

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA

**DISEÑO MECÁNICO DE UN EQUIPO PARA TOMAR
MUESTRAS DE CRUDOS PESADOS CON GRADO API
MAYOR A 18.**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO
MECÁNICO**

DIEGO ALEJANDRO GAMBOA BENÍTEZ
diego_1986gamboa@hotmail.com

DIRECTOR: Ing. ÁNGEL PORTILLA
angel.portilla@epn.edu.ec

COLABORADOR: Ing. JAIME VARGAS T.
jaime.vargas@epn.edu.ec

Quito, Noviembre 2014

DECLARACIÓN

Yo, Diego Alejandro Gamboa Benítez, declaro bajo juramento que el trabajo descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referenciadas bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Diego Alejandro Gamboa Benítez

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el siguiente trabajo fue desarrollado por Diego Alejandro Gamboa Benítez, bajo nuestra supervisión.

Ing. Ángel Portilla.

DIRECTOR

Ing. Jaime Vargas.

COLABORADOR

AGRADECIMIENTO

En primer lugar agradezco a Dios todo poderoso por haberme brindado la vida, un amanecer cada día, una familia con buenos padres, hermanos y principalmente por haberme dado las fuerzas suficientes para progresar y superarme.

A mis padres y hermanos por el apoyo incondicional que me brindaron y me brindan cada día.

A mi novia por ser el pilar fundamental en mi vida.

A mis amigos y compañeros que en su momento estuvieron a mi lado y me brindaron su apoyo.

Al Ing. Ángel Portilla por su acertada dirección y apoyo para el desarrollo del presente trabajo.

Al Ing. Jaime Vargas por la colaboración en el desarrollo de este proyecto.

A la “Escuela Politécnica Nacional” y a la gloriosa facultad de Ingeniería Mecánica, por acoger en sus aulas y brindar los conocimientos que fueron posibles para la culminación de mi carrera.

Al consorcio PIL S.A – P MEC S.A y sus representantes, en especial al área de ingeniería y construcción mecánica por la confianza y la experiencia brindada en el desarrollo del presente estudio.

Diego Alejandro Gamboa Benítez

DEDICATORIA

Este proyecto está dedicado a Dios como agradecimiento a la vida que me da a diario, la salud, el trabajo y la felicidad.

A toda mi familia, mis padres, mis hermanos, sobrinos, cuñado, en especial a mi novia Carito quien es un gran apoyo en este largo camino de la vida.

Diego Alejandro Gamboa Benítez

CAPITULO 1.	1
1.1	GENERALIDADES.....	1
1.2	VISIÓN GLOBAL DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO.....	3
1.2.1	PRODUCCIÓN PETROLERA DE PAISES MIEMBROS DE LA OPEC.....	3
1.2.2	DEMANDA DE PETRÓLEO MUNDIAL.....	3
1.2.3	PRECIOS INTERNACIONALES DEL PETRÓLEO.....	4
1.3	PRODUCCIÓN DE PETROLEO EN EL ECUADOR.....	5
1.3.1	CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN EL ECUADOR.....	6
1.3.2	EXPORTACIÓN DEL PETRÓLEO ECUATORIANO.....	9
1.3.3	CALIDAD DE CRUDO PRODUCIDO EN EL ECUADOR.....	11
CAPITULO 2.	14
FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....		14
2.1	DEFINICIONES.....	14
2.1.1	TIPOS DE INGENIERÍAS.....	14
2.1.1.1	Ingeniería conceptual.....	14
2.1.1.2	Ingeniería básica.....	14
2.1.1.3	Ingeniería de detalle.....	15
2.1.2	EQUIPOS TOMA MUESTRAS.....	15
2.1.2.1	Definición.....	15
2.1.2.1.1	Muestra.....	15
2.1.2.1.2	Muestra Representativa.....	16
2.1.2.1.3	Sonda.....	16
2.1.2.1.4	Extractor de muestras.....	16
2.1.3	MUESTREO.....	16
2.2	CONSIDERACIONES EN EL DISEÑO DEL SISTEMA DE MUESTREO DEL EQUIPO TOMA MUESTRAS.....	17
2.2.1	HOMOGENEIDAD DEL CONTENIDO DE LA TUBERÍA.....	17
2.2.2	UTILIZACIÓN DE SONDAS PARA LA EXTRACCIÓN DE LAS MUESTRAS.....	18
2.2.3	MINIMIZACIÓN DE TIEMPOS MUERTOS DE TRANSPORTE Y PROCESOS.....	20

2.2.4	ELIMINACIÓN DE LOS DRENAJES DE PRODUCTOS HACIA EL MEDIO AMBIENTE	20
2.2.5	DIFERENCIA DE PRESIÓN ENTRE EL PUNTO DE TOMA Y RETORNO DE LA MUESTRA HACIA LA TUBERÍA	20
2.2.6	CONDICIONES DE LA MUESTRA	21
2.2.7	LOCALIZACIÓN	21
2.3	FUNDAMENTOS HIDRÁULICOS	21
2.3.1	FLUJO SIMPLE	21
2.3.1.1	Caídas de presión en tuberías con flujo laminar	22
2.3.1.2	Caídas de presión en tuberías con flujo turbulento	23
2.3.2	FLUJO BIFÁSICO	24
2.3.2.1	Caídas de presión en tuberías con flujo bifásico	24
2.3.2.2	Velocidad de erosión	25
2.4	FUNDAMENTOS MECÁNICOS	27
2.4.1	TUBERÍAS	27
2.4.1.1	Presión de diseño	27
2.4.1.2	Temperatura de diseño	28
2.4.1.3	Cargas dinámicas	28
2.4.1.3.1	<i>Cargas por efecto del viento</i>	28
2.4.1.3.2	<i>Cargas sísmicas</i>	28
2.4.1.3.3	<i>Cargas por impacto u ondas de presión</i>	28
2.4.1.3.4	<i>Vibraciones excesivas inducidas por pulsaciones de presión</i>	28
2.4.1.4	Efectos de la expansión y contracción térmica	28
2.4.1.4.1	<i>Cargas térmicas</i>	28
2.4.1.4.2	<i>Cargas inducidas por un gradiente térmico</i>	29
2.4.1.5	Esfuerzos admisibles	29
2.4.1.6	Tolerancias (espesor de pared)	29
2.4.1.7	Diseño de tuberías por presión	30

2.4.1.7.1	<i>Esfuerzos por presión</i>	30
2.4.1.7.2	<i>Espesor mínimo para una sección de tubo recto</i>	32
2.4.1.8	Tipos de materiales en tuberías	33
2.4.2	RECIPIENTES A PRESIÓN (VESSELS)	34
2.4.2.1	Tipos de recipientes	34
2.4.2.1.1	<i>Por uso</i>	35
2.4.2.1.2	<i>Por forma</i>	35
2.4.2.2	Descripción	36
2.4.2.2.1	<i>Envolvente</i>	36
2.4.2.2.2	<i>Cabezas</i>	37
2.4.2.2.3	<i>Dispositivos de sujeción o apoyo</i>	39
2.4.2.2.4	<i>Conexiones</i>	42
2.4.2.2.5	<i>Accesorios externos</i>	42
2.4.2.3	Sistema ASME	43
2.4.2.3.1	<i>Introducción</i>	43
2.4.2.3.2	<i>Códigos de construcción</i>	44
2.4.2.3.3	<i>Códigos de referencia</i>	44
2.4.2.4	Código ASME SECCION VIII DIVISION 1	45
2.4.2.4.1	<i>Esfuerzos en recipientes a presión</i>	46
2.4.2.4.2	<i>Cargas en recipientes a presión</i>	46
2.4.2.4.3	<i>Esfuerzos máximos admisibles</i>	46
2.4.2.4.4	<i>Presión interna en cuerpos cilíndricos</i>	47
2.4.2.4.5	<i>Fórmulas de espesores en recipientes cilíndricos sometidos a presión interna</i>	48
2.4.2.4.6	<i>Fórmulas de espesores para cabezas de recipientes a presión</i>	48
2.5	FUNDAMENTOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR	50
2.5.1	MODOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR	50
2.5.1.1	Conducción	50
2.5.1.2	Convección	51
2.5.1.2.1	<i>Convección natural</i>	51

2.5.1.2.2	<i>Convección forzada para flujo interno</i>	53
2.5.1.2.3	<i>Transferencia convectiva de calor</i>	54
2.5.1.3	Mecanismos combinados de transferencia de calor	54
2.6	CARÁCTERÍSTICAS DE EQUIPOS EXISTENTES	55
2.6.1	JANEFIELD TECH DODEL 804m	55
2.6.1.1	Características	56
2.6.2	SAMPLER MODULAR 810	56
2.6.2.1	Características	57
2.6.3	CRUDE OIL SAMPLER	57
2.6.3.1	Características	58
CAPITULO 3.	59
3.1	INTRODUCCIÓN	59
3.2	ESPECIFICACIONES DEL CLIENTE	59
3.3	CONDICIONES DE OPERACIÓN	60
3.3.1	LUGAR DE OPERACIÓN	60
3.3.2	CONDICIONES PREVIAS	61
3.3.3	CONDICIONES DE OPERACIÓN	61
3.4	PROPIEDADES DEL FLUIDO	61
3.4.1	FLUJOS ESPERADOS	62
3.4.2	VISCOCIDAD	63
3.5	DATOS AMBIENTALES	64
3.5.1	TEMPERATURA	64
3.5.2	PRESIÓN BAROMÉTRICA	64
3.5.3	HUMEDAD RELATIVA	64
3.5.4	PLUVIOSIDAD	65
3.6	NORMAS Y CÓDIGOS APLICABLES	65
CAPITULO 4.	67
4.1	DISEÑO DEL RECIPIENTE	67
4.1.1	CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO DEL RECIPIENTE	67
4.1.1.1	Volumen del recipiente	67

4.1.1.2	Temperatura de diseño	69
4.1.1.3	Presión de diseño	69
4.1.2	CÁLCULOS	71
4.1.2.1	Cálculo del espesor de pared del cuerpo de recipiente.....	71
4.1.2.2	Cálculo de la presión máxima de operación	72
4.1.2.3	Cálculo del espesor de la cabeza inferior del recipiente.....	73
4.1.2.4	Cálculo de la presión máxima de operación de la cabeza inferior	74
4.1.2.5	Especificación de la cabeza superior del recipiente.....	74
4.1.2.6	Cálculo del espesor del recipiente por carga de viento.....	75
4.1.2.7	Conexiones roscadas.	80
4.1.3	INSTRUMENTACIÓN DEL RECIPIENTE	80
4.1.3.1	Instrumentación para la medición y control de presión.....	80
4.1.3.1.1	<i>Medición de presión</i>	80
4.1.3.1.2	<i>Medición de nivel</i>	83
4.1.3.1.3	<i>Medición de temperatura</i>	85
4.1.4	ESPECIFICACIÓN DEL RECIPIENTE	87
4.2	DISEÑO DE LAS LÍNEAS DE TUBERIA	88
4.2.1	CONSIDERACIONES PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE LAS LINEAS	88
4.2.2	HIDRAULICA	90
4.2.2.1	Arreglo para el estudio hidráulico	91
4.2.2.2	Cálculo de la línea de succión (tramo A-B)	92
4.2.2.2.1	<i>Datos de entrada</i>	92
4.2.2.2.2	<i>Resultados</i>	93
4.2.2.3	Cálculo de la línea de recirculación (tramo C-D).....	93
4.2.2.3.1	<i>Datos de entrada</i>	93

4.2.2.3.2	<i>Resultados</i>	94
4.2.2.4	Cálculo de la línea de alimentación (tramo E-F)	94
4.2.2.4.1	<i>Datos de entrada</i>	94
4.2.2.4.2	<i>Resultados</i>	95
4.2.2.5	Resumen de resultados	95
4.2.3	COMPROBACIÓN DE ESPESORES DE LA TUBERÍA SELECCIONADA	96
4.2.3.1	Comprobación de espesores de la tubería seleccionada según especificaciones del cliente	96
4.2.4	INSTRUMENTACIÓN DE LAS LINEAS DEL EQUIPO TOMA MUESTRAS	98
4.3	SELECCIÓN DE LA BOMBA DE RECIRCULACIÓN	100
4.3.1	CONSIDERACIONES	100
4.3.1.1	Fluido de trabajo	100
4.3.1.2	Disponibilidad de energía	100
4.3.1.3	Zona clasificada de operación	100
4.3.2	DETERMINACIÓN DE LA CURVA CARACTERÍSTICA DEL SISTEMA	101
4.3.2.1	Datos de entrada	102
4.3.2.1.1	<i>Propiedades del fluido</i>	102
4.3.2.1.2	<i>Datos de operación</i>	102
4.3.2.1.3	<i>Longitud de tubería y número de accesorios en la línea de succión</i>	103
4.3.2.1.4	<i>Longitud de tubería y número de accesorios en la línea de descarga</i>	103
4.3.2.2	Cálculos	104
4.3.2.2.1	<i>Cálculo de las pérdidas en la línea de succión</i>	104
4.3.2.2.2	<i>Cálculo del NPSH disponible</i>	105
4.3.2.2.3	<i>Cálculo del cabezal de descarga</i>	106
4.3.2.2.4	<i>Gráfica de la curva del sistema</i>	108

4.3.2.3	Tipo de bomba	109
4.3.2.4	Curva de rendimiento de la bomba preseleccionada	110
4.4	DISEÑO DEL AISLAMIENTO TÉRMICO DEL EQUIPO	112
4.4.1	ARREGLO PARA EL ESTUDIO DE TRANSFERENCIA DE CALOR ...	113
4.4.2	CÁLCULOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR	114
4.4.2.1	Cálculo de convección natural	115
4.4.2.2	Cálculo de convección forzada	115
4.4.2.3	Cálculo de pérdidas de calor en tuberías	115
4.4.2.4	Cálculo del radio de aislamiento crítico	116
4.4.2.5	Cálculo de la temperatura de entrada y salida en tuberías y recipiente	119
4.4.2.6	Cálculo de las pérdidas de calor por el método de Diferencia Media Logarítmica de Temperaturas	120
4.4.2.7	Cálculos de las pérdidas de calor por tramos	121
4.4.2.7.1	<i>Cálculo en el tramo A-B</i>	121
4.4.2.7.2	<i>Cálculo en el tramo B-C</i>	122
4.4.2.7.3	<i>Cálculo en el tramo C-D</i>	123
4.4.2.7.4	<i>Cálculo en el tramo D-E</i>	124
4.4.2.7.5	<i>Cálculo en el tramo E-F</i>	125
4.4.2.7.6	<i>Cálculo en el tramo F-G</i>	126
4.4.2.7.7	<i>Cálculo en el tramo G-H</i>	127
4.4.2.7.8	<i>Cálculo en el tramo H-I</i>	128
4.4.2.7.9	<i>Cálculo en el tramo I-C</i>	129
4.4.2.8	Resumen de resultados	130
4.5	DISEÑO DEL SISTEMA DE CALENTAMIENTO DEL EQUIPO	131
4.5.1	SELECCIÓN DEL CABLE CALEFACTOR	131
4.5.1.1	Parámetros de diseño	131
4.5.1.2	Pérdidas de calor	132

4.5.1.3	Selección del cable calefactor	133
4.5.1.3.1	<i>Aplicación</i>	133
4.5.1.3.2	<i>Densidad de potencia requerida</i>	133
4.5.1.3.3	<i>Diseño eléctrico</i>	135
4.5.1.4	Cálculo de la longitud del cable calefactor para el circuito	135
4.5.1.5	Selección de accesorios	136
4.6	DISEÑO DE LA BASE ESTRUCTURAL DEL TOMAMUESTRAS.	136
4.6.1	CONSIDERACIONES	137
4.6.1.1	Cargas y pesos	137
4.6.1.2	Longitudes de apoyo	137
4.6.1.3	Cargas distribuidas	137
4.6.2	CÁLCULOS ESTRUCTURALES	138
4.6.2.1	Definición del modelo	138
4.6.2.2	Nodos	138
4.6.2.3	Condiciones de apoyo	139
4.6.2.4	Propiedades del material	140
4.6.2.5	Asignación de elementos	141
4.6.2.6	Patrones de carga	141
4.6.2.6.1	<i>Definición de cargas</i>	141
4.6.2.6.2	<i>Carga de viento</i>	142
4.6.2.6.3	<i>Carga por sismo</i>	142
4.6.2.6.4	<i>Combinación de cargas</i>	143
4.6.2.7	Resultados	143
4.6.2.7.1	<i>Análisis de reacciones en nodos de apoyo</i>	143
4.6.2.7.2	<i>Análisis de la deformación</i>	143
4.6.2.7.3	<i>Análisis del esfuerzo axial</i>	144

4.6.2.7.4	<i>Análisis de momentos</i>	145
4.6.2.7.5	<i>Análisis del factor de seguridad</i>	145
4.6.2.7.6	<i>Datos de salida</i>	146
4.6.2.8	Cálculo de las orejas de izaje	146
4.7	PLANOS CONSTRUCTIVOS Y DE MONTAJE DEL EQUIPO.	148
CAPITULO 5.	149
5.1	COSTO DE CONSTRUCCIÓN DEL EQUIPO TOMAMUESTRAS.	149
5.1.1	COSTOS DIRECTOS	149
5.1.1.1	Costos en tubería	149
5.1.1.2	Costos en accesorios de tubería	150
5.1.1.3	Costos en válvulas	151
5.1.1.4	Costos en perfilería	151
5.1.1.5	Costos en equipos	152
5.1.1.6	Costos en instrumentos	152
5.1.1.7	Costos en cable calefactor	153
5.1.1.8	Costos en aislamiento térmico	153
5.1.1.9	Costos de mano de obra	154
5.1.1.9.1	<i>Personal requerido</i>	155
5.1.1.9.2	<i>Tiempo de ejecución del trabajo</i>	155
5.1.1.9.3	<i>Costo de mano de obra</i>	157
5.1.1.10	Costos en pintura	158
5.1.1.11	Costo directo total	159
5.1.2	COSTOS INDIRECTOS	159
5.1.2.1	Costos de materiales indirectos	159
5.1.2.2	Costos de ensayos no destructivos	160

5.1.2.3	Costos de ingeniería	161
5.1.2.4	Gastos imprevistos	161
5.1.2.5	Costo indirecto total	161
5.1.3	COSTO TOTAL	162
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		163
CONCLUSIONES		163
RECOMENDACIONES		165
BIBLIOGRAFIA		166
CONSULTAS WEB		167

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO 1

Figura 1.1	Precios internacionales de crudo en el 2010.....	5
Figura 1.2	Mapa Catastral Petrolero del Ecuador.....	6
Figura 1.3	Producción Diaria Nacional de Petróleo Fiscalizado (06-julio-2011)...	8
Figura 1.4	Producción Nacional de Crudo.....	8
Figura 1.5	Exportación Total de Crudo Enero-Diciembre 2009-2010.....	11
Figura 1.6	°API Promedio en Refinerías, Periodo: Enero-Diciembre 2010.....	12

CAPÍTULO 2

Figura 2.1	Flujo bifásico en tuberías con mezcla en la interface.....	18
Figura 2.2	Área recomendada para la ubicación de la sonda de muestreo.....	18
Figura 2.3	Probeta con punta cerrada con cara aguas arriba.....	19
Figura 2.4	Tubo doblado en el extremo.....	19
Figura 2.5	Tubo biselado.....	20
Figura 2.6	Diagrama de cuerpo libre de una tubería.....	31
Figura 2.7	Partes principales de un recipiente a presión.....	36
Figura 2.8	Toma muestras extraíble modelo 804. Empresa JANEFIELD TECH DODEL.....	56

Figura 2.9 Sampler modular modelo 810. Empresa JANEFIELD TECH DODEL.....	57
Figura 2.10 Crude oil sampler. Empresa Welker Petróleo.....	58

CAPÍTULO 3

Figura 3.1 Ubicación geográfica de la estación Tivacuno en la provincia de Orellana.....	60
--	----

CAPÍTULO 4

Figura 4.1 Presiones y volumen de crudo y gas en el recipiente.....	70
Figura 4.2 Arreglo para el estudio hidráulico.....	92
Figura 4.3 Esquema del sistema hidráulico.....	101
Figura 4.4 Curva del sistema hidráulico.....	109
Figura 4.5 Bomba neumática de doble diafragma.....	110
Figura 4.6 Curva de rendimiento de la bomba neumática.....	111
Figura 4.7 Punto óptimo de funcionamiento del sistema.....	112
Figura 4.8 Arreglo del sistema para el estudio de transferencia de calor.....	114
Figura 4.9 Arreglo de la tubería y el aislante.....	116

Figura 4.10	Cable HTSX curvas de potencia.....	134
Figura 4.11	Modelo de la base estructural.....	138
Figura 4.12	División de la base estructural en nodos.....	139
Figura 4.13	Condiciones de apoyo.....	140
Figura 4.14	Análisis de reacciones de la estructura.....	143
Figura 4.15	Análisis de la deformación que soporta la estructura.....	143
Figura 4.16	Análisis del esfuerzo axial de la estructura.....	144
Figura 4.17	Diagrama del esfuerzo axial de la estructura.....	144
Figura 4.18	Diagrama de momentos de la estructura.....	145
Figura 4.19	Análisis del factor de seguridad de la estructura.....	145
Figura 4.20	Dimensiones mínimas de orejas de izaje usando grilletes.....	146
Figura 4.21	Dimensiones de orejas de izaje.....	147
Figura 4.22	Dimensiones para el cálculo de orejas de izaje.....	147

ÍNDICE DE TABLAS

CAPÍTULO 1

Tabla 1.1	Producción petrolera (1000 barriles/día) de países miembros de la OPEC.....	3
Tabla 1.2	Demanda petrolera (1000 barriles/día).....	4
Tabla 1.3	Producción Diaria Nacional de Petróleo Fiscalizado.....	7
Tabla 1.4	Exportación Total (Crudo Oriente y Napo) Realizado por EP PETROECUADOR año 2010 (cifras en barriles).....	9
Tabla 1.5	Exportación Total (Crudo Oriente y Napo) Realizado por Compañías privadas año 2010 (cifras en barriles).....	10

CAPÍTULO 2

Tabla 2.1	Facto Y para $t \leq D/6$	32
Tabla 2.2	Principales normas ASTM utilizadas actualmente en la industria petrolera.....	34
Tabla 2.3	Constantes necesarias en la ecuación (2.29) para convección natural en el aire.....	52

CAPÍTULO 3

Tabla 3.1	Flujos de crudo, agua y gas de los pozos de la plataforma Tivacuno A/B (Prueba en V-1901C).....	62
Tabla 3.2	Datos de viscosidad.....	63
Tabla 3.3	Temperatura en el sitio de operación.....	64
Tabla 3.4	Presión barométrica en el sitio de operación.....	64
Tabla 3.5	Humedad relativa en el sitio de operación.....	64
Tabla 3.6	Humedad relativa en el sitio de operación.....	65

CAPÍTULO 4

Tabla 4.1	Características del manómetro seleccionado.....	81
Tabla 4.2	Características de la válvula de seguridad seleccionada.....	82
Tabla 4.3	Características del indicador de nivel seleccionado.....	84
Tabla 4.4	Características del switch de nivel el seleccionado.....	85
Tabla 4.5	Características del indicador de temperatura seleccionado.....	86
Tabla 4.6	Características del termopozo seleccionado.....	87
Tabla 4.7	Velocidades de diseño para hidrocarburos líquidos (ft/s).....	90
Tabla 4.8	Criterios hidráulicos para líquidos (no agua).....	90
Tabla 4.9	Criterios hidráulicos succión de bombas.....	91
Tabla 4.10	Criterios hidráulicos descarga de bombas.....	91

Tabla 4.11	Datos de entrada en tramo A-B.....	92
Tabla 4.12	Resultados tramo A-B.....	93
Tabla 4.13	Datos de entrada en tramo C-D.....	93
Tabla 4.14	Resultados tramo C-D.....	94
Tabla 4.15	Datos de entrada en tramo E-F.....	94
Tabla 4.16	Resultados tramo E-F.....	95
Tabla 4.17	Resumen de resultados.....	95
Tabla 4.18	Características de la válvula solenoide seleccionada.....	99
Tabla 4.19	Propiedades del fluido.....	102
Tabla 4.20	Datos de operación.....	102
Tabla 4.21	Número de accesorios y factores K en la línea de succión.....	103
Tabla 4.22	Longitud de tubería en la línea de succión.....	103
Tabla 4.23	Número de accesorios y factores K en la línea de descarga.....	103
Tabla 4.24	Longitud de tubería en la línea de descarga.....	104
Tabla 4.25	Resultados obtenidos en la línea de succión.....	104
Tabla 4.26	NPSH disponible calculado.....	105
Tabla 4.27	Cabezal dinámico de descarga.....	108
Tabla 4.28	Q vs Hm.....	108
Tabla 4.29	Espesores típicos [in] de aislamiento térmico.....	113
Tabla 4.30	Datos de la tubería en el tramo A-B.....	121
Tabla 4.31	Temperaturas en el tramo A-B.....	121
Tabla 4.32	Datos del aislamiento térmico en el tramo A-B.....	122

Tabla 4.33	Resultados en el tramo A-B.....	122
Tabla 4.34	Datos de la tubería en el tramo B-C.....	122
Tabla 4.35	Temperaturas en el tramo B-C.....	122
Tabla 4.36	Datos del aislamiento térmico en el tramo B-C.....	123
Tabla 4.37	Resultados en el tramo B-C.....	123
Tabla 4.38	Datos de la tubería en el tramo C-D.....	123
Tabla 4.39	Temperaturas en el tramo C-D.....	123
Tabla 4.40	Datos del aislamiento térmico en el tramo C-D.....	124
Tabla 4.41	Resultados en el tramo C-D.....	124
Tabla 4.42	Datos de la tubería en el tramo D-E.....	124
Tabla 4.43	Temperaturas en el tramo D-E.....	124
Tabla 4.44	Datos del aislamiento térmico en el tramo D-E.....	125
Tabla 4.45	Temperaturas en el tramo D-E.....	125
Tabla 4.46	Datos de la tubería en el tramo E-F.....	125
Tabla 4.47	Temperaturas en el tramo E-F.....	125
Tabla 4.48	Datos del aislamiento térmico en el tramo E-F.....	126
Tabla 4.49	Resultados en el tramo E-F.....	126
Tabla 4.50	Datos de la tubería en el tramo F-G.....	126
Tabla 4.51	Temperaturas en el tramo F-G.....	126
Tabla 4.52	Datos del aislamiento térmico en el tramo F-G.....	127
Tabla 4.53	Resultados en el tramo F-G.....	127

Tabla 4.54	Datos de la tubería en el tramo G-H.....	127
Tabla 4.55	Temperaturas en el tramo G-H.....	127
Tabla 4.56	Datos del aislamiento térmico en el tramo G-H.....	128
Tabla 4.57	Resultados en el tramo G-H.....	128
Tabla 4.58	Datos de la tubería en el tramo H-I.....	128
Tabla 4.59	Temperaturas en el tramo H-I.....	128
Tabla 4.60	Datos del aislamiento térmico en el tramo H-I.....	129
Tabla 4.61	Resultados en el tramo H-I.....	129
Tabla 4.62	Datos de la tubería en el tramo I-C.....	129
Tabla 4.63	Temperaturas en el tramo I-C.....	129
Tabla 4.64	Datos del aislamiento térmico en el tramo I-C.....	130
Tabla 4.65	Resultados en el tramo I-C.....	130
Tabla 4.66	Resultados de los diferentes tramos.....	130
Tabla 4.67	Pérdidas de calor en tuberías @ 184,9 °F.....	133
Tabla 4.68	Comparación de temperaturas entre modelos de cables calefactores.....	133
Tabla 4.69	Cable HTSX potencia a 120 [V].....	134
Tabla 4.70	Longitud del circuito cable HTSX vs capacidad del breaker.....	135
Tabla 4.71	Longitud del cable calefactor por tramos y equipos.....	136
Tabla 4.72	Resumen de cargas y pesos.....	137
Tabla 4.73	Longitudes de apoyo.....	137
Tabla 4.74	Resumen de cargas distribuidas.....	138

Tabla 4.75	Coordenadas de los nodos de la estructura.....	138
Tabla 4.76	Asignación de restricciones por condiciones de apoyo.....	139
Tabla 4.77	Propiedades mecánicas básicas del material.....	140
Tabla 4.78	Propiedades del acero.....	140
Tabla 4.79	Asignación de elementos.....	141
Tabla 4.80	Propiedades de la sección.....	141
Tabla 4.81	Definición de cargas.....	141
Tabla 4.82	Auto carga por viento.....	142
Tabla 4.83	Auto carga por sismo zona IV.....	142

CAPÍTULO 5

Tabla 5.1	Costos de tuberías.....	149
Tabla 5.2	Costos en accesorios de tuberías.....	150
Tabla 5.3	Costos en válvulas.....	151
Tabla 5.4	Costos en perfilería.....	151
Tabla 5.5	Costos en equipos.....	152
Tabla 5.6	Costos en instrumentos.....	152
Tabla 5.7	Costos del cable calefactor.....	153
Tabla 5.8	Costos en aislamiento térmico.....	154
Tabla 5.9	Tiempo de fabricación del recipiente.....	155

Tabla 5.10	Tiempo de fabricación de la estructura.....	156
Tabla 5.11	Tiempo de preparación de la tubería roscada.....	156
Tabla 5.12	Tiempo de montaje de equipos.....	156
Tabla 5.13	Tiempo de montaje del cable calefactor.....	157
Tabla 5.14	Costo hora del personal.....	157
Tabla 5.15	Costo total de mano de obra.....	158
Tabla 5.16	Costos en Pintura.....	158
Tabla 5.17	Costo Directo Total.....	159
Tabla 5.18	Costos de Equipos de Protección Personal.....	159
Tabla 5.19	Costos de consumibles.....	160
Tabla 5.20	Costos de ensayos no destructivos.....	161
Tabla 5.21	Costo Total Indirecto.....	161
Tabla 5.22	Costo Total.....	162

NOMENCLATURA

SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN	UNIDAD
$\Delta P=$	Pérdida de presión por fricción en flujo bifásico	[psi/100ft]
$\Delta P_f=$	Pérdida de presión por fricción en flujo simple	[psi/100ft]
$\Delta T=$	Diferencia entre la temperatura superficial del equipo y la temperatura ambiental	[°F]
$A=$	Sección mínima para un flujo requerido	[in ² /1000barriles de líquido por día]
$A_1=$	Constante que dependen de la geometría y condiciones del flujo, ecuación 2.29	---
$A_n=$	Área normal a la dirección del flujo de calor	[ft ²]
$b=$	Constante que dependen de la geometría y condiciones del flujo ecuación 2.29	---
$c =$	Suma de las tolerancias mecánica más tolerancias de corrosión y erosión	[in]
$C=$	Constante empírica según API RP14E para el cálculo de la velocidad de erosión.	---
$C_p=$	Calor específico	[Btu/lb.°F]
$D=$	Diámetro interno de la tubería	[ft]
$d=$	Diámetro interno de la tubería	[in]
$D_a=$	Diámetro exterior incluido el espesor del aislante	[ft]
$D_e =$	Diámetro exterior de la tubería	[in]
$D_{er}=$	Diámetro externo del recipiente	[in]
$D_{ec} =$	Diámetro exterior de la cabeza	[mm]
dT/dx	Gradiente de temperatura en dirección x	[°F/ft]
$E =$	Factor de calidad para juntas longitudinales soldadas en tuberías y accesorios de la Tabla A-1B del ASME B31.3.	---
$e_f=$	Espesor de pared de cabeza en recipientes	[mm]
$f_m=$	Factor de fricción de Moody	---
$g=$	Aceleración del a gravedad	32.2ft/s ²
$h=$	Coeficiente convectivo de transferencia de calor	[Btu/hr-°F-ft ²]
$h_i=$	Convección interna	[Btu/hr-°F-ft ²]

h_n =	Convección natural	[Btu/hr-°F-ft ²]
k =	Conductividad térmica	[Btu/hr-°F-ft]
L =	Longitud de la línea (Longitud de tubería)	[ft]
L_e =	Radio externo de cabeza hemisférica o radio de corona interna de una cabeza torisférica	[in]
L_s =	Longitud significativa función de la geometría y del flujo, (tabla 2.3)	[ft]
NPSHdisponible=	Carga neta positiva disponible en la succión de la bomba	[ft]
Nu_L =	Numero de Nusselt	---
P =	Presión manométrica	[psi]
P_a =	Presión absoluta	[Psia]
P_d =	Presión de diseño o máxima presión de trabajo admisible	[psi]
P_{dr} =	Presión de diseño del recipiente	[psig]
P_o =	Presión de operación en el punto más alto del recipiente	[psig]
P_{max} =	Presión máxima de operación	[psi]
Pr =	Numero de Prandtl	---
q =	Relación de transferencia convectiva de calor	[Btu/hr]
Q_1 =	Flujo de líquido en BPD	[barriles/día]
Q_g =	Flujo de gas en MMSCFD	[millones de pies cúbicos a condiciones estándar]
q_x =	Razón de flujo de calor en dirección x	[Btu/hr]
R =	Relación [gas/líquido] en [ft ³ /barriles] a condiciones estándar	---
r =	Radio interno de charnela o articulación de una cabeza torisférica	[in]
Re =	Numero de Reynolds	
R_e =	Radio externo del recipiente	[in]
R_t =	Resistencias térmicas	
S =	Valor del esfuerzo básico permisible, Tabla A1 ASME B31.3	[psi]
S_1 =	Gravedad específica del líquido	---
S_g =	Gravedad específica del gas a condiciones estándar	---

A_f	Área proyectada de la torre	[ft ²]
t	Espesor calculado por presión interna de diseño	[in]
T_d	Temperatura de diseño del recipiente	[°F]
t_f	Espesor de pared que incluye la tolerancia de fabricación	[in]
T_{fluido}	Temperatura del fluido	[°F]
t_m	Espesor mínimo requerido incluido tolerancias por corrosión y erosión	[in]
T_R	Temperatura de operación	[°R]
T_{superf}	Temperatura en la superficie	[°F]
U	Coeficiente global de transferencia de calor	[Btu/hr-°F-ft ²]
V	Velocidad del flujo	[ft/s]
V_e	Velocidad de erosión	[ft/s]
D_r	Diámetro nominal del recipiente	[m]
L_c	Longitud entre costuras del recipiente	[m]
T_o	Temperatura de operación	[°F]
V_r	Volumen del recipiente	[m ³]
W	Flujo de líquido	[lb/h]
Y	Coeficiente indicado en la Tabla 2.1	---
Z	Factor de compresibilidad del gas	---
β	Coeficiente de expansión térmica	[1/°F]
μ	Viscosidad dinámica	[cP]
μ_0	Viscosidad dinámica evaluada a temperatura de pared de la tubería	[cP]
μ_e	Viscosidad dinámica en	[lb/ft.s]
ρ	Densidad del líquido	[lb/ft ³]
ρ_m	Densidad de la mezcla bifásica en	[lb/ft ³]
σ_p	Esfuerzo tangencial en la tubería	[psi]
F	Fuerza de diseño proyectada en el área del recipiente	[lb]
q_2	Presión de velocidad por cargas de viento	[lb/in ²]
D_{12}	Diámetro de la torre (diámetro del recipiente)	[ft]
G	Factor de respuesta de Gust	---
C_f	Factor de perfil	---
V_c	Cortante total	[lb]
P_w	Presión por viento	[lb/ft ²]
H_{12}	Longitud del recipiente	[ft]
M	Máximo momento en la base	[ftxlb]

h_{12} =	Nivel de brazo	[ft]
M_T =	Momento a la altura h_t	[ft]
h_t =	Distancia desde la base del recipiente a la costura inferior	[ft]
V_w =	Velocidad del viento	[mph]
K_z =	Coefficiente de exposición Tabla 6-3 ANEXO B-IV	---
K_{zt} =	Facto topográfico	---
I =	Factor de importancia	---
$S.G$ =	Densidad relativa	---
NPS =	Tamaño nominal de tubería	[in]
OD =	Diámetro exterior de la tubería	[mm]
ID =	Diámetro interno de la tubería	[mm]
Thr =	Espesor de pared de tubería	[mm]
ΔH =	Diferencia de altura del sistema hidráulico	[ft]
H =	Energía total de un fluido en un punto por encima de un nivel de referencia	[ft]
Z_e =	Elevación a la que se encuentra una línea de tubería	[ft]
Z_{e1} =	Elevación de la tubería en el punto 1	[ft]
Z_{e2} =	Elevación de la tubería en el punto 2	[ft]
P_1 =	Presión en el punto 1	[psia]
P_2 =	Presión en el punto 2	[psia]
V_1 =	Velocidad de un fluido de una sola fase en el punto 1	[ft/s]
V_2 =	Velocidad de un fluido de una sola fase en el punto 2	[ft/s]
h_L =	Perdidas de presión en tuberías y accesorios	[ft]
H_m =	Cabezal de la bomba	[ft]
Q =	Caudal de fluido	[GPM]
q/L =	Perdidas de calor por unidad de longitud	[BTU/hr*ft]
h_o =	Coefficiente de transferencia de calor por radiación	[Btu/hr-°F-ft ²]
h_r =	Coefficiente por radiación	[Btu/hr-°F-ft ²]
k_p =	Conductividad Térmica de la tubería	[Btu/hr-°F-ft]
k_a =	Conductividad Térmica del material aislante	[Btu/hr-°F-ft]
OD_p =	Diámetro externo de la tubería	[ft]
ID_p =	Diámetro interno de la tubería	[ft]
OD_a =	Diámetro externo incluido el aislamiento térmico	[ft]
T_∞ =	Temperatura ambiente	[°F]

ε =	Emisividad	---
σ =	Constante de Stefan-Boltzman	---
r_c =	Radio crítico	[ft]
T_{in} =	Temperatura a la entrada de la tubería	[°F]
T_{out} =	Temperatura a la salida de la tubería	[°F]
T_p =	Temperatura de pared de la tubería	[°F]
st =	Número de stanton	---
A_i =	Área interna de la tubería	[ft ²]
ΔT_m =	Diferencia media logarítmica de temperaturas	[°F]
ΔT_{max} =	Diferencias máxima entre la temperatura del fluido y la de pared	[°F]
ΔT_{min} =	Diferencias mínima entre la temperatura del fluido y la de pared	[°F]
T_f =	Temperatura de película	[°F]
t_c =	Espesor requerido de la oreja	[in]
P_c =	Carga	[lb]

SISTEMA DE UNIDADES

VARIABLE	UNIDADES
Temperatura	°K (Grado Kelvin); °F (Grado Fahrenheit)
Presión (absoluta/manométrica)	kPa (Kilopascal)/Psi(a) / Psi(g)/ atm
Masa	Kg (kilogramo); lb (Libras)
Volumen	m ³ ; ft ³ ; Barriles, It
Volumen de Gas (estándar)	(millones de metros ³ /día a condición estándar) (millones de ft ³ /día a condición estándar)
Flujo de Líquido	m ³ / día; metro cubico por día; Barriles por Día (BPD) / Galones por minutos (GPM)
Flujo másico	Kilogramo/hora(Kg/Hr); Libras / Hora (lb/Hr)
Potencia	Kilovatio (Kw); Caballos de Fuerza (HP)
Longitud	Metros (m), Pie (ft)
Diámetro de recipientes	Pie(ft), Pulgadas (in)
Diámetro de tubería	Milímetros (mm); Pulgadas (in)
Diámetro de boquillas	Milímetros (mm); Pulgadas (in)
Velocidad	metro/segundo (m/s); Pie/segundo (ft/s)
Calor	Joules (J); MMBTU/H
Tiempo	Día / Hr / Min / s
Densidad	Kg/m ³ ; lb/pie ³
Viscosidad	Cp; lb/ft.s (Dinámica); Pascal segundo (Pa.s), Cst (Cinemática)
Fuerza	libras (lb)
Conductividad térmica	BTU/h.ft.°F
Coeficiente de transferencia de calor	BTU/h.ft ² .°F
Calor específico	BTU/lb.°F
Coeficiente global de transferencia de calor	BTU/h.ft ² .°F

Nota.- Las ecuaciones en este proyecto refieren como unidades al sistema inglés y su uso es solo por facilidad de cálculo, el resultado en los análisis se muestra en el sistema métrico, este criterio aplica para todas las ecuaciones presentes en este trabajo, que por referencia bibliográfica hagan uso del sistema inglés como unidad principal.

RESUMEN

El presente proyecto tiene como alcance el diseño mecánico de un equipo que toma muestras de crudo de gravedad API mayor a 18.

En la actualidad es de gran importancia la medición y el análisis del crudo que producen determinadas operadoras, con el fin de conocer la calidad de petróleo que están produciendo, ya que de este factor depende el valor que perciben en dinero por barril de crudo producido. De ahí la importancia del diseño de equipos que permitan la extracción de muestras representativas de crudo manteniendo las características como si recién salieran de los pozos de producción.

El presente proyecto de titulación se consta de 5 capítulos en los cuales se detalla el desarrollo del diseño del equipo tomamuestras desde la fase conceptual hasta la de detalle (planos constructivos).

CAPÍTULO I. Introducción. Resumen del estado actual del mercado nacional e internacional de petróleo, variaciones de la oferta, demanda, capacidad de producción así como fluctuaciones de precios dependiendo la calidad de crudo producido.

CAPÍTULO II. Fundamentos teóricos. Revisión y recopilación de conceptos, fórmulas, métodos para la resolución de los problemas que se presentan en el desarrollo del presente proyecto como también la revisión de equipos similares existentes.

CAPÍTULO III. Bases y criterios de diseño. Este capítulo hace mención a los parámetro, requerimientos dados por el cliente, datos para la operación del

equipo, lugar de funcionamiento y especificaciones que se debe seguir en el diseño del equipo tomamuestras. También revisa las recomendaciones dadas en las normas y las buenas prácticas de ingeniería.

CAPÍTULO IV. Diseño de partes y selección de equipos. En esta sección se realizan los diferentes cálculos hidráulicos, de transferencia de calor, estructurales, diseño del recipiente a presión y selección de los diferentes equipos que componen el equipo tomamuestras, el resultado conceptual obtenido luego de este proceso de diseño se detalla en la realización de los planos constructivos y de montaje del equipo.

CAPÍTULO IV. Análisis económico del proyecto. Generación de la lista total de materiales, equipos, accesorios, consumibles e instrumentos, utilizados en la construcción del equipo. Al igual la estimación de las horas hombre y personal que se requiere para la construcción del equipo (la construcción está fuera del alcance de este proyecto).

PRESENTACION

La medición de la composición y porcentaje de agua en el crudo producido en los diferentes campos de la amazonia ecuatoriana es de vital importancia para las empresas operadoras que se dedican a la operación de los diferentes bloques petroleros, ya que dependiente de la calidad y la cantidad del crudo producido las empresas operadoras pueden facturan al estado ecuatoriano.

Para la determinación de la calidad de crudo que está produciendo determinado pozo, es necesario realizar análisis de laboratorio de muestras representativas, estas muestras deben mantener las características físicas muy similares a como si recién se estuviera extrayendo del pozo.

