

DISEÑO INTEGRADO DE UN TANQUE DE SEPARACIÓN TRIFÁSICA DE CRUDO.

Diego Medina*, O. L. Quintero M.+

**Ingeniería Mecánica. +Ingeniería Eléctrica y Electrónica.*

Colegio de Ciencias e Ingeniería, Universidad San Francisco de Quito Avenida Interoceánica y Diego de Robles

Email: diegom_33@hotmail.com, lquintero@usfq.edu.ec

Resumen: En este trabajo se muestra el procedimiento para el diseño mecánico de un tanque separador de crudo trifásico. Partiendo desde las características del crudo que está dentro del pozo hasta llegar a establecer dimensiones apropiadas para el manejo del volumen requerido. El diseño mecánico está basado en la normativa ASME para tanques presurizados, para así garantizar un diseño seguro, confiable y de calidad. En conjunto con el diseño mecánico hay que desarrollar una estrategia de control sumamente adecuada, con el fin de cumplir con el control interno y externo óptimo de operación del equipo, mientras este se encuentre operativo.

Palabras claves: separación trifásica, fluidos, líquido, gas, variables críticas, presión, temperatura, caudal, nivel, ASME, control.

1. Introducción

Las necesidades de monitoreo y control avanzado en empresas del segmento de Oil & Gas son tan diversas que resultan incontables: desde la exigencia de estabilizar el flujo de gas líquido que pasa en un determinado tiempo por una tubería, hasta el monitoreo del desempeño de los procesos, con cientos de procesos en el medio. De manera rápida se puede decir que, la solución a estos requerimientos ha sido un PLC (Programmable Logic Controller, controlador lógico programable), que es un equipo computacional con características adecuadas a las difíciles condiciones de las operaciones petroleras. Esto es, mayor resistencia a temperaturas extremas, golpes o polvo.

En un mundo en el que la tecnología está tan inmiscuida en los negocios, desempeñando roles clave en las operaciones críticas de las

empresas, aparece un aspecto adicional que se debe tener en cuenta a la hora de elegir una herramienta de automatización y control avanzado: la capacidad que esta puede llegar a tener de integrarse con los sistemas existentes en la organización. Además de avances en tecnologías de control, se ha comenzado con una era de integración de las disciplinas involucradas en la Exploración y Producción de petróleo. Esto significa que, Ingenieros de petróleo, Ingenieros de Proceso, Ingenieros mecánicos e ingenieros de control fusionan su conocimiento para lograr un nuevo desarrollo de la industria.

Así pues, la ingeniería de procesos, mecánica y control encuentran su punto sinérgico en el diseño integrado de equipos para facilidades de producción de petróleo con miras a la automatización total y al perfeccionamiento de las estrategias de control de proceso y su desempeño óptimo. En contraposición, los ingenieros de petróleo y de control hallan su sinergia mediante estrategias de levantamiento artificial (artificial lift). Este trabajo se ocupa del primer caso mediante la implementación de

diseño integrado para equipos en una facilidad de producción de petróleo y gas. A nivel regional la implementación de nuevas tecnologías, ha dado importantes resultados a nivel de negocio en rentabilidad y uso de tiempos. Como es el caso del campo Guando en Colombia, en el que se cambió equipos antiguos por equipos automatizados lo que permitió mejorar sus ganancias y mejoró la utilización de los tiempos en la instalación de los equipos en las locaciones.

En el caso de PDVSA, la mayor herramienta para mantenerse competitiva a nivel internacional es el uso de tecnologías de información, ya que en el periodo de 1996 a 2005, su implementación produjo crecimiento significativo en la industria petrolera. La transformación de la corporación en la búsqueda de mayor eficiencia, tiene como herramienta fundamental el uso de tecnologías de información, aspecto que en PDVSA abarca la informática, las telecomunicaciones y la automatización industrial. En otras palabras, la recolección de la información, su procesamiento y transmisión, para poner la misma a disposición del usuario capacitado para la toma de decisiones. Sobre esta base, podría decirse que en PDVSA se ha establecido una estrategia en materia de tecnología de la información como sustento del plan de negocios.

