



ESPE
UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

**DEPARTAMENTO DE CIENCIAS DE LA ENERGÍA Y
MECÁNICA**

CARRERA DE INGENIERÍA MECATRÓNICA

**PROYECTO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN
DEL TÍTULO DE INGENIERO EN MECATRÓNICA**

**TEMA: “DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE
CONTROL AUTOMÁTICO DE PETRÓLEO, AGUA Y GAS,
MEDIANTE UN PLC Y VISUALIZACIÓN EN UNA HMI, PARA
LA EMPRESA SERTECPET S.A”**

AUTOR:

DIEGO JAVIER ARROBA SILVA

DIRECTOR: DR. ROMÁN RODRÍGUEZ

CODIRECTOR: ING. MARCO PILATASIG

LATACUNGA

2015

UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS - ESPE

**DEPARTAMENTO DE CIENCIAS DE LA ENERGÍA Y
MECÁNICA**

CARRERA DE INGENIERÍA MECATRÓNICA

CERTIFICADO

DR. ROMÁN RODRÍGUEZ (DIRECTOR)
ING. MARCO PILATASIG (CODIRECTOR)

CERTIFICAN

Que el trabajo titulado “Diseño e implementación de sistema de control automático de petróleo, agua y gas, mediante un PLC y visualización en una HMI, para la empresa SERTECPET S.A.” realizado por el señor: DIEGO JAVIER ARROBA SILVA, ha sido guiado y revisado periódicamente y cumple normas estatutarias establecidas por la ESPE, en el Reglamento de Estudiantes de la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE.

Latacunga, Julio del 2015

DR. ROMÁN RODRÍGUEZ.
DIRECTOR

ING. MARCO PILATASIG.
CODIRECTOR

UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS - ESPE

**DEPARTAMENTO DE CIENCIAS DE LA ENERGÍA Y
MECÁNICA
CARRERA DE INGENIERÍA MECATRÓNICA**

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, DIEGO JAVIER ARROBA SILVA

DECLARO QUE:

El proyecto de grado denominado “Diseño e implementación de sistema de control automático de petróleo, agua y gas, mediante un PLC y visualización en una HMI, para la empresa SERTECPET S.A.” ha sido desarrollado con base a una investigación exhaustiva, respetando derechos intelectuales de terceros, conforme las citas que constan el pie de las páginas correspondiente, cuyas fuentes se incorporan en la bibliografía.

Consecuentemente este trabajo es de mi autoría.

En virtud de esta declaración, nos responsabilizamos del contenido, veracidad y alcance científico del proyecto de grado en mención

Latacunga, Julio del 2015

DIEGO JAVIER ARROBA SILVA

C.C.: 1804335170

UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS - ESPE

**DEPARTAMENTO DE CIENCIAS DE LA ENERGÍA Y
MECÁNICA
CARRERA DE INGENIERÍA MECATRÓNICA**

AUTORIZACIÓN

Yo, DIEGO JAVIER ARROBA SILVA

Autorizo a la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE la publicación, en la biblioteca virtual de la Institución del trabajo “Diseño e implementación de sistema de control automático de petróleo, agua y gas, mediante un PLC y visualización en una HMI, para la empresa SERTECPET S.A.”. Cuyo contenido, ideas y criterios son de nuestra exclusiva responsabilidad y autoría.

Latacunga, Julio del 2015

DIEGO JAVIER ARROBA SILVA

C.C.: 1804335170

DEDICATORIA

Quiero dedicar este proyecto primero a Dios quien ha sido la luz que guía mi camino en todo momento, a mi madre por darme la vida, y a todas esas personas que fueron un apoyo moral en situaciones difíciles en el transcurso de mi vida.

Diego Arroba

AGRADECIMIENTO

Quiero agradecer a todas las personas que me apoyaron en el cumplimiento de esta meta profesional, a quienes me dieron la oportunidad de llevar a cabo el presente proyecto y a todas las personas que estuvieron incentivándome día a día a cumplir mis objetivos.

Al Ing. Byron López

A mi madre Rocío Silva y hermana

A mis primos

A mis tíos

A nuestros tutores Ing. Marco y Dr. Román

A mis amigos

A la Lcda. Irma Pazmiño

A todas estas personas gracias por compartir un espacio importante en mi vida profesional y personal.

Diego Arroba

ÍNDICE DE CONTENIDO

CARÁTULA	i
CERTIFICADO	ii
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD	iii
AUTORIZACIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTO	vi
CONTENIDO	vii
ÍNDICE DE TABLAS	xi
ÍNDICE DE FIGURAS	xi
RESUMEN	xiv
ABSTRACT	xv
CAPÍTULO I	1
FUNDAMENTOS TEÓRICOS	1
1.1 Teoría de Separación.....	1
1.1.1 Principios de Separación.....	1
1.1.2 Mecanismos de Separación.....	2
1.1.3 Proceso de Separación	3
1.2 Análisis químico de Fluidos (PVT).....	4
1.2.1 Resultado de análisis PVT de pozo SACHA 198.....	5
1.3 Teoría de Separadores	6
1.3.1 Definición de Separadores	6
1.3.2 Clasificación de los Separadores	7
1.4 Ventajas y Desventajas de los Separadores según su posición.....	13
1.5 Controlador Lógico Programable.....	14
1.5.1 Normas para Diseño y Construcción eléctrica de separadores.....	15

1.5.2	Normas para el Diseño de la de Instrumentación y Control.....	15
1.6	Interfase HMI.....	16
CAPÍTULO II.....		17
DISEÑO, SELECCIÓN Y CONSTRUCCIÓN		17
2.1	Alcance.....	17
2.2	Normas técnicas empleadas en el Diseño Mecánico.....	17
2.2.1	Norma API J12, especificaciones para separadores	17
2.2.2	Norma ASME SECCIÓN VIII DIVISIÓN 1 construcción.....	17
2.3	Parámetros para Diseño Mecánico.....	17
2.3.1	Presión	18
2.3.2	Temperatura.....	18
2.3.3	Nivel	18
2.3.4	Tiempo de Residencia.....	18
2.3.5	Caudal	19
2.3.6	Viscosidad	19
2.3.7	Densidad	19
2.3.8	Grados API	19
2.4	Teorías de Falla.....	20
2.4.1	Teoría de falla de Tresca.....	20
2.4.2	Teoría de falla de Von Mises.....	21
2.5	Dimensionamiento Mecánico de un separador Trifásico.....	22
2.5.1	Presión de Operación.....	23
2.5.2	Presión de Diseño	23
2.5.3	Presión de prueba.....	23
2.5.4	Presión de trabajo máxima permisible.....	23
2.5.5	Temperatura de Operación	23

	ix
2.5.6	Temperatura de Diseño..... 24
2.5.7	Esfuerzos en separadores 24
2.6	Dimensionamiento de las cabezas del separador 26
2.6.1	Cálculo para cabezas hemisféricas 26
2.6.2	Cálculo para cabezas toriesféricas 27
2.6.3	Cálculo para cabezas semielípticas..... 28
2.6.4	Cálculo de espesores del cuerpo del cilindro..... 29
2.6.5	Soldadura en recipientes a presión 30
2.6.6	Diseño de aperturas..... 37
2.6.7	Cálculo de espesores de bocas 37
2.6.8	Materiales utilizados en recipientes a presión 38
2.6.9	Proceso de selección de materiales 41
2.7	Propiedades de los fluidos..... 43
2.8	Dispositivos internos de un separador 44
CAPÍTULO III 49
IMPLEMENTACIÓN Y PRUEBAS 49
3.1	Controlador Híbrido modelo HONEYWELL HC 900 49
3.1.1	Características del controlador HONEYWELL HC 900..... 49
3.1.2	Programa Hybrid Controller Designer..... 50
3.1.3	Descripción rápida del modo de uso del programa 50
3.2	Desarrollo del sistema de control para el recipiente 56
3.3	Descripción de la instrumentación y control de proceso 59
3.3.1	Instrumentos de nivel de Líquido 61
3.3.2	Instrumentos de Presión..... 61
3.3.3	Transmisores indicadores de flujo 62
3.3.4	Transmisores indicadores de temperatura 63

	x
3.3.5 Instrumentos para eventos de seguridad	63
3.3.6 Sistema de control de flujo	64
3.3.7 Sistema de control PID para el nivel	65
3.3.8 Control PID para Presión.....	65
3.3.9 Control PID para temperatura.....	67
3.4 Desarrollo del HMI para el control del proceso.....	67
3.5 Pruebas de funcionamiento del HMI.....	69
3.6 Pruebas de funcionamiento manual	71
3.7 Pruebas de funcionamiento automático	71
3.8 Análisis económico del proyecto	73
CAPÍTULO IV.....	81
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	81
4.1 CONCLUSIONES	81
4.2 RECOMENDACIONES	82
BIBLIOGRAFÍA	82
GLOSARIO.....	85
ANEXOS	88

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Datos del pozo	5
Tabla 1.2 Composición del fluido	6
Tabla 2.1 Tiempos de retención para separadores trifásicos.	19
Tabla 2.2 Tipos de crudo según su nivel de grados API.	20
Tabla 2.3 Tipos de junta y valores de eficiencia	33
Tabla 2.4 Límite de tolerancia de aberturas según los diámetros del recipiente.	37
Tabla 2.5 Selección de materiales según ASME SECCION VIII DIV. 1	41
Tabla 2.6 Tabla de esfuerzos máximos soportados según el tipo de acero	42
Tabla 2.7 Valores de esfuerzo por temperatura.....	43
Tabla 3.1 Variables a controlar y métodos de control.....	57
Tabla 3.2 Valores de los parámetros para las variables de control.	72
Tabla 3.3 Materiales e instrumentos del proyecto.....	73

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Separador vertical	8
Figura 1.2 Separador horizontal	8
Figura 1.3 Separadores esféricos	9
Figura 1.4 Separador bifásico.....	10
Figura 1.5 Separador trifásico	11
Figura 1.6 Separador de prueba.....	11
Figura 1.7 Separador de medición.....	12
Figura 1.8 Separador de producción.....	12
Figura 1.9 Separador elevado.	12
Figura 2.1 Diagrama de Tresca	21
Figura 2.2 Diagrama de Von Mises.....	21
Figura 2.3 Diagrama comparativo de teorías de Tresca y Von Mises.....	22
Figura 2.4 Esfuerzos en un recipiente circular cilíndrico a presión.	24
Figura 2.5 Cabeza Hemisférica	27
Figura 2.6 Cabeza Toriesférica.....	27
Figura 2.7 Cabeza Semi-elíptica.....	28
Figura 2.8 Muestra de una prueba radiográfica en una soldadura.....	31

Figura 2.9 Equipo para pruebas de ultrasonido.	31
Figura 2.10 Esparción de líquido penetrante sobre una superficie metálica.	32
Figura 2.11 Categorías de suelda según su localización.	36
Figura 2.12 Deflector de entrada del Separador.	45
Figura 2.13 Placa rompe olas	45
Figura 2.14 Placa coalescente.....	46
Figura 2.15 Extractor de neblina	46
Figura 2.16 Rompe Remolinos.....	47
Figura 2.17 Desarenador o Sand Jet	47
Figura 3.1 Controlador Honeywell HC 900	49
Figura 3.2 Interface de programa	50
Figura 3.3 Tabla de diálogo para el tipo de controlador.....	51
Figura 3.4 Selección de entrada analógica	51
Figura 3.5 Menú de configuración de parámetros para una entrada analógica ...	52
Figura 3.6 Menú de configuración de parámetros para una salida analógica	53
Figura 3.7 Selección de entrada digital	54
Figura 3.8 Selección de salida digital.....	54
Figura 3.9 Ventana de carga de un programa.....	55
Figura 3.10 Diagrama de flujo del proceso de separación de crudo, agua y gas.	56
Figura 3.11 Diagrama general de proceso.	58
Figura 3.12 Transmisor de flujo	63
Figura 3.13 Lazos de control de proceso.....	64
Figura 3.14 Receptor de señales VEGAMET 625	65
Figura 3.15 Esquema de interfaz humano máquina	68
Figura 3.16 Pantalla de inicio del HMI	69
Figura 3.17 Pantalla principal del HMI.....	70
Figura 3.18 Ventana de visualización del proceso y control de variables.....	71

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO 1: DIAGRAMAS P&ID

ANEXO 2: FOTOGRAFIAS DE INSTALACION

ANEXO 3: PINTURA E INSTRUMENTACION

ANEXO 4: REVISION TABLERO DE CONTROL

ANEXO 5: PUESTA EN MARCHA

ANEXO 6: EQUIPOS EN OPERACION

RESUMEN

Los avances tecnológicos dentro del campo académico día a día evolucionan adaptándose a las necesidades de la industria, y el conocimiento mecatrónico aporta de gran manera al desarrollo constante de la misma, proporcionando métodos innovadores y alternativas tecnológicas que faciliten éste desarrollo. El presente trabajo aplica el conocimiento de la Mecatrónica dentro del campo industrial petrolero del país, implementando la construcción de un sistema de control para un separador de petróleo, agua y gas el mismo que permita conocer desde los aspectos de diseño mecánico del recipiente como los distintos componentes e instrumentación los mismos que son controlados mediante el control de todas y cada una de las variables implicadas dentro del estudio, dando apertura para la realización de cambios y mejoras al sistema propuesto, o incluso la presentación de alternativas dentro del estudio presentado, el conjunto de normas de diseño en general garantizan el óptimo funcionamiento y la seguridad dentro de la operación del recipiente, así como dan realce a la valoración del tema de proyecto, las cuales son puntos preponderantes dentro de la construcción y el posterior control de variables que permitan llevar a cabo y de manera exitosa el desarrollo del presente proyecto.

PALABRAS CLAVE:

- **RECIPIENTE SEPARADOR DE PETRÓLEO**
- **ISTRUMENTACIÓN DE CONTROL**
- **CONTROLADOR LÓGICO PROGRAMABLE**

ABSTRACT

Technological advances in the academic field day evolve to adapt to the needs of industry and mechatronic knowledge contributes greatly to the continuous development of the same, providing innovative approaches and technological options to facilitate this development. This study applies knowledge of mechatronics field within the oil industry of the country, implementing the construction of a control system for a separator for oil, water and gas as to show the same from the aspects of mechanical design of the container as the various components and instrumentation thereof which are controlled by controlling each and every one of the variables involved in the study, giving open to making changes and improvements to the proposed system, or even the presentation of alternatives within the study presented, the set design standards generally ensure optimal performance and security in the operation of the container, and give prominence to the issue of project appraisal, which are dominant points in the construction and subsequent control of variables to take out and successful development of this project way.

KEYWORDS:

- **SEPARATOR OIL VESSEL**
- **CONTROL INSTRUMENTATION**
- **PROGRAMMABLE LOGIC CONTROLLER**

CAPÍTULO I

FUNDAMENTOS TEÓRICOS

1.1 TEORÍA DE SEPARACIÓN

1.1.1 PRINCIPIOS DE SEPARACIÓN

Sistema Homogéneo (DISOLUCIONES)

Consiste en un sistema asociado por varias sustancias que no se pueden distinguir fácilmente, pero que se pueden separar mediante diferentes procedimientos físicos y químicos.

Sistema Heterogéneo (MEZCLAS)

Es un sistema integrado por varias sustancias, las mismas que se pueden distinguir con facilidad y pueden presentarse en estados sólido, líquido y gaseoso.

Sustancia pura

Este es un tipo sistema homogéneo el cual no se puede separar en componentes más simples por medios físicos.

Sustancias simples

Es otro tipo de sistema homogéneo el mismo que está formado por sustancias simples las cuales ya no pueden ser disgregadas en otras aún más sencillas, ni por medios físicos ni químicos.

Momentum (cantidad de movimiento)

Al ingresar el fluido dentro de un recipiente, en este caso un separador, este ingresa a alta velocidad y distintas densidades. Si el fluido de dos fases cambia bruscamente de dirección provoca que las partículas de la fase pesada no se muevan a la misma velocidad que la fase liviana, ocasionando la separación de las fases.

Fuerza de Gravedad

Es la fuerza física que ejerce la masa del planeta sobre los objetos que se hallan dentro de su campo gravitatorio. De esta manera, la gravedad representa el peso de un cuerpo. (WordPress, 2015)

1.1.2 MECANISMOS DE SEPARACIÓN

Separación de mezclas heterogéneas

Para llevar a cabo la separación de este tipo de mezclas podemos describir los siguientes métodos:

- Separación magnética
- Levigación (separación por diferencias de densidad)
- Separación por diferencias de solubilidad
- Filtración
- Decantación

Separación magnética

Es un proceso mediante el cual se produce la separación de dos sólidos mediante el empleo de un imán el cual permite la separación de sustancias ferrosas y sus óxidos.

Separación por diferencias de densidad (Levigación)

Consiste en colocar una mezcla pulverizada en una corriente de agua, dentro de la cual las partículas más densas no serán arrastradas por la corriente.

Separación por diferencia de solubilidad

Este método consiste en aprovechar la propiedad de algunas sustancias a disociarse con el agua.

Filtración

Para este método se emplea un filtro cuyos poros permitan el paso únicamente del líquido y no de las partículas sólidas.

Decantación

Este proceso permite separar sólidos de líquidos y también dos líquidos no miscibles. La decantación es el método de separación más sencillo, y consiste en dejar en reposo hasta que la sustancia más densa se sedimente el fondo por acción de la fuerza de gravedad.

Separación de mezclas homogéneas

Para separar los componentes de una mezcla homogénea se puede utilizar los métodos a continuación:

- Destilación
- Destilación fraccionada

Destilación

Este proceso consiste en calentar la disolución, en la cual la parte líquida de la mezcla llega al punto de ebullición produciendo en sí el cambio de estado de líquido a gaseoso.

Destilación fraccionada

En este método los diferentes puntos de ebullición de los líquidos se integran a la mezcla, al llegar al punto de ebullición, se forman los primeros vapores, que se condensan y vuelven a ser llevados a ebullición; este proceso se repite tantas veces como sea necesario.

Nota: Por motivo de estudio y al ser las sustancias a separar de carácter heterogéneo, el presente proyecto utilizará el método de separación por decantación como principio de separación base.

1.1.3 PROCESO DE SEPARACIÓN

El proceso de separación dentro de un separador trifásico se lleva cabo en tres distintas etapas:

Etapas primaria

Al ingresar el fluido a la entrada del separador, este choca contra un dispositivo interno denominado deflector el cual provoca una cantidad de movimiento la cual a su vez ocasiona la separación primaria.

Etapas secundaria

Se produce en la sección de asentamiento del separador, en sustancias con dos fases líquidas y una gaseosa se necesita la intervención de la fuerza gravitatoria y un tiempo de retención para que las partículas de la fase de líquido más pesada se asienten en el fondo, seguida de la fase líquida liviana, logrando así liberar el gas hacia la parte superior.

El tiempo de retención debe ser el prudencial para evitar la acumulación excesiva del nivel de fluidos en el interior así como la correcta separación de las respectivas fases constituyentes.

Etapas terciaria

Luego de las dos primeras etapas las sustancias aún no se separan en su totalidad debido a que las partículas demasiado pequeñas de la fase pesada son arrastradas por la fase liviana, para lograr que estas partículas logren caer a su respectiva fase es necesario incluir dispositivos o mallas coalescedoras cuya acción consiste en juntar las partículas más pequeñas de la fase pesada a fin de que formen partículas más grandes y de esta manera por acción de la fuerza de gravedad caigan a la fase pesada.

Se puede incluir también la inyección de químicos que permita llevar a cabo el efecto de coalescencia.

1.2 ANÁLISIS QUÍMICO DE FLUIDOS (PVT)

Los análisis químicos son requisito indispensable para contar con las propiedades de los fluidos. El muestreo se realiza al principio de la vida productiva del yacimiento, estos estudios son absolutamente necesarios para llevar a cabo actividades de ingeniería de yacimientos, análisis nodales y diseño de instalaciones de producción. (Catarina_udlap, 2015)

Para tener la certeza de que el muestreo es representativo, se hace una validación exhaustiva tomando en cuenta todos los parámetros del yacimiento medidos durante la toma de muestras como son:

- Presión estática del yacimiento.
- Presión fluyendo
- Presión y temperatura a la cabeza del pozo
- Presión y temperatura del separador
- Gastos de líquido y gas en el separador, así como el líquido en el tanque
- Factor de encogimiento del aceite

1.2.1 RESULTADOS DE ANÁLISIS PVT POZO SACHA 198

Para efecto de este trabajo se utilizó información del análisis PVT composicional de la muestra de fondo del pozo Sacha 198 perteneciente a la Región Amazónica del Ecuador, el cual fue realizado en el laboratorio de la gerencia de ingeniería de yacimientos de Petroamazonas.