Para el crudo producido en el bloque 16 se debe tener un especial tratamiento, debido a su gravedad API de 18, siendo un crudo pesado de difícil manejo la medición de la calidad de este crudo requiere algunos procesos adicionales en comparación a crudos livianos.

El crudo pesado para que fluya libremente por medio de las tuberías de procesos como en las de transporte, debe mantenerse sobre una determinada temperatura de lo contrario el crudo se solidifica ocasionando el taponamiento de tuberías y equipos.

CAPITULO 1.

INTRODUCCIÓN

En este capítulo se revisa la situación actual de la producción, exportación y consumo del petróleo nacional e internacional, se hace referencia esta información para tener conocimiento del movimiento del mercado petrolero mundial y las consecuencias que produce este movimiento en cuando al desarrollo tecnológico e investigativo para la creación de nuevos equipos que puedan satisfacer las necesidades de procesamiento y producción de petróleo.

1.1 GENERALIDADES

El petróleo se origina de una materia prima formada principalmente por detritos de organismos vivos acuáticos, vegetales y animales, que vivieron en los mares, las lagunas, desembocaduras de los ríos, o en las cercanías del mar. Se encuentra únicamente en los medios de origen sedimentario. La materia orgánica se deposita y se va cubriendo por sedimentos; al quedar cada vez a mayor profundidad, se transforma en hidrocarburos, proceso que, según las recientes teorías, es una degradación producida por bacterias aerobias primero y anaerobias después. Estas reacciones desprenden oxígeno, nitrógeno y azufre, que forman parte de los compuestos volátiles de los hidrocarburos¹.

Desde la antigüedad el petróleo brotaba de forma natural en ciertas regiones terrestres como son los países de Oriente Medio. En Asiria y en Babilonia se usaba para pegar ladrillos y piedras, en medicina y en el calafateo de embarcaciones; en Egipto, para engrasar pieles; las culturas precolombinas de México pintaron esculturas y los chinos ya lo utilizaban como combustible.

La excavación de pozos y la consiguiente extracción del petróleo es también antiquísima. Hace más de 2 mil años, los chinos ya cavaban, con la ayuda del

¹ http://www.ecoportat.net/Temas_Especiales/Energias/El_Petroleo

bambú, pozos de mil metros de profundidad para buscar el agua que arde, el petróleo y el aire que huele feo, el gas natural.

Para mediados del siglo XVIII Edwin Drake “El Coronel”, un ferroviario retirado, dedicó sus ahorros a realizar un sondeo en busca de petróleo, mas tarde Drake descubre los yacimientos de petróleo en Pennsylvania, Estados Unidos; convirtiéndose así en propietario del primer pozo de petróleo del mundo. El hecho ocurrió el 28 de agosto de 1859 a 120km. de Pittsburgo (Pennsylvania). Drake con un ayudante, perforaba sobre el emplazamiento de un antiguo poblado de indios senecas, cuando una sustancia negra y untuosa salió a borbotones de la superficie. Se lograron llenar 35 barriles x día, a un precio de \$700/barril. Este descubrimiento trajo consigo un gran desarrollo para el pueblo.

Para 1860, ya existían 15 refinerías de kerosene, siendo éste fuente principal de energía para América Latina y Europa. De ahí hasta estos días el petróleo es la principal fuente de energía en el mundo, el cual lo ha convertido en un lucrativo negocio.

En la actualidad en el Ecuador la explotación de petróleo es la principal fuente de ingresos, esta extracción de crudo está a cargo tanto de la empresa pública y las privadas, para el caso de estas últimas reciben un monto fijo por barril producido por lo cual para aumentar sus utilidades deben producir un mayor número de barriles.

Para el caso particular de la operadora privada Repsol YPF, la mayor parte de los pozos operativos producen entre un 85 y 97% de agua, el crudo restante posee una alta viscosidad que para un adecuado análisis éste crudo se debe mantener a una temperatura lo suficientemente alta, ya que de una exacta medición de lo producido depende la facturación de la producción.

1.2 VISIÓN GLOBAL DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

1.2.1 PRODUCCIÓN PETROLERA DE PAISES MIEMBROS DE LA OPEC

En la tabla 1.1 se muestra cifras de producción petrolera de varios países miembros de la OPEC, estas cifras en la mayoría de los miembros se mantienen, para los países de América Latina se observa una disminución en la producción de petróleo, como consecuencia de la aplicación de nuevas políticas impuestas por parte de los gobiernos hacia las petroleras extranjeras y la limitada tecnología de las petroleras nacionales.

Tabla 1.1 Producción petrolera (1000 barriles/día) de países miembros de la OPEC².

	2005	2006	2007	2008	2009	1Q10	2Q10	3Q10	4Q10	2010	Average change 10/09
Algeria	1,347	1,364	1,358	1,377	1,268	1,266	1,257	1,253	1,257	1,258	-10
Angola	1,241	1,385	1,660	1,871	1,786	1,905	1,852	1,746	1,661	1,790	4
Ecuador	532	536	507	503	477	473	470	475	481	475	-2
IR Iran	3,924	3,845	3,855	3,892	3,725	3,740	3,730	3,681	3,673	3,706	-19
Iraq	1,830	1,932	2,089	2,341	2,422	2,455	2,363	2,362	2,423	2,401	-21
Kuwait	2,504	2,520	2,464	2,554	2,263	2,286	2,291	2,303	2,308	2,297	34
SP Libyan Aj	1,642	1,702	1,710	1,718	1,557	1,542	1,559	1,568	1,569	1,559	3
Nigeria	2,412	2,235	2,125	1,947	1,812	1,980	1,969	2,115	2,175	2,060	249
Qatar	792	821	807	839	781	796	801	802	805	801	20
Saudi Arabia	9,390	9,112	8,654	9,113	8,051	8,113	8,235	8,395	8,387	8,284	232
UAE	2,447	2,540	2,504	2,557	2,256	2,275	2,301	2,317	2,322	2,304	48
Venezuela	2,633	2,539	2,438	2,487	2,309	2,291	2,297	2,285	2,275	2,287	-22
Total OPEC	30,693	30,532	30,171	31,199	28,706	29,122	29,125	29,300	29,336	29,222	516

1.2.2 DEMANDA DE PETRÓLEO MUNDIAL

Tras la crisis financiera durante el año 2009, el cual fue marcado por un deterioro económico en la mayoría de los países, la demanda mundial de petróleo (ver tabla 1.2) se ha mantenido a excepción de china que muestra un ligero aumento en la demanda.

Una serie de factores, entre ellos numerosos estímulos económicos nacionales, permitió a China ser el mayor contribuyente al crecimiento del consumo mundial de petróleo durante el año 2010. El sector industrial incluyendo la petroquímica,

² OPEC; Anual Report 2010, pág. 15

junto con los combustibles de transporte mostraron los mayores incrementos durante el año como resultado de una mejora en la economía y el aumento de la actividad industrial

Tabla 1.2 Demanda petrolera (1000 barriles/día)³.

	2007	2008	2009	1Q10	2Q10	3Q10	4Q10	2010
World demand (m b/d)								
OECD	49.3	47.6	45.5	45.8	45.2	46.6	46.7	46.1
North America	25.5	24.2	23.3	23.5	23.8	24.2	24.0	23.9
Western Europe	15.5	15.3	14.5	14.2	14.1	14.8	14.7	14.5
Pacific	8.4	8.0	7.7	8.2	7.3	7.6	8.0	7.8
DCs	24.7	25.5	26.1	26.4	26.8	27.0	27.1	26.8
FSU	4.0	4.1	4.0	4.0	3.8	4.3	4.4	4.1
Other Europe	0.8	0.8	0.7	0.7	0.6	0.7	0.8	0.7
China	7.6	8.0	8.3	8.4	9.1	9.2	9.1	9.0
(a) Total world demand	86.5	85.9	84.6	85.3	85.5	87.8	88.0	86.7

1.2.3 PRECIOS INTERNACIONALES DEL PETRÓLEO

El año 2010 el precio referencial OPEC se movió en un rango de alrededor de \$ 70-90 / b, con un promedio de \$ 77,45 / b, el segundo nivel más alto jamás presentado después de \$ 94,45 / b en el 2008. Esto constituye un aumento de \$ 16,3 / b, o un 26,8 por ciento en los últimos años. Este aumento se atribuyó a un sentimiento alcista en el mercado del crudo alimentado por el aumento de la demanda de petróleo por parte de China y la creciente inversión en los mercados de trabajo, donde el papel de los especuladores se mantuvo notable.

En la fig. 1.1 se muestra un alza en los precios del petróleo WTI a partir del mes de mayo de 2010, siendo favorable para los países exportadores de petróleo en especial para los sudamericanos que en su mayoría la principal fuente económica es la venta de petróleo.

³ OPEC; Anual Report 2010, pág. 16

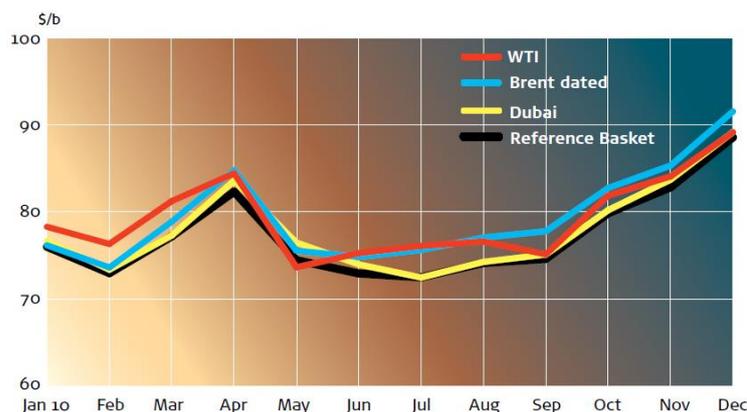


Fig. 1.1 Precios internacionales de crudo en el 2010⁴

1.3 PRODUCCIÓN DE PETROLEO EN EL ECUADOR

En las secciones anteriores se ha mostrado la producción, demanda y precios internacionales del petróleo ahora se mostrará la situación del Ecuador para el año 2011 según los datos estadísticos proporcionados por el ministerio de Recursos Naturales no renovables del Ecuador.

La exploración petrolera en el Ecuador tuvo su comienzo en la Región Litoral, con el descubrimiento de importantes cantidades de reservas petroleras, comprobado con la perforación del pozo exploratorio Ancón – 1 en el año 1911, el cual arrojó crudo de 32 °API, desde esta fecha inicia la explotación de petróleo en el Ecuador. En la década del 40 Shell explora en la cuenca oriental y perfora varios pozos exploratorios: Macuma-1, Cangaima-1, Oglan-1, Tiputini-1.

Por los años sesenta el País ingresa en una intensa campaña de búsqueda de hidrocarburos en la Cuenca Oriental Ecuatoriana, en donde se encontró grandes cantidades de reservas petroleras, como se muestra en la figura 1.2. La perforación del primer pozo exploratorio Vuano–1 definió la existencia de crudo pesado y el 29 de marzo de 1967 la explotación del pozo exploratorio Lago Agrio-1 evidenció la presencia de crudo liviano; las reservas petroleras encontradas en la Cuenca Oriental han sido explotadas desde los años 1970 hasta la fecha.

⁴ OPEC; Anual Report 2010, pág. 26

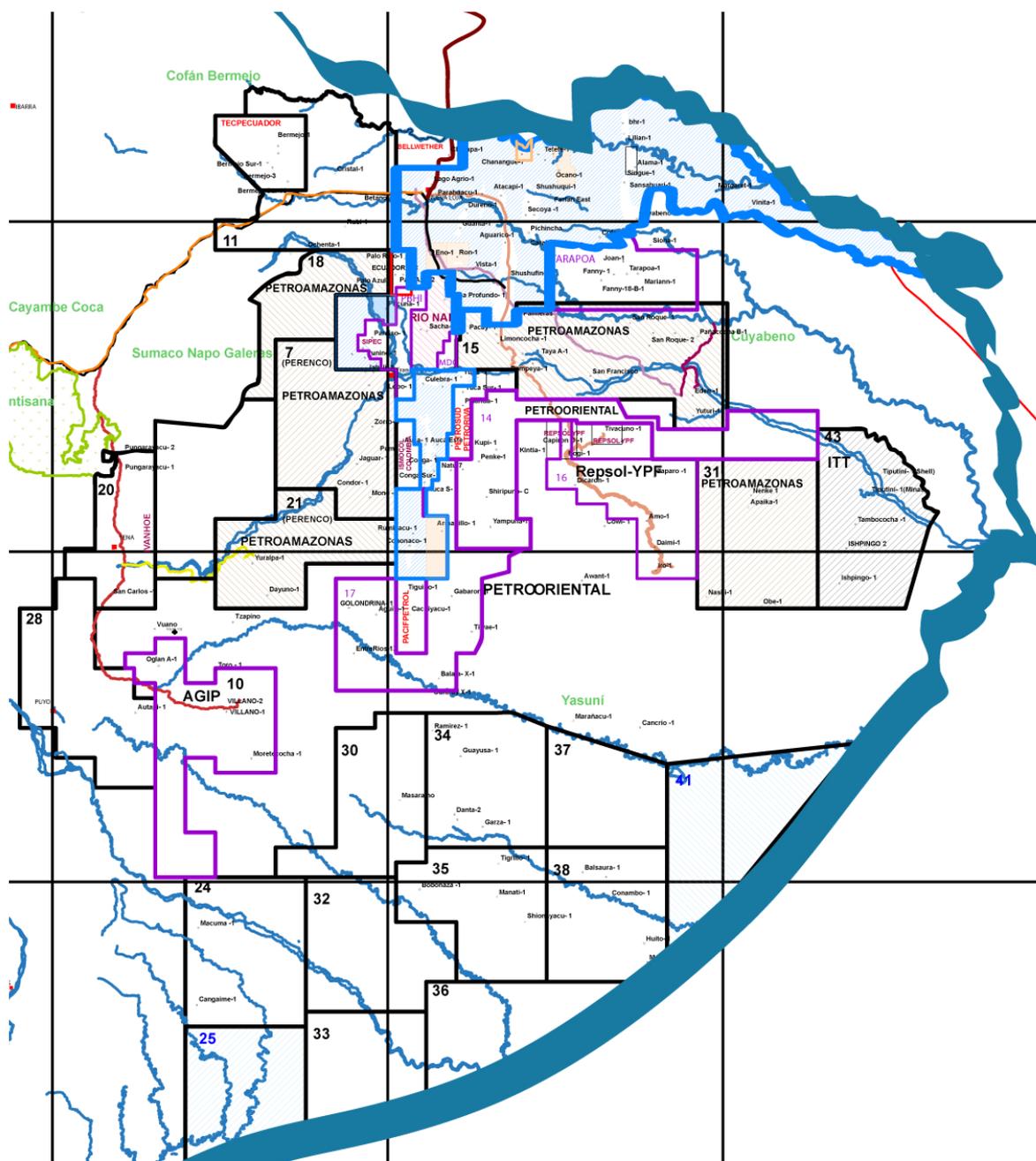


Fig. 1.2 Mapa Catastral Petrolero del Ecuador

1.3.1 CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN EL ECUADOR

Los volúmenes producidos por EP Petroecuador en la Región Amazónica, se consideran a partir de los volúmenes fiscalizados y entregados en el centro de almacenamiento principal del SOTE, Estación N° 1-Lago Agrio.

La tabla 1.3 muestra mayores volúmenes de producción en las operadoras estatales, Petroamazonas EP y Ep Petroecuador, demostrando de esta manera que el Ecuador es un país netamente petrolero.

Tabla 1.3 Producción Diaria Nacional de Petróleo Fiscalizado⁵.

PRODUCCION DIARIA NACIONAL DE PETROLEO FISCALIZADO	
Día de operación 6 de Julio de 2011	
OPERADORA	VOLUMEN BLS NTS
AGIP	2.611
ANDES PETROLEUM	33.469
CAMPO PUMA ORIENTE S.A.	716
CONSORCIO PALANDA-YUCA SUR	2.186
CONSORCIO PETROSUD-PETTORIVA	4.978
EP PETROECUADOR	136.796
EP PETROECUADOR-BLOQUE 1	0
OPERACIONES RIO NAPO	47.659
PACIFPETROL	0
PETROAMAZONAS EP	147.175
PETROBELL	4.209
PETROORIENTAL B14 B17	13.558
REPSOL YPF	38.780
SIPEC	10.876
TECPETROL	0
CONSUMO Y ENTREGAS	
TOTAL CONSUMO Y ENTREGAS	21.509
VARIACIÓN DE EXISTENCIAS	
TOTAL DE VARIACIÓN DE EXISTENCIAS	25.144
TOTAL NACIONAL	489.666

En la figura 1.3 los volúmenes de petróleo representados por las barras son el resultado, de los volúmenes de entrega a Refinerías y Plantas Topping, del consumo para Generación Eléctrica, de la variación de existencias y de la producción medida en Centros de Fiscalización y Entrega

⁵ EP PETROECUADOR, Gerencia de Producción y Exploración



Fig. 1.3 Producción Diaria Nacional de Petróleo Fiscalizado (06-julio-2011)⁶

Una variación positiva de existencia indica que parte de la producción se almacena en los tanques de las estaciones y una variación negativa indica que un remanente de la producción almacenada en los tanques es bombeada. En la fig. 1.4 se muestra la producción nacional de crudo en porcentaje, por operadoras públicas y privadas en el periodo del año 2010.

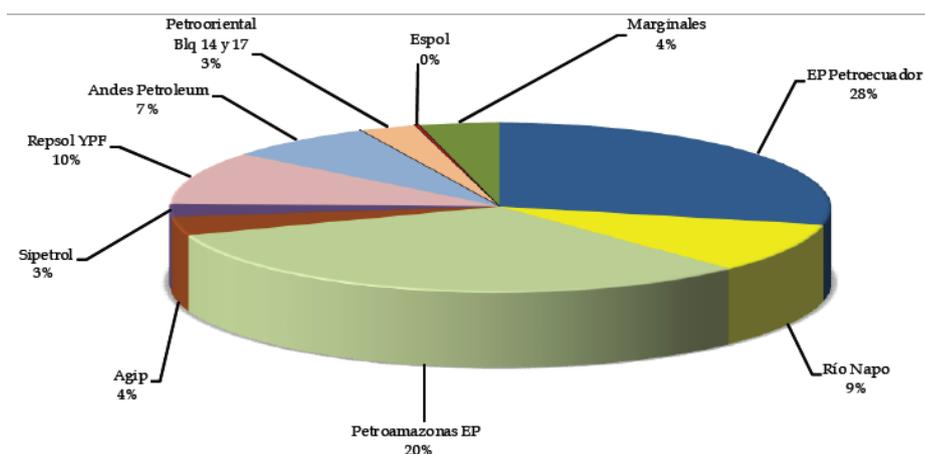


Fig. 1.4 Producción Nacional de Crudo⁷

⁶ ARCH-S - ARCH-CO - ARCH-P

⁷ EP PETROECUADOR, Gerencia de Producción y Exploración, Información de Cifras Petroleras, pág. 1.

1.3.2 EXPORTACIÓN DEL PETRÓLEO ECUATORIANO

El Ecuador al ser un país petrolero depende de las exportaciones y de los precios internacionales del crudo, gracias a esto, en los últimos cuatro años tras los altos precios del crudo los ingresos al estado han aumentado considerablemente permitiendo una aparente estabilidad económica, que de ser administrada y direccionada correctamente permitiría un crecimiento económico y mejores condiciones de vida para los Ecuatorianos.

En la tabla 1.4 se muestra la exportación de crudo de las empresas estatales Petroamazonas EP y EP Petroecuador, los ingresos por la venta de petróleo se han incrementado con una variación positiva del 49.47% con relación al año 2009, esto significa que el Ecuador recibió en el 2010 un promedio de 2.206 millones de dólares más que en el año anterior.

Tabla 1.4 Exportación Total (Crudo Oriente y Napo) Realizado por EP PETROECUADOR año 2010 (cifras en barriles) ⁸.

Meses	CRUDO ORIENTE			CRUDO NAPO			TOTAL CRUDO		
	VOLUMEN Bls	PRECIO US\$/bl	VALOR US\$ FOB	VOLUMEN Bls	PRECIO US\$/bl	VALOR US\$ FOB	VOLUMEN Bls	PRECIO US\$/bl	VALOR US\$ FOB
ENERO	5.477.221	73,82	404.331.019,07	1.761.570	70,70	124.541.341,68	7.238.790	73,06	528.872.360,75
FEBRERO	4.998.021	70,26	351.153.816,68	1.035.540	69,20	71.662.510,49	6.033.561	70,08	422.816.327,17
MARZO	6.059.906	73,71	446.675.209,33	2.063.788	72,25	149.109.635,87	8.123.694	73,34	595.784.845,20
ABRIL	7.634.057	75,47	576.117.904,89	2.110.152	74,30	156.792.119,61	9.744.210	75,21	732.910.024,50
MAYO	6.047.522	67,84	410.254.950,47	1.769.008	59,83	105.843.486,75	7.816.530	66,03	516.098.437,22
JUNIO	6.081.832	67,55	410.811.060,13	2.187.818	65,26	142.775.913,94	8.269.651	66,94	553.586.974,07
JULIO	4.805.555	69,91	335.946.556,50	1.970.620	68,00	133.998.503,41	6.776.175	69,35	469.945.059,91
AGOSTO	5.691.973	70,21	399.647.371,99	706.017	63,76	45.018.734,34	6.397.991	69,50	444.666.106,33
SEPTIEMBRE	6.498.042	68,20	443.182.644,41	2.673.972	64,75	173.136.757,79	9.172.014	67,20	616.318.402,20
OCTUBRE	5.378.543	76,02	408.870.855,42	1.777.048	73,15	129.995.667,84	7.155.590	75,31	538.866.523,26
NOVIEMBRE	4.964.839	72,66	360.749.390,64	1.965.676	71,46	140.458.149,31	6.930.515	72,32	501.207.539,95
DICIEMBRE	7.015.251	82,64	579.712.231,65	2.092.657	78,84	164.975.628,11	9.107.907	81,76	744.687.859,76
TOTAL	70.652.763	72,57	5.127.453.011,17	22.113.865	69,56	1.538.307.449,14	92.766.628	71,86	6.665.760.460,32
Ene - Dic/2009	61.513.953	54,34	3.342.763.882,85	21.955.753	50,87	1.116.945.651,82	83.469.706	53,43	4.459.709.534,67
Var.% 10/09	14,86	33,55	53,39	0,72	36,74	37,72	11,14	34,49	49,47

⁸ EP PETROECUADOR, Gerencia de Producción y Exploración, Información de Cifras Petroleras pág. 54.

Las cifras de las operadoras privadas mostradas en la tabla 1.5 revelan, una disminución en las exportaciones para la mayoría de estas empresas en comparación al año 2009. La operadora Andes fue la empresa privada que más barriles de petróleo exportó, seguida por la operadora española Repsol YPF.

Tabla 1.5 Exportación Total (Crudo Oriente y Napo) Realizado por Compañías privadas año 2010 (cifras en barriles) ⁹.

Mes	REPSOL YPF		ANDES	PETRO-ORIENTAL 14 Y 17 (b)	CANADÁ GRANDE	PERENCO		AGP OIL (a)	ECUADOR T.L.C	TECPE-CUADOR (Marginales)	PETRÓLEO SUDAMERICANOS (Marginales)	PETROBELL TIGÜÑO (Marginales)	SUELO PETROL (Marginal)	TOTAL (b)
	BALAO	OCP	OCP	BALAO	BALAO	BALAO	OCP	BALAO	BALAO	BALAO	BALAO	BALAO	BALAO	
ENERO		377.281	869.147	361.830	11.000			359.666		110.000	140.000	72.407	6.693	2.308.025
FEBRERO		1.153.304	649.538	200.000	0	-	-	359.672	345.395	-	110.000	-	3.307	2.821.215
MARZO		701.443	788.495	300.000	-	-	-	335.269	377.149	94.354	94.259	132.448		2.813.417
ABRIL		370.358	725.059	244.701	7.700	0	0	237.747	0	0	115.000	0	9.824	1.710.387
MAYO		366.158	799.509	0	0	0	0	239.449	359.958	0		108.316	3.700	1.877.091
JUNIO		1.117.908	789.568	427.639	0	0	0	448.213	0	135.000	275.000	85.494	0	3.279.820
JULIO		946.618	794.309	377.646	8.000	0	0	0	719.568	0	0	70.552	0	2.916.713
AGOSTO				348.898	0	0	0	472.247	359.786	82.000	68.250	59.977	12.364	1.403.522
SEPTIEMBRE (a)		350.249	827.668	199.871	0	0	0	315.382			354.399	61.709	7.700	2.116.978
OCTUBRE (b)		1.038.515	1.000.300	329.422				288.620	358.868	84.466	135.000	42.000	0	3.278.191
NOVIEMBRE		435.911	1.048.590	338.784	0	0	0	408.957	317.970	78.500	243.000	29.791	32.466	2.933.949
DICIEMBRE		798.579	668.924	329.313				230.000				82.000		2.110.816
TOTAL 2010	0	7.658.319	8.962.107	3.458.084	26.700	0	0	3.696.222	2.838.715	574.320	1.534.908	744.694	76.054	29.570.124
Ene- Dic2009	65.780	8.516.624	10.394.116	3.968.823	32.000	528.380	349.317	4.874.969	4.710.383	658.566	1.194.000	713.112	85.483	36.087.534
Var.% 1009	-100,0	-10,1	-13,8	-12,9	-16,6			-24,2	-39,7	-12,5	28,6	4,4	-11,0	-18,1

Para el periodo Enero-Diciembre de 2010 (ver figura 1.5) las exportaciones de crudo de las empresas privadas subieron en comparación al año 2009, en las empresas privadas los volúmenes de exportación de petróleo han disminuido, como consecuencia de la aplicación de nuevas condiciones en los contratos, en las que estas empresas ahora solo operan los campos y no tienen participación por barril producido, por lo cual las inversiones de estas operadoras se han reducido al mínimo.

⁹ EP PETROECUADOR, Gerencia de Producción y Exploración, Información de Cifras Petroleras pág. 56.

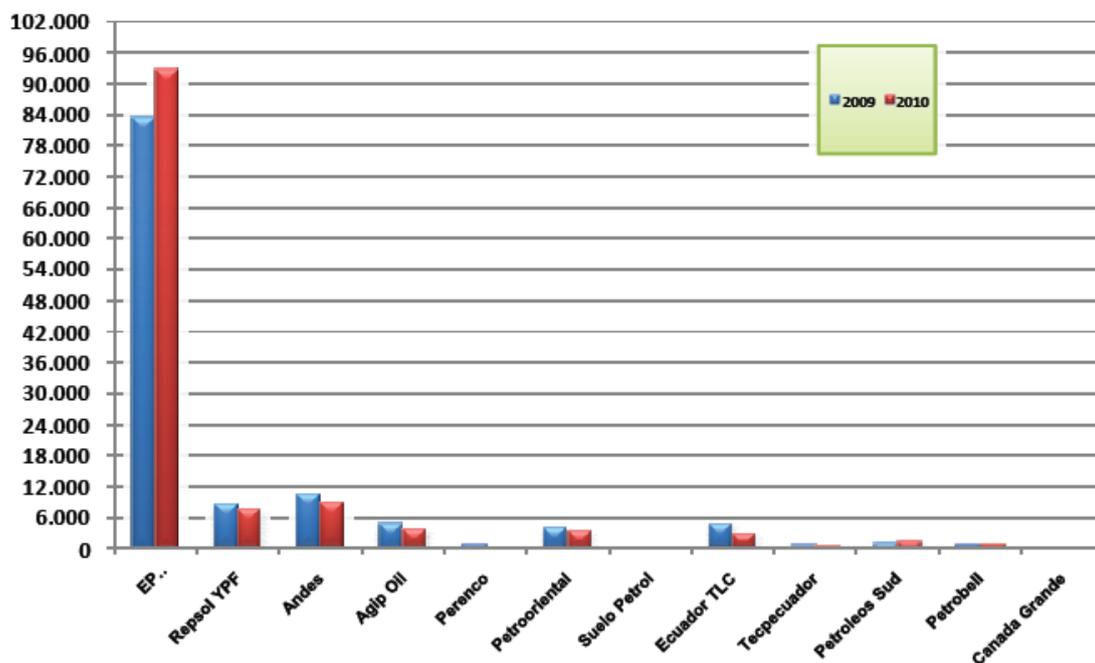


Fig. 1.5 Exportación Total de Crudo Enero-Diciembre 2009-2010¹⁰

En las empresas estatales las inversiones para la exploración, explotación y producción de petróleo son considerables, según datos del Ministerio de Recursos Naturales No Renovables, en el 2010 el presupuesto asignado a Petroamazonas Ep es 731,585.489 dólares y para el 2011 de 814.17 millones de dólares¹¹, con el objetivo de aumentar la producción año a año.

1.3.3 CALIDAD DE CRUDO PRODUCIDO EN EL ECUADOR

La forma de catalogar y establecer diferencia de precios entre los distintos tipos de crudo, es mediante la gravedad específica o índice de grados API.

La clasificación del petróleo según la "American Petroleum Institute" es la siguiente:

¹⁰ EP PETROECUADOR, Gerencia de Producción y Exploración, Información de Cifras Petroleras pág. 56.

¹¹ http://www.mrnrr.gob.ec/index.php?option=com_content&view=article&id=1073%3Apetroamazonas-ep-invertira-usd-84417-millones-este-ano&catid=1%3Aboletines-de-prensa&Itemid=53&lang=es

- Crudo liviano o ligero: tiene gravedades API mayores a 31,1 °API
- Crudo medio o mediano: tiene gravedades API entre 22,3 y 31,1 °API.
- Crudo pesado: tiene gravedades API entre 10 y 22,3 °API.
- Crudo extrapesado: gravedades API menores a 10 °API.

En la figura 1.6 se muestran los promedios de crudos según sus grados API, procesados en las refinerías de Esmeraldas (REE), La libertad (RLL) y El Complejo Industrial Shushufindi (CIS).

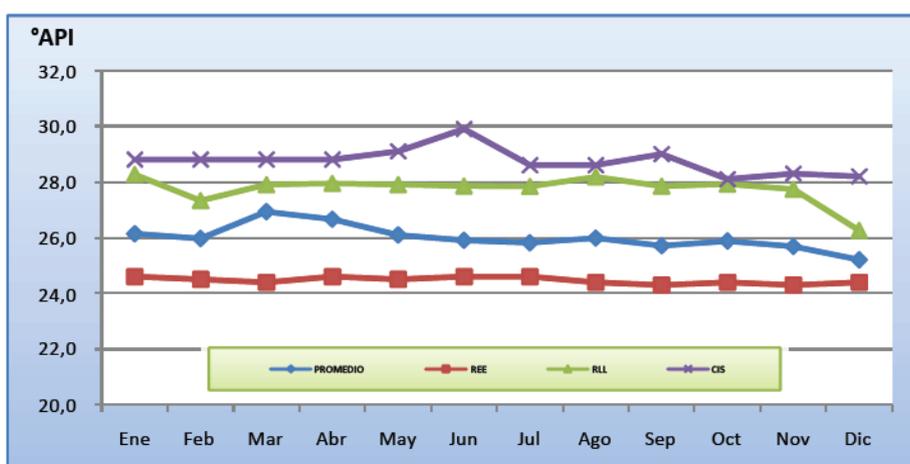


Fig. 1.6 °API Promedio en Refinerías, Periodo: Enero-Diciembre 2010¹²

Cada una de estas refinerías procesa crudo de un determinado °API, que van desde el crudo más pesado mayor a 24°API hasta el más liviano de 30°API, con un promedio de 26°API para el año 2010. Según la clasificación de la "American Petroleum Institute" el crudo Ecuatoriano es del tipo medio o mediano, con estas propiedades para procesos de transacciones corresponden al tipo WTI o West Texas Intermediate, el cual es considerado de mayor calidad y tomado como referencia en el mercado Estadounidense, además se cotiza en la New York Mercantile Exchange(Nymex).

¹² EP PETROECUADOR, Gerencia de Refinación.

‘A partir de febrero de 2011 el crudo Oriente ecuatoriano se comenzó a cotizar en los mercados internaciones por sobre el WTI para las ventas ‘spot’ u ocasionales inmediatas, no en los contratos de venta anticipado¹³.

Para el 8 de agosto de 2011 el precio del crudo Oriente se cotiza en 94.36 dólares americanos, y el crudo WTI en 77.29 dólares americanos.

En ciertos bloques existen crudos pesados de °API menores a 20, en consecuencia la extracción y producción requiere de un tratamiento especial debido a la alta viscosidad que presentan. En consecuencia los equipos utilizados para procesar este crudo no son comunes en el mercado o no funcionan apropiadamente, creando la necesidad de diseñar equipos capaces de trabajar adecuadamente con crudos pesados.

¹³ <http://www.mingaservice.com/web/inicio/247.html>

CAPITULO 2.

FUNDAMENTOS TEÓRICOS

Este capítulo repasa los fundamentos teóricos así como definiciones, conceptos y normas aplicables para el diseño del equipo toma muestras. Además se revisan ciertos términos técnicos utilizados por las empresas asociadas a la extracción de petróleo, los cuales son mencionados con frecuencia en el presente trabajo.

2.1 DEFINICIONES

2.1.1 TIPOS DE INGENIERÍAS

Es la terminología utilizada en la práctica por las empresas que realizan el diseño, construcción y arranque de plantas procesadoras de petróleo, este término determina el alcance que tiene una tarea de ingeniería.

2.1.1.1 Ingeniería conceptual

Una ingeniería conceptual permite identificar la viabilidad tanto técnica como económica del proyecto y marcará la pauta para el desarrollo de la ingeniería básica y de detalle. Este tipo de ingeniería se basa en estudios previos e indica las fases o secuencias de operación de un determinado proceso. En la ingeniería conceptual generalmente el ingeniero que está al frente es el de mayor experiencia.

2.1.1.2 Ingeniería básica

En la ingeniería básica se refleja todos los requerimientos del usuario, las especificaciones básicas determinadas en la ingeniería conceptual, además se elabora el cronograma de realización y la valoración económica del proyecto.

En esta etapa el ingeniero debe calcular, seleccionar elementos, tuberías y accesorios que harán parte del equipo. Todo esto es plasmado en un plano llamado P&ID (Piping & Instrumentation Diagram) el cual contiene datos de ingeniería y de procesos, tales como presión de operación, temperatura, velocidad de flujo, diámetros de tuberías, dimensiones básicas, datos de equipos y de instrumentos.

2.1.1.3 Ingeniería de detalle

La ingeniería de detalle parte de la ingeniería básica, en la cual con los resultados de cálculos y de selección de equipos se procede al diseño mecánico, civil, eléctrico, etc.

En esta fase se generan los planos con la suficiente información para la construcción y montaje, para el caso de equipos seleccionados se los especifican mediante hojas de datos, con las cuales se proceden a realizar las respectivas compras.

2.1.2 EQUIPOS TOMA MUESTRAS

2.1.2.1 Definición

Es un dispositivo utilizado para la extracción de muestras representativas de un líquido que fluye al interior de una tubería, el equipo en general consiste en una sonda, un extractor de muestras y un recipiente en el cual se almacenan las mismas.

2.1.2.1.1 Muestra

Es una porción extraída de un volumen total que puede o no contener los componentes en la misma proporción que están presentes en ese volumen total.

2.1.2.1.2 *Muestra Representativa*

Una muestra representativa es definida como aquella que contiene los constituyentes en la misma proporción que los presentes en la corriente de la cual fue extraída¹⁴.

2.1.2.1.3 *Sonda*

La parte de un toma muestras automático que se extiende en el tubo que transporta hidrocarburos y es la sonda la que dirige una parte del fluido al extractor de muestras.

2.1.2.1.4 *Extractor de muestras*

Un dispositivo que extrae una muestra de una tubería, circuito, o un tanque.

2.1.3 MUESTREO

El muestreo de hidrocarburos y líquidos refinados en tuberías está normalizado por varios estándares internacionales tales como: ISO 3171, IP 6.2, API 8.2, API 8.3, ASTM D4177, ASTM D4057. Estas normas sugieren claves de diseño y consideraciones que deben ser tomados en cuenta en el diseño de sistemas y equipos toma muestras.

Actualmente existen dos tipos de muestreo, uno automático y otro manual.

El muestreo automático utiliza una sonda para la extracción de la muestra representativa del líquido que fluye por una tubería.

El muestreo manual tiene el propósito de extraer muestras representativas de tanques, recipientes, tuberías de procesos u otros recipientes, para luego ser analizados en el laboratorio.

¹⁴ AMERICAM PETROLEUM INSTITUTE "API": Manual of petroleum measurement standards. Chapter 8, Section 3, pág.1.

2.2 CONSIDERACIONES EN EL DISEÑO DEL SISTEMA DE MUESTREO DEL EQUIPO TOMA MUESTRAS

En esta sección se analizan las consideraciones que deben ser tomadas en cuenta en el diseño del sistema de muestreo, tales como forma de las sondas, ubicación y disposición de las mismas.

En general las muestras deben ser extraídas de flujos turbulentos, nunca en flujo laminar, alejarse al menos 12 diámetros aguas debajo de cualquier perturbación de la presión, usar sondas cuyas formas y arreglos permitan una adecuada extracción. Además se debe asegurar la suficiente energía de mezclado.

Para que el sistema cumpla con todos requerimientos se debe considerar los siguientes aspectos:

2.2.1 HOMOGENEIDAD DEL CONTENIDO DE LA TUBERÍA

Para productos derivados del petróleo, el agua que acompaña al fluido juega un papel preponderante ya que debido a sus propiedades fisicoquímicas estos dos productos no se mezclan. Por lo cual en los puntos de muestreo los fluidos no deben estar estratificados.

La Norma API MPMS 8.2 evalúa que tan adecuada es la ubicación para el muestreo, y señala típicos de conexiones para la extracción de las muestras. Esta evaluación se realiza para un escenario en la que se presenten las siguientes condiciones: Flujo mínimo, máxima viscosidad y mayor gravedad API.

La homogeneidad de un fluido se estima mediante una relación de proporción $C1/C2$ donde la concentración de agua en la parte superior de la línea (C1) debe ser 90% de la concentración de agua al fondo (C2), es decir la relación $C1/C2$ debe ser al menos 0.9. Proporciones entre el 0.9 a 1 indica que existe una buena dispersión, mientras que para proporciones menores a 0.4 indican una pobre dispersión con alta potencialidad de estratificación.

Para proporciones calculadas inferiores a 0.7, la técnica de predicción de coalescencia de gotas de agua no se considera fiable lo que invalida esta técnica de predicción. De presentarse este caso se debe utilizar mezcladores estáticos o aprovechar el mezclado proporcionado por válvulas, codos y turbulencia generada por el mismo flujo. Al mezclar en línea con un mezclador estático se asegura que las gotas de agua sean lo suficientemente pequeñas y los contaminantes estén uniformemente distribuidos al momento de tomar la muestra. Cuando no existe un buen mezclado se puede presentar la separación de fases como se muestra en la figura 2.1.

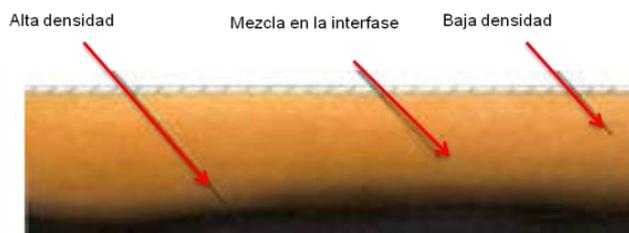


Fig. 2.1 Flujo bifásico en tuberías con mezcla en la interfase

2.2.2 UTILIZACIÓN DE SONDAS PARA LA EXTRACCIÓN DE LAS MUESTRAS

La utilización de sondas permite obtener muestras del centro de la tubería, donde la velocidad del fluido es mayor, el flujo es más turbulento y el efecto de la pared es eliminado. En la figura 2.2 se muestra el área recomendada para ubicar la sonda de extracción.

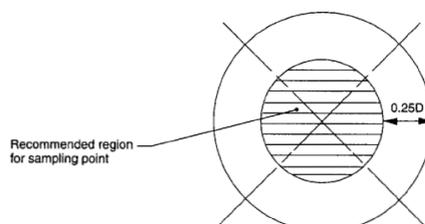


Fig. 2.2 Área recomendada para la ubicación de la sonda de muestreo¹⁵

¹⁵ AMERICAM PETROLEUM INSTITUTE "API": Manual of petroleum measurement standards. Chapter 8, Section 2, pág. 5.

Para la instalación y ubicación de la sonda se tienen las siguientes recomendaciones: la probeta debe ser colocada en posición horizontal para evitar el drenaje de la muestra nuevamente hacia la corriente principal, de preferencia debe localizarse en una dirección vertical del tubo donde el flujo se dirija hacia abajo, para obtener el beneficio de la alimentación. Para los casos en los cuales se localice en posición horizontal, se debe asegurar que la velocidad de flujo sea lo suficientemente alta para proporcionar un régimen turbulento y asegurar las condiciones adecuadas de mezclado. Las sondas se instalan en los costados laterales o en la parte superior de las tuberías, nunca en la parte inferior.

En las figuras 2.3, 2.4, 2.5 se muestran tres diseños básicos de sondas de extracción.

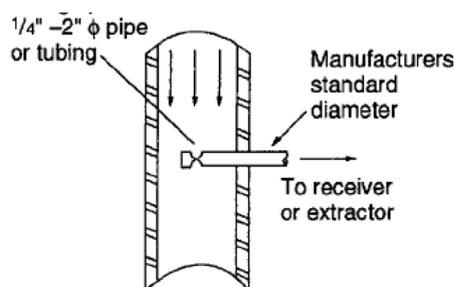


Fig. 2.3 Probeta con punta cerrada con cara aguas arriba¹⁶

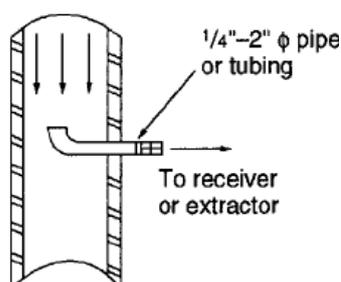


Fig. 2.4 Tubo doblado en el extremo¹⁷

¹⁶ AMERICAM PETROLEUM INSTITUTE "API": Manual of petroleum measurement standards. Chapter 8, Section 2, Pág 6.

¹⁷ AMERICAM PETROLEUM INSTITUTE "API": Manual of petroleum measurement standards. Chapter 8, Section 2, Pág 6.