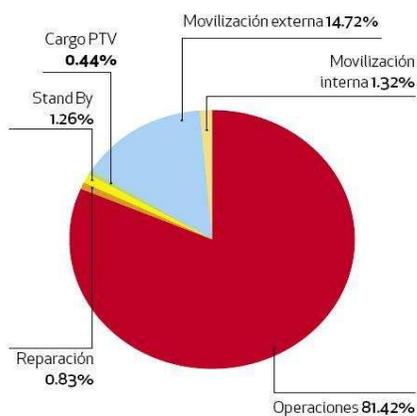


Figura 1: Tiempos no productivos para el equipo

2. Conceptos Generales

Facilidad de producción: Es un conjunto de equipos que consiste en separar el producto del pozo en tres componentes típicamente llamados fases, las cuales son conocidas como aceite

gas y agua, y convierte estas fases en productos comerciales o dispone de estas de una manera en que no perjudique al medio ambiente. En unos artefactos mecánicos llamados “separadores”, se quita el gas de los líquidos y el agua es separada del aceite. Este procedimiento remueve suficientes hidrocarburos ligeros para producir un crudo estable.

La combinación de todos los procesos involucrados en una facilidad produce:

- Funciones primarias de separadores de crudo y gas: Remover crudo del gas, Remover gas del crudo, Separación de agua del crudo
- Funciones secundarias de separadores de crudo y gas: Mantener la presión óptima en el separador
- Tratamiento del crudo
- Tratamiento del agua
- Pruebas del pozo

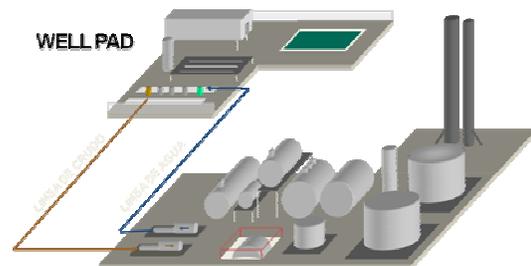


Figura 2: Planta típica de producción para el manejo de crudo y gas.

Las principales variables a controlar dentro de la facilidad de producción son:

Presión: El fluido de hidrocarburo producido en el pozo está constituido por varios componentes (desde metano hasta algunos muy pesados) y complicados compuestos de hidrocarburo. Debido a esta siempre que hay una caída en la presión del fluido debido al gas liberado, por esto el control de la presión es importante. La presión en el separador es mantenida por un controlador de presión, el cual siente cambios en la presión del separador y envía una señal a alguna válvula de control de presión que este abierta o cerrada, según corresponda. Controlando la tasa a la cual el gas deja el

espacio de vapor del recipiente, su presión es mantenida.

Nivel: Es necesario controlar la interface gas/líquido o crudo/agua en el equipo de proceso. Se lo realiza con un controlador de nivel y una válvula de descarga de líquido (liquid dump valve). La forma más común de controlar el nivel es con una boya aunque sensores electrónicos también pueden ser usados. Si el nivel empieza a aumentar, el controlador le señala a la válvula de descarga que se abra para permitir que el líquido salga del recipiente, y si el nivel empieza a disminuir se ordena a la válvula que se cierre para disminuir el flujo del tanque. De esta manera la válvula es regulada para asegurarse que la tasa de flujo del líquido sea igual a la entrada y la salida.

Temperatura: La forma en la que se controla la temperatura varía según el proceso. En un calentador, el control de temperatura mide la temperatura del proceso y envía una señal a una válvula de combustible para dejar pasar más o menos combustible al calentador. En un intercambiador de calor, el control de temperatura puede enviar una señal mandar mas refrigerante o "heating media" para evitar el intercambiador.

Flujo: Controlar el flujo no es muy común en los procesos de operación de crudo; pero a veces es necesario asegurarse que el flujo está dividido en alguna manera controlada entre dos componentes del procesos en paralelo, o quizá para mantener un cierto flujo critico través de un componente.

Es importante que estas variables estén controladas en los puntos que el diseñador y el operador consideren convenientes para asegurar el estado óptimo de la planta en general. El componente principal para el desarrollo de los procesos dentro de la facilidad es el crudo de que viene desde el pozo el cual posee propiedades físicas, basadas en la mecánica de fluidos, como se enumera a continuación: Gravedad específica (líquido), Gravedad API:, Gravedad específica (gas), Viscosidad, Flasheo, BSW.

