



CONSIDERACIONES BASICAS EN LA AUTOMATIZACION DE UNA
PLANTA DE TRATAMIENTO DE CRUDO

MONOGRAFIA
ESPECIALIZACION EN CONTROL E INSTRUMENTACION INDUSTRIAL

TATIANA LUCIA GOMEZ MORENO

INGENIERA ELECTRONICA

UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRONICA
ESPECIALIZACION EN CONTROL E INSTRUMENTACION INDUSTRIAL
BUCARAMANGA

2011

CONSIDERACIONES BASICAS EN LA AUTOMATIZACION DE UNA
PLANTA DE TRATAMIENTO DE CRUDO

MONOGRAFIA REQUISITO PARA OPTAR AL TITULO DE
ESPECIALISTA EN CONTROL E INSTRUMENTACION INDUSTRIAL

PRESENTADO POR:
ING. TATIANA LUCIA GOMEZ MORENO

DIRECTOR
ING. RAUL RESTREPO AGUDELO Msc.

UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRONICA
ESPECIALIZACION EN CONTROL E INSTRUMENTACION INDUSTRIAL
BUCARAMANGA

2011

Aceptación

Firma del Calificador

Bucaramanga, Junio 18 de 2011

*Solo ellos,
siempre estarán conmigo.....*

AGRADECIMIENTOS

Expreso mi agradecimiento:

El Ingeniero Raúl Restrepo Agudelo, quien además de dirigir mi monografía, me impulso desde el inicio y durante todo el año de estudios a seguir adelante, actuando siempre como un factor motivador y un ejemplo de trabajo continuo.

Al Ingeniero Juan Carlos Villamizar, incondicional como siempre, un apoyo y un amigo con quien siempre puedo contar.

A mis profesores, quienes aportaron sus completos conocimientos para hacer de mi una mejor profesional.

A mis amigos, los que siempre han estado aun cuando no siempre los veo mucho, los que han pasado dejando su imborrable recuerdo y los nuevos amigos que han ido llegando con la firme intención de afectar de una u otra forma el rumbo de mi vida permitiendo incluso que sea parte de sus familias.

A mi Papa, comprensivo y mano amiga en mis proyectos.

A mi familia, por estar cuando la necesito.

CONTENIDO

RESUMEN GENERAL DE TRABAJO DE GRADO

GENERAL SUMMARY OF WORK OF GRADE

INTRODUCCION

OBJETIVO GENERAL

OBJETIVOS ESPECIFICOS

GLOSARIO

LISTADO DE FIGURAS

LISTADO DE TABLAS

CAPITULOS

1. CAPITULO 1 – PROCESO DE TRATAMIENTO DE CRUDO

1.1 Generalidades del Sector Petrolero.

1.2 Descripción General del Proceso de Tratamiento de Crudo.

1.3 Equipos básicos que componen una planta de Tratamiento de crudo.

1.4 Descripción de los Sistemas que compone el proceso de Tratamiento de Crudo.

1.4.1 Sistema de Recolección de Fluidos.

1.4.2 Sistema de Separación.

1.4.3 Sistema de Depuración de Gas.

1.4.4 Sistema de Drenaje.

1.4.5 Sistema de Almacenamiento.

1.4.6 Sistema de Transferencia y Medición.

1.4.7 Sistema de Aire.

2. CAPITULO 2 – SUBPROCESOS ASOCIADOS AL TRATAMIENTO DE CRUDO

2.1 Sistema de Inyección de Químicos

2.2 Sistema de Bombas de Transferencia de Crudo

3. CAPITULO 3 – VARIABLES Y ALARMAS DEL PROCESO Y LOS SISTEMAS

3.1 Variables asociadas a cada sistema.

3.1.1 Sistema de Recolección de Fluidos.

3.1.2 Sistema de Separación.

3.1.3 Sistema de Depuración de Gas.

3.1.4 Sistema de Almacenamiento.

3.2 Alarmas del Proceso

3.3 Matriz Causa – Efecto equipos principales

4. CAPITULO 4 – INSTRUMENTACION

4.1 Instrumentación mínima del Sistema de recolección de Fluidos.

4.2 Instrumentación mínima del Sistema de separación.

4.3 Instrumentación mínima del Sistema de depuración de Gas

5. CAPITULO 5 – ESQUEMA GENERAL PROPUESTO

5.1 Planteamiento Final Mínimo Para Automatización en la Planta de Procesamiento de Crudo.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

RESUMEN GENERAL DE TRABAJO DE GRADO

TITULO: CONSIDERACIONES BASICAS EN LA
AUTOMATIZACION DE UNA PLANTA DE
TRATAMIENTO DE CRUDO

AUTOR(ES): TATIANA LUCIA GÓMEZ MORENO

FACULTAD: Esp. en Control e Instrumentación Industrial

DIRECTOR(A): RAUL RESTREPO AGUDELO

RESUMEN

Con esta monografía se permite un acercamiento al estudiante con procesos reales de la Industria, y dar una visión más real de los procedimientos inmersos en un proyecto de automatización dentro de cualquier proceso Industrial específico, en este caso de la Industria del Petróleo, pero que puede ser extendido a la realización de la automatización de un proceso cualquiera dentro de la misma área o en una diferente. En este documento se plantea la realización de la automatización en una Planta de Tratamiento de Crudo, ya que este proceso involucra diferentes equipos que operan, incluso, bajo condiciones extremas y pueden llegar a resultar riesgosas si se tienen bajo la supervisión de un único operario, lo cual es resaltante debido a que habitualmente los turnos de trabajo en una planta quedan bajo responsabilidad de una sola persona. Con el fin de permitir el mejor desempeño de los procesos y minimizando el riesgo y la afectación tanto de las vidas como del medio ante una posible falla de equipos o salida de control sin un monitoreo ni atención a tiempo sobre la falla, se identifican los puntos claves a controlar y a incluir en el supervisorio del sistema. Finalmente se plantea un modelo de sistema SCADA básico que incluye los principales equipos y variables a controlar durante el proceso.

