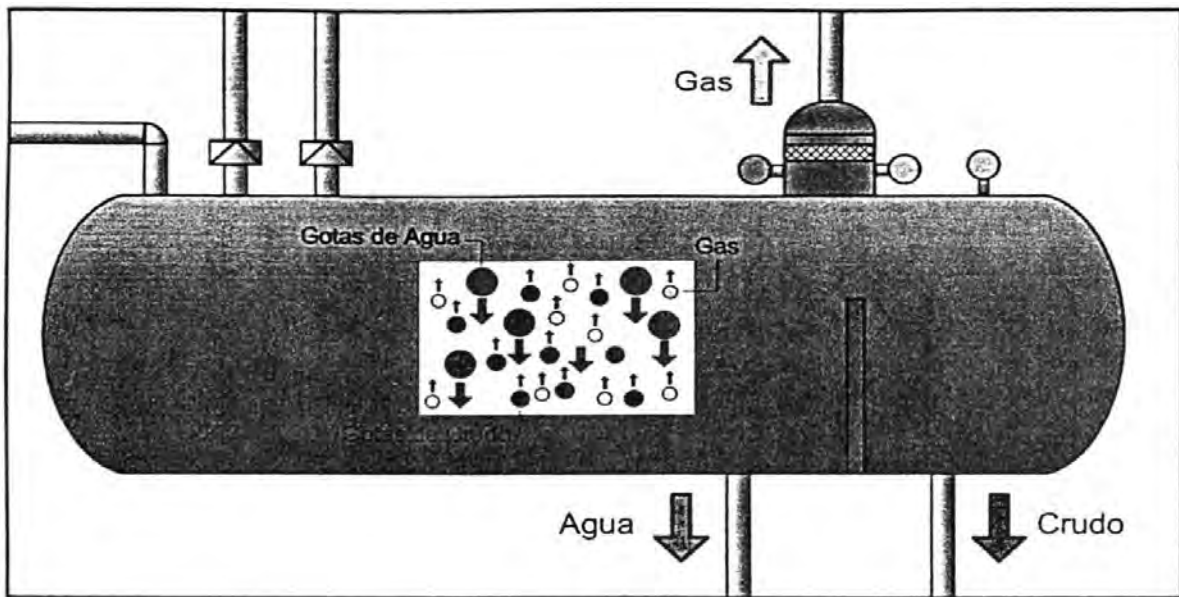


Figura 3.2. Proceso de separación en un Separador de Agua Libre

El gas es la fase más liviana y la más fácil de separar, en este caso se retira del separador por la parte superior en el extremo del recipiente, pasando previamente por un dispositivo atrapa condensados llamado *demister* o "caja de chicanas" donde se desprende de las últimas gotas de líquido que pudieron haber quedado suspendidas en la fase gaseosa.

3.2. PRINCIPALES FACTORES PARA LA SEPARACIÓN

La separación de las fases dentro de un FWKO depende principalmente de los siguientes factores:

- Tiempo de residencia

- Temperatura
- Presión
- Velocidad del gas

Las cuales procedemos a tratar a continuación:

3.2.1. TIEMPO DE RESIDENCIA DEL FLUIDO EN EL FWKO

Tiempo necesario para la separación de las fases dentro del equipo, está en función del volumen necesario del separador considerando los caudales de cada fase que se pretende separar.

3.2.2. TEMPERATURA DEL FWKO

Para garantizar la temperatura adecuada, la corriente proveniente del pozo debe estar en el rango de 50°C a 100°C (122°F a 212°F), si no es así se debe considerar la posibilidad de realizar un calentamiento previo o utilizar equipos con el sistema de calentamiento incluido.

3.2.3. PRESIÓN DEL FWKO

Debido a la naturaleza multifásica de la mezcla, mientras mayor sea la presión a la cual ocurre la separación inicial, más líquido se obtendrá en el separador, este líquido contiene algunos componentes livianos que se vaporizarán en el tanque de estabilización, aguas abajo del separador, de acuerdo a los cálculos realizados por el área de procesos del proyecto se determinó como máxima presión de operación a 56.07 psig correspondiente a la presión máxima de arribo del fluido proveniente de las plataformas.

3.2.4. VELOCIDAD DEL GAS DENTRO DEL FWKO

Para garantizar una velocidad de gas adecuada, se dimensiona el equipo considerando el flujo transversal de gas y la sección que se requiere para lograr la separación gas-líquido. Esto determina, junto con otras consideraciones, el diámetro del separador.

3.3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL FWKO

El FWKO es un recipiente a presión y tiene como función tomar las corrientes de flujo multifásico provenientes de las plataformas de producción con el objetivo de extraer el agua libre como proceso primario de separación.

Todo el paquete deberá contener los siguientes componentes como mínimo:

- Recipiente a presión con sus internos: vertedero, desarenador, difusor de entrada, rompeolas, rompe vórtices, compartimiento de crudo, sistema de interfase.
- Tubería y válvulas necesarias para el buen funcionamiento del paquete como se muestran en los P&ID's.
- Válvulas de alivio según códigos ASME y API.
- Sistema de desarenado interno y desalojo de sólidos en operación.
- Estructura base (*Skid*), plataformas y escaleras.
- La instrumentación y control necesarios de acuerdo a los diagramas de instrumentación y tubería (P&ID).
- Cableado Eléctrico y de Control, con sus respectivas cajas de conexionado.
- Aislamiento Térmico de equipo y tuberías.

El recipiente del FWKO deberá ser diseñado, fabricado, inspeccionado y estampado, de acuerdo al código ASME Sección. VIII Div.1 cumpliendo todos los lineamientos establecidos para los recipientes a presión, considerando para el diseño un espesor por corrosión de 1/8".

El FWKO deberá ser soportado horizontalmente en dos sillas (*saddles*) del mismo material del cuerpo, las orejas de izamiento deben ser diseñadas y colocadas para levantar el paquete totalmente ensamblado.

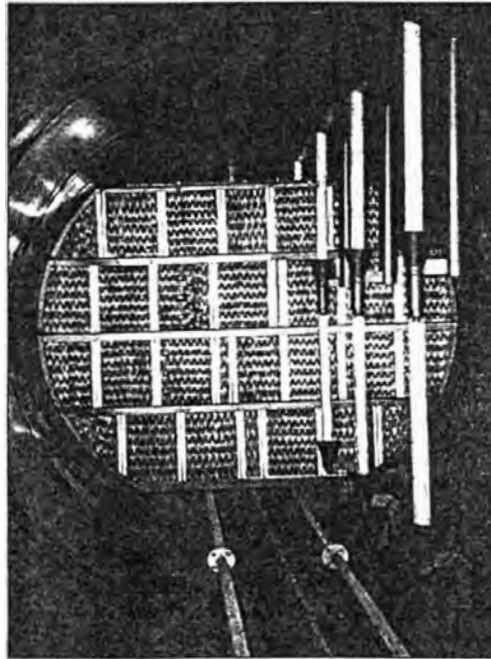


Figura 3.3. Protección Catódica del Free Water Knock Out

Cada equipo debe incluir varios "toma muestras" para verificar la ubicación de la fase crudo-agua, vertederos regulables, deflector a la entrada, rompe vértice en cada boquilla de descarga de agua de producción o crudo, dispositivo atrapa condensados (*demister*) y sistema de remoción de arena.

La protección catódica deberá hacerse según el documento NACE RP-0575 "*Internal Cathodic Protection Systems in Oil Treating Vessels*". Los ánodos de

sacrificio deben ser seleccionados para la temperatura y presión de operación del recipiente, estos datos serán suministrados al fabricante quien recomendará el tipo de protección de acuerdo a resultados obtenidos en campo. La Figura 3.3. muestra el interior de un FWKO con los ánodos de sacrificio dispuestos de manera vertical.

3.4. VENTAJAS

Las principales ventajas del FWKO son:

3.4.1. ECOLÓGICAS

- Sistema cerrado de separación trifásica.
- Eliminación de piletas API generalmente abiertas.
- Eliminación de tanque cortador generalmente con escape de gas.

3.4.2. ECONÓMICAS

- Ahorro del 60% con relación a un tanque API.
- Disminución de stock improductivo.
- No necesita recinto de contención como los tanques.
- No necesita limpieza de barros, se eliminan automáticamente.

3.4.3. EFICIENCIA

- Optimización del rendimiento.
- Equipos cerrados y paquetizados.
- Sistema compacto. Transportable. Resistente.
- Simple manejo operativo. Menor espacio físico.
- Cumple la función de amortiguar variaciones de caudal.

- Trabaja como separador trifásico y como *skimmer*⁷.
- La acción coalescente mejora la separación líquido-líquido.
- Totalmente automatizado.
- Los efluentes resultantes cumplen con las normativas.

⁷ Separador bifásico de líquido y gas.

CAPITULO 4

IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

4.1. ESCENARIO DE PRODUCCIÓN

El proceso de producción en el Lote 67 contempla tres etapas:

- Levantamiento de crudo de las capas geológicas.
- Procesamiento del crudo extraído.
- Transporte del crudo por ductos hacia unidades LACT.

Enfocándonos en el proceso de deshidratación de crudo, el principal problema que existe en esta fase es la separación del agua y petróleo, razón por la cual se monta una serie de equipos en etapas cuya función principal es retirar el exceso de agua asociada y poder obtener un crudo con características adecuadas y dentro de estándares internacionales aptos para el transporte y comercialización.

El proceso de deshidratación consta inicialmente de una separación realizada por un Sistema de Deshidratación Primaria; en otras ocasiones, si el tipo de crudo lo amerita, se instalan un Sistema de Separación Secundaria conformado por Separadores de Producción y Separadores Electrostáticos.

La producción del Lote 67 se estima empezará en el año 2011 y se prolongará alrededor de 30 años, con una producción que tiene un pico de 120,000 BOPD (Barriles de crudo por día) durante el segundo año de producción, la Figura 4.1. nos muestra el *Forecast* de producción del campo en el tiempo.

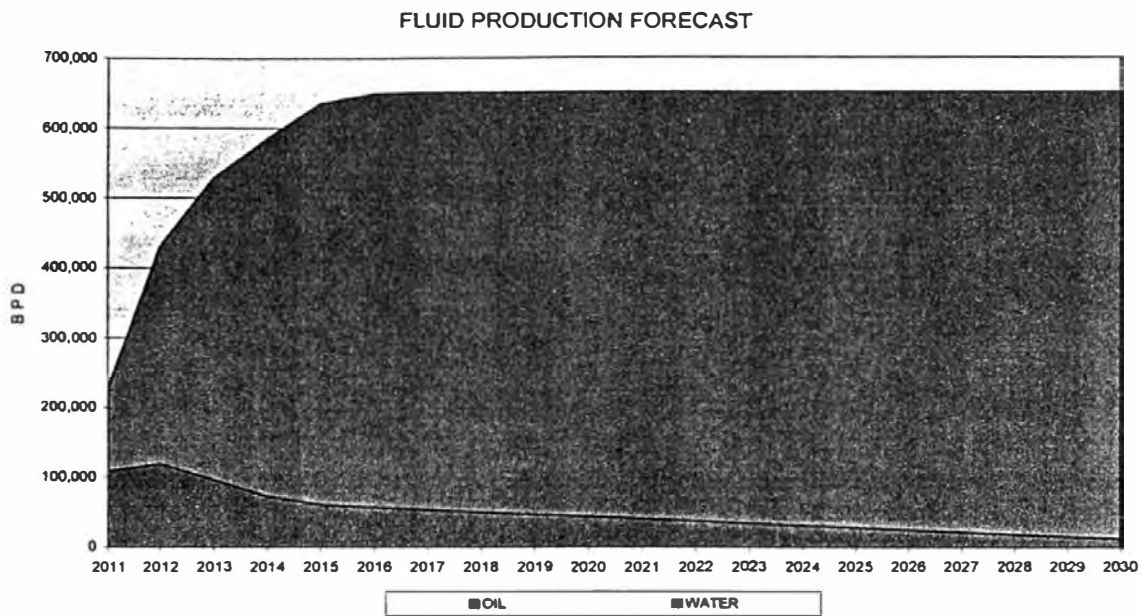


Figura 4.1. Forecast de Producción del Lote 67

4.2. PRODUCCIÓN DE AGUA ASOCIADA

La producción de crudo del Lote 67 aumentará en gran medida la producción actual del país, sin embargo podemos observar en el *Forecast*⁸ del campo que la producción de agua asociada al crudo irá aumentando en el tiempo hasta llegar a un 98% del total.

Esta producción de agua representa un problema por dos motivos principales:

- El corte de agua del fluido será muy grande por lo que se necesitarán equipos que puedan manejar grandes caudales, garantizando una separación

⁸ Compromiso de producción del campo.

adecuada del fluido, que luego será transportado por ductos hacia las unidades de transferencia automática de custodia o unidades LACT (*Lease Automatic Custody Transfer*).

- El agua que se obtiene producto de la separación no puede ser vertida en la superficie pues está llena de elementos contaminantes que serían perjudiciales para la vida, por esta razón se debe utilizar bombas de gran potencia para inyectarlas nuevamente en las capas geológicas de donde se extrajo el fluido.

4.3. DESHIDRATACIÓN PRIMARIA

En la presente tesis se abarcará solamente el Proceso de Deshidratación Primaria del Crudo el cual necesita ser desarrollado de manera eficaz y eficiente para manejar las grandes cantidades de fluido y poder obtener porcentajes de agua adecuados, contando además con un nivel de seguridad adecuado para garantizar la protección de la vida humana, medio ambiente y facilidades de la planta.

4.4. IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

El problema queda identificado con la siguiente pregunta:

¿El sistema de control del Separador de Agua Libre o *Free Water Knock Out FWKO* nos brinda la eficiencia adecuada para poder implementarlo dentro del programa del Proyecto Lote 67?

CAPITULO 5

PLANTEAMIENTO DE LA HIPÓTESIS

5.1. HIPÓTESIS

El diseño del sistema de control automático del Separador de Agua Libre o *Free Water Knock Out - FWKO* nos brinda la eficiencia adecuada para poder implementarlo dentro del programa del Proyecto Lote 67.

Para poder implementar el sistema dentro del programa general del proyecto Lote 67 se tiene que realizar los siguientes puntos:

- El sistema de control automático debe presentar mayores ventajas técnico-económicas en comparación con los tradicionales sistemas de control.
- El sistema de deshidratación (sistema de control y equipo) debe ser diseñado de acuerdo a las capacidades de operación.

5.2. IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DENTRO DEL PROYECTO

El programa de desarrollo del proyecto Lote 67 se muestra en la Figura 5.1, como podemos observar existen diversos sistemas a implementarse en diversas áreas, para lo cual se requiere de todo un trabajo de ingeniería extenso y detallado, desde la etapa de ingeniería, procura y construcción del mismo.

La Figura 5.2. nos muestra de manera detallada la Ingeniería de Facilidades de Explotación de Crudo, el presente proyecto plantea la ingeniería para la “Implementación del Sistema de Control Automático del Separador de Agua Libre de la Estación Central de Procesamiento de Petróleo”, dentro de la Ingeniería de las Facilidades de Tratamiento de Crudo.

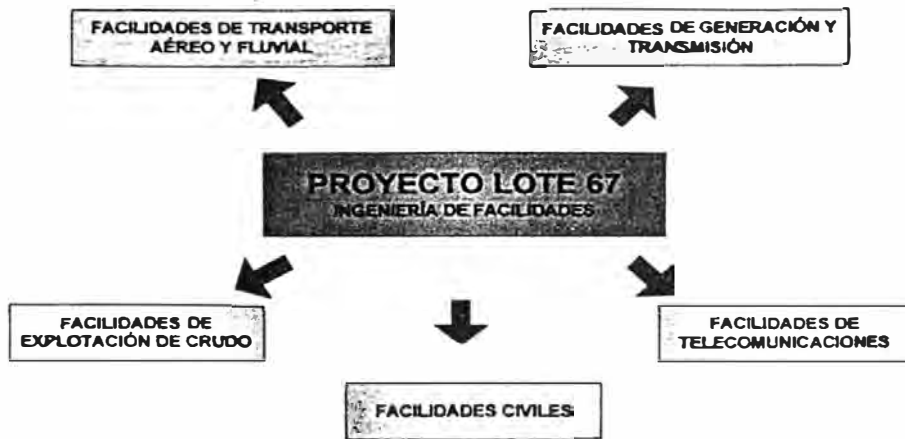


Figura 5.1. Programa del Proyecto Lote 67



Figura 5.2. Ingeniería de Facilidades de Explotación de Crudo

CAPITULO 6

MARCO TEÓRICO

6.1. ANÁLISIS POR ELEMENTOS FINITOS

6.1.1. INTRODUCCIÓN

Existen multitud de problemas físicos cuya formulación desde un punto de vista matemático responde a una ecuación diferencial en derivadas parciales, tal es el caso de la transmisión del calor, electromagnetismo, mecánica de fluidos o análisis estructural.

La solución de dichos problemas tiene un interés elevado en ingeniería, ya que dichas soluciones son el punto de partida para el diseño y modelado de los sistemas físicos que representan aquellas ecuaciones.

En general, la resolución de las ecuaciones diferenciales que formulan un problema físico es de gran complejidad. Solamente en los casos en que se hacen simplificaciones sobre las dimensiones y geometrías en que se resuelven estas ecuaciones, es posible obtener una solución analítica del problema. En dichos casos, tales simplificaciones conducen a ecuaciones diferenciales fácilmente resolubles.

Para todos los casos donde las técnicas analíticas o pierden exactitud o no es posible aplicarlas, debido a que estos casos se salen del alcance de las mismas, es donde los métodos numéricos tienen mucha utilidad.

Esta técnica consiste en la resolución de las ecuaciones diferenciales que modelan el problema mediante procedimientos numéricos iterativos, que discretizan la ecuación diferencial en una ecuación en diferencias, resolviéndola de forma iterativa.

6.1.2. CONCEPTOS GENERALES

La idea general del método de los elementos finitos es la división de un sistema continuo en un conjunto de pequeños elementos interconectados por una serie de puntos llamados nodos.

Las ecuaciones que rigen el comportamiento del sistema continuo regirán también el del elemento. De esta forma se consigue pasar de un sistema continuo (infinitos grados de libertad), que es regido por una ecuación diferencial o un sistema de ecuaciones diferenciales.

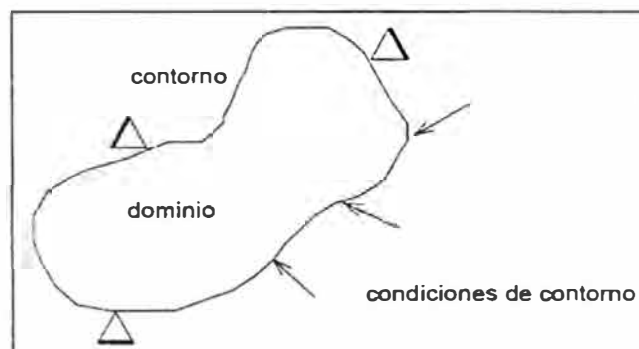


Figura 6.1. Elementos de todo sistema a analizar

En cualquier sistema a analizar, como lo muestra la Figura 6.1. podemos distinguir entre:

- Dominio: espacio geométrico en el cual se va a analizar el sistema de estudio.

- Condiciones de contorno: variables conocidas y que condicionan el cambio del sistema: cargas, desplazamientos, temperaturas, voltaje, focos de calor, etc.
- Incógnitas: Variables del sistema que deseamos conocer después de que las condiciones de contorno han actuado sobre el sistema: desplazamientos, tensiones, temperaturas, etc.

El método de los elementos finitos supone, para solucionar el problema, el dominio discretizado en subdominios denominados elementos. El dominio se divide mediante puntos (en el caso lineal), mediante líneas (en el caso bidimensional) o superficies (en el caso tridimensional) imaginarias, de forma que el dominio total en estudio se aproxime mediante el conjunto de porciones (elementos) en que se subdivide. Los elementos se definen por un número discreto de puntos, llamados nodos, que conectan entre sí los elementos.

Por ejemplo para la viga en voladizo con una carga puntual en el extremo y una distribución de temperaturas tal y como muestra la Figura 6.2.

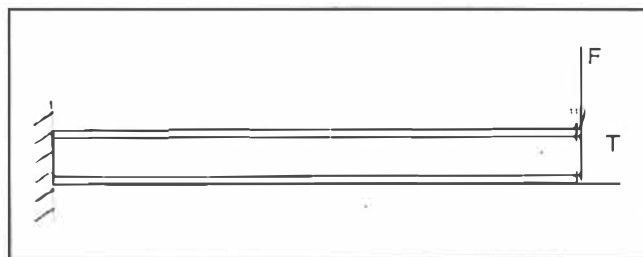


Figura 6.2. Sistema a analizar por elementos finitos

La discretización del sistema mostrado en la Figura 6.2 se presenta a continuación en la Figura 6.3.:

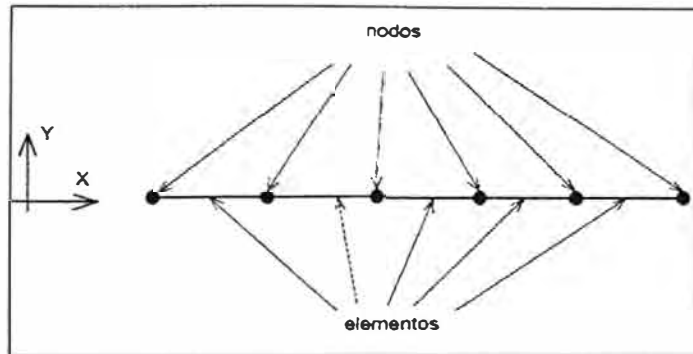


Figura 6.3. Sistema discretizado

Los grados de libertad de cada nodo serán:

- Desplazamiento en dirección x
- Desplazamiento en dirección y
- Giro según z
- Temperatura

El sistema, debido a las condiciones de contorno: empotramiento, fuerza puntual y temperatura, evoluciona hasta un estado final; donde conocidos los valores de los grados de libertad de los nodos del sistema podemos determinar cualquier otra incógnita deseada: tensiones, deformaciones, etc.

El problema se formula en forma matricial debido a la facilidad de manipulación de las matrices mediante ordenador. Conocidas las matrices que definen el comportamiento del elemento (en el caso estructural serán las llamadas matrices de rigidez, amortiguamiento y masa, aunque esta terminología ha sido aceptada en otros campos de conocimiento) se ensamblan y se forma un conjunto de ecuaciones algebraicas, lineales o no, que resolviéndolas nos proporcionan los valores de los grados de libertad en los nodos del sistema.

6.1.3. MÉTODO DE ELEMENTOS FINITOS - MEF

El Método de Elementos Finitos - MEF usa un complejo sistema de puntos llamados nodos que hacen una red llamada malla. Esta malla esta programada para contener el material y las propiedades de la estructura que definen como esta reaccionará ante ciertas condiciones de carga.

A los nodos se les asigna una densidad por todo el material dependiendo del nivel de estrés anticipado en un área, las regiones que recibirán gran cantidad de estrés tienen normalmente una mayor densidad de nodos (densidad de malla) que aquellos que experimentan poco o ninguno.

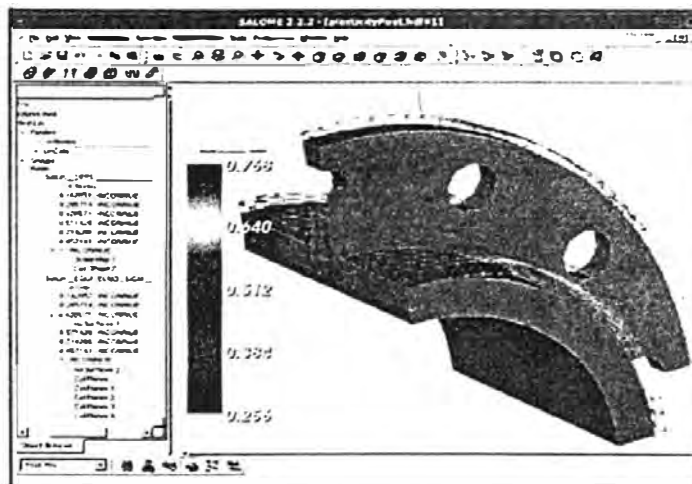


Figura 6.4. Análisis por Elementos Finitos realizado en CAELinux

La malla actúa como la red de una araña en la que desde cada nodo se extiende un elemento de malla a cada nodo adyacente. Este tipo de red vectorial es la que lleva las propiedades del material al objeto, creando varios elementos.

Básicamente los pasos a seguir en el análisis de estructuras mediante el método MEF son:

1. El sistema continuo se divide, mediante líneas o superficies imaginarias en un número de elementos finitos. Esta parte del proceso se desarrolla mediante algoritmos de programas informáticos.
2. Los elementos están conectados entre sí mediante un número discreto de puntos o "nodos", situados en sus contornos. Los desplazamientos de estos nodos serán las incógnitas fundamentales del problema.
3. Se toma un conjunto de funciones que definan de manera única el campo de desplazamientos dentro de cada "elemento finito" en función de los desplazamientos nodales de dicho elemento.
4. Estas funciones de desplazamientos definirán entonces de manera única el estado de deformación del elemento en función de los desplazamientos nodales. Estas deformaciones, junto con las propiedades constitutivas del material, definirán a su vez el estado de tensiones en todo el elemento, y por consiguiente en sus contornos.
5. Se determina un sistema de fuerzas concentradas en los nodos, tal que equilibre las tensiones en el contorno y cualesquiera cargas repartidas, resultando así una relación entre fuerzas y desplazamientos.
6. La resolución del sistema anterior permite obtener los desplazamientos en los nodos y con ellos definir de manera aproximada el campo de desplazamientos en el elemento finito.
7. En la etapa de postproceso se presentan los resultados, generalmente de forma gráfica para su análisis.

Las características de los principales instrumentos de medición de presión se muestran en la Tabla 6.1.

Tabla 6.1. Principales Instrumentos de Medición de Presión

Tipo de Instrumento	Campo de Medida o Rango Óptimo	Exactitud
Bourdon Simple	0,5 – 600 kg/cm ²	2
Bourdon Espiral	0,5 – 2500 kg/cm ²	1,5
Bourdon Helicoidal	0,5 – 5000 kg/cm ²	1,5
Diafragma	5 cm H ₂ O – 2 kg/cm ²	1,5
Transductor Resistivo	0,5 – 350 kg/cm ²	0,5
Transductor Piezoeléctrico	0 – 350 kg/cm ²	0,2

Fuente: CREUS SOLE, Antonio. "Instrumentación Industrial"

A continuación procederemos a describirlos:

6.2.2. TIPO BOURDON

Este tipo de instrumentos funcionan bajo el siguiente principio mecánico: un tubo enrollado, cerrado por un extremo, tiende a enderezarse cuando por el otro extremo del tubo se le aplica un gas o líquido bajo presión. Cuando el enrollado "Coil" se diserta correctamente y el material utilizado también es el correcto, la deformación que sufre el tubo, debido a la presión aplicada, es altamente repetitiva, pudiendo el sensor ser calibrado para producir precisiones que en muchos casos alcanzan 0,05% del *span*. Tal como se muestra en la Figura 6.6, el movimiento del extremo libre del tubo *Bourdon* se convierte, por medio de engranajes y eslabones, en un movimiento proporcional de una aguja o una plumilla del indicador o registrador. El movimiento del tubo *Bourdon* también puede ser acoplado electrónicamente a un transmisor o transductor.

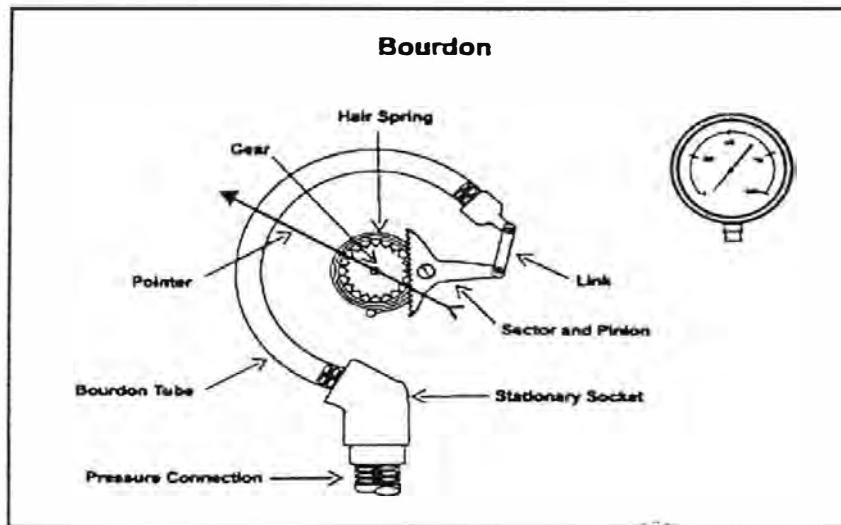


Figura 6.6. Sensor de presión tipo Bourdon

Este tipo de instrumentos son de bajo costo y construcción simple, tienen una buena cobertura de rangos bajos y altos con una buena relación precisión/costo.

6.2.3. DIAFRAGMA

El diafragma es un disco flexible generalmente con corrugaciones concéntricas, tal como se muestra en la Figura 6.7.a. Entre los materiales comúnmente utilizados se encuentran: bronce, cobre-berilio, acero inoxidable, monel, neopreno, siliconas y teflón.

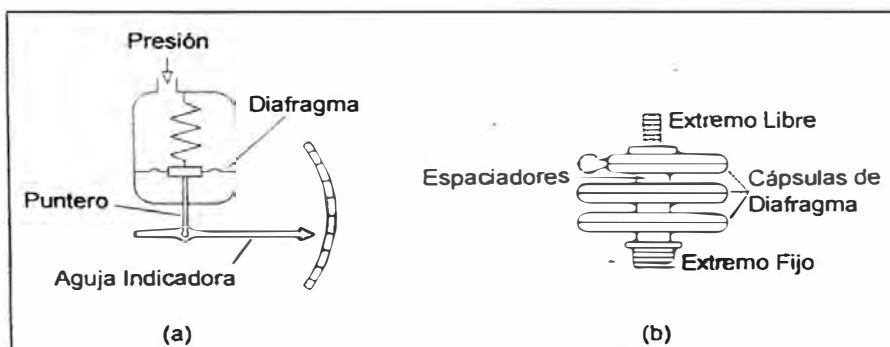


Figura 6.7. Sensor de presión tipo Diafragma y tipo Cápsula

El diafragma puede ser utilizado independientemente como un sensor de presión, pero también es componente básico de un elemento conocido como "cápsula", Figura 6.7.b. Una "cápsula" está formada por dos diafragmas unidos alrededor de su periferia.

6.2.4. TRANSDUCTORES RESISTIVOS

Estos transductores operan bajo el principio de que un cambio en la presión produce un cambio en la resistencia del elemento sensor. Están constituidos por un elemento elástico (tubo *Bourdon*, fuelle, diafragma), el cual hace variar la resistencia de un potenciómetro en función de la presión. La Figura 6.8. muestra dos tipos de transductores resistivos. En uno de ellos el elemento sensor lo constituye un fuelle y el otro un diafragma.

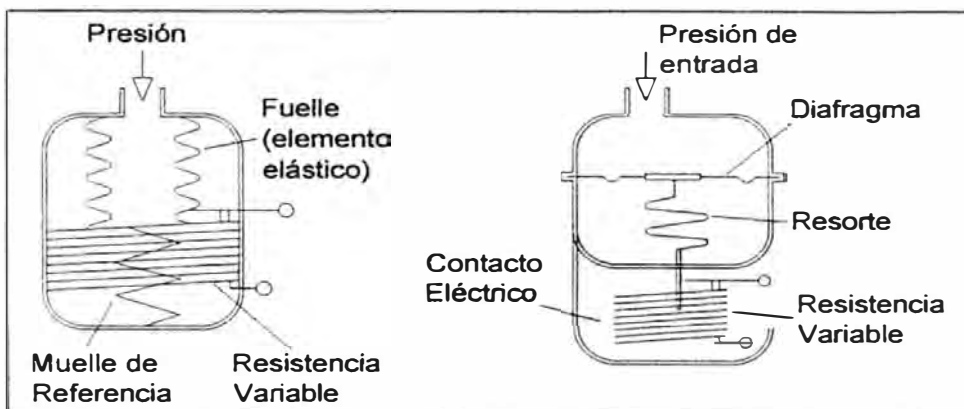


Figura 6.8. Sensor de Presión tipo Resistivo

6.2.5. TRANSDUCTORES PIEZOELÉCTRICOS

La piezoelectricidad se define como la producción de un potencial eléctrico debido a la presión sobre ciertas sustancias cristalinas como el cuarzo, titanato de bario, etc.

Un semiconductor piezoresistivo se puede describir como un elemento que produce un cambio en la resistencia, causado por un esfuerzo aplicado sobre un diafragma, la alta sensibilidad o factor de medida es aproximadamente 100 veces mayor que en los *Strain Gages* de alambre. De esta manera, las resistencias están integradas al elemento sensor.

La Figura 6.9. muestra un corte transversal del elemento sensor con los cables soldados a los contactos metálicos. El elemento sensor está formado por cuatro piezoresistencias iguales difundidas o ensambladas en la superficie del diafragma delgado de silicona.

Contactos de oro en la superficie del diafragma de silicona proveen la conexión a las piezoresistencias. Un cambio en la presión hace que el diafragma se deforme, induciendo un esfuerzo en él y también en la resistencia. El valor de la resistencia cambiará dependiendo de la cantidad de presión aplicada al diafragma.

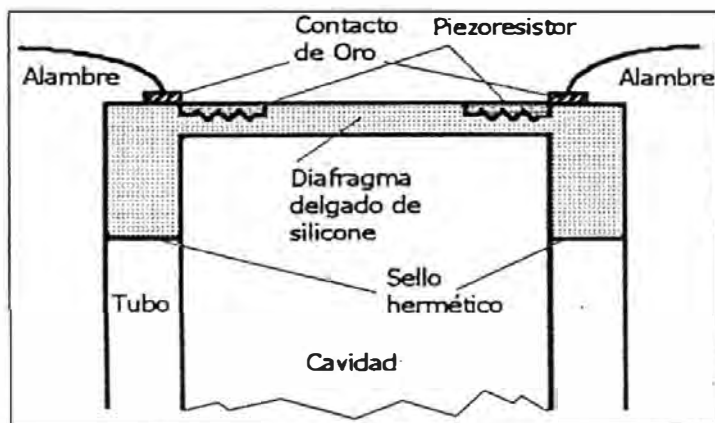


Figura 6.9. Sensor de Presión tipo Piezoeléctrico

6.3. INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN DE NIVEL

La medición del nivel puede definirse como la determinación de la posición de la interfase que existe entre dos medios separados por la gravedad, con respecto a una línea de referencia. Los principales métodos e instrumentos utilizados se presentan en la Tabla 6.2.

Tabla 6.2. Instrumentos utilizados para la medición de nivel

Instrumento	Campo de Medida	Precisión % escala	Presión Máxima bar	Temp. Máxima Fluido °C	Desventajas	Ventajas
Sonda	Limitado	0,5 mm	atm	60	Manual, sin olas, Tanques abiertos	Barato, preciso
Cristal	Limitado	0,5 mm	150	200	Sin transmisión	Seguro, preciso
Flotador	0 – 10 m	+/- 1 – 2%	400	250	Posible agorrotamiento	Simple, independiente, naturaleza líquida
Manométrico	Altura Tanque	+/- 1%	atm	60	Tanques abiertos, fluidos limpios	Barato
Presión Diferencial	0 – 3 m	+/- 0,15 – 0,5%	150	200	Posible agorrotamiento	Interface líquido
Conductivo	Ilimitado		80	200	Líquido conductor	Versátil
Capacitivo	0,6 m	+/- 1%	80 – 250	200 – 400	Recubrimiento electrodo	Resistencia de Corrosión
Ultrasónico	0,3 m	+/- 1%	400	200	Sensible a densidad	Todo tipo de tanques y líquidos
Radiación	0 – 2,5 m	+/- 0,5 – 2%		150	Fuente radioactiva	Todo tipo de tanques y líquidos
Laser	0 – 2 m	+/- 0,5 – 2%		1500	Laser	Todo tipo de tanques y líquidos

Fuente: CREUS SOLE, Antonio. "Instrumentación Industrial"

A continuación describiremos los principales instrumentos utilizados en el presente proyecto:

6.3.1. TUBOS DE VIDRIO

Los medidores o tubos de vidrio pueden ser considerados como manómetros en los cuales el nivel alcanza la misma posición que el nivel dentro del envase. La simplicidad de este instrumento lo hace popular en aquellas aplicaciones donde se requiere una indicación local del nivel.

Existen dos tipos de medidores: el tubo transparente (Figura 6.10) y el de reflexión. El transparente se utiliza en servicios donde el material dentro del recipiente tiene color o es viscoso, para detección de interfase o cuando el fluido es corrosivo. El tubo tipo reflexión utiliza el fenómeno óptico de la refracción de la luz, que cambia la reflexión en el ángulo crítico de los rayos incidentes.

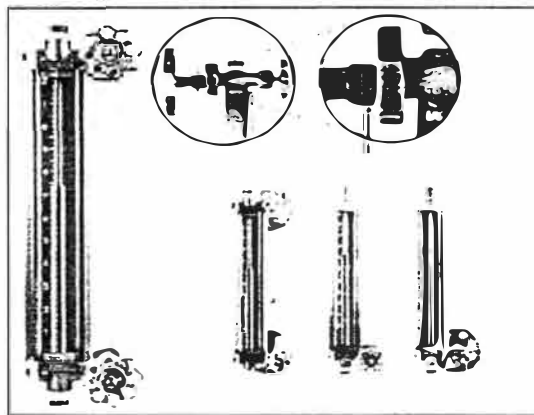


Figura 6.10. Instrumento para medición de nivel tipo visor

6.3.2. SENSORES TIPO CAPACITIVOS

La base de este método de medición radica en las características físicas de un condensador. La capacitancia de un condensador depende de la separación entre los electrodos o placas "d"; de su superficie "A" y de la constante dieléctrica del material entre las placas "E".

$$C = \frac{A \times E}{d} \dots (6.1)$$

El sensor está constituido por un electrodo o probeta de capacitancia que se introduce en el tanque.

El cambio en la capacitancia, producido por un aumento o disminución del nivel en el recipiente, se mide utilizando la probeta de capacitancia, la cual está conectada a un circuito electrónico, que puede ser un interruptor de nivel para control **ON-OFF**, o un transmisor de nivel para medición de nivel continuo. Si el líquido es no conductor, el capacitor está formado por la probeta de capacitancia (electrodo primario) y la pared del tanque, los cuales conforman las placas del capacitor.

El líquido cuyo nivel se quiere medir actúa como el dieléctrico. A medida que el líquido sube entre el espacio de las dos placas, se produce una variación en la capacitancia la cual se monitorea y se utiliza para dar una señal proporcional al nivel.

La Figura 6.11. muestra características de un sensor de nivel tipo capacitivo.

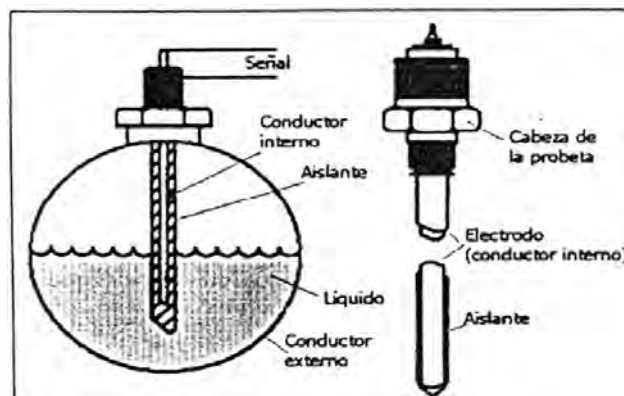


Figura 6.11. Instrumento para medición de nivel capacitivo

6.3.3. SENSORES TIPO ULTRASÓNICO

La Figura 6.12. muestra el principio de operación de un sensor de nivel de tipo ultrasónico. En estos sensores, se mide el tiempo empleado por el sonido en su trayecto desde un emisor hasta un receptor. El instrumento tiene un emisor que proporciona breves impulsos sónicos, estos impulsos son reflejados por la superficie del material en el recipiente y llegan de nuevo al emisor, que actúa ahora como receptor; el tiempo transcurrido es una medida de la distancia entre el material y el emisor-receptor. Un convertidor electrónico proporciona la medida del nivel. El instrumento puede incluir un sensor de temperatura para compensar los cambios en la temperatura del aire.

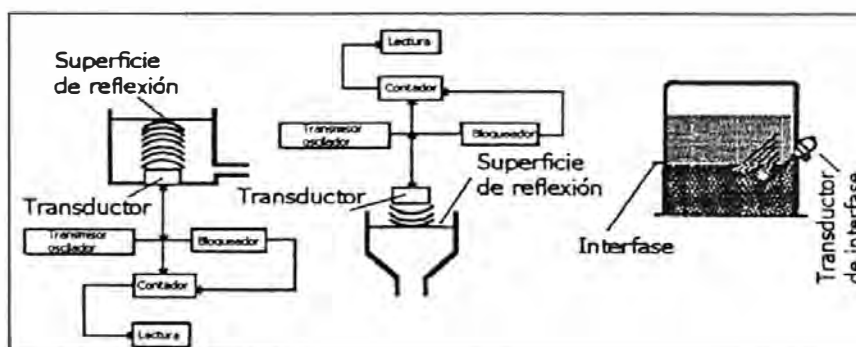


Figura 6.12. Instrumento para medición de nivel ultrasónico

6.3.4. SENSORES TIPO MICROONDAS (RADAR)

Sensor no intrusivo cuyo sistema de medición formado principalmente por un módulo electrónico de microondas, una antena, sensores adicionales (principalmente sensores de temperatura), y una unidad local o remota de indicación.

El principio de operación está basado en el cambio de frecuencia de la señal de radar emitida hacia la superficie del líquido, la señal reflejada por la superficie del líquido en el recipiente tiene una frecuencia diferente a la de la señal transmitida, esta diferencia de frecuencia es proporcional a la distancia que existe entre el transmisor y la superficie del líquido.

La señal de microondas es emitida por una antena que la direcciona perpendicularmente hacia la superficie del líquido. Existen dos tipos principales de antena: la antena parabólica y la antena tipo cometa.

Algunas aplicaciones incluyen: medición de nivel de productos de hidrocarburos, petróleo, asfalto, químicos, gas natural licuado (GNL), también se puede medir el nivel de sólidos. Una aplicación muy común es la medición de nivel en tanques de techo fijo y tanques de techo flotante, en la industria petrolera y petroquímica.

El funcionamiento de este tipo de sensor se muestra en la Figura 6.13.

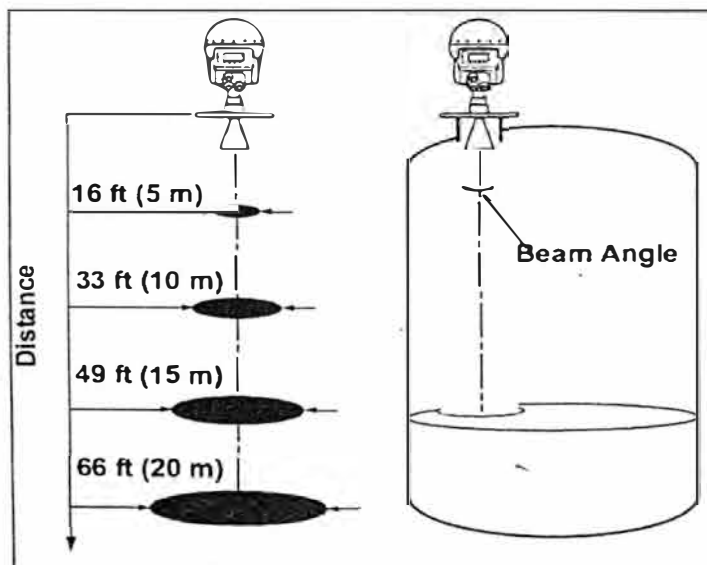


Figura 6.13. Instrumento para medición de nivel tipo radar

6.3.5. SENSORES TIPO ONDA GUIADA

Se basa en la emisión de una onda a través de un medio conductor sumergido totalmente en el líquido, la onda cambiará la amplitud y frecuencia al pasar de un medio a otro determinando de esta manera el nivel de líquido.

Este tipo de sensores se implementaron recientemente en la industria y tienen mucha aplicación para la detección de interfaz dentro de tanques a presión.

El funcionamiento de este tipo de sensor se muestra en la Figura 6.14.