Los fluidos producidos en los pozos son mezclas complejas de de diferentes compuestos de hidrógeno y carbón, todos con diferentes densidades, presiones de vapor y otras características físicas. Como la corriente de un pozo fluye a altas temperaturas y alta presión

del reservorio, estas dos variables experimentan reducciones. Los gases evolucionan de los líquidos y el flujo del pozo cambia sus características. La velocidad del gas lleva diminutas porciones de agua y el líquido lleva burbujas de gas. La separación física de estas fases es una de las básicas operaciones en la producción, procesamiento y tratamiento del crudo y gas. El diseño de un separador tiene como función separar de una corriente de hidrocarburo, los componentes líquidos y gaseosos que existen a una temperatura y presión. El diseño apropiado es importante porque el tanque de separación es el procesamiento inicial en una planta de producción y si este diseño es mal realizado este componente del proceso puede producir un embotellamiento y reducir la capacidad de toda la facilidad.

Los separadores son clasificados como:

- Dos fases o bifásicos si se separa gas de una corriente de líquido total.
- Tres fases o trifásicos si se separa crudo y agua de una corriente de fluido líquido.

3. Diseño Integrado de Separadores trifásicos

Para los separadores trifásicos, el concepto de diseño para separadores bifásicos son aplicables para la separación de gas en separadores trifásicos, gas scrubbers o cualquier otro dispositivo en el cual el gas es separado de una fase líquida. Cuando el crudo y el agua están mezclados con alguna intensidad y se lo deja reposar, una capa de relativamente limpia de agua aparece en el fondo el crecimiento de esta capa evoluciona en función del tiempo según la curva en la figura 3. Después de un periodo de tiempo en un rango entre 3 minutos y treinta minutos, el cambio en la altura de la capa de agua es insignificante. La fracción de agua obtenida por reposo gravitacional es llamada "agua libre", es beneficioso separar este compuesto antes de intentar tratar las siguientes capas de crudo y emulsiones.

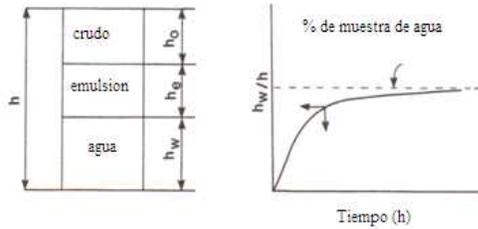


Figura 3: Crecimiento de la capa de agua en función del tiempo.

Las características del flujo afectan el diseño y la operación del separador. Los siguientes factores deben ser determinados antes de diseñar el separador:

- Tasas de flujo de gas y líquido (mínimos, máximos y picos).
- Presión y temperaturas operativas y de diseño
- Tendencias de sustancias lodosas en las corrientes de alimentación.
- Propiedades físicas de los fluidos.
- Grados de separación designados.
- Presencia de impurezas.
- Tendencias espumosas del crudo.
- Tendencias corrosivas del líquido o gas.

Existen tres tipos de separadores trifásicos según su diseño: horizontales, verticales y esféricos. Figuras 4, 5 y 6

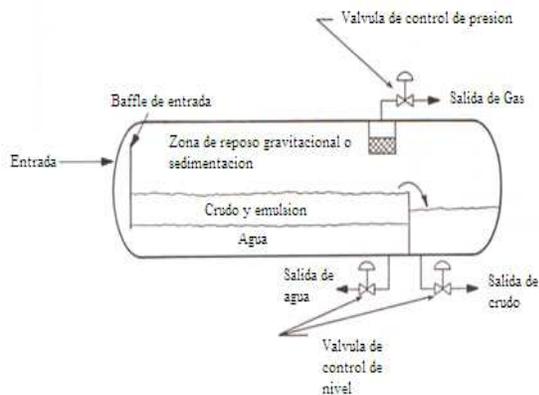


Figura 4: Separador horizontal. [7]