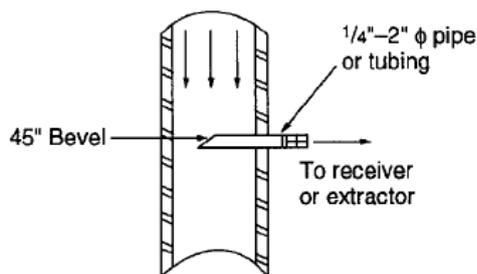


Fig. 2.5 Tubo biselado 45°¹⁸

2.2.3 MINIMIZACIÓN DE TIEMPOS MUERTOS DE TRANSPORTE Y PROCESOS

Las líneas de conexión de entrada al sistema toma muestras deben estar lo más cerca posible al punto de extracción de la tubería.

2.2.4 ELIMINACIÓN DE LOS DRENAJES DE PRODUCTOS HACIA EL MEDIO AMBIENTE

Se deben utilizar sistemas de muestreo cerrados, los cuales permitan que el producto muestreado circule constantemente por el sistema, de esta manera se evita el drenaje de productos hacia la atmósfera cada vez que una muestra sea requerida.

2.2.5 DIFERENCIA DE PRESIÓN ENTRE EL PUNTO DE TOMA Y RETORNO DE LA MUESTRA HACIA LA TUBERÍA

Se debe asegurar que exista una diferencia de presión suficiente la cual permita obtener un rango de velocidad del fluido comprendida entre 2 a 4 [ft/s]¹⁹ (0,61 a 1,22 [m/s]) entre el punto de toma y el punto de retorno de la muestra, para permitir una recirculación constante del producto en el sistema de muestreo.

¹⁸ AMERICAM PETROLEUM INSTITUTE "API": Manual of petroleum measurement standards. Chapter 8, Section 2, Pág 6.

¹⁹ AMERICAM PETROLEUM INSTITUTE "API": Manual of petroleum measurement standards. Chapter 8, Section 2, Pág 4.

2.2.6 CONDICIONES DE LA MUESTRA

Se deben evitar sistemas de acondicionamiento complejos, el proceso debe ser quien acondicione la muestra. Reacciones químicas, separaciones de fases, altos contenidos de sólidos, diluciones, separación o absorción de componentes deben ser evitados.

2.2.7 LOCALIZACIÓN

El sistema debe ser ubicado en un punto accesible, para casos en la que la altura sea superior a los 2 metros es necesaria la ubicación de plataformas o escaleras fijas, rutas de escape en casos de emergencia deben ser tomadas en cuenta al momento de la localización del sistema de muestreo.

Crear conciencia en el operario sobre riesgos por: exposición a sustancias tóxicas, presiones altas al desmontar sondas y el manejo de fluidos a elevadas temperaturas. La señalización, signos de alarma e instrucciones permanentes para la toma de muestras deben ser fácilmente visibles.

El costo de la instalación debe ser considerado sin perder de vista que el sistema funcione bien. En la instalación de toma de muestras existen costos asociados a modificaciones de tuberías de procesos y elementos propios del sistema de acondicionamiento, nuevas tomas en líneas en servicio, elementos necesarios en el sitio, longitud de líneas de transporte y costos de mantenimiento.

2.3 FUNDAMENTOS HIDRÁULICOS

Las siguientes bases teóricas que se mencionan a continuación son la recopilación de varios estándares internacionales y estudios realizados por empresas vinculadas al área petrolera.

2.3.1 FLUJO SIMPLE

Para caídas de presión en líneas que transporten líquidos. Se consideran las siguientes expresiones.

$$Re = \frac{DV\rho}{\mu_e} \quad [\text{Ec. 2.1}]^{20}$$

Donde:

Re=Número de Reynolds

D=diámetro interno de la tubería en (ft)

V= velocidad del flujo (ft/s)

ρ = densidad del líquido (lb/ft³)

μ_e = viscosidad dinámica (lb/ft.s)

Si Re es menor a 2000, se considera flujo laminar, $2000 < Re < 4000$ es flujo en transición, $Re > 4000$ el flujo es turbulento

2.3.1.1 Caídas de presión en tuberías con flujo laminar

En el flujo laminar las partículas del fluido se mueven a lo largo de trayectorias lisas similares a capas o láminas deslizándose una sobre la otra, esto origina pérdidas de energía debido a la fricción existente entre estas capas.

Las caídas de presión originadas por fricción en flujo laminar se calculan mediante la ecuación de Darcy-Weisbach.

$$\Delta P_f = \frac{\rho f_m L V^2}{144 D 2g} \quad [\text{Ec. 2.2}]^{21}$$

Donde:

ΔP_f = pérdida de presión por fricción en flujo simple (psi/100ft)

V = velocidad del flujo (ft/s)

ρ = densidad del líquido (lb/ft³)

L =longitud de la línea (ft)

D =diámetro interno de la tubería en (ft)

g = aceleración de la gravedad 32.2ft/s² (9.8 m/s²)

f_m = factor de fricción de Moody

²⁰ GPSA; Fluid Flow and Piping, Section 17, pág. 17-3

²¹ GPSA; Fluid Flow and Piping, Section 17, pág. 17-3

Para flujo con $Re < 2000$, el factor de fricción es directamente relacionado con el número de Reynolds con la expresión:

$$f_m = \frac{64}{Re} \quad [\text{Ec. 2.3}]^{22}$$

Sustituyendo la expresión (2.3) en la ecuación (2.2) se obtiene la fórmula para el cálculo de caídas de presión para flujo laminar:

$$\Delta P_f = 0.000668 \frac{\mu L V^2}{d^2} \quad [\text{Ec. 2.4}]^{23}$$

Donde:

ΔP_f = pérdida de presión por fricción en flujo simple (psi/100ft)

μ = viscosidad (cP)

V = velocidad del flujo (ft/s)

L = longitud de la línea (ft)

d = diámetro interno de la tubería en (in)

2.3.1.2 Caídas de presión en tuberías con flujo turbulento

Para el caso de flujo turbulento en tubería comercial de acero al carbono, la fórmula para el cálculo de caídas de presión es la siguiente.

$$\Delta P_f = \frac{w^{1.8} \mu^{0.2}}{20000 d^{4.8} \rho} \quad [\text{Ec. 2.5}]^{24}$$

Donde:

ΔP_f = pérdida de presión por fricción en flujo simple (psi/100ft)

W = flujo de líquido (lb/h)

μ = viscosidad (cP)

ρ = densidad del líquido (lb/ft³)

²² GPSA; Fluid Flow and Piping, Section 17, pág. 17-3

²³ GPSA; Fluid Flow and Piping, Section 17, pág. 17-3

²⁴ GPSA; Fluid Flow and Piping, Section 17, pág. 17-3

d= diámetro interno de la tubería (in)

2.3.2 FLUJO BIFÁSICO

En mecánica de fluidos, un flujo bifásico se produce en un sistema que contiene gases y líquidos con un menisco que separa las dos fases.

Para este tipo de fluido el cálculo de las caídas de presión se basa en el trabajo de Dukle, este método no es aplicable a sistemas de tuberías que transportan una mezcla de agua y vapor.

Según su distribución de fases las propiedades de los flujos adopta diferentes configuraciones físicas a los largo de la tubería.

2.3.2.1 Caídas de presión en tuberías con flujo bifásico

Debido a la complejidad de tener dos fases presentes, el cálculo de caídas de presión en tuberías para este fluido existen mayores incertidumbres en comparación con el flujo monofásico, por lo que es aconsejable realizarlo mediante software de diseño, en especial para los casos en que las propiedades del fluido no son muy conocidas o las velocidades son demasiado altas o bajas.

Se puede estimar rápidamente las caídas de presión para tuberías de acero al carbono mediante la fórmula simplificada de Darcy, 2.17a del API RP 14E.

$$\Delta P = \frac{5 \times 10^{-6} W^2}{d^5 \rho_m} \quad [\text{Ec. 2.6}]^{25}$$

Donde:

ΔP = pérdida de presión por fricción en flujo bifásico (psi/100ft)

d = diámetro interno de la tubería (in)

ρ_m = densidad de la mezcla bifásica en (lb/ft³)

W = tasa total de líquido (lb/h)

²⁵ API; RP14E; Recommended Practice, pág. 23

La tasa total de líquido W se presenta a continuación:

$$W=318Q_gS_g+14.6Q_1S_1 \quad \text{[Ec. 2.7]}^{26}$$

Donde:

Q_g = flujo de gas en MMSCFD (millones de pies cúbicos a condiciones estándar)

S_g = gravedad específica del gas a condiciones estándar

Q_1 = flujo de líquido en BPD (barriles/día)

S_1 = gravedad específica del líquido

El uso de este método se ve limitado por un 10% de imprecisiones asociado con los cambios de densidad en la mezcla bifásica.

2.3.2.2 Velocidad de erosión

Para líneas que transporten, gas, líquido o flujo bifásico se deben dimensionar, principalmente basándose en la velocidad del flujo, debido a que tienen relación en la erosión o corrosión de las paredes de la tubería.

El desgaste es proporcional a la velocidad de flujo y aumenta, con la presencia de CO_2 o de H_2S y en la presencia de cambio de trayectoria como codos.

La siguiente ecuación, se utiliza cuando se desconoce la capacidad de erosión de un flujo, y esta velocidad es el límite para el dimensionamiento de tuberías de proceso.

$$V_e = \frac{C}{\sqrt{\rho_m}} \quad \text{[Ec. 2.8]}^{27}$$

Donde:

V_e = velocidad de erosión, (ft/s)

C = constante empírica según API RP14E

P_m = densidad del líquido, gas o mezcla bifásica en (lb/ft³)

²⁶ API; RP14E; Recommended Practice, pág. 23

²⁷ API; RP14E; Recommended Practice, pág. 23

La experiencia en la industria muestra que los flujos con presencia de sólidos libres, el valor de C=100 para el caso de líneas de uso continuo, C=125 uso intermitente.

Para el caso de las líneas de flujo con sólidos libres, en las que no se espera corrosión o a su vez se las protege con inhibidores el valor de C=150 a 200 puede ser usado, y valores por arriba de 250 puede ser usado para las líneas de uso intermitente.

Para el caso de líneas con flujo bifásico la densidad se calcula con la siguiente fórmula de acuerdo al API RP14E.

$$\rho_m = \frac{12409S_1P_a + 2.7RS_gP_a}{198.7P_a + RT_RZ} \quad [\text{Ec. 2.9}]^{28}$$

Donde:

ρ_m =densidad de la mezcla bifásica en (lb/ft³)

P_a = presión absoluta de operación (Psia)

S_1 = gravedad específica del líquido a condiciones estándar

R = relación (gas/líquido) en (ft³/barriles) a condiciones estándar

T_R = temperatura de operación (°R)

S_g = gravedad específica del gas a condiciones estándar

Z = factor de compresibilidad del gas, adimensional

Condiciones estándar se considera, 14.7 psi y 60°F.

Con la determinación de la velocidad de erosión, se puede determinar el área mínima de la sección de la tubería para evitar la erosión prematura en las tuberías.

$$A = \frac{9.35 + \frac{ZRT_R}{21.25P_a}}{V_e} \quad [\text{Ec. 2.10}]^{29}$$

²⁸ API; RP14E; Recommended Practice, pág. 23

Donde:

A= sección mínima para un flujo requerido en (in²/1000barriles de líquido por día)

2.4 FUNDAMENTOS MECÁNICOS

En esta sección se revisan los fundamentos para el diseño de la parte mecánica del proyecto tales como tuberías, recipiente a presión, y estructura del equipo (Skid).

2.4.1 TUBERÍAS

Las tuberías constituye una estructura especial irregular y ciertos esfuerzos pueden ser introducidos inicialmente durante la fase de construcción y montaje. También ocurren esfuerzos debido a circunstancias operacionales. Esta parte del capítulo comprenden los fundamentos para el cálculo del espesor de la tubería considerando las condiciones, propiedades del fluido a conducir, propiedades del material, frecuencia de servicio, factores ambientales y cargas externas.

2.4.1.1 Presión de diseño

Se considera presión de diseño a la presión presentada en las condiciones más severas, sean internas o externas a la temperatura coincidente con esa condición durante la operación normal, para líneas criogénicas se considera la temperatura mínima y máxima para líneas calientes.

Para diseño, esta presión debe estar arriba de un 10% o 25 lb/pulg², de la máxima esperada.

²⁹ API; RP14E; Recommended Practice, pág. 23

2.4.1.2 Temperatura de diseño

La temperatura de diseño es la temperatura del metal que representa la condición más severa de presión y temperatura coincidente. Es factible el uso de una temperatura distinta solo cuando los cálculos, pruebas, o la experiencia apoyen su uso.

2.4.1.3 Cargas dinámicas

Los efectos dinámicos que se deben considerar son los siguientes:

2.4.1.3.1 Cargas por efecto del viento

Este tipo de cargas se deben considerar para sistemas de tuberías que estén expuestos a este tipo de fenómeno.

2.4.1.3.2 Cargas sísmicas

Se deben considerar cuando el equipo trabaja en un área en el cual existe probabilidad de movimientos sísmicos.

2.4.1.3.3 Cargas por impacto u ondas de presión

Cargas tales como los efectos del golpe de ariete, caídas bruscas de presión, descarga de fluidos, y cambio de fase.

2.4.1.3.4 Vibraciones excesivas inducidas por pulsaciones de presión

Por variaciones en las características del fluido o por la resonancia causada por excitaciones de maquinarias.

2.4.1.4 Efectos de la expansión y contracción térmica

Los efectos por la expansión térmica se muestran a continuación:

2.4.1.4.1 Cargas térmicas

Cargas térmicas y de fricción inducidas por la restricción al movimiento de expansión térmica de la tubería.

2.4.1.4.2 *Cargas inducidas por un gradiente térmico*

Son esfuerzos originados en la pared del tubo, resultado de un cambio rápido de temperatura, desigual distribución de temperatura ó diferencias en las características de expansión cuando se tienen diferentes materiales.

2.4.1.5 **Esfuerzos admisibles**

Los esfuerzos admisibles se definen en términos de las propiedades de resistencia mecánica del material, obtenidas en ensayos de tracción para diferentes niveles de temperatura y de un factor de seguridad global.

La norma ASME B31.3 estipula dos criterios para el esfuerzo admisible. Uno es el llamado “esfuerzo básico admisible” en tensión a la temperatura de diseño, utilizado en el diseño de equipos sometidos a presión.

Es menos conocido y se le denomina “rango de esfuerzo admisible”, al criterio derivado del esfuerzo básico admisible y se emplea como base para el cálculo de la expansión térmica y para el análisis de flexibilidad.

Estos esfuerzos admisibles básicos, así como el límite de fluencia y la resistencia a la tracción, están listados en el (ANEXO A-I), Tabla A-1 y A-2, del Código B31.3 en función de la temperatura.

2.4.1.6 **Tolerancias (espesor de pared)**

El mínimo espesor de pared para cualquier tubo sometido a presión interna o externa está en función de:

- El esfuerzo permisible para el material del tubo
- Presión de diseño
- Diámetro de diseño del tubo
- Diámetro de la corrosión y/o erosión

Además, el espesor de pared de un tubo sometido a presión externa es una función de la longitud del tubo, pues ésta influye en la resistencia al colapso del tubo. El mínimo espesor de pared de cualquier tubo debe incluir la tolerancia apropiada de fabricación.

En el caso de tuberías sin costura, la tolerancia correspondiente es de -12,5 % del espesor nominal de acuerdo a la Norma B31.3 y debe aplicarse este porcentaje de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$t_f = \frac{t_m}{0,875} \quad [\text{Ec. 2.11}]^{30}$$

Donde:

t_f = Espesor de pared que incluye la tolerancia de fabricación

t_m = Espesor mínimo requerido incluido tolerancias por corrosión y erosión

2.4.1.7 Diseño de tuberías por presión

2.4.1.7.1 Esfuerzos por presión

La presión del fluido dentro de la tubería produce un esfuerzo tangencial o circunferencial σ_{Lp} que ocasiona un aumento en el diámetro de la tubería, y un esfuerzo longitudinal σ_{Lp} que produce un aumento en la longitud de la misma.

Si el espesor t de la tubería es pequeño comparado con el diámetro exterior D ($D/t > 6$), puede suponerse que estos esfuerzos se distribuyen uniformemente a lo largo del espesor³¹.

Para determinar el esfuerzo tangencial σ_{Lp} , se traza un plano longitudinal imaginario que divida a la tubería en dos partes iguales. La figura 2.6 muestra el diagrama del cuerpo libre de dicha tubería.

³⁰ PEMEX; Sistemas de Tuberías, Diseño y especificación de materiales, pág. 14

³¹ FIME – UNPRG; Guía de diseño de tuberías, pág. 12

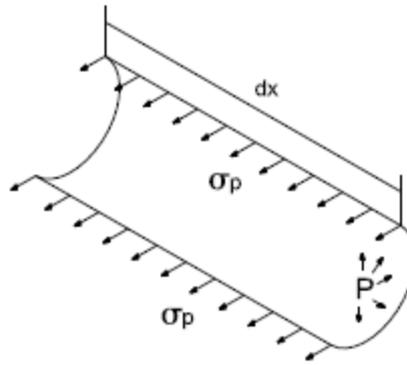


Fig. 2.6 Diagrama de cuerpo libre de una tubería³²

La fuerza resultante del esfuerzo tangencial σ_p , debe estar en equilibrio con la resultante de la presión interna P sobre la mitad de la superficie de la tubería. Como se muestra en la siguiente expresión:

$$2(\sigma_p \cdot t \partial x) = p \cdot D \partial x \quad [\text{Ec. 2.12}]^{33}$$

Luego se obtiene:

$$\sigma_p = \frac{P \cdot D}{2t} \quad [\text{Ec. 2.13}]^{34}$$

Donde:

σ_p = Esfuerzo tangencial en la tubería

P = Presión interna de la tubería

D = Diámetro externo de la tubería

t = Espesor de la pared de la tubería

En el código B31.3 esta ecuación es ajustada en dos sentidos:

- Para “t” menor que $D/6$

$$t = \frac{P D_e}{2(SE + PY)} \quad [\text{Ec. 2.14}]^{35}$$

³² FIME – UNPRG; Guía de diseño de tuberías, pág. 12

³³ FIME – UNPRG; Guía de diseño de tuberías, pág. 12

³⁴ FIME – UNPRG; Guía de diseño de tuberías, pág. 12

³⁵ ASME B31.3; Process Piping, pág. 20

Donde:

P = Presión interna manométrica de diseño.

D_e = Diámetro exterior de la tubería según las tablas de los Códigos ASME B36.10M y ASME B36.19 M (ANEXO A-II).

E = Factor de calidad de junta de la Tabla A-1B del ASME B31.3. (ANEXO A-III)

S = Valor del esfuerzo básico permisible, Tabla A1 ASME B31.3 (ANEXO A-I)

Y = Factor que depende de la temperatura de diseño y del tipo de material Tabla 2.1.

- Para “t” mayor o igual a D/6, el valor “Y” se calcula con la siguiente ecuación:

$$Y = \frac{d+2c}{D_e+d+2c} \quad [\text{Ec. 2.15}]^{36}$$

Donde:

D_e = Diámetro exterior del tubo.

d = Diámetro interior del tubo.

c = Tolerancia de corrosión y erosión

Tabla 2.1 Facto Y para $t \leq D/6$ ³⁷

MATERIALES	TEMPERATURA °F					
	<900	<950	<1000	<1050	<1100	<1150
Temperatura (°F)						
Aceros ferríticos	0.4	0.5	0.7	0.7	0.7	0.7
Aceros austeníticos	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.7
Otros materiales dúctiles	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4

2.4.1.7.2 Espesor mínimo para una sección de tubo recto

Se debe determinar según la siguiente ecuación:

³⁶ ASME B31.3; Process Piping, pág. 20

³⁷ ASME B31.3; Process Piping, pág. 19

$$t_m = t + c$$

[Ec. 2.16]³⁸

Donde:

t_m = Espesor mínimo requerido incluyendo tolerancias mecánicas, por corrosión, erosión y tolerancia de fabricación.

t = Espesor calculado por presión interna de diseño.

c = Suma de tolerancias mecánicas como: profundidad de roscado, ranurado, tolerancias de corrosión y erosión. Para tuberías roscadas la profundidad nominal de la cuerda es la que se aplica.

2.4.1.8 Tipos de materiales en tuberías

La selección del material de fabricación de la tubería depende de los siguientes parámetros:

- a) Servicio de la tubería.
- b) Condiciones de operación como presión y diseño.
- c) Composición química del fluido a ser transportado.
- d) Cantidad de sólidos abrasivos.
- e) Condiciones ambientales.
- f) Corrosión.

La tabla 2.2 muestra varios tipos de materiales empleados en la fabricación de tuberías según el tipo de servicio.

³⁸ ASME B31.3; Process Piping, pág. 19

Tabla 2.2 Principales normas ASTM utilizadas actualmente en la industria petrolera³⁹

N° ASTM	Acier carbone <i>Carbon steel</i>	Acier allié <i>Alloy steel</i>	Sans soudure <i>Seamless</i>	Soudé <i>Welded</i>	Usage <i>To be used</i>
A 33	●		●	● FBW ● ERW	Général
A 106	●		●		Haute température <i>High temperature</i>
A 179	●		●		Echangeur <i>Exchanger</i>
A 200					
A 209		●	●		Chaudière <i>Boiler</i>
A 213		●	●		Chaudière <i>Boiler</i>
A 333	●	●	●	● EFW sans apport <i>without filler metal</i>	Basse température <i>Low temperature</i>
A 335		●	●		Haute température <i>High temperature</i>
A 671	●	●		● EFW avec apport <i>with filler metal</i>	Basse température et ambiante <i>Atmospheric and lower temperature</i>
A 672	●	●		● EFW avec apport <i>with filler metal</i>	Température moyenne <i>Moderate temperature</i>
A 691	●	●		● EFW avec apport <i>with filler metal</i>	Haute température <i>High temperature</i>

2.4.2 RECIPIENTES A PRESIÓN (VESSELS)

Un recipiente a presión es un depósito constituido por una envolvente, generalmente metálica, capaz de contener materiales sólidos, líquidos o gaseosos, los cuales se encuentran a presiones y temperaturas internas mucho mayores que la presión ambiental.

2.4.2.1 Tipos de recipientes

Existen numerosos tipos de recipientes que se utilizan en las plantas industriales o de procesos, algunos de estos tienen la finalidad de almacenar sustancias que

³⁹ TROUVAY & CAUVIN, PIPING EQUIPMENT 2001

se dirigen o convergen de algún proceso, este tipo de recipientes son llamados en general tanques. Los diferentes tipos de recipientes que existen, se clasifican de la siguiente manera:

2.4.2.1.1 Por uso

Se dividen en recipientes de almacenamiento y en recipientes de procesos.

- Los recipientes de almacenamiento sirven únicamente para almacenar fluidos a presión.
- En los recipientes de procesos se producen transformaciones físicas como separación de líquido-vapor, separación de dos líquidos no miscibles con diferentes densidades, etc.

2.4.2.1.2 Por forma

Existen recipientes a presión cilíndricos o esféricos.

- Los cilíndricos son horizontales o verticales dependiendo del servicio en el cual trabajan, poseen chaquetas para incrementar o decrecer la temperatura de los fluidos según sea el caso.
- Los esféricos se utilizan generalmente como tanques de almacenamiento, se recomiendan para almacenar grandes volúmenes de gas a altas presiones, puesto que la forma esférica es la forma natural que toman los cuerpos al ser sometidos a presión interna, esta es la forma más económica para almacenar fluidos a presión, sin embargo la fabricación de estos recipientes es mucho más cara a comparación de los recipientes cilíndricos.

La forma más común de los recipientes a presión es la cilíndrica, por la facilidad de construcción, igualmente estos recipientes requiere materiales de espesores menores para su elaboración en comparación a otras formas geométricas, salvo los recipientes de formas esféricas.

2.4.2.2 Descripción

Todo recipiente a presión está formado por un envoltente, dispositivos de sujeción o apoyo del propio equipo, conexiones de entrada y salida de los fluidos, elementos en el interior y accesorios en el exterior del recipiente. A continuación se procede a describir brevemente cada una de estas partes.

2.4.2.2.1 Envoltente

Es una envoltura metálica que forma propiamente el recipiente, los aparatos cilíndricos son los más utilizados, y en ellos la envoltente está formada básicamente por dos elementos: la parte cilíndrica o cubierta (carcasa) y los fondos o cabezas. Si la cubierta está constituida por varios cilindros de diversos diámetros, la unión entre ellos se realiza generalmente por figuras troncocónicas que realizan la transición. En la figura 2.7 se muestran las partes principales de un recipiente a presión.

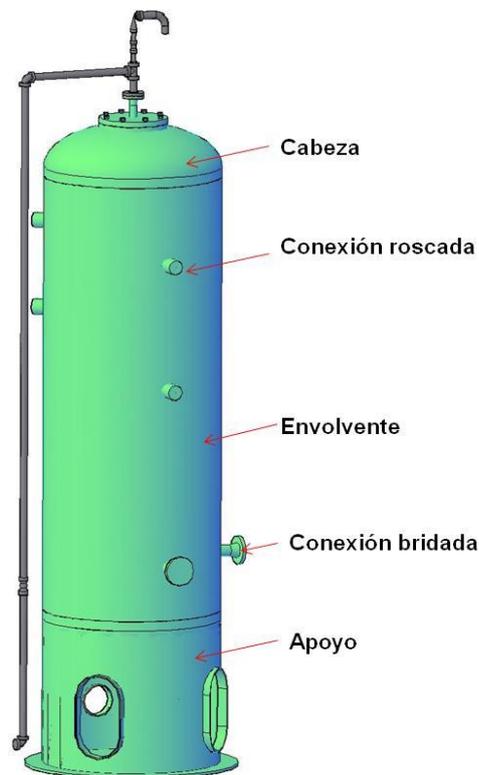


Fig. 2.7 Partes principales de un recipiente a presión

2.4.2.2.2 Cabezas

Las cabezas o fondos son las tapas que cierran la carcasa, normalmente son de perfil convexo, existiendo una gran diversidad de tipos entre ellos, y como excepción existen los fondos cónicos y planos, de muy reducida utilización.

Todos estos fondos se realizan a partir de una chapa metálica, a la que mediante estampación se le da la forma deseada, salvo el caso de fondos cónicos y planos.

En todos los fondos se realiza la transición de una figura bombeada a una cilíndrica, que es la cubierta; esta línea de transición, denominada justamente línea de tangencia, está sometida a grandes tensiones axiales que se traducen en fuertes tensiones locales, y éste es el punto más débil del recipiente; por esta razón no es aconsejable realizar la soldadura de unión fondo-cubierta a lo largo de esta línea. Para evitar esta coincidencia, los fondos bombeados se construyen con una parte cilíndrica, denominada pestaña o faldilla, cuya altura mínima h varía según la Norma o Código de cálculo empleado, pero en general debe cumplir lo siguiente:

$$h \geq 0.3\sqrt{D_e * e_f} \quad \text{[Ec. 2.17]}$$

Donde:

D_{ec} = Diámetro exterior de la cabeza [mm].

e_f = Espesor de la cabeza [mm].

Los tipos más usuales de cabezas son:

- **Tapas planas**

Generalmente se utilizan para recipientes sujetos a presión atmosférica, aunque en algunos casos se utilizan en recipientes a presión. Su costo entre las tapas es

el más bajo por la facilidad de construcción. En tanques de grandes dimensiones este tipo de tapas son utilizadas como fondos⁴⁰.

- **Tapas toriesfericas**

Son las de mayor aceptación en la industria, debido a su bajo costo y buena resistencia en altas presiones manométricas. El radio del abombado es aproximadamente igual al diámetro. Se pueden fabricar en diámetros desde 0.3 hasta 6 mts. (11.8 - 236.22 pulgs.)⁴¹.

- **Tapas semielípticas**

Son empleadas cuando el espesor calculado de una tapa toriesférica es relativamente alto, ya que las tapas semielípticas soportan mayores presiones que las toriesféricas. El proceso de fabricación de estas tapas es troquelado, su silueta describe una elipse de relación 2:1, su costo es alto⁴².

- **Tapas semiesféricas**

Utilizadas exclusivamente para soportar presiones críticas, como el nombre lo indica, la silueta describe una media circunferencia perfecta, el costo es alto y no hay límite dimensional para la fabricación⁴³.

- **Tapas cónicas**

Se utilizan generalmente en fondos donde existe acumulación de sólidos y como transiciones en cambios de diámetro de recipientes cilíndricos. De uso común en torres fraccionadoras o de destilación, no hay límites en cuanto a dimensiones para su fabricación y su única limitación consiste en que el ángulo de vértice no debe de ser calculado como tapa plana.

⁴⁰ Ing. Juan Manuel León Estrada, Diseño y Cálculo de Recipientes a Presión Edición 2001, pág. 6.

⁴¹ Ing. Juan Manuel León Estrada, Diseño y Cálculo de Recipientes a Presión Edición 2001, pág. 6.

⁴² Ing. Juan Manuel León Estrada, Diseño y Cálculo de Recipientes a Presión Edición 2001, pág. 6.

⁴³ Ing. Juan Manuel León Estrada, Diseño y Cálculo de Recipientes a Presión Edición 2001, pág. 9.

- **Tapas toriconicas**

A diferencia de las tapas cónicas, este tipo de tapas tienen diámetros con mayor radio de transición, se debe considerar que el diámetro supere el 6% del diámetro mayor ó 3 veces el espesor⁴⁴. Tiene las mismas restricciones que las cónicas.

- **Tapas planas con cejas**

Estas tapas se utilizan generalmente para presión atmosférica, el costo es relativamente bajo, y tienen un límite dimensional de 6 metros de diámetro como máximo⁴⁵.

- **Tapas únicamente abombadas**

Son empleadas en recipientes a presión manométrica relativamente baja, el costo puede considerarse bajo, sin embargo, si se usan para soportar presiones relativamente altas, es necesario analizar la concentración de esfuerzos generados, al efectuar un cambio brusco de dirección⁴⁶.

2.4.2.2.3 *Dispositivos de sujeción o apoyo*

Todo recipiente debe ser soportado, es decir, su carga debe ser transmitida al suelo o a alguna estructura que las transmita al suelo; esta misión la cumplen los dispositivos de sujeción o apoyo. Las cargas a las que está sometido el recipiente y que transmite al suelo a través de su apoyo son:

- Peso propio.
- Peso del líquido en operación normal, o agua en la prueba hidrostática.
- Peso de todos los accesorios internos y externos.
- Cargas debidas al viento.
- Cargas debidas a terremotos.

⁴⁴ Ing. Juan Manuel León Estrada, Diseño y Cálculo de Recipientes a Presión Edición 2001, pág. 9.

⁴⁵ Ing. Juan Manuel León Estrada, Diseño y Cálculo de Recipientes a Presión Edición 2001, pág. 6.

⁴⁶ Ing. Juan Manuel León Estrada, Diseño y Cálculo de Recipientes a Presión Edición 2001, pág. 6.

Los dispositivos de apoyo, así como los pernos de anclaje que los fijan al suelo o estructura portante, deben estar dimensionados para que resistan cada una de las condiciones de carga posible del recipiente.

Los dispositivos de apoyo para recipientes verticales son los siguientes:

- **Patas**

Con este tipo de dispositivo de sujeción el recipiente se apoya en 3 o 4 patas soldadas a la cubierta⁴⁷. Estas patas son perfiles en L-U-I soldados por encima de la línea de soldadura, directamente a la cubierta o a una placa de refuerzo soldada sobre el recipiente; la primera solución se utiliza para cubiertas en acero al carbono y de pequeño peso, mientras que la segunda se utiliza para cubiertas en acero aleado o recipientes de gran peso; en esta segunda solución el material de la placa es igual al de la cubierta y las patas son de acero al carbono. Cada pata está fijada al suelo por un perno de anclaje que resiste las cargas de tracción.

La sujeción por medio de patas se utiliza en recipientes de altura no superior a 5 m y diámetros no superiores a 2.4 m, siempre que los esfuerzos a transmitir no sean excesivos, o dicho de otro modo, siempre que el peso no sea muy grande, en cuyo caso se utiliza como apoyo el faldón cilíndrico.

- **Faldón cilíndrico o cónico**

En los recipientes que no pueden ser soportados por patas, bien sea por su tamaño o por tener que transmitir esfuerzos grandes, se utilizan los faldones cilíndricos, consistentes en un cilindro soldado al fondo. Con este tipo de apoyo la carga se reparte uniformemente a lo largo del perímetro de la circunferencia de soldadura, evitando concentraciones de esfuerzos en la envolvente y disminuyendo la presión transmitida al suelo.

Los pernos de anclaje se sitúan a lo largo del perímetro de la circunferencia de apoyo y a una distancia entre 400 y 600 mm, según el tamaño y el número

⁴⁷ PDVSA; Manual de Ingeniería de Diseño, Volumen 21, Patas De Soporte Para Recipientes Verticales pág. 1.

requerido. En todo caso, el número de pernos deberá ser múltiplo de 4 (4, 8, 12, 20, 24)⁴⁸.

Si la presión transmitida sobre el suelo es muy grande o el número requerido de pernos no cabe en la circunferencia del faldón, se realiza un faldón cónico que aumenta el tamaño de esta. El semiángulo del cono no debe ser mayor a 6°.

Para evitar momentos debidos al peso del recipiente se debe realizar el faldón de forma que su diámetro medio coincida con el diámetro medio de la cubierta.

Este tipo de apoyo es el más utilizado para torres, reactores y recipientes de tamaño medio y grande.

Al diseñar los faldones se debe tener en cuenta que ha de incluirse un acceso a su interior (dimensiones mínimas de 600 mm de diámetro) y unas ventilaciones para evitar la acumulación de gases en su parte interna.

- **Ménsulas⁴⁹**

Es el tipo de apoyo utilizado en recipientes verticales que deben soportarse en estructuras portantes, cuando las dimensiones y cargas no son muy grandes. El número de ménsulas utilizadas son 2, 4, 8 y raramente mayor, pero si fuera necesario, su número deberá ser múltiplo de 4. Al igual que las patas, pueden ser soldadas directamente a la cubierta o a una placa de refuerzo soldada al recipiente. Las razones que conducen a la adopción de uno u otro sistema son las mismas a las expuestas en el caso de apoyos del tipo de patas.

Para recipientes horizontales se tiene:

- **Sillas o saddles**

Este tipo de apoyo es muy utilizado en recipientes horizontales por la facilidad constructiva y económica en comparación a sistemas múltiples de soporte. La

⁴⁸ EUGENE F. MEGYESSY; Pressure Vessel Handbook, Twelfth Edition, 1996, pág. 77.

⁴⁹<http://repositorio.bib.upct.es/dspace/bitstream/10317/137/5/Anexo%206%20Calculo%20de%20recipientes%20a%20presion.pdf>

ubicación de este tipo de soportes a menudo está en función de la localización de los sumideros abiertos, que se ubican en el fondo de este tipo de recipientes⁵⁰.

2.4.2.2.4 Conexiones

Todo recipiente debe tener como mínimo una conexión de entrada del fluido y otra de salida, aunque siempre tienen muchas más. Seguidamente se indican los servicios más comunes que precisan conexiones en el recipiente:

- De entrada y salida de fluidos.
- Para instrumentos, como manómetros, termómetros, indicadores o reguladores de nivel.
- Para válvula de seguridad
- Para servicios tales como drenaje, venteo, de limpieza, paso de hombre, paso de mano, etc.

Salvo en casos excepcionales, las conexiones se realizan embridadas, ya que permiten su montaje y desmontaje sin tener que realizar ningún corte ni soldadura. Solo en casos de fluidos extremadamente tóxicos, o altamente explosivos en contacto con el aire, se realizan las conexiones soldadas.

2.4.2.2.5 Accesorios externos

En la parte exterior de la envolvente van soldados numerosos accesorios, de los cuales indicaremos los más comunes:

- **Soportes de instalación del aislamiento⁵¹**

Cuando la temperatura del fluido interior es superior a 60° C, o inferior a 0° C, se debe instalar un aislante para impedir la pérdida de calor o evitar el calentamiento del interior, así como por protección personal. Para poder aplicar el aislamiento se sueldan unos anillos que sirven de soporte de las mantas de aislamiento.

⁵⁰ EUGENE F. MEGYESSY; Pressure Vessel Handbook, Twelfth Edition, 1996, pág. 87.

⁵¹ PDVSA; Manual de Ingeniería de Diseño, Volumen 21, Insulation Supports For Vessels – Hotservice, pág. 2

- **Anclajes para aplicación de protección contra incendios⁵²**

Si un equipo está instalado en una zona donde existe peligro de incendio, se aplica a su parte inferior (soporte normalmente) un cemento que los protege del fuego. Para aplicar este cemento se sueldan unos anclajes que sirven de soporte del cemento antifuego.

- **Soportes de escalera y plataformas**

Cuando se prevé instalar escaleras y plataformas, se sueldan unas pequeñas placas en la envolvente (clips), a las que se atornillan estas escaleras y plataformas para su sujeción.

- **Soportes para tuberías**

De igual forma que para las escaleras se instalan unos clips para la soportación de las tuberías que bajan a lo largo del recipiente.

- **Pescantes**

Si el recipiente contiene elementos pesados en su interior, como platos, rellenos, etc., es necesario instalar un pescante en la parte superior del equipo para facilitar la instalación y la retirada de dichos elementos.

2.4.2.3 Sistema ASME

2.4.2.3.1 Introducción

En los años 20, al no existir ningún criterio a la hora de diseñar calderas y recipientes a presión, las explosiones por causas desconocidas son el factor principal para que en la década de los años veinte la American Society of the

⁵²<http://repositorio.bib.upct.es/dspace/bitstream/10317/137/5/Anexo%206%20Calculo%20de%20recipientes%20a%20presion.pdf>

Metal and Electricity (ASME) comience a crear códigos para el diseño y control de los recipientes a presión. Desde aquel tiempo, los códigos se incrementan hasta incluir los diferentes volúmenes que se tienen hasta hoy.

El diseñador deber tener claro que una norma sugiere los parámetros mínimos de diseño que garantizan que determinado diseño funcione. En otras palabras una norma indica lo que no se debe hacer al momento de diseñar, por lo tanto no todo lo que dice la norma es necesario aplicar.

2.4.2.3.2 Códigos de construcción

En estos códigos se detallan parámetros que deben ser considerados en la construcción y son los siguientes:

- Sección I, Calderas de potencia (Vapor).
- Sección III, Componentes de Plantas Nucleares de Potencia.
- Sección III, División 3, Sistemas de Contención y Empacado para Transporte de Combustibles Nucleares Desgastado y Desechos con Alto Nivel de Radioactividad.
- Sección IV, Calderas calefactoras (Agua Caliente).
- Sección VIII, División 1, Código para Recipientes a Presión Sin Fuego.
- Sección VIII, División 2, Reglas Alternativas para Recipientes a Presión Sin Fuego.
- Sección VIII, División 3, Reglas alternativas para Recipientes a Muy alta presión.
- Sección X, Recipientes a Presión Plásticos Reforzado con fibra de vidrio.
- Sección XII, Reglas para la fabricación de tanques de transporte.

2.4.2.3.3 Códigos de referencia

Detallan parámetros que complementan a los códigos de construcción, por ejemplo:

- Sección II, Código de materiales
- Sección IX, Calificación de soldadores

- Sección V, Ensayos No-Destructivos

2.4.2.4 Código ASME SECCION VIII DIVISION 1

En esta parte del código se establecen los requerimientos mínimos para el diseño, fabricación e inspección y para obtener la certificación autorizada de la ASME para los recipientes a presión.

En base a esto se ha dividido en:

Subsección A. Parte UG que cubre los requerimientos generales.

Subsección B. Requerimientos de fabricación.

Parte UW.- Para recipientes que serán fabricados por soldadura.

Parte UF.- Para recipientes que serán fabricados por forjado.

Parte UB.- Para recipientes que serán fabricados utilizando un material de relleno no ferroso a este proceso se le denomina "brazing".

Subsección C. Requerimientos de materiales.

Parte UCS.- Para recipientes construidos con acero al carbón y de baja aleación.

Parte UNF.- Para los construidos con materiales no ferrosos.

Parte UCI.- Para los construidos con fierro fundido.

Parte UCL.- Para los construidos con una placa "clad" integral o con recubrimiento tipo "lining".

Parte UCD.- Para los construidos con fierro fundido dúctil.

Parte UNT.- Para los construidos con aceros ferriticos con propiedades de tensión mejoradas por tratamiento térmico.

Parte ULW.- Para los fabricados por el método de multicanas.

Parte ULT.- Para los construidos con materiales con esfuerzos permisibles más altos a bajas temperaturas.

2.4.2.4.1 Esfuerzos en recipientes a presión

Los recipientes a presión están sujetos a varios tipos de cargas, los cuales ejercen esfuerzos de diferentes intensidades en los componentes del recipiente. La categoría del esfuerzo como la intensidad es función de la naturaleza de la carga, la geometría y la construcción del recipiente.

2.4.2.4.2 Cargas en recipientes a presión

Las cargas comunes en recipientes a presión son las siguientes:

- Presión interna o externa.
- Peso del recipiente y del contenido.
- Reacciones estáticas debido al acoplamiento de equipos, tuberías, revestimientos, aislamientos, etc.
- Acoplamientos internos como, soportes, terminales de izaje, sillas, faldones, patas.
- Reacciones cíclicas y dinámicas por la variación de presión ó temperatura.
- Viento y fuerzas sísmicas.
- Fluid shock.
- Expansión Térmica.
- Presiones anormales causadas por deflagración.

2.4.2.4.3 Esfuerzos máximos admisibles

- Esfuerzos de tracción S_a

Es el esfuerzo máximo admisible en tensión, cuyos valores para aceros al carbono y aceros de baja aleación se muestran en el Code Table UCS-23 y para aceros de alta aleación son mostrados en la tabla UHA-23 del anexo A-IV.

- Esfuerzos longitudinales por compresión

Es el valor más bajo del esfuerzo de tracción S_a .

- Esfuerzos de membrana

Este tipo de esfuerzos son producidos por la combinación de cargas⁵³.

2.4.2.4.4 *Presión interna en cuerpos cilíndricos*

Para el diseño de recipientes a presión se define dos tipos de presiones:

- Presión de operación

Es la presión requerida por el proceso, en otras palabras, es la presión con la que el recipiente opera normalmente.

- Presión de diseño

Este tipo de presión, es con la cual el recipiente es diseñado, netamente está dado por el diseñador mecánico y este valor es superior a la presión de operación del recipiente. Una práctica común seguida por los diseñadores es a la presión de operación sumarle 20 psi ó 10% de la presión de operación⁵⁴.

- Máxima presión de trabajo admisible.

Es la presión interna a la cual los elementos más débiles del recipiente son cargados al último esfuerzo permisible, además se asume que el recipiente cumple los siguientes requerimientos:

- a) El recipiente es nuevo, no corroído
- b) La temperatura de operación no afecta las propiedades del material
- c) La posición del recipiente en operación no cambia
- d) Cargas externas que se suman a la presión interna

⁵³ ASME Boiler and Pressure Vessel Code SECTION VIII-1, 2001, pág. 84.

⁵⁴ Ing. Manuel Tapia, Curso de Procesos y Diseño de Plantas Procesadoras de Petróleo, 2001.