A continuación se presenta un resumen de los datos generales del pozo así como los datos del fluido.

Tabla 1.1

Datos del pozo

Pozo	SACHA 198
Intervalo Productor	5015-5045 m.
Tipo de Muestreo	Fondo
Profundidad del Muestreo	2000 m.b.n.m.
Presión a profundidad de muestreo	675 Kg/cm^2
Temperatura a profundidad de muestreo	202 °F
Temperatura del Yacimiento	223 °F
Presión del Yacimiento	910 Kg/cm^2
Presión de Saturación	177 Kg/cm^2
Densidad del Aceite	31° API = 0.8707 gr/cm^3

Realizado por: Arroba D.

Tabla 1.2

Composición del fluido

COMPONENTE	CONCENTRACIÓN (% MOL)
Nitrógeno	0.294
Bióxido de Carbono	2.374
Ácido Sulfúrico	0.797
Metano	27.35
Etano	10.503
Propano	7.895
Iso-butano	1.265
Butano normal	5.928
Iso-pentano	1.599
Pentano normal	2.153
Hexanos	4.249
Heptano y más pesados	35.593

Realizado por: Arroba D.

La importancia y el punto central de los datos obtenidos en la tabla 1.1 y 1.2. Dentro del presente trabajo es el porcentaje de Ácido Sulfúrico existente en el pozo analizado, esto debido a que es el principal agente destructor que puede potencialmente afectar el desempeño del separador y sus componentes, por lo tanto es tomado en cuenta en el momento de determinar el nivel de corrosión que a su vez influye en el cálculo de espesores del recipiente en general.

1.3 TEORÍA DE SEPARADORES

1.3.1 DEFINICIÓN DE SEPARADORES

Los separadores son recipientes sellados, diseñados para trabajar a distintas presiones y temperaturas, cuyo fin es el de lograr la separación de las distintas fases constituyentes del fluido que ingrese en su interior.

Todo separador construido necesariamente debe poseer una placa en donde costeo lo siguiente:

Presión Nominal (MAWP)

Es la presión máxima permisible en condiciones no corrosivas en la parte superior del recipiente en su posición normal de funcionamiento y a la temperatura específica que generalmente es la temperatura de diseño. (Dennis Moss, Michael Basic, 2013)

Presión de Prueba

Es la presión máxima a la cual se realizó la prueba por el fabricante con el cual se garantiza el recipiente.

Presión de Operación

Es la presión que se recomienda por el fabricante para un trabajo normal del recipiente.

Temperatura Mínima de Diseño (MDMT)

Es la temperatura más baja permitida para la operación del recipiente; el código ASME requiere que en cada placa de identificación de un recipiente conste necesariamente el MDMT. (Dennis Moss, Michael Basic, 2013)

Caudal de Líquido

Es el caudal máximo permisible para que la separación se realice de manera óptima.

Caudal de Gas

Es el valor máximo permisible que garantice la eficiencia de la presión y temperatura de operación.

1.3.2 CLASIFICACIÓN DE LOS SEPARADORES**Clasificación de separadores por su posición**

Según la posición en la que se encuentre el cilindro los separadores pueden ser: horizontal, vertical y esférico.

Separadores verticales

Como se puede visualizar en la Figura 1.1, son aquellos que se levantan perpendicularmente con respecto al suelo, son muy versátiles cuando el fluido posee

grandes cantidades de arena y lodo, pero no son aconsejables para manejar fluidos con grandes cantidades de gas.



Figura 1.1 Separador vertical

Fuente: (Awesome Inc., 2015)

Separadores horizontales

En la Figura 1.2 se muestra el esquema de un separador horizontal, se usan cuando la producción de gas empieza a ser alta, la producción de líquido es más o menos uniforme y no se presentan variaciones bruscas en el nivel de fluido dentro del separador



Figura 1.2 Separador horizontal

Fuente: (Awesome Inc., 2015)

Separadores esféricos

Este tipo de separador se usa principalmente cuando existe una producción alta de gas a presión alta. En la Figura 1.3 se muestra el esquema de un separador esférico.



**Figura 1.3 Separadores esféricos
(Awesome Inc., 2015)**

Clasificación de separadores por la presión de operación

Según la presión con la que operan existen separadores de baja, media y alta presión.

Los separadores de baja presión poseen un rango de presiones que va desde 10 a 20 psi hasta 180 a 225 psi.

Los separadores de media presión poseen un rango de presiones que va desde 230 a 250 psi hasta 600 a 700 psi.

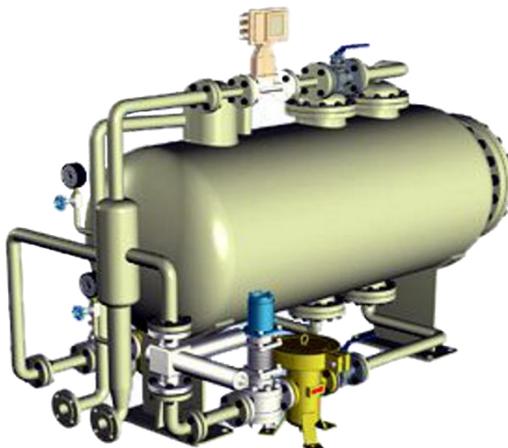
Los separadores de alta presión poseen un rango de presiones que va desde 750 a 1500 psi.

Clasificación de separadores según su número de fases

Según el número de fases que manejan los separadores se clasifican en bifásicos y trifásicos.

Separadores bifásicos

En este tipo de separadores el fluido de entrada separa únicamente dos fases, sean éstas petróleo y agua o petróleo y gas. La Figura 1.4 muestra la estructura de un separador bifásico.



**Figura 1.4 Separador bifásico
(Awesome Inc., 2015)**

Separadores trifásicos

Como se visualiza en la Figura 1.5 un separador trifásico cumple la función de separar el fluido en sus tres fases distintas: agua, petróleo y gas por lo que es mucho más complejo.

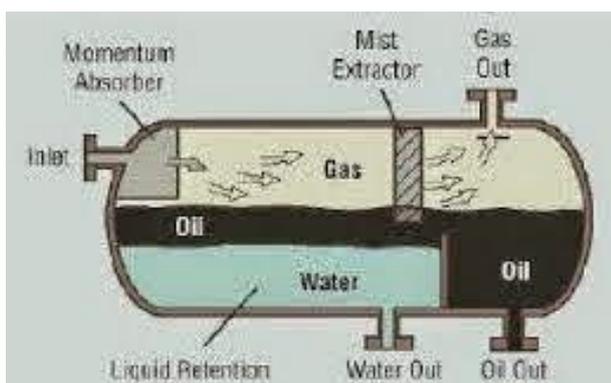


Figura 1.5 Separador trifásico
Fuente: (Schlumberger, 2015)

Clasificación de separadores según su aplicación

Separador de prueba

Un separador de prueba como su propio nombre lo dice se encarga de probar o verificar el pozo, y puede separar el fluido únicamente de un pozo. Pueden ser temporales o permanentes.



Figura 1.6 Separador de prueba.
Fuente: (Emagister, 2015).

Separador de medición

Estos separadores cumplen la función de medir con precisión crudos pesados y espumosos, pueden ser bifásicos o trifásicos.



Figura 1.7 Separador de medición.

Fuente: (MEGSA, 2015)

Separador de producción

Los separadores de producción pueden ser bifásicos o trifásicos, pueden operar separando el fluido de varios pozos a la vez dependiendo únicamente del dimensionamiento del recipiente.



Figura 1.8 Separador de producción.

Fuente: (SERTECPET S.A., 2015)

Separador elevado

Este tipo de separadores son aquellos que se instalan sobre plataformas, de forma que el crudo pueda fluir por acción de la gravedad a recipientes de almacenamiento ubicados por debajo del separador.



Figura 1.9 Separador elevado.

Fuente: (SERTECPET S.A., 2015)

1.4 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS SEPARADORES SEGÚN SU POSICIÓN

Separadores verticales

- Ventajas
 - a. El nivel de fluido es fácilmente controlado mediante un flotador vertical.
 - b. Es fácil de limpiar, esto permite que sean usados en pozos con alto contenido de impurezas y materias sólidas.
 - c. Ocupan menos espacio con respecto al suelo.
- Desventajas
 - a. Son difíciles de instalar con respecto a los horizontales.
 - b. Requieren diámetros mayores para poder manejar las cantidades de gas en su interior.
 - c. Son mucho más costosos que los separadores horizontales.

Separadores horizontales

- Ventajas
 - a. Son más económicos que los verticales.
 - b. Manejan cantidades mayores de gas con diámetros menores a los verticales.
 - c. La facilidad de instalación y transporte con respecto a los verticales es mucho más notoria.
- Desventajas
 - a. Presentan problemas si se les coloca fluidos con altos contenidos de lodo o materiales sólidos.
 - b. Elaborar algoritmos de control para el nivel implica alta dificultad.

- c. Necesita un diseño con análisis minucioso

Separadores esféricos

- Ventajas
 - a. Su diseño es óptimo para el manejo de gas por su seguridad de operación.
 - b. Son muy compactos por lo que la limpieza es mucho más fácil.
- Desventajas
 - a. Elaborarlos es extremadamente difícil y costoso por la precisión que requieren.
 - b. El espacio para realizar el proceso de separación es limitado.

1.5 CONTROLADOR LOGICO PROGRAMABLE

El proceso en general de un separador implica una variedad de parámetros que deben ser controlados para que se pueda cumplir el objetivo del recipiente, para controlar todas las variables existentes en el proceso es necesario la implementación de instrumentos de control, así como de un controlador lógico programable (PLC), que está encargado de centralizar y ejecutar los algoritmos de control.

Para el proceso de selección, adquisición e implementación se siguen reglas que marcan los pasos a seguir para un proceso controlado de manera eficiente.

La automatización del separador se realizará con un controlador Honeywell ubicado en un panel nema 4x, el PLC ubicado en este panel tendrá los módulos necesarios para cumplir con los requerimientos para monitoreo y control y además I/Os adicionales para conexión futura.

Este controlador recibirá las señales desde todos los instrumentos de campo para ser monitoreados y tendrá la opción de manejar todas las válvulas de control.

Las características principales de este controlador son:

- Concentración de señales de entrada/salida (I/Os) de la unidad de proceso para monitoreo y control.
- Reserva instalada de I/O y capacidad de procesamiento general.
- Protocolos de comunicación industriales estándar.

- Flexibilidad en lo concerniente a comunicaciones para integrarse a sistemas SCADA,
- Capacidad para grabar programas en RAM protegido con batería y/o en memorias EEPROM o FLASH

1.5.1 NORMATIVA PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN ELÉCTRICA DE SEPARADORES DE CRUDO

Dentro del complejo diseño y construcción de separadores se toma en cuenta además la instalación correcta de electricidad, para lo cual existen normativas que al igual que para el resto de componentes son las reglas a seguir para que un recipiente pueda ser autorizado a operación.

Dentro de éstas se mencionan las siguientes:

API RP 550

Ésta norma se encarga de especificar la clasificación de ubicaciones para las instalaciones eléctricas de la industria petrolera.

IEEE C2

Ésta norma proporciona especificaciones de seguridad para el personal encargado de la instalación, operación y mantenimiento del suministro eléctrico y las líneas de comunicación.

1.5.2 NORMATIVA PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DEL SISTEMA DE INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL DE SEPARADORES DE CRUDO

Dentro de la automatización del proceso entra en juego instrumentos de precisión, válvulas de control con su correspondiente controlador lógico programable, los cuales se encuentran regidos por normas que permiten garantizar la efectividad del sistema; dentro de las mismas están:

API RP 550

Es un instructivo de instalación de instrumentos y sistemas de control para refinerías, el cual analiza las variables de presión y temperatura así como establece los métodos de alerta y protección.

API RP 553

Hace referencia a las válvulas de control, la especificación, y aplicación de las mismas.

ANSI/ISA-RP12.06.01

Es una norma de alta seguridad para circuitos sujetos a ambientes hostiles o bajo tendencia a ignición.

1.6 INTERFACE HMI

La interfaz gráfica se visualizará y se programará en el panel view tipo Touch-Scren local en el tablero y será amigable e interactiva para los operadores, se podrá monitorear parámetros importantes tales como: presión, temperatura, flujo, niveles de agua y crudo, alarmas en límites críticos, sintonizar los lazos PID, establecer nuevos valores deseados de niveles o presiones y permitir a los operadores manejar directamente las válvulas del sistema en caso de ser necesario.

Adicional deberá poder registrar en históricos las señales análogas con los que se podrá analizar el comportamiento de presiones, niveles, flujos, entre otras durante los intervalos de tiempo especificados por el operador.

El interfaz humano-maquina o HMI en un panel view será creado utilizando el software propio de Honeywell los cuales permitirán incluir imágenes creadas de alta calidad muy similares a los equipos reales, así los operadores tendrán una rápida familiaridad con la interfaz.

CAPITULO II

DISEÑO, SELECCIÓN Y CONSTRUCCIÓN

2.1 ALCANCE

El estudio realizado para la construcción de un separador trifásico se divide en tres etapas las cuales comprenden el diseño mecánico, bajo la norma ASME sección VIII división 1 con el que se establece espesores de cuerpo, cabezas y bocas, así como de la eficiencia de las costuras, selección de material, corrosión permisible, etc. Mientras tanto en la segunda etapa se analiza la instrumentación electrónica interna y externa con su correspondiente sistema de control de variables, y finalmente la tercera etapa en la cual se toman las variables de control y se las muestra en un controlador lógico programable con visualización del proceso en una HMI.

2.2 NORMAS TÉCNICAS EMPLEADAS EN EL DISEÑO MECÁNICO

2.2.1 NORMA API 12J, ESPECIFICACIONES PARA SEPARADORES GAS-PETRÓLEO

Esta norma proporciona la información necesaria para el diseño, fabricación y pruebas de los recipientes utilizados para la separación de fluidos combinados de petróleo, agua y gas.

2.2.2 NORMA ASME SECCIÓN VIII DIVISIÓN 1, REGLAS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE RECIPIENTES A PRESIÓN

Las especificaciones descritas en la división 1 de la sección VIII permiten realizar un control minucioso del diseño, fabricación, inspección, pruebas y certificaciones de los recipientes a presiones que van desde 15 a 1000 psi; el separador motivo de este estudio está basado en esta división.

2.3 PARÁMETROS DE DISEÑO MECÁNICO

Las variables que ejercen mayor influencia dentro del proceso de diseño son:

- Presión
- Temperatura
- Nivel
- Tiempo de residencia

- Caudal
- Viscosidad
- Densidad
- Grados API

2.3.1 PRESIÓN

La presión indica la distribución de la fuerza sobre una determinada superficie. Esta es una variable determinante en el diseño ya que juntamente con la temperatura son los puntos más importantes dentro del estudio y construcción de separadores.

2.3.2 TEMPERATURA

La temperatura es una propiedad de la materia que determina al contacto la cantidad de calor y frío de un lugar u objeto determinado.

Dentro del diseño de un separador su importancia radica en el hecho de que al no tener control sobre la misma puede influir directamente en los volúmenes de gas en el interior del recipiente y el daño de la instrumentación encargada del control de las otras variables de control.

2.3.3 NIVEL

Es la variación que se presenta en la altura del líquido en el interior durante el proceso de separación, es muy importante en el momento de proporcionar precisión en la información necesaria para la instrumentación de control en el ingreso y salida de flujo.

2.3.4 TIEMPO DE RESIDENCIA

Es el tiempo de retención que el fluido debe disponer para lograr una separación óptima, depende en gran magnitud de las condiciones físico químicas del fluido.

En la tabla 2.1 se describen los tiempos de retención según los grados API y Fahrenheit.

Tabla 2.1**Tiempos de retención para separadores trifásicos.**

TIPO DE SEPARACIÓN		Tr [min]	
Separadores Hidrocarburo-Agua	Mayores de 35 °API	3-5	
	Menores de 35 °API	+100 °F	5-10
		80 °F	10-20
		60 °F	20-30
Separadores Etilenglicol-Hidrocarburo Separadores Fríos		20-60	
Separadores Amina-Hidrocarburo		20-30	
Coalescedores, Separadores Hidrocarburo-Agua	+ 100 °F	5-10	
	80 °F	10-20	
	60 ° F	20-30	

Realizado por: Arroba D.

2.3.5 CAUDAL

Es la cantidad de flujo en un tiempo determinado; se lo identifica también con el volumen de líquido que atraviesa una sección en un tiempo determinado. (Mott, 2015).

2.3.6 VISCOSIDAD

La viscosidad es la propiedad de un fluido que le permite generar oposición a sufrir deformaciones tangenciales debido a las fuerzas de cohesión molecular del fluido. (Hatschek, 1928).

2.3.7 DENSIDAD

La densidad es la relación que existe entre la masa y la unidad de volumen de una sustancia, en un separador ésta depende de la temperatura y presión, a una presión moderada la densidad no tiene tanta relevancia y con altas temperaturas la densidad disminuye. (Schackelford, 2008).

2.3.8 GRADOS API

Es una escala de temperatura para hidrocarburos la cual es necesaria para determinar la densidad del fluido y garantizar la calidad del crudo.

Permite también clasificar el crudo de acuerdo a los grados API como se muestra en la tabla 2.2

Tabla 2.2

Tipos de crudo según su nivel de grados API.

TIPO DE CRUDO	GRADOS API
CRUDO LIVIANO	MAYORES A 31,1 °API
CRUDO MEDIANO	DESDE 22,3 HASTA 31,1 °API
CRUDO PESADO	DESDE 10 HASTA 22,3 °API
CRUDO EXTRA PESADO	MENORES A 10 °API

Realizado por: Arroba D.

Fuente: (Megyesy, 2008)

2.4 TEORIAS DE FALLA

Las teorías de falla son los criterios empleados para determinar los esfuerzos estáticos permisibles en estructuras. Las teorías de falla según las cuales se realiza la construcción de recipientes a presión en el presente trabajo son las de Tresca y Von Mises.

2.4.1 TEORÍA DE FALLA DE TRESCA

Este criterio es conocido también como el criterio de resistencia estática el cual indica que un elemento falla cuando en cualquiera de sus puntos se produce que el esfuerzo cortante máximo es mayor o igual a la mitad del límite de fluencia (S_y). (Mecapedia, s.f.)

$$\tau_{max} \geq \frac{S_y}{2} \quad \text{EC: 2.1}$$

Siendo:

$$\tau_{max} = \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} \quad \text{EC: 2.2}$$

Por tanto:

$$\sigma_1 - \sigma_3 \geq S_y \quad \text{EC: 2.3}$$

Donde σ_1 & σ_3 son la mayor y menor tensión principal en el punto considerado.

El criterio de falla de Tresca se lo puede apreciar en la Figura 2.1.

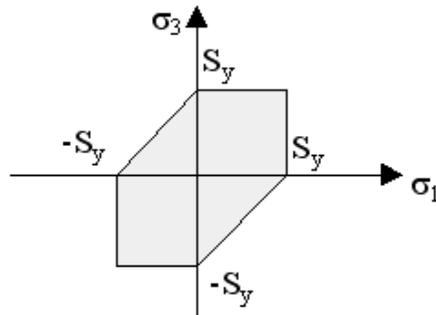


Figura 2.1 Diagrama de Tresca

Fuente: (Mecapedia, s.f.)

2.4.2 TEORÍA DE FALLA DE VON MISES

A este criterio se lo conoce también como el de la máxima energía de distorsión, según el cual, el material no fluirá en el punto analizado siempre y cuando la energía de distorsión por unidad de volumen no supere la energía de distorsión por unidad de volumen que se da en el momento de fluencia (Mecapedia, s.f.)