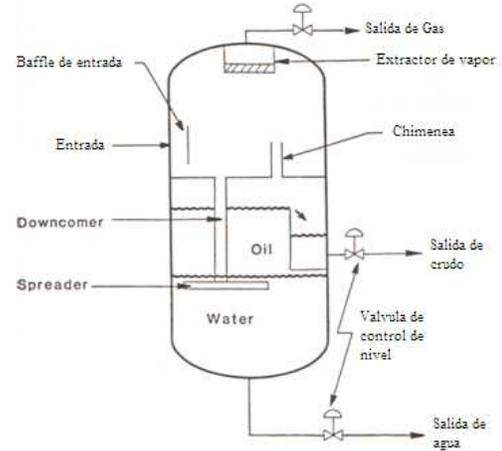


Figura 5: Separador vertical. [7]

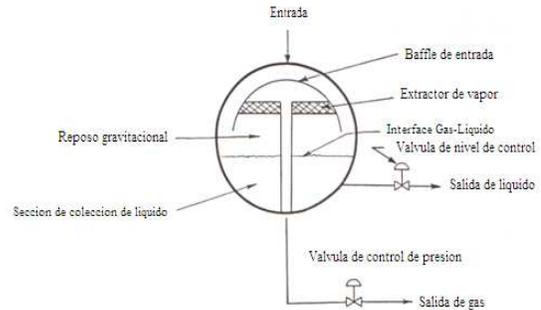


Figura 6: Separador esférico. [7]

Dimensionamiento de separadores trifásicos horizontales: Para determinar las dimensiones del tanque primero hay que definir ciertos parámetros:

$(t_r)_w$: tiempo de retención del agua, $(t_r)_o$: tiempo de retención del crudo, $(h_o)_{max}$: Grosor máximo de la capa de crudo.

$$[(h_o)_{max}]_{max} = (0.00128(t_r)_o \Delta S.G.) d_p^2 / \mu \quad [Ecuación 1]$$

A_w/A : fracción del área de la sección transversal ocupada por la fase de agua.

$$\frac{A_w}{A} = 0.5 \frac{Q_w(t_r)_w}{(t_r)_o Q_o + (t_r)_w Q_w} \quad [Ecuación 2]$$

d_{max} : Diámetro máximo ocupado por la fase de agua. β : es la relación entre el grosor máximo de la capa de crudo y el diámetro. Se lo determina de la curva mostrada en la figura 7.

$$d_{max} = \frac{(h_o)_{max}}{\beta}, \text{ donde } \beta = \frac{h(o)}{d} \quad \text{[Ecuación 3]}$$

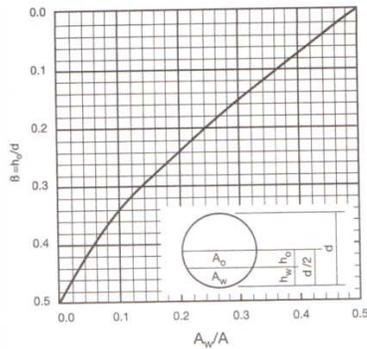


Figura 7: Coeficiente β para un cilindro.

L_{eff} : Longitud efectiva del tanque.

$$dL_{eff} = 1.42[Q_{1w}(t_{r1})_{1w} + Q_{1o} + (t_{r1})_{1o}] \quad \text{[Ecuación 4]}$$

Relación de esbeltez: Es la relación entre la longitud y el diámetro del tanque.

$$\text{Relación} = \frac{12 * L_{ss}}{d} \quad \text{[Ecuación 5]}$$

Procedimiento para el dimensionamiento de separadores trifásicos

1. Seleccionar $(t_r)_o$ y $(t_r)_w$
2. Calcular $(h_o)_{max}$
3. Calcular A_w/A
4. Determinar h_o/d de la curva
5. Calcular d_{max}
6. Calcular las combinaciones de d , L_{eff} para d que d_{max} que satisfagan las restricciones de la capacidad de gas.
7. Calcular las combinaciones de d , L_{eff} para d que d_{max} que satisfagan las restricciones de la capacidad de líquido.
8. Estimar la longitud de costura a costura

9. Seleccionar un diámetro, una longitud razonables. Y la relación de esbeltez entre 3 y 5.

Parámetros para la determinación de la dimensiones del tanque:

- Caudal de entrada: 10000 barriles por día
- Caudal de salida de crudo: 8000 barriles por día
- Caudal de salida de agua 2000 barriles por día
- Caudal de salida de gas: 9MMscfd
- BSW: 20
- API:25
- Gravedad específica del agua: 1.07
- Gravedad del gas: 0.6

Estos parámetros a una temperatura operativa de 100°F y una presión de 200 psi.