En la industria los fabricantes de recipientes a presión toman como límite a la presión máxima admisible de trabajo dado por la cabeza o cuerpo del recipiente, no por los elementos pequeños como bridas u orificios abiertos.

2.4.2.4.5 Fórmulas de espesores en recipientes cilíndricos sometidos a presión interna

En esta sección se muestra las fórmulas usadas para el cálculo de espesores requeridos y máximas presiones admisibles de trabajo.

$$t = \frac{P_{dr}R_e}{SE+0.4P_d} \quad [\text{Ec. 2.18}]^{55}$$

$$P_d = \frac{SEt}{R_e-0.4t} \quad [\text{Ec. 2.19}]^{56}$$

Donde:

P_{dr} = Presión de diseño ó máxima presión de trabajo admisible [psi].

S = Máximo esfuerzo admisible a la tracción.

E = Eficiencia en juntas soldadas.

R_e = Radio externo del recipiente [in].

t = Espesor de pared [in].

2.4.2.4.6 Fórmulas de espesores para cabezas de recipientes a presión

En esta sección se muestra un resumen de fórmulas para, el cálculo del espesor de pared para formas más comunes de cabezas de cilindros a presión.

- Cabeza hemisférica

$$t = \frac{P_d R_e}{2SE+0.8P_d} \quad [\text{Ec. 2.20}]^{57}$$

$$P_d = \frac{2SEt}{R_e-0.8t} \quad [\text{Ec. 2.21}]^{57}$$

⁵⁵ EUGENE F. MEGYESSY; Pressure Vessel Handbook, Twelfth Edition, 1996, pág. 22.

⁵⁶ EUGENE F. MEGYESSY; Pressure Vessel Handbook, Twelfth Edition, 1996, pág. 22.

⁵⁷ EUGENE F. MEGYESSY; Pressure Vessel Handbook, Twelfth Edition, 1996, pág. 22.

Aplicable para cuando t no sobrepasa $0.356L_e$ o P_d no es mayor que $0.665SE$.

- Cabeza elipsoidal

$$t = \frac{P_d D_{er}}{2SE + 1.8P_d} \quad [\text{Ec. 2.22}]^{57}$$

$$P_d = \frac{2SEt}{D_{er} - 1.8t} \quad [\text{Ec. 2.23}]^{57}$$

Aplicable para cuando la relación de radios es cercana a 2:1 ó $h = D_{er}/4$

- Cabeza torisférica

$$t = \frac{0.885P_d L_e}{SE + 0.8P_d} \quad [\text{Ec. 2.24}]^{58}$$

$$P_d = \frac{SEt}{0.885L_e - 0.8t} \quad [\text{Ec. 2.25}]^{58}$$

Aplicable para cuando L_e/r es igual a $16^{2/3}$

$$t = \frac{P_d L_e M}{2SE + P_d(M - 0.2)} \quad [\text{Ec. 2.26}]^{58}$$

$$P_d = \frac{2SEt}{L_e M - t(M - 0.2)} \quad [\text{Ec. 2.27}]^{58}$$

Aplicable para cuando L_e/r es menor que $16^{2/3}$

Donde:

P_d = Presión de diseño ó máxima presión de trabajo admisible.

S = Máximo esfuerzo admisible a la tracción.

E = Eficiencia en juntas soldadas.

R_e = Radio externo del recipiente [in].

t = Espesor de pared (in).

L_e = Radio externo de cabeza hemisférica o radio de corona interna de una cabeza torisférica [in].

$$M = \frac{1}{4}(3 + \sqrt{L_e/r})$$

⁵⁸ EUGENE F. MEGYESSY; Pressure Vessel Handbook, Twelfth Edition, 1996, pág. 24.

r = Radio interno de charnela o articulación de una cabeza torisférica [in].

D_{er} = Diámetro externo del recipiente [in].

2.5 FUNDAMENTOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR

En esta parte se revisan los conceptos y fórmulas para el cálculo de pérdidas de calor que van a ser utilizadas en el diseño del equipo toma muestras.

2.5.1 MODOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR

2.5.1.1 Conducción

Se conoce como conducción a la transferencia de energía desde partículas más energéticas, hacia partículas con menor energía de una determinada sustancia, la transferencia de energía se da por contacto directo entre partículas, no existe un flujo neto de materia. Se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$\frac{q_x}{A_n} = -k \frac{dT}{dx} \quad [\text{Ec. 2.28}]^{59}$$

Donde:

q_x = Razón de flujo de calor en dirección x [Btu/hr].

A_n = Área normal a la dirección del flujo de calor [ft²].

k = Conductividad térmica [Btu/hr-°F-ft²].

dT/dx = Gradiente de temperatura en dirección x [°F/ft].

Dependiendo la forma de la superficie que se analice, la fórmula de transferencia de calor por conducción adquiere diferentes formas.

⁵⁹ JAMES R. WELTY; Transferencia de Calor Aplicada a la ingeniería, 1996, pág. 2.

2.5.1.2 Convección

La convección es la segunda forma básica de transferencia de calor la cual involucra el intercambio de energía entre un fluido y una superficie o interface, originado por el movimiento aleatorio molecular más la transferencia de energía por el movimiento global de estas moléculas.

Existen dos clases de procesos convectivos los cuales se presentan a continuación.

2.5.1.2.1 Convección natural

La convección natural o libre es provocada por el movimiento natural del fluido, este movimiento es provocado por los cambios de densidad en el fluido como consecuencia del intercambio de energía.

Una expresión muy útil para convección natural para aire a presión atmosférica es la propuesta por McAdams expresada de la siguiente forma:

$$h_n = A_1 \left(\frac{\Delta T}{D} \right)^b \quad \text{[Ec. 2.29]}^{60}$$

Donde:

h_n = Convección natural [Btu/hr-°F-ft²].

A_1, b = Constante que dependen de la geometría y condiciones del flujo [adimensional].

ΔT = Diferencia entre la temperatura superficial del equipo y la temperatura ambiental [°F].

L_s = Longitud significativa la cual es función de la geometría y del flujo [ft].

Los valores de A_1 y b sugeridos por McAdams se resumen en la tabla 2.3.

⁶⁰ JAMES R. WELTY; Transferencia de Calor Aplicada a la ingeniería, 1996, pág. 264.

Tabla 2.3 Constantes necesarias en la ecuación (2.29) para convección natural en el aire⁶¹

GEOMETRIA	RANGO APLICADO	A ₁	b	L _s
Superficies verticales (planos y cilindros)	10 ⁴ <GrL*Pr<10 ⁹	0,29	1/4	Altura
	10 ⁹ <GrL*Pr<10 ¹²	0,19	1/3	1
Cilindros horizontales	10 ³ <GrD*Pr<10 ⁹	0,27	1/4	Diámetro
	10 ⁹ <GrD*Pr<10 ¹²	0,18	1/3	1
Planos horizontales placas calientes hacia arriba	10 ⁵ <GrL*Pr<2*10 ⁷	0,27	1/4	Longitud de lado
Planos horizontales placas frías hacia abajo	2*10 ⁷ <GrL*Pr<3*10 ¹⁰	0,22	1/3	1
Placas frías hacia arriba o placas calientes hacia abajo	2*10 ⁷ <GrL*Pr<3*10 ¹⁰	0,12	1/4	Longitud de lado

El número de Grashof se calcula con la siguiente fórmula:

$$Gr_D = \frac{D_a^3 * \Delta T * \rho^2 * \beta * g}{\mu^2} \quad [\text{Ec. 2.30}]^{62}$$

Donde:

$$\mu = \text{Viscosidad dinámica} \left[\frac{\text{lb}_m}{\text{ft}} \right]$$

$$g = \text{Gravedad} \left[\frac{\text{ft}}{\text{s}^2} \right]$$

$$\beta = \text{Coeficiente de expansión térmica} \left[\frac{1}{^\circ\text{F}} \right]$$

$$\rho = \text{Densidad} [\text{lb}/\text{ft}^3]$$

ΔT = Diferencia entre la temperatura superficial del equipo y la temperatura ambiental.

$$D_a = \text{Diámetro exterior incluido el espesor del aislante} [\text{ft}]$$

⁶¹ JAMES R. WELTY; Transferencia de Calor Aplicada a la ingeniería, 1996, pág. 264.

⁶² JAMES R. WELTY; Transferencia de Calor Aplicada a la ingeniería, 1996, pág. 220.

2.5.1.2.2 Convección forzada para flujo interno

En este proceso convectivo el movimiento del fluido sobre una superficie es forzado, debido al efecto de un agente externo como un ventilador o una bomba.

Para el cálculo de la convección forzada se utiliza la siguiente fórmula:

$$h_i = \frac{Nu_L * k}{D} \quad [\text{Ec. 2.31}]^{63}$$

Donde:

$$h_i = \text{Convección interna} \left[\frac{BTU}{hr * ft^2 * ^\circ F} \right]$$

$$k = \text{Conductividad Térmica} \left[\frac{BTU}{hr * ft * ^\circ F} \right]$$

$$D = \text{Diámetro interno de la tubería} [ft]$$

$$Nu_L = \text{Número de Nusselt} [adimensional]$$

Para el cálculo del número de Nusselt para flujo laminar no desarrollado en tuberías con temperatura constante de pared se tiene la correlación experimental de Seider y Tate:

$$Nu_L = 1,86 \left(Re * Pr * \frac{D}{L} \right)^{\frac{1}{3}} * \left(\frac{\mu}{\mu_0} \right)^{0.14} \quad [\text{Ec. 2.32}]^{64}$$

$$Re = \frac{\rho * V * D}{\nu} \quad [\text{Ec. 2.33}]^{65}$$

$$Pr = \frac{Cp * \mu}{k} \quad [\text{Ec. 2.34}]^{66}$$

Donde:

$$Re = \text{Número de Reynolds} [adimensional]$$

$$Pr = \text{Número de Prandtl} [adimensional]$$

$$D = \text{Diámetro interno de la tubería} [ft]$$

⁶³ JAMES R. WELTY; Transferencia de Calor Aplicada a la ingeniería, 1996, pág. 256.

⁶⁴ JAMES R. WELTY; Transferencia de Calor Aplicada a la ingeniería, 1996, pág. 272.

⁶⁵ JAMES R. WELTY; Transferencia de Calor Aplicada a la ingeniería, 1996, pág. 184.

⁶⁶ JAMES R. WELTY; Transferencia de Calor Aplicada a la ingeniería, 1996, pág. 217.

L = Longitud de la tubería [ft]

μ = Viscosidad dinámica evaluada a temperatura del fluido [cP]

μ_0 = Viscosidad dinámica evaluada a temperatura de pared de la tubería [cP]

k = Conductividad Térmica $\left[\frac{BTU}{hr \cdot ft \cdot ^\circ F} \right]$

Cp = Calor específico $\left[\frac{BTU}{lb \cdot ^\circ F} \right]$

2.5.1.2.3 Transferencia convectiva de calor

En 1701 Isaac Newton expresa por primera vez la relación para la transferencia convectiva de calor, conocida como ley de enfriamiento de Newton y se muestra a continuación:

$$q = hA_n(T_{superf} - T_{fluido}) \quad \text{[Ec. 2.35]}^{67}$$

Donde:

q = Relación de transferencia convectiva de calor $\left[\frac{BTU}{hr} \right]$

A_n = Área normal a la dirección del flujo de calor [ft^2]

$T_{superf} - T_{fluido}$ = Fuerza motriz de la temperatura [$^\circ F$]

h = Coeficiente convectivo de transferencia de calor $\left[\frac{BTU}{hr \cdot ft^2 \cdot ^\circ F} \right]$

2.5.1.3 Mecanismos combinados de transferencia de calor

En problemas reales de ingeniería es poco usual encontrar procesos de transferencia que no involucre al menos dos de los tres mecanismos, se los puede trabajar individualmente. Otra forma común de expresar la rapidez de la transferencia de calor de mecanismos combinados es:

$$q = UA\Delta T \quad \text{[Ec. 2.36]}^{68}$$

⁶⁷ JAMES R. WELTY; Transferencia de Calor Aplicada a la ingeniería, 1996, pág. 11.

Donde:

U = Coeficiente global de transferencia de calor $\left[\frac{BTU}{hr \cdot ft^2 \cdot ^\circ F} \right]$ y es calculado con la siguiente expresión:

$$U = \frac{1}{A \sum R_t} \quad [\text{Ec. 2.37}]^{69}$$

Donde:

$\sum R_t$ = Suma en serie, en paralelo o una combinación de las distintas resistencias térmicas involucradas.

2.6 CARÁCTERÍSTICAS DE EQUIPOS EXISTENTES

Es muy importante que las muestras de crudo extraídas sean lo más homogéneas posible, de tal manera que la medición de BS & W o corte de agua sea la más aproximada. En la actualidad debido a los altos precios del petróleo, la medición de BS & W debe ser lo más exacto, ya que la mínima variación de este valor al ser multiplicados por miles de barriles que se producen diariamente, representan altas sumas de dinero que las operadoras no facturan al estado.

En el mercado internacional existen algunos equipos los cuales se presentan a continuación:

2.6.1 JANEFIELD TECH DODEL 804m (figura 2.8)

Equipo extraíble sin sistema de recirculación, se acopla directamente a la probeta extractora de muestras, además posee un recipiente pequeño en el cual almacena las muestras. Todo el procedimiento de extracción se lo realiza manualmente.

⁶⁸ JAMES R. WELTY; Transferencia de Calor Aplicada a la ingeniería, 1996, pág. 17.

⁶⁹ JAMES R. WELTY; Transferencia de Calor Aplicada a la ingeniería, 1996, pág. 17.

2.6.1.1 Características

- Toma de muestras en líneas de baja presión.
- Extracción manual directamente de tuberías de crudo, gas natural licuado de petróleo, petróleo refinado, etc.
- Para tuberías de 4" a 53" clase 150/300 lbs.
- Funcionamiento en medios ácidos.
- Fabricado en acero inoxidable 316.
- Fácil lavado en sitio.



Fig. 2.8 Toma muestras extraíble modelo 804. Empresa JANEFIELD TECH DODEL⁷⁰

2.6.2 SAMPLER MODULAR 810 (figura 2.9)

Se utiliza en conjunto con la sonda de muestreo, puede manejar partículas grandes de agua y sólido por lo que difícilmente se taponan, este extrae directamente la muestra desde una línea de circulación, es de operación manual, la muestra es extraída mediante una válvula en la parte inferior del sampler.

⁷⁰ <http://www.janefield.com>

2.6.2.1 Características

- De fijación en el circuito de circulación de crudo, LGN, GLP, hidrocarburos y otras sustancias químicas.
- Recomendado para tuberías de alta y baja producción.
- De fácil accionamiento, minimiza el tiempo de mantenimiento y espera.
- Presión de trabajo desde 1 a 147 atmosferas (ANSI clase 900).
- Versión de la NACE para servicio altamente corrosivo.
- Tamaño estándar de muestra de 0,5 y 1 ml.
- Motor de aire de doble acción.
- Diseño fiable, en retenes, cojinetes y pistones.



Fig. 2.9 Sampler modular modelo 810. Empresa JANEFIELD TECH DODEL⁷¹

2.6.3 CRUDE OIL SAMPLER (figura 2.10)

Es un equipo que incluye un sistema de recirculación de la muestra tomada, este sistema es accionado por una bomba de engranajes, las muestras son almacenadas en un recipiente y extraídas manualmente por el operador mediante una válvula ubicada en el cuerpo del recipiente.

⁷¹ <http://www.janefield.com>

2.6.3.1 Características

- Sistema de control y extracción de muestras semiautomática
- Extracción de muestras de pozos de producción o en puntos en tuberías de transferencia
- Sistema de muestreo isocinético
- Permite lecturas de BS & W y gravedad API con alta precisión
- Equipo fijo apto para trabajar a la intemperie
- Apto para trabajar con crudos livianos

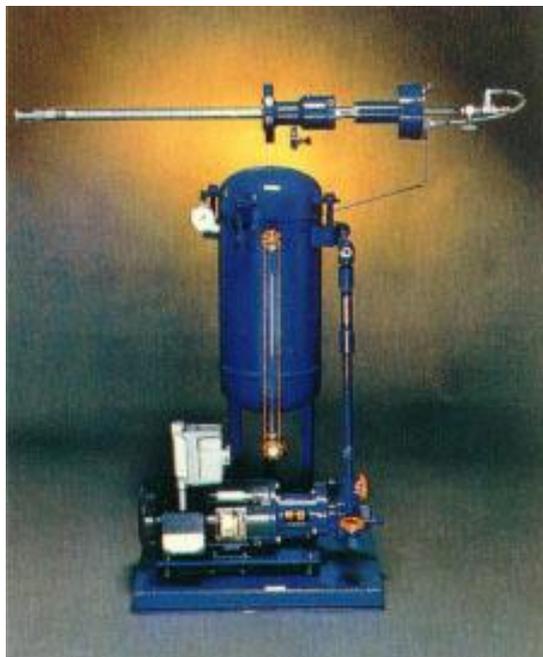


Fig. 2.10 Crude oil sampler. Empresa Welker Petróleo⁷²

⁷² <http://www.eastern-energy-services.com>.

CAPITULO 3.

BASES Y CRITERIOS DE DISEÑO

3.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se establecen los criterios y bases para el diseño del equipo toma muestras, estos criterios son desarrollados en base a la aplicación de normas, buenas prácticas de ingeniería y requerimientos del proceso como del cliente. Las bases del diseño son: las propiedades del crudo, las características climatológicas y la tecnología disponible para la fabricación del equipo.

3.2 ESPECIFICACIONES DEL CLIENTE

Las partes y materiales del equipo toma muestras deben cumplir con las exigencias que solicita el cliente, las operadoras petroleras generan especificaciones técnicas y de construcción en las cuales especifican que tipo de material debe ser utilizado para determinada aplicación, por ejemplo para las tuberías existe una especificación en las cuales dependiendo el servicio y el diámetro de la línea, indican el material de construcción de la tubería y accesorios, muestran el tipo de acabado superficial y protección, para el caso de válvulas las operadoras enlistan las marcas de fabricación que son aceptadas.

Al igual que para las tuberías, existen un gran número de especificaciones para otras aplicaciones, en el caso de no cumplir con estos requerimientos las operadoras rechazan el diseño, por este motivo es importante el manejo y comprensión de las mismas.

3.3 CONDICIONES DE OPERACIÓN

3.3.1 LUGAR DE OPERACIÓN

El lugar de operación del toma muestras de crudo es la estación de TIVACUNO A/B que actualmente es operada por REPSOL YPF en el bloque 16, ver figura 3.1.

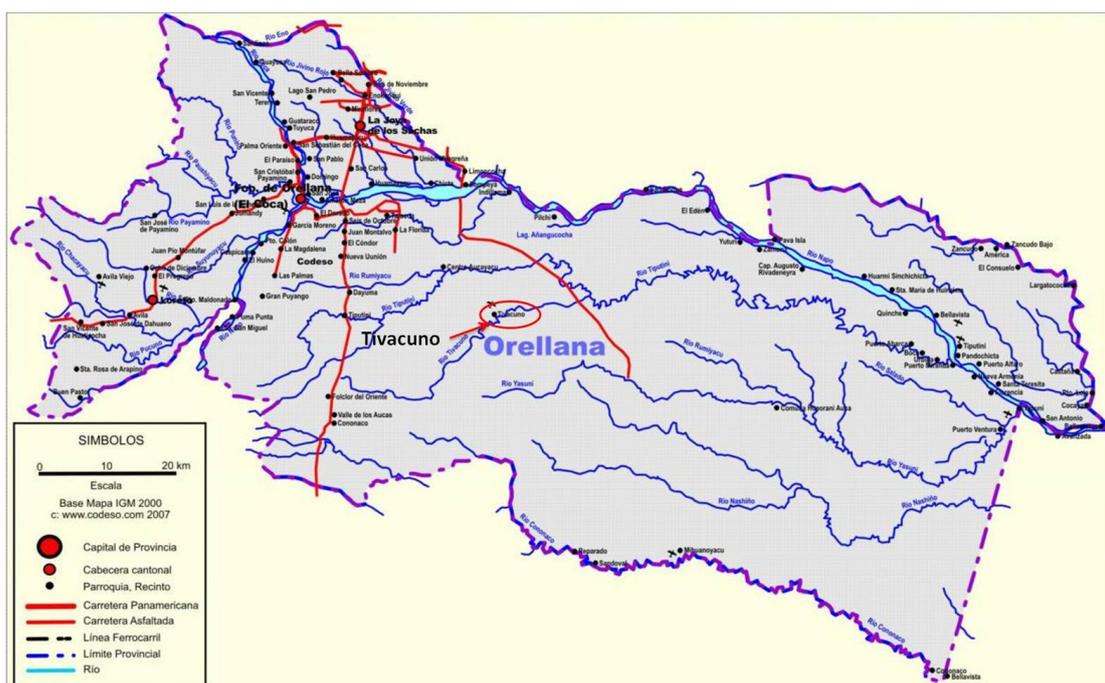


Fig. 3.1 Ubicación geográfica de la estación Tivacuno en la provincia de Orellana⁷³

El Bloque 16 se encuentra en la región Amazónica, provincia de Orellana, es una zona con clima húmedo tropical lluvioso, con altas precipitaciones, elevada humedad y temperatura que no varían significativamente entre el invierno y el verano, rodeada de exótica vegetación y fauna típica de la selva.

La elevación promedio sobre el nivel del mar de las instalaciones es del orden de los 800 ft ASML (245 m SNMM).

Dispone de dos rutas de acceso al Bloque 16, la primera es terrestre desde el puerto de Esmeraldas – Quito – Lago Agrio – Shushufindi – Limoncocha –

⁷³ <http://3.bp.blogspot.com>.

Pompeya. La segunda por vía fluvial desde Manaus (Brasil), Río Amazonas (Perú) y por el Río Napo hasta Pompeya.

El tipo de terreno es ondulado, con áreas sujetas a inundación en los sitios cercanos a las cuencas hidrográficas, siendo las más importantes: río Napo, río Tiputini, río Yasuní, río Dicaro, río Nashiño.

3.3.2 CONDICIONES PREVIAS

El crudo que ingresa al toma muestras es suministrado desde las líneas de crudo del separador V-1901C, la temperatura del crudo se considera constante e igual a la temperatura de operación del separador (185°F). El equipo extrae muestras de distintos pozos, de producción en consecuencia trabaja con distintos tipos de crudo cada uno con diferentes propiedades.

Para efectos de diseño se trabaja con las condiciones más críticas de operación.

3.3.3 CONDICIONES DE OPERACIÓN

El crudo extraído de las líneas del separador V-1901C, ingresa en el toma muestras y es recirculado en un arreglo de tuberías y válvulas, la temperatura del fluido no debe ser menor a los 185°F con el objetivo de mantener la viscosidad estable, la presión del fluido es igual a la presión de operación del separador V-1901C y el caudal en las tuberías de recirculación debe ser mayor a 5 GPM.

3.4 PROPIEDADES DEL FLUIDO

En la estación de Tivacuno se procesan varios tipos de crudos procedentes de 11 pozos de producción, obteniendo fluidos con distinta viscosidad y corte de agua. Los datos con las propiedades de los distintos tipos de crudo, son proporcionados por el operador de la estación. Para el diseño se considera las condiciones más

críticas en el proceso, es decir condiciones críticas de viscosidad, corte de agua y de gravedad API del crudo.

3.4.1 FLUJOS ESPERADOS

Los flujos esperados se detallan en la tabla 3.1:

Tabla 3.1 Flujos de crudo, agua y gas de los pozos de la plataforma Tivacuno A/B (Prueba en V-1901C)⁷⁴.

POZO I.D.	CORTE DE AGUA (%)	°API	GAS Mmscfd	AGUA BWPD	CRUDO BOPD
TIVACUNO 1M1	85	16	38	2.375	423
TIVACUNO 4T	95	18	38	4.410	233
TIVACUNO A1M1C	92	19	3	1.463	129
TIVACUNO A3M1	95	17	6	262	12
TIVACUNO A4TM	87	21	7	998	152
TIVACUNO A6HM1C	97	17	41	11.002	375
TIVACUNO A7HT	96	19	42	6.525	264
TIVACUNO B1M1	95	18	5	2.472	124
TIVACUNO B2M1	89	19	4	435	53
TIVACUNO-B-3-HM1	95	18	38	7.214	376
TIVACUNO B5HT	96	18	54	7.805	298
TIVACUNO AB Total	-	-	276	44.963	2.440
			Máximo	54,0	11.002
			Mínimo	2,7	12
			Max/min	20,3	34

⁷⁴ Repsol YPF Ecuador.

BOPD= barrels oil per day (barriles de crudo por día)

BWPD= barrels water per day (barriles de agua por día)

MMSCFD= million metric standard cubic foot per day (millones de pies cúbicos por día); SCF= standard cubic foot, (pie cubico de gas a condición estándar).

Condición estándar: 14.7 psi a 60°F (101.35 kPa a 2 88.7°K)

3.4.2 VISCOSIDAD

En general la viscosidad del líquido producido en los pozos de la plataforma Tivacuno A/B tiende a la viscosidad del agua (aproximadamente 1cP) con porcentajes de BSW superiores al 65%.

En la tabla 3.2 se presenta los análisis de viscosidad vs. BSW de ciertos pozos de Tivacuno.

Tabla 3.2 Datos viscosidad. Pozos de Tivacuno. Viscosidad en fluido BSW > 65% similar a la del agua. Se presenta como referencia la viscosidad de pozos de Tivacuno C⁷⁵

POZO	BSW, (%)	T (°C)	Viscosidad cP
TIVACUNO B1	6	40	379,9
		50	222,8
		80	74

POZO	BSW, (%)	T (°C)	Viscosidad (cP)
TIVACUNO C4 API 17,9	16	40	641,5
		50	336,3
		80	78,1

POZO	BSW, (%)	T (°C)	Viscosidad (cP)
TIVACUNO C7 API 16,7	20	40	460,2
		50	260,9
		80	69,8

POZO	BSW, (%)	T (°C)	Viscosidad (cP)
TIVACUNO C4 API 17,9	32	40	849,9
		50	444,3
		80	106,5

POZO	BSW, (%)	T (°C)	Viscosidad (cP)
TIVACUNO C7 API 16,7	32	40	460,2
		50	260,9
		80	69,8

POZO	BSW, (%)	T (°C)	Viscosidad (cP)
TIVACUNO C4 API 17,9	40	40	1128,8
		50	614,5
		80	145,3

⁷⁵ Repsol YPF Ecuador.

3.5 DATOS AMBIENTALES

3.5.1 TEMPERATURA

En la tabla 3.3 se muestran los datos de temperatura ambiental

Tabla 3.3 Temperatura en el sitio de operación⁷⁶

TEMPERATURA		
	Bulbo Seco (°F)	Bulbo Húmedo (°F)
Máxima Diseño	102	97
Promedio Diseño (Verano/Invierno)	95/80	82/77,5
Mínima Diseño	59	57

3.5.2 PRESIÓN BAROMÉTRICA

En la tabla 3.4 se detallan las presiones barométricas registradas.

Tabla 3.4 Presión barométrica en el sitio de operación⁷⁷

PRESIÓN BAROMÉTRICA	
Máxima Diseño	14,32 psia
Mínima Diseño	14,02 psia

3.5.3 HUMEDAD RELATIVA

En la tabla 3.5 se detallan los valores registrados de humedad relativa.

Tabla 3.5 Humedad relativa en el sitio de operación⁷⁸

HUMEDAD RELATIVA	
Máxima Diseño	99,90%
Promedio Diseño	90,40%
Máxima Diseño	-

⁷⁶ Repsol YPF Ecuador.

⁷⁷ Repsol YPF Ecuador.

⁷⁸ Repsol YPF Ecuador.

3.5.4 PLUVIOSIDAD

Los datos de pluviosidad se detallan en la tabla 3.6.

Tabla 3.6 Humedad relativa en el sitio de operación⁷⁹

PLUVIOSIDAD	
Intensidad Máxima Tormenta	7, 4 pulg. (4,62 US gal/hr*ft ²)
Promedio Anual (Tasa de Diseño)	129,5 pulg.
Promedio de días lluviosos al año	219

3.6 NORMAS Y CÓDIGOS APLICABLES

Los códigos, normas y prácticas que se listan forman parte del diseño del equipo toma muestras.

- API/-RP-500 Area Classification.
- API RP 520 Sizing, Selection and Installation of Pressure-Relieving Devices in Refineries, Part I - Sizing and Selection.
- API STD 521 / ISO 23251 Guide for Pressure-Relieving and Depressuring Systems.
- ANSI B1.1 Roscas de Tornillos Unificados.
- (Unified Screw Threads).
- ANSI B2.1 Roscas para Tubos – Excepto Sello Seco Pipe Threads (Except Dry Seal).
- ANSI B16.10 Dimensiones de Caras y Extremos de Válvulas de Material Ferroso.
- ANSI B16.11 Accesorios de Acero Forjado, Inserto soldable y Roscados.
- (Forged Steel Fitting, Socket Welding and Threaded).
- ASTM A53 Tubería de Acero Soldada y Sin Costura (Welded and Seamless Steel Pipe).

⁷⁹ Repsol YPF Ecuador.

- ASTM A106 Tubería de Acero al Carbono Sin Costura para Servicios de Altas Temperaturas (Seamless Carbon Steel Pipe for High Temperature Services).
- NFPA National Fire Protection Association.
- OSHA Occupational Safety and Health Act.
- AWS American Welding Society.
- NACE National Association of Corrosion Engineers.
- ISA International Society of Automation (Nombres previos: instrumentación, Systems, and Automation Society; Instrument Society of America).
- American Institute of Steel Construction (AISC).

CAPITULO 4.

DISEÑO DE PARTES Y SELECCIÓN DE EQUIPOS

En este capítulos se realizan los cálculos necesarios para el diseño de partes y selección de equipos que componen el equipo de toma muestras. Tanto los cálculos como la selección de equipos se basan en normas y códigos vigentes.

4.1 DISEÑO DEL RECIPIENTE

4.1.1 CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO DEL RECIPIENTE

4.1.1.1 Volumen del recipiente

El tamaño del recipiente se determina por el volumen total de muestras requeridas, el número de muestras tomadas, por el volumen de las muestras y la facilidad de transporte para el caso de recipientes portables. Para el caso de la obtención de muestras en líneas de crudo, el volumen del recipiente según la API 8.2 está entre los 5 a 15 galones⁸⁰.

Por factores tales como espacio y facilidad de construcción el volumen del recipiente se toma de 6 galones ó $22,71 \times 10^{-3} \text{ [m}^3\text{]}$.

El cuerpo del recipiente por simplicidad de construcción y disminución de tamaño, es de tubería comercial, por lo tanto la forma del recipiente es cilíndrica.

Las dimensiones del cuerpo se calculan de la siguiente manera:

$$V_r = \frac{\pi D^2}{4} * L_c \quad \text{[Ec. 4.1]}$$

Donde:

V_r = Volumen del recipiente $[\text{m}^3]$

⁸⁰ API 8.2; Standard Practice for Automatic Sampling of Liquid Petroleum and Petroleum Products; 1995, pág. 7.

D_r = Diámetro nominal del recipiente [m]

L_c = Longitud entre costuras del recipiente [m]

Una práctica constructiva, sugiere que la distancia mínima entre cordones de soldadura en tuberías sea de 2:1, es decir la longitud del cilindro es el doble de su diámetro. Esta consideración ingresada en la ecuación 3.1 da como resultado la siguiente expresión:

$$V_r = \frac{\pi D_r^3}{2} \quad \text{[Ec. 4.2]}$$

Para el cálculo del diámetro la ecuación 4.2 toma la siguiente fórmula:

$$D_r = \sqrt[3]{\frac{2V_r}{\pi}} \quad \text{[Ec. 4.3]}$$

Remplazando valores en la ecuación 4.3 para un volumen de $22,71 \times 10^{-3}$ [m³]. Se obtiene un diámetro de:

$$D_r = 243,5 \times 10^{-3} \text{ [m]}$$

Y una longitud de:

$$L_c = 487 \times 10^{-3} \text{ [m]}$$

Del anexo A-II se selecciona el diámetro de tubería que más se aproxime al valor del diámetro del recipiente calculado anteriormente.

El diámetro próximo encontrado en el anexo A-II es de 273 [mm] o 10", por tanto las dimensiones del cuerpo del cilindro son:

$$L_c = 0,5 \text{ [m]}$$

$$D_r = 273 \times 10^{-3} \text{ [m]}$$

4.1.1.2 Temperatura de diseño

La temperatura de diseño mecánico para recipientes a presión sin aislamiento interno, no debe ser menor a la máxima temperatura de operación incrementada en 301.15°K (50°F). La temperatura así calculada no debe exceder la temperatura máxima correspondiente al valor máximo del esfuerzo del material conforme con el código ASME aplicable.

La Temperatura Mínima de Diseño del Metal (MDMT), debe ser 0,95 veces la temperatura mínima ambiental de la zona de instalación del equipo o la mínima temperatura de trabajo del equipo en escala absoluta Kelvin.

La temperatura de operación se considera la misma temperatura a la cual opera el separador V-1901C la cual es 185°F. El cálculo se presenta a continuación:

$$T_d = T_o + 50^\circ\text{F} \quad \text{[Ec. 4.4]}$$

Donde:

T_d = Temperatura de diseño [°F]

T_o = Temperatura de operación [185°F]

Remplazando estos valores en la ecuación 4.4 se obtiene:

$$T_d = 235^\circ\text{F} (386^\circ\text{K})$$

4.1.1.3 Presión de diseño

La presión de diseño mecánico en recipientes verticales, es la máxima presión de operación existente en la parte superior más un 10% de esta presión o 137,90 kPa (20 psig), la que resulte mayor.

Considerar que una presión de diseño igual o menor que 103 [kPa] (15 psig) caen fuera de los alcances obligatorios del Código ASME y el valor mínimo de la presión interna de diseño debe ser de 344,74 [kPa] (50 psig).

A continuación el cálculo:

$$P_{dr} = P_o + 20psig \quad [\text{Ec. 4.5}]$$

$$P_{dr} = P_o + 0,1P_o \quad [\text{Ec. 4.6}]$$

Donde:

P_{dr} = Presión de diseño del recipiente [*psig*]

P_o = Presión de operación en el punto más alto del recipiente [*psig*]

La presión en el punto más alto del recipiente es igual a la presión de ingreso del crudo más la presión que ejerce el aire al ser desplazado por el volumen de crudo que ingresa (ver figura 4.1).

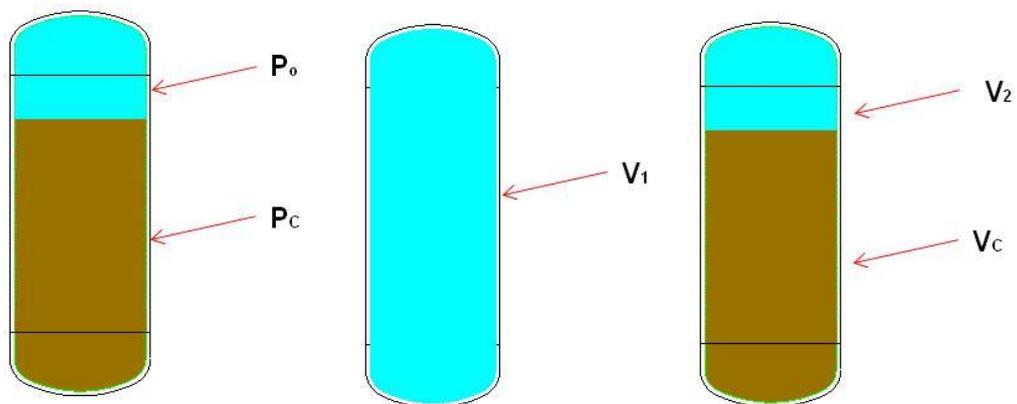


Fig. 4.1 Presiones y volumen de crudo y gas en el recipiente

Donde:

P_c = Presión del crudo [*atm*]

V_1 = Volumen de aire antes del ingreso del crudo [*lt*]

V_2 = Volumen de aire luego del ingreso del crudo [*lt*]

V_c = Volumen del crudo [*lt*]

Para el cálculo de la presión del aire se utiliza la ecuación para gases ideales sin variación de masa.

$$\frac{P_1 * V_1}{T_1} = \frac{P_2 * V_2}{T_2} \quad \text{[Ec. 4.7]}$$

Despejando P_2

$$P_2 = \frac{P_1 * V_1 * T_2}{T_1 * V_2} \quad \text{[Ec. 4.8]}$$

Donde:

P_1 = Presión en el estado 1 [1 atm]

V_1 = Volumen en el estado 1 [35 lt]

T_1 = Temperatura en el estado 1 [288,7 K]

P_2 = Presión en el estado 2 [atm]

V_2 = Volumen en el estado 2 [12,2 lt]

T_2 = Temperatura en el estado 2 [394,26 K]

Remplazando estos valores en la ecuación 4.8 se obtiene:

$$P_2 = 3,91 \text{ [atm]} \approx 57 \text{ [psia]} \approx 43 \text{ [psig]}$$

Por lo tanto la presión de operación es $P_0 = 43$ [psig]. Remplazando este valor en la ecuación 4.5 y 4.6 se obtienen 63 y 47,3 [psig], el valor más alto obtenido entre las dos presiones es 63 [psig] \approx 78 [psi] siendo este valor la presión de diseño mecánico.

4.1.2 CÁLCULOS

4.1.2.1 Cálculo del espesor de pared del cuerpo de recipiente

El recipiente al estar sometido a presión interna el espesor de la pared se calcula con ecuación 2.18.

Datos:

$$P_{dr} = 78 \text{ [psi]}.$$

$S = 17100 \text{ [psi]}$ para acero ASTM A-106 grado B (ANEXO B-I).

$E = 1$ para radiación completa (ANEXO B-II).

$$R_e = 5,37 \text{ [in]}.$$

$$t = ? \text{ (in)}.$$

Remplazando los valores anteriores en la ecuación 2.18 se obtiene:

$$t = \frac{78 * 5,37}{17100 * 1 + 0,4 * 78}$$

$$t = 0,024 \text{ [in]} (0,61 \text{ mm})$$

A este resultado se le suma el espesor admisible de corrosión igual a $1/16 \text{ [in]}$ ($0,0625 \text{ [in]}$). Obteniendo como resultado

$$t_m = (0,024 + 0,0625) \text{ [in]}$$

$$t_m = 0,087 \text{ [in]} (2,2 \text{ mm})$$

En el ANEXO A-II se selecciona el número de cedula de tubería que más se aproxime al valor de t_m .

El valor más aproximado corresponde a una tubería cédula estándar o cédula 40, cuyo espesor es de $0,365 \text{ [in]}$ ($9,27 \text{ mm}$).

4.1.2.2 Cálculo de la presión máxima de operación

Una vez determinada la geometría y espesor del cuerpo del recipiente se calcula la presión máxima de operación con la ecuación 2.19

Datos:

$$P_{\max} = ? \text{ [psi]}.$$

$S = 17100 \text{ [psi]}$ para acero ASTM A-106 grado B (ANEXO B-I).

$E = 1$ para radiación completa (ANEXO B-II).

$$R_e = 5,37 \text{ [in]}.$$

$$t_m = 0,365 \text{ (in)}.$$

Remplazando los valores anteriores en la ecuación 2.19 se obtiene:

$$P_{\max} = \frac{17100 * 1 * 0,365}{5,37 - 0,4 * 0,365}$$

$$P_{\max} = 1195 \text{ [psi]} \approx 1180,3 \text{ [psig]} \text{ (8240 kPa)}$$

4.1.2.3 Cálculo del espesor de la cabeza inferior del recipiente

Al ser la cabeza inferior un cap (tapa) normalizado ANEXO B-III, el cálculo se lo realiza para una cabeza ASME elipsoidal de material SA-234 WPB, con la ecuación 2.22

Datos:

$$P_{dr} = 78 \text{ [psi]}.$$

$S = 17100 \text{ [psi]}$ para acero SA-234 WPB (ANEXO B-I).

$E = 1$ para radiación completa (ANEXO B-II).

$$D_{er} = 10,74 \text{ [in]}.$$

$$t = ? \text{ (in)}.$$

Remplazando los valores anteriores en la ecuación 2.22 se obtiene:

$$t = \frac{78 * 10,74}{2 * 17100 * 1 + 1,8 * 78}$$

$$t = 0,024 \text{ [in]} \text{ (0,61 mm)}$$

A este resultado se suma el espesor admisible de corrosión igual a $1/16 \text{ [in]}$ ($0,0625 \text{ [in]}$). Obteniendo como resultado

$$t_m = (0,024 + 0,0625)[in]$$

$$t_m = 0,087[in] (2,2 mm)$$

En el ANEXO B-III se selecciona el número de cedula del cap que más se aproxime al valor de t_m .

El valor más aproximado corresponde a un cap de cédula estándar o cédula 40, cuyo espesor es de 0,365 [in] (9,27 mm).

4.1.2.4 Cálculo de la presión máxima de operación de la cabeza inferior

Una vez determinado el espesor de la cabeza inferior del recipiente, se calcula la presión máxima de operación con la ecuación 2.23.

Datos:

$$P_{max} = ? [psi].$$

$$S = 17100 [psi] \text{ (ANEXO B-I).}$$

$$E = 1 \text{ para radiación completa (ANEXO B-II).}$$

$$D_{er} = 10,74 [in].$$

$$t_m = 0,365 [in].$$

Remplazando los valores anteriores en la ecuación 2.23 se obtiene:

$$P_{max} = \frac{2 * 17100 * 1 * 0,365}{10,74 - 1,8 * 0,365}$$

$$P_{max} = 1238 [psi] \approx 1223,3[psig] (8536 kPa)$$

4.1.2.5 Especificación de la cabeza superior del recipiente.

Uno de los requerimientos establecidos por la norma API 8.2 para equipos toma muestras, establece que el recipiente debe tener una tapa de revisión o closure, para el mantenimiento y revisión del recipiente.

En esta parte se realiza la hoja de datos del closure, en este documento ANEXO B-III se especifica todos los datos necesarios como presión de operación, espesor de pared requerida, material, etc. Este documento se envía al constructor para su posterior fabricación.

4.1.2.6 Cálculo del espesor del recipiente por carga de viento.

El recipiente por su forma se analiza como una torre cilíndrica, por lo tanto el cálculo de la presión ejercida por el viento en el área de incidencia se debe calcular con la siguiente fórmula:

$$F = q_2 * G * C_f * A_f \quad [\text{Ec. 4.9}]^{81}$$

$$P_w = 0.0025 * V_w^2 \quad [\text{Ec. 4.10}]^{82}$$

$$V = P_w * D_{1,2} * H_{1,2} \quad [\text{Ec. 4.11}]^{83}$$

$$M = P_w * D_{1,2} * H_{1,2} * h_{1,2} \quad [\text{Ec. 4.12}]^{83}$$

$$M_T = M - h_T * (V - 0.5P_w * D_{1,2} * h_T) \quad [\text{Ec. 4.13}]^{83}$$

$$t_w = \frac{12M}{R^2 \pi S E} \quad [\text{Ec. 4.14}]^{83}$$

Donde:

F = Fuerza de diseño proyectada en el área del recipiente [lb]

q_2 = Presión de velocidad por cargas de viento $\left[\frac{lb}{in^2} \right]$

$D_{1,2}$ = Diámetro de la torre 0,9 [ft]

G = Factor de respuesta de Gust

C_f = Factor de perfil = 0.8 para torres cilíndricas

⁸¹ EUGENE F. MEGYESSY; Pressure Vessel Handbook, Twelfth Edition, 1996, pág. 52.