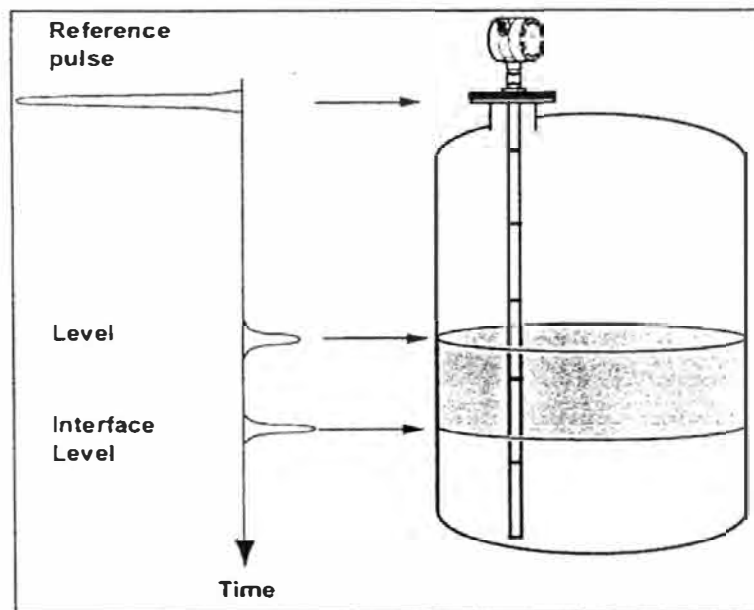


Figura 6.14. Instrumento para medición de nivel tipo onda guiada

6.4. INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN DE TEMPERATURA

La temperatura es una magnitud referida a las nociones comunes de calor o frío, por lo general un objeto más “caliente” tendrá una temperatura mayor. Físicamente es una magnitud escalar dada por una función creciente del grado de agitación de las partículas de los materiales, a mayor agitación, mayor temperatura.

Los principales instrumentos de medición de temperatura son:

6.4.1. TERMÓMETROS BIMETÁLICOS

Todos los metales se dilatan cuando son calentados y la cantidad de dilatación depende de la temperatura y del coeficiente de dilatación de cada metal. Si dos láminas de metal con coeficientes de dilatación diferentes se funden la una a la otra, ocurre una distorsión al ser calentados ya que uno de los metales tratará de dilatarse más que el otro. Este es el principio de operación de los termómetros bimetálicos.



Figura 6.15. Instrumento para medición de temperatura bimetalico

Para uso industrial como indicador de temperatura, la cinta bimetalica generalmente se dobla en forma helicoidal, un extremo del cual es fijo, de modo que al calentarse se produce un movimiento de rotación, el cual se

utiliza para mover una aguja de indicación sobre una escala como muestra la Figura 6.15.

6.4.2. TERMÓMETROS DE RESISTENCIA (RTD)

El principio de operación de los detectores de temperatura tipo resistencia (RTD), está basado en el hecho de que la resistencia eléctrica de los metales varía directamente con la temperatura. La magnitud de este cambio frente a 1 °C de cambio en la temperatura, se conoce como el “coeficiente de resistencia de temperatura (α)”. Para la mayoría de los metales puros, este coeficiente es constante dentro de un rango de temperatura.

El cambio en la resistencia puede ser expresado por la ecuación

$$R_t = R_o \cdot (1 + \alpha \cdot T) \dots(6.2)$$

Donde:

R_t= Resistencia en Ohms a la temperatura T

R_o=Resistencia en Ohms a la temperatura de referencia (generalmente 0°C)

α = Coeficiente de resistencia de temperatura

Las características principales de los elementos utilizados como detectores de resistencia, están listados en la Tabla 6.3.

Tabla 6.3. Características de elementos más utilizados como RTD

Material	Coef. Temperatura (0 – 100 °C) [Ohms/Ohms°C]	Resistividad a 0°C [μOhms x cm]	Rango Temp Útil °C
Platino (Pt)	0.00392	9.81	-220 a 850
Cobre (Cu)	0.0043	1.529	-70 a 150
Niquel (Ni)	0.00681	5.91	100 a 300

Fuente: CREUS SOLE, Antonio. "Instrumentación Industrial"

6.4.3. TERMOPOZOS

En la mayoría de las aplicaciones de medición de temperatura no se recomienda exponer el elemento sensor al fluido del proceso, por esta razón se recomienda la utilización de un termopozo, a pesar de que introduce retardos en la medición, para proteger al elemento sensor de la corrosión, erosión y altas presiones además de permitir su remoción o cambio mientras el proceso está en operación.

La instalación típica de un termopozo se muestra en la Figura 6.16.

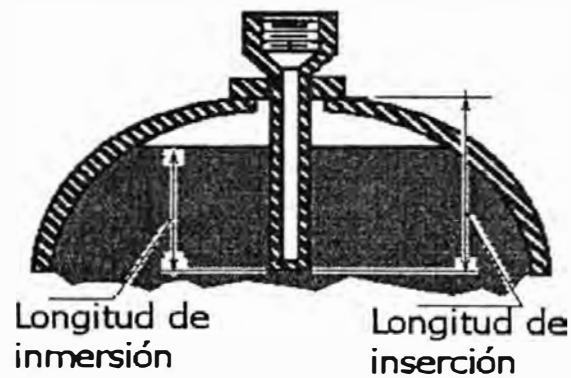


Figura 6.16. Termopozo

6.5. ELEMENTOS FINALES DE CONTROL

Son aquellos que finalmente responden a la decisión del controlador dentro de un lazo determinado para realizar un cambio en la variable controlada. En la mayoría de los procesos se utilizan las válvulas para el control de variables como flujo, presión, nivel, temperatura o mezcla de componentes.

Existen diversos tipos de válvulas, las más importantes son:

- Válvulas de proceso
- Válvulas de seguridad
- Válvulas de alivio
- Válvulas de control

A continuación hablaremos de cada una de ellas:

6.5.1. VÁLVULAS DE PROCESO

En el control automático de los procesos industriales la válvula juega un papel muy importante en el bucle de regulación pues realiza la función de variar el caudal del fluido de control que modifica a su vez el valor de la variable medida comportándose como un orificio de área continuamente variable.

Los tipos de válvulas empleadas en el presente proyecto son:

Válvula de bola

En este tipo de válvulas no se puede trabajar parcialmente abiertas, son fáciles y rápidas en su apertura con mínimas pérdidas de presión, por su

construcción son muy similares a las válvulas de tapón. La Figura 6.17 nos muestra este tipo de válvula.

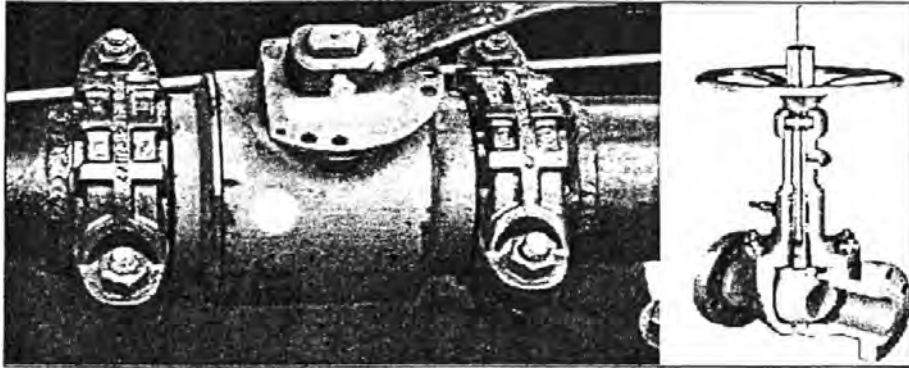


Figura 6.17. Válvula de Bola

Trabajan entre -450°F a 500°F con polímeros fluorintados (temperatura hasta 1000°F con asientos de grafito).

Válvula de globo

Utilizadas en control de flujo donde se requieran cierres positivos, este tipo de válvulas presenta pérdidas de presión y una alta resistencia al flujo, su mantenimiento no es complicado debido a que el cambio de su disco y asiento es fácil. La Figura 6.18 y 6.19 nos muestra este tipo de válvula.

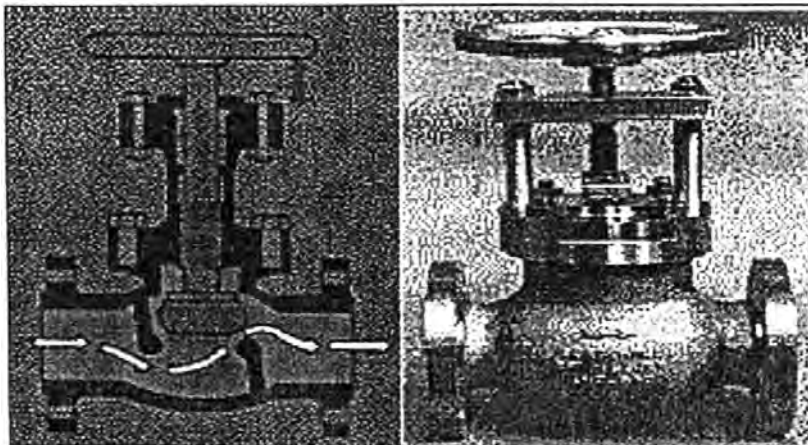


Figura 6.18. Válvula de Globo

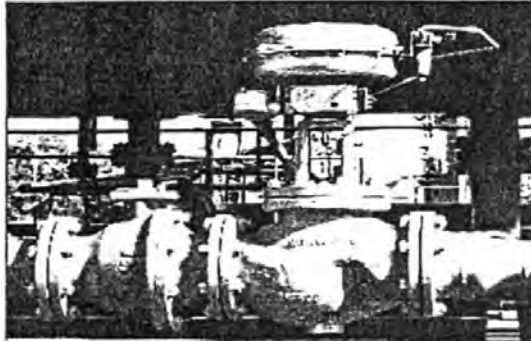


Figura 6.19. Válvula de Globo Automática

Válvula de aguja

Utilizadas generalmente en instrumentación y calibración de línea, realizan un estrangulamiento preciso a altas presiones y temperaturas, la aguja ajusta perfectamente en su asiento y asegura un cierre ajustado con el menor esfuerzo. La Figura 6.20 y 6.21 nos muestran este tipo de válvula.

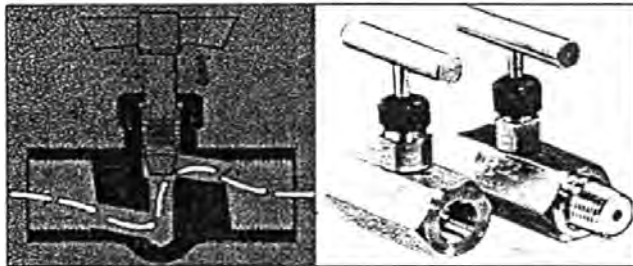


Figura 6.20. Válvula de Aguja



Figura 6.21. Instalación Válvula de Aguja

Válvula de mariposa

Válvulas para bajas presiones, son de diseño simple y se utilizan para la regulación y control de flujo, son de rápida operación y baja caída de presión diferencial, requieren solo un cuarto de giro de la posición cerrada a la totalmente abierta, no han sido diseñadas para cierres herméticos. La Figura 6.22 nos muestra este tipo de válvula.

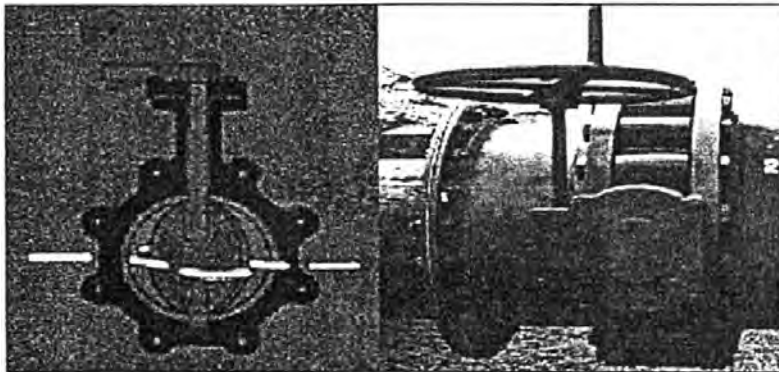


Figura 6.22. Válvula de Mariposa

Válvula de control de diafragma

Tipo de válvula cuyo elemento actuador es un diafragma fabricados generalmente de cauchos naturales, neoprenos, siliconas, teflón o polietileno, su cuerpo es fabricado comúnmente de hierro, acero inoxidable o plásticos PVC; el rango de temperatura de funcionamiento varía entre -30 a 350 °F.

La Figura 6.23 y 6.24 nos muestra el funcionamiento de este tipo de válvula.

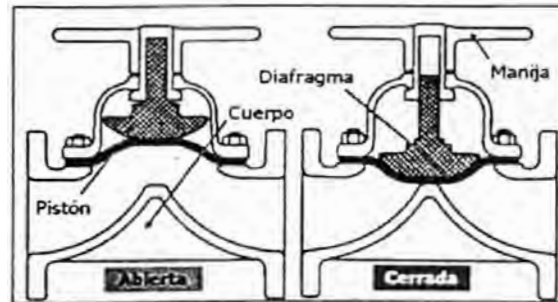


Figura 6.23. Funcionamiento Válvula de Diafragma

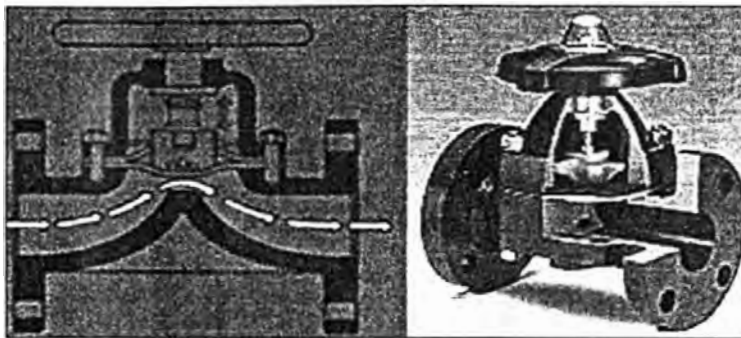


Figura 6.24. Válvula de Diafragma

Válvula check

Diseñadas para permitir el contra flujo o regreso del fluido en las líneas, están adaptadas para servicios de alta presión donde la velocidad de flujo es alta, este tipo de válvulas no se pueden accionar manualmente. En la Figura 6.25 podemos apreciar el funcionamiento de la válvula y la instalación en campo.



Figura 6.25. Válvula Check

6.5.2. VÁLVULAS DE SEGURIDAD

Utilizada en fluidos compresibles para aliviar rápidamente las sobrepresiones, en el área petrolera se utiliza comúnmente en los tanques para eliminar la sobrepresión existente debido a la acumulación de gases. La Figura 6.26 nos muestra este tipo de válvula.

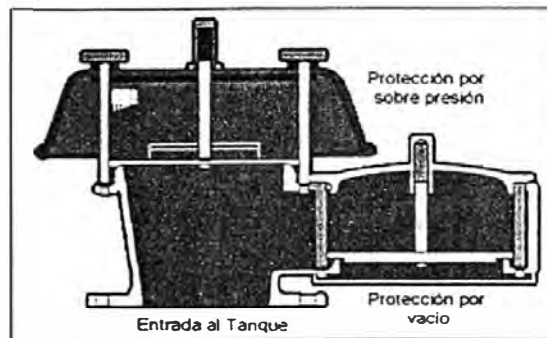


Figura 6.26. Válvula de seguridad de sobre presión y vacío

6.5.3. VÁLVULAS DE ALIVIO

Diseñadas para trabajar eliminando rápidamente el exceso de presión en un sistema, la apertura se realiza en forma proporcional al incremento de presión, se usan principalmente para sistemas de control de procesos con líquidos o fluidos incompresibles. La Figura 6.27 nos muestra las partes de esta válvula.

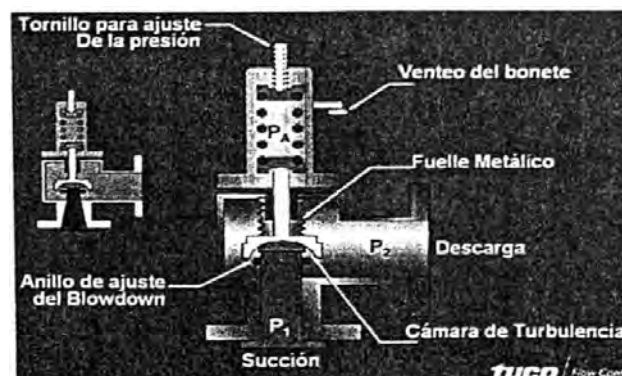


Figura 6.27. Válvula de alivio

Discos de ruptura

Los discos de ruptura son los dispositivos utilizados para proteger sistemas de la sobre presión, además de aislar las válvulas de fluidos corrosivos, como en el caso de los FWKO (Figura 6.28).

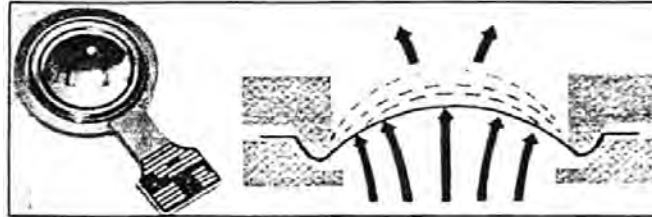


Figura 6.28. Disco de ruptura

6.5.4. VÁLVULAS DE CONTROL

Se utilizan, como su nombre lo dice, para controlar el fluido que pasa a través de ellas, el tipo de cuerpo que puedan contener depende del tipo de proceso donde se encuentren, sin embargo la válvula de control mas usada es la que tiene cuerpo tipo globo.

Básicamente están conformadas por el actuador y el cuerpo, se las puede clasificar de acuerdo al actuador como:

Válvula de control de actuador neumático

Este tipo de actuador funciona mediante la combinación de fuerza entre el aire y el resorte. Un caucho diafragma separa el actuador del *housing* en dos cámaras de aire, como lo muestra la Figura 6.29.

La posición de la válvula está controlada por el suministro de aire a presión en la cámara alta. Inicialmente, sin suministro de aire, el resorte fuerza al diafragma hacia arriba manteniendo a la válvula totalmente abierta. Cuando el aire empieza a entrar por la parte superior, la membrana comienza a

superar a la fuerza del resorte. Esto provoca que el diafragma se mueva hacia abajo y la válvula de control se cierre. Con el aumento de la presión de suministro de aire, el diafragma se sigue desplazando hacia abajo y comprime el resorte hasta que la válvula de control está totalmente cerrada.

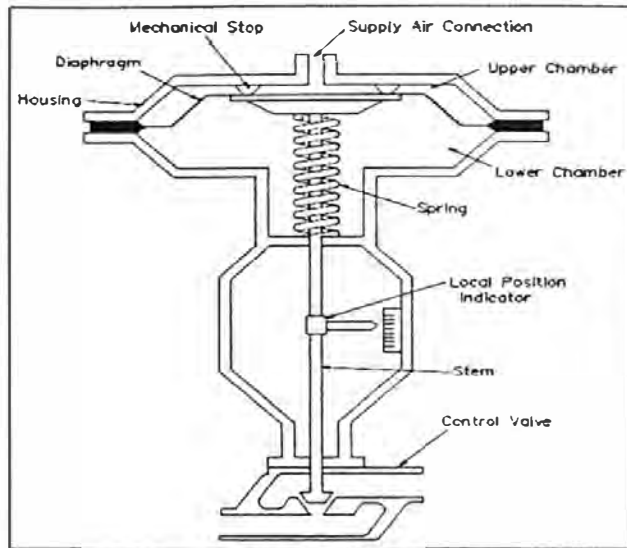


Figura 6.29. Actuador Neumático

Por el contrario si disminuye la presión del aire, el resorte comenzará a comprimir al diafragma hacia arriba y abrir la válvula de control. Además, si la presión se mantiene constante en un valor entre cero y la máxima, la válvula puede mantenerse en una posición intermedia. Por lo tanto, la válvula puede colocarse en cualquier lugar entre completamente abierta y completamente cerrada en respuesta a los cambios en el suministro de aire a presión.

Este tipo de arreglo se conoce como “*air to close, spring open*” o simplemente “*fail open*”. Algunas válvulas fallan en la posición cerrada y son conocidas como “*air to open, spring close*” o “*fail close*”.

Válvula de control de actuador hidráulico

Los actuadores hidráulicos son usados para procesos que requieren gran cantidad de fuerza, aunque los actuadores hidráulicos tienen varios diseños, los tipo pistón son los más comunes.

En la Figura 6.30 se muestra un actuador tipo pistón, conformado por cilindro, pistón, resorte, alimentación de aire y un vástago. El pistón se desplaza verticalmente sobre el cilindro y lo separa en dos cámaras, la cámara superior contiene el resorte y la cámara inferior contiene el aceite hidráulico.

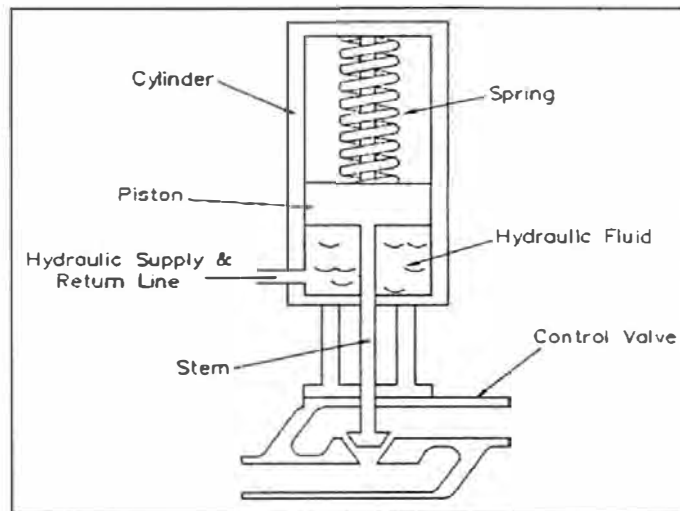


Figura 6.30. Actuador Hidráulico

Válvula de control de actuador eléctrico de solenoide

Un actuador eléctrico de tipo solenoide está constituido por una bobina, una armadura, un resorte y un vástago.

La bobina es alimentada con una corriente externa, mientras que el resorte reposa sobre la armadura transmitiéndole una fuerza hacia abajo; la

armadura se mueve verticalmente entre la bobina y transmite su movimiento a la válvula a través del vástago.

Cuando la corriente fluye a través de la bobina genera un campo magnético alrededor de la misma, éste campo atrae a la armadura hacia el centro de la bobina haciendo que el resorte se comprima y se abra la válvula.

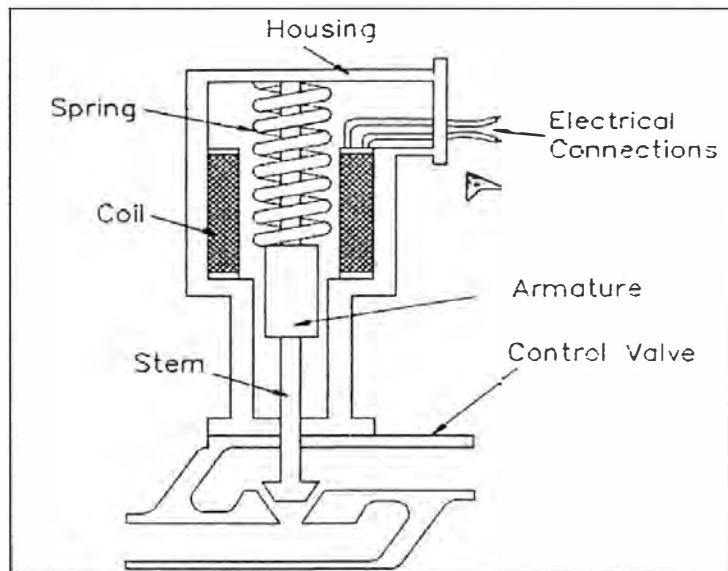


Figura 6.31. Actuador eléctrico tipo solenoide

La mayor ventaja de este tipo de actuadores es su rápido funcionamiento, además son más fáciles de instalar que los actuadores neumáticos o hidráulicos. Sin embargo este tipo de actuadores tienen dos desventajas: Primero, ellos solo tienen dos posiciones abierto o cerrado, Segundo, no tienen mucha fuerza por lo que son usados en válvulas pequeñas.

Válvula de control de actuador eléctrico de motor

Algunos actuadores de motor eléctrico están diseñados para funcionar en sólo dos posiciones (totalmente abierta o totalmente cerrada). Otros pueden ser colocados entre las dos posiciones. Sus elementos principales incluyen

un motor eléctrico, embrague y caja de cambios de reunión, el volante manual, y el eje conectado a una válvula, como lo muestra la Figura 6.32.

El motor mueve el vástago a través de la *Gear Box*, el motor invierte su rotación para abrir o cerrar la válvula, la palanca de embrague desconecta el motor eléctrico de la *Gear Box* y permite que la válvula sea operada manualmente con el volante.

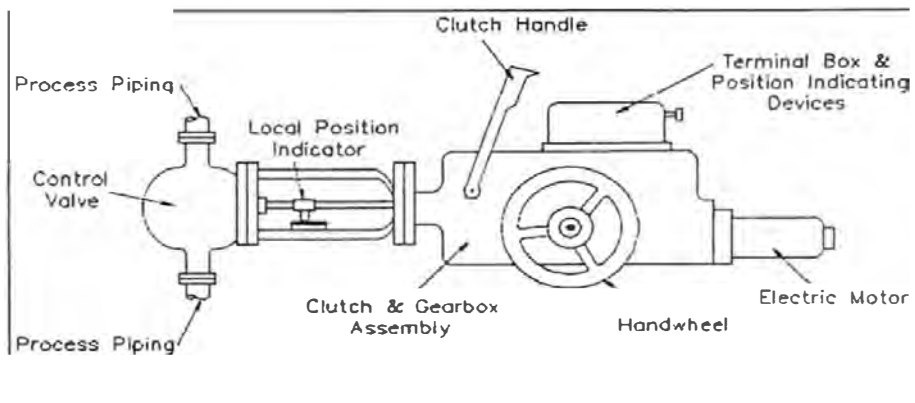


Figura 6.32. Actuador eléctrico tipo motor

6.6. DIAGRAMAS DE PROCESO

Son una representación gráfica de los pasos que se siguen en un proceso, identificándolos mediante símbolos de acuerdo con su naturaleza.

La simbología a utilizar en el presente proyecto se detalla en el Anexo 1.

En el presente proyecto se trabajará con dos tipos de diagramas:

- Diagrama de Flujo de Proceso – PFD (*Process Flow Diagram*)
- Diagrama de Tubería e Instrumentación – P&ID (*Piping and Instrumentation Diagram*)

6.6.1. DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO – PFD

El Diagrama de Flujo de Proceso - PFD (*Process Flow Diagram*) es una representación esquemática del proceso, sus condiciones de operación normal y su control básico, además incluye el balance de masa e información para el diseño y especificación de equipos, y sirve de guía para desarrollar los P&ID.

La información mínima que debe contener un PFD es:

- Balance de masa
- Equipos del proceso
- Líneas de proceso
- Control básico del proceso

6.6.2. DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN P&ID

Los diagramas de Tuberías e Instrumentación o P&ID (Piping and Instrument Diagram) se diseñarán basándose en la norma API 14C *“Recommended Practice for Analysis, Design, Installation, and Testing of Basic Surface Safety Systems for Offshore Production Platforms”*; debido a la rigurosidad de la misma en el aspecto de seguridad al estar dirigidas a plataformas de producción costa afuera (*off-shore*).

Este diagrama tiene un contenido multidisciplinario pues agrupa a el área de procesos, eléctrica, mecánica, instrumentación y procesos; este documento se elabora en base a los PFD's.

La información básica que contiene este diagrama es la siguiente:

- Equipos
- Tuberías y accesorios
- Válvulas
- Instrumentación y control de proceso
- Distribución de los equipos
- Lazos de control
- Seguridad del proceso

6.7. AUTOMATIZACIÓN

Automatización (del griego "*autos*" que significa "por sí mismo" y "*maiomaí*" que significa "lanzar"), es el uso de sistemas o elementos computarizados para controlar maquinarias y/o procesos industriales substituyendo a operadores humanos.

La automatización como una disciplina de la ingeniería es más amplia que un mero sistema de control, abarca la instrumentación industrial, que incluye los sensores y transmisores de campo, los sistemas de control y supervisión, los sistemas de transmisión y recolección de datos y las aplicaciones de software en tiempo real para supervisar y controlar las operaciones de plantas o procesos industriales.

Básicamente existen 2 tipos de control, los cuales se definen como control en lazo abierto y control en lazo cerrado o control realimentado.

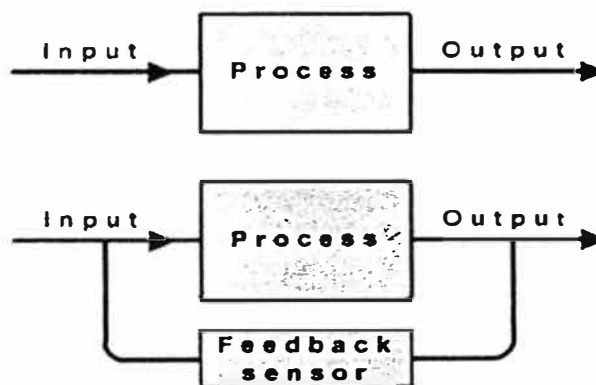


Figura 6.33. Tipos de control

El Control en lazo abierto se encuentra pocas veces en los procesos industriales, como ejemplo se tiene las válvulas automáticas actuadas manualmente o las válvulas motorizadas mandadas a distancia, pero sin ningún sistema de realimentación al sistema de control. La posición de estas válvulas las fija el operador.

En el control en lazo cerrado la información de la variable controlada de proceso se capta por medio de un sistema de medición adecuado y se utiliza como entrada al controlador. Un dispositivo detector de error compara esta señal de entrada con otra de referencia que representa la condición deseada, y cualquier diferencia hace que el controlador genere una señal de salida para corregir el error.

6.7.1. TIPOS DE PROCESOS

En términos generales existen dos tipos de procesos en la industria los determinados procesos continuos y procesos discontinuos.

Procesos continuos

Los procesos continuos tienen ese nombre debido a que en ellos se trabaja con materiales cuyo flujo es continuo. Las materias primas ingresan a una velocidad constante y pasan a través de un número de operaciones de transformación, realizadas en piezas sucesivas de equipamiento hasta que el producto surge en la última operación. Los materiales no permanecen estacionarios en ninguna unidad de procesamiento que no sean tanques de almacenamiento intermedios o finales.

Los controladores necesarios deben asegurar que el proceso opera en forma estable con el mínimo de disturbios y "picos" como sea posible. La mayoría de los lazos de control están ocupados con mantener constantes variables tales como presión, flujo, temperatura, niveles y composiciones.

Procesos discontinuos

Los procesos discontinuos se pueden clasificar en dos tipos: los de tipo *batch* o por lotes y los procesos tipo manufactura.

Un proceso *batch* se realiza siguiendo una receta. La mezcla de ingredientes permanece en un tanque o reactor hasta que sus características hayan cambiado para cumplir con las especificaciones.

En un proceso tipo manufactura a diferencia de los anteriores, no se trata de mantener constante alguna variable, lo importante es cumplir con una serie de pasos (que se repiten cíclicamente) que aseguren la calidad del producto final.

6.7.2. AUTORREGULACIÓN

Se dice que un proceso es autorregulado cuando alcanza un nuevo estado de equilibrio después de cualquier perturbación en alguna variable. El proceso de intercambio de calor es autorregulado. (Figura 6.34.)

En efecto, si se abre un poco la válvula de alimentación de vapor, la temperatura del agua se estabilizará a un nuevo valor.

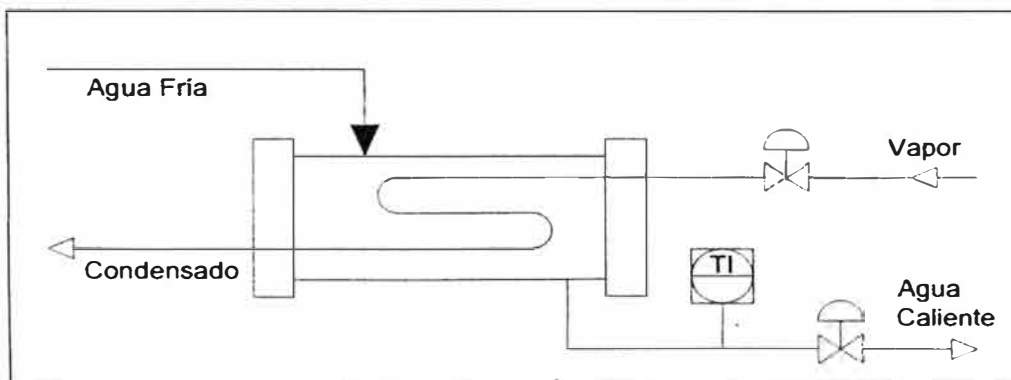


Figura 6.34. Proceso autorregulado

Por el contrario el proceso de nivel en un depósito no es autorregulado cuando el caudal de salida se obtiene a través de una bomba cuyo caudal de salida es constante, tal como muestra la figura 6.35.

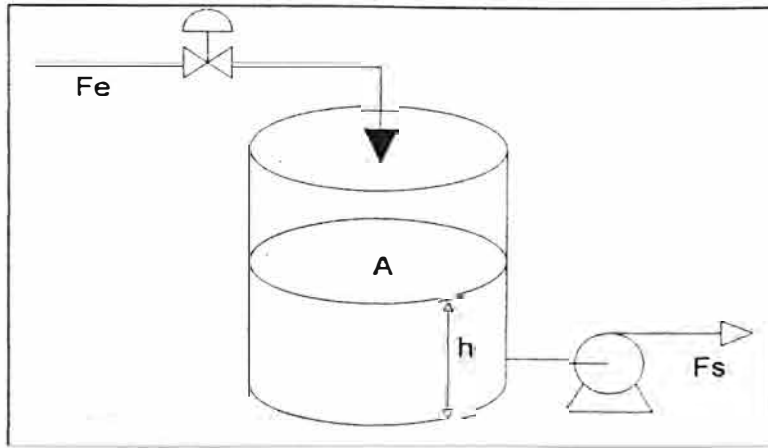


Figura 6.35. Proceso no autorregulado

Manteniendo constante la salida, una pequeña variación en la entrada de líquido perturba la medida de nivel, dando como respuesta una variación de tipo rampa, ascendente o descendente dependiendo si la válvula de entrada abre o cierra respectivamente, que se conoce como proceso integrador. La variación de altura estará ligada al caudal según la ecuación:

$$h = \int (F_e - F_s) \frac{1}{A} dt \dots (6.3)$$

6.7.3. COMPORTAMIENTO DE LAS VARIABLES DE PROCESO

Cada una de las variables de proceso tiene un retardo asociado en función de las cargas, constante de tiempo y propiedades físicas.

A continuación se realiza una breve descripción del comportamiento de las variables en orden creciente de retardo:

- **Caudal:** Es un proceso de respuesta rápida, con una capacitancia muy pequeña al no existir almacenamiento. Los mayores retardos se ocasionan en el propio sistema de medida y control.

- **Presión:** Cuando se trata de gas, se suele caracterizar por una gran capacitancia, pequeño retardo en la transferencia y tiempo muerto pequeño. La capacitancia es útil para la autorregulación del proceso. La presión en líquidos se comporta a la misma velocidad que el caudal.
- **Nivel:** Tiene cierta similitud con el control de presión. La capacitancia suele ser considerable y los retardos en la transferencia pequeños. Cuando se opera a presiones de proceso medias o altas, la autorregulación es prácticamente nula, sobre todo en recipientes con tiempo de residencia pequeño.
- **Temperatura:** Dada la naturaleza de la transferencia de calor, este proceso se caracteriza por tener mayor capacitancia que los anteriores, así como velocidad de respuesta lenta y, en muchas ocasiones, tiempos muertos importantes. Por otro lado, la propia medida de temperatura tiene un retardo asociado, dada la naturaleza del sensor y vaina termométrica de protección (termopozo).

6.7.4. CONTROLADORES

Un controlador puede ser definido como un dispositivo que compara el valor de una variable medida (señal de entrada) al valor deseado (*set point*) para producir una señal de salida que mantenga el valor deseado de la variable y usa esa diferencia entre el valor real y el valor deseado de la variable para manipular la variable controlada. La tecnología de estos equipos ha variado desde neumáticos, hidráulicos hasta electrónicos, que son los empleados actualmente.

Durante muchos años se emplearon controladores neumáticos actuando con las señales neumáticas estándares antes mencionadas. Actualmente, se utilizan mayoritariamente controladores electrónicos analógicos y digitales. Los primeros, prácticamente ya no se fabrican (aunque todavía se utilizan) y han sido reemplazados por los últimos, los cuales están basados en microprocesadores, que otorgan muchas e importantes posibilidades para el usuario y tienen definitivamente mayores ventajas que sus predecesores.

6.7.5. AJUSTE INICIAL DE LOS PARÁMETROS DE SINTONÍA

Existen ocasiones en las que no es posible realizar el ajuste de los parámetros de sintonía por medio de algún método de ajuste. Este hecho suele ocurrir sobre todo durante períodos de puesta en marcha de unidades de proceso por primera vez, en cuyo período no se dispone de tiempo para obtener datos con los que realizar el estudio de las respuestas de proceso.

Para esta situación se puede utilizar la Tabla 6.4. de valores de ajuste los cuales son una primera aproximación, siendo necesario reajustar posteriormente en función de la respuesta real de cada lazo de control una vez alcanzado el punto de operación normal de trabajo de la unidad. En los lazos de temperatura, al tener una respuesta temporal variable en función del tipo de proceso y del rango de calibración del controlador, la ganancia puede alcanzar valores mucho más altos que el mostrado en la Tabla 6.4.; aunque éste es un buen valor inicial para una gran parte de los lazos.

Hay que tener en cuenta que los valores propuestos funcionan en un gran número de instalaciones industriales porque, de forma lógica, durante la

fase de diseño, tanto las válvulas automáticas como los rangos de medida de las variables de proceso, tuberías, etc., están proporcionados a las zonas donde han de operar.

Tabla 6.4. Valores para Ajuste Inicial

VARIABLE	Gan. Prop. Kp	Tiempo Integral Min/Rep	Tiempo Derivat. Minutos
Caudal	0,8	0,2	0
Presión	2	0,5	0
Nivel	1	10	0
Temperatura	1	8	0,4

Fuente: CREUS SOLE, Antonio. "Instrumentación Industrial"

6.7.6. UNIDAD DE TRANSMISIÓN REMOTA (RTU)

Son unidades que tienen por función recoger toda la información de los instrumentos instalados en campo y transmitir los datos a la Unidad Terminal Maestro (MTU), localizadas en las salas de control o las salas externas a la estación. Las estaciones remotas transmiten información de los equipos en campo a través de unidades de interfaces de procesos normales, usándose como plataforma de comunicación corrientes analógicas, señales de lazos digitales y/o cualquier red de comunicación digital.

6.7.7. UNIDAD DE LÓGICA Y PROCESAMIENTO (PLC)

El sistema del PLC "*Programmable Logic Controller*" consiste en una unidad central que recoge todas las señales de entradas lógicas de los procesos de la planta, posee un sistema de procesador central, el cual está formado por uno o más microprocesadores que le dan rendimiento a la señal y le ayuda

al operador de la planta a dirigir todos los procesos que están enlazados al sistema.

6.7.8. SEÑALES

Señales Eléctricas

Las podemos clasificar en señales de tiempo continuo: donde la variable independiente es continua por lo que están definidas para una sucesión continua de valores de la variable independiente; y las de tiempo discreto: definidas en tiempos discretos y, en consecuencia para estas señales, la variable independiente toma sólo un conjunto de valores discretos.

Señal Hart

HART “*Highway Addressable Remote Transducer*” es un protocolo de comunicación que funciona con datos digitales que se transmiten a lo largo de una señal analógica de 4 a 20 mA, sin interferir la señal analógica. Además, permite comunicación bidireccional, posee la modalidad digital que permite conectar hasta 15 instrumentos a un solo cable; esta señal permite manejar hasta 256 variables en cada dispositivo de campo.

Señal Fieldbus

Desarrollada a partir del modelo de comunicaciones de siete niveles IS/OSI (*International Standards/ Open System Interconnet*), es un tipo de señal que utiliza un protocolo para redes industriales, específicamente para aplicaciones de control distribuido, debido a la gran capacidad para manejar grandes volúmenes de información.

Provee de bloques de función: IA, ID, OA, OD, PID, que pueden intercambiarse entre la estación maestra (*Host*) y los dispositivos de campo.

Señales Hidráulicas

Señales que utilizan fluidos incompresibles como medio de transmisión, son utilizadas en procesos que necesitan manejar grandes potencias a bajas velocidades, debido a que cumplen con el Principio de Pascal⁹, su principal problema es el costo y mantenimiento que se debe tener con equipos que manejan este tipo de señales.

Señales Neumáticas

Señales que utilizan fluido compresible¹⁰ como medio de transmisión, se utilizan en procesos donde se requiera manejar pequeñas potencias a bajas velocidades, el costo y mantenimiento de los equipos que trabajan con este tipo de señales no es tan elevado.

6.8. SEGURIDAD EN EL PROCESO

Cuando se trabaja en el campo de la industria química o petroquímica, hay que tener en cuenta el factor de riesgo de explosión. Como consecuencia es necesario instalar algún sistema que aisle la zona segura de la zona peligrosa, o lo que es igual, los equipos instalados en panel y campo respectivamente.

6.8.1. FLAME PROOF O PRUEBA DE LLAMA

Denominado en América *Explosion Proof*, se utiliza siempre que las condiciones de tensión, intensidad o calor producido por los elementos

⁹ Principio de Pascal: El incremento de presión aplicado a una superficie de un fluido incompresible (líquido), contenido en un recipiente indeformable, se transmite con el mismo valor a cada una de las partes del mismo.

¹⁰ En muchos casos aire comprimido.

conectados, superen los límites permitidos por las Normas CENELEC, o cualquier otra que se utilice en cada caso en concreto. Este tipo de instalación requiere que las conexiones se realicen a través de cajas, prensas, etc., que cumplan con la reglamentación aplicable al caso.

6.8.2. SEGURIDAD INTRÍNSECA

El segundo sistema, y más utilizado, se basa en instalar elementos primarios y finales con certificación de seguridad intrínseca, es decir, que sus parámetros no superen los límites fijados por las Normas CENELEC (Comité Europeo para Normalización Electrotécnica), como son:

- Tensión: 30 Voltios.
- Intensidad: 50 Miliamperios.

6.8.3. PROTECCIÓN EN ATMÓSFERAS PELIGROSAS

El término genérico para todos los métodos de protección es *Explosion Proof* utilizándose el símbolo «Ex» para todas las técnicas. En América se utiliza el término *explosion proof* para el mismo concepto que en Europa se denomina *flame proof*, por lo que hay que tener cuidado para interpretarlo correctamente.

A continuación se describen los métodos de protección más usuales, con la indicación de los símbolos correspondientes.

Presurización (Ex p)

Es un tipo de protección que evita que la atmósfera que rodea a la caja envolvente de un aparato penetre en el interior de la misma, manteniendo un gas inerte de protección en el interior a una presión superior a la que

rodea a la caja. Se utiliza en equipos de análisis y otras áreas donde el uso de otras técnicas sería imposible.

Compartimientos a Prueba de Explosión (Ex d)

Es la técnica de protección *flame proof*, en la cual las partes que pueden inflamar una atmósfera explosiva se colocan dentro de una caja envolvente capaz de resistir la presión desarrollada durante la explosión interna de la mezcla explosiva, y evitar la transmisión de la explosión a la atmósfera peligrosa que rodea la caja. Esta técnica se utiliza para instrumentos cuyo nivel de potencia es muy alto y no puede ser eliminado.

Seguridad Aumentada (Ex e)

Esta técnica obtiene la seguridad aplicando medidas adicionales al equipo para que incremente la protección ante la posibilidad de excesiva temperatura y la concurrencia de arcos o chispas, En la práctica se traduce en una construcción robusta, aislamiento adicional y buena protección mecánica.

Seguridad Intrínseca (Ex i)

Es una técnica de protección por la que los aparatos que contienen circuitos diseñados bajo este concepto, son incapaces de ocasionar la explosión de la atmósfera que los rodea, limitando la energía y temperatura superficial. A su vez dispone de dos estándares aplicables, como son:

“da”. Donde la seguridad se mantiene hasta con dos fallos producidos.

“ib”: Donde la seguridad se mantiene con un solo fallo producido.

6.8.4. CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS

Las normas internacionales IEC subdividen a las áreas peligrosas en diversas zonas, las cuales mostramos a continuación.

Zona 0: En la que una mezcla explosiva de gas y aire está presente continuamente o durante largos periodos de tiempo.

Zona 1: En la que una mezcla explosiva de gas y aire es probable que se encuentre en operación normal.