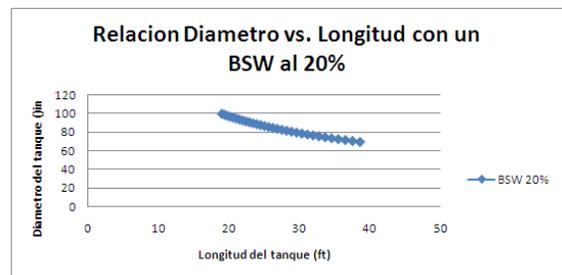


Figura 8: Relación Diámetro vs. Longitud con un BSW al 20%.

En la figura 8 se muestra un análisis de las diferentes combinaciones entre longitudes y diámetros bajo la condición de un BSW al 20%. Cabe recalcar que la elección debe estar en el medio de la curva para que satisfaga las condiciones de restricción para gas y para agua.

En la tabla 1 se muestra se muestra una combinación de entre diámetros y longitudes, de donde se eligió una las dimensiones que correspondan a una relación de 4.97, que corresponde a una longitud de 31.93 pies y 77

pulgadas de diámetro. Pero se los redondea a 30 pies y 80 pulgadas para un manejo de valores exactos. En la figura 9 se muestra una curva donde se puede ver cómo pueden variar las combinaciones entre longitud y diámetro para las dimensiones del tanque, bajo diferentes condiciones de BSW.

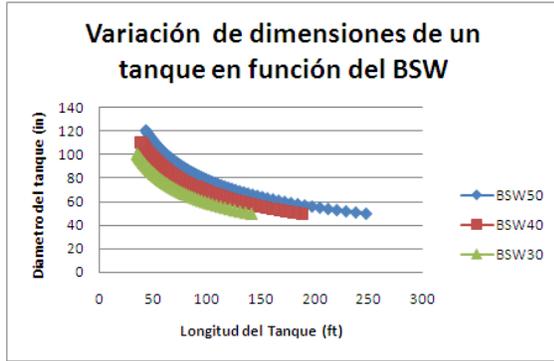


Figura 9: Relación Diámetro vs. Longitud a diferentes BSW.

Donde se puede ver que si la relación de agua con sedimentos básicos con el crudo, influye en el dimensionamiento mientras mayor sea el porcentaje del BSW.

Diámetro (in)	Leff (ft)	Lss-líquido (ft)	Lss/d-líquido
70	28.97	38.63	6.62
71	28.16	37.55	6.34
72	27.39	36.52	6.08
73	26.64	35.52	5.84
74	25.93	34.57	5.60
75	25.24	33.65	5.38
76	24.58	32.77	5.17
77	23.95	31.93	4.97
78	23.33	31.11	4.78
79	22.75	30.33	4.60
80	22.18	29.58	4.43
81	21.64	28.85	4.27
82	21.11	28.15	4.12
83	20.61	27.48	3.97
84	20.12	26.83	3.83
85	19.65	26.20	3.69
86	19.19	25.59	3.57
87	18.76	25.01	3.45
88	18.33	24.44	3.33
89	17.92	23.90	3.22
90	17.53	23.37	3.11

91	17.14	22.86	3.01
92	16.77	22.36	2.91
93	16.41	21.89	2.82
94	16.07	21.42	2.73
95	15.73	20.97	2.64
96	15.40	20.54	2.56
97	15.09	20.12	2.48
98	14.78	19.71	2.41
99	14.48	19.31	2.34
100	14.2	18.93	2.27

Tabla 1: Relación longitud vs. diámetro

Diseño mecánico de recipientes a presión según normativa ASME: Para realizar un diseño de tanques presurizados es necesario realizar la selección de la presión de diseño, el grosor de los recipientes y estimación de dimensiones del tanque. La fabricación de tanques en Estados Unidos y muchos países del mundo son diseñados e inspeccionados de acuerdo al Código ASME para Boiler y recipientes a presión, específicamente se utilizara la sección VIII del código "Unfired Pressure Vessels", pero en algunos lugares donde no se usan Códigos ASME poseen documentos similares que son aplicables. La norma exige determinar la selección del tipo de tapas que se van a colocar en los extremos del tanque y la determinación del espesor de las placas para asegurar la calidad y la confiabilidad de la fabricación del tanque.