PALABRAS CLAVES:

Automatización, Instrumentación, Procesos, Petróleo, Crudo.

GENERAL SUMMARY OF WORK OF GRADE

TITLE: BASIC CONSIDERATIONS IN THE AUTOMATION OF A RAW TREATMENT PLANT

AUTHOR(S): TATIANA LUCIA GÓMEZ MORENO

FACULTY: Esp. en Control e Instrumentación Industrial

DIRECTOR: RAUL RESTREPO AGUDELO

ABSTRACT

This paper will approach and will allow students to get a real knowledge about processes Industry, and let a better and realistic view of the procedures involved in an automation project within any specific industrial process, in this case Oil Industry, but it could be extended to the realization of an automation process either within the same area or a different one. This paper presents the realization of an automation in Oil Treatment Plant, as this process involves different equipment operating even under extreme conditions which they could be risky if it is under the supervision of a single operator, which it is the model that usually works at a plant. In order to allow for better process performance and minimizing the risk and the effect of both the lives and the means to a possible failure of equipment or control output without monitoring or attention to time on the fault, identify the points keys to control and include in the supervisory system. Finally it presents a basic SCADA system model including the main equipment and variables to be controlled during the process.

KEYWORDS:

Automation, Instrumentation, Process, Oil, Raw

INTRODUCCION

Durante el desarrollo de esta monografía se intenta mostrar una visión más real de una automatización en un proceso de la Industria específico, pero que puede ser extendido a la realización de la automatización de un proceso cualquiera dentro de la misma industria o en un área diferente.

Se plantea prioritaria la realización de la automatización en una Planta de Tratamiento de Crudo, ya que este proceso involucra diferentes equipos que operan, algunos de ellos, bajo condiciones extremas que pueden resultar riesgosas si se tienen bajo la supervisión de un solo operador, como se manejan habitualmente los turnos de trabajo en una planta.

Con el fin de permitir el mejor desempeño de los procesos y minimizando el riesgo y la afectación tanto de las vidas como del medio ante una posible falla de equipos o salida de control sin un monitoreo ni atención a tiempo sobre la falla, se identifican los puntos claves a controlar y a incluir en el supervisorio del sistema.

Así mismo se planteara un modelo de sistema SCADA básico que incluya los equipos y variables a controlar durante el proceso de tratamiento de crudo.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Documentar las consideraciones básicas en la automatización de una planta de tratamiento de crudo recibido de pozo, para plantear mejoras de automatización y disminuir los riesgos que implica perder el monitoreo en algún momento del estado de funcionamiento de la planta.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar los pasos y diagramas de proceso en una planta de tratamiento de Crudo.
- Realizar la subdivisión del proceso en los Sistemas que lo componen.
- Identificar las variables del proceso y las alarmas asociadas a cada sistema.
- Plantear el análisis causa-efecto de las posibles acciones dentro del proceso de la planta.
- Diseñar un planteamiento final, como sugerencia mínima de Automatización general para mejorar el impacto y calidad del proceso.

GLOSARIO

BLANKETING: Es el proceso por el cual se aplica, en una vasija cerrada, un gas con el fin de realizar el llenado del espacio vacío en un tanque o recipiente de almacenamiento. Este gas adicionalmente ayuda a proteger los productos que se tienen al interior del tanque como la vida útil del mismo. Puede usarse Nitrógeno como uno de los gases para realizar el procedimiento.

BS&W: Sedimento básico y agua (BS&W) es una especificación técnica de ciertas impurezas en el aceite crudo. Cuando se extrae de un yacimiento de petróleo, el petróleo crudo contiene cierta cantidad de agua salada y partículas (sedimentos o barro) de la formación del depósito. El contenido de agua puede variar mucho de un campo a otro, y puede estar presente en grandes cantidades si la extracción de petróleo se realiza por medio de inyección de agua.

La mayor parte del agua y los sedimentos son separados en el campo para reducir al mínimo la cantidad que serán transportados lejos. El contenido residual de estas impurezas no deseadas se mide como BS&W.

Las refinerías de petróleo pueden comprar crudo a una cierta especificación de BS&W o, alternativamente, puede realizar procesos con el fin de reducir el mismo a los límites aceptables.

DCS: Distributed Control System, Sistema de Control Distribuido es aquel en el cual el control no se encuentra centralizado, sino que por el contrario cuenta con varios subsistemas controlados por uno o más controladores, las cuales se interconectan a través de redes de comunicación y monitoreo.

Un DCS utiliza normalmente procesadores diseñados a medida como controladores y las interconexiones de propiedad y protocolo de comunicaciones para la comunicación, módulos de entrada y de salida.

El procesador recibe la información de los módulos de entrada la cual es la información de los instrumentos de campo y transmiten instrucciones a los instrumentos de producción así mismo en campo. Cuenta con multiplexor o demultiplexores que conecta el procesador y los módulos controladores distribuidos con la unidad central de proceso y, finalmente, a la Interfaz Hombre-Máquina (HMI) o consolas de control.