Zona 2: En la que una mezcla explosiva de gas y aire no es probable que se encuentre en operación normal, y si lo hace, solamente estará por un período de tiempo corto.

Por exclusión, cualquier lugar de la planta que no sea área peligrosa será zona segura, o área no peligrosa.

Existe una equivalencia entre las normas IEC y NEC, el cual se muestra en la Tabla 6.5.

Tabla 6.5. Comparación normas IEC y NEC

Material Peligroso	NEC	IEC	PRESENCIA DE MATERIAL PELIGROSO
Gas Vapor	Clase 1, División 1	Zona 0	Permanente Largos Periodos
		Zona 1	Puede haber en operación normal
	Clase 1, División 2	Zona 2	No hay o por cortos periodos
Polvo	Clase II, División 1	Zona 10	Permanente Largos Periodos
	Clase II, División 2	Zona 11	Cortos Periodos en depósitos
Fibras Volátiles	Clase III, División 1	Zona 10	Permanente Largos Periodos
	Clase III, División 2	Zona 11	Cortos Periodos en depósitos

Fuente: Elaboración Propia

6.9. ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO

Los equipos FWKO necesitan un control automático para mantener una eficiencia y seguridad adecuada, para lograrlo se han empleado diversas tecnologías entre las que sobresalen neumática y electrónica.

La presente tesis plantea el uso de sistemas de control electrónicos para mejorar la eficiencia del sistema, debido al avance de la tecnología en electrónica. Para poder demostrar las ventajas del uso de esta tecnología se realizó el presente análisis técnico económico.

6.9.1. FACTORES DEL ANÁLISIS

Los factores evaluados en el estudio técnico económico entre las alternativas neumática y electrónica son mostrados en la Tabla 6.6.:

Tabla 6.6. Factores Considerados en la Comparación.

Item	Descripción
	Normativa y Legislación Peruana
1	Elementos
	Inversión
2	Costos
	Evaluación Técnica
3	Compatibilidad
4	Confiabilidad
5	Disponibilidad
6	Eficiencia
7	Escalabilidad
8	Presión de trabajo
9	Temperatura de trabajo
	Mantenibilidad
10	Costo de repuestos
11	Es un equipo estandar
12	Personal calificado para mantenimiento
13	Mantenimiento prolonga vida operativa
14	Tiempo de reparación
15	Requiere seguridad para mantenimiento
	Seguridad Industrial y Medio Ambiente
16	Impacto ambiental
17	Criticidad en el proceso
18	Riesgo

Fuente: Departamento HSE, Proyecto Lote 67

La evaluación se realizará de acuerdo a los siguientes conceptos:

Compatibilidad permite la inter-operabilidad con los sistemas existentes y evaluada si es o no compatible.

Confiabilidad evaluada en función del cumplimiento de su función en un período de tiempo especificado, bajo condiciones específicas.

Disponibilidad evaluada en función del tiempo medio entre fallas y del tiempo medio entre reparaciones.

Eficiencia es un sistema que produzca el más bajo costo de la inversión a largo plazo, usando los costos del ciclo de vida.

Escalabilidad evaluada como la capacidad del sistema para crecer sin modificar la configuración básica.

Presión de trabajo es el valor presión que tiene un sistema en condiciones normales de funcionamiento.

Temperatura de trabajo es el valor de temperatura que tiene un sistema en condiciones normales de operación.

Mantenibilidad evaluada como la capacidad del sistema para realizar mantenimiento teniendo como lineamientos costos de repuestos, estandarización, si se requiere personal calificado, seguridad, el impacto ambiental generado.

Seguridad evaluada de acuerdo a la ausencia de riesgos.

Riesgo evaluado en función de la severidad y probabilidad de las consecuencias de acuerdo a los riesgos identificados. El análisis se lo obtuvo con personal de HSE (“*Health, Safety & Environment*”).

Costos evaluados en función de los costos fijos como son los equipos, cables, permisos de operación, etc.

Criticidad en el proceso Se consideró como factor importante la criticidad de los elementos en cada uno de los sistemas, los cuales influyen directamente en la producción; en este punto la valoración se obtuvo analizando que elemento es más crítico y ocasiona pérdida de producción. Dando un valor alto (5) al de menor afectación y un valor bajo (0) al de mayor afectación a la producción.

6.9.2. TABLA DE VALORACIÓN

Se utilizó la tabla de valoración utilizada por el departamento de HSE¹¹ del proyecto Lote 67 y que podemos observar en la Tabla 6.7.

Tabla 6.7. Tabla de Valoración

NIVELES	VALORACIÓN
Bueno (BU)	5
Aceptable (AC)	4
Moderado (MO)	3
Malo (MA)	2
Severo(SE)	1

Fuente: Departamento HSE, Proyecto Lote 67

¹¹ *Health, Security and Environment Department.*

6.9.3. TABLA DE JERARQUIZACIÓN

La Tabla 6.8. muestra el método de jerarquización utilizado. Cada item evaluado tiene una valoración definida en la tabla anterior, al subtotal ponderado de cada item se le aplica un porcentaje de ponderación, la suma total de estos subtotales se denomina: “Valor característico de aceptación”.

Tabla 6.8. Tabla de Jerarquización

Item	Descripción	Valoración	Ponderación (%)
	Normativa y Legislación Peruana		
1	Elementos y sistemas auxiliares	5	
	Cumplimiento		
	Inversión		25
2	Costos	5	
	Subtotal Ponderado		
	Evaluación Técnica		35
3	Compatibilidad	5	
4	Confiabilidad	5	
5	Disponibilidad	5	
6	Eficiencia	5	
7	Escalabilidad	5	
8	Presión de trabajo	5	
9	Temperatura de trabajo	5	
	Subtotal Ponderado		
	Mantenibilidad		25
10	Costo de repuestos	5	
11	Es un equipo estandar	5	
12	Personal calificado para mantenimiento	5	
13	Mantenimiento prolonga vida operativa	5	
14	Tiempo de reparación	5	
15	Requiere seguridad para mantenimiento	5	
	Subtotal Ponderado		
	Seguridad Industrial y Medio Ambiente		15
16	Impacto ambiental	5	
17	Criticidad en el proceso	5	
18	Riesgo	5	
	Subtotal Ponderado		
	Total		100

Fuente: Departamento HSE, Proyecto Lote 67

Los resultados obtenidos son evaluados utilizando la siguiente fórmula:

$$E = 100 - VCA \quad \dots(6.4)$$

Donde:

E: Error

VCA: Valor Característico de aceptación

Finalmente los resultados del error se evalúan siguiendo la siguiente tabla:

Tabla 6.9. Tabla de evaluación

Error	Valoración
$0 \leq E \leq 10$	excelente
$10 < E \leq 20$	bueno
$20 < E \leq 30$	malo
$30 < E \leq 40$	inaceptable

Fuente: Departamento HSE, Proyecto Lote 67

CAPITULO 7

DISEÑO DEL SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN PRIMARIA

7.1. OBJETIVO GENERAL

Implementar el sistema de control automático del separador de agua libre o *Free Water Knock Out – FWKO*, equipo principal de la etapa de deshidratación primaria de petróleo, optimizando la seguridad y la producción del proceso dentro de una Estación Central de Procesamiento – ECP para el proyecto Lote 67.

7.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Cálculo las dimensiones básicas del *FWKO*, de acuerdo a los requerimientos de producción en las condiciones Críticas y Normales.
- Selección de material y espesor adecuados para el *FWKO*, de acuerdo a normas y estándares internacionales.
- Establecer las bases y criterios para la selección de la instrumentación adecuada para el Sistema Básico de Control de Procesos BPCS y para el Sistema Instrumentado de Seguridad SIS, según la norma API RP 14C. *Analysis, Design, Installation, and Testing of Basic Surface Safety Systems for Offshore Production Platforms.*
- Determina las características de las válvulas de seguridad y de alivio para el sistema de control del *FWKO*.

- Diseñar el diagrama de instrumentación y tuberías P&ID para el FWKO, siguiendo las normas de diseño ANSI/ISA 5.1-5.5.
- Realizar un análisis de esfuerzo y deformación al equipo mediante un software de simulación por elementos finitos, para comprobar si es capaz de soportar las condiciones del proceso.
- Simular el proceso de deshidratación de petróleo mediante un software de supervisión, control y adquisición de datos SCADA, verificando si los resultados obtenidos cumplen con los requerimientos de producción.

7.3. ALCANCE

El presente proyecto se enfoca en los siguientes puntos:

- Diseño mecánico básico del FWKO enfocándose a sus dimensiones y características principales, sin abarcar el diseño de las partes internas del equipo ni las líneas que lo comunican con otros procesos.
- Instrumentación del sistema con tecnología de punta y conforme a las recomendaciones de la norma API 14C, automatización del equipo mediante el sistema básico de control de proceso BPCS y del sistema instrumentado de seguridad de procesos SIS, los cuales van a ser monitoreados mediante el sistema de control y adquisición de datos SCADA.
- Se desarrolla el sistema de control del proceso refiriéndonos al hardware y software que se implementarán, sin abarcar técnicas de control que requerirían un análisis más preciso del sistema.
- El sistema de control automático no se implementó físicamente debido que los equipos serán adquiridos en los próximos años y estarán en campo en el año

2011, sin embargo el sistema de control se simuló mediante un software que nos permite tener una aproximación sobre los resultados que se obtendrán.

7.4. VARIABLES DE INVESTIGACIÓN

7.4.1. VARIABLE INDEPENDIENTE

El tiempo.

7.4.2. VARIABLE DEPENDIENTE

Eficiencia del equipo.

7.5. LIMITACIONES

La ingeniería desarrollada para diseñar las facilidades de explotación del tipo de crudo que se tiene en la amazonía peruana no es común en Latinoamérica, por tratarse de un crudo de características especiales, por lo cual se pueden presentar imprevistos en la etapa de producción.

7.6. DISEÑO DEL PROCESO

Para el diseño del proceso se debe tener en cuenta que la corriente de entrada tendrá un BSW (*Basic and Sediment Water*) variable entre 10% y 98%, una temperatura estimada de 200 °F y una presión de 56,07 psig, presiones de trabajo mayores incrementarán innecesariamente los costos del equipo y provocarán la presurización de la línea de transferencia hasta el cabezal de los pozos.

Se diseñará el tren de deshidratación tomando en cuenta dos condiciones:

Tabla 7.1. Condiciones de Diseño

CONDICIONES CRÍTICAS					
PROCESAMIENTO					
Petróleo	BOPD		30344		
Agua	BWPD		30679		
Gas	MMSCFD		1,122		
SEPARADORES					
CANTIDAD	PROCESAMIENTO				
2		Vol Flow		Mass Flow	
	Petróleo	15170	BOPD	215400	lb/hr
	Agua	15340	BWPD	227300	lb/hr
	Gas	0,5608	MMSCFD	1498	lb/hr
CONDICIONES NORMALES					
PROCESAMIENTO					
Petróleo	BOPD		5002		
Agua	BWPD		125051		
Gas	MMSCFD		0,1561		
SEPARADORES					
CANTIDAD	PROCESAMIENTO				
3		Vol Flow		Mass Flow	
	Petróleo	1667	BOPD	23650	lb/hr
	Agua	41680	BWPD	617500	lb/hr
	Gas	0,052	MMSCFD	126,4	lb/hr

Fuente: Plan de Desarrollo Barrett Resources (LLC), Abril 2007

- **Condición Crítica:** procesamiento de la mayor cantidad de crudo (7mo mes). Se trabajará con dos equipos separadores de agua libre trabajando en paralelo para el procesamiento de todo el fluido.
- **Condición Normal:** cuando se procesará la mayor cantidad de fluido, crudo agua y gas, (240vo mes). Se trabajará con tres equipos separadores de agua libre procesando cada uno la tercera parte del fluido total.

El tiempo de retención aproximado para lograr una mejor separación en los separadores es de 10 minutos, según datos de campo y la norma "*Specification for Oil and Gas Separators*" API 12J, debe estar en el rango de 5 a 10 min.¹²

En las condiciones de salida el fluido debe tener un BSW de 50% o menos; se espera una cierta separación del gas, la caída de presión depende de los componentes internos que se le adicionen, y se espera que sólidos se depositen en el recipiente.

7.6.2. DATOS BÁSICOS DEL CRUDO

El crudo a ser explotado se encuentra en un rango de 10° a 15° API y requiere ser acondicionado para su transporte, este acondicionamiento consistirá en calentar el crudo hasta una temperatura de 240 °F.

Las condiciones generales del fluido serán las siguientes:

- Gravedad API del crudo: 10° a 15°
- Temperatura del fluido: 198°F a 240°F
- Viscosidad del crudo @ 200°F: 240 cp a 256 cp

¹² "*Specification for Oil and Gas Separators*" API 12J – Seventh Edition, 1989, Pag: c11.

- Densidad del crudo: 58 lb/ft³ a 60 lb/ft³
- Viscosidad del agua @ 200°F: 0.3 cp
- Densidad del agua: 60 lb/ft³
- Peso molecular del gas: 23 a 24

7.6.3. PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN

La Tabla 7.2. muestra los pronósticos anuales de producción para 20 años.

Tabla 7.2. Pronóstico de Producción

Año	Petróleo Crudo BOPD	Agua BWPD	Total BFPD	BS&W %	Petróleo Acumulado MBBL
1	25,597	24,549	50,146	49%	9,343
2	26,228	60,105	86,333	70%	18,916
3	20,433	79,317	99,750	80%	26,374
4	14,543	99,124	113,667	87%	31,682
5	12,146	116,104	128,250	91%	36,116
6	11,589	118,412	130,000	91%	40,346
7	10,960	119,041	130,000	92%	44,346
8	10,331	119,670	130,000	92%	48,117
9	9,702	120,299	130,000	93%	51,658
10	9,073	120,928	130,000	93%	54,970
11	8,444	121,557	130,000	94%	58,052
12	7,815	122,186	130,000	94%	60,904
13	7,186	122,814	130,000	94%	63,527
14	6,557	123,443	130,000	95%	65,920
15	5,928	124,072	130,000	95%	68,084
16	5,299	124,701	130,000	96%	70,018
17	4,670	125,330	130,000	96%	71,723
18	4,041	125,959	130,000	97%	73,198
19	3,412	126,588	130,000	97%	74,443
20	2,783	127,217	130,000	98%	75,459

Fuente: Plan de Desarrollo Barrett Resources (LLC), Abril 2007.

7.6.4. CÁLCULO DE LAS DIMENSIONES DEL VESSEL

Para el cálculo de las dimensiones del equipo se tomó en cuenta las características del proceso en condiciones críticas y normales; obteniéndose dos geometrías distintas de las cuales se seleccionará la de mayor capacidad.

Las principales características del proceso aplicables a condiciones críticas y normales han sido calculadas mediante el uso de software especializado en el área de procesos¹³, estas se presentan a continuación:

Tabla 7.3. Características del proceso en condiciones críticas y normales

Presión de Operación:	55.50	psig	70.20	psia
	3.90	kg/cm ²	4.94	kg/cm ²
Temperatura Operación:	90.83	°C		
	195.50	°F		
	363.98	°K		

Fuente: Plan de Desarrollo Barrett Resources (LLC), Abril 2007.

Las condiciones de salida para el fluido son las siguientes:

Tabla 7.4. Condiciones de salida del proceso

Condiciones Críticas							
Fase	Flujo Másico		Densidad		Visc. Din.	Caudal	
	[lb/hr]	[kg/s]	[lb/ft ³]	[kg/m ³]	[cP]	[ft ³ /s]	[m ³ /s]
Gas	1498	0.19	0.25	3.93	0.0137	1.70	0.0480
HC	215400	27.14	57.74	924.91	142.6	1.04	0.0293
Agua	227300	28.64	59.66	955.66	0.3084	1.06	0.0300

Condiciones Normales							
Fase	Flujo Másico		Densidad		Visc. Din.	Caudal	
	[lb/hr]	[kg/s]	[lb/ft ³]	[kg/m ³]	[cP]	[ft ³ /s]	[m ³ /s]
Gas	126.4	0.02	0.22	3.60	0.0133	0.16	0.0044
HC	23650	2.98	57.69	924.11	139.5	0.11	0.0032
Agua	617500	77.81	59.64	955.34	0.3068	2.88	0.0814

Con los datos suministrados procedemos a calcular el caudal de cada una de las fases a la salida del equipo y el "Corte de Agua"¹⁴ del fluido de proceso.

$$Q = \frac{\dot{m}}{\rho} = \frac{\text{Flujo Másico}}{\text{Densidad}} \quad \dots(7.1)$$

$$\% \text{Agua} = \frac{\dot{m}_a}{\dot{m}_a + \dot{m}_{HC}} \quad \dots(7.2)$$

¹³ En este proyecto se trabajó con el software HYSYS de la compañía ASPENTECH.

¹⁴ Referencia que se hace en el área de petróleo para referirse al porcentaje de agua en el crudo.

Con las ecuaciones (7.1) y (7.2) obtenemos:

Condiciones Críticas			
Fase	Caudal		Corte de Agua
	[ft ³ /s]	[m ³ /s]	
Gas	1.696	0.048	51.17%
HC	1.036	0.029	
Agua	1.058	0.030	

Condiciones Normales			
Fase	Caudal		Corte de Agua
	[ft ³ /s]	[m ³ /s]	
Gas	0.156	0.004	96.29%
HC	0.114	0.003	
Agua	2.876	0.081	

En la Figura 7.1 tenemos representado el equipo con las principales variables, el procedimiento de cálculo se realiza mediante una continua iteración de las variables hasta cumplir con características determinadas en normas, estándares y como resultado de experiencias de campo.

Las variables que se ingresan son las siguientes:

Ø _{ext}	Diámetro Externo
e	Espesor de Equipo
A	Nozzle Entrada
B	Nozzle Salida Gas
C	Nozzle Salida Crudo
D	Nozzle Salida Agua
L _b	Longitud Baffle
L _{ss}	Longitud Seam to Seam
H _b	Altura de Baffle

Interface	
LAHH	Level Alarm High High
LAH	Level Alarm High
SpI	Set Point Interface
LAL	Level Alarm Low
LALL	Level Alarm Low Low
HC	
LAHH	Level Alarm High High
LAH	Level Alarm High
SpI	Set Point HC
LAL	Level Alarm Low
LALL	Level Alarm Low Low

Con las variables ingresadas el siguiente paso es el cálculo de los parámetros que condicionarán las dimensiones del equipo. Tomando en cuenta la Figura 7.1 se procederá al cálculo.

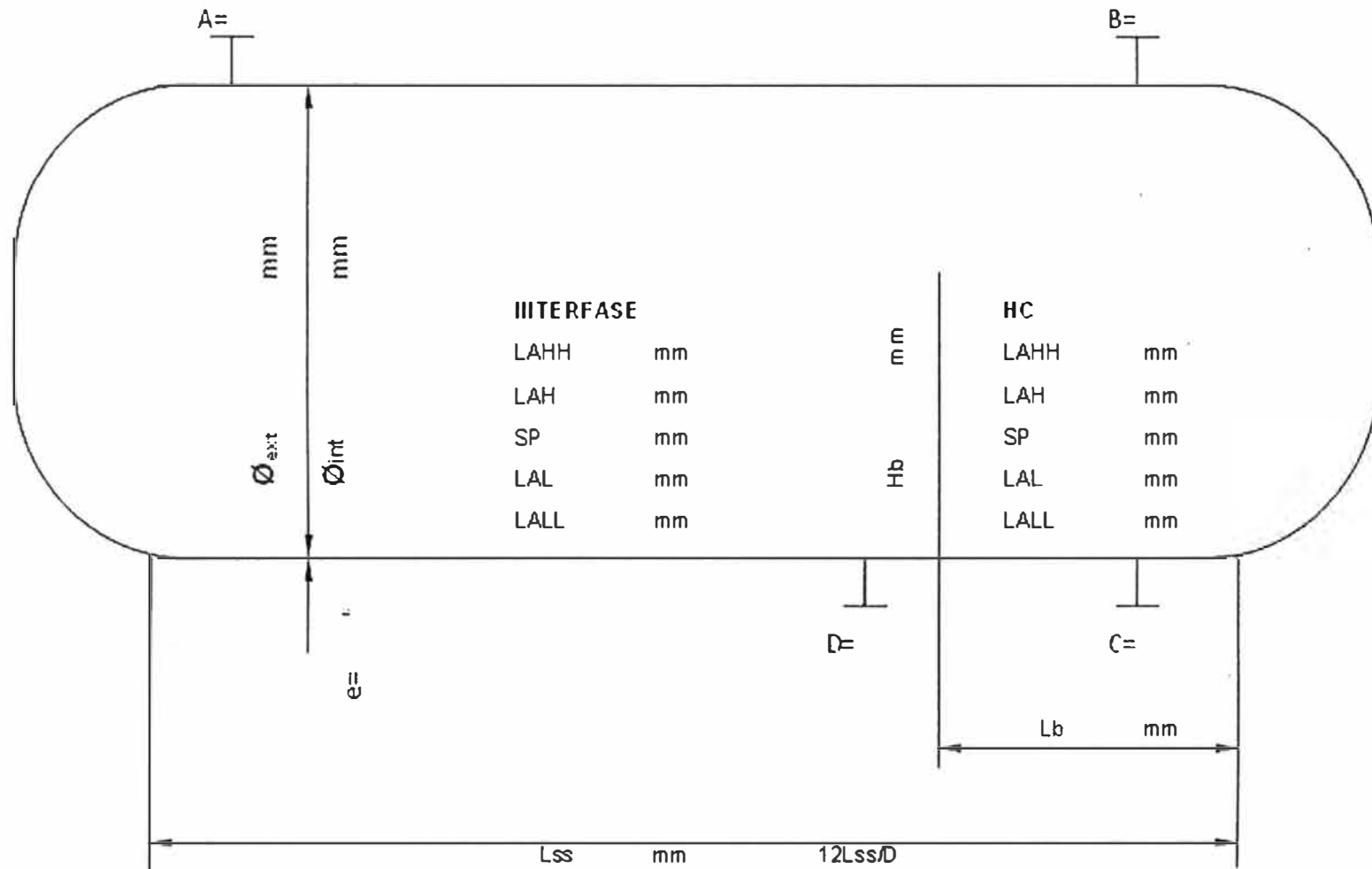


Figura 7.1. Diagrama de Diseño de Equipo

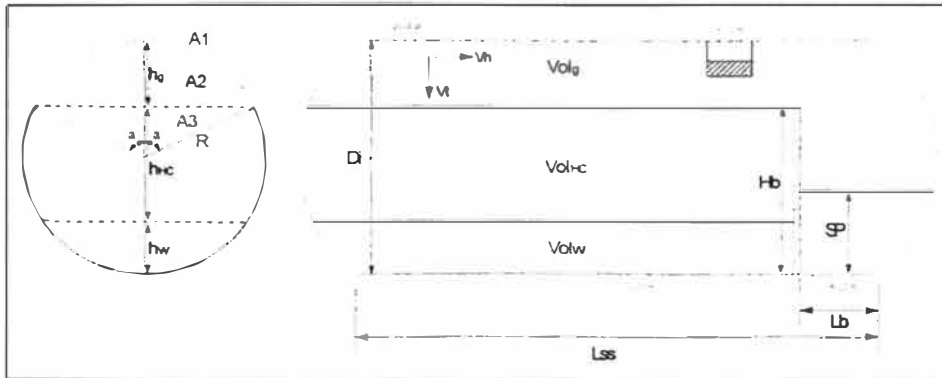


Figura 7.2. Diagrama de cálculo del equipo

Paso 1:

Como habíamos mencionado en párrafos anteriores, al incluir las variables debemos de cumplir con algunos requerimientos, el primero de ellos es la relación denominada: “*Slenderness Ratios*” (Radio de esbeltez), la cual debe estar en el rango de 3 a 5¹⁵ para evitar problemas de *Re-entrainment*. La Relación de Esbeltez se define como:

$$SR = \frac{L_{ss}}{D_{ext}} \quad \dots(7.3)$$

Donde:

SR : Slenderness Ratio (Relación de esbeltez)

Lss: Longitud “*Seam to Seam*” del equipo [m]

D_{ext} : Diámetro exterior del equipo [m]

Paso 2:

Cálculo de las Áreas efectivas que el fluido atravesará en el recorrido que hace en el interior del equipo:

$$A = a \cdot R^2 - (R - hg) \sqrt{2R \cdot hg - hg^2} \quad \dots(7.4)$$

¹⁵ “*Surface Production Operations*” Ken Arnold, Maurice Stewart , Volumen 1, Segunda Edición, Pag: 126.

$$a = \arccos\left(\frac{R - hg}{R}\right) \quad \dots(7.5)$$

Donde:

A : Área transversal [m²]

a : Ángulo interior [rad]

R : Radio interior del equipo [m]

hg : Altura de fluido [m].

Paso 3:

Cálculo de velocidades Horizontal (V_h) y Vertical (V_v) que adquiere el fluido al ingresar al equipo:

$$V_h = \frac{Q_f}{A_f} \quad \dots(7.6)$$

$$V_v = \frac{V_h \cdot (D_i - h_{max})}{L_{ss} - L_b} \quad \dots(7.7)$$

Donde:

V_h : Velocidad horizontal del fluido [m/s]

V_v : Velocidad vertical del fluido [m/s]

Q_f : Caudal del fluido [m³/s]

A_f : Área horizontal atravesada por el fluido [m²]

D_i : Diámetro interior del equipo [m]

h_{max} : Altura máxima del baffle o *SetPoint* de HC [m]

L_{ss} : Longitud "Seam to Seam" [m]

L_b : Longitud por baffle [m]

Paso 4:

El siguiente paso es el cálculo del tiempo de residencia " T_R ", en este paso debemos tener en cuenta que el tiempo de residencia del crudo y agua debe

ser similar y de acuerdo a la norma "Specification for Oil and Gas Separators" API 12J, debe estar en el rango de 5 a 10 min ¹⁶, en este caso tomaremos el tiempo de residencia de 10 min.

La ecuación es la siguiente:

$$t_R = \frac{A \cdot (L_{ss} - L_b) \cdot \rho}{\dot{m}} \quad \dots(7.8)$$

Donde:

t_R : Tiempo de residencia [s]

L_{ss} : Longitud "Seam to Seam" del equipo [m]

L_b : Longitud por baffle [m]

ρ : Densidad del fluido [Kg/m³]

\dot{m} : Flujo másico [Kg/s]

Paso 5:

El siguiente paso es determinar el diámetro de partícula D_p , para lo cual tenemos la gráfica 6.3 "Relación entre Coeficiente Drag y Reynolds", definida por la siguiente función:

$$y_{Cd-Re} = \left[\begin{array}{ll} y = \frac{24}{x}; & 0.0001 < x \leq 0.1 \\ y = \left(\frac{24}{x} \right) (1 + 0.14x^{0.7}); & 0.1 < x \leq 1000 \\ y = 0.445; & 1000 < x \leq 350000 \end{array} \right] \quad \dots(F1)$$

¹⁶ "Specification for Oil and Gas Separators" API 12J – Seventh Edition, 1989, Pag: c11.

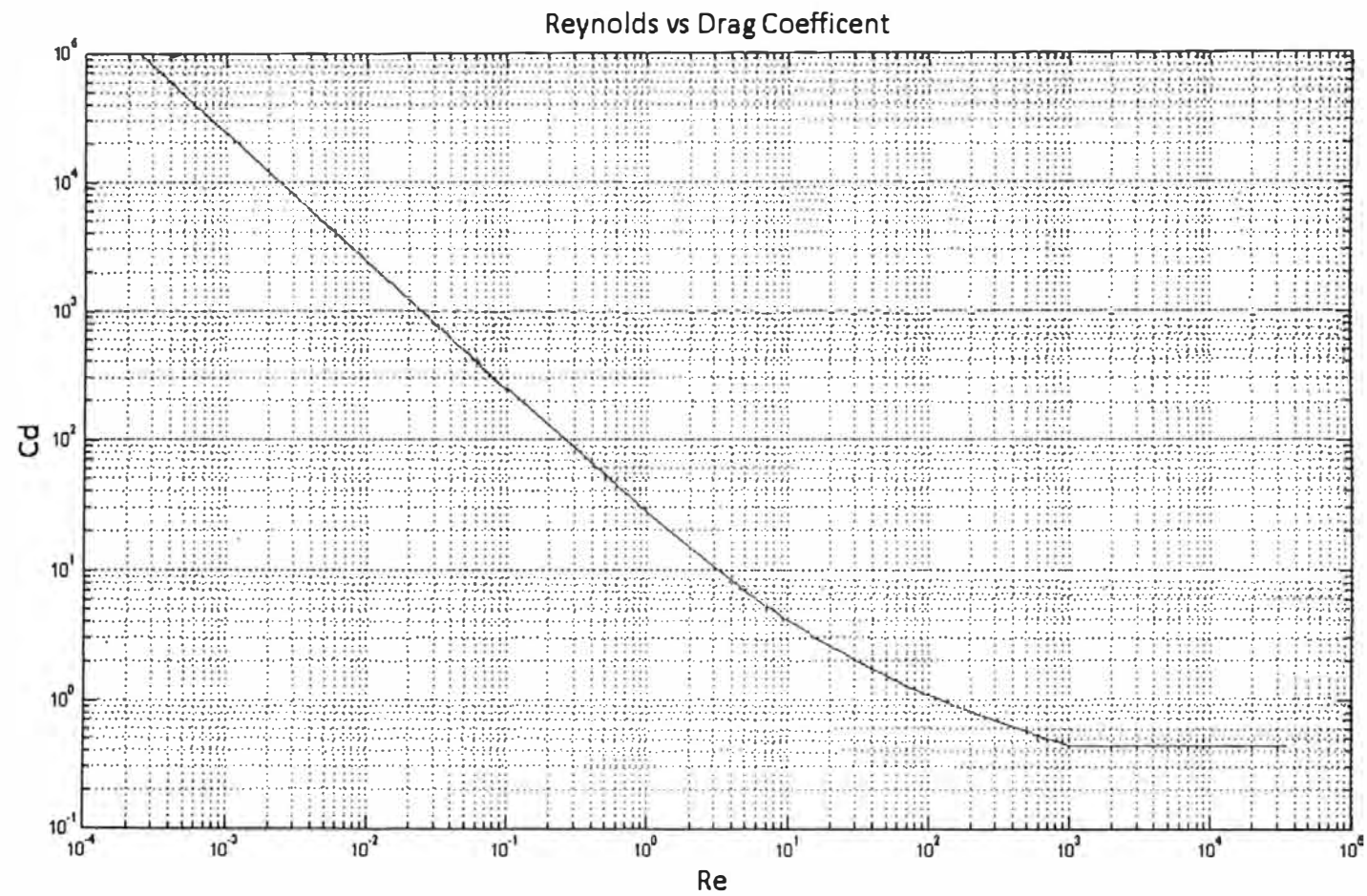


Figura 7.3. Diagrama de Relación Reynolds vs Coeficiente de Fricción

Mediante operaciones con funciones llevamos la Función F1 a otra función donde tengamos la relación “Cd/Re” en las abscisas y a “Cd” en las ordenadas, y que esta determinada por la función:

$$y_{\frac{Cd}{Re}} = \left\{ \begin{array}{ll} y = 0.44; & 0.000002 < x \leq 0.00088 \\ y = 18.5^{\frac{10}{7}} \cdot x^{\frac{3}{8}}; & 0.00088 < x \leq 6 \\ y = (24 \cdot x)^{0.5}; & x > 6 \end{array} \right\} \quad \dots(F2)$$

En la gráfica 7.4 podemos observar la tendencia de esta curva en escala logarítmica debido al rango de aplicación.

A continuación hallamos el Coeficiente Drag “Cd” con las formulas:¹⁷

$$V_i = \sqrt{\frac{4 \cdot g \cdot Dp \cdot (\rho_1 - \rho_2)}{3 \cdot \rho_2 \cdot Cd}} \quad \dots(7.9)$$

$$Re = \frac{Dp \cdot V_i \cdot \rho_g}{\mu} \quad \dots(7.10)$$

Si despejamos Cd de la ecuación (9) obtenemos:

$$Cd = \frac{4 \cdot g \cdot Dp \cdot (\rho_1 - \rho_2)}{3 \cdot V_i^2 \cdot \rho_g} \quad \dots(7.11)$$

Dividimos las ecuaciones (7.11) y (7.10) obteniendo la relación entre Cd y Re:

$$\frac{Cd}{Re} = \frac{4 \cdot g \cdot \mu \cdot (\rho_1 - \rho_2)}{3 \cdot V_i^3 \cdot \rho_g^2} \quad \dots(7.12)$$

Con esta relación procedemos a utilizar la gráfica 7.3 para poder obtener el valor de Coeficiente de Drag “Cd”. Luego hallamos el diámetro de partícula reemplazando en la ecuación que se obtiene al despejar Dp de la ecuación (7.9):

¹⁷ “GPSA Engineering Data Book” 11th Edición, Cap.7 “Separators and Filters”. Pag. 7-2.

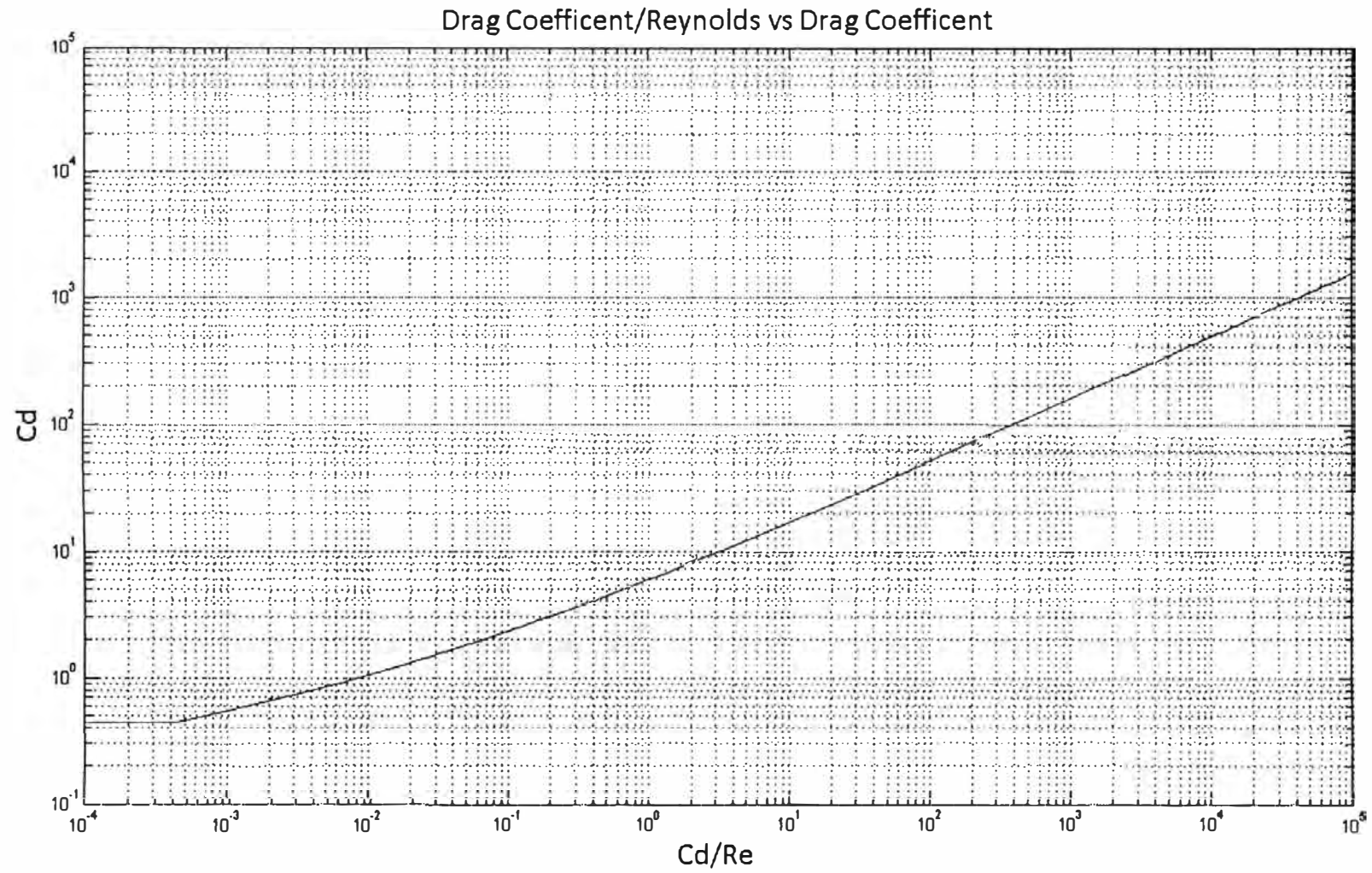


Figura 7.4. Relación Coeficiente Fricción/Reynolds vs Coeficiente Fricción

$$Dp = \frac{3 \cdot \rho_2 \cdot V_t^2 \cdot Cd}{4 \cdot g \cdot (\rho_1 - \rho_2)} \quad \dots(7.13)$$

Todos los pasos antes mencionados se ingresaron a una tabla Excel para poder realizar cálculos de falla y error sin necesidad de repetir las operaciones continuamente, ésta tabla se encuentra anexada de manera digital a la presente tesis, dentro de la carpeta Procesos con el nombre “Macro Procesos Rev 2”.

El resumen de los resultados de esta tabla se presenta a continuación:

Tabla 7.5. Resultados obtenidos en el diseño del vessel

Condiciones Críticas

Fase	Área		Velocidad h		Vt		Tr
	[ft ²]	[m ²]	[ft/s]	[m/s]	[ft/s]	[m/s]	[min]
Gas	9.033	0.839	0.188	0.057	0.012	0.004	2.476
HC	23.234	2.158	0.045	0.014	0.005	0.001	10.421
Agua	23.654	2.198	0.045	0.014	0.006	0.002	10.388

Fase	C/Re	C'	Dp		K	
			[ft]	[um]	[ft/s]	[m/s]
Gas	196756	2173.05	0.000	10.146	0.012	0.004
HC	24052	759.775	0.011	3460	0.245	0.075
Agua	24.337	24.168	0.001	188.71	0.245	0.075

Condiciones Normales

Fase	Área		Velocidad h		Vt		Tr
	[ft ²]	[m ²]	[ft/s]	[m/s]	[ft/s]	[m/s]	[min]
Gas	22.918	2.129	0.007	0.002	0.001	0.000202	84.132
HC	2.172	0.202	0.052	0.016	0.00035	0.000107	10.949
Agua	52.469	4.875	0.055	0.017	0.010	0.003	10.474

Fase	C/Re	C'	Dp		K	
			[ft]	[um]	[ft/s]	[m/s]
Gas	1505551339	190087.43	0.000008	2.313	0.000427	0.000130
HC	55167305	36387.021	0.003	934	0.285	0.087
Agua	4.990	11.318	0.001	252.18	0.298	0.091

7.6.5. CÁLCULO DE LAS DIMENSIONES DE LOS NOZZLES

Asumiremos un tamaño de nozzle y una cedula con lo cual tendremos un área efectiva, el área efectiva y el caudal nos darán la velocidad del ducto.

Para evitar problemas en la tubería se recomienda que la velocidad de los fluidos esté en el rango de velocidades¹⁸:

$$3 \text{ [ft/s]} < V < 15 \text{ [ft/s]} \quad \dots(7.14)$$

$$0.9 \text{ [m/s]} \leq V \leq 4.5 \text{ [m/s]} \quad \dots(7.15)$$

Luego de ingresar el tipo de *nozzle* debemos tener en cuenta que las velocidades no sobrepasen estos límites, los resultados se presentan en la Tabla 7.6.

Tabla 7.6. Nozzles del Vessel

Condiciones Críticas			
	NPS	Sch	vel [m/s]
Entrada de Fluido	16"	40	0.9
Salida de Gas	6"	40	2.6
Salida de HC	8"	40	0.9
Salida de Agua	8"	40	0.9

Condiciones Normales			
	NPS	Sch	vel [m/s]
Entrada de Fluido	16"	40	0.8
Salida de Gas	3"	40	0.9
Salida de HC	2"	40	1.5
Salida de Agua	8"	40	2.5

7.6.6. CÁLCULO DE NIVELES DE LÍQUIDO

Un factor importante para el control de nivel que se realizará sobre este equipo es la velocidad que tienen los niveles de Interface y de Crudo, por lo

¹⁸ Según norma: API RP 14E, "Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems".

que el tiempo en que demora pasar cada interface de un nivel de alarma a otro debe ser el adecuado para poder realizar un control efectivo.

Para hallar el tiempo procedemos a trabajar con las velocidades verticales de cada fluido y con longitudes entre alarmas, los resultados se muestran en la Tabla 7.7.:

Tabla 7.7. Tiempo entre niveles de líquido.

Condiciones Críticas								
	INTERFASE				HC			
	Altura		Tiempo		Altura		Tiempo	
LAHH a LAH	400	mm	4.7	min	500	mm	1.7	min
LAH a SP	270	mm	3.3	min	700	mm	2.5	min
SP a LAL	530	mm	6.0	min	300	mm	0.9	min
LAL a LALL	350	mm	3.1	min	300	mm	0.7	min
LALL a Base	250	mm	1.2	min	200	mm	0.3	min
Long. Visible	1550	mm			1800	mm		

Condiciones Normales								
	INTERFASE				HC			
	Altura		Tiempo		Altura		Tiempo	
LAHH a LAH	20	mm	0.1	min	300	mm	11.7	min
LAH a SP	40	mm	0.2	min	500	mm	19.2	min
SP a LAL	740	mm	4.8	min	500	mm	16.8	min
LAL a LALL	950	mm	5.1	min	300	mm	7.4	min
LALL a Base	250	mm	0.6	min	200	mm	2.6	min
Long. Visible	1750	mm			1600	mm		

7.6.7. RESULTADOS DE LA GEOMETRÍA

Las Figuras 7.5. y Figura 7.6. muestran los resultados de la geometría en las condiciones críticas y normales, analizando los resultados concluimos que las dimensiones para el presente proyecto son las obtenidas en las condiciones normales, debido a que se obtiene un equipo de mayor tamaño capaz de procesar el fluido en las dos condiciones analizadas.