Parámetros de diseño mecánico

- Presión operativa = 200 psi.
- Presión de diseño = 230 psi
- Eficiencia de junta soldada = 1
- Material = SA 516 -70
- Esfuerzo máximo del material = 20000 psi

El espesor de la placa se determina según la siguiente ecuación y con los parámetros mostrados, en donde al valor se le añade un factor de 0.250 pulgadas por factor de corrosión de 15 años.

$$t = \frac{Pr}{SE - 0.6P} = 0.456 \text{ pulgadas} + 0.250 \text{ pulgadas} = 0.706$$

El espesor de la placa para las tapas se determina con los mismos parámetros y el

mismo factor de corrosión, de la siguiente forma:

$$t_{\text{tapas}} = \frac{Pr}{2SE - 0.2P} = 0.229 \text{ pulgadas} + 0.250 \text{ pulgadas} = 0.479 \text{ pulgadas} \quad \text{Ecuación 71}$$

Según la ecuación de la norma el espesor de las placas para las tapas es menor que el del cuerpo del tanque, por lo tanto se usará el espesor del cuerpo del tanque para las tapas y así evitar mayores problemas al unir las tapas al tanque. Para los elementos internos, necesarios para el adecuado desarrollo del proceso de separación del crudo, se los diseño de manera que cumplan con los requerimientos físicos y de la norma. A continuación de enumera los elementos que formar parte del parte interna del tanque: Baffle de entrada, 1er baffle, 2do baffle, 3er baffle, 4to baffle, Bucket de almacenamiento de crudo, Placa de retención de gas.

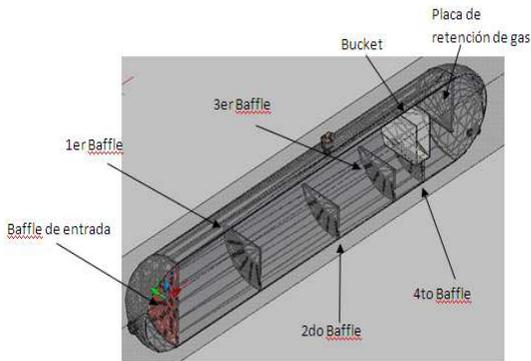


Figura10: Ubicación de los baffles de separación.

Para las entradas y salidas del equipo se colocó bridas soldadas, ya que la norma no permite conexiones roscadas directas al cuerpo y a las tapas del tanque. Y cada perforación mayor a 3 pulgadas de diámetro es necesario colocar refuerzos de material correspondientes según lo exija la norma.

Ensamble final del tanque separador:

Implementación de sistemas de control para variables críticas: Los instrumentos son herramientas indispensables que sirven para conseguir y conservar la calidad con que se identifica el producto que se está manufacturando. Se utilizan para controlar las variables de un proceso o sistema en forma tan exacta como se necesite para satisfacer las especificaciones del producto en lo que

respecta a composición, forma color o acabado. El instrumento o el sistema de instrumentos puede ser mecánico, neumático, hidráulico, eléctrico, electrónico o una combinación de dos o más de estas formas básicas, por ejemplo, electromecánicos. Cada instrumento o sistema de instrumentos tiene tres funciones básicas que son:



Figura 11: Funciones básicas del un instrumento. [18]

En cuanto a la automatización en la industria petrolera se puede decir que, los productos del petróleo requieren controles minuciosos y precisos. Las temperaturas y las presiones son críticas durante la refinación por el proceso de disociación y destilación. En estos procesos siempre hay problemas debidos a fugas de líquidos volátiles. No sólo es necesario que la instrumentación de medición y control sea exacta, sino también confiable para que el proceso se mantenga dentro de los límites permisibles de seguridad al producir aceites para motor de grado específico, combustible Diesel o gasolina. La medición exacta del flujo, la presión y la temperatura hacen que esta industria sea relativamente segura. La calibración no es una operación muy interesante; sin embargo, se debe efectuar en forma correcta para que el producto pueda tener una calidad controlada, esta representa la única garantía de que los instrumentos industriales tienen la exactitud y el rango requerido para mantener en operación y en condiciones económicamente controladas los sistemas. Los instrumentos calibrados permiten que un fabricante o procesador produzca sus artículos con las especificaciones de calidad deseables o requeridas por el cliente. Un instrumento no calibrado constituye un peligro potencial y no puede ser un dispositivo de medición y control confiable. La calibración es parte esencial de la medición y el control industrial. De hecho, esencial en cualquier operación de medición y control.