⁸² EUGENE F. MEGYESSY; Pressure Vessel Handbook, Twelfth Edition, 1996, pág. 56.

⁸³ EUGENE F. MEGYESSY; Pressure Vessel Handbook, Twelfth Edition, 1996, pág. 58.

A_f = Área proyectada de la torre [ft^2]

V_c = Cortante total [lb]

P_w = Presión por viento = $3,6 \left[\frac{lb}{ft^2} \right]$

H_{12} = Longitud del recipiente [ft]

M = Máximo momento en la base [$ft * lb$]

h_{12} = Nivel de brazo = 8.62 [ft]

M_T = Momento a la altura h_t [ft]

h_t = Distancia desde la base del recipiente a la costura inferior = 1,64 [ft]

S = Esfuerzo del material [ft]

t_w = Espesor requerido, por carga de viento [in]

V_w = Velocidad del viento [mph]

E = Eficiencia de la junta soldada

R_e = Radio del recipiente = 5.37 [in]

El factor q_2 de la ecuación anterior se determina con los siguientes valores:

$$q_2 = 0,00256 * K_z * K_{zt} * V_w^2 * I \quad \text{[Ec. 4.15]}^{84}$$

Donde:

K_z = Coeficiente de exposición Tabla 6-3 ANEXO B-IV

K_{zt} = Facto topográfico = 1 para terreno no escarpado

V_w = Velocidad del viento mph

I = Factor de importancia = 1 para estructuras que presentan peligro bajo para la vida humana en caso de falla.

El factor de respuesta de Gust puede tomar los siguientes valores cuando la torre es localizada en:

⁸⁴ EUGENE F. MEGYESSY; Pressure Vessel Handbook, Twelfth Edition, 1996, pág. 52.

Zona urbana, suburbana, exposición B (0.8)

En terrenos abiertos con obstrucciones dispersas, exposición C (0.85)

En áreas planas, sin obstrucción, exposición D (0.85)

El cálculo de la carga por viento se realiza con la ecuación 4.9.

Datos:

$V_w =$ velocidad del viento 50 [m. p. h]

$q_2 = 13 \left[\frac{lb}{in^2} \right]$ tabla ANEXO B-V

$G = 1.1$ tabla ANEXO B-VI

$A_f = Dxh = 0.9 * 3.6 = 3,24 [ft^2]$

Reemplazando los anteriores valores en ecuación 4.9 se obtiene.

$$F = 13 * 1.1 * 0.8 * 3.6$$

$$F = 41,2 [lb] (183,26 N)$$

El cálculo de la presión por viento se realiza con la ecuación 4.10.

Datos:

$V_w =$ velocidad del viento 50 [m. p. h]

Reemplazando los anteriores valores en ecuación 4.10 se obtiene.

$$P_w = 0.0025 * 50^2$$

$$P_w = 6.25 \left[\frac{lb}{in^2} \right]$$

El cálculo del cortante total se realiza con la ecuación 4.11

Datos:

$$P_w = 6.25 \left[\frac{lb}{in^2} \right]$$

$$D_{1,2} = 0.9 [ft]$$

$$H_{1,2} = 3.6 [ft]$$

Remplazando los anteriores valores en ecuación 4.11 se obtiene.

$$V = 6.25 * 0.9 * 3.6$$

$$V = 20.25 [lb] (90,07 N)$$

El cálculo del máximo momento en la base realiza con la ecuación 4.12.

Datos:

$$P_w = 6.25 \left[\frac{lb}{in^2} \right]$$

$$D_{1,2} = 0.9 [ft]$$

$$H_{1,2} = 3.6 [ft]$$

$$h_{1,2} = 8.62 [ft]$$

Remplazando los anteriores valores en ecuación 4.12 se obtiene.

$$M = 6.25 * 0.9 * 3.6 * 8,62$$

$$M = 175 [ft * lb] (237,26 N.m)$$

El cálculo del momento a la altura h_t realiza con la ecuación 4.13.

Datos:

$$M = 175 \text{ [ft} \cdot \text{lb]}$$

$$h_t = 1.64 \text{ [ft]}$$

$$V = 20.25 \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$$

$$P_w = 6.25 \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$$

$$D_{1,2} = 0.9 \text{ [ft]}$$

Remplazando los anteriores valores en ecuación 4.13 se obtiene.

$$M_T = 175 - 1.64 * (20.25 - 0.5 * 6.25 * 0.9 * 1.64)$$

$$M_T = 149.35 \text{ [ft} \cdot \text{lb]} \text{ (202,5 N} \cdot \text{m)}$$

El cálculo del espesor requerido realiza con la ecuación 4.14.

Datos:

$$M = 175 \text{ [ft} \cdot \text{lb]}$$

$$R_e = 5.37 \text{ [in]}$$

S = 17100 [psi] para acero ASTM A-106 grado B (ANEXO B-I).

E = 1 para radiación completa (ANEXO B-II).

Remplazando los anteriores valores en ecuación 4.14 se obtiene.

$$t_w = \frac{12 * 175}{5.37^2 * \pi * 17100 * 1}$$

$$t_w = 1.35 * 10^{-3} \text{ [in]} \text{ (3,4} \times 10^{-3} \text{ mm)}$$

Por tanto el espesor de pared para el cuerpo cilíndrico del recipiente sometido a presión interna y cargas de viento es igual a la suma de estos dos valores. El espesor total por cargas combinadas para el cuerpo cilíndrico del recipiente es igual a 0.088 [in] (2,23 mm), este valor es inferior al espesor de la tubería seleccionada como cuerpo del recipiente por lo que el diseño no falla para el caso de cargas combinadas.

4.1.2.7 Conexiones roscadas.

Conexiones roscadas menores a tres pulgadas no requieren cálculos de esfuerzos o refuerzos según el código ASME, Sección VIII, División 1 (UG-36 (C)(3))

4.1.3 INSTRUMENTACIÓN DEL RECIPIENTE

Para recipientes a presión las variables a ser controladas son: presión, nivel y temperatura, cada una de estas variables son monitorizadas y controladas por instrumentos acoplados al cuerpo del recipiente mediante bocas roscadas.

4.1.3.1 Instrumentación para la medición y control de presión

4.1.3.1.1 Medición de presión

Para medir la presión interna del recipiente se utiliza un manómetro mecánico, la selección de este instrumento se presenta a continuación.

CARACTERÍSTICAS:

- Rango de operación mayor a la presión de diseño del recipiente (63 psig).
- $\pm 1\%$ de rango.

MATERIALES:

- Tubo Bourdon en acero inoxidable 316.
- Material de la punta del extremo cerrado en acero inoxidable 316.
- Material de conexión en acero inoxidable 316.

SELECCIÓN

La selección del manómetro se muestra en el ANEXO C-I y cuyas características son las siguientes (ver tabla 4.1):

- Fabricante: Ashcroft

Tabla 4.1 Características del manómetro seleccionado⁸⁵

CODIGO	DESCRIPCIÓN	
25	Tamaño del dial	2 1/2"
1009	Tipo de numeración de la cubierta	
SW	Material del tubo y de acople	316 Acero Inoxidable
L	Lleno de líquido (glicerina), Con fondo blanco	
04	Tamaño de conexión	NPT conn. 1/2"
L	Conexión local	Baja
XNH	Opcional	Etiqueta de acero inoxidable
200#	Rango de Presión	0 PSIG a 200 PSIG

La hoja de datos del manómetro se muestra en el ANEXO C-I

Válvula de seguridad de presión

Con el objetivo de proteger el equipo de una sobrepresión interna, todo recipiente debe poseer un sistema de seguridad, el cual consiste de una válvula que se abre y deja evacuar el gas cuando la presión del interior del recipiente sobrepasa la presión de operación.

⁸⁵ ASHCROFT COMPANY, Duralife® Pressure Gauge Type 1009

CARACTERISTICAS:

- Rango de operación mayor a la presión de diseño del recipiente (63 psig).
- Acoplamiento roscado.
- Capacidad de trabajar con gases y líquidos.

MATERIALES:

- Cuerpo en acero inoxidable 316.
- Acople roscado en acero inoxidable 316.
- Internos en acero inoxidable 316.

SELECCIÓN

La selección de la válvula de seguridad de presión se muestra en el ANEXO C-II y posee las siguientes características (ver tabla 4.2):

- Fabricante: WELKER

Tabla 4.2 Características de la válvula de seguridad seleccionada⁸⁶

ESPECIFICACIONES	
Productos	Gas natural, otros gases o líquidos compatibles con los materiales de construcción
Materiales de Construcción	316 Acero inoxidable, Viton
Longitud de Inserción	18" (457mm) Standard
Rango de Viscosidad	0.009cp to 2,000cp @68° F (20° C)
Tipo de conexión de salida	1/4" NPT
Tubería de Conexión	3/4" o 1" NPT

La hoja de datos de la válvula de seguridad de presión se muestra en el ANEXO C-II.

⁸⁶Installation, Operation, and Maintenance Manual Welker® Relief Valve Model RV-1, -2,-2CP& -3

4.1.3.1.2 *Medición de nivel*

Para la medición del nivel de operación del recipiente se utiliza un indicador de nivel, para el control de nivel se utiliza un interruptor de nivel eléctrico, este interruptor cierra la válvula de ingreso de crudo al equipo cuando el nivel del crudo llega al máximo nivel de operación, de esta manera se evita que el recipiente reboce.

Estos instrumentos se acoplan al cuerpo del recipiente por conexiones roscadas.

La selección del indicador de nivel se presenta a continuación:

CARACTERISTICAS:

- Rango de operación mayor a la presión de diseño del recipiente (63 psig).
- Acoplamiento roscado.
- Temperatura de operación 185°F.

MATERIALES:

- Acoples roscados en acero inoxidable 316.
- Cuerpo en acero inoxidable 316.

SELECCIÓN

La selección del indicador de nivel se muestra en el ANEXO C-III y cuyas características son las siguientes (ver tabla 4.3):

- Fabricante: KENCO

Tabla 4.3 Características del indicador de nivel seleccionado⁸⁷.

CODIGO	DESCRIPCIÓN	
K99	Estilo del Medidor	Medidor con válvulas integrales superior e inferior
M50	Tipo de conexión al proceso	1/2" MNPT
28	Dimensión de centro a centro (pulgadas)	28
C	Material de construcción	Acero al carbono galvanizado
B	Material de los sellos	Buna-N
L	Opciones de la pantalla protectora	Policarbonato transparente
GS	Opciones de la mirilla	5/8" OD vidrio (estándar)
120	Presión máxima de trabajo (PSIG)	
250	Temperatura máxima de operación (°F)	
NS	Opciones de vapor	Aplicaciones sin vapor

La hoja de datos del indicador de nivel se muestra en el ANEXO C-III

Selección del interruptor de nivel eléctrico

La selección del interruptor se presenta a continuación:

CARACTERÍSTICAS:

- Rango de operación mayor a la presión de diseño del recipiente (63 psig).
- Acoplamiento roscado.
- Temperatura de operación 185°F.

MATERIALES:

- Flotador en acero inoxidable 316.
- Cuerpo en acero inoxidable 316.

⁸⁷ KENCO, LIQUID LEVEL GAUGES

SELECCIÓN

La selección del interruptor de nivel eléctrico se muestra en el ANEXO C-IV y cuyas características son las siguientes (ver tabla 4.4):

- Fabricante: SOR

Tabla 4.4 Características del switch de nivel el seleccionado⁸⁸.

DESCRIPCIÓN	
Material del cuerpo	316 acero inoxidable
Material del flotador	316 acero inoxidable
Presión de proceso	1500 psi - 40 a 400°F
Orientación	Solo montaje horizontal
Tamaño de conexión	1-1/2" NPT(M) Estándar
Código	1510C - G5A - C - W9 - ES

La hoja de datos del interruptor de nivel se muestra en el ANEXO C-IV

4.1.3.1.3 Medición de temperatura

Se utiliza un indicador de temperatura tipo reloj, este instrumento censa la temperatura interna del recipiente a través de una termocupla acoplada a un termopozo el cual ingresa al interior del recipiente.

La selección del indicador de temperatura y sus accesorios se presenta a continuación:

CARACTERÍSTICAS:

- Rango de operación mayor a la presión de diseño del recipiente (63 psig).
- Acoplamiento roscado.
- Temperatura de operación 250°F.
- Resistente a la corrosión.

⁸⁸ SOR, Type 1510 Electric Level Switch

MATERIALES:

Indicador de temperatura:

- Cuerpo en acero inoxidable 316.
- Protección en vidrio inastillable.

Termopozo:

- Cuerpo en acero inoxidable 316.
- Sonda en acero inoxidable 316.

SELECCIÓN

La selección tanto del sensor de temperatura como del termopozo se muestran en el ANEXO C-V y las características en la tabla 4.5 y tabla 4.6 respectivamente.

Indicador de temperatura:

- Fabricante: ASHCROFT

Tabla 4.5 Características del indicador de temperatura seleccionado⁸⁹.

TI	
CODIGO	DESCRIPCIÓN
20:	Tamaño de Dial : 2" código 20
EI:	Estilo de Cubierta
60:	Conexión de Vástago: 1/2 NPT
R:	Posición del Vástago : Posterior código R
060:	Longitud del Vástago :6" Código 060
50/300°F:	Rango

La hoja de datos del indicador de temperatura se muestra en el C-VI

⁸⁹ ASHCROFT, EI Series Bimetal Thermometers.

Termopozo:

- Fabricante: MINCO

Tabla 4.6 Características del termopozo seleccionado⁹⁰.

CODIGO	DESCRIPCIÓN	
S623:	Número del Modelo	1/2 - 14 NPT thread
PD:	Sensor	Platino (0.00385 TCR)
55	Longitud de cubierta	5.5 pulgadas
Z:	Number of leads	3 leads
10:	Lead length in inches	
T:	Covering over leadwires PTFE only	

La hoja de datos del termopozo se muestra en el ANEXO C-V

4.1.4 ESPECIFICACIÓN DEL RECIPIENTE

Con los cálculos realizados, las dimensiones obtenidas y la instrumentación seleccionada se procede a especifica el recipiente, esto se lo realiza mediante una hoja de datos o data sheet. En este documento se especifica dimensiones generales, diámetros, orientaciones, elevaciones de las bocas, tipo de recubrimiento, materiales de construcción y toda la información necesaria para el diseño final del recipiente.

El número de bocas como los diámetros están dadas por la tubería y la instrumentación requerida para el control y monitorización del equipo.

La especificación para tuberías emitido por el cliente exige que toda tubería igual o menor a 2" debe ser roscada, por tanto todas las conexiones del recipiente son roscadas.

La hoja de datos se muestra en el ANEXO D-I.

⁹⁰ MINCO, Tip-sensitive RTDs & Thermocouples

4.2 DISEÑO DE LAS LÍNEAS DE TUBERÍA

En esta sección se realizan los cálculos hidráulicos para el dimensionamiento de las líneas del equipo toma muestras.

4.2.1 CONSIDERACIONES PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE LAS LINEAS

El principal parámetro que se debe considerar para el diseño de toda línea de procesos es la velocidad de erosión, todo diseño debe garantizar que la velocidad del fluido dentro de una tubería sea menor a esta velocidad, en caso contrario de superar esta velocidad la tubería sufre de desgaste prematuro reduciendo la vida útil de la misma.

Para el cálculo de la velocidad de erosión se empieza determinando la densidad de la mezcla bifásica con la ecuación 2.9, pero al tratarse de flujo de una fase la densidad promedio del crudo más pesado es:

$$\rho_m = 58,684 \left[\frac{lb}{ft^3} \right]$$

Determinada la densidad del fluido se calcula la velocidad de erosión utilizando la ecuación 2.8.

Datos:

C = 200 de acuerdo a los establecido en el capítulo 2

$$\rho = 58.684 \left[\frac{lb}{ft^3} \right]$$

Remplazando estos valores en la ecuación 2.8 se obtiene:

$$V_e = \frac{200}{\sqrt{58.684}}$$

$$V_e = 26.1 \left[\frac{ft}{s} \right] = 7.95 \left[\frac{m}{s} \right]$$

La velocidad encontrada es la máxima velocidad permitida para todas las líneas que transporten este tipo de fluido. Con este valor se calcula la sección de área mínima requerida, este valor indica los mínimos valores de área que debe poseer la tubería para evitar pasar la velocidad de erosión. A continuación se realiza el cálculo con la ecuación 2.10.

$$A = \frac{9.35 + \frac{ZRT_R}{21.25P_a}}{V_e}$$

$$A = \frac{9.35 + 0}{7.95}$$

$$A = 1.17 \left[\frac{in^2}{1000 \text{ barriles de liquido por día}} \right]$$

El caudal de recirculación del crudo en el toma muestras es de 5 GPM o 144 barriles por día, por tanto:

$$A = 1.17 \left[\frac{in^2}{1000 \text{ barriles de liquido por día}} \right] \times 144 \text{ barriles de liquido por día}$$

$$A = 0.168 [in^2]$$

Despejando de este valor el diámetro se obtiene:

$$ID_{min} = 0.462 [in] (11.76 \text{ mm})$$

Para tuberías de procesos, el diámetro interno más próximo al valor anteriormente calculado corresponde a tubería de ½ [in] en cédula 160 (ID = 12 mm). Por tanto en el dimensionamiento de las líneas, el diámetro mínimo a utilizar es tubería de ½ [in] cédula 160.

4.2.2 HIDRAULICA

Con el fin de realizar un correcto dimensionamiento de las diferentes líneas del equipo se utiliza como referencia las siguientes tablas de velocidades recomendadas, para el caso de las longitudes equivalentes se utiliza un factor de sobrediseño del 120%.

En la tabla 4.7 se muestran las velocidades recomendadas según el diámetro de tubería

Tabla 4.7 Velocidades de diseño para hidrocarburos líquidos (ft/s)⁹¹.

Diámetro Nominal [in]	2 o menor	3 a 10	10 a 20
succión de bomba	1.5 - 2.5	2 - 4	3 - 5
Cabezal de descarga (larga)	2.5 - 3.5	3 - 5	4 - 7
Conexiones de descarga (corta)	4.0 - 9.0	5 - 12	8 - 15
Drenajes	3.0 - 4.0	3 - 5	-

En la tabla 4.8 se muestran los valores recomendados de caídas de presión y velocidad recomendada.

Tabla 4.8 Criterios hidráulicos para líquidos (no agua)⁹².

	ΔP (psi/100 ft)	V (ft/s)
Recomendación general:	≤ 4	5 – 15
Flujo laminar:	≤ 4	4 – 5
Flujo turbulento:		
Densidad de líquido		
Lb/ft ³		
100	≤ 4	5 – 8
50	≤ 4	6 – 10
20	≤ 4	10 - 15
Tuberías refrigerantes	≤ 0.4	2 – 4
Tuberías refrigerantes de circulación por gravedad	≤ 0.4	3 – 8

⁹¹ Petroamazonas EP; Base de Diseño, Departamento de Ingeniería y Facilidades

⁹² Petroamazonas EP; Base de Diseño, Departamento de Ingeniería y Facilidades

Las tablas 4.9 y 4.10 muestran los valores recomendados de caídas de presión para el diseño de las líneas de conexión a bombas.

Tabla 4.9 Criterios hidráulicos succión de bombas⁹³.

	ΔP (psi/100 ft)	V (ft/s)
Líquido hirviendo	≤ 0.4	2 - 6
Líquido no hirviendo	≤ 0.4	4 - 8

Tabla 4.10 Criterios hidráulicos descarga de bombas⁹⁴.

	ΔP (psi/100 ft)	V (ft/s)
0 - 250 [gpm]	≤ 4	6 - 8
250 - 700 [gpm]	≤ 4	8 - 10
> 700 [gpm]	≤ 2	10 - 15

4.2.2.1 Arreglo para el estudio hidráulico

Para el estudio hidráulico el sistema es dividido por tramos, en cada uno de estos se calcula velocidad del fluido y caída de presión, los cálculos se realizan con la ayuda de una hoja electrónica en Excel.

En la figura 4.2 se muestra la división del sistema.

⁹³ Petroamazonas EP; Base de Diseño, Departamento de Ingeniería y Facilidades

⁹⁴ Petroamazonas EP; Base de Diseño, Departamento de Ingeniería y Facilidades

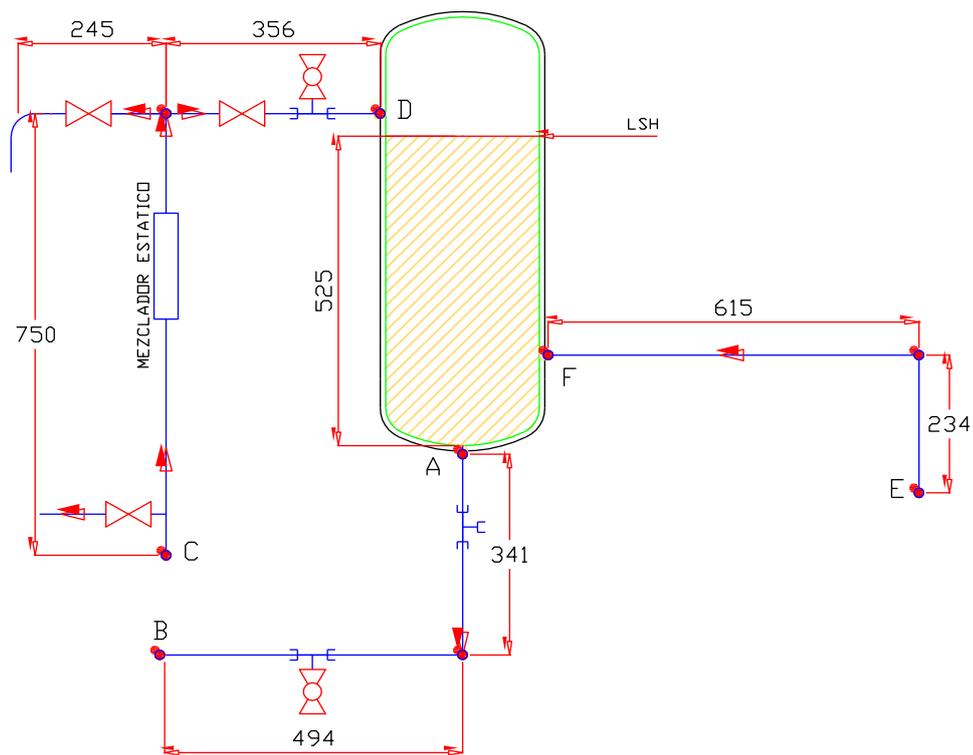


Fig. 4.2 Arreglo para el estudio hidráulico

4.2.2.2 Cálculo de la línea de succión (tramo A-B)

4.2.2.2.1 Datos de entrada (ver tabla 4.11)

Tabla 4.11 Datos de entrada en tramo A-B

DATOS DE FLUJO	
Flujo(gpm)	5
S.G.	0,943
Densidad(lb/ft ³)@Temp	58,87
°API @ 60°F	18,55
Viscosidad dinámica (cP)@200°F	76,61
Viscosidad cinemática (cst)@200°F	81,24
Presión de vapor (psi)@Temp	14,33
Presión atmosférica (psi)	14,33
Gravedad (ft/s ²)	32,174

4.2.2.2 Resultados(ver tabla 4.12)

Tabla 4.12 Resultados en tramo A-B

LINEA DE SUCCION										
NPS	OD mm (in)	Thr mm (in)	ID mm (in)	Area mm ² (in ²)	V m/s (ft/s)	Reynolds	Regimen	ε/D	f- Moody	ΔP (psi/100ft)
1/2	21,336 (0,84)	3,733 (0,147)	13,868 (0,546)	150,977 (0,234)	2,09 (6,86)	356,9	Laminar	0,0033	0,1793	117,76
3/4	26,66 (1,05)	3,911 (0,154)	18,847 (0,742)	278,72 (0,432)	1,13 (3,71)	262,31	Laminar	0,0024	0,244	34,48
1	33,40 (1,315)	4,546 (0,179)	24,308 (0,957)	463,89 (0,719)	0,679 (2,23)	203,35	Laminar	0,0019	0,3147	12,46
1 1/2	48,26 (1,9)	5,08 (0,2)	38,09 (1,5)	1140,06 (1,767)	0,277 (0,91)	130,07	Laminar	0,0012	0,492	2,07
2	60,325 (2,375)	5,537 (0,218)	49,25 (1,939)	1905,27 (2,953)	0,164 (0,54)	99,77	Laminar	0,0009	0,6415	0,74
3	88,89 (3,5)	7,619 (0,3)	73,659 (2,9)	4261,54 (6,605)	0,073 (0,24)	66,32	Laminar	0,0006	0,965	0,15
4	114,30 (4,5)	6,019 (0,237)	102,26 (4,026)	8213,39 (12,73)	0,039 (0,13)	49,87	Laminar	0,0004	1,2833	0,04
6	168,27 (6,625)	10,97 (0,432)	146,33 (5,761)	16818,43 (26,067)	0,018 (0,06)	32,94	Laminar	0,0003	1,9429	0,01
8	219,07 (8,625)	12,70 (0,5)	193,67 (7,625)	29462,41 (45,664)	0,012 (0,04)	29,06	Laminar	0,0002	2,2023	0,00

4.2.2.3 Cálculo de la línea de recirculación (tramo C-D)

4.2.2.3.1 Datos de entrada (ver tabla 4.13)

Tabla 4.13 Datos de entrada en tramo C-D

DATOS DE FLUJO	
Flujo (gpm)	5
S.G.	0,943
Densidad(lb/ft ³)@Temp	58,87
°API @ 60°F	18,55
Viscosidad Dinámica (Cp)@200°F	76,61
Viscosidad Cinemática (Cst)@200°F	81,24
Presión De Vapor (psi)@Temp	14,33
Presión Atmosférica (psi)	14,33
Gravedad (ft/s ²)	32,174

4.2.2.3.2 Resultados (ver tabla 4.14)

Tabla 4.14 Resultados en tramo C-D

LINEA DE SUCCION										
NPS	OD mm (in)	Thr mm (in)	ID mm (in)	Area mm ² (in ²)	V m/s (ft/s)	Reynolds	Regimen	ε/D	f-Moody	ΔP (psi/100ft)
1/2	21,336 (0,84)	3,733 (0,147)	13,868 (0,546)	150,977 (0,234)	2,09 (6,86)	356,9	Laminar	0,0033	0,1793	117,76
3/4	26,66 (1,05)	3,911 (0,154)	18,847 (0,742)	278,72 (0,432)	1,13 (3,71)	262,31	Laminar	0,0024	0,244	34,48
1	33,40 (1,315)	4,546 (0,179)	24,308 (0,957)	463,89 (0,719)	0,679 (2,23)	203,35	Laminar	0,0019	0,3147	12,46
1 1/2	48,26 (1,9)	5,08 (0,2)	38,09 (1,5)	1140,06 (1,767)	0,277 (0,91)	130,07	Laminar	0,0012	0,492	2,07
2	60,325 (2,375)	5,537 (0,218)	49,25 (1,939)	1905,27 (2,953)	0,164 (0,54)	99,77	Laminar	0,0009	0,6415	0,74
3	88,89 (3,5)	7,619 (0,3)	73,659 (2,9)	4261,54 (6,605)	0,073 (0,24)	66,32	Laminar	0,0006	0,965	0,15
4	114,30 (4,5)	6,019 (0,237)	102,26 (4,026)	8213,39 (12,73)	0,039 (0,13)	49,87	Laminar	0,0004	1,2833	0,04
6	168,27 (6,625)	10,97 (0,432)	146,33 (5,761)	16818,43 (26,067)	0,018 (0,06)	32,94	Laminar	0,0003	1,9429	0,01
8	219,07 (8,625)	12,70 (0,5)	193,67 (7,625)	29462,41 (45,664)	0,012 (0,04)	29,06	Laminar	0,0002	2,2023	0,00

4.2.2.4 Cálculo de la línea de alimentación (tramo E-F)

4.2.2.4.1 Datos de entrada (ver tabla 4.15)

Tabla 4.15 Datos de entrada en tramo E-F

DATOS DE FLUJO	
Flujo (gpm)	5
S.G.	0,943
Densidad(lb/ft ³)@Temp	58,87
°API @ 60°F	18,55
Viscosidad Dinámica (cP)@200°F	76,61
Viscosidad Cinemática (cst)@200°F	81,24
Presión de Vapor (psi)@Temp	14,33
Presión Atmosférica(psi)	14,33
Gravedad (ft/s ²)	32,174

4.2.2.4.2 Resultados (ver tabla 4.16)

Tabla 4.16 Resultados en tramo E-F

LINEA DE SUCCION										
NPS	OD mm (in)	Thr mm (in)	ID mm (in)	Area mm ² (in ²)	V m/s (ft/s)	Reynolds	Regimen	ε/D	f- Moody	ΔP (psi/100ft)
1/2	21,336 (0,84)	3,733 (0,147)	13,868 (0,546)	150,977 (0,234)	1,253 (4,11)	213,83	Laminar	0,0033	0,2993	70,55
3/4	26,67 (1,05)	3,911 (0,154)	18,847 (0,742)	278,72 (0,432)	0,679 (2,23)	157,67	Laminar	0,0024	0,4059	20,73
1	33,40 (1,315)	4,546 (0,179)	24,308 (0,957)	463,89 (0,719)	0,408 (1,34)	122,19	Laminar	0,0019	0,5238	7,49
1 1/2	48,26 (1,9)	5,08 (0,2)	38,09 (1,5)	1140,06 (1,767)	0,164 (0,54)	77,18	Laminar	0,0012	0,8292	1,23
2	60,325 (2,375)	5,537 (0,218)	49,25 (1,939)	1905,27 (2,953)	0,10 (0,33)	60,97	Laminar	0,0009	1,0497	0,45
3	88,89 (3,5)	7,619 (0,3)	73,659 (2,9)	4261,54 (6,605)	0,045 (0,15)	41,45	Laminar	0,0006	1,544	0,09
4	114,30 (4,5)	6,019 (0,237)	102,26 (4,026)	8213,39 (12,73)	0,024 (0,08)	30,69	Laminar	0,0004	2,0854	0,03
6	168,27 (6,625)	10,97 (0,432)	146,33 (5,761)	16818,43 (26,067)	0,012 (0,04)	21,96	Laminar	0,0003	2,9144	0,01
8	219,07 (8,625)	12,70 (0,5)	193,67 (7,625)	29462,41 (45,664)	0,006 (0,02)	14,53	Laminar	0,0002	4,4047	0,00

4.2.2.5 Resumen de resultados

En la tabla 4.17 se muestra el resumen de resultados del cálculo hidráulico de las líneas del equipo toma muestras, la selección del diámetro de la tubería es función de la velocidad interna del fluido, esta se compara con los intervalos de velocidad tabuladas en las tablas 4.7 y 4.8 obteniendo la siguiente tabla resumen.

Tabla 4.17 Resumen de resultados

LINEA	DIAMETRO mm (in)	V m/s (ft/s)	ΔP (psi/100ft)
Succión de la bomba	25,4 (1)	0,679 (2,23)	12,46
Recirculación	19,05 (3/4)	1,13 (3,71)	34,48
Alimentación	25,4 (1)	0,408 (1,34)	7,49

Para la línea de succión el diámetro de tubería que permite una velocidad del fluido entre 1.5 y 2.5 ft/s es de 1" según tabla 4.7.

Para la línea de recirculación o descarga, el diámetro de tubería que permite una velocidad del fluido cercana al intervalo de 4.0 a 9.0 ft/s para conexiones de descarga es de 3/4" según tabla 4.7.

Para la línea alimentación el valor de la velocidad está bajo los valores recomendados, pues el valor es asumido para un caudal de 5GPM, este valor se lo asume pues no se tiene un valor real debido a que esta línea es una ramificación del cabezal principal, para determinar el caudal se requiere de un estudio hidráulico más profundo (sistemas ramificados) el cual no está dentro del alcance del presente proyecto.

Con los resultados obtenidos en los cálculos hidráulicos, las líneas del equipo toma muestras se encuentran definidas, el número y tipo de accesorios que deben ser añadidos a las diferentes líneas depende en gran parte del ruteo de las mismas y de la instrumentación que el equipo requiera para su control y monitoreo.

4.2.3 COMPROBACIÓN DE ESPESORES DE LA TUBERÍA SELECCIONADA

Según las especificaciones del cliente final (ANEXO E-I) del equipo, para este proceso el espesor de la tubería debe ser cédula 80. En esta sección se calcula la presión máxima que soporta la tubería con cédula 80 y se la compara con la presión de operación del equipo.

4.2.3.1 Comprobación de espesores de la tubería seleccionada según especificaciones del cliente

Para este cálculo se utiliza la ecuación 2.14, de la cual se despeja la presión manométrica de diseño P.

$$t_m = \frac{PD_e}{2(SE + PY)}$$

Despejando P se obtiene:

$$P_{max} = \frac{2t_m SE}{D_e - 2ty}$$

Para la tubería de 1[in]

Datos:

$$P_{max} = ?$$

$$D_e = 1.315 \text{ [in]} = 33,4 \text{ [mm]}.$$

E = 1 Tabla A-1B del ASME B31.3. (ANEXO A-III)

S = 20000 [psi] = 13789.5 [kPa] Tabla A1 ASME B31.3 (ANEXO A-I)

Y = 0,4; Tabla 2.1

$$t_m = 0,179 \text{ [in]} = 4,5 \text{ [mm]}$$

Remplazando estos valores en la ecuación 2.14 se obtiene:

$$P_{max} = \frac{2(0,179)(20000x1)}{1,315 - 2x0,179x0,4}$$

$$P_{max} = 6072,94 \text{ [psi]} = 41871,44 \text{ [kPa]}$$

El valor de la presión de diseño de la tubería obtenido es mayor a los 78 [psi] de diseño del equipo, por lo cual este espesor es correcto.

Para la tubería de $\frac{3}{4}$ [in]

Datos:

$$P_{max} = ?.$$

$$D_e = 1.05 \text{ [in]} = 26,7 \text{ [mm]}.$$

E = 1 Tabla A-1B del ASME B31.3. (ANEXO A-III)

S = 20000 [psi] = 13789.5 [kPa] Tabla A1 ASME B31.3 (ANEXO A-I)

Y = 0,4; Tabla 2.1

$$t_m = 0,154 \text{ [in]} = 3,91 \text{ [mm]}$$

Remplazando estos valores en la ecuación 2.14 se obtiene:

$$P_{max} = \frac{2(0,154)(20000x1)}{1,05 - 2x0,179x0,4}$$

$$P_{max} = 6646,52 [psi] = 45826,14 [kPa]$$

El valor de la presión de diseño de la tubería obtenido es mayor a los 78 [psi] de diseño del equipo, por lo cual este espesor es correcto.

4.2.4 INSTRUMENTACIÓN DE LAS LINEAS DEL EQUIPO TOMA MUESTRAS

Para la automatización del equipo toma muestras se utiliza válvulas automáticas abierto-cerrado conocidas en el mercado como válvulas solenoides.

Una válvula solenoide es una válvula electromecánica, diseñada para controlar el flujo de un fluido a través de un conducto, como una tubería. La válvula está controlada por una corriente eléctrica a través de una bobina solenoide. El solenoide convierte energía eléctrica en energía mecánica para actuar la válvula.

La selección de las válvulas solenoides se presenta a continuación:

CARACTERISTICAS:

- Rango de operación mayor a la presión de diseño del recipiente (63 psig).
- Acoplamiento roscado.
- Temperatura de operación 185°F.
- Resistente a la corrosión.
- Capacidad de trabajo con fluidos viscosos.

MATERIALES:

Cuerpo:

- Cuerpo en acero inoxidable 316.

Conexiones:

- Conexiones roscadas en acero inoxidable 316.

SELECCIÓN

La selección de las válvulas solenoides se muestra en el (ANEXO C-VII) y cuyas características son mostradas en la tabla 4.18.

- Fabricante: DANFOSS

Tabla 4.18 Características de la válvula solenoide seleccionada⁹⁵.

CARACTERISTICAS DE DESEMPEÑO			
Presión máxima de operación	350 psi		
Temperatura Mínima de trabajo	50 °F	Max	200 °F
Presión LRL		URL	
Fluido	Crudo		
Gravedad específica de operación	1,0		
Viscosidad de Operación (Cp)	76,61		
Capacidad de la válvula requerido (Cv)	1		
Capacidad de la Válvula (Cv)	1,2		

Modelo: EV220B20SS 3/4"

La hoja de datos del indicador de nivel se muestra en el (ANEXO C-VII).

⁹⁵ Danfoss, Solenoid valves 2/2-way servo-operated Type EV220B

4.3 SELECCIÓN DE LA BOMBA DE RECIRCULACIÓN

4.3.1 CONSIDERACIONES

Para la selección se establecen varios requisitos que debe cumplir la bomba seleccionada, estos requisitos son establecidos en base al fluido de trabajo, disponibilidad de energía y zona clasificada de operación.

4.3.1.1 Fluido de trabajo

El fluido de trabajo es crudo de densidad API 18, con valores de viscosidad que varían desde los 76 a 1129 cP, según la variación de temperatura.

4.3.1.2 Disponibilidad de energía

El diseño del equipo toma muestras es parte de una ampliación de la planta, en consecuencia la disponibilidad de energía es restringida en el tablero eléctrico, ya que las conexiones disponibles son utilizadas para la alimentación de los nuevos equipos de instrumentación.

La nueva instrumentación en su mayoría electrónica, reemplaza a los antiguos instrumentos neumáticos, dejando disponible conexiones neumáticas que sirven para la alimentación de la bomba.

4.3.1.3 Zona clasificada de operación

La zona de operación del equipo de toma muestras es un área clasificada (API 5000) clase I división I, en la cual se tiene un alto grado de explosividad por encontrarse cerca a venteos atmosféricos provenientes de los separadores. Estas condiciones restringen la utilización de equipos con alimentación eléctrica por el peligro de generar chispas y provocar una explosión.

En el mercado existen motores a prueba de explosión pero las limitantes son el alto costos y tiempos largos de entrega.

4.3.2 DETERMINACIÓN DE LA CURVA CARACTERÍSTICA DEL SISTEMA

Para graficar la curva característica del sistema hidráulico del toma muestras se utiliza una hoja de cálculo en Excel.

Los datos de longitudes, número de accesorios y válvulas se muestra en la figura 4.3.

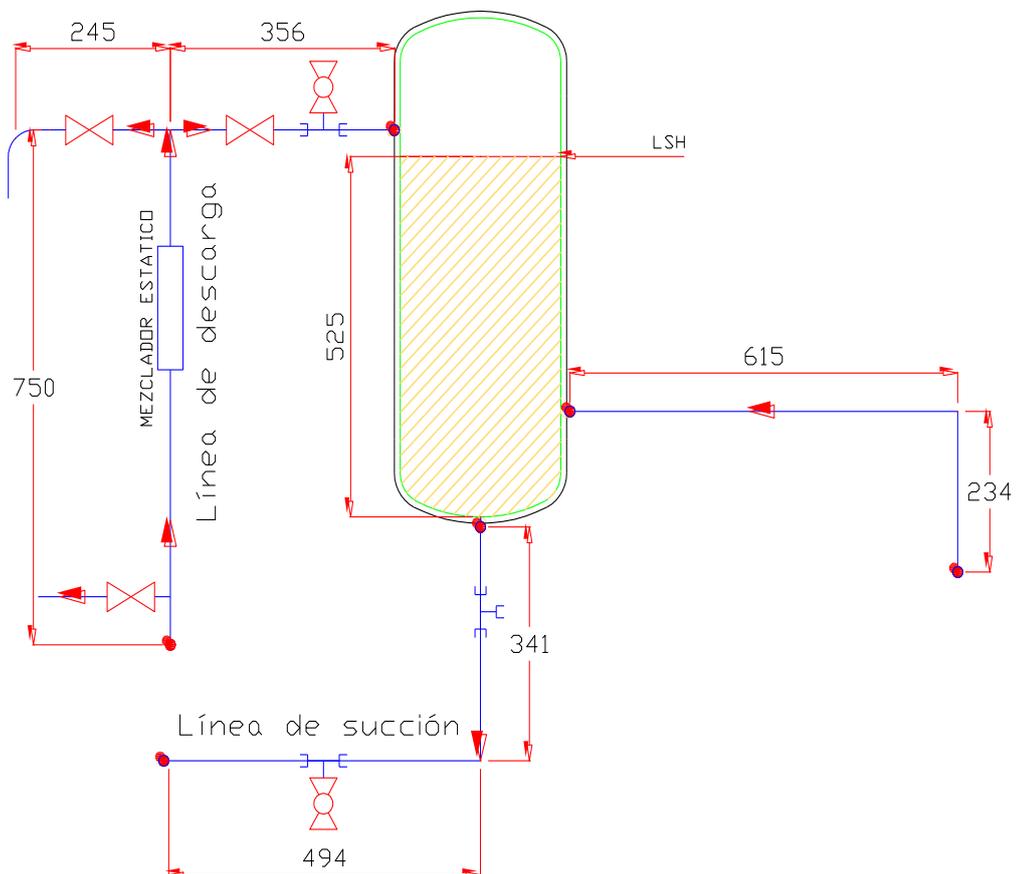


Fig. 4.3 Esquema del sistema hidráulico

4.3.2.1 Datos de entrada

4.3.2.1.1 Propiedades del fluido (ver tabla 4.19)

Tabla 4.19 Propiedades del fluido

DATOS DE FLUJO	
Flujo (gpm)	5
S.G.	0,943
Densidad (lb/ft ³)@Temp	58,87
°API @ 60°F	18,55
Viscosidad Dinámica (cP)@200°F	76,61
Viscosidad Cinemática (cst)@200°F	81,24
Presión de Vapor (psi)@Temp	14,33
Presión atmosférica (psi)	14,33
Gravedad (ft/s ²)	32,174

4.3.2.1.2 Datos de operación (ver tabla 4.20)

Tabla 4.20 Datos de operación

DATOS DE OPERACIÓN	
Presión del tanque (psig) kPa	(63) 535,72
ΔH del sistema (ft) m	(3) 0,91
Presión Final (psi) kPa	(73) 503,31
Tubería de acero de carbono ε (in) mm	(0,0018) 0,045

$H_m = (Z_{e2} - Z_{e1}) + 144 \left(\frac{P_2 - P_1}{\rho} \right) + \frac{(V_2^2 - V_1^2)}{2g} + h_L$		
P1 (psig) =	63	Presión del cabezal (ft)
P2 (psig) =	73	24,46
Z _{e1} (ft)=	0	Altura del cabezal (ft)
Z _{e2} (ft)=	0	0

4.3.2.1.3 Longitud de tubería y número de accesorios en la línea de succión (ver tabla 4.21 y 4.22)

Tabla 4.21 Número de accesorios y factores K en la línea de succión⁹⁶.