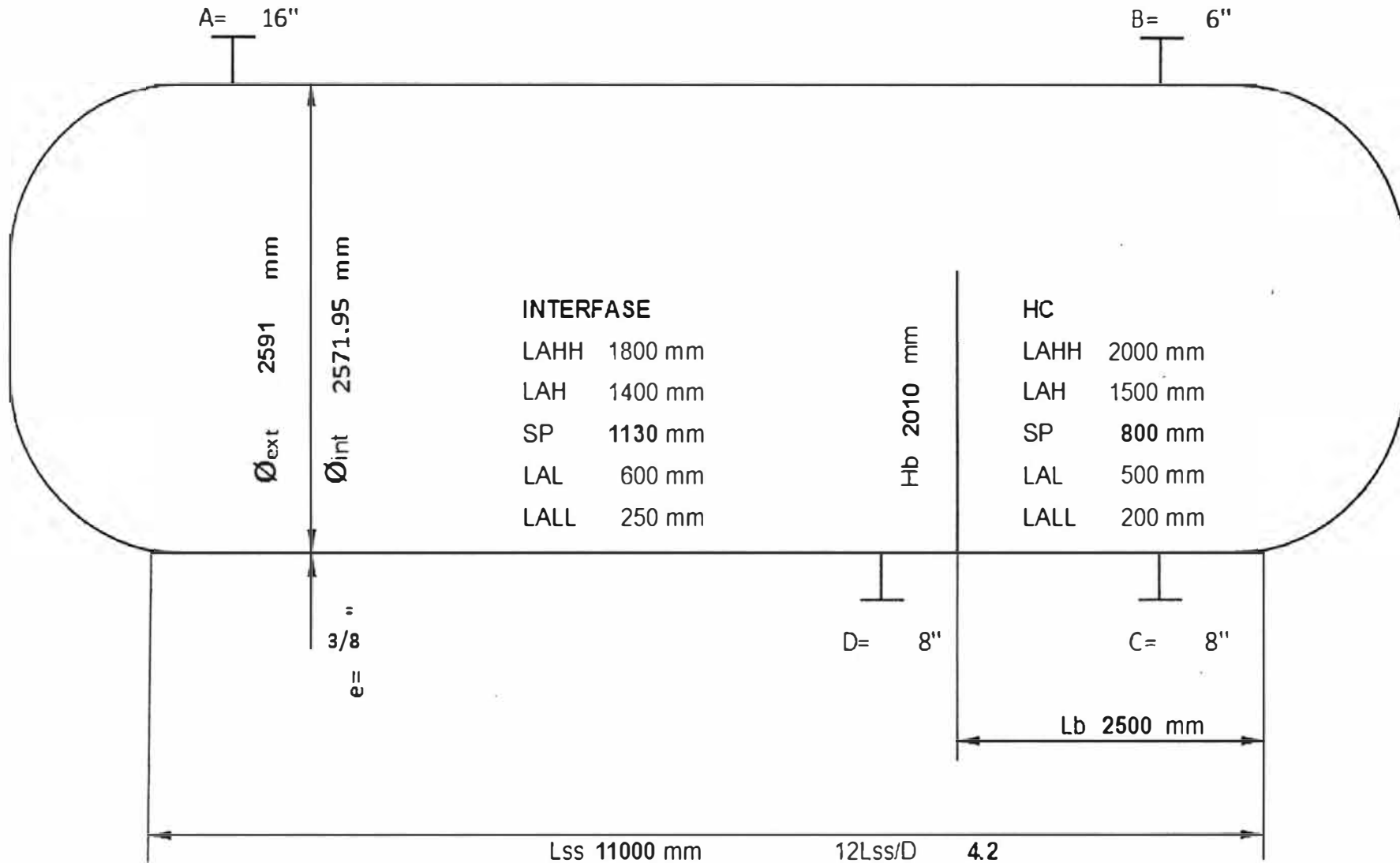


Figura 7.5 Geometría del equipo para condiciones Críticas

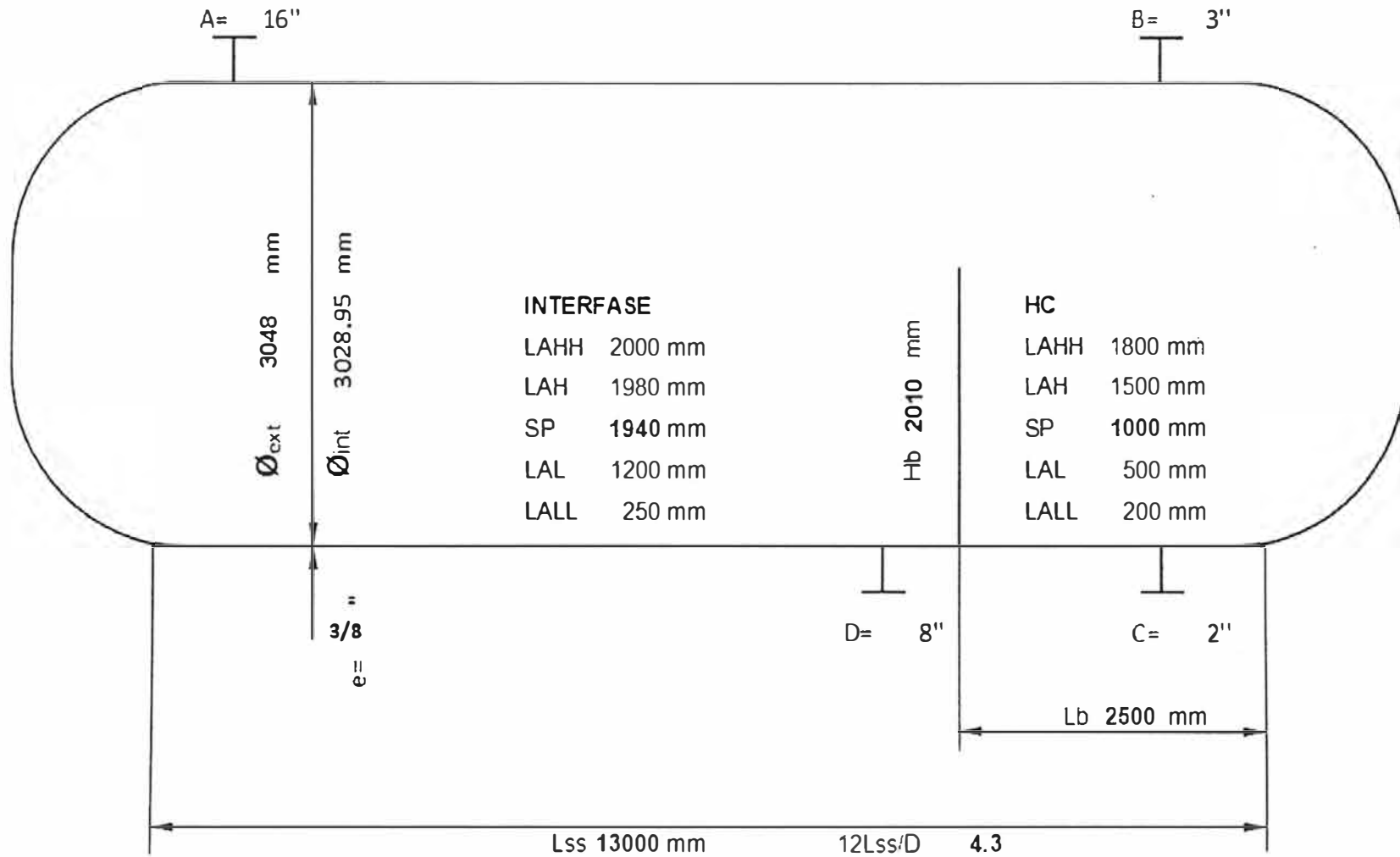


Figura 7.6. Geometría del equipo para condiciones Normales

7.7. DISEÑO MECÁNICO

El equipo de deshidratación primaria, separador de agua libre o *Free Water Knock Out* se diseñará de acuerdo a la norma ASME VIII Div I, en su versión mas reciente.

Todas las conexiones del equipo, en la entrada y salida de fluidos, serán bridadas para permitir que la instalación y mantenimiento del mismo sea más rápido y eficiente.

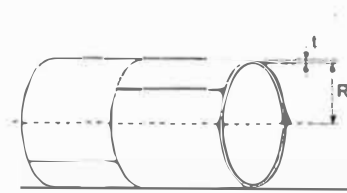
7.7.1. SELECCIÓN DE MATERIAL

La selección del material se realizará según la norma ASME B31.3 "*Process Piping*", tomando en cuenta las recomendaciones que se hacen en su Apéndice A con respecto al material que se usa de acuerdo a la función del equipo y que se adjuntan en el Anexo 2, esta norma también nos indica el esfuerzo máximo permitido del material de acuerdo a la temperatura de operación.

Para la selección de la "clase" del material se trabajará con la tabla 2-1.1 *Pressure Temperature Ratings for Group 1.1 Materials* (Anexo 3), de la norma ASME B16.5 "*Pipe Flanges and Flanges Fittings*", tomando en cuenta los rangos de temperatura y presión de operación del equipo.

7.7.2. CÁLCULO DEL ESPESOR

Para el cálculo de espesor de recipientes a presión se utilizó el manual *Pressure Vessel Handbook* (para esfuerzos elipsoidales) y la norma *ASME Section VIII Division I, Subsection A* (para esfuerzos circunferenciales y longitudinales), de estas extraemos las siguientes fórmulas:

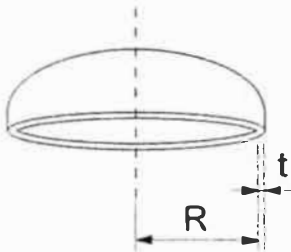


Esfuerzos Circunferenciales¹⁹:

$$t_C = \frac{P \cdot R}{S \cdot E_C - 0.6 \cdot P} \quad \dots(7.16)$$

Esfuerzos Longitudinales²⁰:

$$t_L = \frac{P \cdot R}{2 \cdot S \cdot E_L + 0.4 \cdot P} \quad \dots(7.17)$$



Esfuerzos Elipsoidales²¹:

$$t_E = \frac{P \cdot D}{2 \cdot S \cdot E_E - 0.2 \cdot P} \quad \dots(7.18)$$

Donde:

t_C = espesor de pared para presión interna por esfuerzo circunferencial (in).

T_L = espesor de pared para presión interna por esfuerzo longitudinal (in).

T_E = espesor de pared para presión interna en cabezales elipsoidal (in).

P = presión de diseño (Psig).

R = radio del recipiente (in).

D = diámetro del recipiente (in).

S = valor máximo permisible del esfuerzo del material (Psig).

E_C = eficiencia de la junta circunferencial.

E_L = eficiencia de la junta longitudinal.

E_E = eficiencia de la junta en cabezal esférico.

¹⁹ ASME Section VIII Division I Subsection A, página 24.

²⁰ Idem 20.

²¹ Pressure Vessel Handbook, página 18.

Un punto importante a tener en cuenta es que la presión de diseño para estos cálculos debe ser 10% superior o 30 Psig mayor que la presión de operación dependiendo del mayor valor que se obtenga.²²

El cálculo del espesor adecuado se hará en función al mayor espesor que se tiene después del cálculo con las formulas anteriores sumado a un espesor por corrosión de 1/8" adecuado para el tipo de fluido.

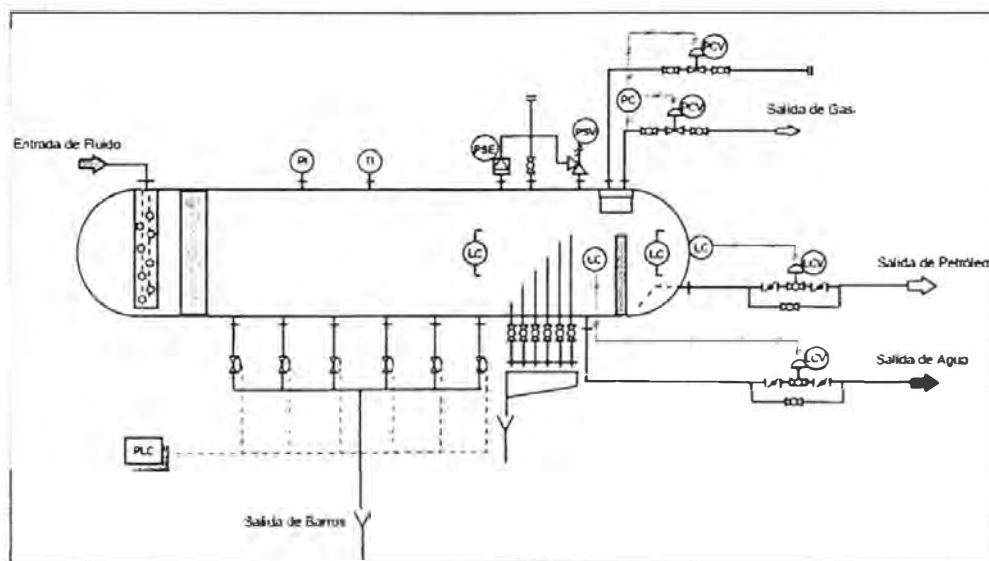


Figura 7.7. PID Típico de un Sistema de Tratamiento FWKO

7.7.3. CONEXIONES DE ENTRADA DEL FLUIDO

La entrada del fluido se ubicará en la parte superior del equipo como lo muestra la Figura 7.7., la línea de entrada del fluido es de 18 in de diámetro, la conexión será brida del tipo *Welding Neck*²³ 150# según norma ASME B-16.5.

²² *Pressure Vessel Handbook* - Pag 16 – Internal Pressure

²³ ASME B16.5 "Pipe Flanges and Flanges Fittings", Pag 70

7.7.4. CONEXIONES DE SALIDA

Para las conexiones de salida del crudo deshidratado, gas y agua se utilizará bridas del tipo *Welding Neck* 150# de acuerdo a la Norma ASME B-16.5.

7.7.5. MATERIALES

Para temperaturas de diseño sobre los 60 °F, el material recomendado de la plancha es ASTM A 516 grado 70 para el cuerpo y los cascos del recipiente en acero al carbono.

Deben utilizarse únicamente materiales permitidos por el código ASME B31.3 *Process Piping*, los refuerzos de boquillas, sillas o *lugs* serán considerados partes a presión y deben ser hechos del mismo material del cuerpo.

Solamente serán considerados como parte estructural en el recipiente los soportes sin incluir refuerzos. Los pernos de las bridas deben ser considerados parte a presión no así, los pernos de anclaje.

7.7.6. MEMORIA DE CÁLCULO:

7.7.6.1. SELECCIÓN DE MATERIAL

De acuerdo al Appendix A: "*Allowable Stresses and Quality Factors for Metallic Piping and Bolting Materials*" de la Norma ASME B31.3: "*Process Piping*" se indica que para *Vessel* a Presión es recomendable el uso de material ASTM 516 grado 70 de Acero al Carbono – Grupo 1,1.

Para este material debemos seleccionar la clase con la que vamos a trabajar por lo cual nos referimos al código ASME B16.5 "*Pipe Flanges and Flanged Fittings*²⁴", en cual muestra los rangos máximos de presión con las que cada clase trabajará de acuerdo a la temperatura.

Las condiciones de operación para nuestro equipo son:

- Presión de operación: 56.07 Psi
- Temperatura de operación: 195.1 °F

Con estos datos ubicamos en la tabla que el valor adecuado es la Clase 150 pues para la temperatura de operación presenta un rango adecuado de presión capaz de soportar la presión de operación.

Entonces el material seleccionado es: ASTM 516 grado 70 clase 150.

7.7.6.2. CÁLCULO DEL ESPESOR

El primer paso para el cálculo del espesor del equipo es seleccionar el Esfuerzo Máximo Permisible (*Maximum Allowable Strees Design*) para el material a la temperatura de operación, nos basamos en la Norma ASME B31.3 "*Process Piping*" en su Appendix A "*Allowable Stress and Quality Factors for Metallic Piping and Bolting Materials*".

La tabla a continuación muestra los valores para diferentes temperaturas, como podemos observar el valor para la temperatura de operación (200°F) es de 22500 Psig.

²⁴ Pag. 23 : Table 2-1.1 : Pressure-Temperature Ratings for Group 1.1 Materials, Anexo 3.

Especificación del Material

Spec. No	Grade	Esfuerzos Permisibles		
		6°F – 100°F	100°F – 200°F	200°F – 300°F
A 516	70	23.3	23.1	22.5

Las condiciones de operación y las características del equipo son:

Propiedades del Material:		
Factor de corrosión (C):	0.125	in
Factor de corrección por Tipo de Junta (E)	1	
Esfuerzo permisible a Tensión Material (S)	22500	psi
Propiedades del Equipo		
Radio interior del recipiente, (R):	47,61698	in
Presión máxima de operación, PSI (Po):	56,07	Psi
Presión de diseño, PSI (P):		
10% Adicional	61,68	Psi
30 Psig Adicional	86,07	Psi
Temperatura máxima de operación, °F (To):	195,1	°F
Temperatura de diseño, °F (T):	243,875	°F
Longitud del cilindro, Pulg. (L):	433	in

Seguindo con la norma de diseño ASME Sección VIII División I, calculamos el espesor del tanque según las presiones que soporta, los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 7.8.:

Tabla 7.8. Resultados de espesor de Vessel.

TIPO		Espesores	
		Calculado t [In]	Total (Calc.+Corrosión) [In]
A CILINDRO	Circunferencial	0.183	0.308
	Longitudinal	0.091	0.216
B CABEZAL	Elipsoidal	0.182	0.307

Fuente: Elaboración Propia

Como podemos observar el mayor espesor " t_{\max} " se encuentra en la cabeza del equipo y es de 0.308 in.

El espesor determinado se multiplica por un factor de seguridad de 1.5 para asegurarnos de una operación segura obteniendo 0.462", este resultado es aproximado a un valor estándar obteniendo el espesor de diseño:

$$t_{\text{Diseño}} = 0.5''$$

7.8. INSTRUMENTACIÓN

La simbología a ser utilizada, en los planos de Diagramas de Tuberías e Instrumentación (P&ID's) y Diagramas de Flujo del Proceso (PFD's), será de acuerdo a la norma ISA S 5.1 – *Instrument Symbols and Identification*.

La instalación de instrumentos electrónicos y eléctricos deberá estar de acuerdo con los requerimientos del “*National Electrical Code*” (NEC) y las normas de “*American Petroleum Institute*” API RP-500, “*Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Instalation in Petroleum Facilities*”, en lo relacionado con la clasificación eléctrica del área donde serán instalados.

El encerramiento (*enclosure*) de los instrumentos locales y de los controladores neumáticos, deberá ser a prueba de intemperie, explosión y corrosión equivalente a NEMA 4X y 7, para áreas Clase 1, División 2, grupos C y D.

La instrumentación asociada a los sistemas de control de proceso y al sistema de parada de emergencia (SIS) deberá ser totalmente independiente, en cuanto al instrumento en sí, a las tomas de proceso, canalizaciones y cajas de paso. Para el SIS los instrumentos deberán cumplir el SIL respectivo.

La instrumentación electrónica de campo a seleccionar debe ser del tipo estándar analógico (4-20 mA *loop powered* 24Vdc) y/o inteligente con tecnología *Hart* o *Fieldbus Foundation*, con protocolo de comunicación digital y diagnóstico remoto; a excepción de aquellos dispositivos que por sus propias características de estándar industrial sean neumáticos, hidráulicos o de medición directa (válvulas de control, indicadores locales, auto-reguladores, etc.).

Los equipos electrónicos utilizados deberán poseer inmunidad a la interferencia causada por campos electromagnéticos o por radiofrecuencia (RFI).

La alimentación de potencia eléctrica para los sistemas de control y los instrumentos de campo, deberán ser suministrados en 24 VDC. La alimentación de potencia eléctrica, para los instrumentos que no toman la alimentación desde el lazo de control, será suministrado en 220 VAC 60 Hz desde un sistema de UPS's.

Todos los transmisores y válvulas con actuador deberán contar con indicadores locales que permitan conocer el valor de la variable "*in situ*" en el primer caso, y la posición de la válvula en el segundo.

7.8.1. INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN DE TEMPERATURA

La medida de temperatura se hará con termopares²⁵, RTD²⁶ o termómetros bimetálicos.

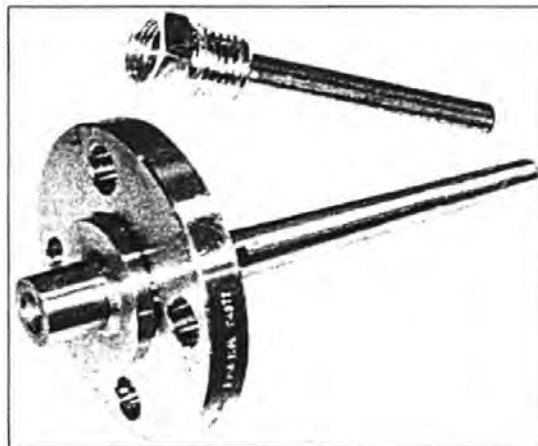


Figura 7.8. Termopozo (Thermowell)

²⁵ También denominadas Termocuplas, consiste en dos cables de metales distintos, conectados en un extremo donde se produce un pequeño voltaje asociado a una temperatura.

²⁶ Detectores resistivos de temperatura, se basan en el aumento de resistencia de un hilo conductor con el incremento de la temperatura. La magnitud de este cambio con respecto al cambio de temperatura en él, se llama "coeficiente térmico de resistencia" del material conductor.

Todos los elementos de temperatura se conectarán a proceso mediante un termopozo. Los materiales de construcción del termopozo serán seleccionados de acuerdo a las características de la tubería y en compatibilidad con el tipo de fluido.

La utilización de termopozos con conexión roscada o bridada dependerá de la presión que se maneje y condiciones de proceso, el material será acero inoxidable 316SST, y el tipo y diámetro de los mismos estará de acuerdo con API-551 "Process Measurement Instrumentation" Section 5.2.4.

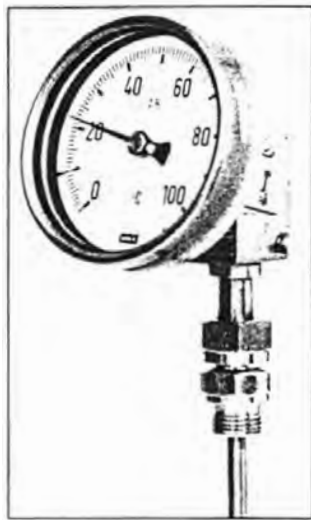


Figura 7.9. Termómetro Bimetálico

Las escalas serán de lectura directa en °F, en concordancia con los rangos normales del fabricante.

El rango de indicación ó escala del termómetro debe ser seleccionado, de forma tal que la temperatura normal de operación se encuentre entre un 50% y 60% de la escala y la temperatura máxima no exceda el tope de la escala. La precisión del equipo debe ser 1% del *span*.

El rango del transmisor será seleccionado para que la temperatura normal de operación se encuentre entre un 50% y un 75% del rango, y la máxima temperatura no excede el tope del rango.

Los transmisores deberán tomar información de elementos para medición de temperatura como RTD's (2, 3 y 4 cables) o elementos termopares tipo J, K.

Los RTD's a utilizar serán de Platino 100 Ohm (tipo PT-100) a 0 ° C, de 2, 3 y 4 cables sin tierra.



Figura 7.10. Termopares o Termocuplas



Figura 7.11. Termómetro de Resistencia RTD

En general los termopares serán usados donde el rango de temperatura esté fuera del rango de las RTD's, Los tipos de termopares y los materiales de los elementos conductores deberán estar de acuerdo con lo siguiente:

- ISA tipo J (hierro-cobre/níquel), para temperaturas entre 32°F y 1100°F.
- ISA tipo K (cromel – alumel), para temperaturas entre 32°F y 1800°F.

Tabla 7.9. Comparación entre RTD y Termopares

Característica	RTD de Platino	Termopar
Rango normal de trabajo	-100 a 600	-200 a 1.500
Exactitud típica	$\pm 0.1^{\circ}\text{C}$ a 0°C	$\pm 2,2^{\circ}\text{C}$ a 0°C
	hasta $\pm 1,3^{\circ}\text{C}$ a 600°C	hasta $\pm 10^{\circ}\text{C}$ a 1.200°C
Desviación típica (Deriva)	$< \pm 0.1^{\circ}\text{C} / \text{año}$	$< \pm 5^{\circ}\text{C} / \text{año}$
Linealidad	Excelente	Buena.
Ventajas	Mejor exactitud y estabilidad.	Mayor rango de medida.
Desventajas	Menos robustos que termopares.	Mayor deriva.
	Errores por autocalentamiento	Requiere compensación de la unión fría.

Fuente: CREUS SOLE, Antonio. "Instrumentación Industrial"

7.8.2. INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN DE PRESIÓN

La medición de presión será realizada para determinar la presión de los cabezales, líneas de proceso, líneas de flujo, recipientes y equipos asociados al control de proceso.

Se utilizarán manómetros para la indicación local.(Figura 7.12. y Figura 7.13.)

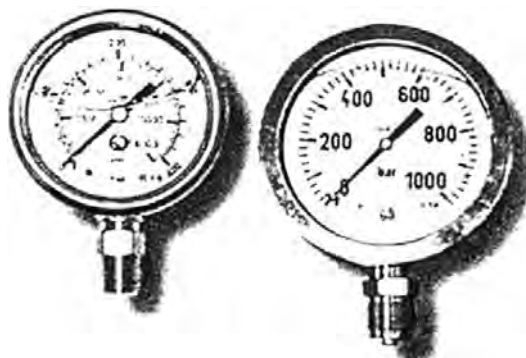


Figura 7.12. Manómetro

Se utilizarán sellos de diafragma diámetro 2"-RF, con capilar para la conexión a proceso en los siguientes servicios:

- Líquidos pastosos (slurry) ó que contengan sedimentos.
- Fluidos altamente viscosos.
- Fluidos corrosivos.
- Alta presión (mayor a 5000 psig.)

El rango de indicación ó escala del manómetro debe ser seleccionado de forma tal, que la presión normal de operación se encuentre entre un 50% y 60% de la escala, y la presión máxima no exceda el tope de la escala.

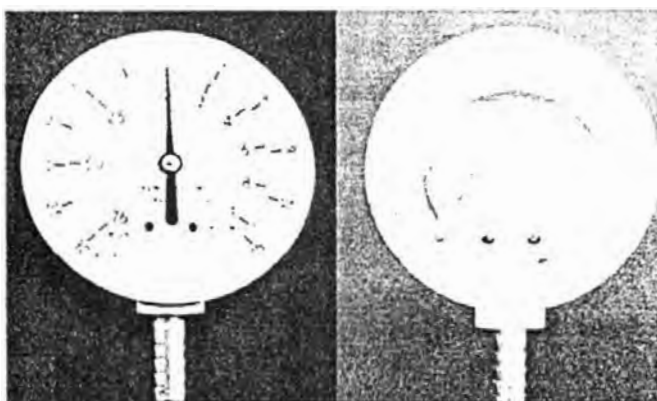


Figura 7.13. Sistema Bourdon

El material del elemento de medición en contacto con el fluido de proceso debe ser de acero inoxidable 316, salvo en procesos corrosivos, donde se deberán utilizar materiales recomendados por los fabricantes para este tipo de proceso.

El rango del transmisor (Figura 7.14.) se seleccionará tal que la presión normal de operación se encuentre entre un 50% y un 75% del rango, y la presión máxima no exceda el tope del rango.

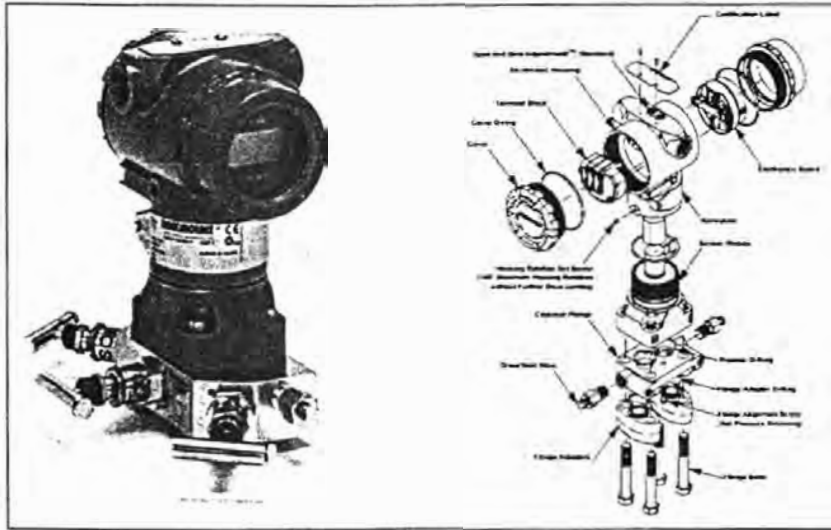


Figura 7.14. Transmisor de Presión

El transmisor deberá estar diseñado para soportar una sobre presión de 1.3 veces su rango de trabajo al igual que el vacío absoluto, sin requerir recalibración.

El rating de los contactos será 24 VDC y 5 Amp.

7.8.3. INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN DE NIVEL

Los principales instrumentos de medición de nivel se muestran en la Figura 7.15.

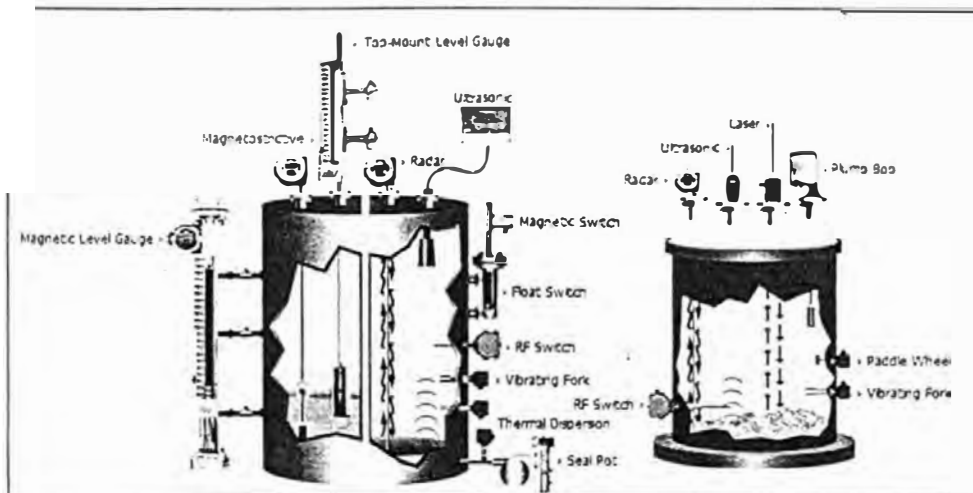


Figura 7.15. Instrumentos de Detección de Nivel

Se emplearán visores de nivel del tipo reflectivo (Reflex), particularmente en aplicaciones de interfaces líquido-gas, para líquidos limpios libres de suspensiones y del tipo transparente para nivel de interfaz.

Todas las partes en contacto con el fluido del proceso deberán ser en acero inoxidable 316SS a menos que se requieran otros materiales para condiciones particulares de corrosión de los fluidos.

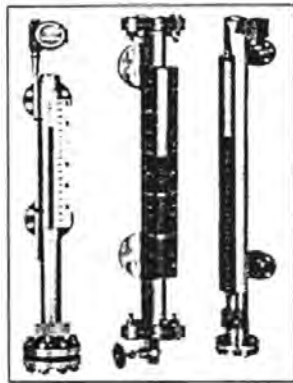


Figura 7.16. Indicadores de Nivel Magnéticos (Magnetic Level Gauge)

El rango del transmisor (Figura 7.17.) se seleccionará tal que la presión normal de operación se encuentre entre un 50% y un 75% del rango, y la presión diferencial máxima no exceda el tope del rango.

Para los interruptores de nivel, el elemento primario del instrumento será del tipo flotador, sondas capacitivas, ultrasónico, etc.

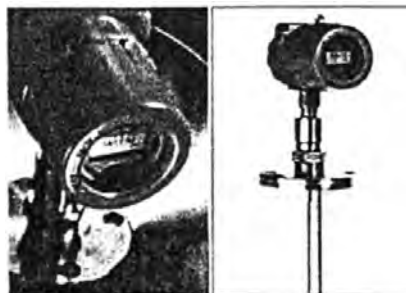


Figura 7.17. Transmisores de Nivel

En la medición de nivel total de tanques no se deberá usar transmisores de nivel de onda guiada tipo sogá, no se aceptará que ningún tipo de instrumento se ancle al piso del tanque para evitar problemas futuros de mantenimiento, el método aceptado para medir el nivel total de tanques será por presión diferencial. Un ejemplo de transmisores de onda guiada se muestra en la Figura 7.18.

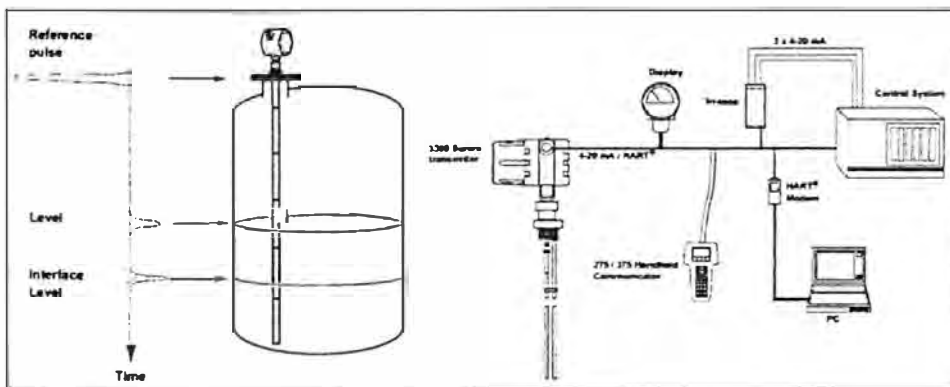


Figura 7.18. Transmisores de nivel tipo Onda Guiada

7.8.4. VÁLVULAS REGULADORAS Y VÁLVULAS DE CONTROL

La selección de Válvulas de reguladoras, se realizará considerando las condiciones de operación y diseño, fluido a ser manejado, rangeabilidad requerida, ruido, porcentaje de filtración permitida, costo y cualquier otro requerimiento especial.

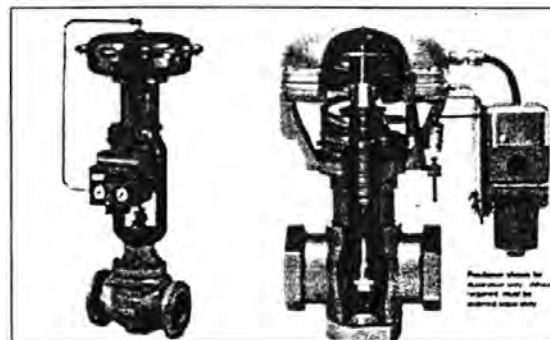


Figura 7.19. Válvulas de Control tipo Diafragma

Los actuadores de válvulas para el caso típico de regulación de presión, deberán ser de resorte-diafragma por accionamiento de aire de instrumentos.

En general, las válvulas controladoras serán dimensionadas para manejar la rata de flujo mínimo y máximo entre un rango de control de apertura de la válvula dependiendo del tipo de válvula a seleccionar para cada tipo de proceso.

Las válvulas de globo entre un 20% - 80% las cuales son las que mayor rango nos dan con el mínimo de variabilidad en el proceso, las de bola entre 10-60% y las de mariposa entre 30-50% (deberán manejar la máxima capacidad del proceso a la caída de presión normal).

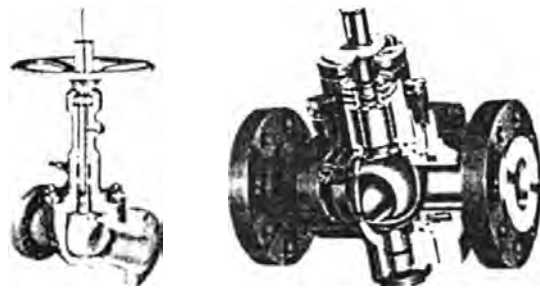


Figura 7.20. Actuador de Válvula Shut Down

El cálculo de las válvulas de control se realiza mediante programas especializados suministrados por el fabricante que permiten obtener el coeficiente de la válvula (C_v) utilizando las ecuaciones propuestas por la *Instrumentation Systems and Automation Society* ISA-S75.01.01 "Flow equations for sizing control valves".

Los actuadores de las válvulas de control debe ser el tipo de diafragma con resorte de oposición, dimensionado para operación de 3-15 psig, adosado

debe venir el actuador y el posicionador electrónico con señal estándar analógica 4-20 mA loop powered 24Vdc y/o inteligente con tecnología *Hart* o *Fieldbus Foundation* y donde aplique, adosado al actuador debe venir el controlador de la válvula, el cual debe ser del tipo inteligente y con autodiagnóstico.

La válvula de control (Figura 7.21.) debe ser dimensionada tomando en consideración condiciones de operación mínima, normal y máxima. La selección final asegura que la válvula opere entre un 17 y 90 % de apertura de acuerdo con ISA-S75.11.

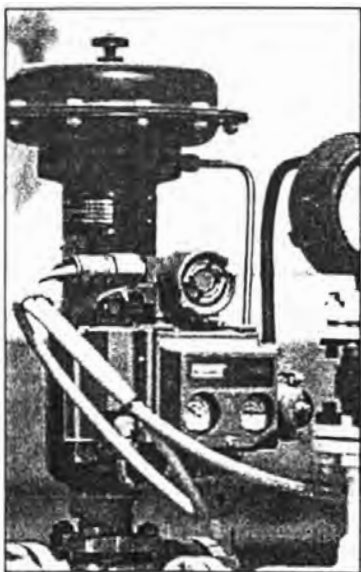


Figura 7.21. Válvula de Control

7.8.5. ACTUADORES ON/OFF

La selección de los actuadores (Figura 7.22.) para accionar válvulas del tipo on/off, dependerá de su aplicación para sistemas de control de procesos o para sistemas de parada de emergencia; podrán ser accionados con aire, botellas de nitrógeno o con un sistema hidráulico.

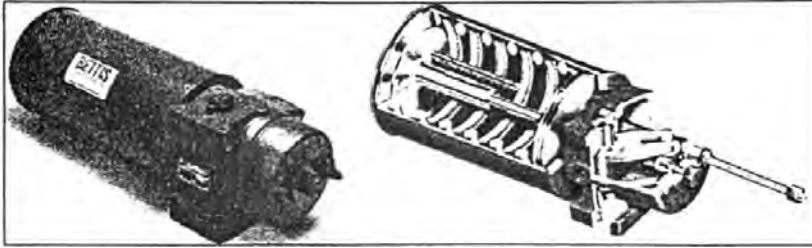


Figura 7.22. Actuador de Válvula Shut Down

Para todos los casos los actuadores deben ser seleccionados de acuerdo a las siguientes características:

- Los actuadores deberán ser dimensionados para abrir o cerrar la válvula a máximo torque, para la máxima caída de presión y considerando un factor de seguridad.
- El actuador deberá contar con *switches* de límite de carrera para indicación remota, también deberá tener indicación local.
- Deberá permitir acción manual (*Manual Override*) para garantizar la operación manual de la válvula.
- Para los actuadores eléctricos se deberá tener un panel local de control, con todos los accesorios para la apertura y cierre local del actuador.
- Posibilidad de verificación del funcionamiento en línea del actuador (*Valve Stroke Test – partial stroke*), para lo cual se deberá disponer de un posicionador electrónico inteligente.
- El tiempo de operación del actuador deberá atender al requerimiento del proceso generalmente estará entre 7 y 20 segundos.

- Alimentación de la válvula solenoide será 24 VDC, tres vías para servicio neumático y a prueba de explosión.

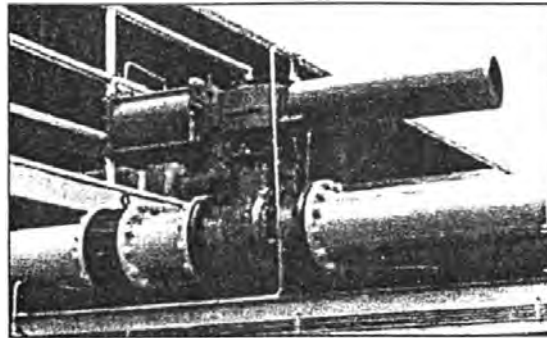


Figura 7.23. Montaje de actuador Válvula Shut Down

7.8.6. VÁLVULAS DE SEGURIDAD Y ALIVIO

Los sistemas de seguridad y alivio establecidos en este proyecto deberán cumplir con la norma API-RP-520 *“Sizing Selection and Installation of Pressure Relieving”*.

Las válvulas de seguridad (Figura 7.24) y/o alivio, no deberán exceder el valor de sobrepresión que aplique en el momento, es decir, la contrapresión acumulada no excederá el 10% de la presión manométrica de ajuste, o el 21% de dicha presión para el caso de fuego.

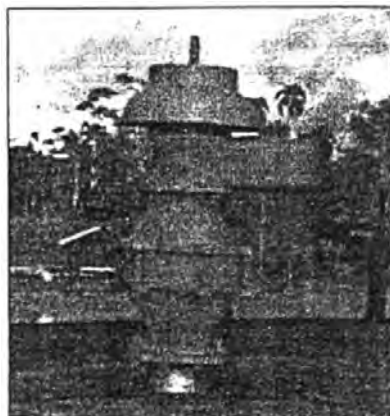


Figura 7.24. Válvula de Seguridad

Se instalarán discos de ruptura para evitar el contacto de fluidos corrosivos con las válvulas de alivio. Los discos de ruptura deberán ser del tipo *non-fragmenting*. (Figura 7.25).

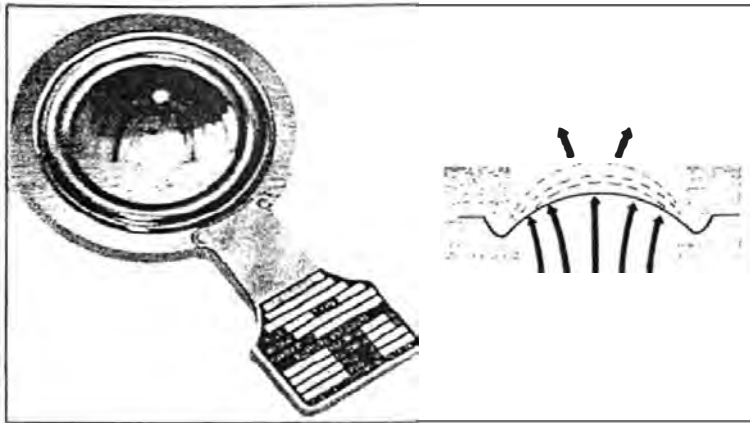


Figura 7.25. Disco de Ruptura

Las válvulas de seguridad y alivio se instalarán con su respectivo respaldo para permitir el mantenimiento.

7.8.7. INSTRUMENTACIÓN NEUMÁTICA

La transmisión de señales neumáticas de control será a 3-15 psig.

La presión de aire de instrumentos será 100 psig. Para los instrumentos neumáticos de control, se utilizará un regulador de presión para alimentarlos con 20 psig, y para los actuadores on/off de las válvulas de bloqueo, se utilizará un regulador de presión para alimentarlos con 80 psig.

La conexión neumática debe ser de 3/8 OD. El tubing²⁷ de conexión neumática de instrumentos será de 316 SST y los accesorios y conectores de compresión asociados también deberán ser de 316 SST.

²⁷ Tubería de conexión para el aire de instrumentación.

Cada instrumento neumático debe estar provisto de un regulador de presión a fin de garantizar que el suministro neumático sea acorde con la especificación del instrumento.

7.8.8. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE AIRE DE INSTRUMENTOS



El sistema de suministro de aire para instrumentos se realizará a través de una unidad de compresión de aire seco y libre de aceite, con los valores requeridos por la red de instrumentos. Esta unidad contará con los compresores necesarios para cubrir los requerimientos exigidos así como filtros, secadores, tanque pulmón, eliminadores de neblina (*demister*) y tablero de control.

7.9. INSTRUMENTACIÓN DEL PROCESO

Tomando en cuenta el diagrama P&ID diseñado en el capítulo anterior procedemos a instrumentar el sistema tomando en cuenta los criterios que se expusieron en el presente capítulo.