La Figura 2.2 se muestra gráficamente el criterio de Von Mises.

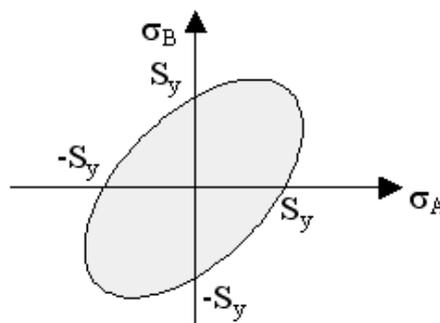


Figura 2.2 Diagrama de Von Mises.

Fuente: (Mecapedia, s.f.)

En la Figura 2.3 se muestra un diagrama comparativo de las teorías de falla de Tresca y Von Mises del cual se puede concluir que la teoría de Tresca permite un rango más amplio de tolerancia permitiendo tomar en cuenta espesores mayores en el diseño, mientras que la teoría de Von Mises trabaja con mucha más precisión restando la tolerancia con espesores menores en el diseño, motivo por el cual la teoría con la que

se elaboran los recipientes a presión es la de Tresca con la cual se garantiza mayor seguridad para el recipiente.

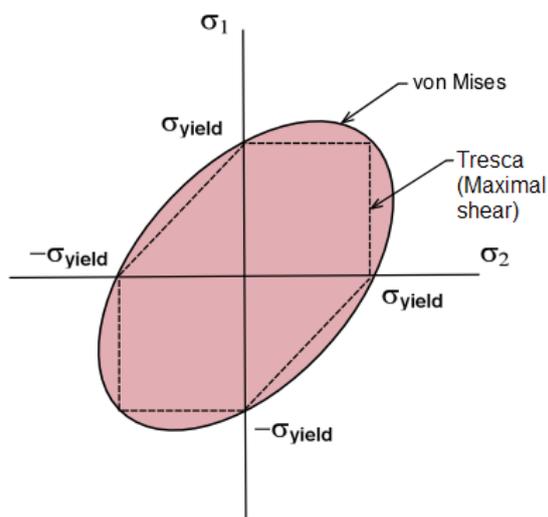


Figura 2.3 Diagrama comparativo de teorías de Tresca y Von Mises.

Fuente: (Wikipedia, s.f.)

2.5 DIMENSIONAMIENTO MECÁNICO DE UN SEPARADOR TRIFÁSICO

El presente proyecto de titulación vasa el estudio en la norma ASME, sección VIII división 1, ya que se trata de un recipiente a presión cerrado, cabe destacar que la división 1 es la utilizada debido a que el recipiente trabaja a una presión inferior a 300 psi. Que es el valor máximo de presión de esta división conjuntamente con un factor de seguridad de 2.

Cabe resaltar que la división 1 tiene como límites de presión 300 psi y una temperatura de 210 °F, la división 2 trabaja con presiones desde 301 a 10000 psi y finalmente la división 3 para recipientes con presiones por encima de 10000 psi.

El mínimo espesor permitido para cuerpos y cabezas luego de formado e independientemente de la forma es 1/16 pulgadas (1.5mm) excluido el espesor por corrosión.

Para los cálculos y selección de materiales que se tomarán en cuenta en el presente proyecto se toma en cuenta los valores proporcionados por el cliente, por motivos de

confidencialidad se establecerá un rango de valores de los cuales se tomarán los que se describen a continuación.

2.5.1 PRESIÓN DE OPERACIÓN

La presión de operación (P_o), es la presión a la cual trabaja el recipiente en condiciones normales.

Para este caso serán entre 25 a 50 psi.

2.5.2 PRESIÓN DE DISEÑO

La presión de diseño (P), es el valor con el cual se procede a realizar los cálculos de los componentes bajo presión.

Para este caso será de 150 psi.

2.5.3 PRESIÓN DE PRUEBA

La presión de prueba (P_p), es la presión a la cual se realizó la prueba hidrostática, se calcula utilizando la siguiente ecuación:

$$P_p = P(1.5)S_{ta}/S_{td} \quad \text{EC: 2.4}$$

Dónde:

P = presión de diseño.

P_p = presión de prueba hidrostática.

S_{ta} = resistencia a la tensión del material a temperatura ambiente.

S_{td} = resistencia a la tensión del material a temperatura de diseño.

2.5.4 PRESIÓN DE TRABAJO MÁXIMA PERMISIBLE

Es la presión máxima a la que puede estar sometido el recipiente considerando los efectos de la temperatura y los niveles atmosféricos de corrosión.

Es necesario mencionar que esta presión es marcada por el tipo de material y la resistencia del mismo en la construcción de cabezas, cuerpo, bridas y bocas.

2.5.5 TEMPERATURA DE OPERACIÓN

Es la temperatura que se recomienda por el fabricante a la cual el recipiente opera de forma normal.

Para nuestro caso serán entre 100 a 150 °F.

2.5.6 TEMPERATURA DE DISEÑO

Es la temperatura a la cual se procede a realizar los cálculos correspondientes para selección de material para los cuerpos y cabezas, así como también para el cálculo de espesores.

Para nuestro caso será de 200 °F.

2.5.7 ESFUERZOS EN SEPARADORES

Dentro del análisis de recipientes a presión se consideran los esfuerzos normales en un tanque circular de pared delgada AB sometido a presión interna. Como se muestra en la Figura 2.4 dónde sobre la pared se muestra un elemento esfuerzo con sus caras paralelas y perpendiculares al eje del recipiente.

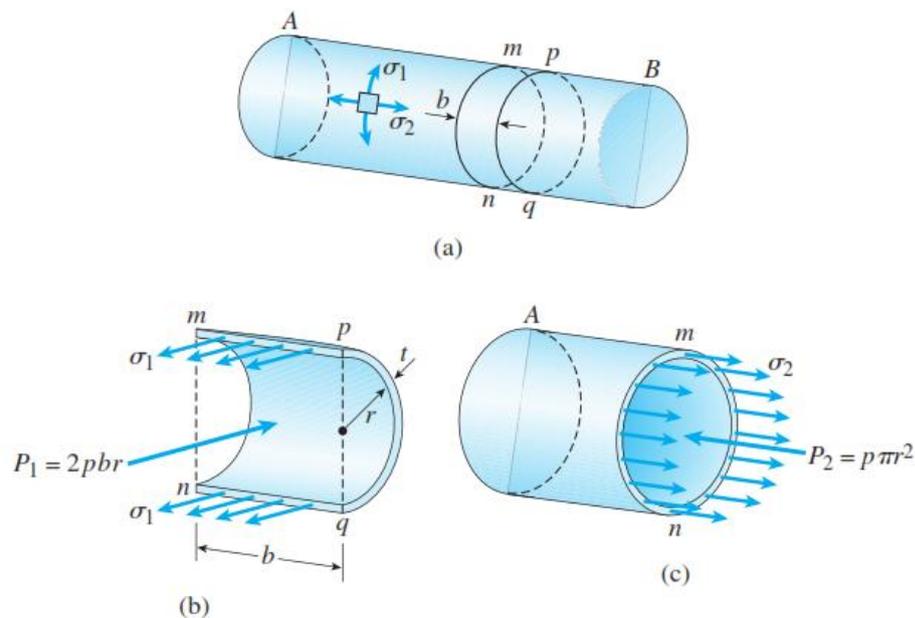


Figura 2.4 Esfuerzos en un recipiente circular cilíndrico a presión.

Fuente: (James M. Gere, 2009)

Los esfuerzos normales σ_1 y σ_2 que actúan sobre las caras de este elemento son los esfuerzos de membrana en la pared. No actúan esfuerzos cortantes sobre estas caras debido a la simetría del recipiente y a su carga. Por tanto, los esfuerzos σ_1 y σ_2 son los principales.

Debido a las direcciones de estos esfuerzos principales, el esfuerzo σ_1 se denomina esfuerzo circunferencial o esfuerzo de aro y el esfuerzo σ_2 se denomina esfuerzo

longitudinal o esfuerzo axial y cada uno se puede calcular a partir del equilibrio empleando diagramas de cuerpo libre apropiados. (James M. Gere, 2009)

Esfuerzo Circunferencial

Para determinar el esfuerzo circunferencial σ_1 , se realiza dos cortes (mn y pq) perpendiculares al eje longitudinal y separados una distancia b (Figura 2.4a). Luego se realiza un tercer corte en un plano vertical a través del eje longitudinal del recipiente, con lo cual resulta el diagrama de cuerpo libre que se muestra en la Figura 2.4b. Este cuerpo libre no sólo consiste de la parte semicircular del recipiente sino también del fluido contenido dentro de los cortes. Sobre el corte longitudinal (plano $mpqn$) actúan los esfuerzos circunferenciales σ_1 y la presión interna p . (James M. Gere, 2009)

Los esfuerzos circunferenciales σ_1 que actúan en la pared del recipiente tienen una resultante igual a $\sigma_1(2bt)$, donde t es el espesor de la pared. Además, la fuerza resultante P_1 de la presión interna es igual a $2pbr$, donde r es el radio interior del cilindro. De aquí, tenemos la siguiente ecuación de equilibrio:

$$\sigma_1(2bt) - 2pbr = 0 \quad \text{EC: 2.5}$$

De donde despejando σ_1 obtenemos:

$$\sigma_1 = \frac{pr}{t} \quad \text{EC: 2.6}$$

Este esfuerzo está distribuido uniformemente sobre el espesor de la pared, siempre que el espesor sea pequeño comparado con el radio.

Esfuerzos longitudinales

El esfuerzo longitudinal σ_2 se obtiene del equilibrio de un cuerpo libre de la parte del recipiente a la izquierda de la sección transversal mn (Figura 2.4c).

El cuerpo libre no sólo incluye parte del recipiente sino también su contenido. Los esfuerzos σ_2 actúan en sentido longitudinal y tienen una fuerza resultante igual a $\sigma_2(2prt)$. Se emplea el radio interior del cascarón y no el radio medio debido a que la presión se ejerce directamente sobre este radio. (James M. Gere, 2009)

La fuerza resultante P_2 de la presión interna es igual a $p\pi r^2$. Por tanto, la ecuación de equilibrio para el cuerpo libre es:

$$\sigma_2(2\pi r t) - p\pi r^2 = 0 \quad \text{EC: 2.7}$$

De donde despejando σ_2 se obtiene:

$$\sigma_2 = \frac{pr}{2t} \quad \text{EC: 2.8}$$

Al comparar las ecuaciones (2.7) y (2.8), se puede visualizar que el esfuerzo circunferencial en un recipiente cilíndrico es igual al doble del esfuerzo longitudinal:

$$\sigma_1 = 2\sigma_2 \quad \text{EC: 2.9}$$

De este resultado se observa que una costura longitudinal soldada en un recipiente presurizado debe ser el doble de fuerte que una costura circunferencial.

2.6 DIMENSIONAMIENTO DE LAS CABEZAS DEL SEPARADOR

Dentro del procedimiento a seguir en lo que respecta al cálculo para las cabezas de un recipiente separador se incluye el espesor y la presión a la que será eficiente la cabeza utilizada de la manera descrita a continuación.

2.6.1 CÁLCULO PARA CABEZAS HEMISFÉRICAS

Las cabezas hemisféricas como la de la Figura 2.5, se consideran ideales para recipientes a presión, ya que la presión en el interior se distribuye uniformemente en toda la superficie de la cabeza y permite establecer un menor espesor de material para su confección.

El radio de la esfera es igual al radio del cilindro del cuerpo del recipiente.

El inconveniente principal y una de las razones por las que no se toma en cuenta este tipo de cabeza en el presente trabajo, es la dificultad que se presenta en obtener la forma esférica dentro del país, ya que se requieren procesos de manufactura demasiado complicados lo cual incrementa el costo del recipiente por motivos de importación.

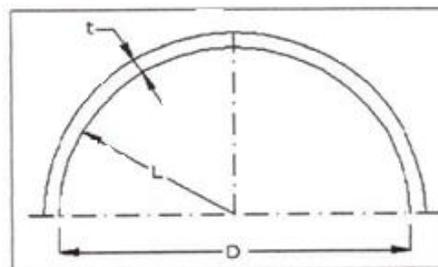


Figura 2.5 Cabeza Hemisférica

Fuente: (ASME Sección VIII, 2013)

Según lo que establece la norma ASME sección VIII división 1 cuando el espesor no exceda el valor de: $0.356L$ o la presión P no exceda el valor: $0.665SE$ se utilizaran las siguientes fórmulas:

$$t = \frac{P*L}{2S*E-0.2P} \quad \text{EC: 2.10}$$

$$P = \frac{2S*E*t}{L+0.2t} \quad \text{EC: 2.11}$$

Las variables presentes en las ecuaciones mencionadas representan lo siguiente:

P = Presión de diseño o máxima de trabajo (lb/in^2).

S = Valor del esfuerzo permisible del material.

E = Eficiencia de la junta.

L = Radio interior (in).

t = Espesor de pared (in).

2.6.2 CÁLCULO PARA CABEZAS TORIESFÉRICAS

Una cabeza toriesférica presenta la ventaja de soportar grandes presiones manométricas y bajos costos de elaboración, motivo por el cual son muy utilizadas en la industria.

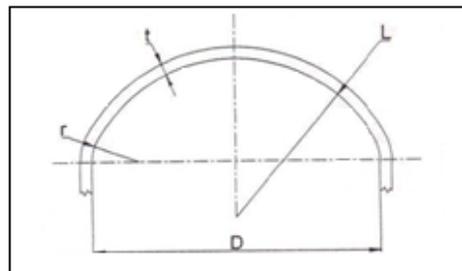


Figura 2.6 Cabeza Toriesférica.

Fuente: (ASME Sección VIII, 2013)

Como se muestra en la Figura 2.6 el radio de la zona tórica (r) es el 6% del radio interno L , y a su vez este es igual al diámetro D del cilindro del recipiente. Una cabeza de este tipo se calcula con las siguientes fórmulas:

$$t = \frac{M*P*L}{2S*E-0.2P} \quad \text{EC: 2.12}$$

$$P = \frac{2S*E*t}{M*S+0.2t} \quad \text{EC: 2.13}$$

Donde M es un factor que depende del radio L de corona y del radio r de la zona toriesférica así:

$$M = \frac{1}{4} \left[3 + \sqrt{\frac{L}{r}} \right] \quad \text{EC: 2.14}$$

Las variables presentes en las ecuaciones mencionadas representan lo siguiente:

P = Presión de diseño o máxima de trabajo (lb/in^2).

S = Valor del esfuerzo permisible del material.

E = Eficiencia de la junta.

L = Radio interior de corona (in).

t = Espesor de pared (in).

r = radio de la zona toriesférica (in).

2.6.3 CÁLCULO PARA CABEZAS SEMIELÍPTICAS

Son empleadas cuando el espesor calculado de una cabeza toriesférica es relativamente alto, ya que las cabezas semielípticas soportan mayores presiones que las toriesféricas, su proceso de fabricación es el troquelado, y su silueta describe una elipse como se puede visualizar en la Figura 2.7 donde el eje mayor es el doble del menor siendo su relación de 2:1.

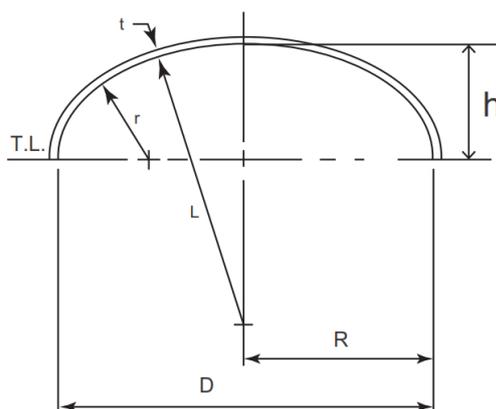


Figura 2.7 Cabeza Semi-elíptica

Fuente: (ASME Sección VIII, 2013)

El cálculo de la presión máxima y el espesor de pared se definen por las siguientes fórmulas:

$$t = \frac{P*D}{2S*E-0.2P} \quad \text{EC: 2.15}$$

$$P = \frac{2S*E*t}{D+0.2t} \quad \text{EC: 2.16}$$

Las variables presentes en las ecuaciones mencionadas representan lo siguiente:

P = Presión de diseño o máxima de trabajo (lb/in^2).

S = Valor del esfuerzo permisible del material.

E = Eficiencia de la junta.

D = Diámetro (in).

t = Espesor de pared (in).

2.6.4 CÁLCULO DE ESPEORES DEL CUERPO DEL CILINDRO

Dentro de los cálculos que se obtienen de las fórmulas que se citan a continuación, tanto el espesor mínimo como la presión máxima de trabajo se deben obtener entre el espesor mayor resultante y la presión mínima calculada.

Esfuerzo circunferencial o radial en juntas longitudinales

Se debe considerar que la presión no sobrepase el valor de $0.385SE$ y que el espesor no supere el valor de la mitad del radio interno, entonces se utilizarán las fórmulas siguientes:

$$t = \frac{P*R}{S*E-0.6P} \quad \text{EC: 2.17}$$

$$P = \frac{S*E*t_1}{R+0.6t_1} \quad \text{EC: 2.18}$$

Donde:

$$t_1 = t + C. A. \quad \text{EC: 2.19}$$

Esfuerzo longitudinal o axial en juntas circunferenciales

Se debe considerar que la presión no sobrepase el valor de $1.25SE$ y que el espesor no supere el valor de la mitad del radio interno, entonces se utilizarán las fórmulas siguientes:

$$t = \frac{P*R}{2S*E-0.4P} \quad \text{EC: 2.20}$$

$$P = \frac{2S * E * t_1}{R + 0.4t_1} \quad \text{EC: 2.21}$$

Conservando:

$$t_1 = t + C.A$$

Las variables representadas en las ecuaciones representan:

t = Espesor de pared (in).

P = Presión de diseño o máxima de trabajo (lb/in²).

R = radio interior (in).

S = Valor del esfuerzo permisible del material.

E = Eficiencia de la junta.

t₁ = Espesor total de pared (in).

C.A.= Margen de corrosión (in).

Nota: El margen de corrosión consiste en un factor el cual tiene como meta proporcionar al interior del recipiente un espesor adicional el cual muchas veces se complementa con la pintura del interior, cuyo fin es alargar la vida útil del recipiente ya que según las normas consultadas en este trabajo el desgaste anual que sufre un recipiente es de cinco milésimas de pulgada; generalmente la vida útil de un recipiente es de 21 años y para este valor la norma específica un factor de 0.125 in (3mm.) el cual vendría a ser el espesor adicional calculado dentro del programa Compress para cálculos de espesores del recipiente en general.

2.6.5 SOLDADURA EN RECIPIENTES A PRESIÓN

Dentro del proceso de construcción de un recipiente a presión debe considerarse como ente principal el método con el cual se unen las planchas de acero con el cual se fabrica el recipiente, el método empleado según la normativa es el de arco eléctrico sumergido, el mismo que puede realizarse de forma manual o automática; la soldadura debe realizarse con penetración completa y además eliminarse toda la escoria antes de realizar una nueva.

2.6.5.1 TIPOS DE PRUEBAS PARA SOLDADURA

Dentro del proceso de soldadura también se incluye el proceso de pruebas realizadas a la misma, determinando tres procesos que se pueden emplear siendo estos:

Pruebas de radiografía

Es un método de ensayo no destructivo el cual permite realizar una inspección mediante el uso de la radiación electromagnética el cual permite penetrar en el material, en la Figura 2.8 se muestra una vista ejemplo de esta prueba . (DOCSETOOLS.COM, 2015).