Grados o Gravedad API (American Petroleum Institute): Es una medida que indica cuánto pesa un producto de petróleo en relación al peso del agua. Si el producto de petróleo es más liviano que el agua y flota sobre el agua se considera que su grado API es mayor que 10. Si el grado API es menos de 10 es un producto más pesado que el agua y se asienta en el fondo de la misma. Esta medida no tiene unidades y es medida con densímetro. Un producto con mayor valor de grados API tiene de igual forma mayor valor comercial debido a la facilidad de producir con ellos destilados valiosos como la gasolina, esto siempre que no supere los 45 °API.

El Petróleo es clasificado en liviano, mediano, pesado y extrapesado, de acuerdo con su medición de gravedad API.

- Crudo liviano es definido como el que tiene gravedades API mayores a 31,1 °API.
- Crudo mediano es aquel que tiene gravedades API entre 22,3 y 31,1 °API.
- Crudo Pesado es definido como aquel que tiene gravedades API entre 10 y 22,3 °API.
- Crudos extrapesados son aquellos que tienen gravedades API menores a 10 ° API

PETROLEO: El petróleo es una sustancia aceitosa de color oscuro a la que, por sus compuestos de hidrógeno y carbono, se le denomina hidrocarburo.

La composición elemental del petróleo normalmente está comprendida dentro de los siguientes intervalos:

Elemento	% Peso
Carbón	84-87
Hidrógeno	11-14
Azufre	0-2
Nitrógeno	0.2

Este hidrocarburo puede estar en estado líquido o en estado gaseoso. En el primer caso es un aceite al que también se le dice crudo. En el segundo se le conoce como gas natural.

SCADA: Stands for Supervisory Control and Data Acquisition. Sistemas de control que supervisan y controlan la infraestructura de la industria o procesos. Consta de:

- Una interfaz Hombre-Máquina (HMI), la cual permite la visualización de los datos de proceso una manera amigable al operador con el fin que realice la supervisión y control del mismo.
- Un sistema de control que permite la adquisición de datos, procesamiento y el envío de las respuestas de control al proceso.
- Unidades de Terminal Remotas (RTU) que conectan a los sensores en el proceso y realizan la conversión de las señales en datos digitales para ser enviadas al sistema de control.
- Controladores Lógicos Programables o PLC, utilizados como dispositivos para desempeño en campo con un propósito especial.
- Una infraestructura de comunicaciones la cual conecta todo el sistema de control con las RTU.

LISTADO DE FIGURAS

- Figura 1. Evolución de la Producción Mundial de Petróleo
- Figura 2. Evolución de Reservas Regionales de Petróleo
- Figura 3. Distribución de Reservas de Petróleo en Latinoamérica - 2008
- Figura 4. Capacidad Regional de Refinación
- Figura 5. Producción Cuencas Colombianas
- Figura 6. Producción según el tipo de Crudo por Cuencas
- Figura 7. Diagrama General de una Planta de Tratamiento de Crudo
- Figura 8. Manifold de recepción de crudo en una Planta de Tratamiento.
- Figura 9. Diagrama Interno de un Separador Trifásico
- Figura 10. P&ID de un Manifold de Entrada
- Figura 11. Instrumentación asociada en el Manifold de Entrada
- Figura 12. Separador Bifásico o de Pruebas
- Figura 13. Instrumentación asociada al Separador Bifásico o de Pruebas
- Figura 14. Separador Trifásico o FWKO
- Figura 15. Instrumentación asociada al Separador Trifásico o FWKO
- Figura 16. Instrumentación asociada al Scrubber
- Figura 17. Instrumentación asociada al K.O. Drum
- Figura 18. Instrumentación asociada al Gun Barrel y a los Tanques de Almacenamiento
- Figura 19. SCADA propuesto para el supervisorio.

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1. Matriz de Evaluación de Riesgo

Tabla 2. Porcentaje de Banda Muerta según Tipo de Señal.

Tabla 3. Tiempos de Banda Muerta según Tipo de Señal.

Tabla 4. Tiempos de Respuesta según la prioridad de la Alarma.

Tabla 5. Tiempos de Respuesta según la severidad de la Consecuencia.

Tabla 6. Matriz Causa-Efecto Separador General.

Tabla 7. Matriz Causa-Efecto Separador de Prueba

Tabla 8. Matriz Causa-Efecto Scrubber

Tabla 9. Matriz Causa-Efecto Knock Out Drum.

Tabla 10. Instrumentación asociada al Separador Bifásico o de Pruebas

Tabla 11. Instrumentación asociada al Separador Trifásico o General.

Tabla 12. Instrumentación asociada al Scrubber.

Tabla 13. Instrumentación asociada al Knock Out Drum

Tabla 14. Instrumentación asociada al Tanque de Almacenamiento de Crudo
“Gun Barrel”

Tabla 15. Tipos de entradas y salidas que debe recibir el sistema de control.

CAPITULO 1 – PROCESO TRATAMIENTO CRUDO

1.1 Generalidades del Sector Petrolero.

Los datos que se presentan a continuación fueron extraídos de un informe realizado por la Cámara Colombiana de Servicios Petroleros CAMPETROL ¹

A nivel internacional, los estudios demuestran que Sur América es la zona con mayor crecimiento en la producción de Petróleo, con una expectativa de alcanzar el pico de la producción sobre el año 2020.

Así mismo, Latinoamérica, es la parte del continente con mayor expectativa en las existencias de reservas de producción estable, con una estadística de mínimo 45.9 años de producción, siendo solo superado por los países del Medio Oriente con 82.1 años. Por su parte, Norte América está alrededor de los 13.8 años y la Federación Rusa en 27 años.