7.9.1. ÍNDICE DE INSTRUMENTOS

En este documento se indica la instrumentación del sistema con sus principales características, se presenta a continuación:

				NOTAS:									HOJA No. DE DOCUMENTO 305-B-ILH-001		REV A			
INGENIERÍA CONCEPTUAL Y BÁSICA FACILIDADES DE PRODUCCIÓN LOTE 67 - PERÚ													CONTRATO REQ. - O.C.		FECHA 14/03/2003			
INDICE DE INSTRUMENTOS SISTEMA DE SEPARACIÓN PRIMARIA - ECP PRAÑA													POR E.GALLARDO		CHKD J.ALDAS		API:	
ÍTEM	TAG NO	DESCRIPCIÓN	P&ID	LÍNEA O EQUIPO	ALARMA		OPER. NORMAL	ALARMA		RANGO	SETPOINT	TIPO DE SEÑAL	HOJA DE ESPECIFICACIONES	OBSERVACIONES				
					HH	H		L	LL									
1	ZSO-5101	SWITCH DE POSICIÓN DE LA SDV (ABIERTO)	305-B-P-PID-001 REV-0	305-18"-B1-CO-001	*	*	*	*	*	*	*	DI	305-B-4-DT-00X					
2	ZSC-5101	SWITCH DE POSICIÓN DE LA SDV (CERRADO)	305-B-P-PID-001 REV-0	305-18"-B1-CO-001	*	*	*	*	*	*	*	DI	305-B-4-DT-00X					
3	SDX-5101	VÁLVULA SOLENOIDE PARA VÁLVULA SDV DE ENTRADA DE CRUDO	305-B-P-PID-001 REV-0	SDV-5101	*	*	*	*	*	*	*	DO	305-B-4-DT-015					
4	PI-5103	INDICADOR DE PRESIÓN SEPARADOR DE AGUA LIBRE	305-B-P-PID-001 REV-0	305-18"-B1-CO-001	*	*	*	*	*	0-100 PSI	*	*	305-B-4-DT-001					
5	PSE-5104	DISCO DE RUPTURA PARA SOBREPRESIONES EN TANQUE	305-B-P-PID-001 REV-0	SEPARADOR DE AGUA LIBRE	*	*	*	*	*	*	90 PSI	DI	305-B-4-DT-00X					
6	PSV-5104	VÁLVULA DE ALIVIO DE PRESIÓN EN EL TANQUE	305-B-P-PID-001 REV-0	305-8"-A1-FL-001A	X	*	*	*	*	*	100 PSI	OI	305-B-4-DT-017					
7	PSH-5104	SWITCH DE ALTA PRESIÓN DEL SISTEMA DE ALIVIO DEL TANQUE	305-B-P-PID-001 REV-0	305-8"-A1-FL-001A	*	X	*	*	*	*	10 PSI	DI	305-B-4-DT-003					
8	PI-5104	INDICADOR DE PRESIÓN DEL SISTEMA DE ALIVIO DEL TANQUE	305-B-P-PID-001 REV-0	305-8"-A1-FL-001A	*	*	*	*	*	0-100 PSI	*	*	305-B-4-DT-001					
9	PSE-5105	DISCO DE RUPTURA PARA SOBREPRESIONES EN TANQUE	305-B-P-PID-001 REV-0	SEPARADOR DE AGUA LIBRE	*	*	*	*	*	*	90 PSI	DI	305-B-4-DT-00X					
10	PSV-5105	VÁLVULA DE ALIVIO DE PRESIÓN EN EL TANQUE	305-B-P-PID-001 REV-0	305-8"-A1-FL-002A	X	*	*	*	*	*	100 PSI	DI	305-B-4-DT-017					
11	PSH-5105	SWITCH DE ALTA PRESIÓN DEL SISTEMA DE ALIVIO DEL TANQUE	305-B-P-PID-001 REV-0	305-8"-A1-FL-002A	*	X	*	*	*	*	10 PSI	DI	305-B-4-DT-003					
12	PI-5105	INDICADOR DE PRESIÓN DEL SISTEMA DE ALIVIO DEL TANQUE	305-B-P-PID-001 REV-0	305-8"-A1-FL-002A	*	*	*	*	*	0-100 PSI	*	*	305-B-4-DT-001					
13	LIT-5106	INDICADOR TRANSMISOR DE NIVEL DE INTERFASE	305-B-P-PID-001 REV-0	SEPARADOR DE AGUA LIBRE	*	*	*	*	X	*	250 mm	AI	305-B-4-DT-008					
14	SDX-5106	VÁLVULA SOLENOIDE PARA VÁLVULA SDV DE SALIDA DE AGUA	305-B-P-PID-001 REV-0	SDV-5106	*	*	*	*	*	*	*	DO	305-B-4-DT-015					
15	LIT-5107	INDICADOR TRANSMISOR DE NIVEL DE INTERFASE	305-B-P-PID-001 REV-0	SEPARADOR DE AGUA LIBRE	*	*	*	*	*	*	*	AI	305-B-4-DT-005					
16	PT-5106	TRANSMISOR DE PRESIÓN DE TANQUE	305-B-P-PID-001 REV-0	SEPARADOR DE AGUA LIBRE	*	*	*	*	*	*	*	AI	305-B-4-DT-002					
17	PT-5109	TRANSMISOR DE PRESIÓN DE TANQUE	305-B-P-PID-001 REV-0	SEPARADOR DE AGUA LIBRE	X	*	*	*	*	*	100 PSI	AI	305-B-4-DT-002					
18	LIT-5110	INDICADOR TRANSMISOR DE NIVEL DE LÍQUIDO EN TANQUE	305-B-P-PID-001 REV-0	SEPARADOR DE AGUA LIBRE	X	*	*	*	*	*	2300 mm	AI	305-B-4-DT-004					
19	LD-5111	INDICADOR DE NIVEL DEL TANQUE	305-B-P-PID-001 REV-0	SEPARADOR DE AGUA LIBRE	*	*	*	*	*	*	*	*	305-B-4-DT-007					
20	TI-5112	TRANSMISOR INDICADA DE TEMPERATURA DEL TANQUE	305-B-P-PID-001 REV-0	SEPARADOR DE AGUA LIBRE	*	*	*	*	*	*	*	AI	305-B-4-DT-005					
21	TW-5112	TERMOPOZO DEL INDICADOR TRANSMISOR DE TEMPERATURA TI-5112	305-B-P-PID-001 REV-0	SEPARADOR DE AGUA LIBRE	*	*	*	*	*	*	*	*	305-B-4-DT-009					
22	TI-5113	INDICADOR DE TEMPERATURA DEL TANQUE	305-B-P-PID-001 REV-0	SEPARADOR DE AGUA LIBRE	*	*	*	*	*	*	*	*	305-B-4-DT-004					
23	TW-5113	TERMOPOZO DEL INDICADOR DE TEMPERATURA TI-5113	305-B-P-PID-001 REV-0	SEPARADOR DE AGUA LIBRE	*	*	*	*	*	*	*	*	305-B-4-DT-009					
24	LIT-5114	INDICADOR TRANSMISOR DE NIVEL DEL TANQUE	305-B-P-PID-001 REV-0	SEPARADOR DE AGUA LIBRE	*	*	*	*	*	*	1500 mm	AI	305-B-4-DT-009					
25	PI-5115	INDICADOR DE PRESIÓN DE LA LÍNEA DE TRATAMIENTO DE GAS	305-B-P-PID-001 REV-0	305-3 B1-PG-002	*	*	*	*	*	0-100 PSIG	*	*	305-B-4-DT-001					

7.9.2. SELECCIÓN DE VÁLVULAS DE CONTROL

En esta sección se presentan los cálculos preliminares de los torques de las válvulas de control *off-skid* en el sistema de separación primaria de la ECP.

El cálculo para la selección de las válvulas está dado por programas de diseño de procesos y respaldado con los programas de diseño de los proveedores. Estos resultados, que se encuentran en las hojas de datos, deberán ser ratificados en la ingeniería de detalle de acuerdo a las condiciones finales de procesos.

Para el desarrollo del presente documento se empleó el programa FirstValve, el cual utiliza las fórmulas expresadas en el Anexo 5, para el cálculo de válvulas de control.

SELECCIÓN DE VÁLVULA

Para la selección de la válvula, se necesitan los siguientes datos:

Para líquidos:

- Gravedad Específica
- Presión de Operación
- Diferencial de Presión
- Temperatura
- Caudal
- Viscosidad
- Presión de Vapor

- Presión Crítica

Para Gases:

- Gravedad Específica
- Presión de Operación
- Diferencial de Presión
- Temperatura
- Caudal
- Viscosidad

RESPUESTA DE LA VÁLVULA

De acuerdo a la variable a controlar y del tipo de proceso se debe seleccionar el tipo de respuesta que debe tener la válvula para cumplir con los requerimientos de control necesarios.

La característica de respuesta de una válvula se muestra en la Figura 7.26.:

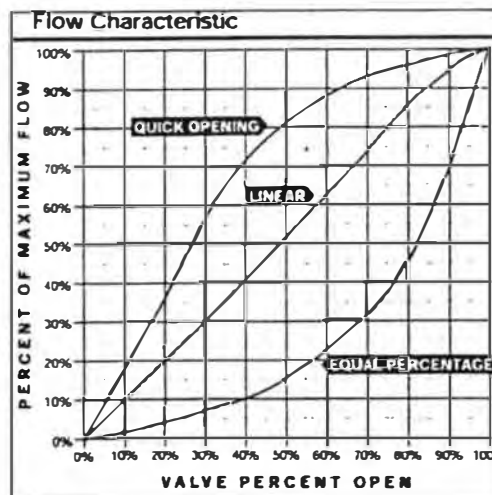


Figura 7.26. Diagrama flujo de válvula

la
de

PROCEDIMIENTOS DE CÁLCULO

Para la selección del tipo de válvula necesitamos el valor de Cv en el caso que fuera líquido, y Cg en el caso que sea gas; con este valor el programa nos recomienda el tipo de válvula.

El siguiente paso es determinar gráficamente si la válvula cumple con los requerimientos solicitados, el programa nos suministra una gráfica que nos ilustra lo antes mencionado, si cumple con lo solicitado entonces hemos seleccionado correctamente la válvula.

RESULTADOS OBTENIDOS

Válvula LV 5107:

Tabla 7.10. Resultados obtenidos para la válvula LV5107

LV 5107	
Liquid	
SG	0,956
P1 (psig)	86,06
Dp (psid)	30
T (°F)	200
Q (lb/h)	213.6
Viscosity (cSt)	0,309
Km	
Kc	
Pv (psig)	11, 54
Pc(psia)	3198
Valve/reg Type	
Down Pipe Size	
Down Pipe Sched	
Válvula Seleccionada	
Cv	82,989
Estilo	Globo
Tipo	AR
Trim Style	V-Pup
Size	8 in

Programa *First Valve* para la selección de válvulas de control:

Flow Coefficient Catalog

Back | Search | Calculated Flow | Hide Only | Data Displayed

Valve Type: All
 Trim Style: V-Pup
 Body Style: Globe
 Number of Ports: Double Port
 Flow Char: Equal %

Minimum Capacity Display: Cv
 Maximum: Cv
 Minimum: Cv
 Value: 21271
 Units: Cv

Equation: Inches
 FISHEP: inches
 ISA: inches
 mm

Size	Port	Invert	10K	20K	30K	40K	50K	60K	70K
6 inch	4 inch	2 inch	Cv 4.66	6.94	18.2	15.1	22.8	33.8	58.8
6 inch	6 inch	2 inch	Cv 8.67	15.1	25.8	28.2	57.8	88.5	124
8 inch	5 inch	2 inch	Cv 6.72	10.4	15.7	24.8	26.7	57.1	87.6
8 inch	8 inch	2 inch	Cv 12.7	17.1	24.7	28.1	78.2	117	171
8 inch	12 inch	3 inch	Cv 24.4	37.5	56.4	66.6	137	214	337
12 inch	12 inch	3 inch	Cv 25.8	36.8	58.8	65	145	225	342
16 inch	16 inch	3 inch	Cv 60.7	96.6	149	232	359	588	878

F1 [Esc] Listed w/ all 100% travel
 - Part diameters are for top port. Bottom port is 1/8 inch (3.2 mm) less.
 - Blue highlight indicates 80% capacity restricted
 - Cv = (0.905) Kv

Buttons: Select, Cancel

Figura 7.27. Resultados del programa FirstValve para la válvula LV5107

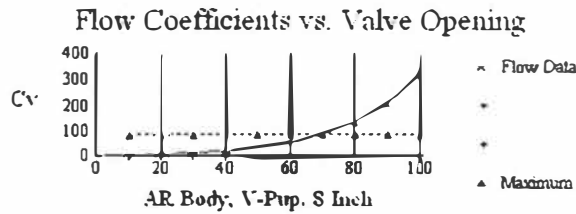


Figura 7.28. Diagrama de la válvula LV5107

Válvula PV 5108:

Tabla 7.11. Resultados obtenidos para la válvula PV5108

LV 5108	
Gas	
SG	0,84
P1 (psig)	86,06
Dp (psid)	30
T (°F)	200
Q (lb/h)	213.6
Viscosity (cSt)	0,01367
Km	
Kc	
Pv (psig)	
Pc (psia)	
Valve/reg Type	
Down Pipe Size	
Down Pipe Sched	
Válvula Seleccionada	
Cg	225,946
Estilo	Globo
Tipo	EZ
Trim Style	Equal %
Size	3 in

Flow Coefficient Catalog

Back | 31 Inch | Calculated Flow | R Max Only | Data Displayed

Valve Type: EZ | Header Catalog Display: Cv C_v

Valve Style: Equal % | Minimum: Cv Equation Units: FISHEF Inches

Flow: Up | Manual: Cv ISA Cv

Body Style: Globe | Cv Cv

Flow Chart: Equal % | Cv Cv

Size	Part	Travel	100	200	300	400	500	600	700	
1 Inch	1 Inch	3/4 Inch	Cv	25.1	33.6	35.3	77.8	118	162	243
1 1/2 Inch	1 1/2 Inch	3/4 Inch	Cv	26.9	40.2	65.9	94.2	131	192	282
2 Inch	2 Inch	1 1/8 Inch	Cv	53.1	79.1	123	137	328	589	1056
3 Inch	3 Inch	1 1/2 Inch	Cv	97.3	177	288	429	635	1079	1846
4 Inch	4 Inch	2 Inch	Cv	158	298	482	582	128	1578	2808
1 1/2 Inch	1 Inch	3/4 Inch	Cv	24.8	28.5	34.9	78.8	109	151	238
2 Inch	1 Inch	3/4 Inch	Cv	31.3	65.8	83.1	84.2	117	168	238
1 Inch	2 Inch	1 1/8 Inch	Cv	77.4	107	140	213	275	363	500
4 Inch	2 Inch	1 1/8 Inch	Cv	61.3	82.8	129	217	308	651	1170

Subtotal 51.1: EZ

Select | Cancel

Figura 7.29. Resultados del programa FirstValve para la válvula PV5108

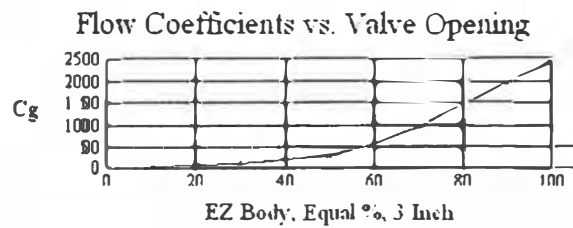


Figura 7.30. Diagrama de la válvula PV5108

Válvula LV 5114:

Tabla 7.12. Resultados obtenidos para la válvula LV5114

LV 5114	
Liquid	
SG	0,9322
P1 (psig)	86,06
Dp (psid)	30
T (°F)	200
Q (lb/h)	204,7
Viscosity (cSt)	143,8
Km	
Kc	
Pv (psig)	30,95
Pc (psia)	
Valve/reg Type	
Down Pipe Size	
Down Pipe Sched	
Válvula Seleccionada	
Cv	80,79
Estilo	Globo
Tipo	AR
Trim Style	V-Pup
Size	8 in

Size	Port	Material	150	200	300	400	600	800	1000	1200	1500
6 inch	4 inch	2 inch	Cv	4.66	8.94	14.7	25.1	35.5	55.8	76.2	106.6
6 inch	6 inch	2 inch	Cv	8.14	15.1	26.0	43.7	61.4	91.8	122.2	171.6
8 inch	6 inch	2 inch	Cv	11.2	20.8	36.4	60.1	83.8	125.2	166.6	233.0
8 inch	8 inch	2 inch	Cv	19.7	37.0	62.7	104.1	145.5	216.9	288.3	399.7
8 inch	10 inch	1 inch	Cv	24.0	45.0	76.0	126.0	176.0	256.0	336.0	456.0
8 inch	10 inch	2 inch	Cv	37.0	69.0	115.0	190.0	265.0	390.0	515.0	690.0
10 inch	10 inch	2 inch	Cv	60.7	113.0	190.0	315.0	440.0	645.0	850.0	1155.0

Figura 7.31. Resultados del programa FirstValve para la válvula LV5114

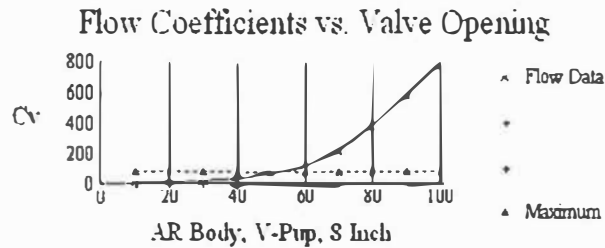


Figura 7.32. Diagrama de la válvula LV5114

7.9.3. SELECCIÓN DE VÁLVULAS SHUTDOWN SDV

Todas las válvulas de Shutdown SDV's serán del tipo Ball (bola) y de cuarto de vuelta. Para cerrar la válvula se deberá rotar en el sentido de las manecillas del reloj (CW²⁸) y para abrirla se deberá rotar en el sentido contrario (CCW²⁹).

SELECCIÓN DEL ACTUADOR

Toda válvula SDV que esté cerrada o abierta completamente necesita un alto torque al inicio para romper la inercia y poder empezar a girar, aproximadamente en la posición media el torque debe ser mínimo y al final el torque debe ser un poco más alto que el mínimo y menor que el inicial para mantener a la válvula abierta o cerrada completamente.

²⁸ Clock Wise: en el sentido de las manecillas del reloj.
²⁹ Counter Clock Wise: en sentido opuesto a las manecillas del reloj.

Entonces existen 6 tipos de torque en toda válvula SDV y son:

1. BTO, *Break To Open*: torque inicial para comenzar a abrir una válvula que esté cerrada, conocido como *Starting Torque To Open*.
2. RTO, *Run To Open*: torque mínimo para continuar con el proceso de apertura de la válvula, conocido como *Minimum Torque To Open*.
3. ETO, *End To Open*: torque final para tener la válvula completamente abierta, conocido como *Ending Torque To Open*.
4. BTC, *Break To Close*: torque inicial para comenzar a cerrar una válvula que esté abierta, también conocido como *Starting Torque To Close*.
5. RTO, *Run To Close*: torque mínimo para continuar con el proceso de cierre de válvula, también conocido como *Minimum Torque To Close*.
6. ETC, *End To Close*: torque final para tener la válvula completamente cerrada, también conocido como *Ending Torque To Close*.

Para calcular los torques se deben tener los siguientes datos de SDV's:

- Presión de entrada y salida
- Diferencial de presión entre entrada y salida
- Presión de *Shut-off*
- Diámetro nominal de la válvula
- ANSI *Class*
- Factor de seguridad (SF)
- Relaciones entre los diferentes torques (los da el fabricante)

Con los datos del diámetro y del ANSI *Class* se selecciona la fórmula de cálculo de las tablas provistas por el fabricante, en esta fórmula se debe indicar el valor del diferencial de presión, para tener un mejor resultado se

escoge la presión máxima, de no existir este valor se escoge el valor de presión de Shut-off y de no existir este valor se escoge la presión máxima dada por al ANSI Class. . Con esta fórmula se obtiene el torque máximo (Tmax) y con los diferentes factores de seguridad y de relación se continúan obteniendo todos los valores de torque.

La Tabla 7.13. provista por PBV utilizada en el cálculo preliminar es:

Tabla 7.13. Tabla para la selección de Torques – Proveedor PBV

Ball Valve Stem Torques (in.-lbs.)

To calculate torque at any pressure use the formula located under Class for each valve size.

Example: An 8" Class 600 at 1100 psi = 4471 + (9.1 x 1100) = 14,481 in.-lbs.

Seat	CP/TFE	CP/TFE	CP/TFE	Nylon	Nylon	Nylon	Nylon	Nylon	Nylon	Nylon	Nylon
Port Size	CI 150-300 Stem Torque Formula	CI 150 Stem Torque	CI 300 Stem Torque	CI 600 Stem Torque Formula	CI 600 Stem Torque	CI 900 Stem Torque Formula	CI 900 Stem Torque	CI 1500 Stem Torque Formula	CI 1500 Stem Torque	CI 2500 Stem Torque Formula	CI 2500 Stem Torque
	MOP (psi)	285	740	MOP (psi)	1480	2220	2220	3705	3705	6170	6170
2	500 + 0.51 * ΔP	650	880	640 + 0.62 * ΔP	1,560	700 + 0.61 * ΔP	2,050	849 + 0.61 * ΔP	3,110	792 + 0.39 * ΔP	3,200
3	1105 + 1.13 * ΔP	1,430	1,940	1333 + 1.47 * ΔP	3,510	1427 + 1.35 * ΔP	4,420	1705 + 1.14 * ΔP	5,930	1510 + 0.84 * ΔP	6,690
4	1520 + 1.99 * ΔP	2,110	3,010	1839 + 2.47 * ΔP	5,490	1985 + 2.26 * ΔP	7,000	2423 + 2.08 * ΔP	10,130	2345 + 1.35 * ΔP	10,670
6	1630 + 3.9 * ΔP	2,740	4,520	2069 + 4.4 * ΔP	8,580	2760 + 4.1 * ΔP	11,840	4612 + 5.1 * ΔP	23,510	5442 + 4.2 * ΔP	31,360
8	3600 + 8.0 * ΔP	5,880	9,520	4471 + 9.1 * ΔP	17,940	4162 + 7.8 * ΔP	21,480	6588 + 8.4 * ΔP	37,710	8463 + 8.6 * ΔP	61,530
10	4280 + 13 * ΔP	7,990	13,900	5452 + 14 * ΔP	26,170	6094 + 14 * ΔP	37,170	6193 + 16 * ΔP	65,470	10003 + 16 * ΔP	108,720
12	5275 + 20 * ΔP	10,980	20,080	7444 + 22 * ΔP	40,000	6800 + 24 * ΔP	60,080	9558 + 23 * ΔP	94,770	18889 + 24 * ΔP	166,970
14	6600 + 26 * ΔP	14,010	25,840	8624 + 33 * ΔP	57,460	12436 + 37 * ΔP	94,580	15278 + 35 * ΔP	144,950	—	—
16	8660 + 34 * ΔP	18,350	33,820	11074 + 42 * ΔP	73,230	16700 + 55 * ΔP	138,800	19630 + 48 * ΔP	197,470	—	—
18	13175 + 56 * ΔP	29,140	54,620	18050 + 68 * ΔP	118,690	17930 + 58 * ΔP	146,690	20930 + 60 * ΔP	243,230	—	—
20	16860 + 84 * ΔP	40,800	79,020	18659 + 100 * ΔP	166,660	25050 + 69 * ΔP	178,230	35820 + 87 * ΔP	358,165**	—	—
24	22480 + 121 * ΔP	56,970	112,020	30326 + 164 * ΔP	273,050	47570 + 139 * ΔP	356,150	60400 + 187 * ΔP	753,735***	—	—

[*] Bore = 18.69"
 [**] Bore = 23.25"

Torque values are for new valves with clean water.
 No additional safety factors have been added.
 For powered actuators, it is recommended to add an additional 25% minimum.
 For dirty service, add an additional 25% minimum.

For dry gas service, add 50% minimum.
 To prevent stem side loading and eliminate potential stem galling, the following tolerances for mounting actuators are recommended:
 • Actuator mounting bracket flanges must be parallel within .015".
 • The max allowed runout on the stem coupling bores are .008".

Los factores de seguridad y de relación entre los diferentes tipos de torque también provistos por PBV son los siguientes:

SF = 1.25 (minimum for dirty services)

SF = 1.5 (minimum for dry gas service)

Valve torque relation to run = 0.50

Valve torque relation to reseal = 0.80

Valve torque relation to close = 0.90

BTO = Tmax * SF

RTO = BTO * Valve torque relation to run

ETO = BTO * Valve torque relation to reseal

BTC = ETO

RTC = RTO

ETC = BTO * Valve torque relation to close

Para los cálculos de los torques en este documento se escogió SF = 1.25

Los resultados obtenidos para las SDV's del sistema se muestran en la Tabla 7.14.

Tabla 7.14. Resultados de la selección de válvulas y actuadores ShutDown

Válvula				
	TAG		SDV-5101	SDV-5106
	Type		Ball	Ball
	Mounted		Trunion	Trunion
	Size		16	12
	Ans Class		600	600

Cálculo de Torques				
	TAG		SDV-5101	SDV-5106
	Failure Position		Close	Open
	SERVICE		LINEA DE CRUDO	LINEA DE AGUA
	P&ID		305-B-P-PID-001	305-B-P-PID-001
	P&ID REV		13	13
	MAX INLET PRESSURE (psig)		86.06	86.06
	MAX OUTLET PRESSURE (psig)		-	-
	SHUT-OFF		-	-
	VALVE TYPE		BALL	BALL
			TRUNION MOUNTED	TRUNION MOUNTED
	SIZE (in)		16	12
	ANS CLASS		300	300
	TORQUE MAX (BY MFR)	A	11586.04	6996.20
	SAFETY FACTOR (BY MFR)	B	1.25	1.25
VALVE TORQUE RELATION (BY MFR)	RUN	C	0.50	0.50
	RESEAT	D	0.80	0.80
	TO CLOSE	E	0.90	0.90
TO OPEN	STARTING TORQUE (in-lbs) BTO	F=A*B	14482.55	8745.25
	MINIMUM TORQUE (in-lbs) RTO	G=F*C	7241.28	4372.63
	ENDING TORQUE (in-lbs) ETO	H=P*D	11586.04	6996.20
TO CLOSE	STARTING TORQUE (in-lbs) BTC	I=H	11586.04	6996.20
	MINIMUM TORQUE (in-lbs) RTC	J=G	7241.28	4372.63
	ENDING TORQUE (in-lbs) ETC	K=P*E	13034.30	7870.73

Actuador				
	Model		CBA 730	CBA 730
	Type of Actuator		Double Acting	Double Acting
	Operating Pressure		80 Psig	60 Psig

7.10. DISTRIBUCIÓN DE ZONAS DE RIESGO

La clasificación de áreas del sistema es el paso inicial para la selección de la instrumentación y control que se planteará, existen dos normas que se pueden adoptar para la clasificación de zonas de riesgo, la NEC y la IEC; en este proyecto se adopto la norma NEC, sin embargo se puede hacer una similitud entre las dos:

Tabla 7.15. Relación entre normas NEC y IEC.

Material Peligroso	NEC	IEC	PRESENCIA DE MATERIAL PELIGROSO
Gas Vapor	Clase I, División 1	Zona 0	Permanente Largos Periodos
		Zona 1	Puede haber en operación normal
	Clase I, División 2	Zona 2	No hay o por cortos periodos
Polvo	Clase II, División 1	Zona 10	Permanente Largos Periodos
	Clase II, División 2	Zona 11	Cortos Periodos en depósitos
Fibras Volátiles	Clase III, División 1	Zona 10	Permanente Largos Periodos
	Clase III, División 2	Zona 11	Cortos Periodos en depósitos

Fuente: EEE PCIC'91, Toronto, Canada

NEC vs. IEC Methods of Protection for Class I Div. 1 vs. Zone 1 by J. H. Kuczka, Killark Electric Manufacturing Comp.

Como se puede observar en la figura 7.6. las zonas de riesgo ubicadas en el sistema son básicamente dos:

Clase 1, división 1: clasificada en las zonas donde se tiene contacto con gases debido al alto riesgo de explosión por alguna chispa generada en su alrededor; las fugas de gas no son detectadas de manera visual, sino por alertas de baja de presión en el tanque o de algún otro medio externo; esto dificulta aún mas el trabajo en estas zonas y las hace mas riesgosas.

Clase 1, división 2: clasificada para las zonas donde se trabaja con petróleo y se tiene un riesgo no tan alto de explosión por alguna chispa generada alrededor; las fugas de crudo pueden detectarse de manera visual por lo que no tienen un riesgo tan alto como las de gas.

La Figura 7.33. muestra la clasificación de zonas de riesgo para el separador de agua libre o FWKO.

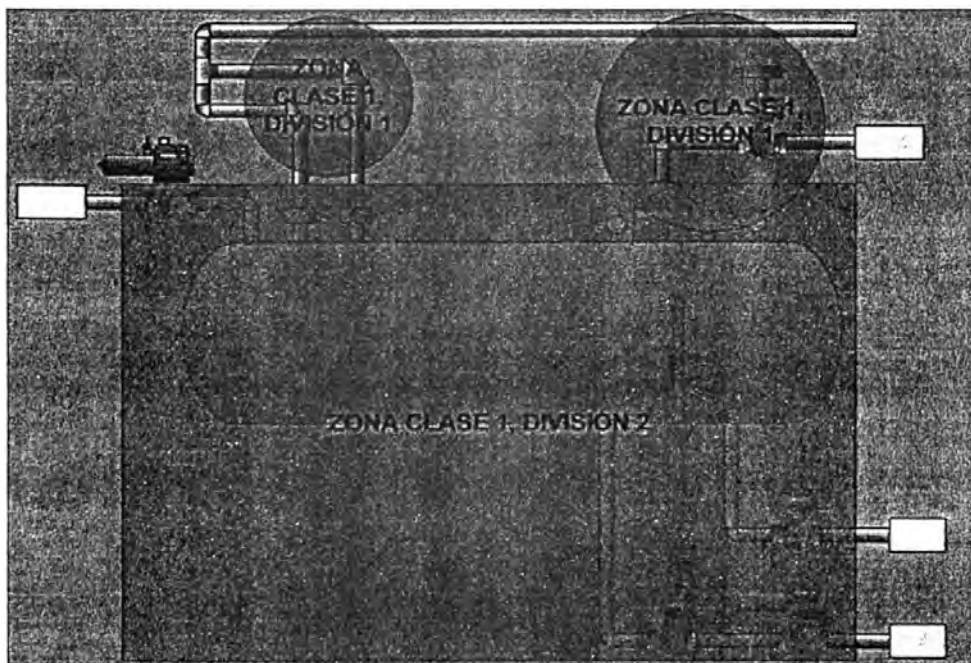


Figura 7.33. Clasificación de zonas de riesgo

7.11. CONTROL DEL PROCESO

El control del proceso de producción de petróleo en las facilidades se realiza mediante dos sistemas fundamentales: Sistema Básico de Control de Procesos BOCS, encargado de las acciones de control, y el Sistema Instrumentado de Seguridad SIS, encargado de las acciones de seguridad en caso de situaciones no deseadas; estos dos sistemas son supervisados por el Sistema de Supervisión SCADA, como se muestra en la Figura 7.34.

Además de éstos sistemas tenemos a otros subsistemas distribuidos en campo como Circuito Cerrado de Televisión (CCTV – Figura 7.35.), Sistema de Detección de Gas y Fuego (F&GDS), Sistema de Detección de Fugas (LDS), entre otros.

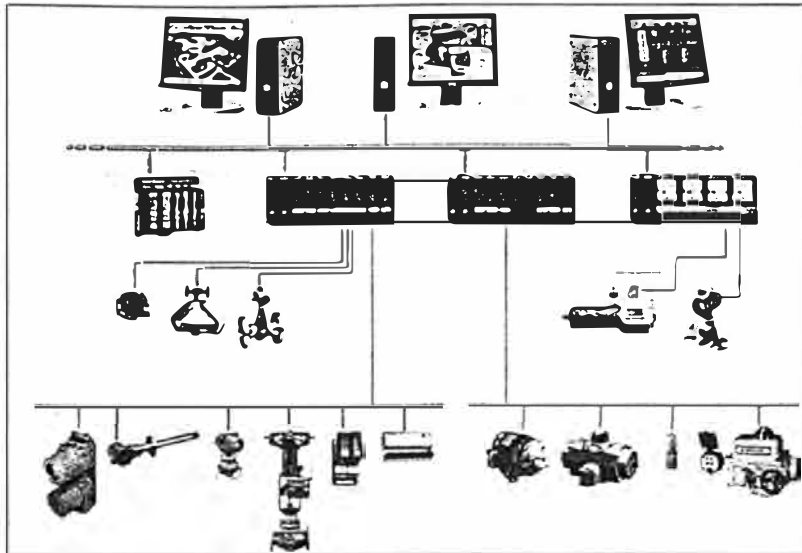


Figura 7.34. Sistema Integrado de Control y Seguridad Delta V – Emerson

Todos estos sistemas se encontrarán intercomunicados por robustas redes de transmisión de datos a través de enlaces de fibra óptica, como enlace principal, y redes microondas como enlace de respaldo.

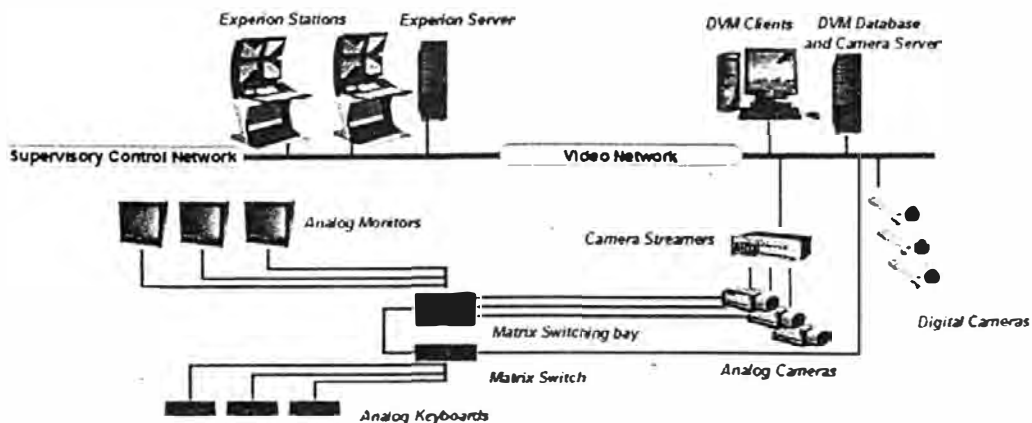


Figura 7.35. Circuito Cerrado de Televisión Honeywell

Los sistemas BPCS y SIS serán totalmente independientes de manera física y con respecto a las labores de control que realicen, garantizando de esta manera que no existan conflictos entre estos dos sistemas principales.

7.11.2. SISTEMA BÁSICO DE CONTROL DE PROCESOS BPCS

Es un sistema de control y diagnóstico de procesos compuesto por diferentes módulos, los mismos que permitirán el control automático de las ECP's y plataformas, estos serán instalados física y funcionalmente distribuidos alrededor de la planta.

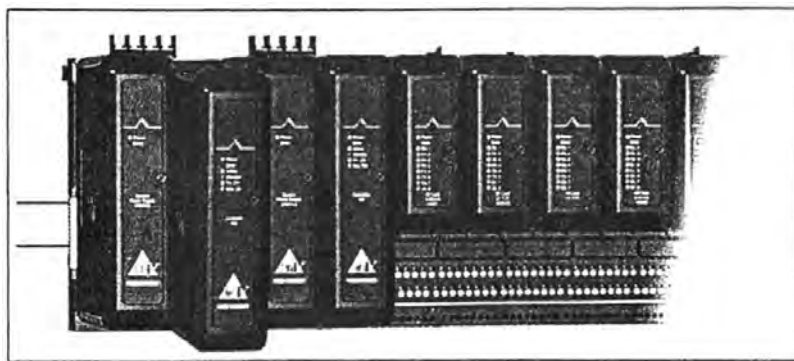


Figura 7.36. Redundancia de Controladores

El sistema dispondrá de todo el hardware y software requeridos para alcanzar una operación segura y el monitoreo general de la planta y estaciones de producción remotas.

El BPCS será redundante en controladores (Figura 7.36.), sistema principal de comunicaciones y sistema de alimentación de controladores, además será el único medio de interfaz entre el operador y las unidades de proceso, permitiendo un control seguro, confiable y continuo.

Las funciones que el BPCS realizará son:

- Procesamiento dinámico de la información en tiempo real.
- Despliegue dinámico de los gráficos de la planta.
- Medición y control del proceso.
- Despliegue y reporte de la información del proceso y alarmas.

El sistema deberá ser modular (Figura 7.37.) y con tecnología de última generación tanto en hardware como software, compuesto de estaciones de trabajo para los operadores y una estación de Ingeniería para optimizaciones y desarrollo de aplicaciones de planta.



Figura 7.37. Controladores Modulares Delta V

Deberá contar con dispositivos para el acoplamiento de señales de campo (I/O's), sean estas estándares y/o con protocolos de comunicación *Hart* y/o *Fieldbus* u otras, así como todos los elementos de comunicación necesarios para la interconexión de todos los componentes en la red de supervisión, control y campo.

Las estaciones del sistema de control BPCS para el control y monitoreo deberán ser estándares dentro de la industria del petróleo y basados en plataformas de computación del sistema operativo de Microsoft, con

aplicaciones OLE / OPC para la interconectividad con sistemas de diferentes proveedores, como se muestra en la Figura 7.38.

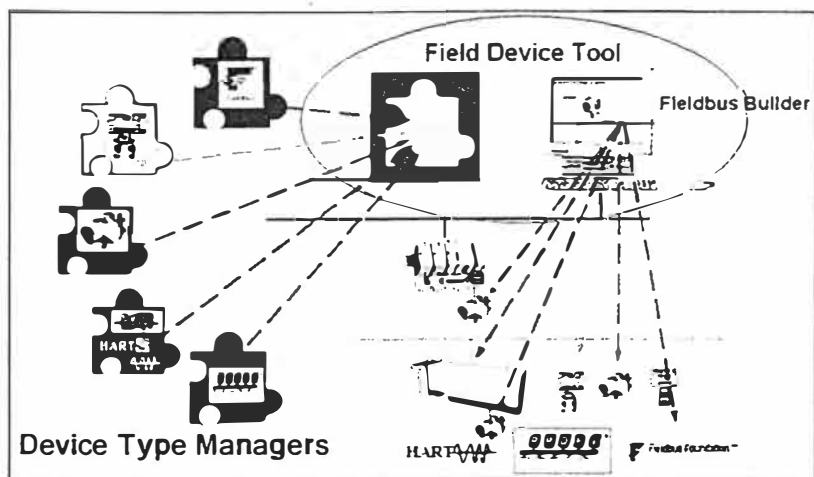


Figura 7.38. Comunicación con diversos protocolos

El sistema de control deberá permitir actualizaciones del software de aplicación y operativo sin necesidad de tener que producir una parada (*shutdown*) del sistema.

El sistema BPCS deberá suministrar 24 VDC a los transmisores y cualquier otro dispositivo externo asociado al sistema que así lo requiera. Se deberán usar fuentes de poder independientes y redundantes para cada componente del sistema (controladores, dispositivos de manejo de I/O's, dispositivos de interfaz de comunicaciones) de manera que cualquier pérdida individual de alimentación no afecte la operación completa del BPCS.

7.11.3. SISTEMA INSTRUMENTADO DE SEGURIDAD SIS

Sistema independiente dedicado a garantizar la operación segura de los equipos instalados en las facilidades y tomando acciones en caso de emergencia protegiendo de esta manera al personal y al medioambiente.

El SIS abarcará al sistema de parada de emergencia (ESD) y al sistema de detección de fuego y gas (F&GDS). El sistema estará compuesto por diferentes módulos, los mismos que permitirán producir paradas automáticas de emergencia de equipos o de toda la planta y plataformas, una vez detectadas condiciones de anormalidad que representen peligro, tanto para las instalaciones como para el personal y medioambiente.

El SIS tendrá su propio computador y en las pantallas se mostrarán las señales que produjeron la falla utilizando una matriz de *shutdown*, en esta se podrán hacer *bypasses* lógicos para inhibir alarmas en caso de mantenimiento, arranque de ciertas unidades y deberán estar protegidos por contraseñas y jerarquización de usuarios.

El sistema SIS deberá incluir diagnóstico automático en línea para probar todos los componentes de hardware y sistema de software de manera de permitir que las fallas sean identificadas y debidamente reportadas.

El sistema estará diseñado para un nivel de integridad de seguridad SIL 2. Las Normas IEC 61508³⁰ y IEC 61511 definen el SIL como el nivel de integridad del hardware y del sistema para alcanzar un objetivo de reducción de riesgo en determinada aplicación de un sistema de seguridad de proceso.

El sistema deberá ser redundante en controladores, sistema de alimentación de controladores y sistema principal de comunicaciones con las estaciones de control y monitoreo del sistema integrado de control y seguridad.

³⁰ "Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos" DS-081-2007, Capítulo 21.

El sistema deberá ser modular (Figura 7.39.) y con tecnología de última generación tanto en hardware como software, compuesto de estaciones de trabajo para los operadores y una estación de Ingeniería para optimización y desarrollo.

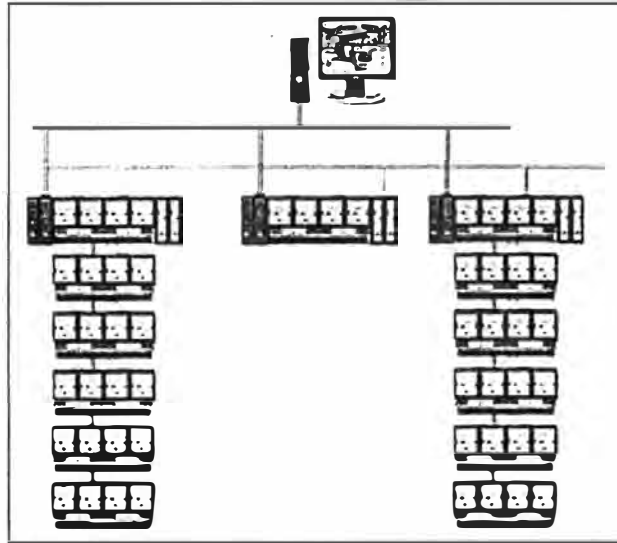


Figura 7.39. Controladores del sistema SIS, modulares

Deberá contar con dispositivos para el acoplamiento de señales de campo (I/O's), sean estos estándares y/o con protocolos de comunicación *Hart*, así como elementos de comunicación para la interconexión con la red de supervisión, control y campo.

La red de control deberá usar tecnología "*plug-and-play*" es decir, que no haya configuraciones demoradas ni complejas para asignar una nueva dirección de red a el / los controlador(es) que se van añadiendo al sistema y por ende a la red.

El Cuarto de Control de Operaciones en el cual se instalarán la mayoría de los equipos del sistema SIS estará ubicado en área no clasificada.

Los equipos asociados al sistema de control operarán internamente en 24 VDC, la alimentación externa será en 220 VAC. 60 Hz alimentados de un respaldo proveniente de un sistema de fuentes de potencia ininterrumpible (UPS).

7.11.4. SISTEMA DE SUPERVISIÓN - SCADA

El Sistema Básico de Control de Procesos BPCS y el Sistema Instrumentado de Seguridad SIS deberán estar provistos de todas las funciones típicas y estándar para control supervisorio integradas a las funciones de control de la planta, estas funciones serán controladas por el Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos SCADA.

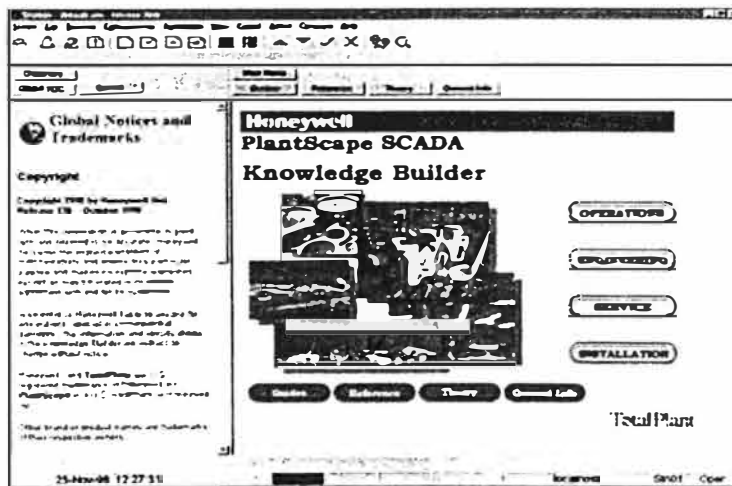


Figura 7.40. PlantScape – SCADA Honeywell

El sistema supervisorio deberá dar acceso privilegiado a la base de datos (establecida por niveles de acceso) con posibilidad de cambiar:

- Punto de ajuste (*Setpoint*) del controlador
- Límites de alarmas, prioridades e inhibir/desinhibir (*enable/disable*)
- Sintonización (*Tuning*) de parámetros

- Entradas a las secuencias de bloques
- Estatus de puntos
- Esquemas de aplicación
- Modo de controlador

El sistema SCADA deberá incluir la posibilidad de monitorear las estrategias de control y seguridad predeterminadas así como los valores de entrada y salida mientras están siendo ejecutadas en tiempo real, levantando banderas cuando se detecte alguna condición anormal en una medición, actuador o bloque de control.

INTERFAZ HUMANO – MÁQUINA HMI

Las consolas de operación serán el único medio de visualización de la información del proceso, las mismas consistirán en monitores para despliegues gráficos para las estaciones de operación, estación de ingeniería y estación de mantenimiento

Las consolas de operación deberán cubrir como mínimo los siguientes despliegues:

- Menú principal de los gráficos y acceso.
- Despliegue de procesos.
- Despliegue general.
- Despliegue de grupos.
- Detalle de lazos.
- Despliegue de tendencias.
- Despliegue de alarmas.
- Reportes

- Diagnóstico general del sistema y sus componentes.

La Figura 7.41. nos muestra el sistema de seguridad Honeywell para un pozo.

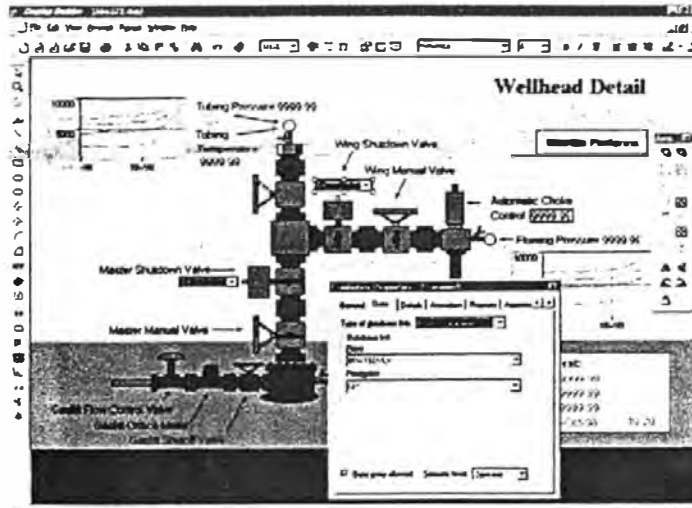


Figura 7.41. Sistema de seguridad de Pozo Honeywell

SOFTWARE DE APLICACIÓN

El software del sistema SCADA consistirá en un paquete con aplicaciones especializadas en:

- Despliegues gráficos
- Manejo de alarmas
- Diagnóstico
- Manejo de históricos
- Despliegue de tendencias
- Reportes

A continuación detallamos las principales características de cada aplicación:

Despliegues gráficos

El sistema deberá incluir pantallas que deberán mostrar información dinámica y estatus del proceso, deberá permitir al operador hacer cambios a los parámetros de control o el modo de los lazos de control. El sistema deberá poseer “*faceplates*” genéricos para cada *tag*. Los “*faceplates*” deberán estar definidos de manera de desplegarse automáticamente cuando es seleccionado para un despliegue específico.