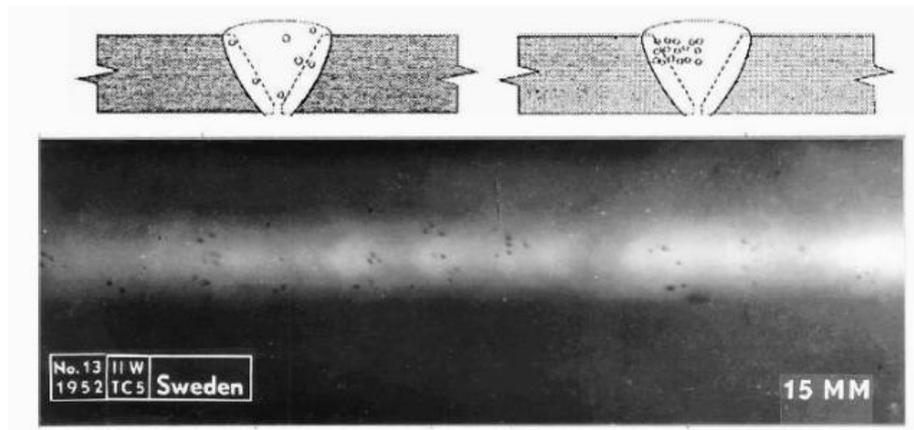


Figura 2.8 Muestra de una prueba radiográfica en una soldadura.

Fuente: (SLIDESHARE, 2015)

Pruebas de ultrasonido

Este método de pruebas no destructivas es de tipo mecánico el cual se basa en la impedancia acústica la cual no es otra cosa que la velocidad máxima de propagación del sonido y la densidad del material en la cual se realiza. (Albert S. Birks, 1991)



Figura 2.9 Equipo para pruebas de ultrasonido.

Fuente: (SLIDESHARE, 2015)

En la Figura 2.9 se visualiza el equipo empleado para esta prueba.

Pruebas de líquidos penetrantes

Es un tipo de ensayo no destructivo difícil de aplicar el cual consiste en esparcir un líquido de color o fluorescente, como el que se aprecia en la Figura 2.10, en la superficie sobre la cual se realizará la prueba, el mismo que penetra en cualquier superficie que contenga una discontinuidad o distorsión, revelando y delineándose el contorno de las mismas. (ASTM, 2001)



Figura 2.10 Esparción de líquido penetrante sobre una superficie metálica.

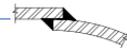
Fuente: (SLIDESHARE, 2015)

2.6.5.2 EFICIENCIA EN LA SOLDADURA DE RECIPIENTES

No es otra cosa que el nivel de confiabilidad que debe tener la soldadura, el cual depende del tipo de junta y el valor de examinación los cuales se pueden apreciar de mejor manera en la tabla 2.3.

Tabla 2.3

Tipos de junta y valores de eficiencia

	TIPOS DE JUNTAS	LIMITACIONES	CATEGORÍA DE JUNTA	GRADO DE EXAMINACION RADIOGRÁFICA		
				TOTAL	PUNTOS	NINGUN A
1	 <p>Jointa a tope de doble cordón de soldadura u otro método con el que se obtenga la misma calidad del metal soldado sobre las superficies interna y externa de la soldadura.</p>	Ninguna	A, B, C,D	1.00	0.85	0.70
2	 <p>Jointa a tope de un solo cordón con tira de respaldo que queda en su lugar luego de soldar.</p>	Ninguna	A, B, C,D	0.90	0.80	0.65
		Jointas circunferenciales a tope con una placa desplazada.	A, B, D	0.90	0.80	0.65
3	 <p>Jointa a tope de un solo cordón sin tira de respaldo.</p>	En uniones circunferenciales únicamente no más de 5/8" de espesor y no más de 24" de diámetro exterior.	A, B, C	NA	NA	0.60
4	 <p>Jointa traslapada con doble filete continuo.</p>	En uniones longitudinales de no más de 3/8" de espesor.	A	NA	NA	0.55

CONTINUA



		En uniones circunferenciales de no más de 5/8" de espesor	B, C	NA	NA	0.55
5	 <p>Junta traslapada soldada filete sencillo continuo y soldadura de tapón.</p>	En uniones circunferenciales para juntas de cabezas de no más de 24" de diámetro exterior a cuerpos de no más de 1/2" de espesor, se excluyen las cabezas hemisféricas a cuerpos.	B	NA	NA	0.50
		En uniones circunferenciales para juntas a cuerpos circunferenciales de no más de 5/8" de espesor nominal, cuando la distancia del centro de la soldadura de tapón a la orilla de la placa no sea menor de 1 1/2 veces el diámetro del orificio del tapón.	C	NA	NA	0.50
6	 <p>Junta traslapada soldada con filete sencillo continuo sin soldadura de tapón.</p>	Para unión de cabezas convexas a presión a cuerpos de no más de 5/8" de espesor requerido, solo aplicando soldadura de filete en el interior del cuerpo.	A, B	NA	NA	0.45
		Para unión de cabezas con la presión en cualquiera de sus lados, a cuerpos de no más de 24" de diámetro interior y no más de 1/4" de espesor requerido con soldadura de filete en el exterior del faldón con la cabeza únicamente.	A, B	NA	NA	0.45

Fuente: (ASME Sección VIII, 2013)

Como se puede visualizar también en la Figura 2.11 las categorías de la eficiencia descrita anteriormente son seleccionadas de acuerdo al lugar en donde se ubica la junta dentro del recipiente a presión.

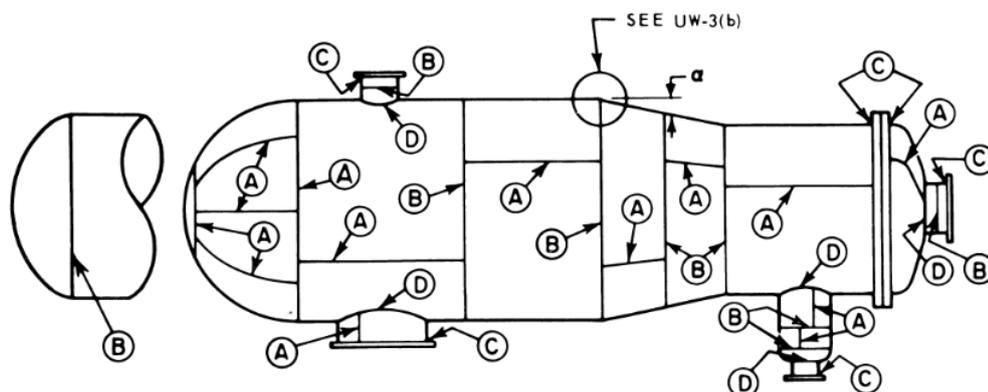


Figura 2.11 Categorías de suelda según su localización.

Fuente: (ASME Sección VIII, 2013)

Categoría A

Esta categoría como se puede apreciar en la Figura 2.11 se utiliza para juntas soldadas de forma longitudinal, dentro de placas laterales o juntas en las cabezas, y uniones de la cabeza al cuerpo de manera circunferencial. (ASME Sección VIII, 2013).

Categoría B

Esta categoría se utiliza en juntas circunferenciales dentro del cuerpo, en boquillas del recipiente, cambios de diámetro ya sea a extremo grande o pequeño. (ASME Sección VIII, 2013).

Categoría C

La categoría C es utilizada para uniones de soldadura en bridas, placas tubulares, en cabezas planas, cambios de diámetro, y boquillas. (ASME Sección VIII, 2013).

Categoría D

Esta categoría se utiliza en soldaduras de boquillas, cambios de diámetro en boquillas y las articulaciones que se conecten a estas boquillas. (ASME Sección VIII, 2013).

2.6.6 DISEÑO DE APERTURAS

En un recipiente cilíndrico se consideran aberturas circulares, las mismas que al existir en un recipiente es obligatorio reforzarlas siguiendo las reglas que se dictan por norma.

De esta manera como se visualiza en la tabla 2.4 se especifican los diámetros e el tamaño de abertura asignado a los mismos.

Tabla 2.4

Límite de tolerancia de aberturas según los diámetros del recipiente.

RECIPIENTES	ABERTURAS
$\varnothing_{in} \leq 60in. (1520mm.)$	No debe exceder un diámetro mayor a la mitad del diámetro del recipiente sin exceder 20in.
$\varnothing_{in} > 60in. (1520mm.)$	Las aberturas deben tener un diámetro menor a 1/3 del diámetro del recipiente sin exceder 40in.

Realizado por: Arroba D.

Fuente: (ASME Sección VIII, 2013)

2.6.7 CÁLCULO DE ESPESORES DE BOCAS

Para el cálculo de espesores en las bocas se deben tomar en cuenta los puntos descritos a continuación.

- El espesor requerido por las cargas de presión interna, externa y de las cargas externas.
- El espesor del cuello de la boquilla con relación al espesor del cuerpo o tapa a la cual la boquilla va fijada.

Para llevar a cabo el cálculo de espesores se utilizan las mismas formulas especificadas en el literal 2.6.4 en secciones circunferenciales.

Se debe resaltar que se recomienda suministrar un refuerzo con material adicional a la región de la abertura para llevar las cargas alrededor de la abertura.

Según la Sección VIII, División 1 usa una regla de reemplazo simple:

“una porción de material que haya sido removida por la abertura, y la cual es necesaria para satisfacer el equilibrio estático, tiene que ser reemplazado dentro de ciertos límites de la abertura.” (ASME Sección VIII, 2013)

2.6.8 MATERIALES UTILIZADOS EN RECIPIENTES A PRESIÓN

Para elaborar un recipiente a presión, la importancia de la correcta selección de materiales es preponderante, a continuación se expondrá una secuencia que permita y facilite la selección de los mencionados materiales.

Se debe señalar también que según la norma ASME Sección VIII División 1 el proceso y los materiales a seleccionar es un tema demasiado extenso pero se presenta la alternativa más resumida pero detallada posible.

Los materiales más utilizados deben poseer propiedades mecánicas, físicas y químicas que le permitan al material cumplir con los requisitos que garanticen el óptimo funcionamiento del recipiente al momento de ser sometido a pruebas y posterior puesta en marcha.

Propiedades Mecánicas

Se debe considerar una excelente resistencia a tensión, un elevado punto de cedencia, alto punto del porcentaje de alargamiento con una reducción del área mínima, de este modo se establecen los esfuerzos de diseño para el material seleccionado.

Propiedades Físicas

El material debe poseer un coeficiente de dilatación térmica bajo para que no falle con las altas temperaturas con las cuales son extraídos el petróleo, agua y gas e conjunto.

Propiedades Químicas

La principal propiedad química que debe poseer un material para la fabricación de recipientes es la resistencia a la corrosión, ya que como mencionamos en el análisis químico del primer capítulo, es el nivel de acidez del pozo el aspecto más importante como agente destructor del interior del recipiente.

Un descuido de esta propiedad química en el momento de seleccionar un material puede acarrear ciertos problemas que se describen a continuación:

a) Sobredimensionamiento del recipiente

Si se selecciona un material con baja resistencia a corrosión es necesario establecer un margen más amplio del espesor, lo cual provoca el encarecimiento de diseño, un recipiente más pesado en su totalidad.

b) Parada de producción debido a equipo corroído

Si el equipo resulta corroído a corto tiempo, necesariamente se debe retirar de operación lo cual provoca pérdidas de producción del pozo.

c) Contaminación y pérdida de la producción

Si el recipiente fue atacado por la corrosión y no se retira a tiempo del pozo de producción, todo el crudo que se produzca bajo estas condiciones puede resultar inservible lo cual provocaría pérdidas cuantiosas al cliente.

d) Daños en equipos constitutivos

Además de dañar el recipiente en sí, el resto de instrumentos internos del recipiente pueden resultar dañados irreparablemente.

e) Reposición del recipiente corroído

Un recipiente corroído si se elaboró con un sobre espesor podrá ser reparado eliminando la corrosión, mas no será una reparación completamente eficiente debido a que resultará nuevamente corroído en un lapso muy corto de tiempo.

Además de las propiedades mencionadas anteriormente se deben considerar otros aspectos al momento de seleccionar materiales para la construcción de recipientes a presión, y estos son los que se describen a continuación.

Tiempo estimado o vida útil del recipiente

Cuando se elabora un recipiente bajo las condiciones y normas establecidas por el código ASME, este debe poseer un tiempo de vida útil aproximado de 21 años en operación con su respectivo mantenimiento preventivo.

Duración estimada del material

Generalmente en este aspecto se consideran más las experiencias archivadas en información de las empresas que poseen recipientes que llevan un tiempo largo en operación, de personas que se dedican a la operación en campo de los mismos, así de las personas que realizan el mantenimiento de los recipientes para poder establecer este periodo de duración.

Confiabilidad del material

Dentro del proceso de selección de materiales siempre se debe tomar en cuenta la seguridad que proporcione éste al personal que estará encargado de controlar la operación, así como del entorno en el cual realice su trabajo para evitar la contaminación del medio ambiente.

Disponibilidad o tiempos de adquisición de material

Se debe señalar también que los materiales con los cuales se confeccionan los separadores en su mayoría se importan, motivo por el cual se debe tomar en cuenta si el material seleccionado estará a tiempo disponible para que se realice la construcción del recipiente, o de lo contrario escoger otro material de similares características, el cual tenga mayor facilidad de adquisición.

Costos de material y fabricación

El costo que conlleve la fabricación del separador y de los materiales que se utilicen en la misma también son importantes, ya que de este modo se podrá cotizar al cliente y posteriormente reducir costos si este lo requiere con materiales de menor costo y con similares características.

Finalmente los dos aspectos que generalizan el proceso de selección de materiales dentro de la elaboración de recipientes a presión se canalizan en dos requisitos que son:

REQUISITOS TÉCNICOS

El material seleccionado debe cumplir la mayoría de requisitos técnicos en cuanto a las propiedades mecánicas, físicas y químicas mencionadas anteriormente.

REQUISITOS ECONÓMICOS

Estos requisitos lo cumplen los materiales que impliquen los menores gastos como son los iniciales, de operación y de mantenimiento, sin que por este concepto se tenga que sacrificar el requisito técnico que es el más importante.

2.6.9 PROCESO DE SELECCIÓN DE MATERIALES

Dentro del diseño en sí, el paso inicial para la selección depende de la temperatura de diseño que como ya se mencionó, es una de las principales variables.

Con el valor de temperatura de diseño que como se mencionó tiene el valor de 200°F; Se busca la aplicación es decir el lugar del recipiente en el cual se va a escoger el material.

Tabla 2.5

Selección de materiales según ASME SECCION VIII DIV.1 para recipientes.

	TEMPERATURA DE DISEÑO	MATERIAL	PLACA
CRIOGENICO	-425 A -321	ACERO INOXIDABLE	SA-240-304 304L, 347 316, 316L
	-320 A -151	9 NIQUEL	SA-353
BAJA TEMPERATURA	-150 A -75	3 ½ NIQUEL	SA-203-D
	-75 A -51	2 ½ NIQUEL	SA-203-A
	-50 A -21	ACERO AL CARBON	SA-516.55, 60 A SA-20
	-20 A 4		SA-516-TODOS
	5 A 32		SA-285-C
	INTERMEDIO	33 A 60	
TEMPERATURA ELEVADA	61 A 775		
	776 A 875	C-1/2 Mo	SA-204-B
	876 A 1000	1Cr-1/2Mo	SA-387-12-1
	1001 A 1100	A ¼ Cr-1/2Mo	SA-387-11-2
	1101 A 1500	2 ¼ Cr-1Mo	SA-387-22-1

Realizado por: Arroba D.

(ASME Sección VIII, 2013)

El material más común utilizado para separadores es el acero al carbono según el valor de temperatura de diseño, como se puede ver también con este valor de

temperatura, para las placas que conforman el cuerpo se tiene tres tipos de aceros al carbono:

- SA-516
- SA-515
- SA-455

De esta lista y por condiciones de calidad y tiempos de adquisición se utilizará acero al carbono de tipo SA-516.

Posteriormente se visualizará también el esfuerzo (S) del material en la tabla 1ª de la sección 2 parte D del código ASME en el cual se describe una extensa cantidad de materiales para todo tipo de recipientes, pero para este análisis se tomará la antes mencionada para que la secuencia sea más explícita.

Tabla 2.6

Tabla de esfuerzos máximos soportados según el tipo de acero

N°	COMPOSICION NOMINAL	FORMA	ESPECIFICACION	TIPO/GRADO
1	ACERO AL CARBON	PIEZAS FORJADAS	SA-541	1
2	ACERO AL CARBON	PIEZAS FORJADAS	SA-541	1ª
3	ACERO AL CARBON	TUBERIA DE FONDO	SA-660	WCB
4	ACERO AL CARBON	PIEZAS FORJADAS	SA-765	II
5	ACERO AL CARBON	PLACA	SA-515	70
6	ACERO AL CARBON	PLACA	SA-516	70

Realizado por: Arroba D.

(ASME Sección VIII, 2013)

Se busca el material seleccionado anteriormente el cual indica un esfuerzo (S) de 70 ksi, pero se debe tomar en cuenta que este valor se da en condiciones normales por lo tanto se busca este mismo valor de esfuerzo para la temperatura de diseño de 200 °F de la siguiente manera:

Tabla 2.7**Valores de esfuerzo por temperatura**

VALOR DE ESFUERZO SEGÚN LA TEMPERATURA			
°F			
N°	100°F	150°F	200°F
1	20 ksi	20 ksi	20 ksi
2	20 ksi	20 ksi	20 ksi
3	20 ksi	20 ksi	20 ksi
4	20 ksi	20 ksi	20 ksi
5	20 ksi	20 ksi	20 ksi
6	20 ksi	20 ksi	20 ksi

Realizado por: Arroba D.

(ASME Sección VIII, 2013)

Como se puede observar en la tabla del código ASME el valor real de esfuerzo para una temperatura de diseño de 200 °F es de 20ksi.

De esta manera se selecciona el material con el cual se elaborará el recipiente o separador.

2.7 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Densidad (δ)

Se define como la masa por unidad de volumen. (APUNTES DE FÍSICA, s.f.)

$$\delta = \frac{m}{v} \quad \text{EC 2.17}$$

Sus unidades en el S.I. son: Kg/m^3 .

Volumen específico (V_s)

Es el inverso de la densidad y se define como el volumen ocupado por la unidad de masa del fluido. (APUNTES DE FÍSICA, s.f.)

$$V_s = \frac{1}{\delta} \quad \text{EC 2.18}$$

Sus unidades en el S.I. son: m^3/Kg .

Peso específico (γ)

Es el peso del fluido por unidad de volumen. (APUNTES DE FÍSICA, s.f.)

$$\gamma = \delta g \quad \text{EC 2.19}$$

Cambia de lugar dependiendo de la magnitud de la aceleración de la gravedad g .

Sus unidades en el S.I. son: N/m^3 .

Gravedad específica (Sg)

Llamada también “densidad relativa”, es la relación entre el peso específico de un volumen de fluido y el peso específico del mismo volumen de agua en condiciones estándar de presión y temperatura. (APUNTES DE FÍSICA, s.f.)

$$Sg = \frac{\gamma}{\gamma_o} \quad \text{EC 2.20}$$

La gravedad específica es adimensional.

2.8 DISPOSITIVOS INTERNOS DE UN SEPARADOR

Un separador como ya se ha mencionado es un recipiente a presión y debido al fin que persigue debe poseer elementos y dispositivos internos que le permitan al mismo llevar a cabo su meta al separar eficientemente el petróleo del agua y el gas.

Dentro de los elementos más utilizados dentro de un separador están los siguientes:

- Deflector
- Placas rompe olas
- Placas coalescentes
- Extractores de niebla
- Rompe vórtices o remolinos
- Desarenador

Deflector

Es un dispositivo colocado en el ingreso del recipiente dividiendo el fluido a ambos lados, estos pueden tener gran variedad de formas tales como placa, codo a 90°, semiesfera, entre otras.



Figura 2.12 Deflector de entrada del Separador.

Placa rompe olas

Estas placas se utilizan en separadores horizontales y su función es evitar la formación de olas a nivel longitudinal que puedan producirse por la entrada continua de fluido al separador.

Estos elementos se colocan transversalmente en el separador y son muy importantes ya que estos permitirán llevar el correcto control de nivel.

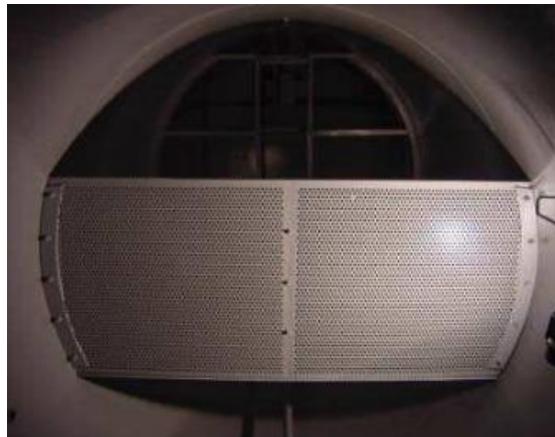


Figura 2.13 Placa rompe olas

Placas coalescentes

El objetivo de las placas coalescentes es incrementar las gotas de agua de modo que se produzca el asentamiento gravitatorio de estas gotas.