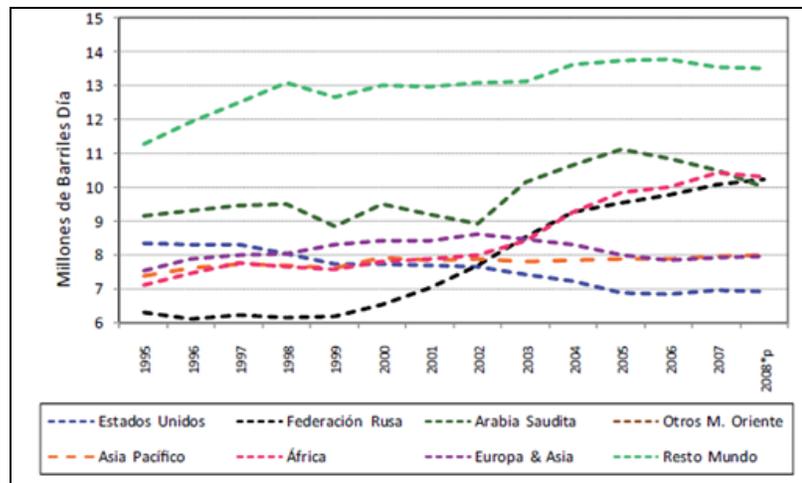


Figura 1. Evolución de la Producción Mundial de Petróleo

¹ Cámara Colombiana de Servicios Petroleros CAMPETROL. “La Producción de los Distintos Tipos de Crudos en Colombia”. Septiembre 23 de 2009. Consulta realizada el 31 de Enero del 2011. Disponible en: <http://www.oilproduction.net/cms/files/estadisticaspccp.pdf>

Es de resaltar, que mas del 80% de la producción energética mundial se concentra en los países, Argentina, Brasil, Venezuela y Colombia cada uno con 13.3%, 39.2%, 12.9% y 5.4%, respectivamente, así mismo se incluye Trinidad y Tobago aclarando que su aporte energético es inferior al de Argentina.

En cuanto a las reservas de Petróleo, Latinoamérica cuenta con el 9% del total mundial. El volumen actual de las reservas mundiales alcanzan los 101.2 miles de millones de barriles. Entre los países latinoamericanos que aportan a este 9%, se encuentra Colombia junto a Brasil, Venezuela y Ecuador.

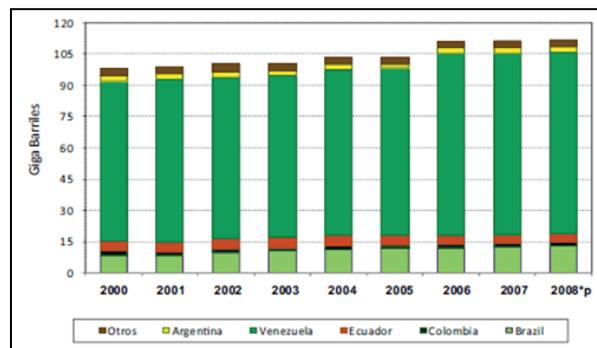


Figura 2. Evolución de Reservas Regionales de Petróleo

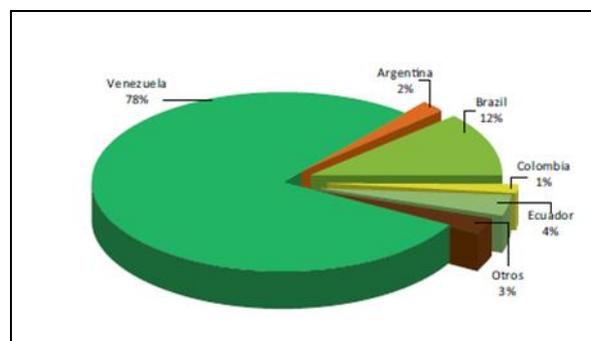


Figura 3. Distribución de Reservas de Petróleo en Latinoamérica - 2008

En cuanto a la refinación del Petróleo, Latinoamérica cuenta con cerca del 8.7% de la capacidad mundial. A pesar que dicha capacidad se concentra principalmente en Brasil con 2 millones de barriles/día (Ver Figura 4) y Venezuela con 1.3 millones de BPD, Colombia acumula el 4.6% del total de Latinoamérica.

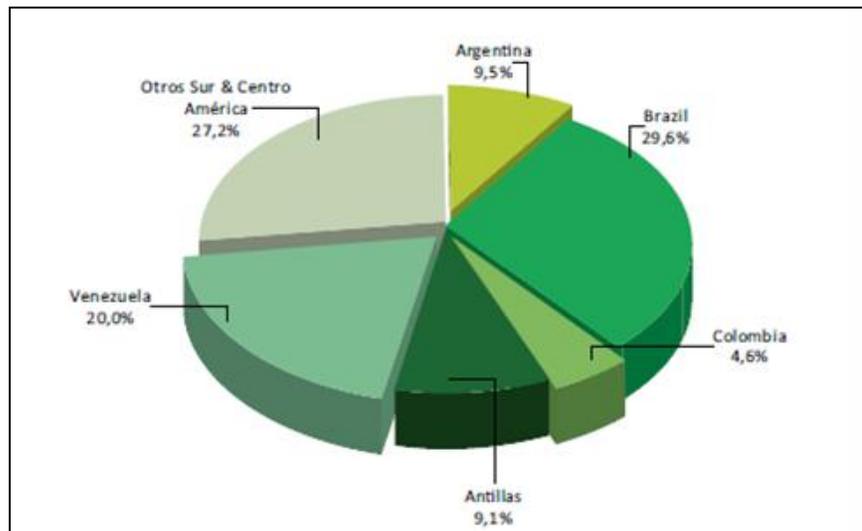


Figura 4. Capacidad Regional de Refinación

A nivel nacional la producción de crudo en Colombia ha venido en aumento en los últimos cuatro años a una tasa promedio de incremento del 4%, en conjunto con el precio del crudo, que ha presentado un crecimiento bastante significativo, colaborando como incentivo al desarrollo del sector petrolero en el país, así como en el resto del mundo.