Accesorios	1/2			3/4			1			1 1/2			2		
	K	Le (ft)	Qty	K	Le (ft)	Qty	K	Le m (ft)	Qty	K	Le (ft)	Qty	K	Le (ft)	Qty
Válvula de compuerta	0,216	0		0,2	0		0,184	0,057 (0,19)		0,168	0		0,152	0	
Válvula de globo	9,18	0		8,5	0		7,82	2,435 (7,99)		7,14	0		6,46	0	
Válvula de ángulo 90°	4,05	0		3,75	0		3,45	1,072 (3,52)		3,15	0		2,85	0	
Válvula de ángulo 45°	1,485	0		1,375	0		1,26	0,393 (1,29)		1,155	0		1,045	0	
Válvula de bola**	0,15	0		0,15	0		0,15	0,047 (0,15)		0,15	0		0,15	0	
Válvula de mariposa	1,215	0		1,125	0		1,035	0,323 (1,06)		0,945	0		0,855	0	
T-Run	0,54	0		0,5	0		0,46	0,143 (0,47)	2	0,42	0		0,38	0	
T-Branch	1,62	0		1,5	0		1,38	0,429 (1,41)		1,26	0		1,14	0	
Codo 90°	0,81	0		0,75	0		0,69	0,213 (0,7)	1	0,63	0		0,57	0	
Codo 45°	0,432	0		0,4	0		0,368	0,115 (0,38)		0,336	0		0,304	0	
Check H. swing	1,35	0		1,25	0		1,15	0,356 (1,17)		1,05	0		0,95	0	
	TOTAL (ft)		0	TOTAL (ft)		0	TOTAL m (ft)		0,499 (1,64)	TOTAL (ft)		0	TOTAL (ft)		0

Tabla 4.22 Longitud de tubería en la línea de succión

Longitud total de la tubería (ft) m	(2,74) 0,835
Longitud efectiva de conexión (ft) m	(1,64) 0,499

4.3.2.1.4 Longitud de tubería y número de accesorios en la línea de descarga (ver tabla 4.23 y 4.24)

Tabla 4.23 Número de accesorios y factores K en la línea de descarga⁹⁷.

Accesorios	1/2			3/4			1			1 1/2			2		
	K	Le (ft)	Qty	K	Le m (ft)	Qty	K	Le (ft)	Qty	K	Le (ft)	Qty	K	Le (ft)	Qty
Válvula de compuerta	0,216	0		0,2	0,060 (0,2)	1	0,184	0		0,168	0		0,152	0	
Válvula de globo	9,18	0		8,5	2,648 (8,69)	0	7,82	0		7,14	0		6,46	0	
Válvula de ángulo 90°	4,05	0		3,75	1,167 (3,83)	0	3,45	0		3,15	0		2,85	0	
Válvula de ángulo 45°	1,485	0		1,375	0,429 (1,41)	0	1,26	0		1,155	0		1,045	0	
Válvula de bola**	0,15	0		0,15	0,045 (0,15)	0	0,15	0		0,15	0		0,15	0	
Válvula de mariposa	1,215	0		1,125	0,350 (1,15)	0	1,035	0		0,945	0		0,855	0	
T-Run	0,54	0		0,5	0,155 (0,51)	2	0,46	0		0,42	0		0,38	0	
T-Branch	1,62	0		1,5	0,466 (1,53)	1	1,38	0		1,26	0		1,14	0	
Codo 90°	0,81	0		0,75	0,234 (0,77)	0	0,69	0		0,63	0		0,57	0	
Codo 45°	0,432	0		0,4	0,124 (0,41)	0	0,368	0		0,336	0		0,304	0	

⁹⁶ ANEXO F-I

⁹⁷ ANEXO F-I

Check H. swing	1,35	0		1,25	0,390 (1,28)	0	1,15	0		1,05	0		0,95	0	
	TOTAL (ft)		0	TOTAL m (ft)		0,838 (2,75)	TOTAL (ft)		0	TOTAL (ft)		0	TOTAL (ft)		0

Tabla 4.24 Longitud de tubería en la línea de descarga

Longitud total de la tubería (ft) m	(3,63) 1,106
Longitud efectiva de conexión (ft) m	(2,75) 0,838

4.3.2.2 Cálculos

Las tablas mostradas en esta sección son obtenidas de la hoja de cálculo en Excel. Con estos resultados se realiza la curva del sistema hidráulico del tomamuestras.

4.3.2.2.1 Cálculo de las pérdidas en la línea de succión

Las pérdidas en la línea de succión de 1 [in] se muestran en la tabla 4.25, estos valores son obtenidos mediante una hoja de cálculo en Excel (ANEXO F-II).

Tabla 4.25 Resultados obtenidos en la línea de succión

LINEA DE SUCCION											SELECCION	
NPS	OD mm (in)	Thr mm (in)	ID mm (in)	Area mm ² (in ²)	V m/s (ft/s)	Reynolds	Regimen	ε/D	f-Moody	ΔP (psi/100ft)		
1/2	21,336 (0,84)	3,733 (0,147)	13,868 (0,546)	150,977 (0,234)	2,09 (6,86)	1439,06	Laminar	0,0033	0,0445	29,21	NPS	1
3/4	26,66 (1,05)	3,911 (0,154)	18,847 (0,742)	278,72 (0,432)	1,13 (3,71)	1057,65	Laminar	0,0024	0,0605	8,55	OD mm (in)	33,40 (1,315)
1	33,40 (1,315)	4,546 (0,179)	24,308 (0,957)	463,89 (0,719)	0,679 (2,23)	819,93	Laminar	0,0019	0,0781	3,09	Thr mm (in)	4,546 (0,179)
1 1/2	48,26 (1,9)	5,08 (0,2)	38,09 (1,5)	1140,06 (1,767)	0,277 (0,91)	524,44	Laminar	0,0012	0,122	0,51	ID mm (in)	24,308 (0,957)
2	60,325 (2,375)	5,537 (0,218)	49,25 (1,939)	1905,27 (2,953)	0,164 (0,54)	402,28	Laminar	0,0009	0,1591	0,18	Area mm ² (in ²)	463,89 (0,719)
3	88,89 (3,5)	7,619 (0,3)	73,659 (2,9)	4261,54 (6,605)	0,073 (0,24)	267,41	Laminar	0,0006	0,2393	0,04	V m/s (ft/s)	0,679 (2,23)
4	114,30 (4,5)	6,019 (0,237)	102,26 (4,026)	8213,39 (12,73)	0,039 (0,13)	201,08	Laminar	0,0004	0,3183	0,01	ε/D	0,0019
6	168,27 (6,625)	10,97 (0,432)	146,33 (5,761)	16818,43 (26,067)	0,018 (0,06)	132,8	Laminar	0,0003	0,4819	0,00	f-Moody	0,0781
8	219,07 (8,625)	12,70 (0,5)	193,67 (7,625)	29462,41 (45,664)	0,012 (0,04)	117,18	Laminar	0,0002	0,5462	0,00	ΔP (psi/100ft)	3,09

Longitud efectiva del sistema (ft) m	(4,38) 1,335
Perdida de presión (ft) m	(0,46) 0,140

4.3.2.2.2 Cálculo del NPSH disponible

Carga neta positiva de succión (Net positive suction head) (NPSH), el NPSH disponible, es una característica propio del sistema de succión, y define cual es la carga en presión disponible para la succión en la bomba.

Una bomba se diseña para transportar líquido y no vapor, un incorrecto diseño ocasiona que se dé el ingreso de vapor a esta, produciendo daños que en ocasiones son irreparables. Este problema se presenta cuando la presión de succión de la bomba cae por debajo de la presión de vapor del líquido.

El NPSH es la presión que dispone la succión de la bomba, después de restar la presión de vapor del líquido, esto refleja en magnitud la perdida de carga que la bomba puede sostener internamente hasta alcanzar la presión de vapor.

Cada fabricante especifica el NPSH que su bomba requiere para un rango de operación de flujos de agua, normalmente se usa este valor para el transporte de otros líquidos.

$$\text{NPSH}_{\text{disponible}} = P_{\text{absoluta}}(\text{ft}) - P_{\text{vapor}}(\text{ft}) - \text{pérdidas de presión}(\text{ft}) \pm Z_e(\text{ft}) \quad [\text{Ec. 4.16}]^{98}$$

El valor del NPSH disponible obtenido de la hoja de cálculo se muestra en la tabla 4.26.

Tabla 4.26 NPSH disponible calculado

NPSH Disponible (ft) m	(156,86) 47,81
------------------------	----------------

⁹⁸ CARL BRANAN; Rules of Thumb for Chemical Engineer, Section 1, pág. 107

4.3.2.2.3 Cálculo del cabezal de descarga

El cálculo del cabezal de descarga se fundamenta en el teorema de Bernoulli, que es una derivación matemática basada en la ley de conservación de la energía. Este teorema establece que la energía total de un fluido en cualquier punto por encima de un dato plano es la suma de la altura de elevación, la carga de presión, y la velocidad del fluido. Para el caso en donde no existan pérdidas por fricción y no se añada o quite energía, el valor de H permanece constante. Matemáticamente el valor de H se calcula con la siguiente ecuación:

$$H = Z_e + \frac{144P}{\rho} + \frac{V^2}{2g} \quad \text{[Ec. 4.17]}^{99}$$

Donde:

H = Energía total de un fluido en un punto por encima de un nivel de referencia [ft]

Z_e = Elevación a la que se encuentra una línea de tubería [ft]

P = Presión [psia]

ρ = Densidad de un fluido de una sola fase $\left[\frac{lb}{ft^3}\right]$

V = Velocidad de un fluido de una sola fase $\left[\frac{ft}{s}\right]$

g = Aceleración de la gravedad $\left[32,2 \frac{ft}{s^2}\right]$

En la práctica, cada vez que un líquido se mueve existen pérdidas por fricción (h_L), estas pérdidas expresan la diferencia total de energía entre dos puntos de un sistema y matemáticamente se representa con la siguiente ecuación:

$$Z_{e1} + \frac{144P_1}{\rho} + \frac{V_1^2}{2g} = Z_{e2} + \frac{144P_2}{\rho} + \frac{V_2^2}{2g} + h_L \quad \text{[Ec. 4.18]}^{100}$$

⁹⁹ GPSA; Fluid Flow and Piping, Section 17, pág. 17-2

¹⁰⁰ GPSA; Fluid Flow and Piping, Section 17, pág. 17-2

Donde:

Z_{e1} = Elevación de la tubería en el punto 1 [ft]

Z_{e2} = Elevación de la tubería en el punto 2 [ft]

P_1 = Presión en el punto 1 [psia]

P_2 = Presión en el punto 2 [psia]

ρ = Densidad de un fluido de una sola fase $\left[\frac{lb}{ft^3}\right]$

V_1 = Velocidad de un fluido de una sola fase en el punto 1 $\left[\frac{ft}{s}\right]$

V_2 = Velocidad de un fluido de una sola fase en el punto 2 $\left[\frac{ft}{s}\right]$

g = Aceleración de la gravedad $\left[32,2 \frac{ft}{s^2}\right]$

h_L = Pérdidas de presión en tuberías y accesorios [ft]

Para cuando la pérdida de energía evite trasladar un fluido de un punto hacia otro se hace necesario agregar energía en el sistema (H_m). Agregando este valor en la ecuación 4.18 se obtiene:

$$H_m + Z_{e1} + \frac{144P_1}{\rho} + \frac{V_1^2}{2g} = Z_{e2} + \frac{144P_2}{\rho} + \frac{V_2^2}{2g} + h_L \quad \text{[Ec. 4.19]}$$

Donde:

H_m = Cabezal de la bomba [ft]

El valor H_m corresponde a la energía por unidad de peso que debe entregar la bomba al fluido, despejando H_m de la ecuación 4.19 se obtiene:

$$H_m = (Z_{e2} - Z_{e1}) + 144 \left(\frac{P_2 - P_1}{\rho} \right) + \frac{(V_2^2 - V_1^2)}{2g} + h_L \quad \text{[Ec. 4.20]}$$

Reemplazando los valores en la ecuación 4.20 para diferentes caudales se obtiene los valores mostrados en la tabla 4.27.

Con los valores obtenidos se traza la curva del sistema H_m vs Q , esta curva representa todos los obstáculos que debe vencer el líquido impulsado por la bomba para poder llegar hasta un punto específico.

Tabla 4.27 Cabezal dinámico de descarga.

DESCARGA DE LA LINEA DE SECCION A												
SELECCION		SISTEMA CABEZAL		VELOCIDAD DEL CABEZAL						PERDIDA DE CARGA		
		Q (gpm)	Hm mm (ft)	V2 m/s (ft/s)	Reynolds	Regimen	V1 m/s (ft/s)	f-Moody	ΔP (psi/100ft)	Hv mm (ft)	ΔP Discharge (psi)	Hp (ft)
NPS	3/4	0	54,495 (178,79)	0 (0)	0	Laminar	0 (0)	0	0	0 (0)	0	0
OD mm (in)	26,67 (1,05)	1	54,601 (179,14)	0,225 (0,74)	210,96	Laminar	0,137 (0,45)	0,3034	1,71	3,05 (0,01)	0,11	0,34
Thr mm (in)	3,91 (0,154)	2	54,705 (179,48)	0,454 (1,49)	424,77	Laminar	0,27 (0,89)	0,1507	3,43	6,09 (0,02)	0,22	0,67
ID mm (in)	18,84 (0,742)	3	54,818 (179,85)	0,679 (2,23)	635,73	Laminar	0,41 (1,34)	0,1007	5,14	15,24 (0,05)	0,33	1,01
Area mm ² (in ²)	278,72 (0,432)	4	54,934 (180,23)	0,90 (2,97)	846,69	Laminar	0,54 (1,78)	0,0756	6,85	27,43 (0,09)	0,44	1,35
V m/s (ft/s)	3,71	5	55,049 (180,61)	1,13 (3,71)	1057,7	Laminar	0,67 (2,23)	0,0605	8,55	42,67 (0,14)	0,55	1,68
ϵ/D	0,0024	6	55,171 (181,01)	1,35 (4,46)	1271,5	Laminar	0,81 (2,68)	0,0503	10,28	60,96 (0,2)	0,66	2,02
f-Moody	0,0605	7	55,284 (181,38)	1,58 (5,2)	1482,4	Laminar	0,95 (3,12)	0,0432	11,99	82,29 (0,27)	0,76	2,32
ΔP (psi/100ft)	8,55	8	55,412 (181,80)	1,81 (5,94)	1693,4	Laminar	1,08 (3,57)	0,0378	13,69	106,68 (0,35)	0,87	2,66

4.3.2.2.4 Gráfica de la curva del sistema

Tomando los valores de Q y H_m de la tabla 4.27, se obtiene la tabla 4.28 con su respectiva curva mostrada en la figura 4.4:

Tabla 4.28 Q vs Hm.

SISTEMA DEL CABEZAL	
Q (gpm)	Hm m (ft)
0	54,5 (178,79)
1	54,6 (179,14)
2	54,7 (179,48)
3	54,8

	(179,85)
4	54,9 (180,23)
5	55,0 (180,61)
6	55,1 (181,01)
7	55,3 (181,38)
8	55,4 (181,80)

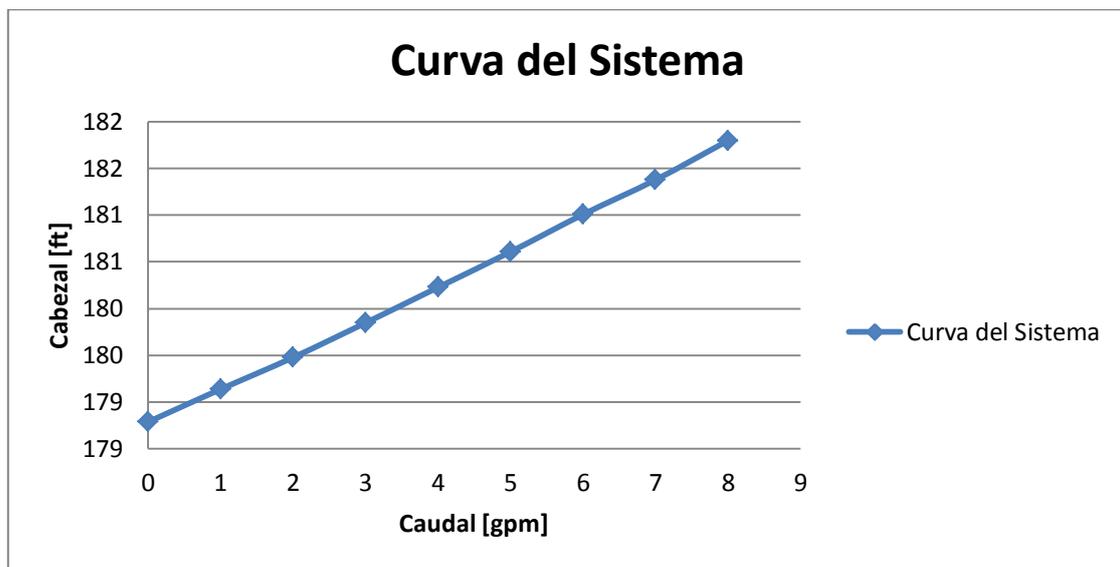


Fig. 4.4 Curva del sistema hidráulico

Con la curva del sistema mostrado en la fig. 4.4, se selecciona la bomba en donde sus curvas de rendimiento permitan obtener el punto de funcionamiento que mejor se acople al sistema.

4.3.2.3 Tipo de bomba

La bomba seleccionada para el sistema de recirculación es de tipo recíprocante de doble diafragma impulsada neumáticamente (ver figura 4.5).

Este tipo de bomba no es cinética como el caso de las bombas centrífugas y no requiere velocidad para imprimir presión sobre el fluido, puede desarrollar presiones elevadas en bajas y altas velocidades, para el caso particular del

sistema en estudio se maneja velocidades bajas, y se requiere elevada presión de salida, razón por la que se escoge esta clase de bomba.

Otro motivo es el tipo de flujo, para el caso de fluidos viscosos el tipo de bomba preseleccionada opera satisfactoriamente en relación a una bomba centrífuga, las cuales no se recomiendan para estas condiciones de operación.

Por la alimentación neumática, este tipo de bomba puede trabajar en áreas de alta explosividad (área clasificada) donde la alimentación eléctrica es peligrosa.

La mejor característica de una bomba reciprocante, es su alta eficiencia, que está entre el 85 al 94%.



Fig. 4.5 Bomba neumática de doble diafragma¹⁰¹

4.3.2.4 Curva de rendimiento de la bomba preseleccionada

Con los resultados obtenidos de NPSH disponible y cabezal diferencial se procede a buscar información en catálogos y preseleccionar los diferentes modelos de bombas que cumplan estos requisitos. Otro de los factores a ser tomados en cuenta es la disponibilidad del equipo en el país, caso contrario los tiempos de importación deben ser mínimos, finalmente el factor más importante es el costo del equipo.

Una vez analizados los parámetros mencionados anteriormente el modelo de la bomba seleccionada es la siguiente:

¹⁰¹ Ingersoll-Rand Fluid Products

Fabricante: WILDEN

Modelo: P1/AAPPP/TNU/TF/ATF/0014 (ANEXO F-III)

La curva de rendimiento se presenta en la Fig. 4.6.

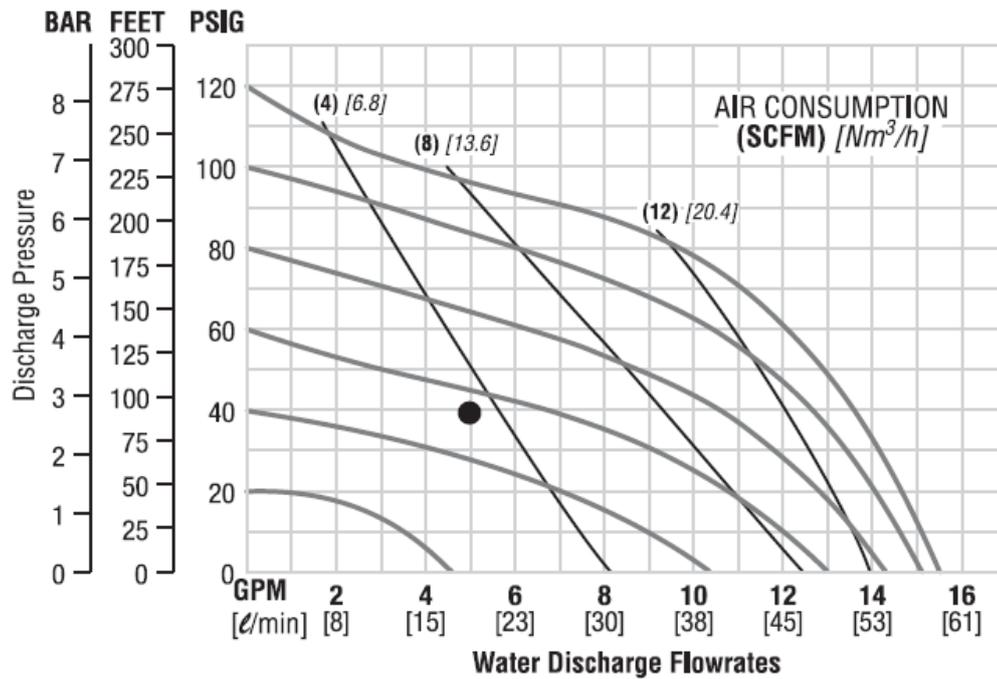


Fig. 4.6 Curva de rendimiento de la bomba neumática¹⁰²

Para determinar el punto óptimo de funcionamiento de la bomba, se sobrepone la curva del sistema hidráulico en las curvas de rendimiento de la bomba, el punto de intersección de las dos curvas muestra el punto óptimo de rendimiento. Con el objetivo de obtener resultados más exactos, las curvas de rendimiento de la bomba son graficadas en Excel como se muestra en la figura 4.7.

¹⁰² Wilden a Dover Company

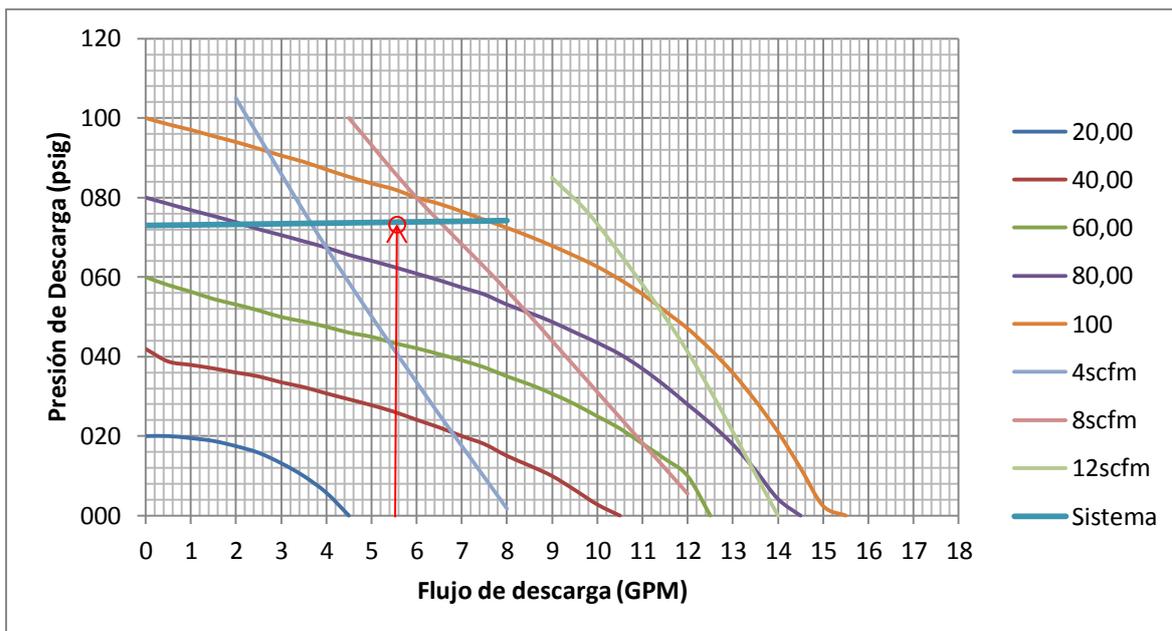


Fig. 4.7 Punto óptimo de funcionamiento del sistema

El requerimiento de presión y bombeo del equipo es de 74 [psig] y 5 [GPM] como se muestra en la fig. 4.7. Por tanto para que la bomba cumpla este requerimiento, se debe proporcionar a la bomba aire comprimido a 100 [psig] a 6 SCFM (pies cúbicos estándar por minuto).

4.4 DISEÑO DEL AISLAMIENTO TÉRMICO DEL EQUIPO.

Equipos que operan a alta o baja temperatura son aislados térmicamente para conservar energía, mantener las condiciones del proceso que pueden ser afectadas por fluctuaciones de las condiciones ambientales, y protección personal para individuos que eventualmente se acerquen al equipo.

Para el caso del toma muestras, se debe mantener las condiciones del proceso e impedir que el crudo baje de los 185°F.

El material de aislamiento térmico para el tanque del toma muestras es la perlita expandida, por su baja conductividad térmica, buena resistencia mecánica, baja absorción de agua y por su disponibilidad en el mercado nacional.

Para el caso de las tuberías el aislamiento térmico es lana mineral de roca, este material es el apropiado para tuberías que están sujetas a leves vibraciones producidas por bombas recíprocantes.

Existen espesores recomendados de aislamiento térmico para distintos diámetros y funcionalidad. Para el caso del toma muestras el aislamiento térmico tiene la función de mantener la temperatura del proceso.

En la tabla 4.29 se muestran los espesores recomendados para el aislamiento térmico en tuberías.

Tabla 4.29 Espesores típicos [in] de aislamiento térmico¹⁰³.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Maximum Temperature (°F)	Nominal Pipe Size, inches								
	1½ & Smaller	2	3	4	6	8	10	12 & Larger	
250	1	1	1	1½	1½	1½	1½	1½	1½
500	1	1½	1½	1½	2	2	2	2	2
600	1½	1½	2	2	2	2½	2½	2½	2½
750	2	2	2	2	2½	3	3	3	3

Con estos valores recomendados se realizan los cálculos para la validación de estos espesores en el diseño del toma muestras.

4.4.1 ARREGLO PARA EL ESTUDIO DE TRANSFERENCIA DE CALOR

Para los cálculos de pérdidas de energía, el sistema toma muestras se divide por tramos, de esta manera se determinan las caídas de temperatura y pérdidas de calor para cada tramo. El arreglo se muestra en la figura 4.8.

¹⁰³ Ken Arnold-Stewart Stewart, Surface Production Operations

4.4.2.1 Cálculo de convección natural

Para el cálculo de la convección natural se utiliza la ecuación 2.29

$$h_n = A_1 \left(\frac{\Delta T}{D} \right)^b$$

4.4.2.2 Cálculo de convección forzada

Para el cálculo de la convección interna se utiliza la ecuación 2.31

$$h_i = \frac{Nu * k}{D}$$

4.4.2.3 Cálculo de pérdidas de calor en tuberías

Para el cálculo de las pérdidas de calor se utiliza la analogía con resistencias eléctricas para paredes cilíndricas (ver figura 4.9) mediante la siguiente ecuación:

$$\frac{q}{L} = \frac{\pi(T_{fluido} - T_{\infty})}{\frac{1}{h_i * ID_p} + \frac{2.3}{2 * k_p} \log\left(\frac{OD_p}{ID_p}\right) + \frac{2.3}{2 * k_a} \log\left(\frac{OD_a}{OD_p}\right) + \frac{1}{h_o * OD_a}} \quad [\text{Ec. 4.21}]^{104}$$

$$h_o = h_n + h_r \quad [\text{Ec. 4.22}]^{105}$$

$$h_r = \frac{\varepsilon \sigma * (T_{superf}^4 - T_{\infty}^4)}{(T_{superf} - T_{\infty})} \quad [\text{Ec. 4.23}]^{106}$$

Donde:

$$\frac{q}{L} = \text{Pérdidas de calor por unidad de longitud} \left[\frac{BTU/hr}{ft} \right]$$

$$h_i = \text{Convección interna} \left[\frac{BTU}{h * ft^2 * ^\circ F} \right]$$

$$h_o = \text{Coeficiente de transferencia de calor por radiación} \left[\frac{BTU}{h * ft^2 * ^\circ F} \right]$$

¹⁰⁴ Donald Q. Kern, 1982, Procesos de Transferencia de calor, pag xxx

¹⁰⁵ JAMES R. WELTY; Transferencia de Calor Aplicada a la ingeniería, 1996, pág. 393.

¹⁰⁶ JAMES R. WELTY; Transferencia de Calor Aplicada a la ingeniería, 1996, pág. 393.

h_r = Coeficiente por radiación $\left[\frac{BTU}{h \cdot ft^2 \cdot ^\circ F} \right]$

k_p = Conductividad Térmica de la tubería $\left[\frac{BTU}{h \cdot ft \cdot ^\circ F} \right]$

k_a = Conductividad Térmica del material aislante $\left[\frac{BTU}{h \cdot ft \cdot ^\circ F} \right]$

OD_p = Diámetro externo de la tubería [ft]

ID_p = Diámetro interno de la tubería [ft]

OD_a = Diámetro externo incluido el aislamiento térmico [ft]

T_∞ = Temperatura ambiente [$^\circ F$]

T_{fluido} = Temperatura del fluido [$^\circ F$]

T_{superf} = Temperatura superficial [$^\circ F$]

ε = Emisividad chapa de aluminio 0,5 [adimensional]

σ = Constante de Stefan-Boltzman ($0,1714 \times 10^{-8} \left[\frac{BTU}{h \cdot ft^2 \cdot ^\circ R^4} \right]$)

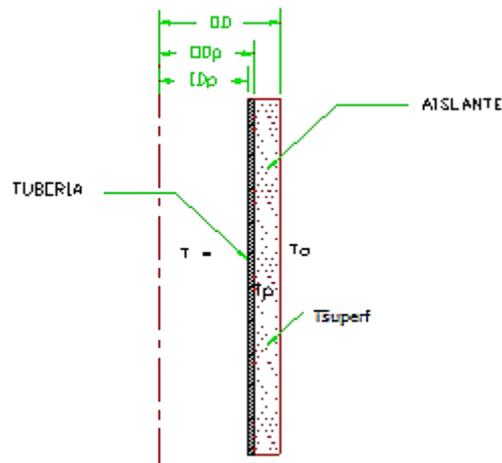


Fig. 4.9 Arreglo de la tubería y el aislante

4.4.2.4 Cálculo del radio de aislamiento crítico

Para realizar una selección adecuada del aislante se debe verificar siempre que el radio crítico del aislamiento sea inferior al radio de la tubería desnuda, esto se comprueba con la siguiente fórmula:

$$r_c = \frac{k_a}{h_o} \quad [\text{Ec. 4.24}]^{107}$$

Donde:

r_c = Radio crítico [ft]

Para tubería de 1''

Para cuando el valor del coeficiente de transferencia por radiación h_o tiene el valor más alto en la línea tramo B-C, con la ecuación 4.22 se calcula h_o .

$$h_o = h_n + h_r$$

$$h_o = A_1 \left(\frac{\Delta T}{D} \right)^b + \frac{\varepsilon \sigma * (T_{superf}^4 - T_{\infty}^4)}{(T_{superf} - T_{\infty})}$$

$$h_o = 0,27 \left(\frac{75,91 - 59}{0,08} \right)^{\frac{1}{4}} + \frac{0,5 \times 1,714 \times 10^{-9} * (75,91^4 - 59^4)}{(75,91 - 59)}$$

$$h_o = 1,028 + 0,001$$

$$h_o = 1,029$$

Datos:

$r_c = ?$ [ft].

$$k_a = 0,025 \left[\frac{BTU}{h * ft * ^\circ F} \right]$$

$$h_o = 1,029 \left[\frac{BTU}{h * ft^2 * ^\circ F} \right]$$

$$OD_p = 0,11 [ft] (1.135 [in])$$

Remplazando los valores anteriores en la ecuación 4.24 se obtiene:

$$r_c = \frac{0,025}{1,029} = 0.024 [ft] (0,29 [in])$$

Por tanto $r_c < OD_p$

¹⁰⁷ FRANK P. INCROPERA; Fundamentos de Transferencia de Calor, 1999, pág. 95.

Para tubería de 3/4"

Para cuando el valor del coeficiente de transferencia por radiación h_o tiene el valor más alto en la línea tramo G-H, con la ecuación 4.22 se calcula h_o .

$$h_o = h_n + h_r$$

$$h_o = A_1 \left(\frac{\Delta T}{D} \right)^b + \frac{\varepsilon \sigma * (T_{superf}^4 - T_{\infty}^4)}{(T_{superf} - T_{\infty})}$$

$$h_o = 0,29 \left(\frac{87,17 - 59}{2,43} \right)^{\frac{1}{4}} + \frac{0,5 \times 1,714 \times 10^{-9} * (87,16^4 - 59^4)}{(87,17 - 59)}$$

$$h_o = 0,534 + 0,001$$

$$h_o = 0,535$$

Datos:

$$r_c = ? \text{ [ft].}$$

$$k_a = 0,025 \left[\frac{BTU}{h * ft * ^\circ F} \right]$$

$$h_o = 0,535 \left[\frac{BTU}{h * ft^2 * ^\circ F} \right]$$

$$OD_p = 0,088 \text{ [ft]} (1,06 \text{ [in]})$$

Remplazando los valores anteriores en la ecuación 4.24 se obtiene:

$$r_c = \frac{0,025}{0,535} = 0,047 \text{ [ft]} (0,56 \text{ [in]})$$

Por tanto $r_c < OD_p$

Para tubería de 10"

Para cuando el valor del coeficiente de transferencia por radiación h_o tiene el valor más alto en la línea tramo I-C, con la ecuación 4.22 se calcula h_o .

$$h_o = h_n + h_r$$

$$h_o = A_1 \left(\frac{\Delta T}{D} \right)^b + \frac{\varepsilon \sigma * (T_{superf}^4 - T_{\infty}^4)}{(T_{superf} - T_{\infty})}$$

$$h_o = 0,19 \left(\frac{84,87 - 59}{1} \right)^{\frac{1}{3}} + \frac{0,5x1,714x10^{-9} * (84,87^4 - 59^4)}{(84,87 - 59)}$$

$$h_o = 0,56 + 0,001$$

$$h_o = 0,561$$

Datos:

$$r_c = ? \text{ [ft].}$$

$$k_a = 0,0612 \left[\frac{BTU}{h*ft*^{\circ}F} \right]$$

$$h_o = 0,56 \left[\frac{BTU}{h*ft^2*^{\circ}F} \right]$$

$$OD_p = 0,89 \text{ [ft]} (10,75 \text{ [in]})$$

Remplazando los valores anteriores en la ecuación 4.24 se obtiene:

$$r_c = \frac{0,0612}{0,89} = 0,069 \text{ [ft]} (0,83 \text{ [in]})$$

Por tanto $r_c < OD_p$

El radio crítico para los diferentes diámetros de tubería del equipo toma muestras es menor al diámetro externo de la tubería, por tanto el aislamiento térmico utilizado es el adecuado.

4.4.2.5 Cálculo de la temperatura de entrada y salida en tuberías y recipiente

Se utiliza la siguiente fórmula para temperatura de pared constante:

$$T_{out} = T_{in} - (T_{in} - T_p) * \left(1 - e^{-4*st\left(\frac{L}{D}\right)}\right) \quad [\text{Ec. 4.25}]^{108}$$

$$st = \frac{U_i}{\rho * C_p * V} \quad [\text{Ec. 4.26}]^{109}$$

Donde:

T_{out} = Temperatura a la salida de la tubería [°F]

T_{in} = Temperatura a la entrada de la tubería [°F]

T_p = Temperatura de pared de la tubería [°F]

st = Número de stanton [adimensional]

L = Longitud de tubería [ft]

D = Diámetro de la tubería [ft]

U_i = Coeficiente global de transferencia de calor interna $\left[\frac{BTU}{h*ft^2*°F}\right]$

ρ = Densidad del fluido $\left[\frac{lb}{ft^3}\right]$

C_p = Calor específico $\left[\frac{BTU}{lb*°F}\right]$

V = Velocidad del fluido [ft/s]

4.4.2.6 Cálculo de las pérdidas de calor por el método de Diferencia Media Logarítmica de Temperaturas

Se calcula con la siguiente expresión:

$$q = U_i * A_i * \Delta T_m \quad [\text{Ec. 4.27}]^{110}$$

$$\Delta T_m = \frac{\Delta T_{max} - \Delta T_{min}}{\ln\left(\frac{\Delta T_{max}}{\Delta T_{min}}\right)} \quad [\text{Ec. 4.28}]^{111}$$

¹⁰⁸ JAMES R. WELTY; Transferencia de Calor Aplicada a la ingeniería, 1996, pág. 220.

¹⁰⁹ JAMES R. WELTY; Transferencia de Calor Aplicada a la ingeniería, 1996, pág. 217.

^{110, 96} JAMES R. WELTY; Transferencia de Calor Aplicada a la ingeniería, 1996, pág. 404.

Donde:

U = Coeficiente global de transferencia de calor interna $\left[\frac{BTU}{h \cdot ft^2 \cdot ^\circ F} \right]$

A_i = Área interna de la tubería [ft^2]

ΔT_m = Diferencia media logarítmica de temperaturas [$^\circ F$]

ΔT_{max} = Diferencias máxima entre la temperatura del fluido y la de pared [$^\circ F$]

ΔT_{min} = Diferencias mínima entre la temperatura del fluido y la de pared [$^\circ F$]

4.4.2.7 Cálculos de las pérdidas de calor por tramos

A continuación se presentan los resultados de caída de temperatura y pérdida de calor de los diferentes tramos del sistema térmico del equipo toma muestras.

4.4.2.7.1 Cálculo en el tramo A-B

Los datos de entrada se muestran en las tablas 4.30, 4.31 y 4.32.

Tabla 4.30 Datos de la tubería en el tramo A-B.

DATOS DE TUBERIA				
DATOS	SIMBOLO	UNIDADES	VALOR	
Diámetro Nominal	D	in(mm)	1	(25,4)
Diámetro Exterior	OD	in(mm)	1,315	(33,4)
Espesor	Thr	in(mm)	0,179	(4,546)
Longitud	L	in(mm)	9,2	(233,68)
Conductividad Térmica	k	BTU/h(ft ²)([°] F/ft)	26	

Tabla 4.31 Temperaturas en el tramo A-B.

TEMPERATURAS				
DATOS	SIMBOLO	UNIDAD	VALOR	
Temperatura Ambiental	T_∞	$^\circ F$ ($^\circ K$)	59	(288,15)
Temperatura Superficial	T_{superf}	$^\circ F$ ($^\circ K$)	82,8	(301,38)
Temperatura de Película	T_f	$^\circ F$ ($^\circ K$)	70,9	(294,76)
	ΔT	$^\circ F$ ($^\circ K$)	23,8	(268,60)

Tabla 4.32 Datos del aislamiento térmico en el tramo A-B.

DATOS DEL AISLAMIENTO TERMICO (PERLITA)				
DATOS	SIMBOLO	UNIDADES	VALOR	
Conductividad Térmica	k	BTU/hr-ft-°F	0,0250	
Espesor	Thr	in(mm)	1,000	(25,4)

Los resultados se muestran en la tabla 4.33.

Tabla 4.33 Resultados en el tramo A-B.

TEMPERATURAS				
DATOS	SIMBOLO	UNIDADES	VALOR	
Temperatura de Entrada	T _{in}	°F (°K)	185,00	(358,15)
Temperatura de Salida	T _{out}	°F (°K)	184,99	(358,14)
Temperatura Superficial	T _{superf}	°F(°K)	82,81	(301,37)
Temperatura de pared	T _p	°F(°K)	167,09	(348,2)
Temperatura media logarítmica	T _m	°F(°K)	17,91	(265,32)
Calor disipado	q	BTU/hr(W)	1,55	(0,46)

4.4.2.7.2 Cálculo en el tramo B-C

Los datos de entrada se muestran en las tablas 4.34, 4.35 y 4.36.

Tabla 4.34 Datos de la tubería en el tramo B-C.

DATOS DE TUBERIA				
DATOS	SIMBOLO	UNIDADES	VALOR	
Diámetro Nominal	D	in(mm)	1	(25,4)
Diámetro Exterior	OD	in(mm)	1,315	(33,4)
Espesor	Thr	in(mm)	0,179	(4,546)
Longitud	L	in(mm)	24,2	(614,68)
Conductividad Térmica	k	BTU/h(ft ²)(°F/ft)	26	

Tabla 4.35 Temperaturas en el tramo B-C.

TEMPERATURAS				
DATOS	SIMBOLO	UNIDADES	VALOR	
Temperatura Ambiental	T _∞	°F (°K)	59	(288,15)
Temperatura Superficial	T _{superf}	°F (°K)	75,9	(297,54)
Temperatura de Película	T _f	°F (°K)	67,4	(292,82)
	ΔT	°F (°K)	16,9	(264,76)

Tabla 4.36 Datos del aislamiento térmico en el tramo B-C.

DATOS DEL AISLAMIENTO TERMICO (PERLITA)				
DATOS	SIMBOLO	UNIDADES	VALOR	
Conductividad Térmica	k	BTU/hr-ft-°F	0,0250	
Espesor	Thr	in(mm)	1,000	(25,4)

Los resultados se muestran en la tabla 4.37.

Tabla 4.37 Resultados en el tramo B-C.

TEMPERATURAS				
DATOS	SIMBOLO	UNIDADES	VALOR	
Temperatura de interna	T _{in}	°F (°K)	184,99	(358,14)
Temperatura de Salida	T _{out}	°F (°K)	184,96	(358,13)
Temperatura Superficial	T _{superf}	°F(°K)	75,91	(297,54)
Temperatura de pared	T _p	°F(°K)	165,87	(347,52)
Temperatura media logarítmica	T _m	°F(°K)	19,11	(265,99)
Calor disipado	q	BTU/hr(W)	4,66	(1,37)

4.4.2.7.3 Cálculo en el tramo C-D

Los datos de entrada se muestran en las tablas 4.38, 4.39 y 4.40.

Tabla 4.38 Datos de la tubería en el tramo C-D.

DATOS DE TUBERIA				
DATOS	SIMBOLO	UNIDADES	VALOR	
Diámetro Nominal	D	in(mm)	10	(254)
Diámetro Exterior	OD	in(mm)	10,75	(273,05)
Espesor	Thr	in(mm)	0,365	(9,27)
Longitud	L	in(mm)	6,2	(157,48)
Conductividad Térmica	k	BTU/h(ft ²)(°F/ft)	26	

Tabla 4.39 Temperaturas en el tramo C-D.