En varios casos han sido reemplazadas por sustancias químicas que se inyectan a las líneas de fluido de entrada, cuyo objetivo es el mismo.

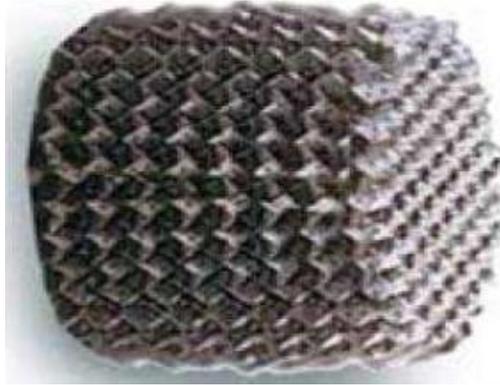


Figura 2.14 Placa coalescente

Extractores de niebla

La misión de los eliminadores de niebla es remover las gotas líquidas y partículas sólidas de la fase de gas.



Figura 2.15 Extractor de neblina

Rompe vórtices o remolinos

El objetivo de estos elementos es evitar la formación de remolinos al momento de evacuar los fluidos del interior del separador, ya que al momento de producirse el drenaje, tiende a escapar la fase de vapor por la boquilla de desalajo, lo cual debe ser controlado por la seguridad del operador.



Figura 2.16 Rompe Remolinos

Desarenador

Dentro del proceso de separación que se produce en el interior del recipiente es inevitable el ingreso de arena dentro del mismo debido a que acompaña al fluido desde el pozo del cual se está extrayendo; para poder eliminar los excesos de arena dentro de los recipientes, se abren los drenajes de arena de manera controlada y posteriormente se bombea agua a elevada presión para poder expulsar los sólidos al exterior.



Figura 2.17 Desarenador o Sand Jet

Para los elementos internos es importante mencionar que el código ASME no menciona cálculos ni diseños para los mismos debido a que estos rigen diferentes normas según el fabricante, motivo por el cual el recipiente debe acoplarse al diseño del constructor de las partes internas.

Todos los dispositivos internos dependen de los siguientes factores:

- Presión de diseño
- Presión de operación
- Temperatura de diseño

- Temperatura de operación
- Gravedad específica del agua y crudo
- Viscosidad
- Dimensiones del recipiente
- Flujo de fase continua del crudo
- Flujo de fase dispersa del agua

CAPITULO III

IMPLEMENTACIÓN Y PRUEBAS

Como se mencionó en el capítulo 1 el control de la instrumentación externa involucrada en el proyecto se llevará a cabo con un programador lógico de marca Honeywell modelo HC 900 y un panel view de la misma marca que es la interface humano-máquina amigable para la visualización del proceso.

3.1 CONTROLADOR HIBRIDO MODELO HONEYWELL HC 900

Este PLC similar al de la Figura 3.1 es un controlador de última generación y lógica avanzada que ofrece un diseño en módulos dimensionado para satisfacer las necesidades de control y adquisición de datos de varios equipos de un proceso.



Figura 3.1 Controlador Honeywell HC 900

Fuente: (DOCSETOOLS.COM, 2015)

3.1.1 CARACTERÍSTICAS DEL CONTROLADOR HONEYWELL HC 900

Dentro de las principales características del controlador se describe las siguientes:

- Entradas analógicas con acciones de control discretas.
- Al ser un controlador híbrido fusiona el control lógico con el control analógico.
- Admite entradas de tipo universal (termocuplas, RTD, entre 0 a 10V y 4 a 20 mA).
- El CPU permite realizar conectividad Ethernet, RS232 y RS485.

- Dispone de lazos PID con ajuste automático y adaptativo.

3.1.2 PROGRAMA HYBRID CONTROLLER DESIGNER

Este programa permitirá realizar las operaciones de programación dentro del PLC, la comunicación al controlador se realiza por medio de RS 232 o Ethernet mediante el empleo de un ordenador con Windows 2000 o XP.

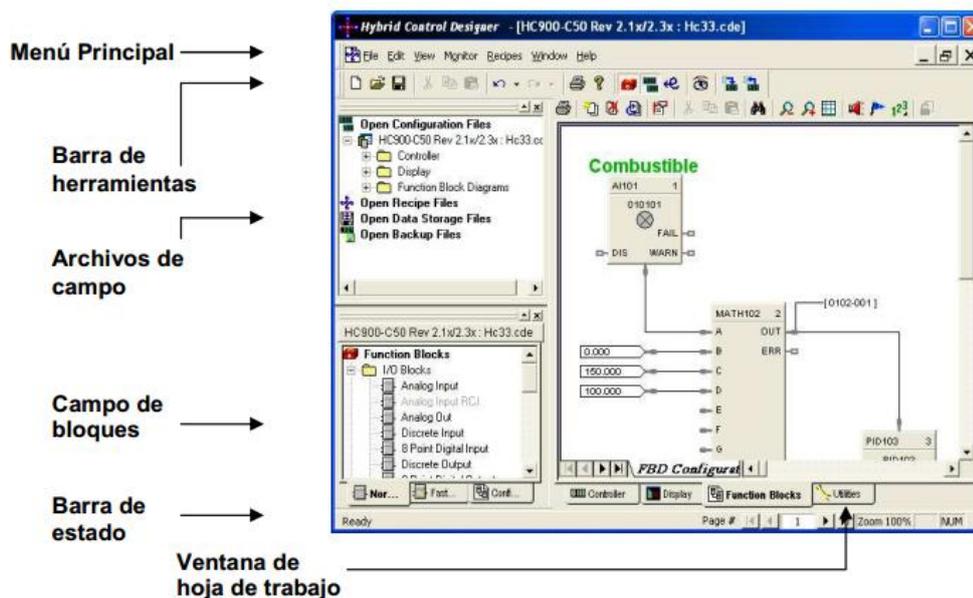


Figura 3.2 Interface de programa

En la Figura 3.2 se puede apreciar la interface de usuario con sus principales herramientas del programa Hybrid Controller Designer.

3.1.3 DESCRIPCIÓN RÁPIDA DEL MODO DE USO PROGRAMA

Como crear un programa

Como se puede apreciar en la Figura 3.3 luego de iniciado el programa inmediatamente aparecerá el cuadro de dialogo que se muestra, el cual permite escoger el tipo de controlador luego de escoger la opción File, seguido de la opción New.

Esta ventana aparecerá cada vez que se desee comenzar o continuar con la programación para el proceso que se esté ejecutando.

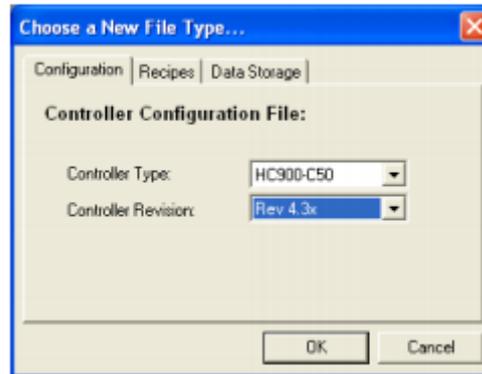


Figura 3.3 Tabla de diálogo para el tipo de controlador

Entrada analógica

Para crear una entrada analógica se escoge la carpeta “I/O Blocks” y luego “Analog Input” como aparece en la Figura 3.4, las señales analógicas permiten visualizar señales variables.

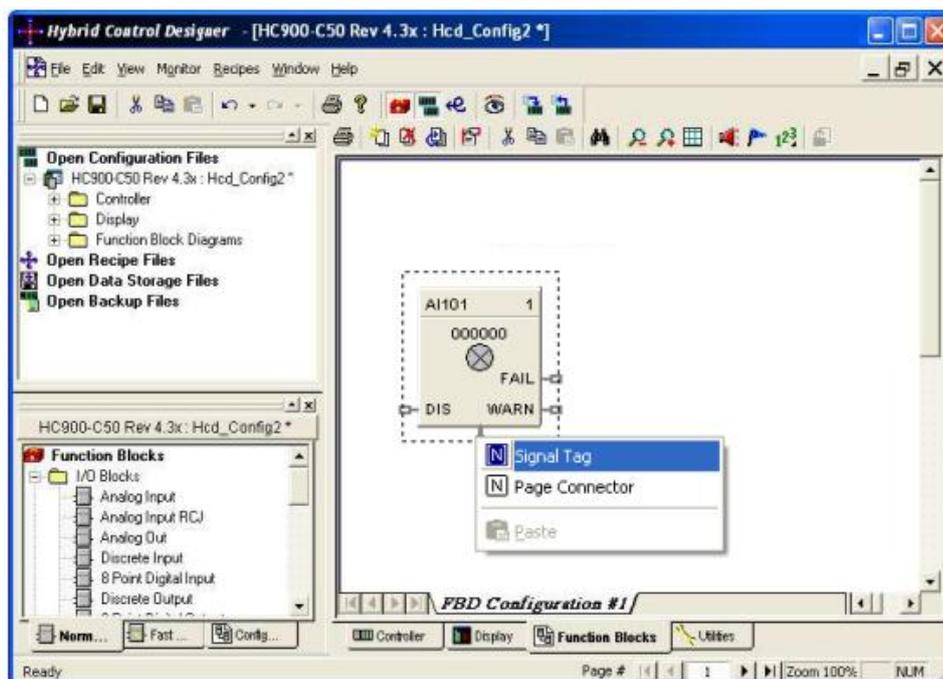


Figura 3.4 Selección de entrada analógica

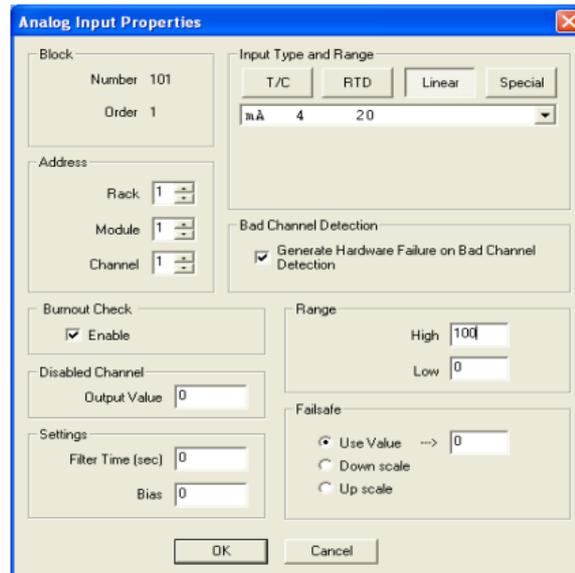


Figura 3.5 Menú de configuración de parámetros para una entrada analógica

Posteriormente como se ve en la Figura 3.5 al seleccionar el símbolo se desplegará un menú donde se configurará los parámetros:

Rack: se selecciona el número de rack.

Module: el número de la posición del rack.

Channel: el canal por el cual va la señal analoga

Input Type: tipo de entrada analógica donde se escoge entre:

- a. Termocupla de tipo J, K, E entre otras
- b. RTD'S entre PT100, 1000 O 5000.
- c. Lineal de 4 a 20 mA, -10 a 10 V

Range: rangos mínimos y máximos

Failsafe: tolerancia de error

Salida analógica

Una salida analógica se utiliza para una señal de control proporcional, para la cual se escoge la carpeta "I/O Blocks" seguido de "Analog Ouput", dentro de la cual se establece los parámetros de la Figura 3.6:

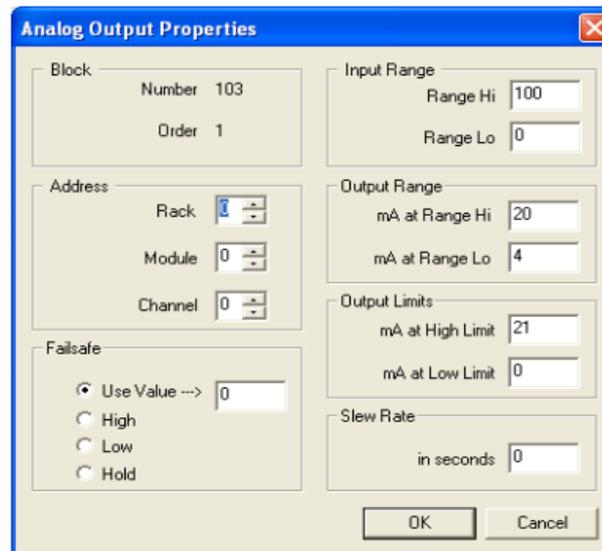


Figura 3.6 Menú de configuración de parámetros para una salida analógica

Donde a más de las opciones que se explicaron en la entrada analógica se configura las siguientes:

Input Range: como rango de entrada.

Output range: como rango de salida.

Output Limit: límite de salida.

Entrada digital

Recepta una señal digital de un instrumento y de la misma manera como se aprecia en la Figura 3.7 se escoge “I/O Blocks” seguido de “Digital Input” en el cual se ingresara los parámetros de:

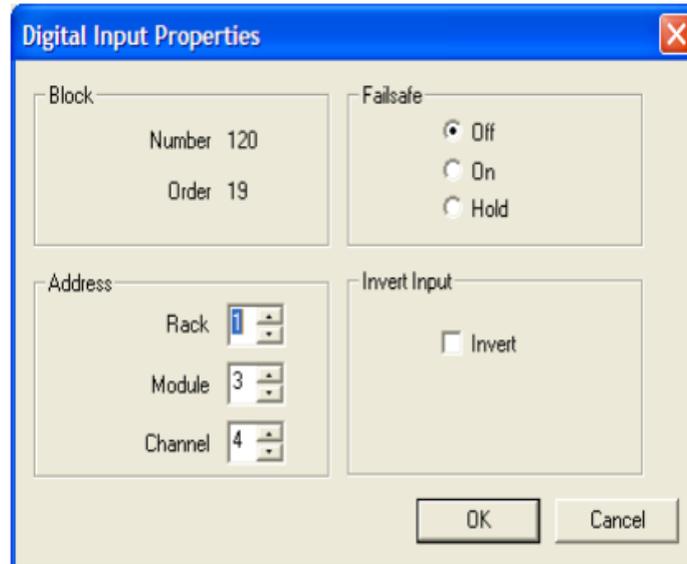


Figura 3.7 Selección de entrada digital

Salida Digital

Esta salida emite la señal para activar o desactivar un elemento, al igual que el proceso anterior se escoge “I/O Blocks” a continuación “Digital Output” y se asignan los parámetros que se visualizan en la Figura 3.8:

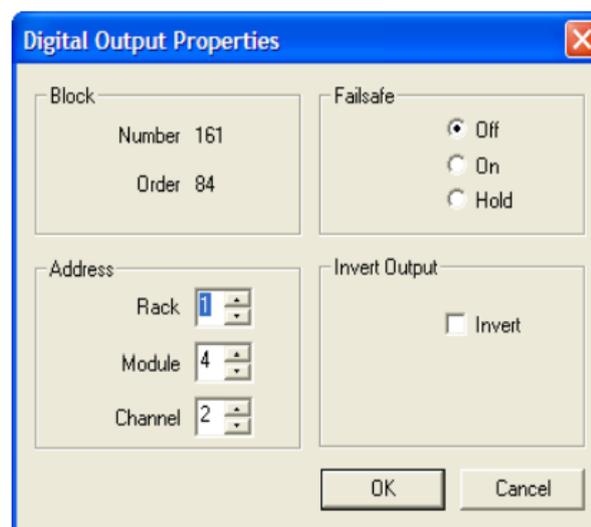


Figura 3.8 Selección de salida digital

Cargar un programa al PLC

Para cargar el programa al controlador se elige “File”, luego “load”, luego “Start” y finalmente “Close”. Después de esto el programa comienza a cargarse como se ve en la Figura 3.9.

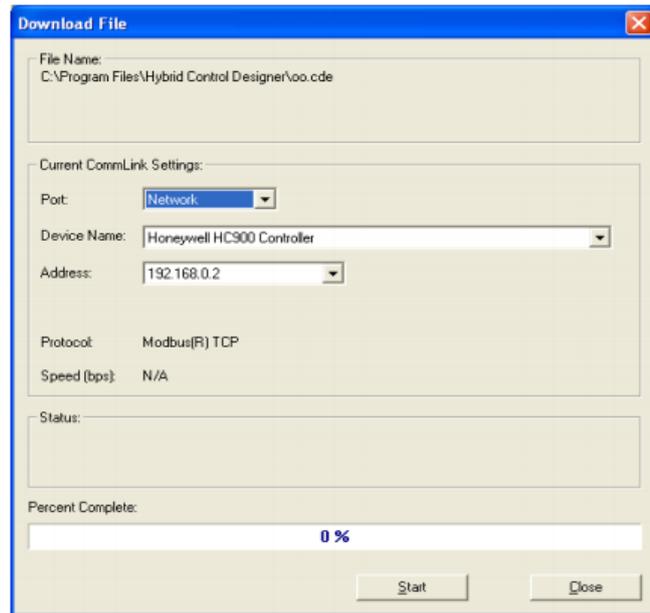


Figura 3.9 Ventana de carga de un programa

3.2 DESARROLLO DEL SISTEMA DE CONTROL PARA EL RECIPIENTE

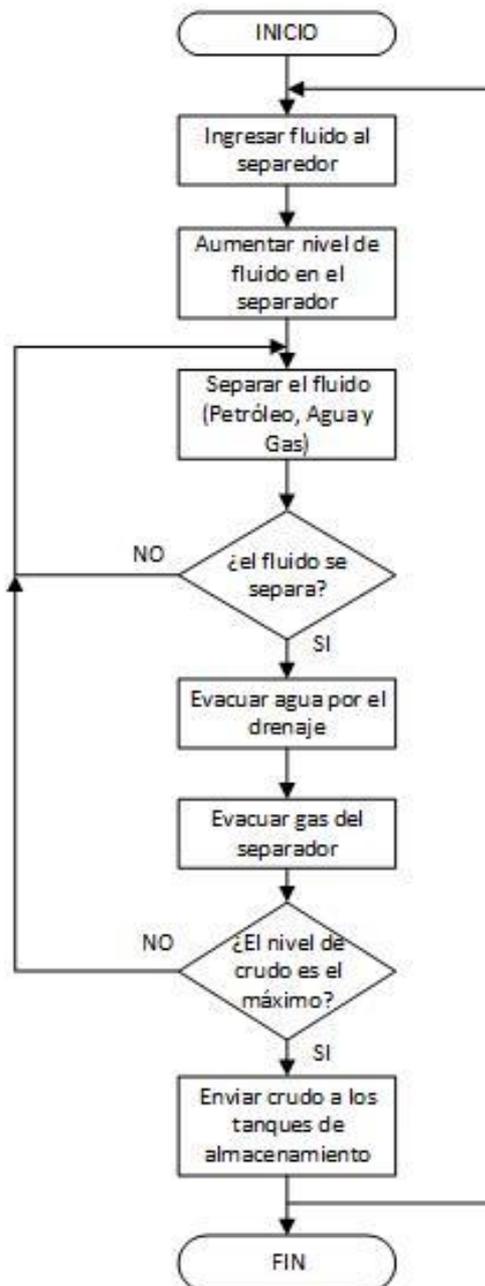


Figura 3.10 Diagrama de flujo del proceso de separación de crudo, agua y gas

En la Figura 3.10 se visualiza el diagrama de control del proceso el cual como ya se explicó, empieza con la entrada de fluido al separador, donde se acumula y se produce la separación, luego de la cual se evacua el agua, el gas y el crudo por los ductos correspondientes hasta completar el proceso.

En general, los modos de control serán seleccionados de acuerdo con el siguiente criterio:

Tabla 3.1**Variables a controlar y métodos de control**

CONTROL	MODO
CONTROL DE FLUJO	PI
CONTROL DE NIVEL	PID
CONTROL DE PRESIÓN	PID
CONTROL DE TEMPERATURA	PID

Realizado por: Arroba D.