Un estudio contratado por la ANH -*Agencia Nacional de Hidrocarburos*- en el 2007 sobre estimación, análisis y comparación de los costos de exploración y producción de hidrocarburos en las cuencas Colombianas, mostró que “durante el último quinquenio los costos de hallazgo, desarrollo, producción y transporte tuvieron el siguiente comportamiento:

- Hallazgo: promedio 6.97 USD/BPe con un rango que oscila entre los 6.6 y 10.45 USD/BPe.

- Desarrollo: promedio 4.45 USD/BPe con un rango que oscila entre los 4.03 y 7.39 USD/BPe.

- Producción: promedio 3.46 USD/BPe con un rango que oscila entre los 2.6 y 9.01 USD/BPe. A nivel de cuenca, el mayor costo corresponde al Catatumbo con 10.03 USD/BPe y el menor a Cordillera con 1.07 USD/BPe.

- Transporte: Al petróleo, se aplica una tarifa por barril que está en función de la distancia existente a la refinería o al puerto de exportación (Coveñas). La cuenca con mayor tarifa a Coveñas es **Cordillera** con 4.18 USD/BPe y la de menor tarifa es la del **Valle Inferior del Magdalena** con 0.72 USD/BPe.”

Hoy día el aumento de la producción nacional, se ve representativamente soportado por siete cuencas sedimentarias, de las 23 existentes. Según el estudio realizado en el 2009, las cuencas de los Llanos Orientales y Valle Medio del Magdalena, han aportado alrededor del 80% de la producción total, es decir unos 540KBPD.

PRODUCCIÓN POR CUENCA Y SU PARTICIPACIÓN EN LA PRODUCCIÓN TOTAL NACIONAL		
CUENCA	P.C (BPD)	P.P.N (%)
Caguán-Putumayo	24.000	3,75%
Catatumbo	3.283	0,51%
Cordillera Oriental	79	0,01%
Llanos Orientales	425.231	66,45%
Valle Inferior del Magdalena	458	0,07%
Valle Medio del Magdalena	98.687	15,42%
Valle Superior del Magdalena	88.149	13,78%
Total	639.887	100%

P.C: Producción por cuenca
P.P.N: Participación en la producción total nacional

Figura 5. Producción Cuencas Colombianas

Clasificaciones de los Crudos:

La clasificación de los crudos encontrados en estas cuencas, varía desde los 63° API para el crudo hallado en el campo Cerro Gordo, ubicado en la cuenca Catatumbo, en el departamento de Norte de Santander, hasta los 0,92° API para el crudo hallado en el campo Valdivia-Almagro, en explotación y ubicado en la cuenca de los Llanos Orientales en el departamento del Meta.

En promedio, los crudos extraídos en el país tienen una gravedad API alrededor de 26,71°. Dada la amplia variedad de crudos encontrados en el país, estos se dividen en crudos livianos, medianos y pesados. Esta división permite identificar el comportamiento de la composición de la producción de crudos nacionales en tres grandes áreas, con los siguientes resultados para el periodo 2006 – 2009.

Los crudos livianos han tenido una participación promedio del 25% en la producción total de petróleo del país. Es necesario destacar que los crudos livianos han venido disminuyendo su participación en la canasta de crudos extraídos en el país; en el 2006 la participación fue del 29,1%, mientras que en el 2009 esta cifra fue del 20,7%. La extracción de este tipo de crudos ha presentando una tendencia decreciente.

Respecto a los crudos medianos, se ha identificado que su participación en la producción total de crudos ha sido en promedio del 35,3%. La participación de este tipo de crudo se ha mantenido constante a lo largo del periodo, a pesar de esto, su extracción ha presentado en promedio una tasa de crecimiento del 8%.

Los crudos pesados han tenido una participación promedio en la producción total de petróleo, alrededor de 39%. La participación de estos tipos de crudos ha venido aumentando año tras año, pasando del 36% en 2006 a 43.5% en el 2009 y su extracción ha venido aumentando de igual manera; con una tasa de crecimiento promedio anual del 15.1%.