TEMPERATURAS				
DATOS	SIMBOLO	UNIDAD	VALOR	
Temperatura Ambiental	T _∞	°F (°K)	59	(288,15)
Temperatura Superficial	T _{superf}	°F (°K)	84,8	(302,48)
Temperatura de película	T _f	°F (°K)	71,9	(295,32)
	ΔT	°F (°K)	25,8	(269,71)

Tabla 4.40 Datos del aislamiento térmico en el tramo C-D.

DATOS DEL AISLAMIENTO TERMICO (PERLITA)				
DATOS	SIMBOLO	UNIDADES	VALOR	
Conductividad Térmica	k	BTU/hr-ft-°F	0,0612	
Espesor	Thr	in(mm)	1,500	(38,1)

Los resultados se muestran en la tabla 4.41.

Tabla 4.41 Resultados en el tramo C-D.

TEMPERATURAS				
DATOS	SIMBOLO	UNIDADES	VALOR	
Temperatura de Entrada	T _{in}	°F (°K)	184,963	(358,12)
Temperatura de Salida	T _{out}	°F (°K)	184,951	(358,12)
Temperatura Superficial	T _{superf}	°F(°K)	84,873	(302,52)
Temperatura de pared	T _p	°F(°K)	118,775	(321,35)
Temperatura media logarítmica	T _m	°F(°K)	66,182	(292,14)
Calor disipado	q	BTU/hr(W)	14,26	(4,18)

4.4.2.7.4 Cálculo en el tramo D-E

Los datos de entrada se muestran en las tablas 4.42, 4.43 y 4.44.

Tabla 4.42 Datos de la tubería en el tramo D-E.

DATOS DE TUBERIA				
DATOS	SIMBOLO	UNIDADES	VALOR	
Diámetro Nominal	D	in(mm)	1	(25,4)
Diámetro Exterior	OD	in(mm)	1,315	(33,4)
Espesor	Thr	in(mm)	0,179	(4,546)
Longitud	L	in(mm)	13,4	(340,36)
Conductividad Térmica	k	BTU/h(ft ²)(°F/ft)	26	

Tabla 4.43 Temperaturas en el tramo D-E.

TEMPERATURAS				
DATOS	SIMBOLO	UNIDADES	VALOR	
Temperatura Ambiental	T _∞	°F (°K)	59	(288,15)
Temperatura Superficial	T _{superf}	°F (°K)	84,3	(302,21)
Temperatura de Película	T _f	°F (°K)	71,7	(295,21)
	ΔT	°F (°K)	25,3	(269,43)

Tabla 4.44 Datos del aislamiento térmico en el tramo D-E.

DATOS DEL AISLAMIENTO TERMICO (FIBRA MINERAL)				
DATOS	SIMBOLO	UNIDADES	VALOR	
Conductividad Térmica	k	BTU/hr-ft-°F	0,0250	
Espesor	Thr	in(mm)	1,000	(25,4)

Los resultados se muestran en la tabla 4.45.

Tabla 4.45 Temperaturas en el tramo D-E.

TEMPERATURAS				
DATOS	SIMBOLO	UNIDADES	VALOR	
Temperatura de Entrada	T _{in}	°F (°K)	184,951	(358,12)
Temperatura de Salida	T _{out}	°F (°K)	184,949	(358,12)
Temperatura Superficial	T _{superf}	°F(°K)	84,35	(302,23)
Temperatura de Pared	T _p	°F(°K)	167,32	(348,32)
Temperatura media Logarítmica	T _m	°F(°K)	17,63	(265,17)
Calor disipado	q	BTU/hr(W)	2,20	(0,64)

4.4.2.7.5 Cálculo en el tramo E-F

Los datos de entrada se muestran en las tablas 4.46, 4.47 y 4.48.

Tabla 4.46 Datos de la tubería en el tramo E-F.

DATOS DE TUBERIA				
DATOS	SIMBOLO	UNIDADES	VALOR	
Diámetro Nominal	D	in(mm)	1	(25,4)
Diámetro Exterior	OD	in(mm)	1,315	(33,4)
Espesor	Thr	in(mm)	0,179	(4,546)
Longitud	L	in(mm)	19,4	(492,76)
Conductividad Térmica	k	BTU/h(ft ²)(°F/ft)	26	

Tabla 4.47 Temperaturas en el tramo E-F.

TEMPERATURAS				
DATOS	SIMBOLO	UNIDADES	VALOR	
Temperatura Ambiental	T _∞	°F (°K)	59	(297,54)
Temperatura Superficial	T _{superf}	°F (°K)	75,9	(292,84)
Temperatura de película	T _f	°F (°K)	67,45	(264,76)
	ΔT	°F (°K)	16,90	(265,98)

Tabla 4.48 Datos del aislamiento térmico en el tramo E-F.

DATOS DEL AISLAMIENTO TERMICO (FIBRA MINERAL)				
DATOS	SIMBOLO	UNIDADES	VALOR	
Conductividad Térmica	k	BTU/hr-ft-°F	0,0250	
Espesor	Thr	in(mm)	1,000	(25,4)

Los resultados se muestran en la tabla 4.49.

Tabla 4.49 Resultados en el tramo E-F.

TEMPERATURAS				
DATOS	SIMBOLO	UNIDADES	VALOR	
Temperatura de Entrada	T _{in}	°F (°K)	184,949	(358,12)
Temperatura de Salida	T _{out}	°F (°K)	184,946	(358,12)
Temperatura Superficial	T _{superf}	°F(°K)	75,901	(297,54)
Temperatura de pared	T _p	°F(°K)	165,833	(347,50)
Temperatura media logarítmica	T _m	°F(°K)	19,114	(265,99)
Calor disipado	q	BTU/hr(W)	3,74	(1,09)

4.4.2.7.6 Cálculo en el tramo F-G

Los datos de entrada se muestran en las tablas 4.50, 4.51 y 4.52.

Tabla 4.50 Datos de la tubería en el tramo F-G.

DATOS DE TUBERIA				
DATOS	SIMBOLO	UNIDADES	VALOR	
Diámetro Nominal	D	in(mm)	0,5	(12,7)
Diámetro Exterior	OD	in(mm)	0,82	(20,83)
Espesor	Thr	ln(mm)	0,1	(2,54)
Longitud	L	in(mm)	7,4	(187,96)
Conductividad Térmica	K	BTU/h(ft ²)(°F/ft)	132	

Tabla 4.51 Temperaturas en el tramo F-G.

TEMPERATURAS				
DATOS	SIMBOLO	UNIDADES	VALOR	
Temperatura Ambiental	T _∞	°F (°K)	59	(288,15)
Temperatura Superficial	T _{superf}	°F (°K)	152,72	(340,22)
Temperatura de Película	T _f	°F (°K)	105,86	(314,18)
	ΔT	°F (°K)	93,72	(307,44)

Tabla 4.52 Datos del aislamiento térmico en el tramo F-G.

DATOS DEL AISLAMIENTO TERMICO (PERLITA)* OJO				
DATOS	SIMBOLO	UNIDADES	VALOR	
Conductividad Térmica	k	BTU/hr-ft-°F	132,0000	
Espesor	Thr	in(mm)	0,100	(2,54)

Los resultados se muestran en la tabla 4.53.

Tabla 4.53 Resultados en el tramo F-G.

TEMPERATURAS				
DATOS	SIMBOLO	UNIDADES	VALOR	
Temperatura de Entrada	T _{in}	°F (°K)	184,946	(358,12)
Temperatura de Salida	T _{out}	°F (°K)	184,944	(358,12)
Temperatura Superficial	T _{superf}	°F(°K)	152,718	(340,22)
Temperatura de pared	T _p	°F(°K)	152,725	(340,22)
Temperatura media logarítmica	T _m	°F(°K)	32,22	(273,27)
Calor disipado	q	BTU/hr(W)	4,03	(1,18)

4.4.2.7.7 Cálculo en el tramo G-H

Los datos de entrada se muestran en las tablas 4.54, 4.55 y 4.56.

Tabla 4.54 Datos de la tubería en el tramo G-H.

DATOS DE TUBERIA				
DATOS	SIMBOLO	UNIDADES	VALOR	
Diámetro Nominal	D	in(mm)	3/4	(19,05)
Diámetro Exterior	OD	in(mm)	1,06	(26,92)
Espesor	Thr	in(mm)	0,15	(3,81)
Longitud	L	in(mm)	29,15	(740,41)
Conductividad Térmica	k	BTU/h(ft ²)(°F/ft)	26	

Tabla 4.55 Temperaturas en el tramo G-H.

TEMPERATURAS				
DATOS	SIMBOLO	UNIDADES	VALOR	
Temperatura Ambiental	T _∞	°F (°K)	59	(288,15)
Temperatura Superficial	T _{superf}	°F (°K)	73,2	(296,04)
Temperatura de Película	T _f	°F (°K)	74,5	(296,76)
	ΔT	°F (°K)	28,2	(271,04)

Tabla 4.56 Datos del aislamiento térmico en el tramo G-H.

DATOS DEL AISLAMIENTO TERMICO (FIBRA MINERAL)				
DATOS	SIMBOLO	UNIDADES	VALOR	
Conductividad Térmica	k	BTU/hr-ft-°F	0,0250	
Espesor	Thr	in(mm)	1,000	(25,4)

Los resultados se muestran en la tabla 4.57.

Tabla 4.57 Resultados en el tramo G-H.

TEMPERATURAS				
DATOS	SIMBOLO	UNIDADES	VALOR	
Temperatura de Entrada	T _{in}	°F (°K)	184,944	(358,12)
Temperatura de Salida	T _{out}	°F (°K)	184,94	(358,12)
Temperatura Superficial	T _{superf}	°F(°K)	87,17	(303,80)
Temperatura de pared	T _p	°F(°K)	169,65	(349,62)
Temperatura media logarítmica	T _m	°F(°K)	15,29	(263,87)
Calor disipado	q	BTU/hr(W)	3,59	(1,05)

4.4.2.7.8 Cálculo en el tramo H-I

Los datos de entrada se muestran en las tablas 4.58, 4.59 y 4.60.

Tabla 4.58 Datos de la tubería en el tramo H-I.

DATOS DE TUBERIA				
DATOS	SIMBOLO	UNIDADES	VALOR	
Diámetro Nominal	D	in(mm)	3/4	(19,05)
Diámetro Exterior	OD	in(mm)	1,06	(26,92)
Espesor	Thr	in(mm)	0,15	(3,81)
Longitud	L	in(mm)	14	(355,6)
Conductividad Térmica	K	BTU/h(ft ²)(°F/ft)	26	

Tabla 4.59 Temperaturas en el tramo H-I.

TEMPERATURAS				
DATOS	SIMBOLO	UNIDADES	VALOR	
Temperatura Ambiental	T _∞	°F (°K)	59	(288,15)
Temperatura Superficial	T _{superf}	°F (°K)	74,805	(296,93)
Temperatura de película	T _f	°F (°K)	66,902	(292,54)
	ΔT	°F (°K)	15,805	(264,15)

Tabla 4.60 Datos del aislamiento térmico en el tramo H-I.

DATOS DEL AISLAMIENTO TERMICO (FIBRA MINERAL)				
DATOS	SIMBOLO	UNIDADES	VALOR	
Conductividad Térmica	k	BTU/hr-ft-°F	0,0250	
Espesor	Thr	in(mm)	1,000	(25,4)

Los resultados se muestran en la tabla 4.61.

Tabla 4.61 Resultados en el tramo H-I.

TEMPERATURAS				
DATOS	SIMBOLO	UNIDADES	VALOR	
Temperatura de Entrada	T _{in}	°F (°K)	184,941	(358,12)
Temperatura de Salida	T _{out}	°F (°K)	184,939	(358,12)
Temperatura Superficial	T _{superf}	°F(°K)	74,80	(296,93)
Temperatura de pared	T _p	°F(°K)	167,72	(348,55)
Temperatura media Logarítmica	T _m	°F(°K)	17,22	(264,94)
Calor disipado	q	BTU/hr(W)	2,19	(0,64)

4.4.2.7.9 Cálculo en el tramo I-C

Los datos de entrada se muestran en las tablas 4.62, 4.63 y 4.64.

Tabla 4.62 Datos de la tubería en el tramo I-C.

DATOS DE TUBERIA				
DATOS	SIMBOLO	UNIDADES	VALOR	
Diámetro Nominal	D	in(mm)	10	(254)
Diámetro Exterior	OD	in(mm)	10,75	(273,05)
Espesor	Thr	in(mm)	0,365	(9,27)
Longitud	L	in(mm)	16,14	(409,95)
Conductividad Térmica	K	BTU/h(ft ²)(°F/ft)	26	

Tabla 4.63 Temperaturas en el tramo I-C.

TEMPERATURAS				
DATOS	SIMBOLO	UNIDADES	VALOR	
Temperatura Ambiental	T _∞	°F (°K)	59	(288,15)
Temperatura Superficial	T _{superf}	°F (°K)	84,87	(302,52)
Temperatura de Película	T _f	°F (°K)	71,94	(295,34)
	ΔT	°F (°K)	25,87	(269,74)

Tabla 4.64 Datos del aislamiento térmico en el tramo I-C.

DATOS DEL AISLAMIENTO TERMICO (PERLITA)				
DATOS	SIMBOLO	UNIDADES	VALOR	
Conductividad Térmica	k	BTU/hr-ft-°F	0,0612	
Espesor	Thr	in(mm)	1,500	(38,1)

Los resultados se muestran en la tabla 4.65.

Tabla 4.65 Resultados en el tramo I-C.

TEMPERATURAS				
DATOS	SIMBOLO	UNIDADES	VALOR	
Temperatura de Entrada	T _{in}	°F (°K)	184,939	(358,12)
Temperatura de Salida	T _{out}	°F (°K)	184,906	(358,10)
Temperatura Superficial	T _{superf}	°F(°K)	84,870	(302,52)
Temperatura de pared	T _p	°F(°K)	118,765	(321,35)
Temperatura media Logarítmica	T _m	°F(°K)	66,158	(292,13)
Calor disipado	q	BTU/hr(W)	37,11	(10,873)

4.4.2.8 Resumen de resultados

En la tabla 4.66 se muestra un resumen de los resultados obtenidos a partir de los cálculos realizados en los diferentes tramos.

Tabla 4.66 Resultados de los diferentes tramos.

	CALOR PERDIDO		TEMPERATURA SALIDA
	BTU/hr	W	°F (°K)
Tramo A-B	1,55	0,46	184,99 (358,14)
Tramo B-C	4,66	1,37	184,96 (358,12)
Tramo C-D	14,26	4,18	184,959 (358,127)
Tramo D-E	2,20	0,64	184,949 (358,122)
Tramo E-F	3,74	1,09	184,946 (358,120)
Tramo F-G	4,03	1,18	184,944 (358,119)
Tramo G-H	3,59	1,05	184,941 (358,117)
Tramo H-I	2,19	0,64	184,939 (358,112)
Tramo I-C	37,11	10,87	184,906 (358,098)
TOTAL	73,33	21,48	

4.5 DISEÑO DEL SISTEMA DE CALENTAMIENTO DEL EQUIPO.

A pesar del aislamiento térmico en el equipo, existe una disminución en la temperatura en cada ciclo de recirculación, para mantener la temperatura del crudo es necesario agregar energía al sistema. La cantidad de energía que se debe agregar al sistema es el valor de la energía que se pierde a través del aislamiento térmico diseñado en la sección anterior. En base a esta energía perdida se selecciona un sistema de calentamiento que proporcione tal flujo de calor.

El sistema de calentamiento a ser utilizado es mediante cables calefactores los cuales son comunes para la mantención y calentamiento de fluidos de alta viscosidad en tuberías.

4.5.1 SELECCIÓN DEL CABLE CALEFACTOR

En esta sección se muestra los pasos necesarios para la selección del cable calefactor y accesorios necesarios para su funcionamiento.

Se utiliza el catálogo de la empresa THERMON fabricante de cables calefactores (ANEXO G-I).

4.5.1.1 Parámetros de diseño

4.5.1.1.1 Equipo y tubería

Diámetros de tuberías y equipos existentes en el toma muestras a ser calentados.

a) Tubería:

- Ø ½" sch 80, SMLS, ASTM A-106 GR B, longitud 344 mm
- Ø ¾" sch 80, SMLS, ASTM A-106 GR B, longitud 847mm
- Ø 1" sch 80, SMLS, ASTM A-106 GR B, longitud 688 mm

b) Equipos:

- Bomba neumática ¼", aluminio.
- mezclador estático 1", acero inoxidable 316, longitud 263 mm

c) Temperatura:

- Temperatura ambiental más baja: 50 [°F]
- Temperatura a la cual se mantiene el fluido: 185 [°F]
- Temperatura máxima del fluido: 200 [°F]

d) Aislamiento térmico:

- Recipiente: 1,5" perlita expandida
- Tubería: 1" fibra minera

e) Alimentación eléctrica:

- Voltaje de operación: 120 [V]
- Capacidad del breaker en el tablero: 20 [A]
- Área eléctrica clasificada: Clase 1, división 1

4.5.1.2 Pérdidas de calor

En la tabla 4.67 se presenta los valores de pérdida de calor existentes en el equipo por tramos.

En el tramo C-D se presenta la mayor tasa de pérdida de calor por metro, se toma este valor para la selección del cable calefactor.

Tabla 4.67 Pérdidas de calor en tuberías a 184,9 °F.

	CALOR PERDIDO	
	W/m	W/ft
Tramo A-B	1,97	0,60
Tramo B-C	2,23	0,68
Tramo C-D	26,54	8,09
Tramo D-E	1,88	0,57
Tramo E-F	2,21	0,67
Tramo F-G	6,28	1,91
Tramo G-H	1,40	0,43
Tramo H-I	1,80	0,55
Tramo I-C	26,51	8,08

4.5.1.3 Selección del cable calefactor

La selección del cable calefactor se realiza basado en los siguientes requerimientos:

4.5.1.3.1 Aplicación

La principal aplicación del cable calefactor es el mantener la temperatura del fluido dentro del equipo no menor a 185°F. En la tabla 4.68 el cable modelo HTSX cubre el requerimiento de temperatura para el toma muestra por lo cual es seleccionado.

Tabla 4.68 Comparación de temperaturas entre modelos de cables calefactores¹¹².

	BSX	RSX 15-2	HTSX	VSX
Maximum Maintain Temperature	150°F (65°C)	150°F (65°C)	250°F (121°C)	300°F (149°C)
Maximum Exposure Temperature				
Continuous Power-Off	185°F (85°C)	185°F (85°C)	400°F (205°C)	400°F (204°C)
Intermittent Power-On	N/A	N/A	420°F (215°C)	450°F (232°C)
T-Rating	T6	T5	T2C - T3	T3

4.5.1.3.2 Densidad de potencia requerida

El cable calefactor debe proporcionar una densidad de potencia mayor a 32 [w/m] a 185°F (tabla 4.69). Este valor corresponde al 120% del tramo de mayor pérdida

¹¹² THERMON, Self-Regulating Heating Cable Complex Piping Desing Guide

de calor (tramo C-D $26,54 \times 1,2 \cong 32$ w/m a 185 °F) tomando en cuenta un factor de seguridad del 20%.

Tabla 4.69 Cable HTSX potencia a 120 [V]¹¹³.

Catalog Number 120 Vac Nominal	Power Output at 50°F (10°C) W/ft (m)
HTSX 3-1	3 (10)
HTSX 6-1	6 (20)
HTSX 9-1	9 (30)
HTSX 12-1	12 (39)
HTSX 15-1	15 (49)
HTSX 20-1	20 (66)

En la figura 4.10, se verifica que el modelo de cable HTSX 20 cumple los requerimientos necesarios de densidad de potencia.

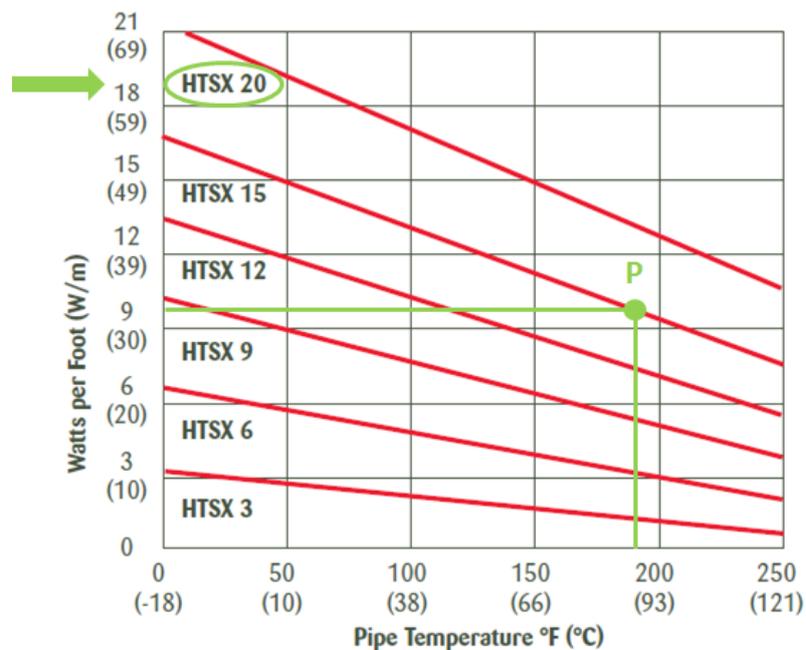


Fig. 4.10 Cable HTSX curvas de potencia¹¹⁴.

¹¹³ THERMON, Self-Regulating Heating Cable Complex Piping Desing Guide

¹¹⁴ THERMON, Self-Regulating Heating Cable Complex Piping Desing Guide

4.5.1.3.3 Diseño eléctrico

a) Voltaje disponible:

- 120 [V]

b) Capacidad del breaker:

En la tabla 4.70, se muestran la longitud máxima del circuito del cable calefactor en función de la capacidad del breaker al cual se conecta el sistema eléctrico del cable calefactor.

Tabla 4.70 Longitud del circuito cable HTSX vs capacidad del breaker¹¹⁵.

120 Vac Service Voltage		Max. Circuit Length vs. Breaker Size		
Catalog Number	Start-Up Temperature °F (°C)	20A	30A	40A
		HTSX 20-1	85 (26)	130 (40)
	50 (10)	80 (24)	120 (37)	140 (42)
	0 (-18)	75 (23)	115 (35)	140 (42)
	-20 (-29)	70 (21)	110 (33)	140 (42)
	-40 (-40)			

c) Clasificación de áreas peligrosas:

- Clase 1, División 2

4.5.1.4 Cálculo de la longitud del cable calefactor para el circuito

Este cálculo se basa en la selección del modelo del cable, disponibilidad eléctrica, longitud de la tubería y número de accesorios.

En el cuadro 4.71 se muestra la longitud de cable calefactor requerido por tramo. El desglose de estos cálculos se muestra en el (ANEXO G-I) (determinación de longitud de cable calefactor)

¹¹⁵ THERMON, Self-Regulating Heating Cable Complex Piping Desing Guide

Tabla 4.71 Longitud del cable calefactor por tramos y equipos.

TRAMO	LONGITUD [m]
Recirculación	1,93
Succión	1,2
Ingreso	1,31
Recipiente	4,1
Bomba	1
Conexión de poder	0,3
TOTAL	9,76

4.5.1.5 Selección de accesorios

Para un correcto funcionamiento el sistema de calentamiento se debe incluir los siguientes accesorios:

- a) Conexión de poder con kit de terminales
- b) Cinta adhesiva de aluminio para sujeción del cable calefactor

Para el control y monitoreo del cable calefactor:

- a) Termostato de control regulable
- b) Base de montaje para termostato

Características y materiales de los accesorios se presentan en el ANEXO G-II.

4.6 DISEÑO DE LA BASE ESTRUCTURAL DEL TOMAMUESTRAS.

Para el diseño es realizado de acuerdo a:

AISC “Specification for the Design, Fabrication and Erection of Structural Steel for Buildings”, Allowable Stress Design, 9th Edition.

AWS D1.1, “Structural Welding Code”, Latest Edition

El análisis estructural se realiza con el programa SAP 2000. Partiendo de las siguientes consideraciones:

4.6.1 CONSIDERACIONES

Las dimensiones son preestablecidas y pueden ser modificadas según sea el requerimiento con el fin de obtener un diseño seguro.

4.6.1.1 Cargas y pesos

En la tabla 4.72 se muestra un resumen de cargas y pesos que el equipo soporta.

Tabla 4.72 Resumen de cargas y pesos.

ITEM	DESCRIPCION	PESO
A	Recipiente =	95,0 Kg
B	Bomba neumática =	6,0 Kg
C	Tubería y accesorios =	35,0 Kg
D	Bandeja =	38,0 Kg
E	Cable calefactor y accesorios =	10 Kg
F	Aislamiento térmico =	10,1 Kg
G	Base estructural =	52,21 Kg
	SUMA =	246,31 kg

4.6.1.2 Longitudes de apoyo

Las longitudes de apoyo se muestran en la tabla 4.73.

Tabla 4.73 Longitudes de apoyo.

ITEM	DESCRIPCION	LONGITUD
1	Perfilería base estructural	6,02 m

4.6.1.3 Cargas distribuidas

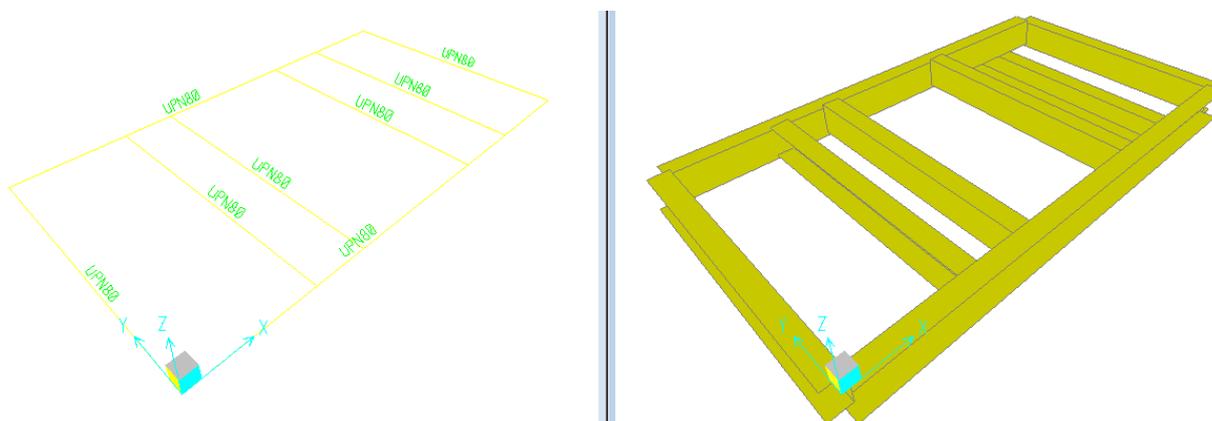
En la tabla 4.74 se detalla las cargas distribuidas sobre la base estructural.

Tabla 4.74 Resumen de cargas distribuidas.

ITEM	DESCRIPCION		CARGA	
A	Sobre base estructural debido a bandeja	=	6,31	Kg/m
B	Sobre base estructural debido a carga viva (80 Kg)	=	13,3	Kg/m
	SUMA	=	19,61	Kg/m

4.6.2 CÁLCULOS ESTRUCTURALES

4.6.2.1 Definición del modelo (ver figura 4.11)

Fig. 4.11 Modelo de la base estructural¹¹⁶.

4.6.2.2 Nodos (ver tabla 4.75 y figura 4.12)

Tabla 4.75 Coordenadas de los nodos de la estructura¹¹⁷.

JOINT	COORDSYS	COORDTYPE	XORR	Y	Z	SPECIALJT	GLOBALX	GLOBALY	GLOBALZ
TEXT	TEXT	TEXT	mm	mm	mm	YES/NO	mm	mm	mm
1	GLOBAL	Cartesian	268	0	0	No	268	0	0
2	GLOBAL	Cartesian	268	628,72	0	No	268	628,72	0
3	GLOBAL	Cartesian	389,65	1,819E-12	0	No	389,65	1,819E-12	0
4	GLOBAL	Cartesian	389,65	628,72	0	No	389,65	628,72	0
5	GLOBAL	Cartesian	739,55	3,638E-12	0	No	739,55	3,638E-12	0

¹¹⁶ SAP 2000¹¹⁷ SAP 2000

6	GLOBAL	Cartesian	739,55	628,72	0	No	739,55	628,72	0
7	GLOBAL	Cartesian	904,55	5,457E-12	0	No	904,55	5,457E-12	0
8	GLOBAL	Cartesian	904,55	628,72	0	No	904,55	628,72	0
9	GLOBAL	Cartesian	0	0	0	No	0	0	0
10	GLOBAL	Cartesian	0	628,72	0	No	0	628,72	0
11	GLOBAL	Cartesian	1131,81	5,457E-12	0	No	1131,81	5,457E-12	0
12	GLOBAL	Cartesian	1131,81	628,72	0	No	1131,81	628,72	0

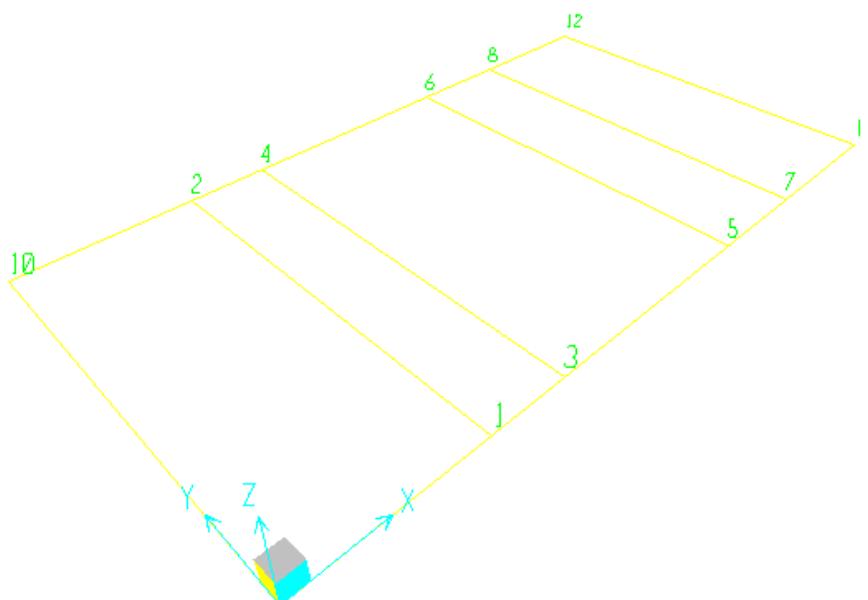


Fig. 4.12 División de la base estructural en nodos¹¹⁸.

4.6.2.3 Condiciones de apoyo (ver tabla 4.76 y figura 4.13)

Tabla 4.76 Asignación de restricciones por condiciones de apoyo¹¹⁹.

CONJUNTO	U1	U2	U3	R1	R2	R3
Text	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No
9	Yes	Yes	Yes	No	No	No
10	Yes	Yes	Yes	No	No	No
11	Yes	Yes	Yes	No	No	No
12	Yes	Yes	Yes	No	No	No

¹¹⁸ SAP 2000

¹¹⁹ SAP 2000

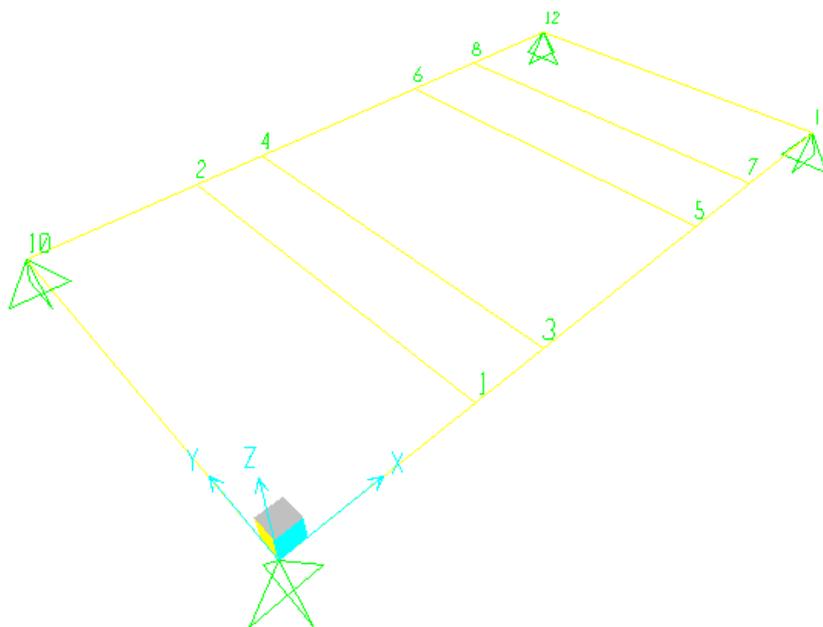


Fig. 4.13 Condiciones de apoyo¹²⁰.

4.6.2.4 Propiedades del material (ver tabla 4.77 y 4.78)

Tabla 4.77 Propiedades mecánicas básicas del material¹²¹.

MATERIAL	UNITWEIGHT	UNITMASS	E1	G12	U12	A1
Text	Kgf/mm3	Kgf-s2/mm4	Kgf/mm2	Kgf/mm2	Unitless	1/C
4000Psi	2,4028E-06	2,4501E-10	2534,564	1056,068	0,2	0,0000099
A36	0,000007849	8,0038E-10	20389,019	7841,93	0,3	0,0000117
A992Fy50	0,000007849	8,0038E-10	20389,019	7841,93	0,3	0,0000117

Tabla 4.78 Propiedades del acero¹²².

MATERIAL	Fy	Fu	EffFy	EffFu
Text	Kgf/mm2	Kgf/mm2	Kgf/mm2	Kgf/mm2
A36	25,311	40,778	37,966	44,856
A992Fy50	35,153	45,7	38,669	50,269

¹²⁰ SAP 2000

¹²¹ SAP 2000

¹²² SAP 2000

4.6.2.5 Asignación de elementos (ver tabla 4.79 y 4.80)

Tabla 4.79 Asignación de elementos¹²³.

Frame	SectionType	AutoSelect	AnalSect	DesignSect	MatProp
Text	Text	Text	Text	Text	Text
1	Channel	N.A.	UPN80	UPN80	Default
2	Channel	N.A.	UPN80	UPN80	Default
3	Channel	N.A.	UPN80	UPN80	Default
4	Channel	N.A.	UPN80	UPN80	Default
5	Channel	N.A.	UPN80	UPN80	Default
6	Channel	N.A.	UPN80	UPN80	Default
7	Channel	N.A.	UPN80	UPN80	Default
8	Channel	N.A.	UPN80	UPN80	Default

Tabla 4.80 Propiedades de la sección¹²⁴.

SectionName	Material	Shape	t3	t2	tf	tw	Area	TorsConst	TotalWt
Text	Text	Text	mm	mm	mm	mm	mm2	mm4	Kgf
UPN80	A36	Channel	80	45	8	6	1102	19970	52,21

4.6.2.6 Patrones de carga

Esta sección proporciona la información de las cargas que se aplican al modelo.

4.6.2.6.1 Definición de cargas (ver tabla 4.81)

Tabla 4.81 Definición de cargas¹²⁵.

LoadPat	DesignType	SelfWtMult	AutoLoad
Text	Text	Unitless	Text
DEAD	DEAD	1	
Recipientes	DEAD	1	
Bomba neumatica	DEAD	1	
Tuberia y accesorios	DEAD	1	
Bandeja	DEAD	1	
Cable calefactor y accesorios	DEAD	1	

¹²³ SAP 2000

¹²⁴ SAP 2000

¹²⁵ SAP 2000

Aislamiento termico	DEAD	1	
Sismo X	QUAKE	0	UBC97
Sismo Y	QUAKE	0	UBC97
Viento recipiente X	LIVE	0	
Viento recipiente Y	LIVE	0	
Operador	LIVE	0	
Viento X	WIND	0	ASCE7-05
Viento Y	WIND	0	ASCE7-05

4.6.2.6.2 Carga de viento

El código de diseño para cargas viento: ASCE7-05.

Velocidad del viento 50MPH

En la tabla 4.82 se muestra el auto carga por viento de SAP 2000.

Tabla 4.82 Auto carga por viento¹²⁶.

LoadPat	ExposeFrom	Angle	WindwardCp	LeewardCp	ASCECase	WindSpeed	Exposure
Text	Text	Degrees	Unitless	Unitless	Text	mph	Text
Viento X	Diaphragms	0	0,8	0,5	1	70	B
Viento Y	Diaphragms	0	0,8	0,5	1	70	B

4.6.2.6.3 Carga por sismo (ver tabla 4.83)

Código de diseño para sismo: UBC - 97 – ZONA IV

Tabla 4.83 Auto carga por sismo zona IV¹²⁷.

LoadPat	Dir	PercentEcc	EccOverride	PeriodCalc	Ct	UserZ	R	SoilType	Z	Ca	Cv
Sismo X	X	0,05	No	Prog Calc	0,035	No	8,5	SC	40	0,4	0,56
Sismo Y	Y	0,05	No	Prog Calc	0,035	No	8,5	SC	40	0,4	0,56

¹²⁶ SAP 2000

¹²⁷ SAP 2000

4.6.2.6.4 Combinación de cargas

Esta sección proporciona información sobre las cargas combinadas ANEXO H-I tabla de cargas combinadas

4.6.2.7 Resultados

Los resultados obtenidos de la simulación son las siguientes:

4.6.2.7.1 Análisis de reacciones en nodos de apoyo (ver figura 4.14).

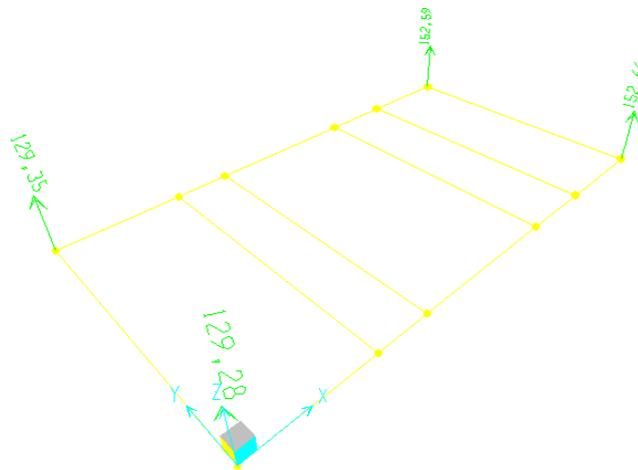


Fig. 4.14 Análisis de reacciones de la estructura¹²⁸.

4.6.2.7.2 Análisis de la deformación (ver figura 4.15).

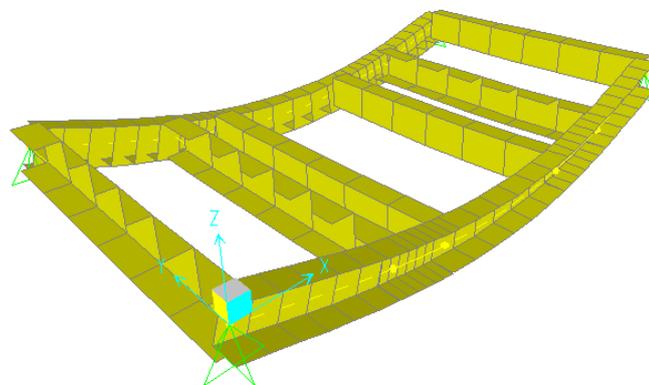


Fig. 4.15 Análisis de la deformación que soporta la estructura¹²⁹.

¹²⁸ SAP 2000

4.6.2.7.3 Análisis del esfuerzo axial (ver figura 4.16 y 4.17).

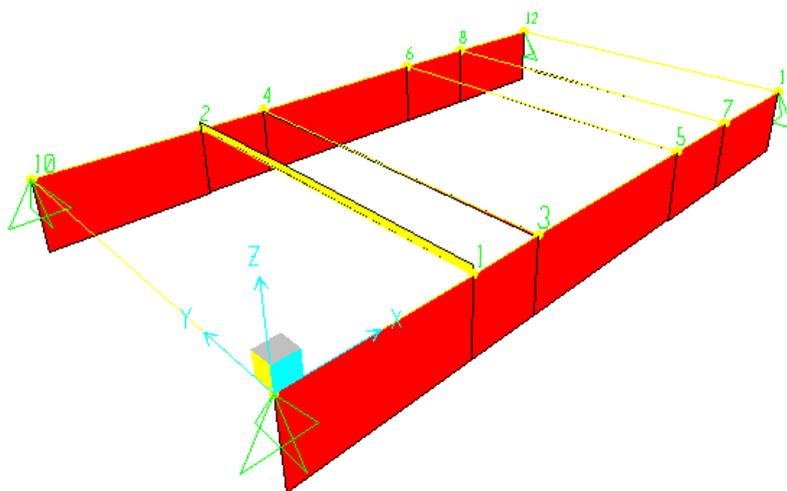


Fig. 4.16 Análisis del esfuerzo axial de la estructura¹³⁰.

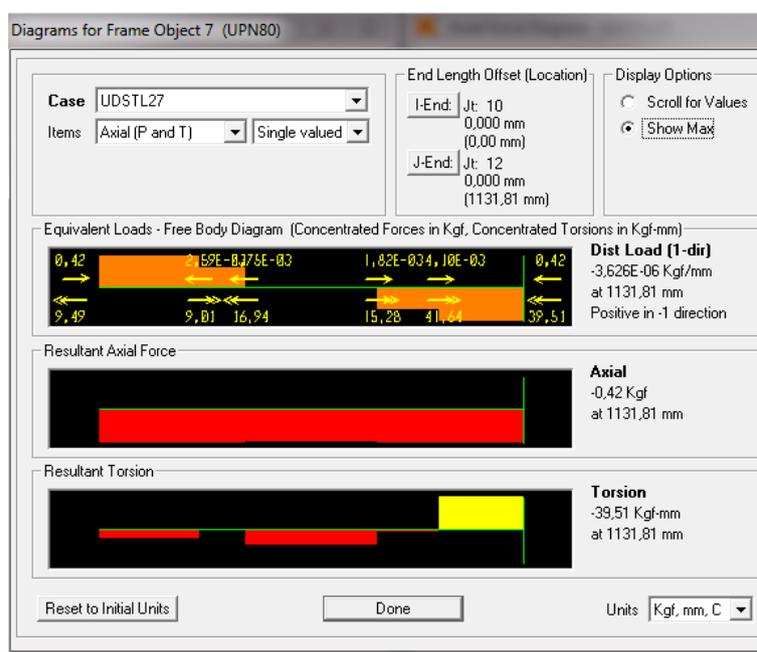


Fig. 4.17 Diagrama del esfuerzo axial de la estructura¹³¹.

¹²⁹ SAP 2000

¹³⁰ SAP 2000

¹³¹ SAP 2000

Los valores máximos en la fig. 4.19 son 0,108 y 0,070 de los elementos 7 y 8 respectivamente los cuales son menores a 1.