Como se puede ver en la tabla 3.1 se especifican las variables y el control a implementarse donde P es proporcional, I es integral y D es derivativo.

Para mantener el nivel y flujo, de agua y crudo se opta por un control PI debido a que este tipo de control permite obtener un valor 0 en estado estacionario así como una óptima respuesta transitoria debida a la acción proporcional.

En cuanto al control de presión y temperatura se decide utilizar un control de tipo PID debido a que en el interior del recipiente estos valores deben permitir fluidez, así como también facilidad de evacuación del crudo, agua y gas, por lo tanto este tipo de control por ser exacto permite cumplir óptimamente las condiciones requeridas.

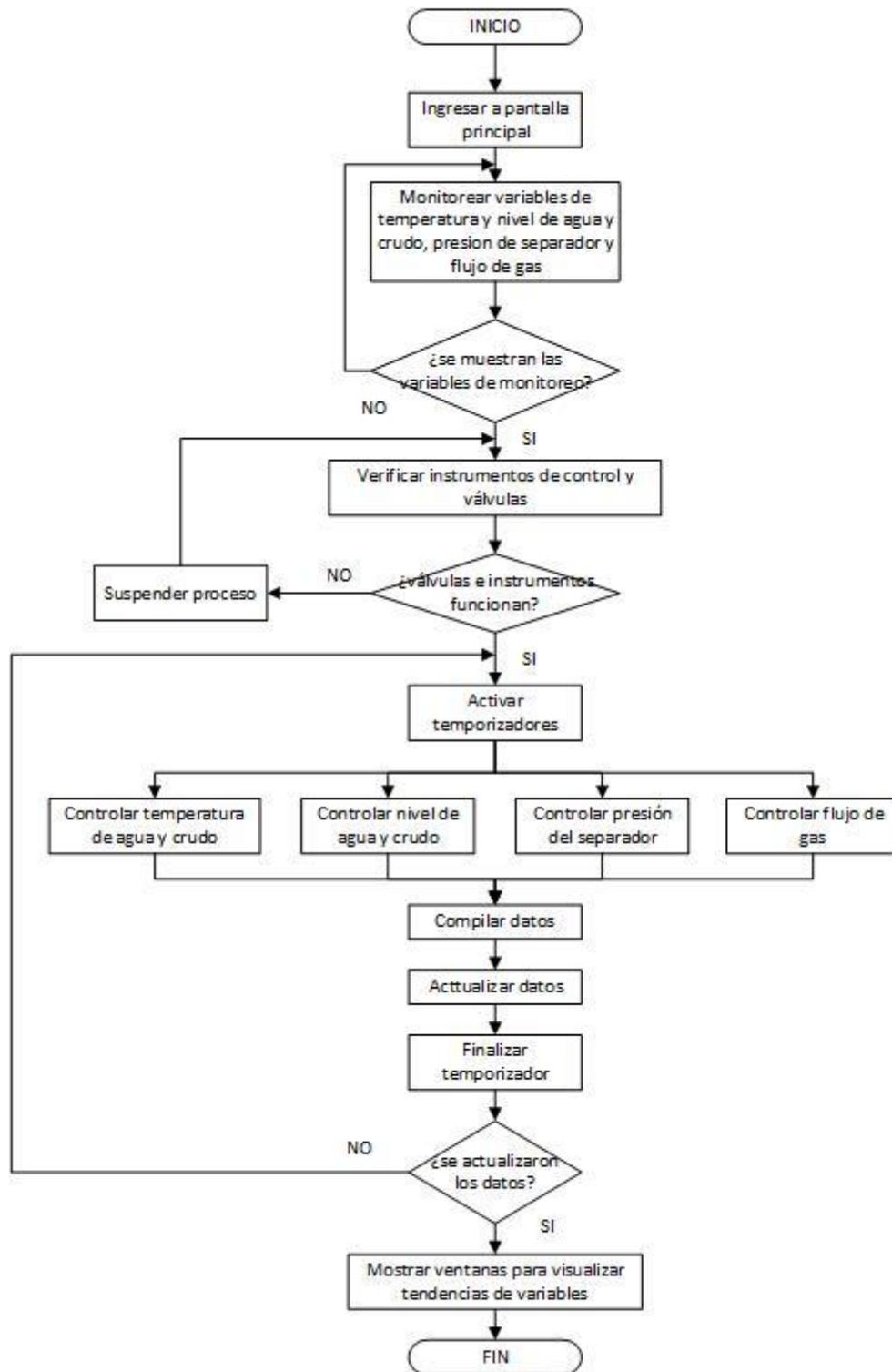


Figura 3.11 Diagrama general de proceso.

Como se muestra en la figura 3.11 y se describió anteriormente el algoritmo general de control posee sistemas de control para cada variable a controlar.

El algoritmo detalla realizar las tareas a continuación:

- Ingresar al programa principal
- Monitorear variables del sistema
- Mostrar los datos del proceso
- Emitir reporte de señales
- Fin de tarea
- Seleccionar el tipo de control
- Ingresar valores a los controles
- Setear setpoints (de ser necesario)
- Actualizar datos
- Mostrar setpoints
- Fin de tarea
- Verificar las señales de los instrumentos
- Si está bien iniciar el proceso
- Si existe caída de alimentación
- Suspender el proceso
- Fin de tarea

3.3 DESCRIPCIÓN DE LA INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL DE PROCESO

El proceso de separación en el recipiente horizontal se basa principalmente en el tiempo de retención, en donde las tres fases se separan eficientemente, normalmente este varía de 3 minutos a 30 minutos, en función de la composición del fluido y de resultados del laboratorio; al no disponer de esta información el tiempo de permanencia del fluido recomendado para diseño es de 10 minutos.

Cuando existen emulsiones o no existen fases definidas se presentan problemas como arrastre de crudo en la corriente de agua o agua en la corriente de crudo, arrastre de crudo en la fase gaseosa. Otro problema es la espuma que hace que se arrastre una fase al interior de otra y baja considerablemente la eficiencia del separador. Todo lo enunciado anteriormente se requiere evaluar adecuadamente a fin de obtener un buen rendimiento del separador.

Las variables a controlar en el Separador son:

- **Presión de gas,**
- **Nivel de líquido,**
- **Nivel de interface.**

Se monitorea adicionalmente las siguientes variables:

- **Temperatura en el Separador,**
- **Flujo de líquido separado,**
- **Flujo de gas separado.**

Las elevaciones indicadas tienen como referencia la pared interna del fondo del Separador.

El fluido trifásico ingresa por la tubería de 10" hacia el separador; en el ingreso al separador se dispone de 2 válvulas de seguridad SDV (válvula de cierre) falla a cierre, una como protección al ingreso del separador 10"AA1-2R y otra 8"AA1-2R que habilita la línea de Bypass, luego del ingreso al recipiente choca con el deflector para llevar a cabo una separación rápida por el cambio de inercia, el gas se eleva y el líquido decanta. La fase líquida tiene un tiempo de residencia a través del recipiente para la separación por gravedad de la fase liviana o crudo y de la fase pesada o agua que queda en el fondo del recipiente.

En el Anexo No 1 se muestra el vertedero que mantiene el nivel de crudo, la válvula de control de nivel se acciona cuando llega al nivel apropiado y envía la señal neumática a la válvula para que se abra y cuando baja el nivel, la válvula controladora de nivel se cierra, de igual forma se opera el nivel de agua. La fase gaseosa fluye en dirección del extractor de niebla, cuya función es retener las partículas de líquido, el gas pasa a través de una válvula controladora de presión que se abre y permite la salida del gas.

Los valores de las alarmas se indican en el P&ID y pueden ser confirmados en campo.

3.3.1 INSTRUMENTOS DE NIVEL DE LÍQUIDO

Lazos de control de nivel de líquido

Transmisores + Controlador + Válvulas de Control

Se dispone de dos transmisores de nivel tipo flotador montados en una bota, uno para la medición de interfaz (crudo – agua) LT-196A y otro para medición de nivel de crudo LT-196B.

Los transmisores de nivel son los elementos primarios en el lazo de control, que entregan señales de 4-20mA al PLC-V196 el cual realiza una función lógica que permite controlar el nivel del recipiente STP-V-196 por medio de un control Proporcional, Integral y Derivativo (PID), ajustado a un setpoint de operación de 1.4 ft (LT-196A) y 3 ft (LT-196B).

Las válvulas de control de nivel LCV-196B y LCV-196C (válvulas de retención) reciben del PLC-V196 señales de 4-20mA que permiten el control PID de apertura y cierre de las válvulas.

Transmisores indicadores de nivel

El nivel de líquido de interface se mide por medio del transmisor LT-196A, el mismo que genera una señal de alarma de nivel alto ajustada a 1.4 pies, para ser monitoreada y registrada en el HMI permitiendo alertar al operador de un nivel alto de interfaz.

Además se puede visualizar localmente el nivel de interface con las mirillas LG-196A y LG-196B.

El nivel de líquido de crudo se mide por medio del transmisor LT-196B, el cual genera una señal de alarma de nivel alto ajustada a 3 pies, para ser monitoreada y registrada en el HMI permitiendo alertar al operador de un nivel alto de crudo.

De igual manera se puede visualizar localmente con la mirilla LG-196C.

3.3.2 INSTRUMENTOS DE PRESIÓN

Lazos de control de presión

Transmisor + Controlador + Válvula de Control

Se dispone de un transmisor de presión PIT-196 como elemento primario de control, que entrega una señal de 4-20mA al PLC-V196. El PLC-V196 realiza una función lógica que permite controlar la presión del recipiente STP-V-196 por medio de un control Proporcional, Integral y Derivativo (PID), ajustado a un set point de operación de 35 PSIG. La válvula de control de presión PCV-196A recibe del PLC-V196 una señal de 4-20mA que permite el control PID de apertura y cierre de la válvula en la línea de gas a la salida del separador.

Transmisor indicador de presión

La presión del separador se mide por medio del transmisor PIT-196, el cual generará las siguientes señales de alarma:

- **Alarma de alta presión ajustada a 80 PSIG**
- **Alarma de baja presión ajustada a 20 PSIG**

Las mismas que se monitorean y registran en el HMI permitiendo alertar al operador de un nivel alto y bajo de crudo.

Además se puede visualizar localmente la presión con el manómetro PI-196

3.3.3 TRANSMISORES INDICADORES DE FLUJO

Línea de Gas

Sobre la tubería de salida de gas se dispone de un elemento primario de flujo (placa orificio) FE196, asociado a un transmisor diferencial de presión PDT-196, que en conjunto con un transmisor de temperatura TIT-196B se comunican con señal analógica (4-20mA) al PLC-V196 para realizar el cálculo correspondiente de la compensación del flujo de gas, el mismo que será visualizado y registrado en el HMI.

Línea de Crudo

Se dispone de un transmisor de flujo tipo turbina 4" para medición de flujo de crudo FIT-196B con un rango de 4440-444000 BOPD, valor que es indicado en el HMI.

En la Figura 3.12 se muestra un transmisor de flujo del cual se toman los datos mencionados.



Figura 3.12 Transmisor de flujo

Fuente: (Schlumberger, 2015)

Línea de Agua

Se dispone de un transmisor de flujo tipo turbina 3" para medición de flujo de agua FIT-196C con un rango de 2400-20000 BOPD, valor que es indicado en el HMI.

3.3.4 TRANSMISORES INDICADORES DE TEMPERATURA

El separador cuenta con monitoreo de temperatura por medio del termómetro TI-196A de indicación local y el transmisor de temperatura TIT-196A de indicación remota sobre el HMI.

Además de un indicador de temperatura local TI-196B sobre la tubería de gas, como complemento al sistema de medición de flujo de gas.

3.3.5 INSTRUMENTOS PARA EVENTOS DE SEGURIDAD

Alta presión

Se cuenta con un sistema conformado por una válvula de alivio PSV-196 (válvula de seguridad) como protección de sobre presiones en el recipiente, ajustado a 140 PSIG y un disco de ruptura PSE-196 como activación secundaria de alivio ajustado a 150 PSIG

Alto nivel

Se dispone de un interruptor de alto nivel LSHH-196 (6 pies) que alertarán al operador, el mismo que analizará y ejecutará finalmente la activación de la válvula de

shutdown SDV-196A para evitar un derrame, activando a la válvula de shutdown SDV-196B que habilita la línea de Bypass.

Además se dispone de un interruptor de bajo nivel LSSL-196 (8 pulgadas) que indicara al operador un nivel bajo de líquido en el separador.

3.3.6 SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO

El ingreso de fluido es constante y con diferente caudal durante todo el proceso y de este depende las cantidades de crudo, agua y gas

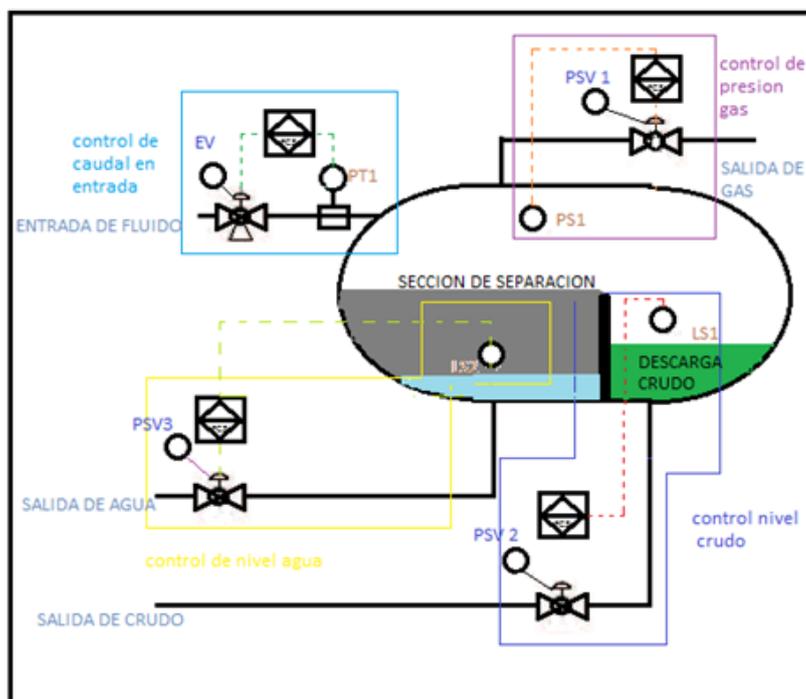


Figura 3.13 Lazos de control de proceso

En la Figura 3.13 se muestran los lazos de control del sistema de separación dentro del cual tanto el control de flujo como el de nivel, presión y temperatura las realiza el PLC conjuntamente con los instrumentos de alivio y seguridad.

El PLC entra en operación cuando el valor de caudal inicial a la entrada, proporcionado por el transmisor de flujo, supera el valor nominal; emite una señal para que la electroválvula cierre proporcionalmente y bypasee el flujo por la línea de recirculación.

3.3.7 SISTEMA DE CONTROL PID PARA EL NIVEL

Para control de Nivel de Agua del separador cuenta con un sensor de nivel de interfaz (microonda) que permitirá conocer tanto el nivel análogo de crudo (LT01B) como El nivel análogo de agua (LT-01A).

La señal del sensor LT-01A será la entrada del bloque PID del controlador y comparará este valor con el deseado, especificado en el set point (SP) desde el HMI y en base a su diferencia actuará sobre la válvula de salida de agua LCV-01.

Las salidas de los dos valores de medición son transmitidas a continuación bien por HART hacia acondicionadores de señal ubicados en el cuarto de control.

Para el control de Nivel de Crudo es muy similar al del nivel de agua. La entrada al lazo PID será la proporcionada por un sensor de nivel Vegamet 625, como el de la Figura 3.14 de microonda guiada (LT-02),



Figura 3.14 Receptor de señales VEGAMET 625

Este valor será comparado con el set point ingresado desde el HMI y actuará sobre la válvula LCV-02 procurando alcanzar y mantener el nivel deseado.

3.3.8 CONTROL PID PARA PRESIÓN

Para el control y transmisión de la presión interna del separador se dispone de transmisores de presión y reguladores los cuales ejecutan el control de la siguiente manera:

Los transmisores serán electrónicos e “inteligentes” (Smart) tipo diafragma capacitivo o “Strain-gauge.”, (excepto cuando las condiciones de proceso requieran un material especial) y cuerpo en acero al carbono plateado. La señal de salida será de 4 a 20 mA, con pantalla LCD (pantalla líquida para indicación local), el cero y el rango del span serán ajustables.

Tanto el transmisor como el indicador tendrán encerramiento a prueba de explosión. Tendrá un manifold con válvulas de bloqueo y purga, soportes de montaje y conexión al proceso en ½ “ FNPT

La conexión eléctrica será de ½” FNPT.

El transmisor estará diseñado para soportar una sobre presión de 1.5 veces su rango de trabajo al igual que el vacío absoluto, sin requerir recalibración.

La precisión será al menos de +/- 0.1% del rango. El transmisor podrá aceptar variaciones en el voltaje de suministro entre 18 y 28 Vdc, tendrá protección contra transientes (picos de voltaje), descargas eléctricas de tipo atmosférico e interferencias de radiofrecuencia RF.

El rango del transmisor será seleccionado tal que la presión normal de operación se encuentre entre un 40% y un 75% del rango, y que la presión máxima no exceda el tope del rango.

La presión se podrá leer desde el bypass de las válvulas de control, en los lazos de control que sea necesario dependiendo del P&ID.

La presión del recipiente se controlará con una válvula de control en la línea de gas a la salida del separador tipo back pressure (contra presión) y el set de presión establecido en campo determinará la velocidad de salida de los líquidos crudo y agua.

Todas las válvulas de control dispondrán de posicionadores electrónicos recomendados por los fabricantes de las válvulas de marca siemens.

Para el monitoreo de presión y temperatura se usarán transmisores de marca Honeywell con indicador tipo display, señal 4-20mA HART y para el caso de transmisores de presión se integrarán válvula de dos vías para calibración y mantenimiento.

3.3.9 CONTROL PID PARA TEMPERATURA

Para el control y transmisión de la temperatura del separador se dispone de transmisores de temperatura e indicadores los cuales ejecutan el control de la siguiente manera:

Los transmisores de temperatura se usarán para todas las señales de temperatura utilizadas para control o seguridad en interlocks de proceso.

Los transmisores tendrán un sistema de cableado a dos (2) hilos y alimentación en 24 Vdc.

Los transmisores serán montados en tubería de 2" ó directamente en la línea de producción donde sea posible e incluirán todos los accesorios para su montaje. Además, los transmisores estarán equipados con compensación por temperatura ambiente.

Los transmisores serán electrónicos "inteligentes", con transmisión 4-20 mA y protocolo HART e indicación local con pantalla LCD (pantalla líquida para indicación local), se podrá leer desde el bypass de las válvulas de control, en los lazos de control que sea necesario dependiendo del P&ID, si el indicador no se puede leer desde el bypass de las válvulas de control se instalará un indicador remoto cerca de dicho bypass.

La precisión será al menos de +/- 0.075% del rango. El transmisor aceptará variaciones en el voltaje de suministro entre 18 y 28 Vdc, tendrá protección contra transientes, descargas eléctricas de tipo atmosférico e interferencias de radiofrecuencia.

3.4 DESARROLLO DEL HMI PARA VISUALIZACIÓN DEL PROCESO.

El HMI es la interface que permite que el proceso sea visualizado y controlado gracias a la interacción entre el operador y el proceso, gracias a la implementación de esta interface se monitorea las variables y alarmas de ser necesario.



Figura 3.15 Esquema de interfaz humano máquina

Como muestra la Figura 3.15 el diagrama de flujo permite conocer los elementos fundamentales con la que constará el HMI de la siguiente manera:

La interfaz gráfica se visualizará y se programará en el panel view tipo Touch-Scren local en el tablero y será amigable e interactiva para los operadores, se podrá monitorear parámetros importantes tales como: presión, temperatura, flujo, niveles de agua y crudo, alarmas en límites críticos, sintonizar los lazos PID, establecer nuevos valores deseados de niveles o presiones y permitir a los operadores manejar directamente las válvulas del sistema en caso de ser necesario.