Los “*faceplates*” (Figura 7.42.) deberán mostrar según aplique la siguiente información:

- Identificación del Tag
- Descripción del Tag.
- Señales de entrada del proceso, *setpoint*, y valores de salida mostrados numéricamente con unidades de ingeniería.
- Estatus del modo Auto/manual y remoto/local.
- Indicación visual de estatus de alarmas.
- Indicación simbólica y alfanumérica de estados discretos para dispositivos de dos estados o multiestados.

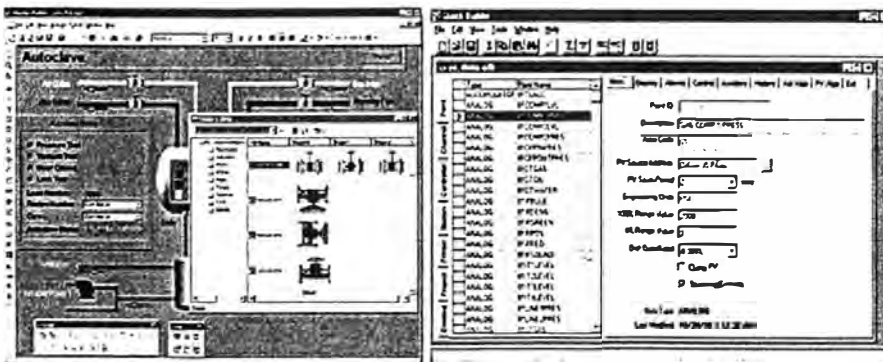


Figura 7.42. Despliegues gráficos PlantScape Honeywell

Manejo de alarmas

El sistema tendrá la capacidad de anunciar todos aquellos eventos y cambios en el proceso configurados como alarmas; estos deberán ser guardados en archivos históricos dispuestos para tal fin. Estos archivos podrán ser guardados en medios externos y podrán ser llamados a demanda del operador. Las alarmas serán anunciadas de modo visible y audible con diferentes tonos, configurables de acuerdo a la prioridad de la alarma. La Figura 7.43. muestra el sistema de alarmas PlantScape de Honeywell.

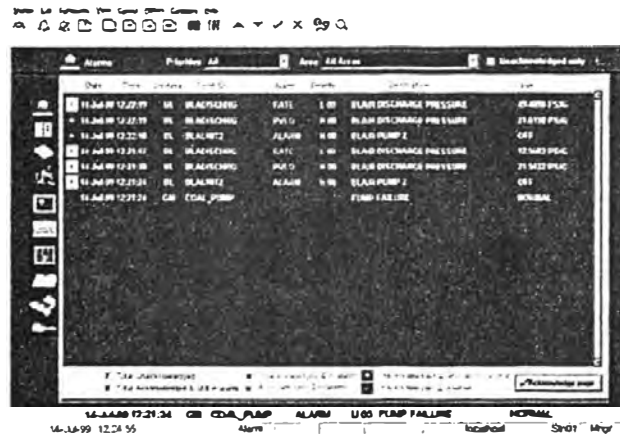


Figura 7.43. Despliegue de alarmas PlantScape Honeywell

Las alarmas y mensajes deberán ser agrupados de manera que se pueda permitir al operador su identificación rápida y poder así tomar las acciones correctivas requeridas y apropiadas.

Diagnóstico

El sistema deberá incluir diagnóstico “en línea” y “fuera de línea” para asistir en el mantenimiento y solución de problemas. El diagnóstico del sistema

deberá cubrir a todos sus componentes mayores y periféricos, en caso de no existir para un dispositivo en particular, el sistema debe detectar e indicar como mínimo error por la falla de ellos.

Manejo de Históricos

El sistema deberá incluir un paquete para recolección histórica de la data; el mismo deberá ser configurable y deberá dar soporte a la creación de tendencias, reportes y registros. El paquete deberá recoger data continua y deberá ser capaz de establecer interfaz con paquetes convencionales como Excel y Access.

Despliegue de Tendencias

El sistema tendrá capacidad para soportar despliegues de tendencias tanto históricos como en tiempo real, incluyendo un juego de tendencias predefinidas que sean de fácil acceso desde los despliegues de operación de la planta. No deberá existir límite en cuanto el número de tendencias que se puedan configurar en el sistema.(Figura 7.44).

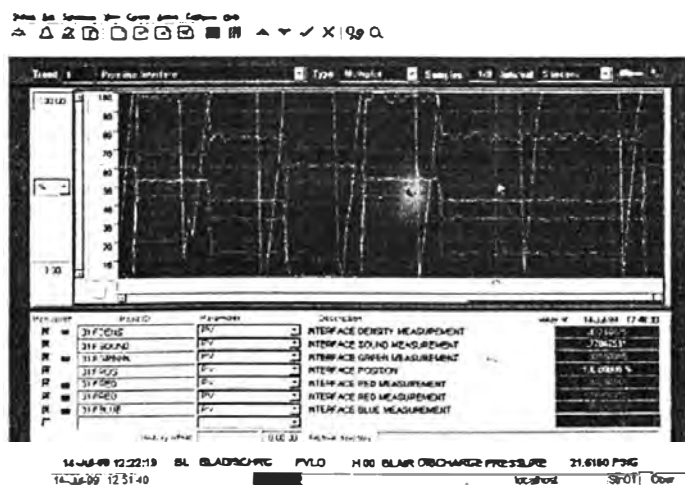


Figura 7.44. Manejo de Tendencias PlantScape Honeywell

Reportes

El sistema deberá incluir un utilitario que facilite la configuración de reportes, siendo posible utilizar cualquier variable o histórico para la creación de los mismos. Todos los reportes podrán ser accedidos e impresos desde las consolas de operación. Será posible configurar reportes horarios, por turno, diarios, mensuales, trimestrales y anuales.

CAPITULO 8

DEMOSTRACIÓN DE LA HIPÓTESIS

El proceso de deshidratación ha significado siempre el reto principal dentro del proceso de tratamiento de petróleo en las facilidades de cualquier instalación petrolera, para lograr esto se han empleado diversos métodos, dentro de los cuales el más común y eficiente es el Separador de Agua Libre o *Free Water Knock Out – FWKO*,

El separador de agua libre es un sistema cerrado de deshidratación que consiste en un vessel que emplea la gravedad para separar las tres fases: crudo, agua y gas; a una presión constante. El sistema de control empleado por este equipo puede ser totalmente neumático o electrónico.

El presente trabajo demuestra que el sistema de control electroneumático es el adecuado para garantizar que el FWKO puede trabajar a las condiciones de operación normal y crítica.

8.1. ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DEL SISTEMA DE CONTROL

8.1.1. ESTUDIO ECONÓMICO

En la Tabla 8.2. (Resumen de Costos) se describe los costos referenciales de los sistemas.

Tabla 8.2. Resumen de costos

Item	Description	Unit	NEUMÁTICO			ELECTRONEUMÁTICO		
			Quantity	Unit Cost	Exworks Cost	Quantity	Unit Cost	Exworks Cost
Controladores								
1	Controlador de Nivel	EA	1	\$8 000,00	\$8 000,00	1	\$2 500,00	\$2 500,00
2	Controlador de Presión	EA	1	\$7 500,00	\$7 500,00			
Instrumentación								
3	Switch de Posición	EA	2	\$800,00	\$1 200,00	2	\$450,00	\$900,00
4	Switch de Presión	EA	2	\$500,00	\$1 000,00	2	\$359,00	\$718,00
5	Indicador de Presión	EA	4	\$750,00	\$3 000,00	4	\$750,00	\$3 000,00
6	Indicador de Nivel	EA	1	\$1 700,00	\$1 700,00	1	\$1 700,00	\$1 700,00
7	Indicador de Temperatura	EA	1	\$800,00	\$800,00	1	\$600,00	\$600,00
8	Transmisor de Presión	EA	2	\$2 500,00	\$5 000,00	2	\$2 850,00	\$5 700,00
9	Transmisor de Nivel	EA	4	\$3 500,00	\$14 000,00	4	\$3 000,00	\$12 000,00
10	Transmisor de Temperatura	EA	1	\$3 200,00	\$3 200,00	1	\$2 900,00	\$2 900,00
11	Válvula Solenoide	EA	0	\$450,00	\$0,00	2	\$450,00	\$900,00
12	Válvula de Vacío y Alivio de Presión	EA	2	\$1 700,00	\$3 400,00	2	\$1 700,00	\$3 400,00
13	Disco de Rotura	EA	2	\$500,00	\$1 000,00	2	\$500,00	\$1 000,00
Elementos Finales de Control								
Válvulas de Seguridad								
14	Válvula SDV 18 in + Actuador	EA	1	\$75 000,00	\$75 000,00	1	\$68 000,00	\$68 000,00
15	Válvula SDV 12 in + Actuador	EA	1	\$65 000,00	\$65 000,00	1	\$40 000,00	\$40 000,00
Válvulas de Control								
16	Válvula Control por Nivel 10 in	EA	1	\$32 000,00	\$32 000,00	1	\$21 500,00	\$21 500,00
17	Válvula Control por Nivel 3 in	EA	1	\$15 000,00	\$15 000,00	1	\$10 500,00	\$10 500,00
18	Válvula Control por Presión 3 in	EA	1	\$13 500,00	\$13 500,00	1	\$14 000,00	\$14 000,00
Cables								
19	Instrumentación, 1 Par, 16 AWG (19 Instrumentos, 80 m c/u)	m	0	\$3,95	\$0,00	1520	\$3,95	\$6 004,00
20	Instrumentación, 8 Par, 18AWG (1 JB, 3 Cables 100 m c/u)	m	0	\$14,56	\$0,00	300	\$14,56	\$4 368,00
21	Alimentación, 4C, 10AWG (Paneles, Analizadores, Etc)	m	0	\$8,46	\$0,00	1000	\$8,46	\$8 460,00
22	Cable para Comunicaciones	m	0	\$4,00	\$0,00	1000	\$4,00	\$4 000,00
23	Conexiones de Cable 1/2 in	EA	0	\$75,00	\$0,00	1000	\$75,00	\$75 000,00
24	Conexiones de Cable 1 in	EA	0	\$95,00	\$0,00	200	\$95,00	\$19 000,00
25	Junction Box (Concentrador de Señales)	EA	0	\$2 000,00	\$0,00	1	\$2 000,00	\$2 000,00
Tubing & Accesorios								
26	Tubing 3/8 in & Accesorios (Válvulas BPCS, SIS)	m	1500	\$60,00	\$90 000,00	100	\$30,00	\$3 000,00
27	Tubing 1/2 in & Accesorios (Toma muestras, drenajes)	m	1500	\$70,00	\$105 000,00	100	\$40,00	\$4 000,00
Total Cost Exwork				\$445,100,00		\$313,150,00		
Valoración				3,52		5,00		

Fuente: Elaboración propia

8.1.2. ESTUDIO TÉCNICO

Los resultados obtenidos han sido respaldados por conversaciones con ingenieros de amplia experiencia en el sector petrolero, en la Tabla 8.3. se muestra un resumen de los mismos.

Tabla 8.3. Resultados de Jerarquización

Item	Descripción	Valoración	Ponderación (%)	Control Neumático	Control Electrónico
Normativa y Legislación Peruana					
1	Elementos	1		1	1
		Cumplimiento		Cumple	Cumple
Inversión					
2	Costos	5	25	3.52	5.00
		Subtotal Ponderado		17.59	25
Evaluación Técnica					
			35		
3	Compatibilidad	5		3	5
4	Confiabilidad	5		4	4
5	Disponibilidad	5		5	5
6	Eficiencia	5		5	5
7	Escalabilidad	5		5	5
8	Presión de trabajo	5		5	5
9	Temperatura de trabajo	5		5	5
		Subtotal Ponderado		32.00	34.00
Mantenibilidad					
			25		
10	Costo de repuestos	5		4	5
11	Es un equipo estandar	5		3	5
12	Personal calificado para mantenimiento	5		5	5
13	Mantenimiento prolonga vida operativa	5		5	5
14	Tiempo de reparación	5		2	4
15	Requiere seguridad para mantenimiento	5		4	4
		Subtotal Ponderado		19.17	23.33
Seguridad Industrial y Medio Ambiente					
			15		
16	Impacto ambiental	5		5	5
17	Criticidad en el proceso	5		5	5
18	Riesgo	5		5	5
		Subtotal Ponderado		15.00	15.00
Total			100	83.76	97.33

Fuente: Elaboración propia

Realizando la valoración de acuerdo a la fórmula 6.4 obtenemos los siguientes resultados:

	Neumático	Electroneumático
E	16.24	2.67
Evaluación	bueno	excelente

Como podemos observar en el análisis, el sistema de control electroneumático obtuvo un error del 2.67 en comparación con el 16.24 obtenido por el sistema de control neumático, esto nos muestra que al usar el sistema electroneumático podemos mejorar la eficiencia del sistema.

8.2. ANÁLISIS DE ESFUERZOS DEL EQUIPO

Luego de hallar el material, las dimensiones básicas y espesor adecuado para el tanque, procedemos ahora a realizar un análisis de estos resultados mediante un software especializado llamado SOLIDWORKS el cual nos brinda herramientas prácticas para el diseño mecánico, análisis estático, análisis dinámico y análisis de fluidos, entre los mas importantes.

La Figura 8.1. nos muestra la vista tridimensional del FWKO.

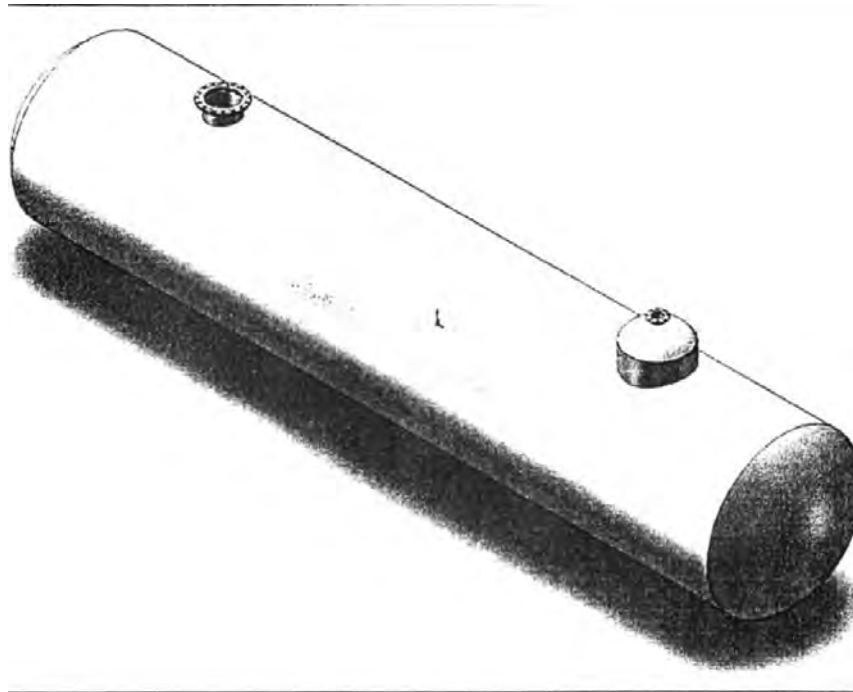


Figura 8.1. Separador de Agua Libre

Para el presente proyecto se diseñó el separador de agua libre o FWKO utilizando el programa de diseño CAD 3D llamado SOLIDWORKS y se realizó un análisis estático mediante el complemento denominado COSMOSWORKS, para obtener resultados que puedan validar que el equipo soporta los esfuerzos a los que lo somete.

La vista en corte del equipo de separación primaria desarrollada en el programa SOLIDWORKS se muestra en la Figura 8.2.:

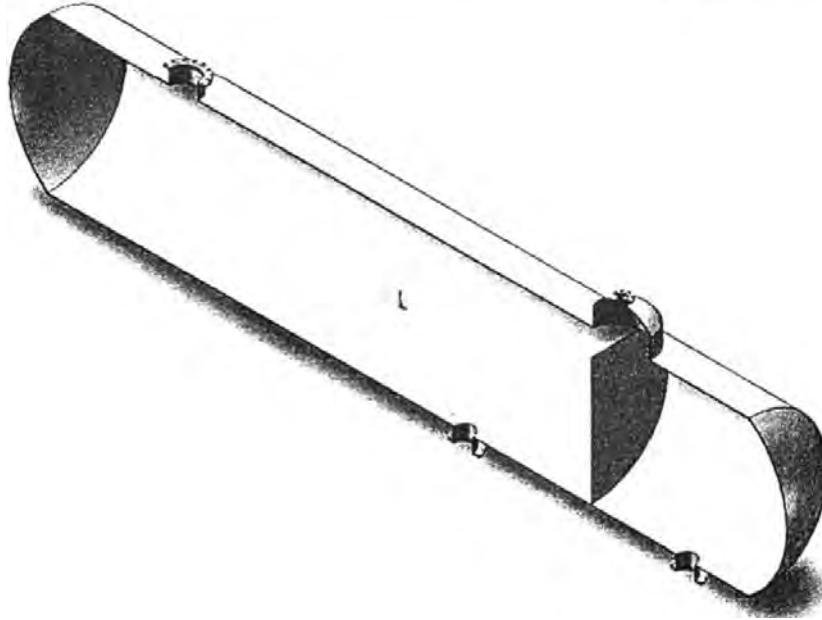


Figura 8.2. Vista en corte del Separador de Agua Libre

8.2.1. SIMULACIÓN DE ESFUERZOS DEL EQUIPO

El equipo ha sido diseñado de acuerdo a los resultados obtenidos en los capítulos de procesos y mecánica, el paso siguiente es corroborar si estos resultados son los adecuados para las condiciones de operación. para lo cual realizamos un Estudio Estático con el complemento de SOLIDWORKS llamado: COSMOSWORKS.

PRIMER PASO: SELECCIÓN DEL TIPO DE ESTUDIO

Para seleccionar el tipo de estudio el programa nos presenta cinco opciones, de las cuales la más recomendable para el equipo de separación primaria o *Free Water Knock Out* es el estudio "Malla con elementos Shell

de superficie y caras”, debido principalmente a que esta constituido por planchas delgadas.

SEGUNDO PASO: SELECCIÓN DEL MATERIAL

El programa COSMOSWORKS te brinda una librería para seleccionar el material del equipo, si es que el material no se encuentra puedes editar la biblioteca agregando dicho material siempre y cuando tengas sus características mecánicas.

El material ASTM A516 Gr 70, seleccionado en este capítulo para el equipo, no se encuentra en esta biblioteca, por esta razón recurrimos a las tablas ASTM31 para obtener editar dicha biblioteca agregando nuestro material.

Procedemos entonces a llenar la tabla de CosmosWorks (Figura 8.3.):

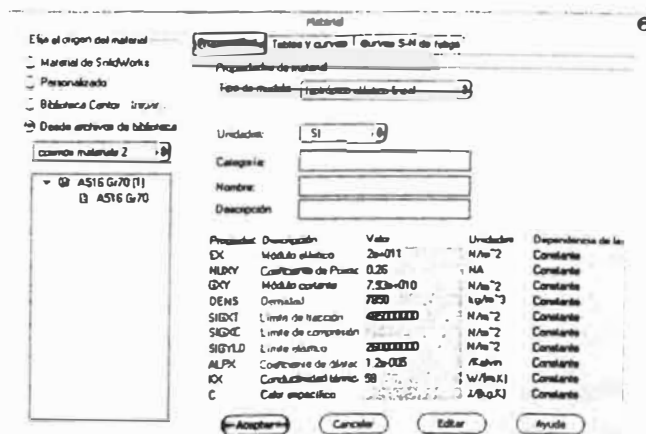


Figura 8.3. Propiedades del material ASTM A516 Gr 70

TERCER PASO: SELECCIÓN DE LA MALLA

Ahora tenemos que seleccionar la malla adecuada para que se pueda realizar el análisis por elementos finitos pues mientras la longitud de los

³¹ Las tablas de ASTM A516 Gr 70, se encuentran en el Anexo 4.

elementos que conforman la malla sea más pequeña los cálculos serán mayores y el tiempo que demorará el programa en compilar la información será mayor.

Utilizamos el siguiente tipo de malla:



Figura 8.4. Tipo de malla

El enmallado que se produce luego de haber seleccionado el tipo de malla se presenta en la Figura 8.5.

Nombre de modelo: FV410 rev3 - OV estudio rev 7
Nombre de estudio: Estudio 1
Tipo de malla: Malla de línea utilizando superficies

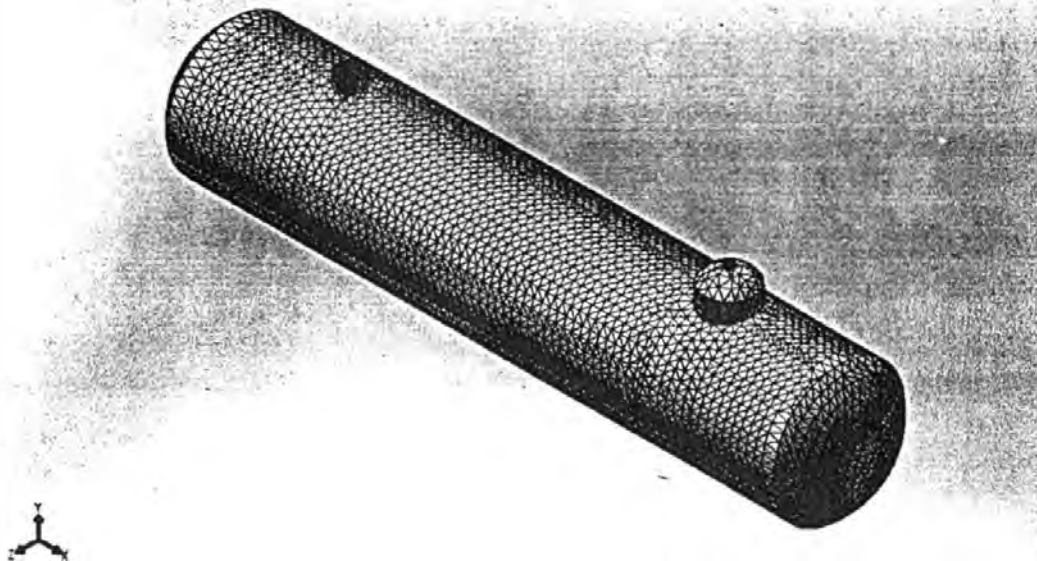


Figura 8.5. Malla aplicada al equipo

CUARTO PASO: CARGAS Y RESTRICCIONES

El siguiente paso es aplicar las cargas y restricciones al equipo (Figura 8.6), para lo cual consideraremos las de operación en condiciones máximas:

- Presión en el interior del equipo: 86,06 Psig
- Temperatura en el interior: 195.06°F
- Restricción en los extremos del equipo
- Fuerza de gravedad

Cada una de estas características son añadidas al equipo:

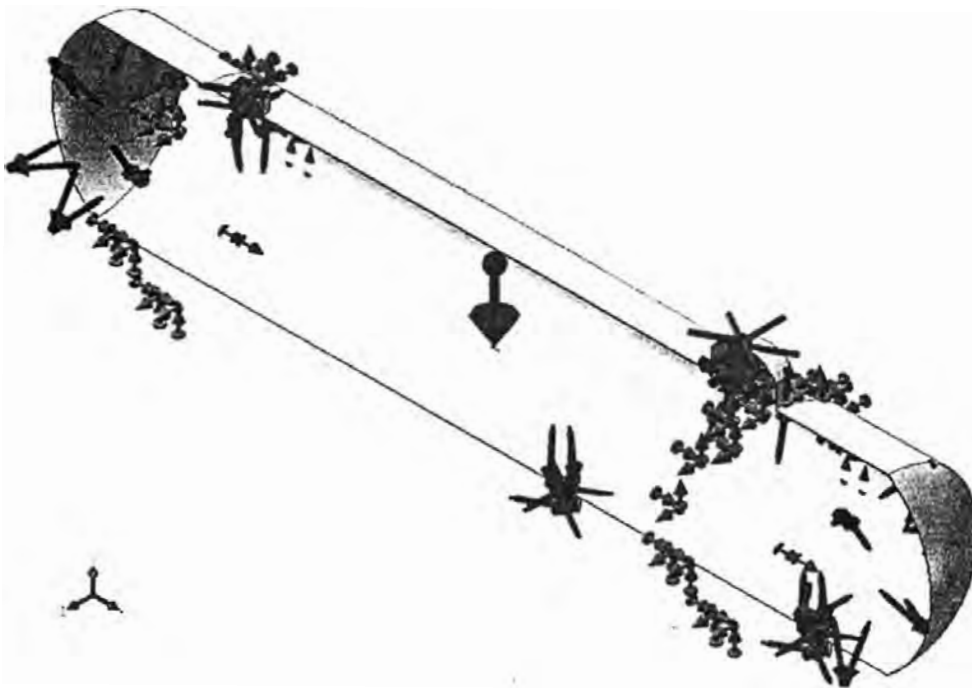


Figura 8.6. Cargas y restricciones del vessel

8.2.2. RESULTADOS

Los resultados son mostrados de manera gráfica:

Nombre de modelo: FVMO rev3 - CW estudio rev 10
 Nombre de estudio: Estudio
 Tipo de resultado: Static tension rodal (Superior) Tensiones1
 Escala de deformación: 1

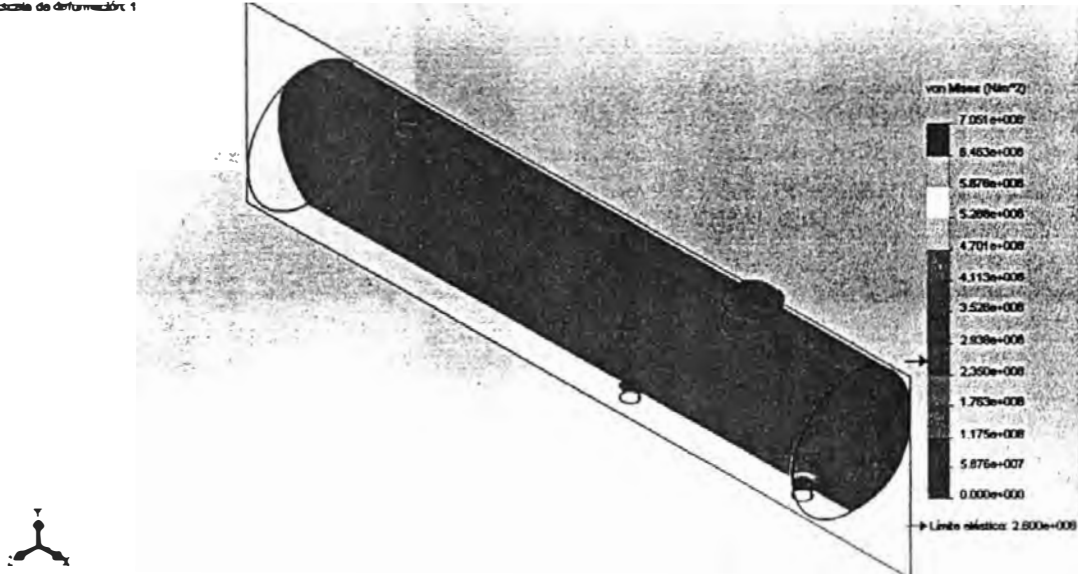


Figura 8.7. Resultado análisis estático: Esfuerzos

Nombre de modelo: FVMO rev3 - CW estudio rev 10
 Nombre de estudio: Estudio 1
 Tipo de resultado: Desplazamiento estático Desplazamientos1
 Escala de deformación: 1

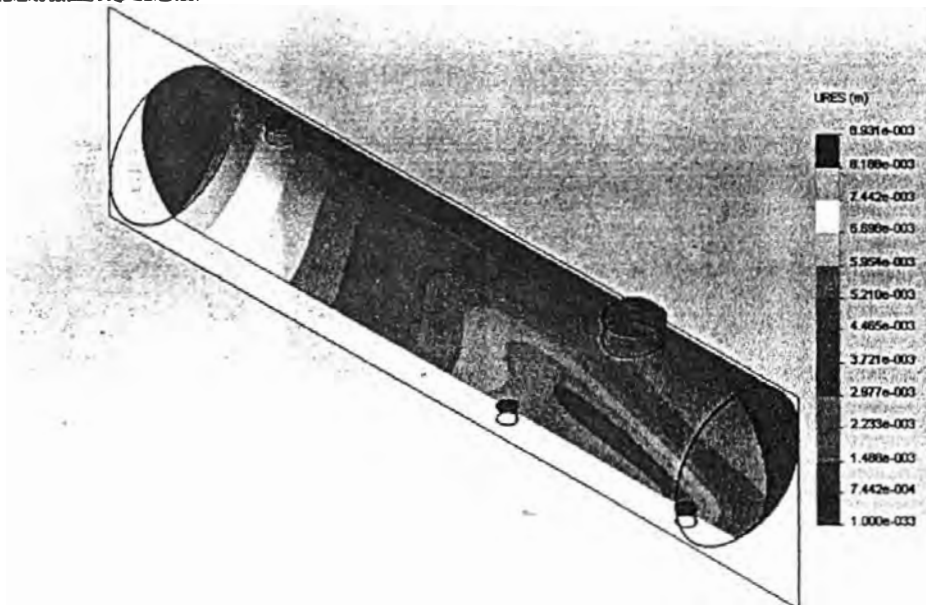


Figura 8.8. Resultado análisis estático: Desplazamientos

Nombre de modelo: PAKO rev3 - CW estudio rev 10
Nombre de estudio: Estudio 1
Tipo de resultado: Deformación unitaria estática (Superficie) Deformaciones unitarias
Escala de deformación:

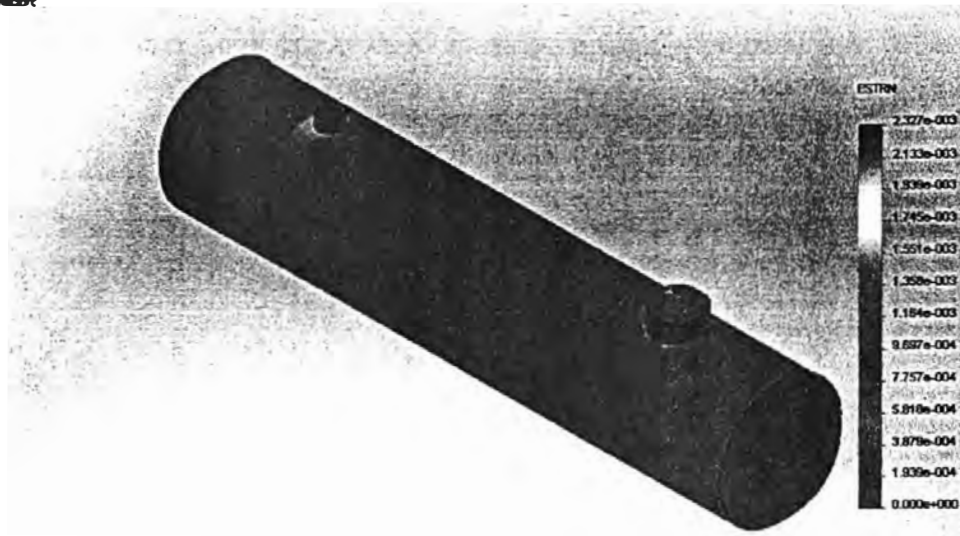


Figura 8.9. Resultado análisis estático: Desplazamientos unitarios

8.3. AUTOMATIZACIÓN DEL PROCESO

La automatización del proceso de deshidratación primaria se desarrollará utilizando los instrumentos de campo y controladores lógicos programables dentro de sistemas de control y seguridad supervisados, las comunicaciones se desarrollarán con protocolos abiertos para permitir un intercambio de información transparente en las labores de funcionamiento normal y de emergencia en la planta.

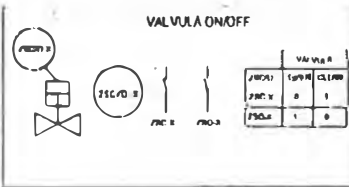
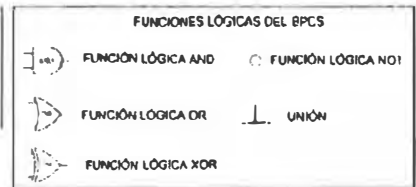
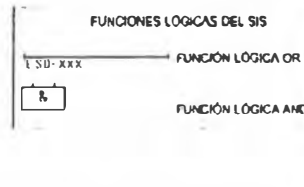
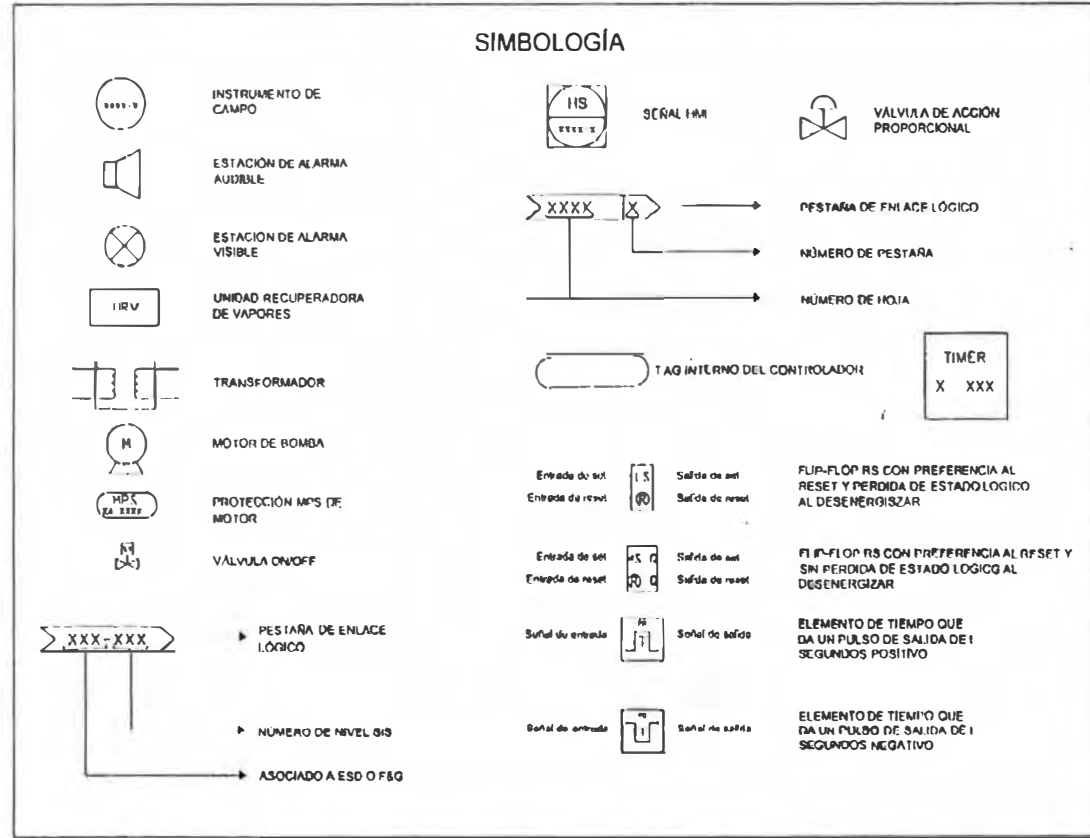
8.3.1. DIAGRAMA CAUSA EFECTO

Este diagrama tiene por objetivo mostrar el comportamiento que tiene el sistema en caso de presentarse alguna alarma proveniente de la medición de instrumentos de campo.

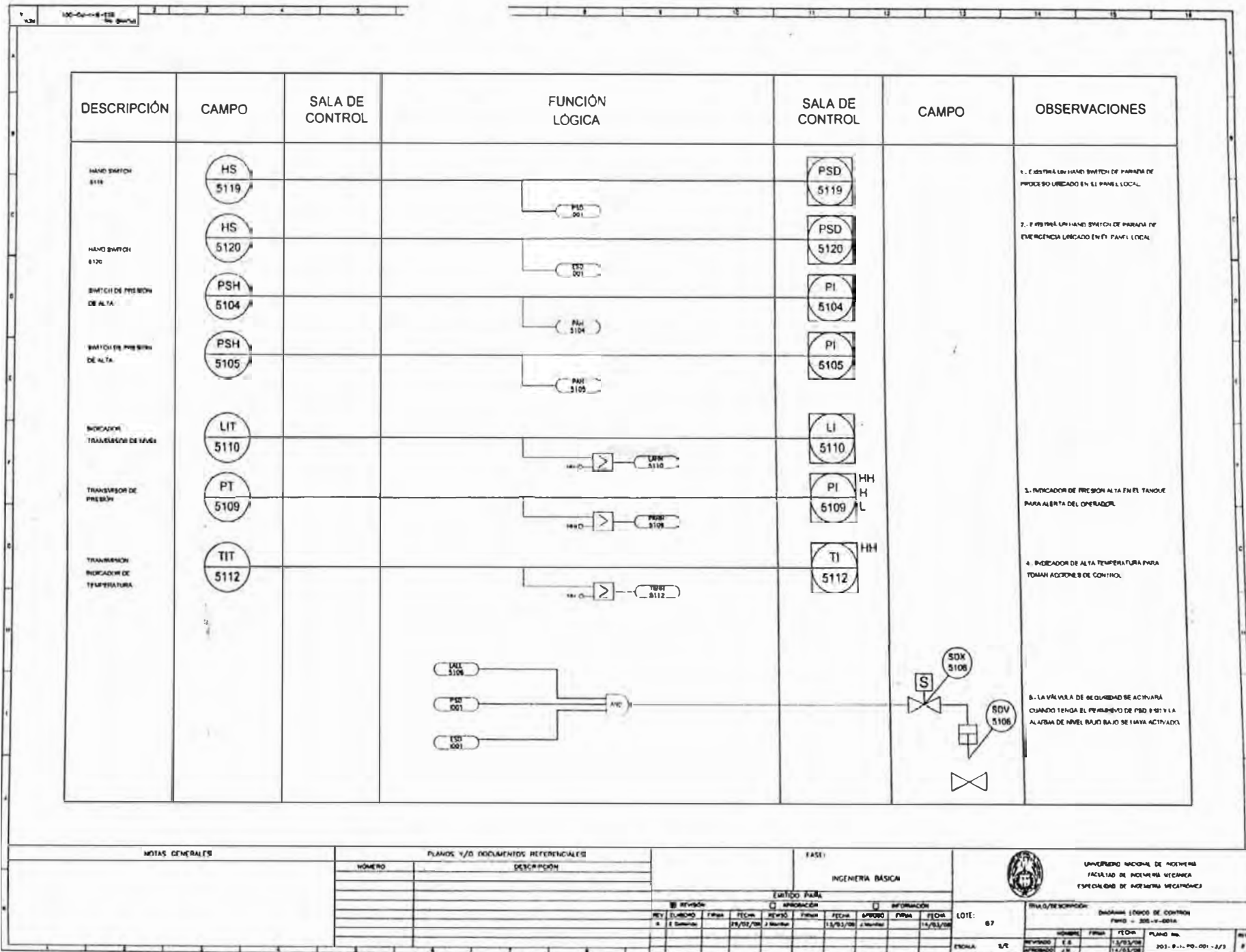
8.3.2. DIAGRAMA LÓGICO

El principal objetivo de este diagrama es mostrarnos el control del sistema en caso de operación normal y en casos de emergencia, por esta razón las señales provenientes de los instrumentos se unen de manera lógica para mostrarnos la programación que debe tener el sistema para que funcione adecuadamente.

Identificación de Instrumentos	
Símbolo	Descripción
RA	Señal audible
BE	Detector de flama
BI	Señal visible
GE	Detector de gas
HS	Estación manual
XP	Permisivo de bomba
ZSO	Posición de válvula abierta
ZSC	Posición de válvula cerrada
MPS	Sistema de protección del motor
PALL	Alarma baja baja presión
PAL	Alarma baja presión
PAH	Alarma alta presión
PAHH	Alarma alta alta presión
LALL	Alarma bajo bajo nivel
LAL	Alarma bajo nivel
LAH	Alarma alto nivel
LAHH	Alarma alta alto nivel
FIC	Controlador Indicador de flujo
PIC	Controlador Indicador de presión
LIC	Controlador Indicador de nivel



NOTAS GENERALES		PLANOS Y/O DOCUMENTOS REFERENCIALES		FASE:		INGENIERÍA BÁSICA		EMPRESA NACIONAL DE AGUAS FACULTAD DE INGENIERÍA QUÍMICA ESPECIALIDAD DE INGENIERÍA METALÚRGICA	
NÚMERO	DESCRIPCIÓN								
				TÍTULO Y DESCRIPCIÓN: Diagrama Lógico de Control FIC - 305-V-001A				DISEÑADO POR: ... REVISADO POR: ... APROBADO POR: ...	
				LOTIC: 07 ESCALA: 5/2				FECHA: 11/11/2011 2013-01-11-00-00-1/3	



NOTAS GENERALES		PLANOS Y/O DOCUMENTOS REFERENCIALES		FASE:		UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA ESPECIALIDAD DE MECANICA MECATRONICA	
				INGENIERIA BASICA			
				ENTIDAD PARA: <input type="checkbox"/> REVISIÓN <input type="checkbox"/> APROBACIÓN <input type="checkbox"/> INFORMACIÓN			
				REVISIÓN: <input type="checkbox"/> APROBACIÓN: <input type="checkbox"/> INFORMACIÓN: <input type="checkbox"/>	FECHA: <input type="checkbox"/> FECHA: <input type="checkbox"/> FECHA: <input type="checkbox"/> FECHA: <input type="checkbox"/> FECHA: <input type="checkbox"/>	FECHA: <input type="checkbox"/> FECHA: <input type="checkbox"/> FECHA: <input type="checkbox"/> FECHA: <input type="checkbox"/> FECHA: <input type="checkbox"/>	LOTE: 07 FECHA: S/R REVISADO: E.S. APROBADO: J.N. FECHA: 13/03/08 FECHA: 14/03/08 PLAN: 001-9-11-PO-001-2/3

8.3.3. SIMULACIÓN

La última etapa de este proyecto consiste en simular las operaciones en el equipo, para lo cual lo óptimo es utilizar algún software SCADA de algún proveedor, sin embargo debido al alto costo que éstos tienen y a lo complejo del proceso debido a las características químicas de este petróleo, se optó por realizar la simulación en el software LABVIEW, el cual nos brinda herramientas muy útiles para simular este proceso.

El sistema se muestra a continuación:

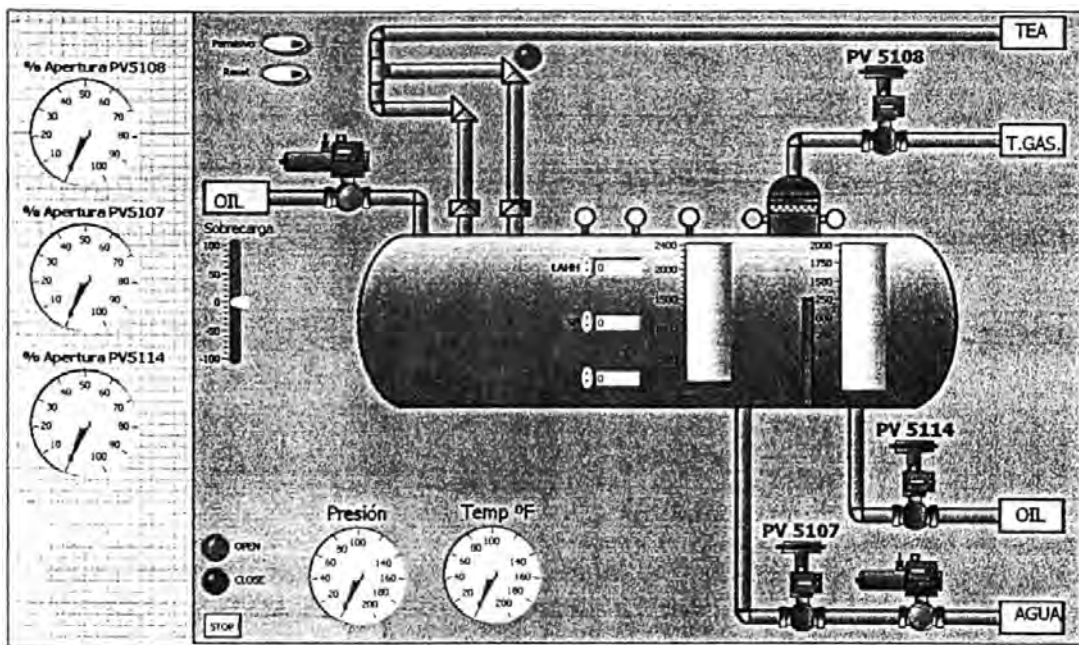


Figura 8.10. Pantalla HMI para la simulación

Se simuló dos escenarios, la operación normal de la planta y la operación en caso de emergencia debido a alguna alarma (presión, nivel o temperatura).