4.6.2.7.6 Datos de salida.

El informe proporcionado por SAP 2000 se muestra en el ANEXO H-II.

4.6.2.8 Cálculo de las orejas de izaje

En esta parte se selecciona las dimensiones y espesor de las orejas que se utiliza para el izaje del equipo toma muestras. Para la selección se asume que todo el peso del equipo soporta una sola oreja.

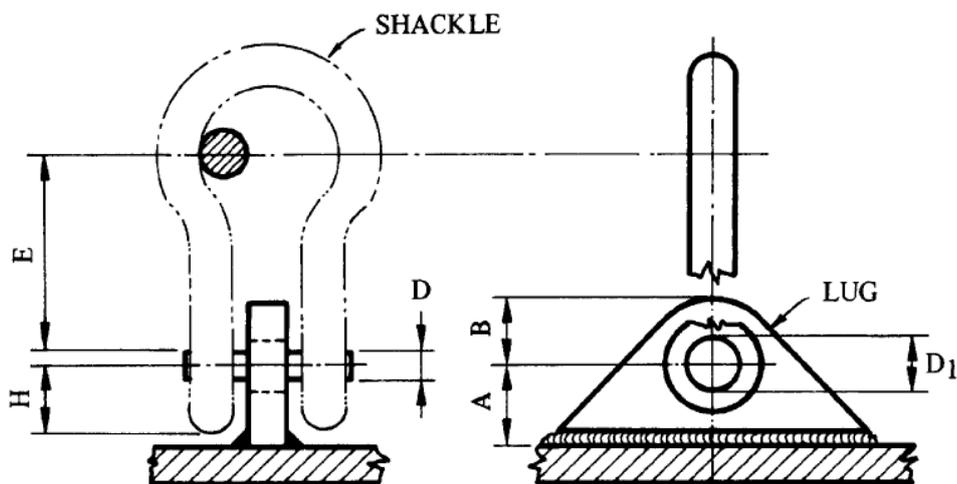


Fig. 4.20 Dimensiones mínimas de orejas de izaje usando grilletes¹³⁴.

De la figura 4.20 y la tabla del anexo ANEXO H-III, para un peso total del equipo (tabla 4.72) y más la carga viva (tabla 4,72) 326.01 kg se obtienen las siguientes dimensiones mínimas de las orejas para el izaje con grilletes:

$$A = 16,5 \text{ [mm]}.$$

$$B = 22 \text{ [mm]}.$$

¹³⁴ EUGENE F. MEGYESSY; Pressure Vessel Handbook, Twelfth Edition, 1996, pág. 119.

$D1 = 10$ [mm].

Con estas longitudes mínimas se dimensionan las orejas (ver figura 4.21).

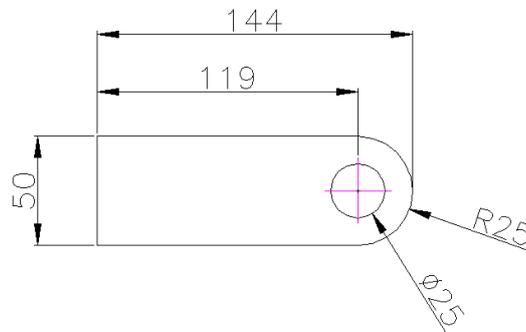


Fig. 4.21 Dimensiones de orejas de izaje.

Para el cálculo del espesor de las oreas de izaje se utiliza la siguiente ecuación:

$$t_c = \frac{P_c}{2 \times S(R - D1/2)} \quad [\text{Ec. 4.29}]^{135}$$

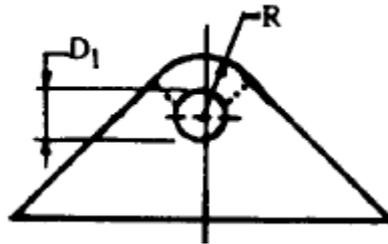


Fig. 4.22 Dimensiones para el cálculo de orejas de izaje¹³⁶.

Donde:

t_c = Espesor requerido de la oreja [in]

P_c = Carga = 717,9 [lb]

S = Esfuerzo cortante permisible acero A-36 = 15200¹³⁷ [psi]

R = 1[in]

$D1$ = 1[in]

¹³⁵ EUGENE F. MEGYESSY; Pressure Vessel Handbook, Twelfth Edition, 1996, pág. 120.

¹³⁶ EUGENE F. MEGYESSY; Pressure Vessel Handbook, Twelfth Edition, 1996, pág. 120.

¹³⁷ EUGENE F. MEGYESSY; Pressure Vessel Handbook, Twelfth Edition, 1996, pág. 189.

Remplazando estos valores se obtiene:

$$t_c = 0.047 \text{ [in]}(1,2 \text{ [mm]})$$

Por estabilidad y facilidad en la soldadura, el espesor de las orejas utilizado es de:

$$t_c = 1/2 \text{ [in]}(12,7 \text{ [mm]})$$

4.7 PLANOS CONSTRUCTIVOS Y DE MONTAJE DEL EQUIPO.

Culminado la fase de diseño se realizan los respectivos planos constructivos y de montaje del equipo toma muestras. Los planos se muestran en el ANEXO H-IV.

CAPITULO 5.

ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO

5.1 COSTO DE CONSTRUCCIÓN DEL EQUIPO TOMAMUESTRAS.

Para realizar el análisis económico es necesario cotizar los precios de todos los componentes y equipos, al igual de todos los costos directos e indirectos que intervienen en la construcción del toma muestras.

El análisis se realiza para la construcción de dos equipos similares, en consecuencia las listas de materiales que se presentan en la siguiente sección son para los dos.

5.1.1 COSTOS DIRECTOS

Los costos directos hace referencia a la materia prima para la construcción del equipo toma muestras. Estos costos se indican en las siguientes tablas.

5.1.1.1 Costos en tubería

Los costos en tubería se muestran en la tabla 5.1.

Tabla 5.1 Costos de tuberías¹³⁸.

ITEM	CANTIDAD	UNIDAD	DIMENSIONES/DESCRIPCIÓN	ESP.MATERIAL	V. UNITARIO USD	V.TOTAL
1	6	M	1" PIPE, SCH 80, SMLS, ASTM A-106 GR B, TE TBE	A-106-B	15,00	90,00
2	12	M	1/2" PIPE, SCH 80, SMLS, ASTM A-106 GR B, TE	A-106-B	8,93	107,16
3	12	MM	3/4" PIPE, SCH 80, SMLS, ASTM A-106 GR B, TE TBE	A-106-B	11,00	132,00
4	6	MM	10" PIPE, STD WT., SMLS, ASTM A-106 GR B, BE.	A-106-B	240,00	1.440,00
					TOTAL	1.769,16

¹³⁸ Juan Cevallos Accesorios Petroleros

5.1.1.2 Costos en accesorios de tubería

Los costos en accesorios de tubería se muestran en la tabla 5.2.

Tabla 5.2 Costos en accesorios de tuberías¹³⁹.

ITEM	CANTIDAD	UNIDAD	DIMENSIONES/DESCRIPCIÓN	ESP. MATERIAL	V. UNITARIO USD	V.TOTAL
5	2	EA	1"x3" NIPPLE, SCH 160, SMLS, ASTM A-106 GR B, TBE	A-106-B	3,00	6,00
6	2	EA	1"x4" NIPPLE, SCH 160, SMLS, ASTM A-106 GR B, TBE	A-106-B	3,20	6,40
7	10	EA	1/2"x2" NIPPLE, SCH 160, SMLS, ASTM A-106 GR B, TBE	A-106-B	3,00	30,00
8	12	EA	1/2"x3" NIPPLE, SCH 160, SMLS, ASTM A-106 GR B, TBE	A-106-B	3,00	36,00
9	2	EA	3/4"x2" NIPPLE, SCH 160, SMLS, ASTM A-106 GR B, TBE	A-106-B	3,05	6,10
10	6	EA	3/4"x3" NIPPLE, SCH 160, SMLS, ASTM A-106 GR B, TBE	A-106-B	3,10	18,60
11	2	EA	1" 90 DEG ELBOW, 3000# F.S., THREADED, ASTM-A105	A-105	8,50	17,00
12	8	EA	1/2" 90 DEG ELBOW, 3000# F.S., THREADED, ASTM-A105	A-105	4,50	36,00
13	2	EA	3/4" 90 DEG ELBOW, 3000# F.S., THREADED, ASTM-A105	A-105	5,00	10,00
14	2	EA	1" STRAIGHT TEE, 3000# F.S., THREADED, ASTM-A105	A-105	10,00	20,00
15	4	EA	1/2" STRAIGHT TEE, 3000# F.S., THREADED, ASTM-A105	A-105	6,00	24,00
16	6	EA	3/4" STRAIGHT TEE, 3000# F.S., THREADED, ASTM-A105	A-105	8,00	48,00
17	2	EA	1"x1/2" RED TEE, 3000# F.S., THREADED, ASTM-A105	A-105	25,00	50,00
18	4	EA	1"x1/2" BUSHING, THRD 3000#, HEXAGON HEAD, ASTM-A 105	A-105	3,90	15,60
19	4	EA	1"x3/4" BUSHING, THRD 3000#, HEXAGON HEAD, ASTM-A 105	A-105	4,00	16,00
20	6	EA	1/2"x1/4" BUSHING, THRD 3000#, HEXAGON HEAD, ASTM-A 105	A-105	4,00	24,00
21	4	EA	3/4"x1/2" BUSHING, THRD 3000#, HEXAGON HEAD, ASTM-A 105	A-105	3,90	15,60
22	2	EA	3/4" CAP, THRD, 3000#, ASTM-A105	A-105	4,00	8,00
23	2	EA	10" CAP, BE, ASTM A-234 GR WPB	A-234-WPB	150,00	300,00
24	6	EA	1" UNION, THREADED, 3000# F.S., STEEL TO STEEL GROUND JOINT SEALS, ASTM A-105	A-105	12,00	72,00
25	4	EA	1/2" UNION, THREADED, 3000# F.S., STEEL TO STEEL GROUND JOINT SEALS, ASTM A-105	A-105	5,00	20,00
26	2	EA	3/4" UNION, THREADED, 3000# F.S., STEEL TO STEEL GROUND JOINT SEALS, ASTM A-105	A-105	7,00	14,00
27	2	EA	2"x3/4" THREDOLET, 3000# FS, ASTM A-105	A-105	5,00	10,00
28	8	EA	1/2" HALF COUPLING, 3000#, ASTM A-105	A-105	3,00	24,00
29	2	EA	3/4" HALF COUPLING, 3000#, ASTM A-105	A-105	4,00	8,00
30	2	EA	3/4" COUPLING, 3000#, ASTM A-105	A-105	4,00	8,00

¹³⁹ Juan Cevallos Accesorios Petroleros

31	2	EA	1" HALF COUPLING, 3000#, ASTM A-105	A-105	5,00	10,00
32	2	EA	1 1/2" HALF COUPLING, 3000#, ASTM A-105	A-105	9,00	18,00
33	2	EA	3/4 HEXAGONAL NIPPLE, 3000#, ASTM A-105	A-106	5,00	10,00
					TOTAL	881,30

5.1.1.3 Costos en válvulas

Los costos en válvulas se muestran en la tabla 5.3.

Tabla 5.3 Costos en válvulas¹⁴⁰.

ITEM	CANTIDAD	UNIDAD	DIMENSIONES/DESCRIPCIÓN	ESP. MATERIAL	V. UNITARIO USD	V.TOTAL
34	2	EA	1/2" BALL VALVE, 1440 LB. MIN CWP, CS BODY, THREADED ENDS, REGULAR PORT, 316 SS BALL AND STEM, LEVER OPERATED		55,00	110,00
35	2	EA	3/4" BALL VALVE, 1440 LB. MIN CWP, CS BODY, THREADED ENDS, REGULAR PORT, 316 SS BALL AND STEM, LEVER OPERATED		80,00	160,00
36	2	EA	3/4" Y STRAINER, CLASS 800#, CS BODY, 316 SS FILTER ELEMENT, BODY COVER SEAL, THREADED ENDS PER ANSI/ASME B1.20.1.		40,00	80,00
					TOTAL	350,00

5.1.1.4 Costos en perfilería

Los costos en perfilería se muestran en la tabla 5.4.

Tabla 5.4 Costos en perfilería¹⁴¹.

ITEM	CANTIDAD	UNIDAD	DIMENSIONES/DESCRIPCIÓN	ESP. MATERIAL	V. UNITARIO USD	V.TOTAL
37	3	EA	PERFIL UPN 80x6000MM	ASTM-A36	110.71	332.13
38	1	EA	LAMINA DE ACERO 1/6" 1,22X2,44 M	ASTM-A36	192.77	192.77
39	2	EA	LAMINA DE ACERO 1/2" 0,5X0,5 M.	ASTM-A36	37.9	37.9
40	1	EA	ÁNGULO L 40x3X6000MM	ASTM-A36	13.33	13.33
					TOTAL	576,14

¹⁴⁰ Juan Cevallos Accesorios Petroleros

¹⁴¹ DIPAC

5.1.1.5 Costos en equipos

Los costos de los equipos se muestran en la tabla 5.5.

Tabla 5.5 Costos en equipos¹⁴².

ITEM	CANTIDAD	UNIDAD	DIMENSIONES/DESCRIPCIÓN	ESP. MATERIAL	V. UNITARIO USD	V.TOTAL
41	2	EA	10.75" O.D. Swing Bolt Closure, 0.55" thk head and hub, bored to match Std Wt. Pipe wall. Carbon Steel Head and Hub, 120 psig@250 deg F, Viton O-Ring, B-7 bolts normalized. ASME Stamp. Marca CRALL		834,00	1668,00
42	2	EA	1" Static Mixer, sch 40, 316 Stainless Steel, 6 mixing elements with a flow straightening vane and male NPT threaded ends. Marca KOFLO Modelo 1-40-3-6V-2		413,00	826,00
43	2	EA	Bomba neumática de doble diafragma P-1 con casing de aluminio, diafragmas y válvula de PTFE. Marca WILDEN Modelo P-1		880,00	1.760,00
44	2	EA	Unidad de mantenimiento de 1/4" con purga automática Marca Festo		193,64	387,28
					TOTAL	4.641,28

5.1.1.6 Costos en instrumentos

Los costos en instrumentos se muestran en la tabla 5.6.

Tabla 5.6 Costos en instrumentos¹⁴³.

ITEM	CANTIDAD	UNIDAD	DIMENSIONES/DESCRIPCIÓN	ESP. MATERIAL	V. UNITARIO USD	V.TOTAL
41	2	EA	Medidor de nivel tipo mirilla, 28" de longitud de centro a centro, conexiones roscadas laterales MNPT 1/2", Marca KENCO Modelo K99-M50-28-C-B-GS-120-250-NS		200,00	400,00
42	2	EA	Alarma de alto nivel de montaje horizontal, cuerpo en acero inoxidable 316, flotador en acero inoxidable 316, presión máxima de operación 1500 psi (-40 a 400°F), conexión roscada tipo NPT 1 1/2". Marca SOR Modelo 1510C-G5A-C-W9-ES-NCCSRR-X300.		575,00	1.150,00
43	2	EA	Indicador de presión tipo reloj de 2 1/2" con glicerina, tubos y tomas en acero inoxidable 316, conexión roscada NPT 1/2" inferior, rango de presión 0 a 200 PSIG. Marca ASHCROFT modelo 25-1009-SW-L-04L-XNH-200#		87,68	175,36
44	2	EA	Válvula reguladora de presión, cuerpo en bronce, conexión roscada hembra NPT de 1/2", sello de teflón, diafragma en teflón, actuador tipo resorte en acero inoxidable, rango de operación de 0 a 150 PSIG. Marca TYCO CRASH VALVE modelo FRM-2		330,00	660,00
45	2	EA	Válvula de seguridad de presión, cuerpo en acero inoxidable 316, Longitud de inserción 18", rango de viscosidad 0.009 cp a 2000 cp @68 °F (20°C), conexión de salida roscada NPT de 1/4", conexión a tubería roscada a NPT de 3/4". Marca WELKER modelo RV-1.		250,00	500,00
46	6	EA	Válvula selenoide de dos vías, cuerpo en bronce, conexión roscada NPT 1/2", sellos de FKM, suministro para selenoide de 110 VAC/60HZ		42,71	85,43

¹⁴² PIL; Base de Datos, Departamento de Compras Proyectos Integrales del Ecuador

¹⁴³ PIL; Base de Datos, Departamento de Compras Proyectos Integrales del Ecuador

			potencia de 16W. Marca DANFOSS modelo EV220B20SS ¾".		
47	2	EA	Indicador de temperatura tipo reloj de 2", rango de 0-300°F, vástago en acero inoxidable 316, longitud del vástago 6", vástago roscado NPT ½", Marca ASCHCROFT modelo 20-EI-60-R-060-XNH-XSG-50/300°F	100,00	200,00
48	2	EA	Termopozo roscado NPT ½" macho en acero inoxidable 316, longitud de sonda 2 ½", mango tipo cónico, diámetro de agujero 0,260"	35,00	70,00
				TOTAL	3.240,79

5.1.1.7 Costos en cable calefactor

Los costos del cable calefactor se muestran en la tabla 5.7.

Tabla 5.7 Costos del cable calefactor¹⁴⁴.

ITEM	CANTIDAD	UNIDAD	DIMENSIONES/DESCRIPCIÓN	ESP. MATERIAL	V. UNITARIO USD	V.TOTAL
49	20	M	Cable calefactor autoregurable de 20 W/ft, para 120Vac, con cubierta de Fluoropolímero, aprobado para operar en áreas clasificadas Cl 1 Div 2, No de Catálogo: HTSX 20-1, Marca Thermon.		39,00	780,00
50	2	EA	Cinta adhesiva de aluminio para sujeción del cable calefactor a la tubería, Temperatura máxima: 300°F Temperatura mínima 20°F, Dimensiones 3" x 180'. No de Catálogo AL-30H. Marca Thermon.		112,00	224,00
51	2	EA	Termostato de control regulable, caja de aluminio fundido con recubrimiento epoxico, 125/277/480 Vac aprobado para operar en áreas comunes clasificadas. No de catálogo E4X/7-35235JB. Marca Thermon.		250,00	500,00
52	2	EA	Base de montaje para termostato. No de catálogo TM7. Marca Thermon.		50,00	100,00
53	2	EA	Kit de conexión de alimentación para calefactor tipi HTS N0 de catálogo PETK-2D. Marca Thermon.		4,00	8,00
					TOTAL	1.612,00

5.1.1.8 Costos en aislamiento térmico

Los costos en aislamiento térmico se muestran en la tabla 5.8.

¹⁴⁴ THERMON MANUFACTURING

Tabla 5.8 Costos en aislamiento térmico¹⁴⁵.

Item	Cantidad	Unidad	Dimensiones/Descripción	Esp. Material	V. Unitario USD	V.Total
54	4	M	Aislamiento térmico de ¾" con lana mineral de roca, de 30 mm de espesor.	* Lámina de aluminio de 0,7 mm de espesor * Lana Mineral de Roca en 30 mm y 100 Kg/m3, marca Rockwool de Holanda * Tornillos de acero inoxidable #8 x 1/2" * Sellado con siliconas de temperaturas alta y normal	44,32	177,28
55	2	EA	Aislamiento térmico de codo de ¾" con lana mineral de roca, de 30 mm de espesor	* Lámina de aluminio de 0,7 mm de espesor * Lana Mineral de Roca en 30 mm y 100 Kg/m3, marca Rockwool de Holanda * Tornillos de acero inoxidable #8 x 1/2" * Sellado con siliconas de temperaturas alta y normal	44,32	88,64
56	20	EA	Aislamiento térmico tapas planas de ¾" con lana mineral de roca, de 30 mm de espesor	* Lámina de aluminio de 0,7 mm de espesor * Lana Mineral de Roca en 30 mm y 100 Kg/m3, marca Rockwool de Holanda * Tornillos de acero inoxidable #8 x 1/2" * Sellado con siliconas de temperaturas alta y normal	16,78	335,60
57	2	EA	Aislamiento térmico tee de ¾" con lana mineral de roca, de 30 mm de espesor	* Lámina de aluminio de 0,7 mm de espesor * Lana Mineral de Roca en 30 mm y 100 Kg/m3, marca Rockwool de Holanda * Tornillos de acero inoxidable #8 x 1/2" * Sellado con siliconas de temperaturas alta y normal	55,94	111,88
58	2	EA	Aislamiento térmico de tanque pequeño de 10" x 0,7 m , con perlita expandida de 1 1/2" de espesor y Al de 0,7 mm de espesor	* Lámina de aluminio de 0,7 mm de espesor * Perlita expandida de 1 1/2" de espesor para aislamiento del tk Tornillos de acero inoxidable #8 x 1/2" * Sellado con siliconas de temperaturas alta y normal	294,28	588,56
					TOTAL	1.301,96

5.1.1.9 Costos de mano de obra

Este costo hace referencia al valor correspondiente a la mano de obra directa empleada en la construcción y montaje del equipo toma muestras.

¹⁴⁵ DISETEC

5.1.1.9.1 Personal requerido.

Para la construcción del equipo toma muestras se requiere personal calificado y con la habilidad suficiente para realizar un trabajo óptimo y en corto tiempo.

- 1 Tubero.
- 1 Soldador mixto (GTAW/SMAW) calificado según el código ASME Boiler and Pressure Vessel, sección IX.
- 1 Armador de estructuras.
- 1 Soldador estructural calificado según el código AWS D1.1/D1.1M.
- 1 Ayudante.
- 1 Eléctrico tipo A.

5.1.1.9.2 Tiempo de ejecución del trabajo.

En las siguientes tablas se muestran un desglose del tiempo de ejecución por componente del equipo toma muestras.

- Fabricación del recipiente

Tabla 5.9 Tiempo de fabricación del recipiente¹⁴⁶.

RECIPIENTE	
TAREA	TIEMPO ESTIMADO [HORAS]
Corte y armado de recipientes	16
Soldadura de los recipientes	7
Montaje y soldadura de las patas de los recipientes	4
Total	27

Para esta actividad se requiere el siguiente personal: 1 tubero, 1 Soldador mixto (GTAW/SMAW) calificado y 1 ayudante.

¹⁴⁶ PMEC S.A; Departamento de Talento Humano

- Fabricación de la estructura

Tabla 5.10 Tiempo de fabricación de la estructura¹⁴⁷.

ESTRUCTURA	
TAREA	TIEMPO ESTIMADO [HORAS]
Corte y armado de estructura	8
Soldadura de estructura	8
Corte y montaje de bandeja	2
Soldadura de bandejas	2
Total	20

Para esta actividad se requiere el siguiente personal: 1 Armador y 1 soldador estructural calificado.

- Preparación de la tubería roscada

Tabla 5.11 Tiempo de preparación de la tubería roscada¹⁴⁸.

TUBERIA ROSCADA	
TAREA	TIEMPO ESTIMADO [HORAS]
Corte de tubería	4
Roscado de tubería	1
Armado de tubería	2
Total	7

Para esta actividad se requiere el siguiente personal: 1 tubero y 1 ayudante

- Montaje de equipos

Tabla 5.12 Tiempo de montaje de equipos.

MONTAJE	
TAREA	TIEMPO ESTIMADO [HORAS]
Montaje de recipiente	2
Montaje de bomba	1
Montaje de tubería	4
Total	7

¹⁴⁷ PMEC S.A; Departamento de Talento Humano

¹⁴⁸ PMEC S.A; Departamento de Talento Humano

Para esta actividad se requiere el siguiente personal: 1 tubero y 1 ayudante

- Montaje del cable calefactor

Tabla 5.13 Tiempo de montaje del cable calefactor¹⁴⁹.

MONTAJE CABLE CALEFACTOR	
TAREA	TIEMPO ESTIMADO [HORAS]
Montaje de cable calefactor	8
Aseguramiento de cable calefactor	4
Montaje de instrumentos del cable calefactor	8
Conexión de cable calefactor	4
Total	24

Para esta actividad se requiere el siguiente persona: 1 eléctrico A y 1 ayudante

5.1.1.9.3 Costo de mano de obra.

En la tabla 5.14 se muestra el costo de la mano de obra por hora del personal requerido.

Tabla 5.14 Costo hora del personal¹⁵⁰.

COSTO HORA PERSONAL	
CARGO	COSTO [USD/HORA]
Tubero	5
Soldador mixto calificado	5,2
Armador estructura	2,02
Soldador estructural calificado	2,02
Ayudante	1,22
Eléctrico A	5

En la tabla 5.15 se muestra el costo total de la mano de obra por hora del personal requerido.

¹⁴⁹ PMEC S.A; Departamento de Talento Humano

¹⁵⁰ PMEC S.A; Departamento de Talento Humano

Tabla 5.15 Costo total de mano de obra.

COSTO TOTAL DE MANO DE OBRA				
COMPONENTE	PERSONAL	TIEMPO DE FABRICACIÓN [HORAS]	COSTO HORA HOMBRE [USD]	COSTO TOTAL [USD]
Recipiente	Tubero, Soldador mixto Ayudante	27	11,42	308,34
Estructura	Armador Soldador estructural	20	4,4	88
Tubería roscada	Tubero Ayudante	7	6,22	43,54
Montaje	Tubero Ayudante	7	6,22	43,54
Montaje cable calefactor	Eléctrico A Ayudante	24	6,22	149,28
	Total	85	34,48	632,7

5.1.1.10 Costos en pintura

En la tabla 5.16 se muestra el costo en pintura.

Tabla 5.16 Costos en Pintura¹⁵¹.

ITEM	CANTIDAD	UNIDAD	DIMENSIONES/DESCRIPCIÓN	V. UNITARIO USD	V.TOTAL
1	2	EA	Recipiente Recubrimiento externo con sistema bicapa: Inorganic Zinc, color verde Silicone Acrylic, color blanco Preparación superficial SSPC-SP10 Recubrimiento interno con sistema tricapa: Phenolic Epoxy, color azul Phenolic Epoxy, color rojo Phenolic Epoxy, color azul Preparación superficial SSPC-SP10	250,00	500,00
2	2	EA	Tubería Recubrimiento externo con sistema bicapa: Inorganic Zinc, color verde Silicone Acrylic, color blanco Preparación superficial SSPC-SP10	100,00	200,00
3	2	EA	Skid Recubrimiento con sistema tricapa: Inorganic Zinc, color verde Polyamide Epoxy, color blanco Aliphatic Polyurethane, color gris Preparación superficial SSPC-SP10	290,00	580,00
4	2	EA	Dossier de calidad	-	-
				TOTAL	1.280,00

¹⁵¹ SAURUS ECUADOR

5.1.1.11 Costo directo total

En la tabla 5.17 se muestra el costo directo total.

Tabla 5.17 Costo Directo Total.

COMPONENTE DEL COSTO	VALOR [USD]
Tubería	1.769,16
Accesorios de tubería	881,30
Válvulas	350,00
Perfilería	576,14
Equipos	4.641,28
Instrumentos	3.240,79
Cable calefactor	1.612,00
Aislamiento térmico	1.301,96
Mano de obra	632,70
Pintura	1.280,00
TOTAL	16.285,33

5.1.2 COSTOS INDIRECTOS

5.1.2.1 Costos de materiales indirectos

Los costos de material indirecto se indican en las tablas 4.18 y 4.19.

Tabla 5.18 Costos de Equipos de Protección Personal¹⁵².

MATERIAL	CANTIDAD	UNIDAD	V. UNITARIO [USD]	V. TOTAL [USD]
Guantes de montador	4	EA	1,82	7,28
Guantes API	2	EA	4,69	9,38
Guantes de argonero	1	EA	10,71	10,71
Mascarilla 8210	6	EA	0,93	5,58
Mascarilla 8511	2	EA	1,96	3,92
Gafas transparentes	4	EA	3,39	13,56
Tapones auditivos	4	EA	1,05	4,2
TOTAL			24,55	54,63

¹⁵² PMEC S.A; Departamento de Compras

Tabla 5.19 Costos de consumibles¹⁵³.

MATERIAL	CANTIDAD	UNIDAD	V. UNITARIO [USD]	V.TOTAL [USD]
Discos de corte 7"	10	EA	2,36	23,6
Discos de desbaste 7"	5	EA	2,81	14,05
Discos de desbaste 4"	2	EA	1,99	3,98
Discos de polifan 7"	2	EA	5,76	11,52
Disco de polifan 4"	1	EA	1,36	1,36
Fresa cónica metálica para motor tool	1	EA	26,44	26,44
Oxigeno Industrial	6	m ³	4,40	26,41
Acetileno	6	m ³	16,24	97,44
CO2	6	m ³	6,13	36,75
Argón	6	m ³	17,07	102,41
Varilla de aporte ER-70-S Ø3/32"	5	kg	14,76	73,8
Alambre sólido ER-70S-6 Ø1,1MM	5	kg	3,17	15,85
Electrodo E7018 Ø5/32, Lincoln americano	5	kg	5,83	29,16
Electrodo de Tungsteno EWTH-2 Ø3/32"	2	EA	2,04	4,08
Alumina gas lens #8	4	EA	1,92	7,68
Cooled body Ø3/32"	2	EA	2,51	5,02
Short cap	2	EA	1,1	2,2
Gas lens Ø3/32"	2	EA	4,6	9,2
Vidrios transparentes (soldador)	8	EA	0,07	0,56
Vidrios #11 (soldador)	2	EA	0,11	0,22
Mica de esmerilar	2	EA	8,71	17,42
		TOTAL	129,38	509,15

5.1.2.2 Costos de ensayos no destructivos

Los costos de los ensayos no destructivos para juntas a tope y filete se muestran en la tabla 5.20.

¹⁵³ PMEC S.A; Departamento de Compras

Tabla 5.20 Costos de ensayos no destructivos¹⁵⁴.

COMPONENTE DEL COSTO	VALOR [USD]
1 Día, Inspección Ultrasónica con Arreglo de Fases de soldaduras de tubería, en taller ubicado en Quito (Panamericana Norte). Incluye 5 metros de inspección	350,00
TOTAL	350,00

5.1.2.3 Costos de ingeniería

Corresponde al costo debido al tiempo invertido para el diseño y selección de los componentes del equipo toma muestras.

El tiempo aproximado de diseño es de 640 horas, siendo el costo por diseño de: 4000 dólares.

5.1.2.4 Gastos imprevistos

Estos gastos se relacionan con compras de materiales imprevistos, transporte, etc. El costo estimado es de 1000 dólares.

5.1.2.5 Costo indirecto total

En la tabla 5.21 se indica el costo total indirecto.

Tabla 5.21 Costo Total Indirecto.

COMPONENTE DEL COSTO	VALOR [USD]
Equipo de protección personal	54,63
Consumibles	509,15
Ensayos no destructivos	350,00
Costo de ingeniería	4.000,00
Gastos imprevistos	1.000,00
TOTAL	5.913,78

¹⁵⁴ SETE, Servicios Técnicos Especializados

5.1.3 COSTO TOTAL

El costo total se obtiene de la suma de los costos directos con los costos indirectos, los valores se indican en la tabla 5.21.

Tabla 5.22 Costo Total.

COMPONENTE DEL COSTO	VALOR [USD]
Costos directos	16.285,33
Costos indirectos	5.913,78
TOTAL	22.199,11

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- El diseño de equipos para la industria petrolera está sujeto a especificaciones basadas en normas internacionales las cuales permiten obtener diseños seguros y eficientes.
- El equipo tomamuestras está diseñado bajo las especificaciones de Repsol Ecuador, tanto en la parte de diseño como para la selección de sus componentes y partes.
- Para obtener una muestra representativa de crudo con las propiedades similares a los pozos, el crudo debe estar recirculando constantemente en el tomamuestras.
- Estructuras y equipos que son instalados en ambientes donde las condiciones ambientales son severas en humedad, altas temperaturas y radiación requieren sistemas industriales de pintura de alto desempeño como protección ante la corrosión los cuales, se componen de más de una capa de pintura.
- Con el diseño realizado en el presente estudio se logra dinamizar y facilitar la toma de muestras de crudo de los diferentes pozos, las muestras son más representativas al ser tomadas de una forma automática, la manipulación humana se reduce al mínimo conservando la integridad de la muestra.

- Al incluir cables calefactores, aislamiento térmico en las tuberías y recipiente del equipo tomamuestras, se logra mantener la temperatura del fluido con variaciones en el orden de centésimas de grados Fahrenheit, por lo que se considera que el fluido permanece constante en todo el proceso. Manteniendo estables las propiedades físicas y químicas del crudo durante la extracción de las muestras, en especial cuando se manejan crudos pesados como el API 18.
- Con la implementación del sistema de recirculación del crudo en el diseño y con la toma automática de muestras por intervalos de tiempo, se obtiene la homogeneidad necesaria para los análisis químicos que se realizan constantemente para determinar el tipo y la calidad de crudo producido.
- La fabricación del equipo tomamuestras es factible en la actualidad, pues estos equipos al ser diseñados en el país pueden fabricarse según sea las necesidades del cliente y en tiempos relativamente cortos en comparación a los equipos traídos del exterior, los cuales son estandarizados y para el caso de diseños bajo pedido los tiempos de entrega son muy extensos, costos elevados y limitado servicio técnico.

RECOMENDACIONES

- Continuar con el estudio y la implementación en todas las estaciones de procesamiento de crudo, esto traería grandes mejoramientos en los procedimientos de muestreo, cuidado del medio ambiente y seguridad para el operador.
- Se debe buscar el apoyo para el estudio de equipos tomamuestras, para pozos en los cuales las concentraciones de agua son altas en comparación al crudo, en los cuales el diseño se debe concentrar con mezclas de fluidos de densidades diferentes.
- Se recomienda la construcción, la automatización y la puesta en marcha del equipo, debido pues a los resultados obtenidos en este estudio demuestran que el equipo funcionara correctamente bajo las condiciones de diseño.
- Para el caso en los cuales el crudo a ser analizado resulte ser un fluido espumoso se recomienda un análisis en las cuales se determinen si la formación de espuma afecta el funcionamiento del equipo.

Para cuando el equipo sea puesto en funcionamiento en una estación donde las características del crudo sean diferentes a las establecidas en el diseño (crudos más pesados que el API 18), aumentar la potencia entregada por el cable calefactor con el objetivo de mantener el crudo a una temperatura relativamente constante y evitar taponamientos en el sistema.

BIBLIOGRAFIA

1. JAMES R. WELTY; 1996, Transferencia de Calor Aplicada a la ingeniería; México, editorial LIMUSA, 7º edición, 1996.
2. SHIGLEY, JOSEPH; Manual de Diseño Mecánico, México, Editorial McGraw Hill, 4ª edición, 1986.
3. DONALD Q. KERN; Procesos de Transferencia de calor, 1982.
4. EUGENE F. MEGYESY; Pressure Vessel Handbook; U.S.A, Pressure Vessel Publishing, 1973.
5. TROUVAY & CAUVIN; Piping Equipment 2001.
6. CRANE; Flujo de Fluidos en Válvulas, Accesorios y Tubería; México, editorial McGraw Hill, 1996.
7. API; RP14E; Recommended Practice; 1994.
8. ASME B31.3; Process Piping; 2004.
9. PDVSA, Manual de Ingeniería de Diseño, Volumen 13; 1994
10. PEMEX, Sistemas de Tuberías, Diseño y especificación de materiales
11. P MEC S.A, SOLUCIONES PARA LA INDUSTRIA, Departamento de compras, Base de datos de proveedores y costos, 2013

CONSULTAS WEB

http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/Annual_Report_2010.pdf

http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR_July_2011.pdf

http://www.ecoportel.net/Temas_Especiales/Energias/El_Petroleo

<http://www.eppetroecuador.ec/Internet1/Biblioteca/index.htm>

<http://www.mingaservice.com/web/inicio/247.html>

<http://winred.com/negocios/ingenieria-conceptual-basica-y-de-detalle/gmx-niv114-con15657.htm>

ÍNDICE DE ANEXOS

ÍNDICE DE ANEXOS	I
ANEXO A-I. TABLAS DE LÍMITE DE FLUENCIA Y LA RESISTENCIA A LA TRACCIÓN PARA METALES.	III
ANEXO A-II. DIÁMETRO EXTERIOR DE TUBERÍAS SEGÚN ASME B36.10M.	IV
ANEXO A-III. TABLAS DEL FACTOR DE CALIDAD DE JUNTAS LONGITUDINALES EN TUBERÍAS Y ACCESORIOS.....	V
ANEXO A-IV. TABLAS DE ESFUERZO MÁXIMO ADMISIBLE EN TENSIÓN PARA ACEROS AL CARBONO, ACEROS DE BAJA ALEACIÓN Y ACEROS DE ALTA ALEACIÓN.....	VI
ANEXO B-I. PROPIEDADES DE PARA ACEROS AL CARBONO Y DE BAJA ALEACIÓN.....	VII
ANEXO B-II. TABLA DE EFICIENCIAS “E” EN SOLDADURAS SEGÚN EL TIPO DE JUNTA.....	VIII
ANEXO B-III. HOJA DE DATOS DE LA TAPA DE REVISIÓN (CLOSURE) Y DIMENSIONES DE LA TAPA INFERIOR	IX
ANEXO B-IV. CARGAS POR VIENTO EN RECIPIENTES A PRESIÓN, COEFICIENTE DE EXPOSICIÓN “K _Z ”	X
ANEXO B-V. DISEÑO DE CARGAS POR VIENTO COEFICIENTE DE PRESIÓN POR VELOCIDAD “q”	XI
ANEXO B-VI. CARGAS POR VIENTO EN RECIPIENTES A PRESION COEFICIENTE GUST “G”	XII
ANEXO C-I. HOJA DE DATOS DEL INDICADOR DE PRESIÓN.	XIII
ANEXO C-II. HOJA DE DATOS VÁLVULA DE SEGURIDAD DE PRESIÓN	XIV
ANEXO C-III. HOJA DE DATOS INDICADORES DE NIVEL	XV

ANEXO C-IV. HOJA DE DATOS SWITCHS DE NIVEL	XVI
ANEXO C-V. HOJA DE DATOS SENSORES DE TEMPERATURA.....	XVII
ANEXO C-VI. HOJA DE DATOS INDICADORES DE TEMPERATURA	XVIII
ANEXO C-VI. HOJA DE DATOS DE SOLENOIDES	XIX
ANEXO D-I. HOJA DE DATOS DEL RECIPIENTE.	XX
ANEXO E-I. PIPING CLASS REPSOL.....	XXI
ANEXO F-I. DISEÑO HIDRAULICO TABLA DEL COEFICIENTE DE RESISTENCIA FACTOR “K” EN ACCESORIOS DE TUBERIAS.	XXII
ANEXO F-II. CÁLCULOS DE LAS LÍNEAS DE SUCCIÓN Y DESCARGA.	XXIII
ANEXO F-III. CATÁLOGO BOMBA NEUMÁTICA WILDEN P1-PX1-ORG-MTL- EOM-10	XXIV
ANEXO G-I. GUÍA DE SELECCIÓN DEL CABLE CALEFACTOR THERMON.....	XXV
ANEXO G-II. ACCESORIOS Y MATERIALES PARA LA INSTALACIÓN DEL CABLE CALEFACTOR THERMON.	XXVI
ANEXO H-I. TABLA DE CARGAS COMBINADAS SAP 2000.	XXVII
ANEXO H-II. INFORME DE RESULTADOS SAP 2000.....	XXVIII
ANEXO H-III. PARÁMETROS PARA EL CÁLCULO DE OREJAS DE IZAJE.	XXIX
ANEXO H-V. PLANOS CONSTRUCTIVOS.	XXIX

**ANEXO A-I. TABLAS DE LÍMITE DE FLUENCIA Y LA
RESISTENCIA A LA TRACCIÓN PARA METALES.**

**ANEXO A-II. DIÁMETRO EXTERIOR DE TUBERÍAS SEGÚN ASME
B36.10M.**

**ANEXO A-III. TABLAS DEL FACTOR DE CALIDAD DE JUNTAS
LONGITUDINALES EN TUBERÍAS Y ACCESORIOS**

**ANEXO A-IV. TABLAS DE ESFUERZO MÁXIMO ADMISIBLE EN
TENSIÓN PARA ACEROS AL CARBONO, ACEROS DE BAJA
ALEACIÓN Y ACEROS DE ALTA ALEACIÓN**

**ANEXO B-I. PROPIEDADES DE PARA ACEROS AL CARBONO Y
DE BAJA ALEACIÓN.**

**ANEXO B-II. TABLA DE EFICIENCIAS “E” EN SOLDADURAS
SEGÚN EL TIPO DE JUNTA.**

**ANEXO B-III. HOJA DE DATOS DE LA TAPA DE REVISIÓN
(CLOSURE) Y DIMENSIONES DE LA TAPA INFERIOR**

**ANEXO B-IV. CARGAS POR VIENTO EN RECIPIENTES A
PRESIÓN, COEFICIENTE DE EXPOSICIÓN “K_Z”**

**ANEXO B-V. DISEÑO DE CARGAS POR VIENTO COEFICIENTE DE
PRESIÓN POR VELOCIDAD “q”**

**ANEXO B-VI. CARGAS POR VIENTO EN RECIPIENTES A
PRESION COEFICIENTE GUST “G”**

ANEXO C-I. HOJA DE DATOS DEL INDICADOR DE PRESIÓN.

**ANEXO C-II. HOJA DE DATOS VÁLVULA DE SEGURIDAD DE
PRESIÓN**

ANEXO C-III. HOJA DE DATOS INDICADORES DE NIVEL

ANEXO C-IV. HOJA DE DATOS SWITCHS DE NIVEL

ANEXO C-V. HOJA DE DATOS SENSORES DE TEMPERATURA

**ANEXO C-VI. HOJA DE DATOS INDICADORES DE
TEMPERATURA**

ANEXO C-VII. HOJA DE DATOS DE SOLENOIDES

ANEXO D-I. HOJA DE DATOS DEL RECIPIENTE.

ANEXO E-I. PIPING CLASS REPSOL.

**ANEXO F-I. DISEÑO HIDRAULICO TABLA DEL COEFICIENTE DE
RESISTENCIA FACTOR “K” EN ACCESORIOS DE TUBERIAS.**

**ANEXO F-II. CÁLCULOS DE LAS LÍNEAS DE SUCCIÓN Y
DESCARGA.**

**ANEXO F-III. CATÁLOGO BOMBA NEUMÁTICA WILDEN P1-PX1-
ORG-MTL-EOM-10**

**ANEXO G-I. GUÍA DE SELECCIÓN DEL CABLE CALEFACTOR
THERMON.**

**ANEXO G-II. ACCESORIOS Y MATERIALES PARA LA
INSTALACIÓN DEL CABLE CALEFACTOR THERMON.**

ANEXO H-I. TABLA DE CARGAS COMBINADAS SAP 2000.

ANEXO H-II. INFORME DE RESULTADOS SAP 2000.

**ANEXO H-III. PARÁMETROS PARA EL CÁLCULO DE OREJAS DE
IZAJE.**

ANEXO H-IV. PLANOS CONSTRUCTIVOS