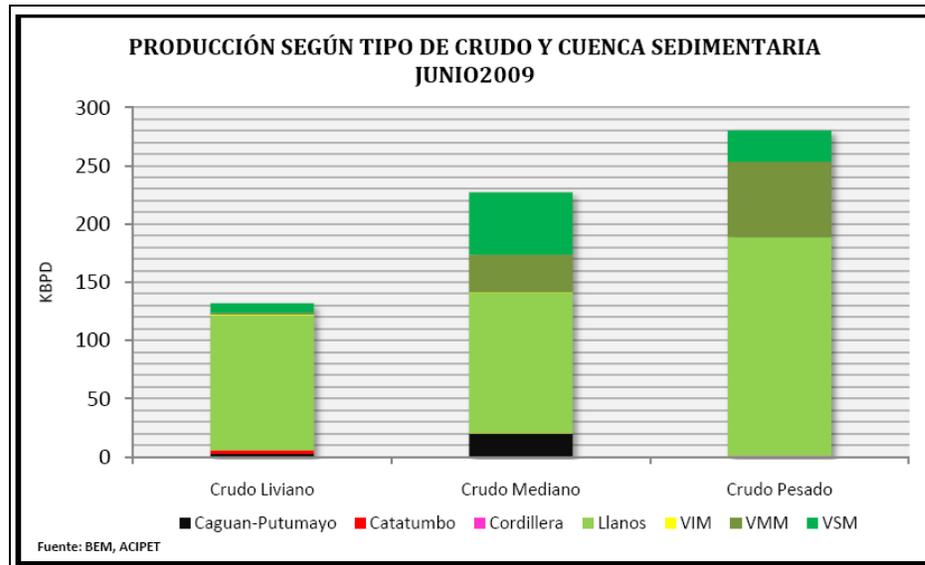


Figura 6. Producción según el tipo de Crudo por Cuencas

1.2 Descripción General del Proceso de Tratamiento de Crudo.

Debido a que en Colombia la mayor proporción de crudo extraído es pesado, puesto que se realiza su extracción por medio del “Método del Recobro Mejorado” es decir por inyección de Gas, Agua o Vapor, requiere realizar procesos de tratamiento del mismo, con el fin de adecuar su composición a los requerimientos de exportación y tratamiento en refinería.

Como requisito general, el crudo que se despacha de una planta de tratamiento debe tener un BS&W máximo de 0.5%, lo que implica tener que desestabilizar la emulsión que se extrae de los pozos.

Este tratamiento requiere de varias etapas, puesto que el material de trabajo es el fluido trifásico que se recibe directamente de los pozos. En las plantas de tratamiento de crudo, se realiza la separación del Gas, Crudo y Agua, además de la deshidratación del crudo, de manera tal que pueda ser enviado a las refinerías.

El fluido extraído, viaja desde el pozo por líneas de transporte, y son recogidos en la planta por tuberías llamadas Flautas o bien colectores cuando recogen el fluido de más de un pozo; ya en la estación estas tuberías son conectadas a otro juego de tuberías (Manifold), el cual direcciona el flujo hacia un sistema de Separación.

De esta separación se obtiene:

- Crudo emulsionado, el cual se logra en un proceso que involucra separadores trifásicos y bifásicos, para posteriormente ser enviado a la operación de deshidratación, con el fin de limpiarlo y dirigirlo a la estación de tratamiento.
- Agua, la cual es tratada con el fin de limpiarla, separar las pequeñas partículas de crudo que aun pueda contener y ser reutilizada inyectándose nuevamente a pozo.
- Gas, el cual se depura en equipos especiales para este fin (Scrubber), y es regulada la presión con el fin de separar los condensados que pudiese contener el gas y este es enviado a los quemadores (TEA).

Adicionalmente, en estos tipos de plantas de tratamiento de crudo, es habitual contar con sistemas de alivio de presión (PSV), sistemas de drenaje de aguas aceitosas así como de aguas lluvias que permitan la recolección de estos productos, sistema de red contra incendios, una red de aire comprimido y posiblemente un generador a gas para respaldo de energía.

1.3 Equipos básicos que componen una planta de Tratamiento de crudo.

Los equipos básicos que conforman una planta de tratamiento de crudo con el fin de realizar el proceso necesario de destilación, son los siguientes:

- Manifold
- Separador de prueba o Separador Bifásico
- Separador Trifásico o F.W.K.O (Free Water Knock Out).
- Skimming Tank, tanque de almacenamiento y tratamiento del agua extraída de los separadores.
- Tanques de Almacenamiento para Pruebas
- Tanque de Almacenamiento de Crudo Gun Barrel
- Tanque de Almacenamiento de Agua filtrada.
- Depurador de gas (Scrubber).
- Knock-out Drum.
- Tea (quemadores de gas).
- Compresores junto con un tanque pulmón.

Diagrama de flujo de una planta de Tratamiento de Crudo:

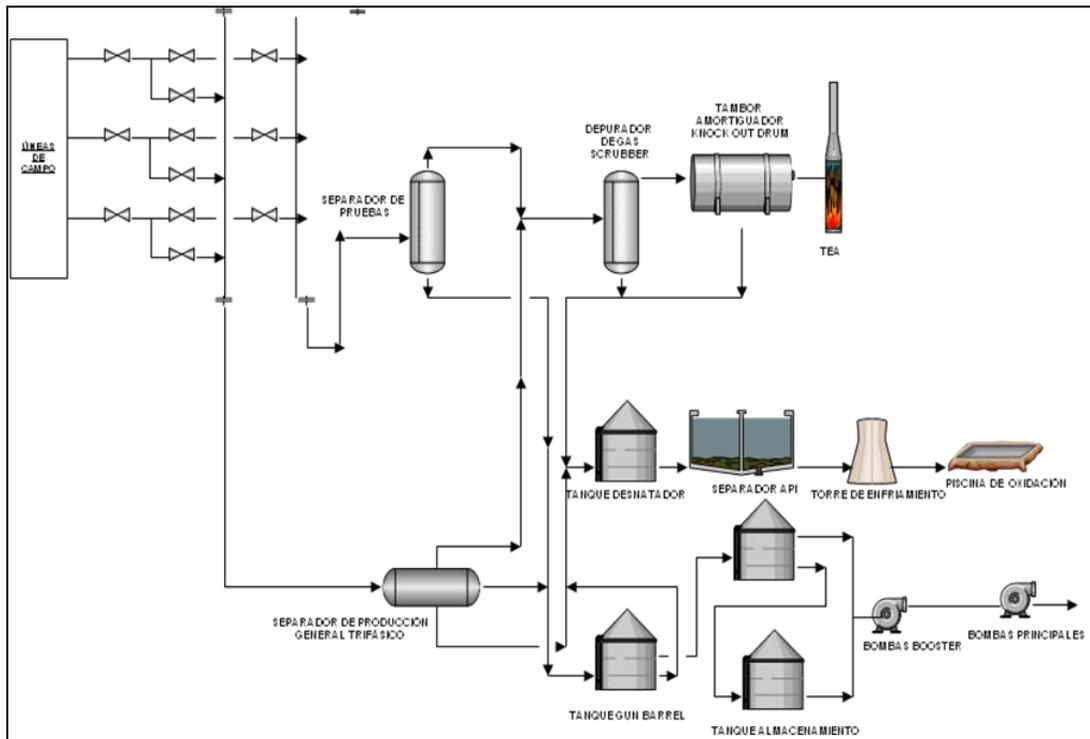


Figura 7. Diagrama General de una Planta de Tratamiento de Crudo

1.4 Sistemas que compone el proceso de Tratamiento de Crudo.

1.4.1 Sistema de Recolección de Fluidos

Los fluidos de los pozos deben llegar en la planta al sistema de recepción o Manifold para ser distribuidos en los cabezales.

Un Manifold, usualmente está compuesto por cabezales o tuberías de 6" y 8" pulgadas de diámetro, los cuales pueden dividirse en tuberías de pruebas y tuberías de producción general, con el fin de poder realizar separaciones de los fluidos de cada pozo y evaluar el producto que llega individualmente en cada momento, en caso de ser necesario.

Estos cabezales están compuestos de tuberías menores conocidas como flautas, en cada una de las cuales se encuentra una válvula de bola que permita el cierre manual de la línea y también una válvula de cheque que

evita el contraflujo. De igual forma se debe tener una válvula de globo en la intersección de las flautas con los colectores con el fin de poder dirigir el paso al colector deseado. Adicionalmente se debe contar con las facilidades necesarias para inyectar los químicos antiespumantes, clarificadores, rompedores de emulsión e inhibidores, con el fin de mantener el fluido en condiciones óptimas que permita realizar mediciones más confiables y alargar la vida de la tubería.



Figura 8. Manifold de recepción de crudo en una Planta de Tratamiento.

1.4.2 Sistema de Separación

En esta etapa se utilizan los Separadores tanto de pruebas como de producción, los primeros o bifásicos habitualmente usados para realizar pruebas y mediciones que permitan determinar las características del fluido proveniente de un pozo específico, los cuales separan la parte líquida de la gaseosa; y los segundos o Trifásicos consistentes de tambores (Drummes) que permiten retirar el agua de la emulsión y la mayoría del gas asociado al fluido.

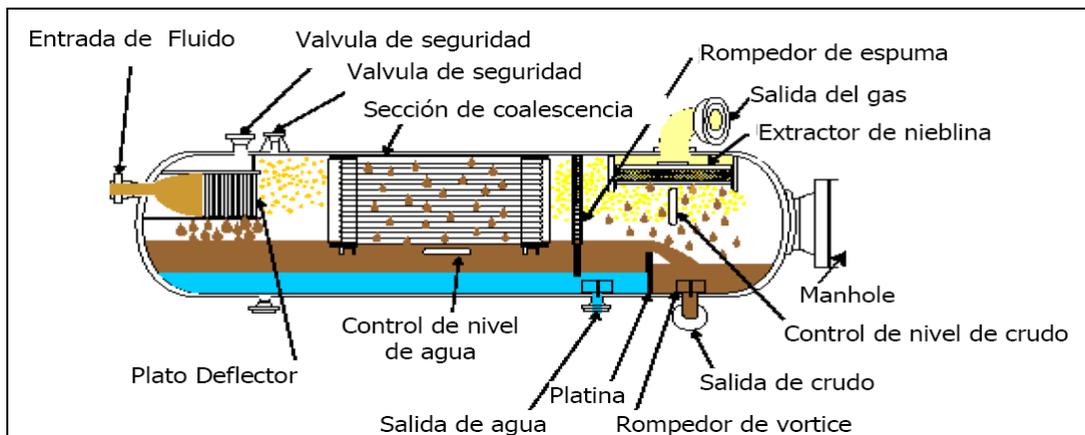


Figura 9. Diagrama Interno de un Separador Trifásico

Al separador Trifásico llegan los fluidos de los pozos con mayor contenido de agua libre. Por medio de este FWKO se obtendrá la separación de las tres fases del fluido, agua, gas y crudo.

Dentro de él, se procesa a una presión aproximada entre 40psi a 60psi y temperaturas entre 110°F y 114°F, cuando se trabaja alrededor de un 60% de su capacidad.

El gas y el líquido se separan en la primera parte del Fwko, después de esto el agua se decanta mientras que el gas continúa el proceso saliendo a través de la válvula de control de presión a 46psi y atravesando un medidor de orificio, para ser dirigido al Scrubber.