Adicional deberá poder registrar en históricos las señales análogas con los que se podrá analizar el comportamiento de presiones, niveles, flujos, entre otras durante los intervalos de tiempo especificados por el operador.

El interfaz humano-maquina o HMI en un panel view será creado utilizando el software propio de Honeywell los cuales permitirán incluir imágenes creadas de alta

calidad muy similares a los equipos reales, así los operadores tendrán una rápida familiaridad con la interfaz.

3.5 PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO DEL HMI COMO INTERFACE DE VISUALIZACIÓN DEL PROCESO.

Como se describió anteriormente la ventana inicial del HMI inicia con una pantalla de inicio cuando se energiza el touch panel, esta pantalla que se muestra en la Figura 3.16 se presenta por unos segundos para dar luego paso a la pantalla principal.



Figura 3.16 Pantalla de inicio del HMI

Posteriormente se muestra la pantalla principal del programa hecho para el Separador Trifásico, aquí están los botones de acceso para las distintas pantallas en total 16 botones Figura 3.17.



Figura 3.17 Pantalla principal del HMI

Presionando en la pantalla principal Control de Separador Trifásico el botón MONITOREO se accede a la pantalla donde se va a monitorear todas las variables análogas que tiene el Separador Trifásico como son temperatura de agua y de crudo, nivel de agua, crudo y agua + crudo, presión del separador y flujo de gas del separador.

En esta pantalla de la Figura 3.18, también hay dos botones para el acceso a la pantalla de cada válvula a controlar LCV-01 Y LCV-02.

Presionando en la pantalla del touch panel el botón de la válvula LCV-01 se accede a la pantalla de la tendencia de la curva del nivel de agua en el Separador Trifásico y a su vez se puede visualizar el comportamiento de la salida de la válvula.

Presionando en la pantalla del touch panel el botón de la válvula LCV-02 se accede a la pantalla de la tendencia de la curva del nivel de crudo en el Separador Trifásico y a su vez se puede visualizar el comportamiento de la salida de la válvula.

En esta pantalla así como en el resto de pantallas que se han creado para ver el proceso del Separador Trifásico tiene 5 botones los cuales al presionarlos en el touch panel se direccionan a otras pantallas.



Figura 3.18 Ventana de visualización del proceso y control de variables

3.6 PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO MANUAL

La operación del separador la puede realizar el operador manualmente, accionando el cierre y apertura de las válvulas de control de modo que controle la entrada o salida de fluidos hacia y desde el recipiente respectivamente.

Para acceder al modo manual de operación en el HMI es necesario solamente presionar el botón F1 seguido del botón FORWARD al costado izquierdo de la pantalla.

3.7 PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO AUTOMÁTICO

El modo automático de operación es con el que el separador trabaja casi en todo momento, con excepción del mantenimiento del mismo en donde se utilizará el modo manual, para acceder a el modo de operación automática se debe presionar el botón F2 en la pantalla del HMI seguido del botón FORWARD.

Con este modo de operación el separador adquiere los valores constitutivos del PID los mismos que se configuraron previamente para este modo de operación, siendo estos los que se muestran en la tabla 3.2

Tabla 3.2

Valores de los parámetros para las variables de control.

VARIABLE	PARAMETRO	VALOR
PRESIÓN DE GAS %	SETPOINT	14
	MINIMO	8
	MÁXIMO	40
PRESIÓN DE AGUA %	SETPOINT	15
	MINIMO	5
	MÁXIMO	20
NIVEL DE CRUDO %	SETPOINT	50
	MINIMO	26
	MÁXIMO	80
TEMPERATURA °F	MINIMO	20
	MÁXIMO	200

Realizado por: Arroba D.

3.8 ANÁLISIS ECONOMICO DEL PROYECTO

Tabla 3.3

Materiales e instrumentos del proyecto

ITEM	MATERIALES MECÁNICOS	UNID.	CANTID.	P. UNIT.	P. TOTAL
1	10" Pipe Std Wt, A 106 Gr. B seamless, bevel ends (BE)	M	918	\$ 119, 56	\$ 109.756,08
2	12" Pipe Std Wt, A 106 Gr. B seamless, bevel ends (BE)	M	130	\$ 207, 40	\$ 26.962,00
3	2" Pipe SCH 80, A 106 Gr. B seamless, bevel ends (BE)	M	215	\$ 17, 08	\$ 3.672,20
4	3" Pipe Std Wt, A 106 Gr. B seamless, bevel ends (BE)	M	27	\$ 23, 18	\$ 625,86
5	4" Pipe Std Wt, A 106 Gr. B seamless, bevel ends (BE)	M	582	\$ 34, 16	\$ 19.881,12
6	6" Pipe Std Wt, A 106 Gr. B seamless, bevel ends (BE)	M	147	\$ 54, 90	\$ 8.070,30
7	8" Pipe Std Wt, A 106 Gr. B seamless, bevel ends (BE)	M	5	\$ 67, 10	\$ 335,50
8	10" ELL 90, ASME B16.9. A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	51	\$ 146, 40	\$ 7.466,40
9	12" ELL 90, ASME B16.9. A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	3	\$ 414, 80	\$ 1.244,40
10	2" ELL 90, ASME B16.9. A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	32	\$ 10, 12	\$ 323,84
11	3" ELL 90, ASME B16.9. A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	18	\$ 8, 54	\$ 153,72
12	4" ELL 90, ASME B16.9. A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	76	\$ 13, 42	\$ 1.019,92
13	6" ELL 90, ASME B16.9. A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	10	\$ 23, 18	\$ 231,80
14	8" ELL 90, ASME B16.9. A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	3	\$ 61, 00	\$ 183,00
15	12" ELL 45, ASME B16.9. A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	4	\$ 207, 40	\$ 829,60
16	6" ELL 45, ASME B16.9. A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	5	\$ 11, 59	\$ 57,95
17	10" TEE ASME B16.9. A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	6	\$ 555, 10	\$ 3.330,60
18	12" TEE ASME B16.9. A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	3	\$ 731, 15	\$ 2.193,45
19	2" TEE ASME B16.9. A 234 grade WPB, butt weld schedule 80	U	7	\$ 21, 74	\$ 152,18
20	3" TEE ASME B16.9. A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	3	\$ 8, 54	\$ 25,62

CONTINÚA 

21	4" TEE ASME B16.9. A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	6	\$ 52,12	\$ 312,72
22	6" TEE ASME B16.9. A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	4	\$ 185,44	\$ 741,76
23	10" x6" TEE REDUCING ASME B16.9. A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	2	\$ 781,48	\$ 1.562,96
24	10" x8" TEE REDUCING ASME B16.9. A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	3	\$ 781,49	\$ 2.344,44
25	4" x2" TEE REDUCING ASME B16.9. A 234 grade WPB, butt weld schedule 80	U	4	\$ 169,78	\$ 679,12
26	4" x3" TEE REDUCING ASME B16.9. A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	3	\$ 121,27	\$ 363,81
27	6" x4" TEE REDUCING ASME B16.9. A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	3	\$ 390,40	\$ 1.171,20
28	2"x1" REDUCER CONC ASME B16.9. A 234 grade WPB, butt weld schedule 80	U	4	\$ 21,74	\$ 86,96
29	3" x1 1/2" REDUCER CONC ASME B16.9. A 234 grade WPB, butt weld schedule 80	U	3	\$ 51,72	\$ 155,16
30	10" x4" REDUCER CONC ASME B16.9. A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	4	\$ 12,58	\$ 50,32
31	10" x8" REDUCER CONC ASME B16.9. A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	3	\$ 275,52	\$ 826,56
32	12" x10" REDUCER CONC ASME B16.9. A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	2	\$ 386,09	\$ 772,18
33	4" x2" REDUCER CONC ASME B16.9. A 234 grade WPB, butt weld schedule 80	U	5	\$ 78,26	\$ 391,30
34	4" x2" REDUCER CONC ASME B16.9. A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	2	\$ 78,26	\$ 156,52
35	4" x3" REDUCER CONC ASME B16.9. A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	9	\$ 78,26	\$ 704,34
36	8" x6" REDUCER CONC ASME B16.9. A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	2	\$ 167,38	\$ 334,34
37	12" x6" REDUCER ECC ASME B16.9. A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	3	\$ 108,15	\$ 324,45
38	3" x1" REDUCER ECC ASME B16.9. A 234 grade WPB, butt weld schedule 80	U	3	\$ 51,72	\$ 155,16
39	4" x3" REDUCER ECC ASME B16.9. A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	3	\$ 78,26	\$ 234,78
40	6" x3" REDUCER ECC ASME B16.9. A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	2	\$ 151,67	\$ 303,34
41	6" x4" REDUCER ECC ASME B16.9. A 234 grade WPB, butt weld schedule 40	U	6	\$ 151,67	\$ 910,02

CONTINÚA 

42	1 1/2" Flange Weld neck (WN) bored to suit pipe , ANSI CL 150, ASME B16.5. A 105, Raised face (Rf), with maximum roughness of 125 to 250 micro Inches average arithmetic roughness height.	U	3	\$ 20,44	\$ 61,32
43	1" Flange Weld neck (WN) bored to suit pipe , ANSI CL 150, ASME B16.5. A 105, Raised face (Rf), with maximum roughness of 125 to 250 micro Inches average arithmetic roughness height.	U	6	\$ 11,44	\$ 68,64
44	10" Flange Weld neck (WN) bored to suit pipe , ANSI CL 150, ASME B16.5. A 105, Raised face (Rf), with maximum roughness of 125 to 250 micro Inches average arithmetic roughness height.	U	30	\$ 109,80	\$ 3.294,00
45	12" Flange Weld neck (WN) bored to suit pipe , ANSI CL 150, ASME B16.5. A 105, Raised face (Rf), with maximum roughness of 125 to 250 micro Inches average arithmetic roughness height.	U	16	\$ 231,80	\$ 3.708,80
46	2" Flange Weld neck (WN) bored to suit pipe , ANSI CL 150, ASME B16.5. A 105, Raised face (Rf), with maximum roughness of 125 to 250 micro Inches average arithmetic roughness height.	U	24	\$ 8,54	\$ 204,96
47	3" Flange Weld neck (WN) bored to suit pipe , ANSI CL 150, ASME B16.5. A 105, Raised face (Rf), with maximum roughness of 125 to 250 micro Inches average arithmetic roughness height.	U	20	\$ 13,42	\$ 268,40
48	4" Flange Weld neck (WN) bored to suit pipe , ANSI CL 150, ASME B16.5. A 105, Raised face (Rf), with maximum roughness of 125 to 250 micro Inches average arithmetic roughness height.	U	52	\$ 42,70	\$ 2.220,40
49	6" Flange Weld neck (WN) bored to suit pipe , ANSI CL 150, ASME B16.5. A 105, Raised face (Rf), with maximum roughness of 125 to 250 micro Inches average arithmetic roughness height.	U	35	\$ 43,92	\$ 1.537,20
50	8" Flange Weld neck (WN) bored to suit pipe , ANSI CL 150, ASME B16.5. A 105, Raised face (Rf), with maximum roughness of 125 to 250 micro Inches average arithmetic roughness height.	U	6	\$ 85,40	\$ 512,40

CONTINÚA 

51	10" Flange Weld neck (WN) bored to suit pipe , ANSI CL 150, ASME B16.5. A 105, Raised face (Rf), with maximum roughness of 125 to 250 micro Inches average arithmetic roughness height.	U	2	\$ 109,80	\$ 219,60
52	12" Flange Weld neck (WN) bored to suit pipe , ANSI CL 150, ASME B16.5. A 105, Raised face (Rf), with maximum roughness of 125 to 250 micro Inches average arithmetic roughness height.	U	4	\$ 231,80	\$ 927,20
53	2" Flange Weld neck (WN) bored to suit pipe , ANSI CL 150, ASME B16.5. A 105, Raised face (Rf), with maximum roughness of 125 to 250 micro Inches average arithmetic roughness height.	U	2	\$ 8,54	\$ 17,08
54	3" Flange Weld neck (WN) bored to suit pipe , ANSI CL 150, ASME B16.5. A 105, Raised face (Rf), with maximum roughness of 125 to 250 micro Inches average arithmetic roughness height.	U	2	\$ 13,42	\$ 26,84
55	4" Flange Weld neck (WN) bored to suit pipe , ANSI CL 150, ASME B16.5. A 105, Raised face (Rf), with maximum roughness of 125 to 250 micro Inches average arithmetic roughness height.	U	3	\$ 42,70	\$ 128,10
56	6" Flange Weld neck (WN) bored to suit pipe , ANSI CL 150, ASME B16.5. A 105, Raised face (Rf), with maximum roughness of 125 to 250 micro Inches average arithmetic roughness height.	U	3	\$ 43,92	\$ 131,76
57	1/2"x2 3/4" Stud bolts A 193 B7 threaded full length Nuts A 194 2H. Electrocadmium plated	U	9	\$ 2,17	\$ 19,53
58	1/2"x2 1/2" Stud bolts A 193 B7 threaded full length Nuts A 194 2H. Electrocadmium plated	U	22	\$ 2,17	\$ 47,74
59	3/4"x3 3/4" Stud bolts A 193 B7 threaded full length Nuts A 194 2H. Electrocadmium plated	U	264	\$ 3,55	\$ 937,20

CONTINÚA 

60	3/4"x4" Stud bolts A 193 B7 threaded full length Nuts A 194 2H. Electrocadmium plated	U	53	\$ 3,55	\$ 188,15
61	5/8"x3" Stud bolts A 193 B7 threaded full length Nuts A 194 2H. Electrocadmium plated	U	110	\$ 2,17	\$ 238,70
62	5/8"x3 1/2" Stud bolts A 193 B7 threaded full length Nuts A 194 2H. Electrocadmium plated	U	564	\$ 2,17	\$ 1.223,88
63	7/8"x4 1/2" Stud bolts A 193 B7 threaded full length Nuts A 194 2H. Electrocadmium plated	U	687	\$ 546,56	\$ 375.486,72
64	1 1/2" Gasket ANSI CL 150, Raised face Spiral wound, non-asbestos graphite filled, with 1/8" Thk solid mild stl centering guide, ANSI B16.5 & API 601 remarks flextallic flexcarb CG. Or apped eq	U	3	\$ 4,23	\$ 12,69
65	1" Gasket ANSI CL 150, Raised face Spiral wound, non-asbestos graphite filled, with 1/8" Thk solid mild stl centering guide, ANSI B16.5 & API 601 remarks flextallic flexcarb CG. Or apped eq	U	6	\$ 3,85	\$ 23,10
66	10" Gasket ANSI CL 150, Raised face Spiral wound, non-asbestos graphite filled, with 1/8" Thk solid mild stl centering guide, ANSI B16.5 & API 601 remarks flextallic flexcarb CG. Or apped eq	U	43	\$ 14,55	\$ 625,65
67	12" Gasket ANSI CL 150, Raised face Spiral wound, non-asbestos graphite filled, with 1/8" Thk solid mild stl centering guide, ANSI B16.5 & API 601 remarks flextallic flexcarb CG. Or apped eq	U	17	\$ 19,52	\$ 331,84
68	2" Gasket ANSI CL 150, Raised face Spiral wound, non-asbestos graphite filled, with 1/8" Thk solid mild stl centering guide, ANSI B16.5 & API 601 remarks flextallic flexcarb CG. Or apped eq	U	25	\$ 5,55	\$ 138,75

CONTINÚA 

69	3" Gasket ANSI CL 150, Raised face Spiral wound, non-asbestos graphite filled, with 1/8" Thk solid mild stl centering guide, ANSI B16.5 & API 601 remarks flextallic flexcarb CG. Or apped eq	U	21	\$ 5,55	\$ 116,55
70	4" Gasket ANSI CL 150, Raised face Spiral wound, non-asbestos graphite filled, with 1/8" Thk solid mild stl centering guide, ANSI B16.5 & API 601 remarks flextallic flexcarb CG. Or apped eq	U	57	\$ 9,60	\$ 547,20
71	6" Gasket ANSI CL 150, Raised face Spiral wound, non-asbestos graphite filled, with 1/8" Thk solid mild stl centering guide, ANSI B16.5 & API 601 remarks flextallic flexcarb CG. Or apped eq	U	36	\$ 10,41	\$ 374,76
72	8" Gasket ANSI CL 150, Raised face Spiral wound, non-asbestos graphite filled, with 1/8" Thk solid mild stl centering guide, ANSI B16.5 & API 601 remarks flextallic flexcarb CG. Or apped eq	U	6	\$ 13,42	\$ 80,52
73	THREDOLET, 3000# FS. ASTM A.105	U	3	\$ 12,58	\$ 37,74
74	12" X3/4" THREDOLET. 3000# FS. ASTM A.105	U	14	\$ 12,58	\$ 176,12
75	4" X3/4" THREDOLET. 3000# FS. ASTM A.105	U	11	\$ 12,58	\$ 138,38
76	6" X3/4" THREDOLET. 3000# FS. ASTM A.105	U	27	\$ 12,58	\$ 339,66
77	10" X3" THREDOLET. 3000# FS. ASTM A.105	U	2	\$ 144,48	\$ 288,96
78	10" X4" THREDOLET. 3000# FS. ASTM A.105	U	3	\$ 144,48	\$ 433,44
79	12" X4" THREDOLET. 3000# FS. ASTM A.105	U	2	\$ 108,15	\$ 216,30
80	12" X6" THREDOLET. 3000# FS. ASTM A.105	U	5	\$ 108,15	\$ 540,75
81	12" BUND, SPECTACLE, 150LB. ASTM A.105	U	2	\$ 231,80	\$ 463,60

CONTINÚA 

82	10" Ball valve, 150# RF. Regular port, Carbon Steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, 316SS ball and stem, floating ball, fire tested, lever operated.	U	4	\$ 12.427,33	\$ 49.709,32
83	12" Ball valve, 150# RF. Regular port, Carbon Steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, 316SS ball and stem, floating ball, fire tested, lever operated.	U	2	\$ 16.173,96	\$ 32.347,92
84	2" Ball valve, 150# RF. Regular port, Carbon Steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, 316SS ball and stem, floating ball, fire tested, lever operated.	U	10	\$ 287,95	\$ 2.879,50
85	3" Ball valve, 150# RF. Regular port, Carbon Steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, 316SS ball and stem, floating ball, fire tested, lever operated.	U	3	\$ 470,76	\$ 1.412,28
86	4" Ball valve, 150# RF. Regular port, Carbon Steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, 316SS ball and stem, floating ball, fire tested, lever operated.	U	12	\$ 695,62	\$ 8.347,44
87	6" Ball valve, 150# RF. Regular port, Carbon Steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, 316SS ball and stem, trunnion mounted, fire tested, gear operated.	U	4	\$ 4.772,27	\$ 19.089,08
88	2" Ball valve, 150# RTJ. Regular port, Carbon Steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, 316SS ball and stem, trunnion mounted, fire tested, gear operated.	U	1	\$ 2.658,77	\$ 2.658,77
89	1" Ball valve, Class 800, threaded ends, 316SS ball and stem, PTFE/FPM, floating ball, regular port, lever operated.	U	5	\$ 80,89	\$ 404,45
90	3/4" Ball valve, Class 800, threaded ends, 316SS ball and stem, PTFE/FPM, floating ball, full port, lever operated.	U	8	\$ 54,89	\$ 439,12

CONTINÚA



91	10" Check valve, 150# RF, carbon steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, bolted with 1/2" NPT ta`, full opening through conduit swing check, resilient and removable seat.	U	3	\$ 1.778,00	\$ 5.334,00
92	3" Check valve, 150# RF, carbon steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, bolted with 1/2" NPT ta`, full opening through conduit swing check, resilient and removable seat.	U	1	\$ 627,82	\$ 627,82
93	4" Check valve, 150# RF, carbon steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, bolted with 1/2" NPT ta`, full opening through conduit swing check, resilient and removable seat.	U	2	\$ 1.004,97	\$ 2.009,94
94	2" Globe valve, 150# RF, Regular port, Carbon Steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, renewable seat, OS&Y, handwheel operated.	U	5	\$ 574,12	\$ 2.870,60
95	3" Globe valve, 150# RF, Regular port, Carbon Steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, renewable seat, OS&Y, handwheel operated.	U	1	\$ 585,96	\$ 585,96
96	4" Globe valve, 150# RF, Regular port, Carbon Steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, renewable seat, OS&Y, handwheel operated.	U	5	\$ 597,80	\$ 2.989,00
97	8" Globe valve, 150# RF, Regular port, Carbon Steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, renewable seat, OS&Y, handwheel operated.	U	1	\$ 1.464,00	\$ 1.464,00
98	2" Globe valve, 150# RF, Regular port, Carbon Steel body, A216 Gr WCB, flanged ends, renewable seat, OS&Y, handwheel operated.	U	1	\$ 2.658,77	\$ 2.658,77
99	1/2" Needle valve, Class 6000#CWP, 316SS bar stock, soft seal, male by female NPT, Specify extended body (L) for installation In check valve bonnets.	U	6	\$ 73,20	\$ 439,20
SUBTOTAL (USD)					\$ 731.719,20

Realizado por: Arroba D.