PRIMER ESCENARIO

En operación normal de la planta se fijo un setpoint de nivel de interface, dentro de un rango de presión y de temperatura, tenemos el siguiente resultado de la simulación:

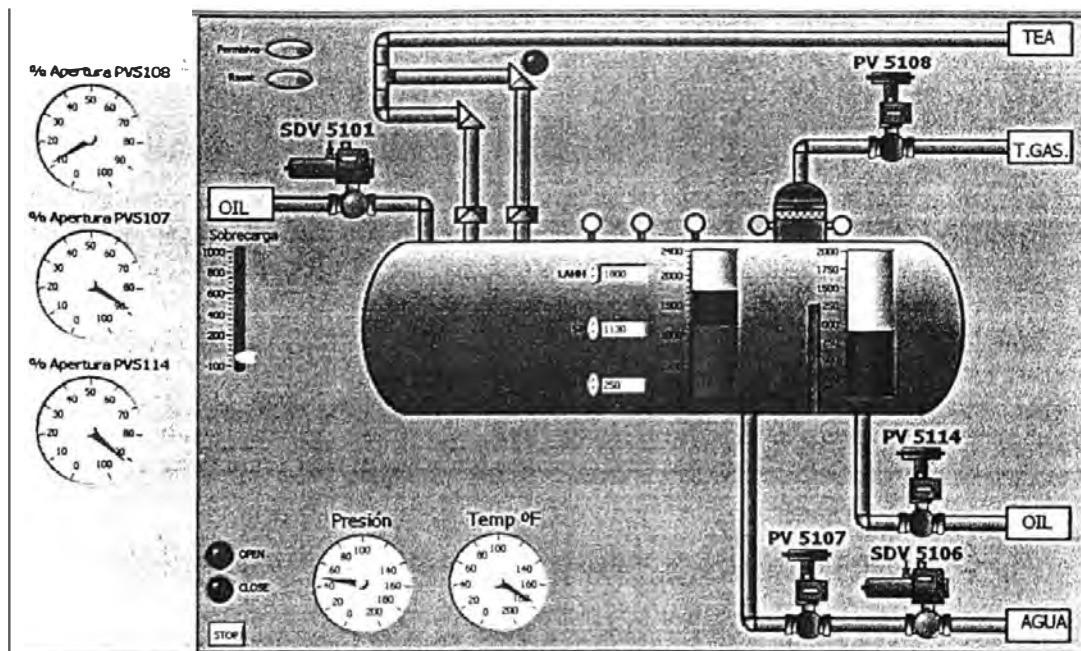


Figura 8.11. Sistema funcionando en proceso normal.

Los resultados son:

SDV 5101 – Abierta

SDV 5106 – Abierta

PV 5107 – Abierta a un 90%

PV 5108 – Abierta a un 10%

PV 5114 – Abierta a un 90%

Como podemos observar el fluido se desplaza de manera natural ingresando por la válvula SDV 5101, se almacena en el FWKO el tiempo

necesario para que se produzca la separación debido a la diferencia de densidades de los fluidos, el gas se retira por la válvula PV 5108, el agua por la válvula PV 5107 – SDV 5106 y el crudo por la válvula PV 5114.

SEGUNDO ESCENARIO

El segundo escenario es analizado en situación de emergencia debido a la activación de alguna alarma, según los lineamientos del “Diagrama Causa Efecto”,

La reacción a la alarma es la siguiente:

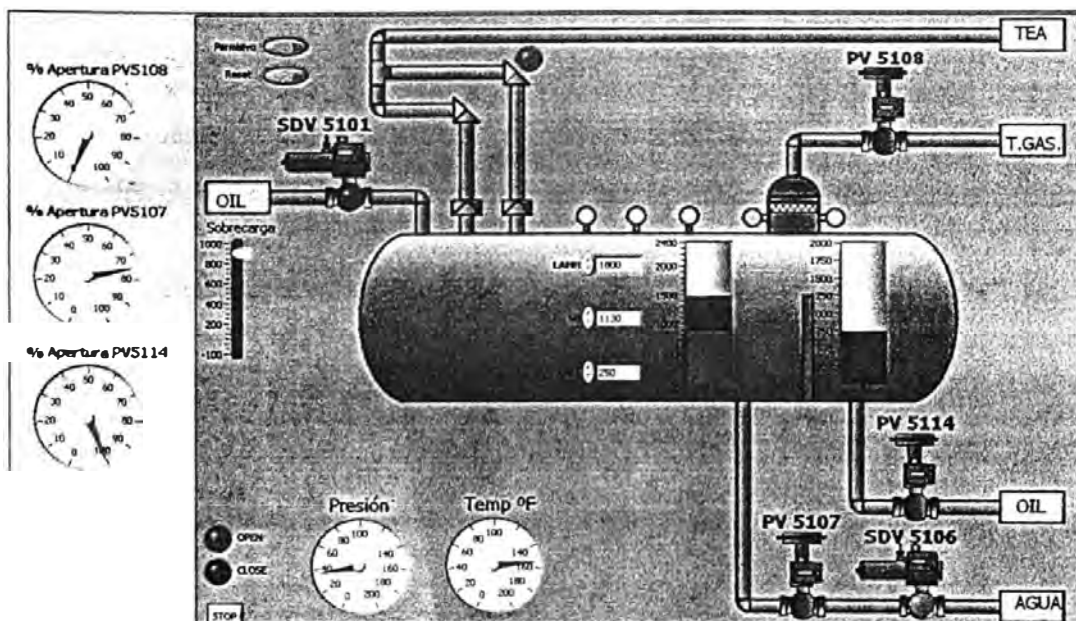


Figura 8.12. Sistema reaccionando en proceso de emergencia

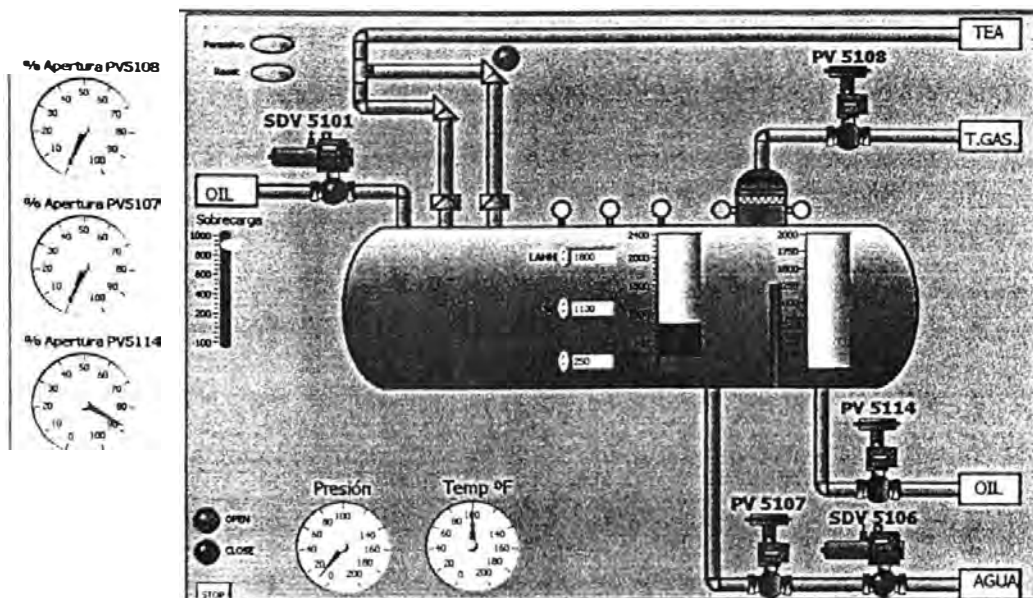


Figura 8.13. Sistema en estado estable luego de proceso de emergencia

Al activarse una situación de emergencia se procede a tomar las medidas pertinentes de acuerdo a el diagrama de Causa Efecto, en este caso se activa la alarma debido a una sobrepresión, debido a esto se tomó las siguientes acciones:

SDV 5101: válvula shut down de entrada de crudo, al activarse la alarma se procedió a cerrarla para evitar que el crudo siga ingresando al FWKO, y para evitar también posibles reflujos, a pesar de tener una válvula Check en la línea de entrada.

SDV 5106: válvula shut down de salida de agua, al inicio se mantiene abierta para permitir que el fluido salga del FWKO y que por consiguiente la presión baje, sin embargo cuando la interface esta ubicada en el punto de alarma de nivel Low-Low se cierra para evitar que crudo salga por la línea de agua.

PV 5107: válvula de presión que regula el flujo de salida de agua del FWKO, al detectar la alarma se abre completamente dejando pasar el fluido para reducir la presión, sin embargo cuando detecta la alarma de nivel Low Low procede a cerrarse para evitar que el crudo ingrese a la línea de agua.

PV 5108: válvula de presión que regula el flujo de gas que sale del FWKO, al activarse la alarma por sobre presión procede a cerrarse para evitar que crudo entre a la línea de gas provocando contaminación y una sobrecarga en el quemado de la TEA.

8.4. ANÁLISIS ECONÓMICO

Se realizó el análisis económico del sistema tomando en cuenta el costo del equipo FWKO y de la instrumentación necesaria para su control.

El sistema de control se evaluó económicamente en otro cuadro debido a que no solo controlará al sistema de separación primaria sino a toda la planta de procesamiento.

A continuación se presentan los dos cuadros:

**FREE WATER KNOCKOUT
ECONOMIC PROPOSAL
B67 PROJECT**

CAPITAL COST \$3,484,648.24

ITEM	DESCRIPTION	UNIT	QUANT ITY	UNIT COST	EXWORK COST	12%	1%	14%	18%	SUBTOTAL	19%	TOTAL COST
						CUSTOM COST	CUSTOM CLEARANCE	LOGISTIC COST	INSTALL COST		IGV	
Equipos												
1	Separador de Agua Libre	EA	1	\$1,400,000.00	\$1,400,000.00	\$168,000.00	\$14,000.00	\$196,000.00	\$210,000.00	\$1,988,000.00	\$377,720.00	\$2,365,720.00
Instrumentación												
2	Switch de Posición	EA	2	\$450.00	\$900.00	\$108.00	\$9.00	\$128.00	\$135.00	\$1,278.00	\$242.82	\$1,520.82
3	Switch de Presión	EA	2	\$359.00	\$718.00	\$86.18	\$7.18	\$100.52	\$107.70	\$1,019.56	\$193.72	\$1,213.28
4	Indicador de Presión	EA	4	\$750.00	\$3,000.00	\$380.00	\$30.00	\$420.00	\$450.00	\$4,260.00	\$809.40	\$5,069.40
5	Indicador de Nivel	EA	1	\$1,700.00	\$1,700.00	\$204.00	\$17.00	\$238.00	\$255.00	\$2,414.00	\$458.68	\$2,872.68
6	Indicador de Temperatura	EA	1	\$600.00	\$600.00	\$72.00	\$6.00	\$84.00	\$90.00	\$852.00	\$161.88	\$1,013.88
7	Transmisor de Presión	EA	2	\$2,850.00	\$5,700.00	\$684.00	\$57.00	\$788.00	\$855.00	\$6,094.00	\$1,537.86	\$9,631.86
8	Transmisor de Nivel	EA	4	\$3,000.00	\$12,000.00	\$1,440.00	\$120.00	\$1,680.00	\$1,800.00	\$17,040.00	\$3,237.60	\$20,277.60
9	Transmisor de Temperatura	EA	1	\$2,900.00	\$2,900.00	\$348.00	\$29.00	\$406.00	\$435.00	\$4,118.00	\$782.42	\$4,900.42
10	Válvula Solenoide	EA	2	\$450.00	\$900.00	\$108.00	\$9.00	\$126.00	\$135.00	\$1,278.00	\$242.82	\$1,520.82
11	Válvula de Vacío y Alivio de Presión	EA	2	\$1,700.00	\$3,400.00	\$408.00	\$34.00	\$476.00	\$510.00	\$4,828.00	\$917.32	\$5,745.32
12	Disco de Ruptura	EA	2	\$500.00	\$1,000.00	\$120.00	\$10.00	\$140.00	\$150.00	\$1,420.00	\$269.80	\$1,689.80
Elementos Finales de Control												
Válvulas de Seguridad												
13	Válvula SDV 18 in + Actuador	EA	1	\$68,000.00	\$68,000.00	\$8,160.00	\$680.00	\$9,520.00	\$10,200.00	\$96,560.00	\$18,348.40	\$114,908.40
14	Válvula SDV 12 in + Actuador	EA	1	\$40,000.00	\$40,000.00	\$4,800.00	\$400.00	\$5,600.00	\$6,000.00	\$56,800.00	\$10,792.00	\$67,592.00
Válvulas de Control												
15	Válvula Control por Nivel 10 in	EA	1	\$21,500.00	\$21,500.00	\$2,580.00	\$215.00	\$3,010.00	\$3,225.00	\$30,530.00	\$5,800.70	\$36,330.70
16	Válvula Control por Nivel 3 in	EA	1	\$10,500.00	\$10,500.00	\$1,260.00	\$105.00	\$1,470.00	\$1,575.00	\$14,910.00	\$2,832.90	\$17,742.90
17	Válvula Control por Presión 3 in	EA	1	\$14,000.00	\$14,000.00	\$1,680.00	\$140.00	\$1,960.00	\$2,100.00	\$19,880.00	\$3,777.20	\$23,657.20
Cables												
18	Instrumentación, 1 Par, 16 AWG (19 Instrumentos, 60 m c/u)	m	1520	\$3.95	\$6,004.00	\$720.48	\$60.04	\$840.56	\$900.60	\$8,525.68	\$1,619.88	\$10,145.56
19	Instrumentación, 8 Par, 16AWG (1 JB, 3 Cables 100 m c/u)	m	300	\$14.56	\$4,368.00	\$524.16	\$43.68	\$561.52	\$595.20	\$6,207.56	\$1,178.49	\$7,386.05
20	Alimentación, 4C, 10AWG (Paneles, Analizadores, Etc)	m	1000	\$6.46	\$6,460.00	\$775.20	\$64.60	\$860.40	\$913.20	\$9,173.20	\$1,742.91	\$10,916.11
21	Cable para Comunicaciones	m	1000	\$4.00	\$4,000.00	\$480.00	\$40.00	\$560.00	\$600.00	\$5,680.00	\$1,076.20	\$6,756.20
22	Conectores de Cable 1/2 in	EA	1000	\$75.00	\$75,000.00	\$9,000.00	\$750.00	\$10,500.00	\$11,250.00	\$108,500.00	\$20,235.00	\$128,735.00
23	Conectores de Cable 1 in	EA	200	\$95.00	\$19,000.00	\$2,280.00	\$190.00	\$2,660.00	\$2,850.00	\$26,980.00	\$5,126.20	\$32,106.20
24	Junction Box (Concentrador de Señales)	EA	1	\$2,000.00	\$2,000.00	\$240.00	\$20.00	\$260.00	\$275.00	\$2,840.00	\$559.80	\$3,399.80
Tubing & Accesorios												
25	Tubing 3/8 in & Accesorios (Válvulas BPCS, SIS)	m	100	\$30.00	\$3,000.00	\$360.00	\$30.00	\$420.00	\$450.00	\$4,260.00	\$809.40	\$5,069.40
26	Tubing 1/2 in & Accesorios (Toma muestras, drenajes)	m	100	\$40.00	\$4,000.00	\$480.00	\$40.00	\$560.00	\$600.00	\$5,680.00	\$1,079.20	\$6,759.20
27	Bandeja	m	1000	\$65.00	\$65,000.00	\$7,800.00	\$650.00	\$8,100.00	\$8,750.00	\$82,500.00	\$17,537.00	\$100,037.00
Varios												
28	Terminal de Cables	EA	1000	\$0.50	\$500.00	\$60.00	\$5.00	\$70.00	\$75.00	\$710.00	\$134.80	\$844.80
29	Merquillas Internas	EA	100	\$1.00	\$100.00	\$12.00	\$1.00	\$14.00	\$15.00	\$142.00	\$26.98	\$168.98
30	Merquillas Metálicas	EA	100	\$5.00	\$500.00	\$60.00	\$5.00	\$70.00	\$75.00	\$710.00	\$134.80	\$844.80
31	Materia Adicional	GL	1000	\$1.00	\$1,000.00	\$120.00	\$10.00	\$140.00	\$150.00	\$1,420.00	\$269.80	\$1,689.80

**CONTROL SYSTEM
ECONOMIC PROPOSAL
B67 PROJECT**

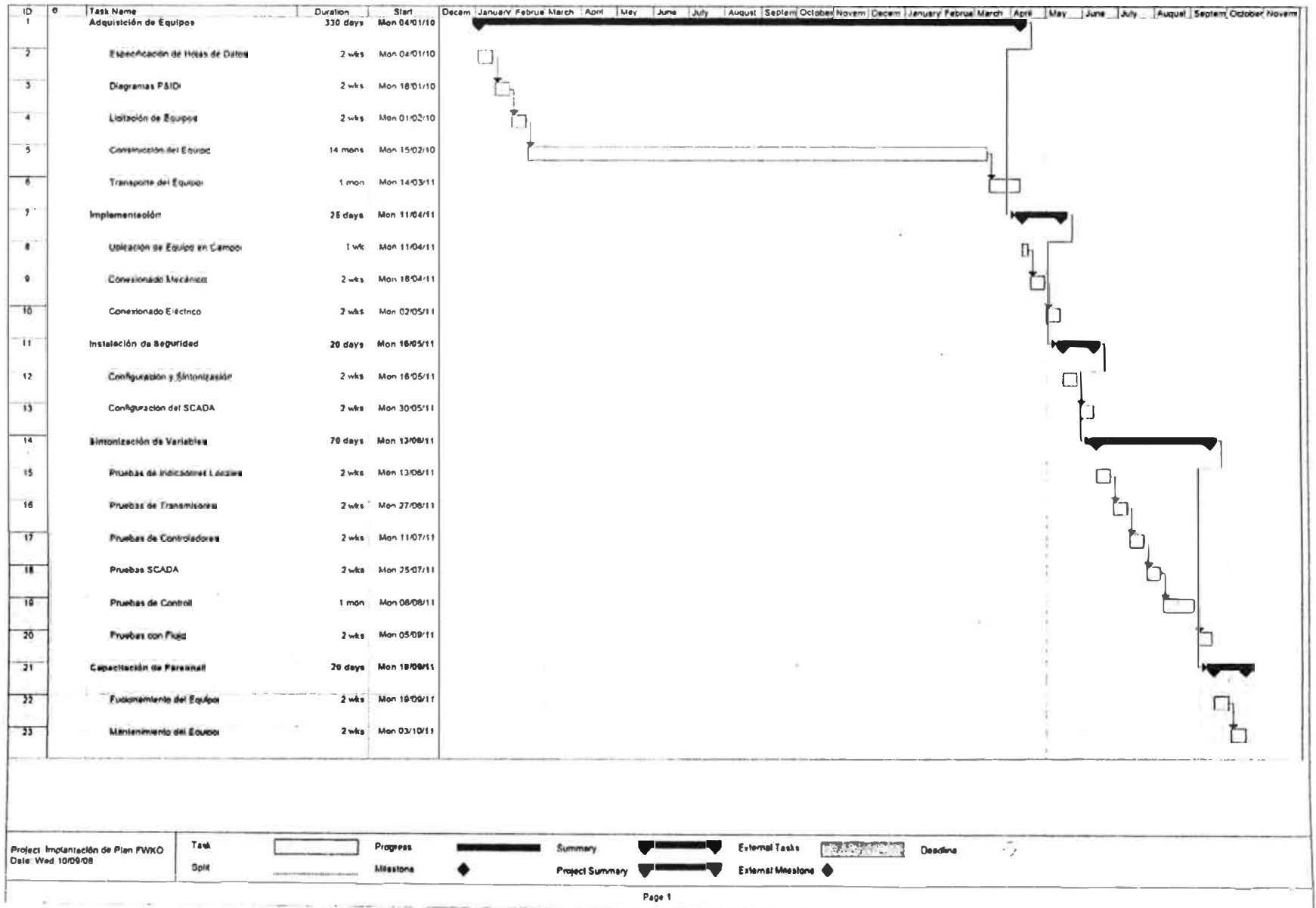
CAPITAL COST \$2,073,140.85

ITEM	DESCRIPTION	UNIT	QUANTITY	UNIT COST	EXWORK COST	12% CUSTOM COST	1% CUSTOM CLEARANCE	14% LOGISTIC COST	18% INSTALL COST	SUBTOTAL	19% IGV	TOTAL COST
	Equipos											
1	Sistema de Control SIS	EA	1	\$419,595.00	\$420,000.00	\$50,400.00	\$4,200.00	\$58,800.00	\$83,000.00	\$596,400.00	\$113,316.00	\$709,716.00
2	Sistema de Control BPCS	EA	1	\$574,799.00	\$425,000.00	\$51,000.00	\$4,250.00	\$59,500.00	\$63,750.00	\$603,500.00	\$114,665.00	\$718,165.00
3	Sistema de Supervisión SCADA	EA	1	\$314,382.00	\$315,000.00					\$315,000.00	\$59,850.00	\$374,850.00

Fuente: Elaboración Propia

8.6. PLAN DE EJECUCIÓN

Tabla 8.1. Cronograma de implementación de Proyecto



CONCLUSIÓN

Los resultados obtenidos en el análisis técnico-económico demuestran que el control electroneumático del sistema de deshidratación primaria presenta mejoras considerables en relación al control neumático puro.

Los resultados obtenidos con el programa SolidWorks para las pruebas de simulación de los esfuerzos del equipo de separación primaria *Free Water Knock Out*, demuestran que cumple con las condiciones de operación para el proceso de deshidratación primaria que se lleva a cabo en la Estación Central de Procesamiento.

Los resultados obtenidos con el software de simulación LabView para el proceso de deshidratación primaria que se lleva a cabo en el equipo *Free Water Knock Out* demuestran que los sistemas BPCS y SIS funcionan adecuadamente en la operación normal y de emergencia de la planta.

En conclusión el sistema de control automático de la etapa de deshidratación primaria dentro de las facilidades de producción de una estación central de procesamiento es un sistema óptimo que garantiza la operación con seguridad y eficiencia óptima.

BIBLIOGRAFÍA

NORMATIVA NACIONAL

- [1] D.S. No. 042-2005 - Ley No. 26221, *Ley Orgánica de Hidrocarburos*.
- [2] D.S. No. 26-94-EM, *Reglamento de Seguridad para el Transporte de Hidrocarburos*.
- [3] D.S. No. 032-2004-EM, *Reglamento de Seguridad de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos*.
- [4] D.S. No. 081-2007-EM, *Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos*.
- [5] D.S. No. 015-2006-EM, *Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos*.
- [6] D.S. No. 051-93-EM, *Reglamento de Normas para la Refinación y Procesamiento de Hidrocarburos*.
- [7] D.S. No. 052-93-EM, *Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos*.

NORMATIVA INTERNACIONAL

- [8] ANSI/ISA-S5.1 - 1992, "*Instrumentation Symbols and Identification*".
- [9] ANSI/ISA-S5.2 - 1992, "*Binary Logic Diagrams for Process Operation*".
- [10] ANSI/ISA-S5.3 - 1983, "*Graphic Symbols for Distributed Control/Shared Display Instrumentation, Logic and Computer Systems*".
- [11] ANSI/ISA-S5.4 - 1991, "*Instrument Loop Diagram*"

- [12] ANSI/ISA-S5.5 - 1985, "*Graphic Symbol for Process Display*".
- [13] ANSI/ISA S84.01-2004, "*Application of safety instrumented systems for the process industries*".
- [14] ANSI/ASME B31.4 - 1998, "*Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids*".
- [15] API STD 1130 - 1995, "*Computational Pipeline Monitoring for Liquid Pipelines*".
- [16] API STD 1164 - 2004, "*Pipeline SCADA Security*".
- [17] API RP 14C – 2001, "*Analysis, Design, Installation, and Testing of Basic Surface Safety Systems for Offshore Production Platforms*".
- [18] API RP 14E - 1991, "*Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems, Fifth Edition*".
- [19] API RP 14G - 1993, "*Fire Prevention and Control on Open Type Offshore Production Platforms*".
- [20] API RP 14J - 2001, "*Design and Hazards Analysis for Offshore Production Facilities*".
- [21] API-RP-500 - 1997, "*Recommended Practice For Classification Of Locations For Electrical Installations At Petroleum Facilities*".
- [22] API-RP-520 – 2000, "*Sizing Selection and Installation of Pressure Relieving Devices in Refineries*".
- [23] API Spec 6D, Jan 2002, (ISO 14313), "*Specification for pipeline valves*".
- [24] API STD 608, Aug 2002, "*Metal Ball Valves – Flanged and Butt-Welding Ends*".
- [25] API-551, 1993, "*Process Measurement Instrumentation*". Section 5.2.4.
- [26] API RP 554, Jul 2007, "*Process Instrumentation And Control*". Section 5.

- [27] API 12J - 1989, "*Specification for Oil and Gas Separators*".
- [28] API 12L - 1994, "*Specification for Vertical and Horizontal Emulsion Treeters*".
- [29] ASME SEC VIII DIV 1 - 1999, BPVC, "*Pressure Vessels*".
- [30] ASME B16.5 – 2003, "*Pipe Flanges and Flange Fittings*".
- [31] ASME B 31.3 - 2002, "*Chemical Plant and Petroleum Refining*".
- [32] IEC-61131-1, Apr 2001, "*Programmable Controllers, Part 1 General Information*".
- [33] IEC-61131-3, Jan 2003, "*Programmable Controllers, Part 3 Programming Languages*".
- [34] IEC-61131-4, Sep 2004, "*Programmable Controllers, Part 4 User Guidelines*".
- [35] IEC 61499-1, Sep 2000, "*Function blocks for industrial process measurement and control systems*" - Part 1: Architecture.
- [36] IEC 61499-2, May 2001, "*Function blocks for industrial process measurement and control systems*" - Part 2: Software tools requirements.
- [37] IEC 61508, 2006, "*Functional safety of electrical / electronic / programmable electronic safety related systems*".
- [38] IEC 65A, 1998, "*Functional Safety of electrical/electronic programmable electronic safety-related systems*".
- [39] IEEE-802-3, Jan 2005, "*IEEE Standard For Information Technology Telecommunications and Information Exchange between Systems Local and Metropolitan Area Networks Specific Requirements Part 3: Carrier sense multiple access with collision detection (CSMA/CD) access method and physical layer specifications*".
- [40] ISA S75.01.01 "*Flow Equations for sizing control valves*".
- [41] ISA-7.0.01-1996, "*Quality Standard For Instrument Air*".

- [42] ISA S20-1981, "*Specification Forms for Process Measurement and Controls Instruments, Primary Elements and Control valves*".
- [43] NACE RP 0575 - 1992, "*Internal Cathodic Protection Systems in Oil Treating Vessels*".
- [44] NEMA ICS 6, Jan 2001, "*Industrial controls and system enclosures*".
- [45] NFPA 70 - 2008 edition, "*National Electrical Code (NEC)*"
- [46] NFPA 72 - 2007, "*National fire alarm code*".
- [47] NFPA 75, Apr 2003, "*Standard for the protection of electronic computer/data processing equipment*".

TESIS

- [48] Carlos Eduardo Aurelio Falconí Valderrama, "*Automatización del Proceso de Mezclado de Combustibles D2 y R500 de los motores de generación Sulzer de la Central Térmica de Chilina*", 2006.
- [49] Ernesto Kuntur Yance Morales, "*Diseño de Control Automático para un tanque que evapora 200 barriles de agua salada por día, en el proceso de extracción de Petróleo*", 2005.

DOCUMENTOS

- [50] 305-C-P-DG-001-REV-0-BASES Y CRITERIOS DE DISEÑO ECP PIRAÑA – Ingeniería Conceptual y Básica de las Facilidades de Producción Lote 67, 2007.
- [51] 305-C-P-DN-004-REV-0-SEPARADORES DE AGUA LIBRE – Ingeniería Conceptual y Básica de las Facilidades de Producción Lote 67, 2007.
- [52] 000-B-M-DE-008-REV-1 ESPECIF DE TUBERÍAS Y VALVULAS – Ingeniería Conceptual y Básica de las Facilidades de Producción Lote 67, 2007.

- [53] 000-B-M-DE-018-REV-B ESPECIF SEPARADOR AGUA LIBRE – Ingeniería Conceptual y Básica de las Facilidades de Producción Lote 67, 2007.
- [54] 000-B-M-DB-002-REV-A BASES Y CRITERIOS DISEÑO MECÁNICO FACILIDADES – Ingeniería Conceptual y Básica de las Facilidades de Producción Lote 67, 2007.
- [55] 000-B-M-DB-001-REV-A-CRITERIOS DISEÑO TUBERIA – Ingeniería Conceptual y Básica de las Facilidades de Producción Lote 67, 2007.
- [56] 000-B-I-DB-001-REV-0 24-01-08 CRITERIOS PARA SELECCIÓN DE INSTRUMENTACIÓN – Ingeniería Conceptual y Básica de las Facilidades de Producción Lote 67, 2007.
- [57] 000-B-I-DB-002-REV-B 21-02-08 BASES DE DISEÑO DEL BPCS – Ingeniería Conceptual y Básica de las Facilidades de Producción Lote 67, 2007.
- [58] 000-B-I-DB-003-REV-A 01-02-08 BASES DE DISEÑO DEL SIS – Ingeniería Conceptual y Básica de las Facilidades de Producción Lote 67, 2007.
- [59] 000-B-I-DC-001-REV-B 13-03-08 FILOSOFÍA SISTEMA CONTROL Y MONITOREO – Ingeniería Conceptual y Básica de las Facilidades de Producción Lote 67, 2007.
- [60] Eduardo H. Tabarozzi, Autor, *Sistema de Tratamiento Free Water Knock Out*, YPF S.A. Argentina, 2006.
- [61] PREPARACIÓN DE DIAGRAMAS DE PROCESO – PDVSA Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima, 1991..
- [62] IDENTIFICACIÓN Y NUMERACIÓN DE TUBERÍAS – PDVSA Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima, 1991.

LIBROS

- [63] CREUS SOLE, Antonio. "Instrumentación Industrial".7th Ed. Alfaomega. 2006.

- [64] Perry, Robert H., Editor, *Chemical Engineers Handbook*, 7th Edition, McGraw-Hill Book Company, 1997.
- [65] GPSA – Gas Processors Suppliers Association, *Engineering Data Book*, 11th Edition, 1998.
- [66] Eugene Megyesy, Autor, *Pressure Vessel Handbook*, Pressure Vessel Publishing Inc, 10th Edition, 1997.
- [67] Arnold, Ken - Maurice Stewart, *Surface Production Operations*, Volume 1: Design of Oil Handling, 2th Edition, 1999.
- [68] Sánchez, Acedo, "Control Avanzado de Procesos". Ed. Diaz de Santos. Madrid. 2005.

DIRECCIONES ELECTRÓNICAS

- [69] www.siemens.com, instrumentación industrial, sistemas de control y seguridad de procesos.
- [70] www.honeywell.com, instrumentación industrial, sistemas de control y seguridad de procesos.
- [71] www.abb.com, instrumentación industrial, sistemas de control y seguridad de procesos.
- [72] www.rockwell.com, instrumentación industrial, sistemas de control y seguridad de procesos.
- [73] www.yokogawa.com, instrumentación industrial, sistemas de control y seguridad de procesos.
- [74] www.fisher.com, instrumentación industrial.
- [75] www.tyco.com, instrumentación industrial.
- [76] www.sein.com.ec, instrumentación industrial.
- [77] www.rosemount.com, instrumentación industrial.

UNIDADES DE INGENIERÍA

Magnitud / Parámetro	Símbolo	Unidad	Nombre
Byte		B	Byte
Capacidad calorífica	Cp	BTU/lb°F	BTU por libra por grado F
Confiabilidad		%	Porcentaje
Corriente Eléctrica	I	A	Amperio
Densidad	ρ	Lb/ft ³	Libras por pie cúbico
Diámetro		in	Pulgada
Disponibilidad		%	Porcentaje
Flujo Estándar de Gas	F	Mscfd, MMscfd	Miles de pies cúbicos por día, millones pies cúbicos por día
Flujo Volumétrico	F	BPD GPM	Barriles por día Galones por minuto
Frecuencia	S	Hz	Hertz
Gravedad API		°API	Grados API
Gravedad específica		Adimensional	
Longitud		in, ft	Pulgadas, pies
Masa		Lb	libras
Medición de Nivel	N	%, in, ft	Porcentaje, pulgadas, pies
Sección de Cables		AWG	American wire gauge
Tiempo		s, min, hr, día	Segundo, Minuto, Hora, Día
Telecomunicaciones		Bps, Mbps, Tbit/s	Bits por segundo, megabits por segundo, Terabit por segundo
Torque	T	in -lbs	Pulgadas libra

Potencia Activa	J	W	Watt
Potencial Eléctrico	E	V	Voltio
Presión Absoluta		psia	Libras por pulgada cuadrada absoluta
Presión Manométrica	P	psig IWC	Libras por pulgada cuadrada, pulgadas de agua
Resistencia	R	Ω	Ohmio
Temperatura	T	$^{\circ}$ F	Fahrenheit
Tiempo		s, min, hr, día	Segundo, minuto, hora, día
Velocidad	S	ft/s	Pies por segundo
Viscosidad Cinemática		cStk	centistokes
Viscosidad Dinámica		Cp	centipoise
Volumen	Q	ft ³ , bls, gln	Pis cúbicos, barriles, galones

GLOSARIO DE TÉRMINOS

A

°API	Gravedad específica, según el American Petroleum Institute
ANSI	American National Standards Institute
AGA	American Gas Association
API	American Petroleum Institute
ASME	American Society of Mechanical Engineers
AWG	American Wire Gauge

B

BFPD	Barriles de fluido por día
BOPD	Barriles de petróleo por día
BPCS	Basic Process Control System
BS&W	Porcentaje de sólidos y agua en la mezcla
BTC	Break To Close (Starting torque to close)
BTO	Break To Open (Starting torque to open)
BWPD	Barriles de agua por día

C

CCO	Cuarto de Control de Operaciones.
CENELEC	Comité Européen de Normalisation Electrotechnique (Comité Europeo de Normalización Electrotécnica)
CNC	Control Numérico Computarizado
CV	Valve sizing coefficient (Coeficiente dimensionamiento de la válvula)

CCW	Counter Clock Wise (sentido contrario a las manecillas del reloj)
CW	Clock Wise (sentido de las manecillas de reloj)
D	
Db	Decibel
DPDT	Doble Polo Doble Tiro
E	
ECP	Estación Central de Procesamiento
EEPROM	Electronically Erasable Programmable Read-Only Memory.
ESD	Emergency Shutdown
ESP	Electro Sumergible Pumps
ETC	End To Close (Ending torque to close)
ETO	End To Open (Ending torque to open)
F	
F&GDS	Fire and Gas Detection System
FAT	Factory Acceptance Test
FDS	Functional Design Specification.
Fem	Fuerza Electromotriz
FSA	Functional Safety Assessment
FWKO	Separador de agua libre, Free Water Knock Out
H	
HAZOP	Hazard and Operability Analysis.
HMI	Human Machine Interface.
I	
ID	Inlet Diameter
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
I/O	Input/Output.
IS	International Standards

ISA	The Instrumentation, Systems, and Automation Society
ISO	International Organization for Standardization
IWC	Inch Water Column
K	
KEL-F®	PolyChloroTriFluoroEthylene (PCTFE)
M	
MANHOLE	Entrada para limpieza e inspección
MAWP	Maxime Allowable Working Pressure
MPMS	Manual of Petroleum Measurement Standards
N	
NEC	National Electrical Code
NEMA	National Electrical Manufacturers Association
NFPA	National Fire Protection Association.
NPS	Nominal Pipe Size
NPTF	National Pipe Thread Female
NPTM	National Pipe Thread Male
LACT	Lease Automatic Custody Transfer
LCD	Liquid Crystal Display
LOPA	Layer Of Protection Analysis
O	
OD	Outside Diameter
OLE	Object Linking and Embedding.
OPC	OLE for process control
P	
P&ID	Diagrama de Instrumentación y Tuberías
PFD	Diagrama de proceso de flujo
PHA	Process Hazard Analysis

PIPING CLASS Tuberías y accesorios a utilizarse de acuerdo a la clase

PLC	Controlador Lógico Programable
PQR	Registro de Calificación de Procedimiento
Pt	Platinum
	R
RFI	Radio Frequency Interference
RTD	Resistance Temperature Detector
PWHT	Tratamiento Térmico Post-Soldadura, Post Weld Heat Treatment
RAM	Random Access Memory
Rango	Intervalo de medida del instrumento comprendido entre el zero y el span, pueden coincidir con el zero y el span
Rating	Máxima presión de trabajo permitida en una tubería o recipiente
RTO	Run To Open (Minimum torque to open)
RTC	Run To Close (Minimum torque to close)
	S
SAT	Site Acceptance Test
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition.
Sch	Schedule
SDV	Shutdown Valve
SF	Safety Factor
Shut-off	Cierre
SHELL	Cuerpo del recipiente
SICS	Sistema Integrado de Control y Seguridad.
SIF	Safety Instrumented Function
SIL	Safety Integrity level
SIS	Safety Instrumented System
SISO	Simple Input Simple Output
SIT	Site Integration Test

Span	Límite superior de medida de un instrumento
SRS	Safety Requirements Specification
SST	Stainless Steel
	T
TAG	Nombre o código de equipo o componente
Trim	Componentes internos de una válvula que modulan el flujo de un fluido controlado
	U
UPS	Uninterruptible Power Source
	W
WPS	Especificación de Procedimiento de Soldadura
	Z
Zero	Límite inferior de medida de un instrumento

ANEXOS

ANEXO 1

SIMBOLOGÍA PARA DIAGRAMAS DE PROCESO
DIAGRAMA DE TUBERÍAS E INSTRUMENTOS - P&ID
DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESOS – PFD

ANEXO 2

ASME B31.3 "PROCESS PIPING"

APPENDIX A- ALLOWABLE STRESSES AND QUALITY FACTORS FOR
METALLIC PIPING AND BOLTING MATERIALS

SPECIFICATION INDEX FOR APPENDIX A

Spec. No.	Title	Spec. No.	Title
ASTM		ASTM (Cont'd)	
A 36	Structural Steel	A 302	Pressure Vessel Plates, Alloy Steel, Manganese-Molybdenum and Manganese-Molybdenum-Nickel
A 47	Ferritic Malleable Iron Castings	A 312	Seamless and Welded Austenitic Stainless Steel Pipe
A 48	Gray Iron Castings	A 333	Seamless and Welded Steel Pipe for Low-Temperature Service
A 53	Pipe, Steel, Black and Hot-Dipped, Zinc Coated, Welded and Seamless	A 334	Seamless and Welded Carbon and Alloy-Steel Tubes for Low-Temperature Service
A 105	Forgings, Carbon Steel, for Piping Components	A 335	Seamless Ferritic Alloy Steel Pipe for High-Temperature Service
A 106	Seamless Carbon Steel Pipe for High-Temperature Service	A 350	Forgings, Carbon and Low-Alloy Steel Requiring Notch Toughness Testing for Piping Components
A 126	Gray Cast Iron Castings for Valves, Flanges, and Pipe Fittings	A 351	Steel Castings, Austenitic, Austenitic-Ferritic (Duplex) for Pressure-Containing Parts
A 134	Pipe, Steel, Electric-Fusion (Arc)-Welded (Sizes NPS 16 and Over)	A 352	Steel Castings, Ferritic and Martensitic, for Pressure-Containing Parts Suitable for Low-Temperature Service
A 135	Electric-Resistance-Welded Steel Pipe	A 353	Pressure Vessel Plates, Alloy Steel, 9 Percent Nickel, Double Normalized and Tempered
A 139	Electric-Fusion (Arc)-Welded Steel Pipe (NPS 4 and Over)	A 358	Electric-Fusion-Welded Austenitic Chromium-Nickel Alloy Steel Pipe for High-Temperature Service
A 167	Stainless and Heat-Resisting Chromium-Nickel Steel Plate, Sheet and Strip	A 369	Carbon Steel and Ferritic Alloy Steel Forged and Bored Pipe for High-Temperature Service
A 179	Seamless Cold-Drawn Low-Carbon Steel Heat-Exchanger and Condenser Tubes	A 376	Seamless Austenitic Steel Pipe for High-Temperature Central-Station Service
A 181	Forgings, Carbon Steel For General Purpose Piping	A 381	Metal-Arc-Welded Steel Pipe for Use with High-Pressure Transmission Systems
A 182	Forged or Rolled Alloy-Steel Pipe Flanges, Forged Fittings, and Valves and Parts for High-Temperature Service	A 387	Pressure Vessel Plates, Alloy Steel, Chromium-Molybdenum
A 197	Cupola Malleable Iron	A 395	Ferritic Ductile Iron Pressure-Retaining Castings for Use at Elevated Temperatures
A 202	Pressure Vessel Plates, Alloy Steel, Chromium-Manganese-Silicon	A 403	Wrought Austenitic Stainless Steel Piping Fittings
A 203	Pressure Vessel Plates, Alloy Steel, Nickel	A 409	Welded Large Diameter Austenitic Steel Pipe for Corrosive or High-Temperature Service
A 204	Pressure Vessel Plates, Alloy Steel, Molybdenum	A 420	Piping Fittings of Wrought Carbon Steel and Alloy Steel for Low-Temperature Service
A 216	Steel Castings, Carbon, Suitable for Fusion Welding for High-Temperature Service	A 426	Centrifugally Cast Ferritic Alloy Steel Pipe for High-Temperature Service
A 217	Steel Castings, Martensitic Stainless and Alloy, for Pressure-Containing Parts Suitable for High-Temperature Service	A 451	Centrifugally Cast Austenitic Steel Pipe for High-Temperature Service
A 234	Piping Fittings of Wrought Carbon Steel and Alloy Steel for Moderate and Elevated Temperatures	A 479	Stainless and Heat-Resisting Steel Bars and Shapes for Use in Boilers and Other Pressure Vessels
A 240	Heat-Resisting Chromium and Chromium-Nickel Stainless Steel Plate, Sheet and Strip for Pressure Vessels	A 487	Steel Castings Suitable for Pressure Service
A 268	Seamless and Welded Ferritic Stainless Steel Tubing for General Service	A 494	Castings, Nickel and Nickel Alloy
A 269	Seamless and Welded Austenitic Stainless Steel Tubing for General Service	A 515	Pressure Vessel Plates, Carbon Steel, for Intermediate- and Higher-Temperature Service
A 278	Gray Iron Castings for Pressure-Containing Parts for Temperatures Up to 650°F	A 516	Pressure Vessel Plates, Carbon Steel, for Moderate- and Lower-Temperature Service
A 283	Low and Intermediate Tensile Strength Carbon Steel Plates, Shapes and Bars	A 524	Seamless Carbon Steel Pipe for Atmospheric and Lower Temperatures
A 285	Pressure Vessel Plates, Carbon Steel, Low- and Intermediate-Tensile Strength	A 537	Pressure Vessel Plates, Heat-Treated, Carbon-Manganese-Silicon Steel
A 299	Pressure Vessel Plates, Carbon Steel, Manganese-Silicon		

ANEXO 3

ASME B16.5-2003 "PIPE FLANGES AND FLANGES FITTINGS"

*TABLE 2-1.1 PRESSURE-TEMPERATURE RATINGS FOR GROUP 1.1
MATERIALS*

Table F2-1.1 Pressure–Temperature Ratings for Group 1.1 Materials

Nominal Designation	Forgings	Castings		Plates			
C–Si	A 105 (1)	A 216 Gr. WCB (1)		A 515 Gr. 70 (1)			
C–Mn–Si	A 350 Gr. LF2 (1)			A 516 Gr. 70 (1), (2)			
C–Mn–Si–V	A 350 Gr. LF6 Cl. 1 (4)			A 537 Cl. 1 (3)			
3 ¹ / ₂ Ni	A 350 Gr. LF 3						
Working Pressures by Classes, psig							
Class Temp., °F	150	300	400	600	900	1500	2500
–20 to 100	285	740	985	1480	2220	3705	6170
200	260	680	905	1360	2035	3395	5655
300	230	655	870	1310	1965	3270	5450
400	200	635	845	1265	1900	3170	5280
500	170	605	805	1205	1810	3015	5025
600	140	570	755	1135	1705	2840	4730
650	125	550	730	1100	1650	2745	4575
700	110	530	710	1060	1590	2655	4425
750	95	505	675	1015	1520	2535	4230
800	80	410	550	825	1235	2055	3430
850	65	320	425	640	955	1595	2655
900	50	230	305	460	690	1150	1915
950	35	135	185	275	410	685	1145
1000	20	85	115	170	255	430	715

NOTES:

- (1) Upon prolonged exposure to temperatures above 800°F, the carbide phase of steel may be converted to graphite. Permissible, but not recommended for prolonged use above 800°F.
- (2) Not to be used over 850°F.
- (3) Not to be used over 700°F.
- (4) Not to be used over 500°F.