La importancia de la determinación y la implementación de una estrategia de control para los procesos y las variables de control debe ser precisa y ciento por ciento confiable, por lo tanto la designación y elección de instrumentos debe ser establecida por personas

que conozcan a profundidad el sistema controlar y sepan adecuar los instrumentos al equipo. En el siguiente grafico se muestra la instalación tentativa de los instrumentos, colocados en función del diseño mecánico para que las mediciones que se realizan sean las correspondientes a los datos que se busca controlar, y no sean interferidos por los elementos internos del tanque, y así lograr que la estrategia de control que se planteo funcione sin problemas y permita el control exacto de los procesos.

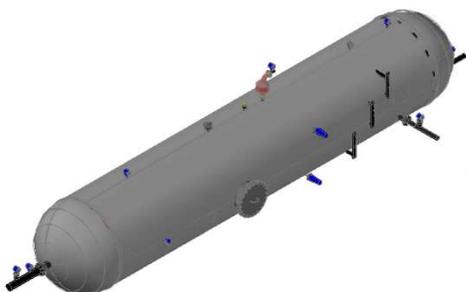


Figura 12: Ensamble final del separador

Sistema Scada: Muchas industrias requieren del monitoreo y control permanente de sus variable criticas; específicamente en el caso de este proyecto, la industria petrolera requiere de un mayor control en los procesos que abarcan la producción de petróleo. El tanque de separación de crudo posee sensores que envían una señal analógica, la cual tiene un rango entre 4 mA como el valor mínimo y de 20 mA como el valor máximo de la señal que envía el sensor. Esta señal es receptada en un PLC (Programmable Logic Controller) con entradas analógicas, las cuales deben ser escaladas o transformadas a valores reales en función de los parámetros máximos y mínimos de los sensores. Estos valores son almacenados en memorias que después van a ser mostradas en un sistema de monitoreo (o SCADA) diseñado para mantener una supervisión de los variables del proceso que van a tener alarmas de niveles altos o bajos en cada sensor. En este caso se diseño un sistema de monitoreo de bajo costo de manera didáctica.

4. Conclusiones

Tras la combinación de un diseño mecánico y una estrategia de control se produce un aumento de la eficiencia del proceso de la separación lo que permite un mayor rendimiento en la producción.

Un diseño basado en la normativa genera mayor confiabilidad, calidad y seguridad del tanque, y además que sea un equipo adecuado para su operación en el campo. Según la estrategia de control y la selección de instrumentos se garantiza un alto rendimiento de los procesos y del equipo.

Combinación adecuada de técnicas de ingeniería de procesos, mecánica y de petróleos; para el desarrollo de equipos que permitan mayor competitividad en el mercado nacional e internacional.

Referencias

Walter Adrián Duer.
www.petroleo.com.Tecnología digital. Agosto 2008

Ronald González. www.petroleo.com.
Optimización de operaciones de perforación. Junio 2008

Pulido, Manuel. Tecnologías de comunicación en PDVSA. Caracas, noviembre de 1996.

Bradley, Howard. Petroleum Engineering Handbook.3rd ed. Richardson: Society of Petroleum Engineers.1992.

Arnold, ken and Stewart, Maurice. Surface Production Operations vol1.2nd ed. Houston: Gulf Publishing Company.1999.

--- Surface Production Operations vol2. 2nd ed. Houston: Gulf Publishing Company.1999.

Bradley, Howard. Petroleum Engineering Handbook.3rd ed. Richardson: Society of Petroleum Engineers.1992.

Villanueva, Carlos. Especificaciones para el diseño y fabricación de recipientes a presión. Parte1. 2006.
<http://www.estrucplan.com.ar/articulos/verarticulo.asp?IDArticulo=1287>

León, Juan Manuel. Diseño y calculo de recipientes a presión. 2001.

Instrumentación Industrial. Curso de Seguridad Industrial. 2001