CAPITULO IV

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Después de haber culminado el proyecto y completado el diseño e implementación del sistema de control para el separador construido por Sertecpet; se menciona a continuación las conclusiones y recomendaciones elaboradas.

4.1 CONCLUSIONES

- El diseño mecánico del separador ha sido revisado, aceptado y construido en base a normativas y estándares de calidad en cuanto a cálculos y materiales empleados permitiendo al recipiente estar en operación.
- El esfuerzo máximo permisible al que se sometió el diseño bajo las teorías de falla de Von Mises y Tresca satisface el cálculo de espesores y diseño general del recipiente.
- El sistema de control elaborado trabaja con absoluta normalidad en el campo Sacha 198 y controla el proceso de separación de manera eficiente, lo cual permite cumplir la aspiración de este proyecto.
- La selección de instrumentos de medición electrónicos de la misma marca que el PLC (Honeywell) permite obtener mayor facilidad de comunicación y control de las variables de proceso, optimizando los tiempos de elaboración del sistema de control.
- Al dividir el proceso general de control en subprocesos con un sistema de control individual para cada uno, se consiguió facilitar el control del proceso general.
- La inclusión del método de operación manual y automático realza la seguridad de operación del proceso ya que permite tener dos alternativas para el control de variables ya sea de manera continua en el modo

automático; como de manera manual en caso de requerirse con el modo manual.

- El HMI desarrollado en el Panel-View de Honeywell es amigable y satisface las necesidades del técnico operador encargado del monitoreo del proceso, con una interface bastante realista y de fácil manipulación.

4.2 RECOMENDACIONES

- Ya que dentro del campo Sacha 198 existía previamente un separador de 10000 barriles construido por Rio Napo e incluido al sistema de control junto al separador de 20000 barriles elaborado por Sertecpet, se recomienda nivelar el flujo de entrada a fin de que se pueda controlar óptimamente el proceso de ambos separadores con el mismo controlador.
- Se recomienda realizar pruebas al fluido de entrada y salida al separador de manera periódica para tener un histórico de los niveles de acidez del fluido que permitan extender la vida útil del separador y sus instrumentos.
- Se recomienda realizar programación en bloques ya que el PLC Honeywell posee esta herramienta incorporada facilitando la programación de subprocesos.
- Es recomendable elaborar las curvas de visualización de control en simuladores de PC con las variables adecuadas obtenidas por el método del tanteo para poder descartar errores en la visualización dentro del HMI.
- Se recomienda el presente proyecto a los estudiantes, debido a que el conocimiento que se adquiere en el sector petrolero es de gran relevancia.

BIBLIOGRAFÍA

Albert S. Birks, R. E. (1991). *Technical Ultrasonic Testing* (Segunda Edición ed.). Cambridge, Estados Unidos: Culumbus.

APUNTES DE FÍSICA. (s.f.). Recuperado el 19 de 04 de 2015, de fcm.ens.uabc.mx/^fisica/FISICA:II/APUNTES/PROPIEDADES_FLUIDOS.htm

ASME Sección VIII, d. 1. (2013). *esfuerzos combinados en recipientes a presión*. New York: THE AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS.

ASTM. (2001). *STANDARD TEST METHOD FOR LIQUID PENETRANT EXAMINATION*. New Jersey: Board ASTM international.

Awesome Inc. (02 de 03 de 2015). *Instructivo de operación de un separador de fluido y gas*. Obtenido de instructivoseparador.blogspot.com/p/control-del-separadpr.html

Constante, J. E. (01 de 2011). ESTUDIO DE LA EFICIENCIA DE LOS SEPARADORES DE PETRÓLEO DE LAS ESTACIONES DE PRODUCCIÓN SECOYA Y PICHINCHA DEL CAMPO LIBERTADOR. *TESIS DE GRADO*. QUITO, PICHINCHA, ECUADOR.

Dennis Moss, Michael Basic. (2013). *Pressure Vessel Design Manual*. En M. B. Dennis Moss, *Pressure Vessel Design Manual* (pág. 83). Great Britain: Elsevierr.

DOCSETOOLS.COM. (20 de 03 de 2015). *DOCSETOOLS.COM*. Obtenido de docsetools.com/articulos-informativos/article_62141.html

Emagister. (24 de 03 de 2015). *separadores de prueba*. Obtenido de grupos.emagister.com/imagen/es_un_separador_de_prueba_y_medidor_de_gas_se_encuentra_scz_norte/1054-478359

Hatschek, E. (1928). *The viscosity of Liquids*. New York: Van Nostrand.

James M. Gere, B. J. (2009). *Mecánica de Materiales* (Séptima ed.). Monterrey: CENGAGE Learning.

Mecapedia. (s.f.). *Criterio de Von Mises*. Recuperado el 08 de 04 de 2015, de www.mecapedia.uji.es/criterio_de_von_Mises.htm

Mecapedia. (s.f.). *Criterios De Falla de Materiales*. Recuperado el 08 de 04 de 2015, de www.mecapedia.uji.es/criterio_de_Tresca.htm

- MEGSA. (25 de 03 de 2015). *Separación y Recipientes para Procesos Industriales*.
Obtenido de www.megsa.com.mx/separacion.html
- Megyesy, E. F. (2008). *Pressure Vessel Handbook* (Cuarta ed.). Oklahoma City, Oklahoma, EE.UU: PV Publishing, Inc. Recuperado el 05 de 03 de 2015
- Petroamazonas. (2015). *ANÁLISIS PVT POZO SACHA 186*. Quito-Ecuador: Telex.
- Schackelford, J. F. (2008). *Introducción a la ciencia de los materiales para ingenieros* (6 Ed. ed.). New York: Venezia.
- Schlumberger. (04 de 03 de 2015). *Production Facilities*. Obtenido de Schlumberger Oilfield: www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/separator.aspx
- SERTECPET S.A. (25 de 03 de 2015). *Exploración y Producción de Gas y petróleo*.
Obtenido de www.sertecpet.net/business-areas?|=124fe406d44017d96eab37dd65fc14
- SERTECPET S.A. (24 de 03 de 2015). *PLANTA DE FABRICACIÓN DE RECIPIENTES A PRESIÓN Y TANQUES DE ALMACENAMIENTO*. Obtenido de es.slideshare.net/sertecpet/planta-asme-información
- SLIDESHARE. (23 de 03 de 2015). *SLIDESHARE*. Obtenido de es.slideshare.net/Orli10/ensayos-no-destructivos-aplicados-a-la-soldadura
- Wikipedia. (s.f.). Recuperado el 08 de 04 de 2015, de it.wikipedia.org/wiki/Criterio_di_von_Mises
- WordPress. (25 de 02 de 2015). *DEFINICION.DE*. Obtenido de definicion.de/fuerza-de-gravedad/

GLOSARIO

A

ANÁLISIS PVT: informe esencial para determinar las propiedades de los fluidos y los resultados de laboratorio.

ANSI/ISA-RP12.06.01: Práctica recomendada para métodos de cableado para áreas peligrosas.

ASME: American society of mechanical Engineers (Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos).

API RP 550: manual de instalación de instrumentos de refinerías y sistemas de control.

API RP 553: Normas para válvulas de control de refinerías.

B

BOPD: barrels of Oil per Day (barriles de crudo por día.)

D

DERIVATIVO: Mantiene el error al mínimo corrigiéndolo proporcionalmente con la misma velocidad con la que se genera.

H

HART: es un protocolo de comunicación muy común en los sistemas de control, el cual permite comunicar un instrumento de campo sobre un lazo de corriente de 4 – 20 mA. Tanto los datos de configuración y parámetros como las medidas de proceso como, temperatura, caudal, presión o cualquier otra. La información se modula digitalmente sobre el lazo de corriente por lo tanto no hay interferencia entre ellas.

I

IEEE C2: Instituto de ingenieros eléctricos y electrónicos norma para conexiones eléctricas en sitios complejos.

INTEGRAL: El modo integral persigue disminuir y eliminar el error en estado estacionario provocado por el modo proporcional.

P

PLACA DE ORIFICIO: Es un medidor de caudal, que como el nombre lo indica es una placa con un orificio que se interpone en las líneas o tubería con el fin de reducir temporalmente el diámetro de circulación y de esta manera medir el flujo en mencionada línea.

PROPORCIONAL: Etapa de control que persigue aproximar a cero el error en el estado estacionario.

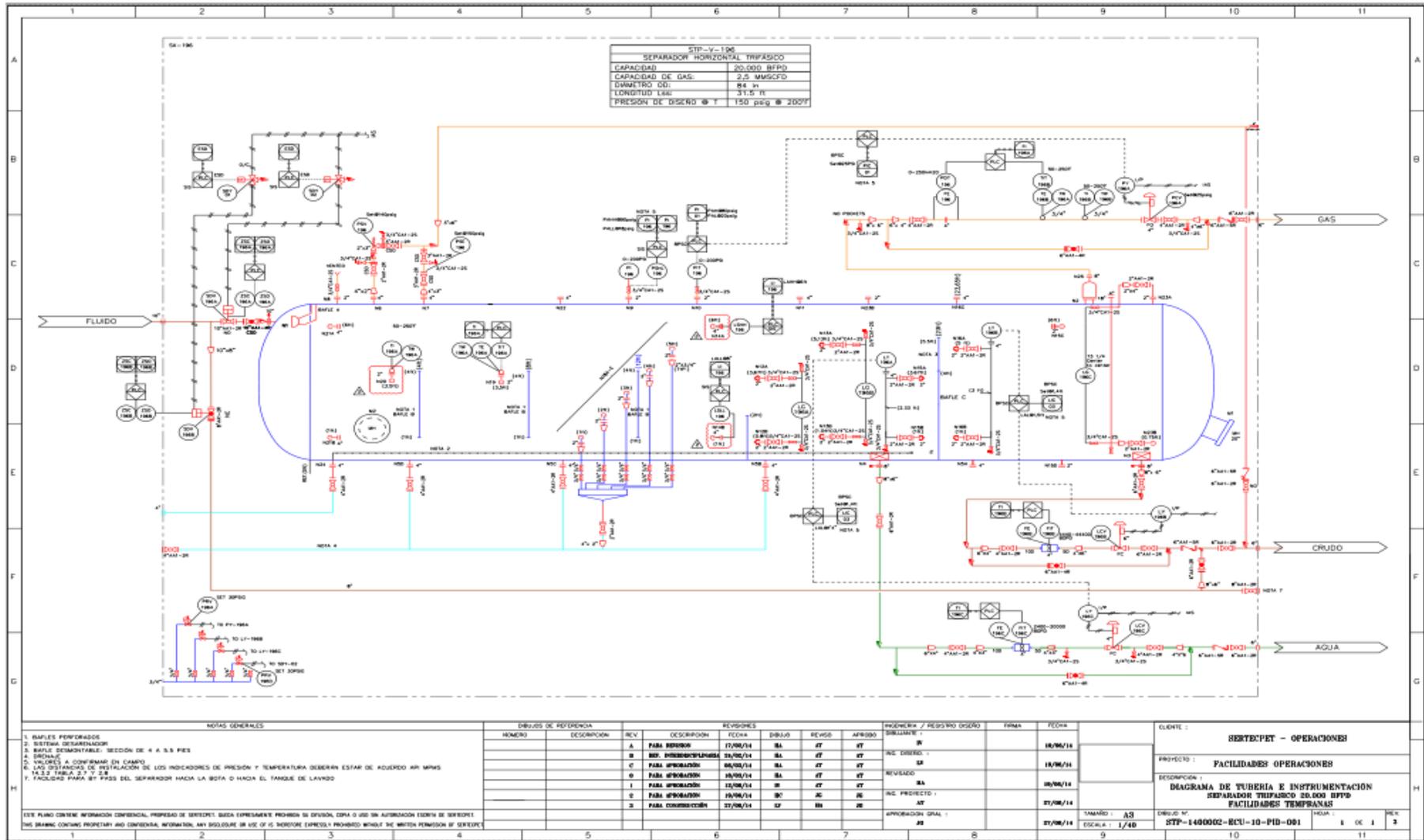
PSIG: La medida en PSIG mide la presión "relativa" o "manométrica", que toma como cero el valor de la presión atmosférica (14,7 PSIA). Es una unidad práctica, porque los manómetros comunes marcan cero cuando están abiertos a la atmósfera.

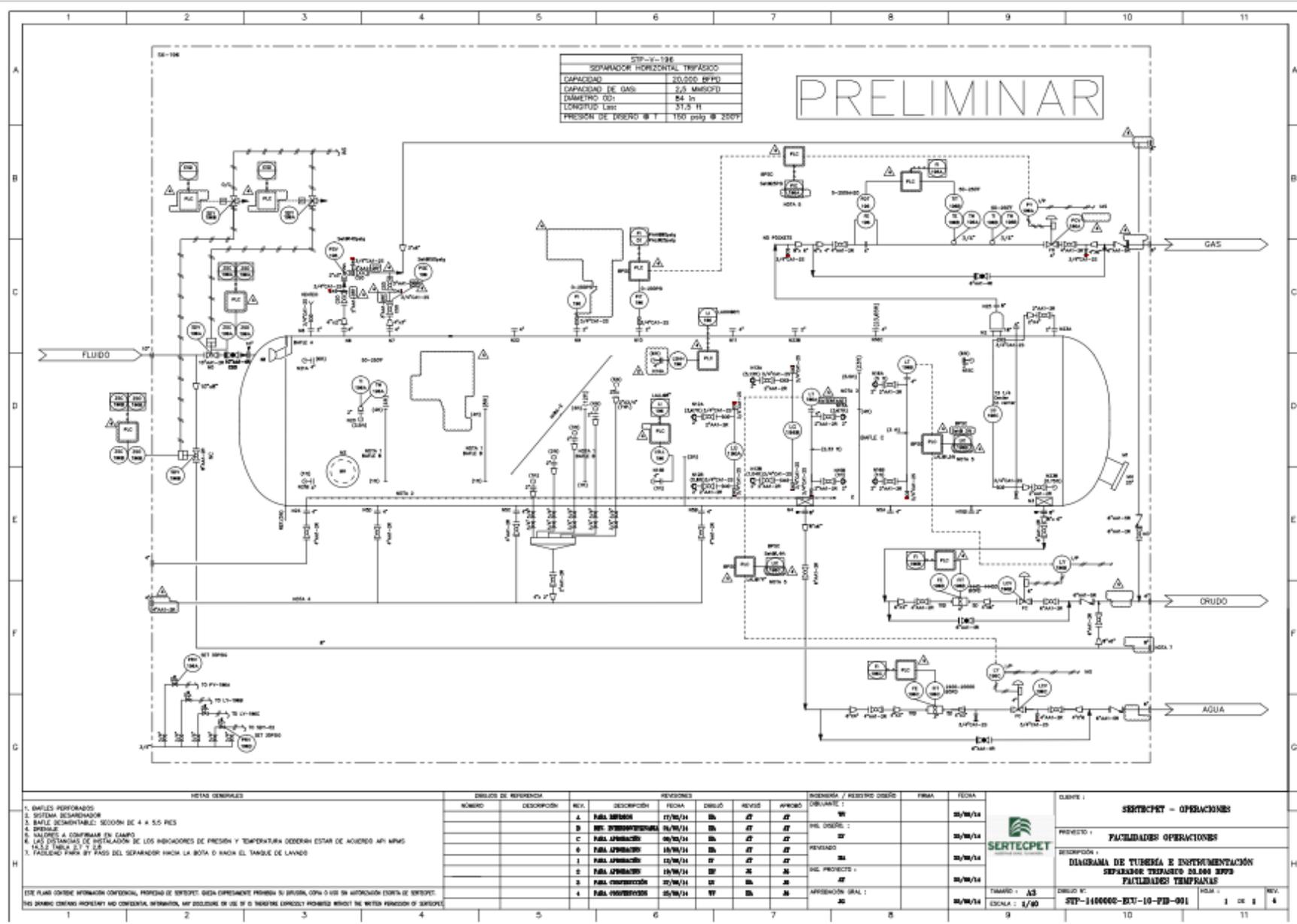
S

SEPARADOR: recipiente a presión encargado de llevar a cabo el proceso de separación de fluidos, en sus respectivos constituyentes.

ANEXOS

ANEXO 1: DIAGRAMAS P&ID





SEP-10-196	
SEPARADOR HORIZONTAL TRIFASICO	
CAPACIDAD	20,000 BPD
CAPACIDAD DE GAS	2.5 MMSCFD
DIAMETRO OD	84 IN
LONGITUD LIBRE	31.5 FT
PRESION DE DISEÑO @ 1	150 psig @ 250°F

PRELIMINAR

- NOTAS GENERALES**
1. BAFLES PERFORADOS
 2. SISTEMA DE AGUARDAMIENTO
 3. BAFLE DESEMENTALIZADOR: SECCION DE 4 X 5.5 PIES
 4. BUBBLER
 5. VALORES A CONFIRMAR EN CAMPO
 6. LAS DISTANCIAS DE INSTALACION DE LOS INDICADORES DE PRESION Y TEMPERATURA DEBERAN ESTAR DE ACUERDO APTI MINS
 7. VER TABLA 2.1 Y 2.2
 8. TAILORING FROM BY PASS DEL SEPARADOR HACIA LA BOTA O HACIA EL TANQUE DE LAVADO

DISEÑOS DE REFERENCIA		REVISIONES			INGENIERO / REVISOR DISEÑO	FECHA	
NÚMERO	DESCRIPCIÓN	REV.	DESCRIPCIÓN	FECHA	DISEÑO	REVISOR	APROBADO
A	PARA APROBADO	15/06/14	DR	27	27		
B	REV. DESARROLLO	16/06/14	DR	27	27		
C	PARA APROBADO	16/06/14	DR	27	27		
D	PARA APROBADO	16/06/14	DR	27	27		
E	PARA APROBADO	15/06/14	DR	27	27		
F	PARA APROBADO	15/06/14	DR	26	26		
G	PARA APROBADO	15/06/14	DR	26	26		
H	PARA APROBADO	25/06/14	DR	26	26		

CLIENTE: **SERTECPET - OPERACIONES**

PROYECTO: **FACILIDADES OPERACIONES**

DESCRIPCION: **DIAGRAMA DE TUBERIA E INSTRUMENTACION SEPARADOR TRIFASICO 20,000 BPD FACILIDADES TEMPANAS**

INGENIERO: **AS**

FECHA: **15/06/14**

ESCALA: **1/50**

NUM. DE HOJA: **1** DE **1**

ESTE PLANO CONTIENE INFORMACION CONFIDENCIAL, PROPIEDAD DE SERTECPET. QUESA EXPRESAMENTE PROHIBIDA SU REPRODUCCION O USO SIN AUTORIZACION ESCRITA DE SERTECPET. THIS DRAWING CONTAINS PROPRIETARY AND CONFIDENTIAL INFORMATION. ANY REPRODUCTION OR USE BY OTHERS WITHOUT EXPRESSLY PERMITTED BY THE WRITTEN PERMISSION OF SERTECPET.

ANEXO 2: FOTOGRAFIAS DE INSTALACION



ANEXO 3: PINTURA E INSTRUMENTACION



ANEXO 4: REVISION TABLERO DE CONTROL



ANEXO 5: PUESTA EN MARCHA



ANEXO 6: EQUIPOS EN OPERACION