ANEXO 4

STANDARD SPECIFICATION FOR PRESSURE VESSEL PLATES, CARBON
STEEL, FOR MODERATE AND LOWER TEMPERATURE SERVICE
DESIGNATION: A 516/ A 516M -90



Standard Specification for Pressure Vessel Plates, Carbon Steel, for Moderate- and Lower-Temperature Service¹

This standard is issued under the fixed designation A 516/A 516M; the number immediately following the designation indicates the year of original adoption or, in the case of revision, the year of last revision. A number in parentheses indicates the year of last reapproval. A superscript epsilon (ϵ) indicates an editorial change since the last revision or reapproval.

This standard has been approved for use by agencies of the Department of Defense.

1. Scope

1.1 This specification² covers carbon steel plates intended primarily for service in welded pressure vessels where improved notch toughness is important.

1.2 Plates under this specification are available in four grades having different strength levels as follows:

Grade U.S. [SI]	Tensile Strength, ksi [MPa]
55 [380]	55–75 [380–515]
60 [415]	60–80 [415–550]
65 [450]	65–85 [450–585]
70 [485]	70–90 [485–620]

1.3 The maximum thickness of plates is limited only by the capacity of the composition to meet the specified mechanical property requirements; however, current practice normally limits the maximum thickness of plates furnished under this specification as follows:

Grade U.S. [SI]	Maximum Thickness, in. [mm]
55 [380]	12 [305]
60 [415]	8 [205]
65 [450]	8 [205]
70 [485]	8 [205]

1.4 For plates produced from coil, the additional requirements, including additional testing requirements and the reporting of additional test results of Specification A 20/A 20M apply.

1.5 The values stated in either inch-pound units or SI units are to be regarded separately as standard. Within the text, the SI units are shown in brackets. The values stated in each system are not exact equivalents; therefore, each system must be used independently of the other. Combining values from the two systems may result in nonconformance with the specification.

¹ This specification is under the jurisdiction of ASTM Committee A01 on Steel, Stainless Steel, and Related Alloys and is the direct responsibility of Subcommittee A01.11 on Steel Plates for Boilers and Pressure Vessels.

Current edition approved Sept. 10, 2001. Published Sept. 2001. Originally published as A 516 – 64. Last previous edition A 516/A 516M – 90 (2001).

² For ASME Boiler and Pressure Vessel Code applications, see related Specification SA-516/SA-516M in Section II of that Code.

2. Referenced Documents

2.1 ASTM Standards:

A 20/A20M Specification for General Requirements for Steel Plates for Pressure Vessels³

A 435/A435M Specification for Straight-Beam Ultrasonic Examination of Steel Plates³

A 577/A577M Specification for Ultrasonic Angle-Beam Examination of Steel Plates³

A 578/A578M Specification for Straight-Beam Ultrasonic Examination of Plain and Clad Steel Plates for Special Applications³

3. General Requirements and Ordering Information

3.1 Material supplied to this material specification shall conform to Specification A 20/A 20M. These requirements outline the testing and retesting methods and procedures, permissible variations in dimensions, and mass, quality and repair of defects, marking, loading, etc.

3.2 Specification A 20/A20M also establishes the rules for the ordering information that should be complied with when purchasing material to this specification.

3.3 In addition to the basic requirements of this specification, certain supplementary requirements are available when additional control, testing, or examination is required to meet end use requirements. These include:

3.3.1 Vacuum treatment,

3.3.2 Additional or special tension testing,

3.3.3 Impact testing, and

3.3.4 Nondestructive examination.

3.4 The purchaser is referred to the listed supplementary requirements in this specification and to the detailed requirements in Specification A 20/A20M.

3.5 Coiled product is excluded from qualification to this specification until it is decoiled, leveled, and cut to length. Plate produced from coil means plate that has been cut to individual lengths from a coiled product and is furnished without heat treatment. The processor decoils, levels, cuts to length, and marks the product. Except as allowed by Section 6 in Specification A 20/A 20M, the processor is responsible for performing and certifying all tests, examinations, repairs,

³ Annual Book of ASTM Standards, Vol 01.04.

inspections, and operations not intended to affect the properties of the material. For plate produced from coils, the results of the tests performed shall be reported for each qualifying coil. See Note 1.

Note 1—Additional requirements regarding plate produced from coil are described in Specification A 20/A 20M.

3.6 If the requirements of this specification are in conflict with the requirements of Specification A 20/A 20M, the requirements of this specification shall prevail.

4. Manufacture

4.1 *Steelmaking Practice*—The steel shall be killed and shall conform to the fine austenitic grain size requirement of Specification A 20/A 20M.

5. Heat Treatment

5.1 Plates 1.50 in. [40 mm] and under in thickness are normally supplied in the as-rolled condition. The plates may be ordered normalized or stress relieved, or both.

5.2 Plates over 1.50 in. [40 mm] in thickness shall be normalized.

5.3 When notch-toughness tests are required on plates 1½ in. [40 mm] and under in thickness, the plates shall be normalized unless otherwise specified by the purchaser.

5.4 If approved by the purchaser, cooling rates faster than those obtained by cooling in air are permissible for improvement of the toughness, provided the plates are subsequently tempered in the temperature range 1100 to 1300°F [595 to 705°C].

6. Chemical Requirements

6.1 The steel shall conform to the chemical requirements shown in Table 1 unless otherwise modified in accordance with Supplementary Requirement S17, Vacuum Carbon-Deoxidized Steel, in Specification A 20/A 20M.

7. Mechanical Requirements

7.1 *Tension Test Requirements*—The material as represented by the tension-test specimens shall conform to the requirements shown in Table 2.

TABLE 1 Chemical Requirements

	Composition, %			
	Grade 55 [Grade 380]	Grade 60 [Grade 415]	Grade 65 [Grade 450]	Grade 70 [Grade 485]
Carbon, max ^a :				
1/2 in. [12.5 mm] and under	0.18	0.21	0.24	0.27
Over 1/2 in. to 2 in. [12.5 to 50 mm], incl	0.20	0.23	0.26	0.28
Over 2 in. to 4 in. [50 to 100 mm], incl	0.22	0.25	0.28	0.30
Over 4 to 8 in. [100 to 200 mm], incl	0.24	0.27	0.29	0.31
Over 8 in. [200 mm]	0.26	0.27	0.29	0.31
Manganese:				
1/2 in. [12.5 mm] and under:				
Heat analysis ^b	0.60–0.90	0.60–0.90	0.85–1.20	0.85–1.20
Product analysis ^b	0.55–0.98	0.55–0.98	0.79–1.30	0.79–1.30
Over 1/2 in. [12.5 mm]:				
Heat analysis	0.60–1.20	0.85–1.20	0.85–1.20	0.85–1.20
Product analysis	0.55–1.30	0.79–1.30	0.79–1.30	0.79–1.30
Phosphorus, max ^a	0.035	0.035	0.035	0.035
Sulfur, max ^a	0.035	0.035	0.035	0.035
Silicon:				
Heat analysis	0.15–0.40	0.15–0.40	0.15–0.40	0.15–0.40
Product analysis	0.13–0.45	0.13–0.45	0.13–0.45	0.13–0.45

^aApplies to both heat and product analyses.

^bGrade 60 plates 1/2 in. [12.5 mm] and under in thickness may have 0.85–1.20 % manganese on heat analysis, and 0.79–1.30 % manganese on product analysis.

TABLE 2 Tensile Requirements

	Grade			
	55 [380]	60 [415]	65 [450]	70 [485]
Tensile strength, ksi [MPa]	55-75 [380-515]	60-80 [415-550]	65-85 [450-585]	70-90 [485-620]
Yield strength, min. ^a ksi [MPa]	30 [205]	32 [220]	35 [240]	38 [260]
Elongation in 8 in. [200 mm], min, % ^b	23	21	19	17
Elongation in 2 in. [50 mm], min, % ^b	27	25	23	21

^aDetermined by either the 0.2 % offset method or the 0.5 % extension-under-load method.

^bSee Specification A 20/A 20M for elongation adjustment.

SUPPLEMENTARY REQUIREMENTS

Supplementary requirements shall not apply unless specified in the order.

A list of standardized supplementary requirements for use at the option of the purchaser are included in ASTM Specification A 20/A 20M. Several of those considered suitable for use with this specification are listed below by title. Other tests may be performed by agreement between the supplier and the purchaser.

- | | |
|---|--|
| <ul style="list-style-type: none"> S1. Vacuum Treatment, S2. Product Analysis, S3. Simulated Post-Weld Heat Treatment of Mechanical Test Coupons, S4.1 Additional Tension Test, S5. Charpy V-Notch Impact Test, S6. Drop Weight Test, S7. High-Temperature Tension Test, | <ul style="list-style-type: none"> S8. Ultrasonic Examination in accordance with Specification A 435/A 435M, S9. Magnetic Particle Examination, S11. Ultrasonic Examination in accordance with Specification A 577/A 577M, S12. Ultrasonic Examination in accordance with Specification A 578/A 578M, S14. Bend Test, and S17. Vacuum Carbon-Deoxidized Steel. |
|---|--|

The American Society for Testing and Materials takes no position respecting the validity of any patent rights asserted in connection with any item mentioned in this standard. Users of this standard are expressly advised that determination of the validity of any such patent rights, and the risk of infringement of such rights, are entirely their own responsibility.

This standard is subject to revision at any time by the responsible technical committee and must be reviewed every five years and if not revised, either reapproved or withdrawn. Your comments are invited either for revision of this standard or for additional standards and should be addressed to ASTM Headquarters. Your comments will receive careful consideration at a meeting of the responsible technical committee, which you may attend. If you feel that your comments have not received a fair hearing you should make your views known to the ASTM Committee on Standards, at the address shown below.

This standard is copyrighted by ASTM, 100 Barr Harbor Drive, PO Box C700, West Conshohocken, PA 19428-2969, United States. Individual reprints (single or multiple copies) of this standard may be obtained by contacting ASTM at the above address or at 610-832-9585 (phone), 610-832-9555 (fax), or service@astm.org (e-mail); or through the ASTM website (www.astm.org).

ANEXO 5

**CONTROL VALVE HANDBOOK - FISHER
VALVE SIZING EQUATIONS**

Chapter 5. Control Valve Selection

Flow Control Processes

FLOW MEASUREMENT SIGNAL TO CONTROLLER	LOCATION OF CONTROL VALVE IN RELATION TO MEASURING ELEMENT	BEST INHERENT CHARACTERISTIC	
		Wide Range of Flow Set Point	Small Range of Flow but Large ΔP Change at Valve with Increasing Load
Proportional To Flow	In Series	Linear	Equal Percentage
	In Bypass ⁽¹⁾	Linear	Equal Percentage
Proportional To Flow Squared	In Series	Linear	Equal Percentage
	In Bypass ⁽¹⁾	Equal Percentage	Equal Percentage

1. When control valve closes, flow rate increases in measuring element.

Valve Sizing

Standardization activities for control valve sizing can be traced back to the early 1960's when a trade association, the Fluids Control Institute, published sizing equations for use with both compressible and incompressible fluids. The range of service conditions that could be accommodated accurately by these equations was quite narrow, and the standard did not achieve a high degree of acceptance. In 1967, the ISA established a committee to develop and publish standard equations. The efforts of this committee culminated in a valve sizing procedure that has achieved the status of American National Standard. Later, a committee of the International Electrotechnical Commission (IEC) used the ISA works as a basis to formulate international standards for sizing control valves. (Some information in this introductory material has been extracted from ANSI/ISA S75.01 standard with the permission of the publisher, the ISA.) Except for some slight differences in nomenclature and procedures, the ISA and IEC standards have been harmonized. ANSI/ISA Standard S75.01 is harmonized with IEC Standards 534-2-1 and 534-2-2. (IEC Publications 534-2, Sections One and Two for incompressible and compressible fluids, respectively.)

In the following sections, the nomenclature and procedures are explained, and sample problems are solved to illustrate their use.

110

Sizing Valves for Liquids

Following is a step-by-step procedure for the sizing of control valves for liquid flow using the IEC procedure. Each of these steps is important and must be considered during any valve sizing procedure. Steps 3 and 4 concern the determination of certain sizing factors that may or may not be required in the sizing equation depending on the service conditions of the sizing problem. If one, two, or all three of these sizing factors are to be included in the equation for a particular sizing problem, refer to the appropriate factor determination section(s) located in the text after the sixth step.

1. Specify the variables required to size the valve as follows:

- Desired design: refer to the appropriate valve flow coefficient table in this chapter.
- Process fluid (water, oil, etc.), and
- Appropriate service conditions
 q or w , P_1 , P_2 or ΔP , T_1 , G_f , P_w , P_c , and v

The ability to recognize which terms are appropriate for a specific sizing procedure can only be acquired through experience with different valve sizing problems. If any of the above terms appears to be new or unfamiliar, refer to the Abbreviations and Terminology table for a complete definition.

Chapter 5. Control Valve Selection

2. Determine the equation constant, N . N is a numerical constant contained in each of the flow equations to provide a means for using different systems of units. Values for these various constants and their applicable units are given in the Equation Constants table.

Use N_1 , if sizing the valve for a flow rate in volumetric units (gpm or m^3/h).

Use N_6 if sizing the valve for a flow rate in mass units (lb/h or kg/h).

3. Determine F_p , the piping geometry factor.

F_p is a correction factor that accounts for pressure losses due to piping fittings such as reducers, elbows, or tees that might be attached directly to the inlet and outlet connections of the control valve to be sized. If such fittings are attached to the valve, the F_p factor must be considered in the sizing procedure. If, however, no fittings are attached to the valve, F_p has a value of 1.0 and simply drops out of the sizing equation.

Chapter 5. Control Valve Selection

Abbreviations and Terminology

Symbol		Symbol	
C_v	Valve sizing coefficient	P_1	Upstream absolute static pressure
d	Nominal valve size	P_2	Downstream absolute static pressure
D	Internal diameter of the piping	P_c	Absolute thermodynamic critical pressure
F_d	Valve style modifier, dimensionless	P_v	Vapor pressure absolute of liquid at inlet temperature
F_F	Liquid critical pressure ratio factor, dimensionless	ΔP	Pressure drop ($P_1 - P_2$) across the valve
F_k	Ratio of specific heats factor, dimensionless	$\Delta P_{\max(L)}$	Maximum allowable liquid sizing pressure drop
F_L	Rated liquid pressure recovery factor, dimensionless	$\Delta P_{\max(LP)}$	Maximum allowable sizing pressure drop with attached fittings
F_{LP}	Combined liquid pressure recovery factor and piping geometry factor of valve with attached fittings (when there are no attached fittings, F_{LP} equals F_L), dimensionless	q	Volume rate of flow
F_P	Piping geometry factor, dimensionless	q_{\max}	Maximum flow rate (choked flow conditions) at given upstream conditions
G_f	Liquid specific gravity (ratio of density of liquid at flowing temperature to density of water at 60°F), dimensionless	T_1	Absolute upstream temperature (degree K or degree R)
G_g	Gas specific gravity (ratio of density of flowing gas to density of air with both at standard conditions ¹), i.e., ratio of molecular weight of gas to molecular weight of air), dimensionless	w	Mass rate of flow
k	Ratio of specific heats, dimensionless	x	Ratio of pressure drop to upstream absolute static pressure ($\Delta P/P_1$), dimensionless
K	Head loss coefficient of a device, dimensionless	x_T	Rated pressure drop ratio factor, dimensionless
M	Molecular weight, dimensionless	Y	Expansion factor (ratio of flow coefficient for a gas to that for a liquid at the same Reynolds number), dimensionless
N	Numerical constant	Z	Compressibility factor, dimensionless
		γ_1	Specific weight at inlet conditions
		ν	Kinematic viscosity, centistokes

1. Standard conditions are defined as 60°F (15.5°C) and 14.7 psia (101.3kPa).

Chapter 5. Control Valve Selection

For rotary valves with reducers (swaged installations), F_p factors are included in the appropriate flow coefficient table. For other valve designs

and fitting styles, determine the F_p factors by using the procedure for Determining F_p , the Piping Geometry Factor.

Equation Constants⁽¹⁾

		N	w	q	p ⁽²⁾	γ	T	d, D
N_1		0.0865	---	m ³ /h	kPa	---	---	---
		0.865	---	m ³ /h	bar	---	---	---
		1.00	---	gpm	psia	---	---	---
N_2		0.00214	---	---	---	---	---	mm
		890	---	---	---	---	---	inch
N_5		0.00241	---	---	---	---	---	mm
		1000	---	---	---	---	---	inch
N_6		2.73	kg/h	---	kPa	kg/m ³	---	---
		27.3	kg/h	---	bar	kg/m ³	---	---
		63.3	lb/h	---	psia	lb/ft ³	---	---
$N_7^{(3)}$	Normal Conditions $T_N = 0^\circ\text{C}$	3.94	---	m ³ /h	kPa	---	deg K	---
		394	---	m ³ /h	bar	---	deg K	---
	Standard Conditions $T_S = 15.5^\circ\text{C}$	4.17	---	m ³ /h	kPa	---	deg K	---
	417	---	m ³ /h	bar	---	deg K	---	
	Standard Conditions $T_S = 60^\circ\text{F}$	1360	---	scfh	psia	---	deg R	---
N_8		0.948	kg/h	---	kPa	---	deg K	---
		94.8	kg/h	---	bar	---	deg K	---
		19.3	lb/h	---	psia	---	deg R	---
$N_9^{(3)}$	Normal Conditions $T_N = 0^\circ\text{C}$	21.2	---	m ³ /h	kPa	---	deg K	---
		2120	---	m ³ /h	bar	---	deg K	---
	Standard Conditions $T_S = 15.5^\circ\text{C}$	22.4	---	m ³ /h	kPa	---	deg K	---
	2240	---	m ³ /h	bar	---	deg K	---	
	Standard Conditions $T_S = 60^\circ\text{F}$	7320	---	scfh	psia	---	deg R	---

1. Many of the equations used in these sizing procedures contain a numerical constant, N, along with a numerical subscript. These numerical constants provide a means for using different units in the equations. Values for the various constants and the applicable units are given in the above table. For example, if the flow rate is given in U.S. gpm and the pressures are psia, N_1 has a value of 1.00. If the flow rate is m³/hr and the pressures are kPa, the N_1 constant becomes 0.0865.
 2. All pressures are absolute.
 3. Pressure base is 101.3 kPa (1.013 bar)(14.7 psia).

4. Determine q_{max} (the maximum flow rate at given upstream conditions) or ΔP_{max} (the allowable sizing pressure drop).

The maximum or limiting flow rate (q_{max}), commonly called choked flow, is manifested by no additional increase in flow rate with increasing pressure differential with fixed upstream conditions. In liquids, choking occurs as a result of vaporization of the liquid when the static pressure within the valve drops below the vapor pressure of the liquid.

The IEC standard requires the calculation of an allowable sizing pressure drop (ΔP_{max}), to account for the possibility of choked flow conditions within the valve. The calculated ΔP_{max} value is compared with the actual pressure drop specified in the service conditions, and the lesser of these two values is used in the sizing equation. If it is desired to use ΔP_{max} to account for the possibility of choked flow conditions, it can be calculated using the procedure for determining q_{max} , the Maximum Flow Rate, or ΔP_{max} , the Allowable Sizing Pressure Drop. If it can be recognized that choked flow

Chapter 5. Control Valve Selection

conditions will not develop within the valve, ΔP_{\max} need not be calculated.

5. Solve for required C_v , using the appropriate equation:

- For volumetric flow rate units—

$$C_v = \frac{q}{N_1 F_p \sqrt{\frac{P_1 - P_2}{G_f}}}$$

- For mass flow rate units—

$$C_v = \frac{w}{N_8 F_p \sqrt{(P_1 - P_2) \gamma}}$$

In addition to C_v , two other flow coefficients, K_v and A_v , are used, particularly outside of North America. The following relationships exist:

$$K_v = (0.865)(C_v)$$

$$A_v = (2.40 \times 10^{-5})(C_v)$$

6. Select the valve size using the appropriate flow coefficient table and the calculated C_v value.

Determining F_p , the Piping Geometry Factor

Determine an F_p factor if any fittings such as reducers, elbows, or tees will be directly attached to the inlet and outlet connections of the control valve that is to be sized. When possible, it is recommended that F_p factors be determined experimentally by using the specified valve in actual tests. The F_p factors for rotary valves used with reducers have all been determined in this manner, and their values are listed in the flow coefficient tables.

For F_p values not listed in the flow coefficient tables, calculate the F_p factor using the following equation.

$$F_p = \left[1 + \frac{\sum K}{N_2} \left(\frac{C_v}{d^2} \right)^2 \right]^{-1/2}$$

where,
114

N_2 = Numerical constant found in the Equation Constants table

d = Assumed nominal valve size

C_v = Valve sizing coefficient at 100-percent travel for the assumed valve size

In the above equation, the $\sum K$ term is the algebraic sum of the velocity head loss coefficients of all of the fittings that are attached to the control valve.

$$\sum K = K_1 + K_2 + K_{B1} - K_{B2}$$

where,

K_1 = Resistance coefficient of upstream fittings

K_2 = Resistance coefficient of downstream fittings

K_{B1} = Inlet Bernoulli coefficient

K_{B2} = Outlet Bernoulli coefficient

The Bernoulli coefficients, K_{B1} and K_{B2} , are used only when the diameter of the piping approaching the valve is different from the diameter of the piping leaving the valve, whereby:

$$K_{B1} \text{ or } K_{B2} = 1 - \left(\frac{d}{D} \right)^4$$

where,

d = Nominal valve size

D = Internal diameter of piping

If the inlet and outlet piping are of equal size, then the Bernoulli coefficients are also equal, $K_{B1} = K_{B2}$, and therefore they are dropped from the equation.

The most commonly used fitting in control valve installations is the short-length concentric reducer. The equations for this fitting are as follows:

- For an inlet reducer—

$$K_1 = 0.5 \left(1 - \frac{d^2}{D^2} \right)^2$$

- For an outlet reducer—

$$K_2 = 1.0 \left(1 - \frac{d^2}{D^2} \right)^2$$

- For a valve installed between identical reducers—

$$K_1 + K_2 = 1.5 \left(1 - \frac{d^2}{D^2} \right)^2$$

Determining q_{max} (the Maximum Flow Rate) or ΔP_{max} (the Allowable Sizing Pressure Drop)

Determine either q_{max} or ΔP_{max} if it is possible for choked flow to develop within the control valve that is to be sized. The values can be determined by using the following procedures.

Determining q_{max} (the Maximum Flow Rate)

$$q_{max} = N_1 F_L C_v \sqrt{\frac{P_1 - F_F P_v}{G_f}}$$

Values for F_F , the liquid critical pressure ratio factor, can be obtained from figure 5-2, or from the following equation:

$$F_F = 0.96 - 0.28 \sqrt{\frac{P_v}{P_c}}$$

Values of F_L , the recovery factor for valves installed without fittings attached, can be found in the flow coefficient tables. If the given valve is to be installed with fittings such as reducer attached to it, F_L in the equation must be replaced by the quotient F_{LP}/F_P , where:

$$F_{LP} = \left[\frac{K_1 (C_v)^2}{N_2 (d^2)} + \frac{1}{F_L^2} \right]^{-1/2}$$

and

$$K_1 = K_1 + K_{B1}$$

where,

K_1 = Resistance coefficient of upstream fittings

K_{B1} = Inlet Bernoulli coefficient

(See the procedure for Determining F_P , the Piping Geometry Factor, for definitions of the other constants and coefficients used in the above equations.)

Determining ΔP_{max} (the Allowable Sizing Pressure Drop)

ΔP_{max} (the allowable sizing pressure drop) can be determined from the following relationships:

For valves installed without fittings—

$$\Delta P_{max(L)} = F_L^2 (P_1 - F_F P_v)$$

For valves installed with fittings attached—

$$\Delta P_{max(LP)} = \left(\frac{F_{LP}}{F_P} \right)^2 (P_1 - F_F P_v)$$

where,

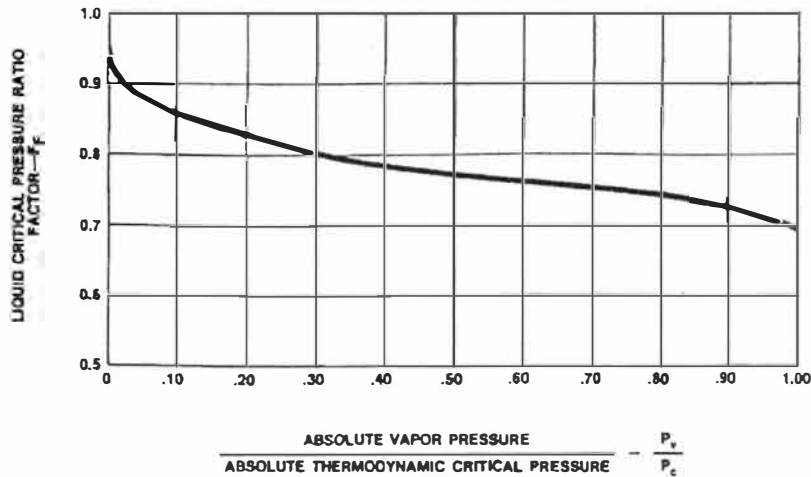
P_1 = Upstream absolute static pressure

P_2 = Downstream absolute static pressure

P_v = Absolute vapor pressure at inlet temperature

Values of F_F , the liquid critical pressure ratio factor, can be obtained from figure 5-2 or from the following equation:

$$F_F = 0.96 - 0.28 \sqrt{\frac{P_v}{P_c}}$$



USE THIS CURVE FOR LIQUIDS OTHER THAN WATER. DETERMINE THE VAPOR PRESSURE/CRITICAL PRESSURE RATIO BY DIVIDING THE LIQUID VAPOR PRESSURE AT THE VALVE INLET BY THE CRITICAL PRESSURE OF THE LIQUID. ENTER ON THE ABSCISSA AT THE RATIO JUST CALCULATED AND PROCEED VERTICALLY TO INTERSECT THE CURVE. MOVE HORIZONTALLY TO THE LEFT AND READ THE CRITICAL PRESSURE RATIO, F_L , ON THE ORDINATE.

Figure 5-2. Liquid Critical Pressure Ratio Factor for All Fluids

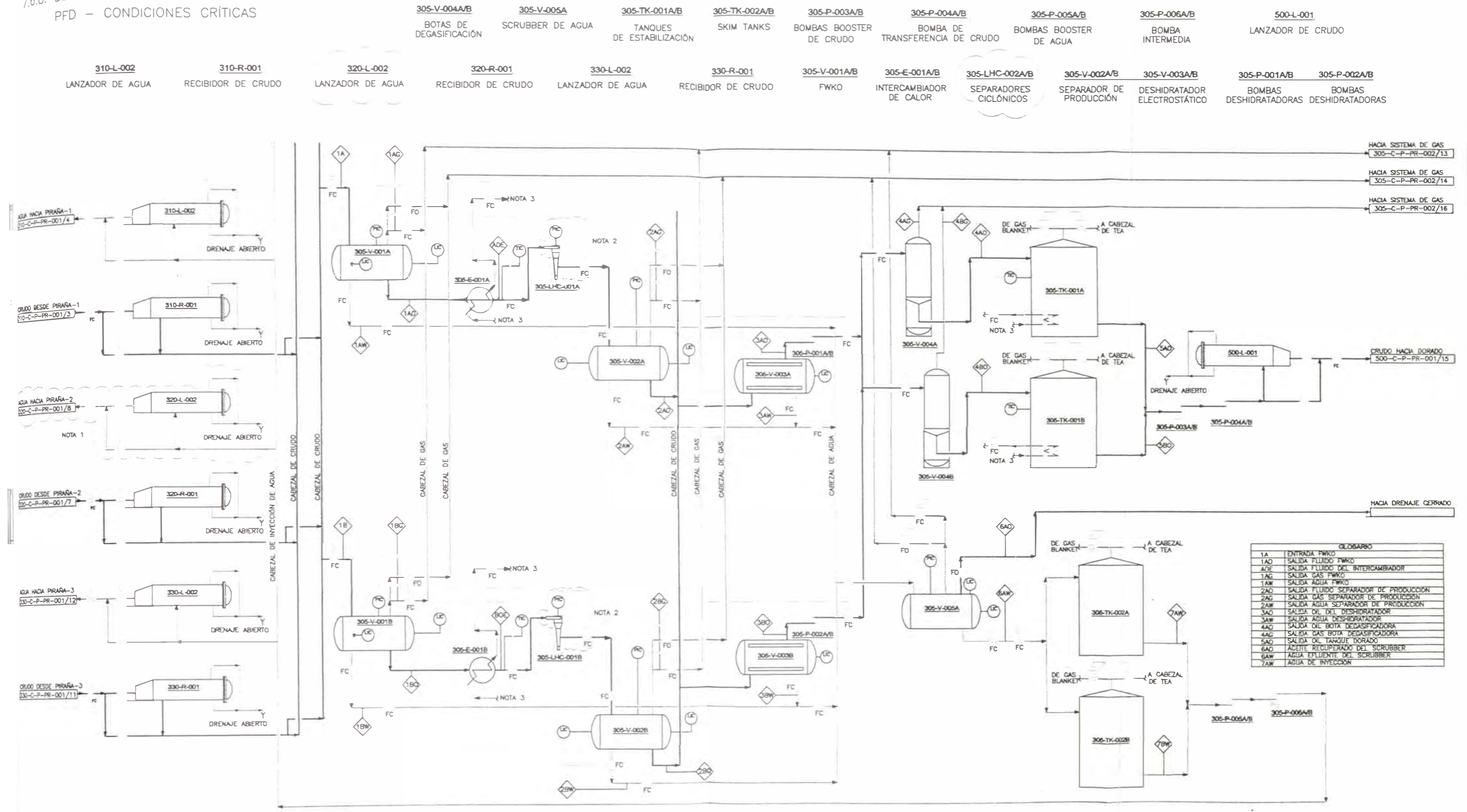
Values of F_L , the recovery factor for valves installed without fittings attached, can be found in the flow coefficient tables. An explanation of how to calculate values of $F_{L,F}$, the recovery factor for valves installed with fittings attached, is presented in the procedure for determining q_{max} (the Maximum Flow Rate).

Once the ΔP_{max} value has been obtained from the appropriate equation, it should be compared with the actual service pressure differential ($\Delta P = P_1 - P_2$). If ΔP_{max} is less than ΔP , this is an indication that choked flow conditions will exist under the service conditions specified. If choked flow conditions do exist ($\Delta P_{max} < P_1 - P_2$), then step 5 of the procedure for Sizing Valves for Liquids must be modified by replacing the actual service pressure differential ($P_1 - P_2$) in the appropriate valve sizing equation with the calculated ΔP_{max} value.

Note

Once it is known that choked flow conditions will develop within the specified valve design (ΔP_{max} is calculated to be less than ΔP), a further distinction can be made to determine whether the choked flow is caused by cavitation or flashing. The choked flow conditions are caused by flashing if the outlet pressure of the given valve is less than the vapor pressure of the flowing liquid. The choked flow conditions are caused by cavitation if the outlet pressure of the valve is greater than the vapor pressure of the flowing liquid.

7.6.8. DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESOS
PFD - CONDICIONES CRITICAS



GLOSARIO	
1A	ENTRADA FWKO
1AO	SALIDA FLUIDO FWKO
40E	SALIDA FLUIDO DEL INTERCAMBIADOR
1AG	SALIDA GAS FWKO
1AW	SALIDA AGUA FWKO
2AO	SALIDA FLUIDO SEPARADOR DE PRODUCCION
2AG	SALIDA GAS SEPARADOR DE PRODUCCION
2AW	SALIDA AGUA SEPARADOR DE PRODUCCION
3AO	SALIDA OIL DEL DESHIDRATADOR
3AW	SALIDA AGUA DESHIDRATADOR
4AO	SALIDA OIL BOTA DEGASIFICADORA
4AG	SALIDA GAS BOTA DEGASIFICADORA
5AO	SALIDA OIL TARRIDE DORADO
6AO	ACEITE RECUPERADO DEL SCRUBBER
6AW	AGUA EFLENTE DEL SCRUBBER
7AW	AGUA DE INYECCION

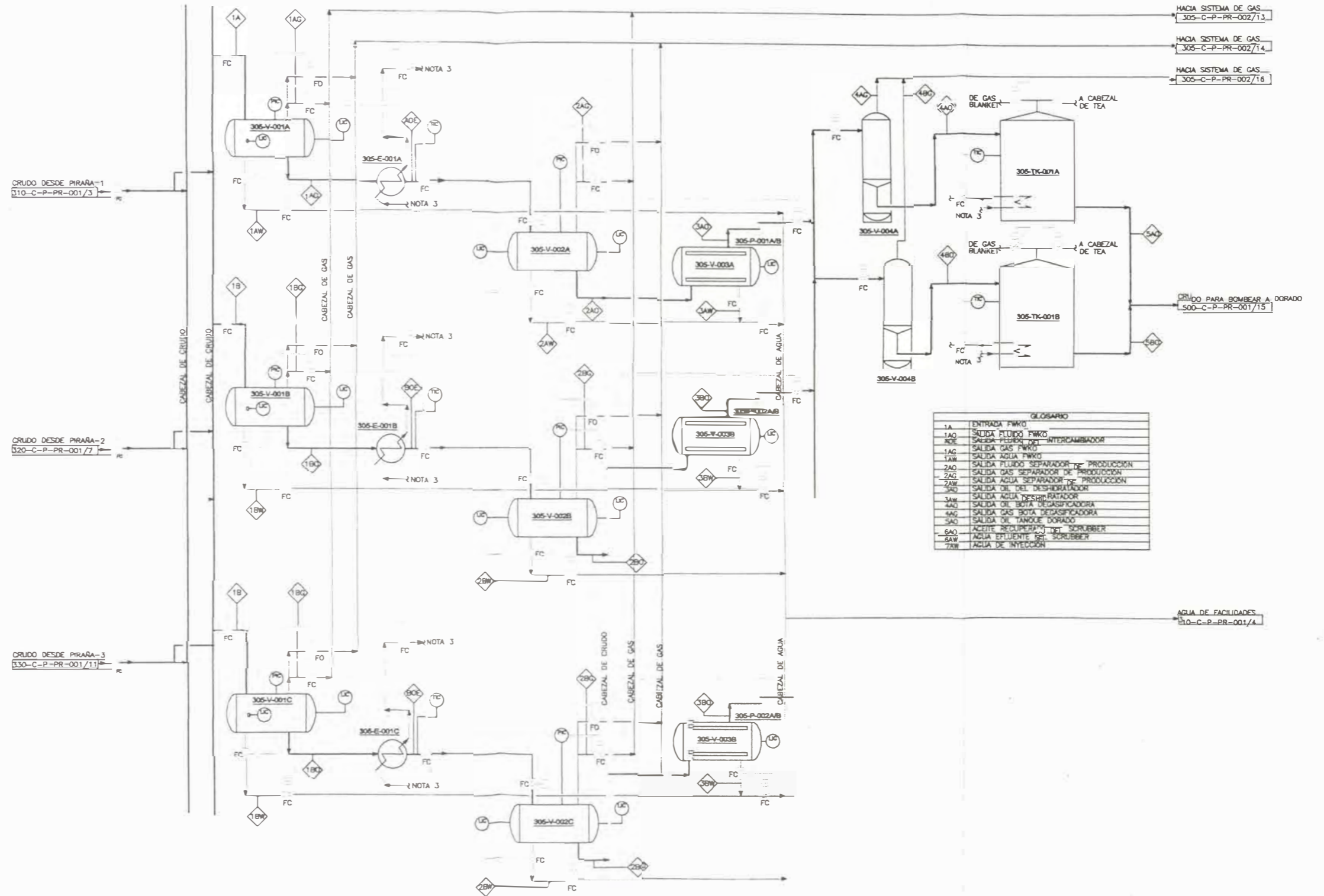
NOTAS GENERALES

1. POR DEFINIRSE EN LA INGENIERIA BASICA SEGUN LAS PROPIEDADES DEL AGUA
2. SE ANALIZARA LA CONSERVACION DEL USO DE ESTE EQUIPO EN LA INGENIERIA BASICA
3. PARA LA TRANSFERENCIA DE CALOR SE UTILIZARA ACEITE TERMICO O VAPOR QUE SE DEFINIRA EN LA INGENIERIA BASICA

PLANOS Y/O DOCUMENTOS REFERENCIALES	
NÚMERO	DESCRIPCIÓN
305-C-P-DB-001 REV-A	DISÑO DE PROCESO ECP - PIRAÑA
305-C-P-DB-001 REV-0	DISÑO DE PROCESO ECP - PIRAÑA

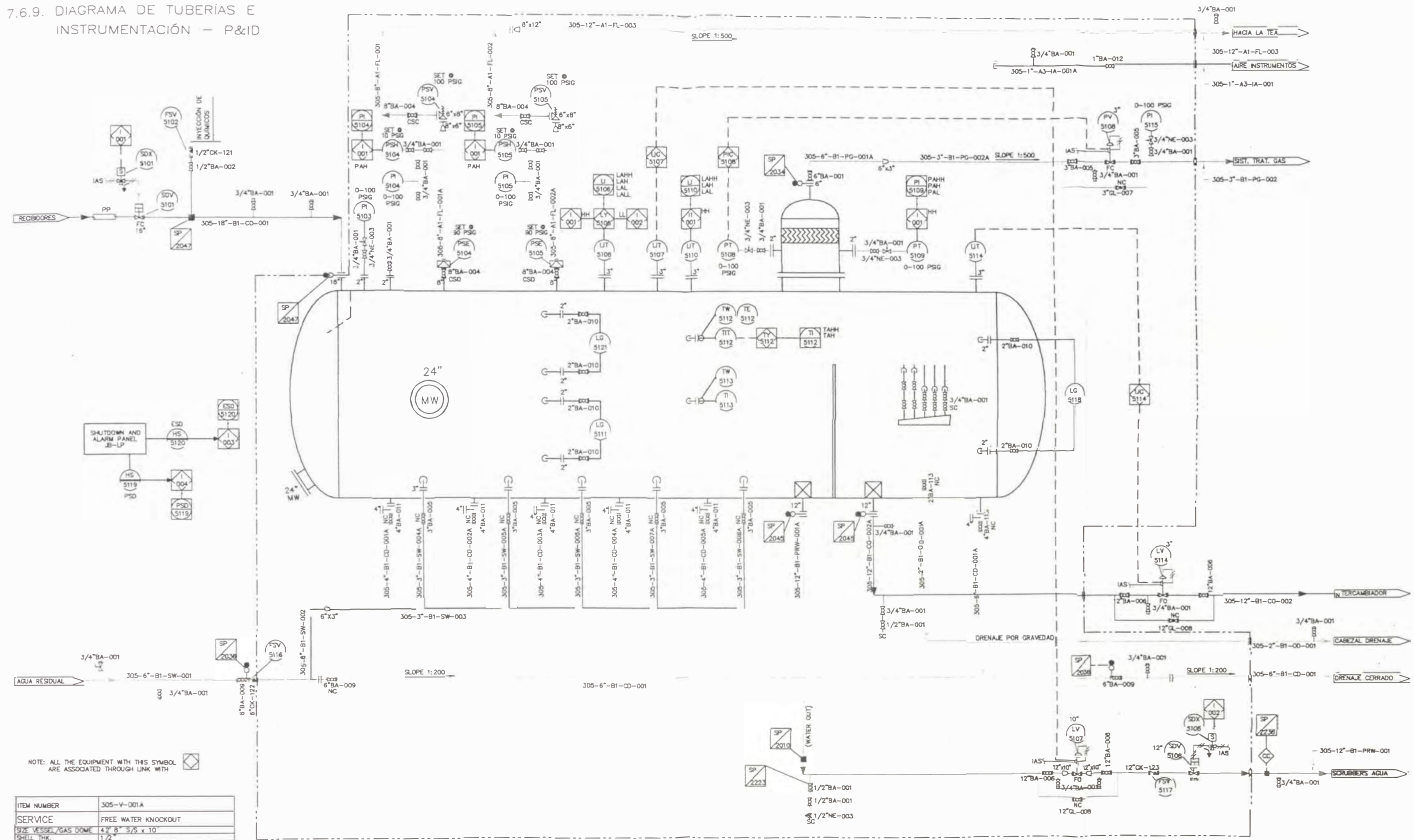
FASE:									
INGENIERIA CONCEPTUAL									
EMITIDO PARA									
<input type="checkbox"/> REVISIÓN	<input type="checkbox"/> INFORMACIÓN								
REV.	ELABORÓ	FIRMA	FECHA	REVISÓ	FIRMA	FECHA	APROBÓ	FIRMA	FECHA
A	E.CALLARDO		03/12/07	D. DONOSO		13/12/07	L. HARVAEZ		13/12/07
D	E.CALLARDO		14/12/07	D. DONOSO			L. HARVAEZ		

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA	LOTE: 67	TITULO/DESCRIPCIÓN:
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA		DIAGRAMA GENERAL DE PROCESOS (PFD)
ESPECIALIDAD DE INGENIERIA MECATRONICA		ECP PIRAÑA
		NOMBRE FIRMA FECHA PLANO No.



NOTAS GENERALES	PLANOS Y/O DOCUMENTOS REFERENCIALES		FASE:	UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA ESPECIALIDAD DE INGENIERÍA MECATRÓNICA						
	NÚMERO	DESCRIPCIÓN								
1. POR DEFINIRSE EN LA INGENIERÍA BÁSICA SEGÚN LAS PROPIEDADES DEL AGUA 2. SE ANALIZARÁ LA CONSERVACIÓN DEL USO DE ESTE EQUIPO EN LA INGENIERÍA BÁSICA 3. PARA LA TRANSFERENCIA DE CALOR SE UTILIZARÁ ACEITE TÉRMICO O VAPOR QUE SE DEFINIRÁ EN LA INGENIERÍA BÁSICA	305-C-P-DB-001 REV-A	DISEÑO DE PROCESO ECP - PIRARA	INGENIERÍA CONCEPTUAL	TÍTULO/DESCRIPCIÓN: DIAGRAMA GENERAL DE PROCESOS (PFD) ECP PIRARA						
	305-C-P-DB-001 REV-0	DISEÑO DE PROCESO ECP - PIRARA								
	EMITIDO PARA <input type="checkbox"/> REVISIÓN <input checked="" type="checkbox"/> APROBACIÓN <input type="checkbox"/> INFORMACIÓN		LOTE: 67	NOMBRE FIRMA FECHA PLANO No.						
	REV. ELABORÓ FIRMA FECHA REVISÓ FIRMA FECHA APROBÓ FIRMA FECHA									
	A	E.GALLARDO	03/12/07	D. DOMINGO	13/12/07	L. NARVAEZ	13/12/07			
	D	E.GALLARDO	14/12/07	D. DOMINGO		L. NARVAEZ				

7.6.9. DIAGRAMA DE TUBERÍAS E INSTRUMENTACIÓN - P&ID



NOTE: ALL THE EQUIPMENT WITH THIS SYMBOL ARE ASSOCIATED THROUGH LINK WITH

ITEM NUMBER	305-V-001A
SERVICE	FREE WATER KNOCKOUT
SIZE VESSEL/GAS DOME	42" 8" 3/8 x 10"
SHELL THK	1/2"
CORR. ALLOW	1/8"
MATERIAL/S.R.	
DESIGN P/T	
OPERATING	56 Psig, 200 °F
TYPE INTERNALS	
INSULATION	

NOTAS GENERALES

PLANOS Y/O DOCUMENTOS REFERENCIALES

NÚMERO	DESCRIPCIÓN

FASE:
INGENIERÍA BÁSICA

EMITIDO PARA

<input checked="" type="checkbox"/> REVISIÓN	<input type="checkbox"/> APROBACIÓN	<input type="checkbox"/> INFORMACIÓN
REV. ELABORÓ FIRMA FECHA	REVISÓ FIRMA FECHA	APROBÓ FIRMA FECHA
A E.Gallardo 29/02/08 J.Aldás 30/03/08 J.Aldás 30/03/08		

LOTE: 67
ESCALA: S/E

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA MECÁNICA
ESPECIALIDAD DE INGENIERIA MECATRÓNICA

TÍTULO/DESCRIPCIÓN: P&ID SEPARADOR DE AGUA LIBRE ESTACION CENTRAL DE PROCESAMIENTO PIRARA			
NOMBRE	FIRMA	FECHA	PLANO No.
REVISADO J.Aldás		30/03/08	305-B-P-PID-001