Continúan el proceso el agua y el crudo, los cuales se estabilizan para que la primera se decante y salga a través de un rompedor de vórtice del separador. El agua que se elimina del separador trifásico, presenta regulación de flujo por medio de una válvula reguladora que adicionalmente permite el paso hacia los tanques desnatadores (Skimming Tank), con el fin de iniciar la decantación y remover el aceite, en este se trabaja con presión atmosférica, pero debe tener una válvula con el fin de no dejar colapsar la vasija.

El crudo pasa por un vertedero hacia el compartimiento final del separador, del cual sale a través de un rompedor de vórtice dirigiéndose a un tanque de almacenamiento o Gun Barrel.

1.4.3 Sistema Depuración de Gas

El gas producido por los separadores es conducido a un proceso de despojamiento, el cual es integrado por una serie de tambores separadores donde se recuperan los condensados que pueda contener la corriente de gas.

Este sistema trabaja con un Scrubber o Depurador de Gas y un KOD Knockout Drum o Tambor de Amortiguación, el primero de ellos trabaja a 45psi mientras que el otro trabaja a presión atmosférica.

El gas que proviene del separador ingresa por la parte media del Scrubber, donde es recibido por un medidor de orificio y pasa a través de una válvula reguladora de presión a 45psi, saliendo de la vasija por la parte superior. Dentro de esta vasija el gas golpea contra una platina dispersadora que obliga a las partículas líquidas que van en el gas a caer al fondo de la vasija. Posteriormente el gas sale hacia el K.O.D.

En el K.O.D. se realiza una separación similar del líquido y gas, a la ocurrida en el Scrubber, siendo así mismo, el último lugar donde puede realizarse esta separación antes que el gas sea enviado a quemarse en la Tea.

Después de los procesos anteriores, el gas finalmente llega a la Tea, que actúa como un quemador de gas, la cual cuenta con una boquilla que proporciona una zona de baja presión, permitiendo asegurar la estabilidad de la llama.

1.4.4 Sistema de Drenaje

Este sistema está involucrado a través de todo el proceso de la planta de tratamiento, para esto, todos los diques deben contar con cajas de recolección con válvulas que permitan evacuar crudo, aguas aceitosas y aguas lluvias.

Las aguas aceitosas deben direccionarse al Skimmer y las aguas lluvias por gravedad deben ir al tanque sumidero, con el fin de garantizar que el sistema sea completamente cerrado y no se produzcan pequeños derrames que afecten el ambiente.

1.4.5 Sistema de Almacenamiento

Se requiere dentro de este tipo de plantas un tanque de almacenamiento de crudo que reciba y almacene el crudo tratado, adecuado a 0.5% de BSW y con contenido de sal menor a 20Lb por cada 1000Bls. El techo de este tanque puede ser cónico fijo o flotante, pero debe tener una válvula para decantación manual. Así mismo, este tanque debe contar con instrumentación adicional que permita realizar los controles de nivel necesarios.

1.4.6 Sistema de Transferencia y Medición de Crudo

Este sistema incluye los equipos que permiten realizar la transferencia del crudo, desde la planta de tratamiento hacia las estaciones.

Para este fin, suelen ser usadas bombas centrifugas eléctricas de transferencias de fluidos, las cuales succionarán el crudo desde el tanque donde se almacene.

Adicionalmente, se incluye la medición del crudo succionado. El brazo de medición consta de un filtro y un medidor de flujo, normalmente asociado a un densitómetro en con el cual se verifica el porcentaje de BSW para luego transferir el crudo hacia las estaciones.

Este sistema no será profundizado debido a que requiere mayormente de instrumentación asociada a motores y hacen parte de un proceso bastante complejo de transferencia, capaz de discriminarse en sub sistemas.

1.4.7 Sistema de Compresión de Aire

Este sistema resulta crítico en la operación, ya que permite el funcionamiento de los actuadores neumáticos de las válvulas de control, siendo también el alimentador de los mismos en las válvulas de nivel y presión del proceso.

En este proceso se utilizan compresores reciprocantes, los cuales toman el aire de la atmosfera y lo comprimen por medio de motores eléctricos, inicialmente a una presión media, pero adicionalmente agregándole calor, por lo cual este aire comprimido debe pasar a tubos de enfriamiento y de allí ser enviado a la segunda etapa de compresión para posteriormente dirigirlo al tanque de almacenamiento de aire comprimido (tanque pulmón).

Este sistema no será profundizado debido a que requiere en su mayor parte de instrumentación asociada a motores y hace parte de un proceso bastante complejo, capaz de discriminarse en sub sistemas

CAPITULO 2 – SUBPROCESOS ASOCIADOS AL TRATAMIENTO DE CRUDO

En este capítulo se denominan subprocesos asociados, a aquellos procesos que deben ser llevados a cabo paralelamente con los procesos principales con el fin de mejorar los procesos y el desempeño de la planta, pero que no requieren ser incluidos en el sistema supervisorio por no representar procesos críticos dentro del proceso general de la planta, así como no representan riesgo de nivel alto al ambiente en caso de falla momentánea.

2.1 Sistema de Inyección de Químicos.

Cada cabezal del Manifold debe estar provisto con puntos de inyección de químicos, la función de estos químicos es promover la deshidratación del crudo mediante la desestabilización de la emulsión crudo-agua, evitando además, la formación de espuma, reducción de la corrosión y disminución de las incrustaciones.

La inyección de los químicos, se realiza por medio de bombas dosificadoras conectadas a los cabezales a través de los puntos de inyección, las cuales deben poder graduarse para lograr obtener diferentes volúmenes de inyección en galones por día, según el caudal de crudo que se reciba.

Dentro de los químicos que se inyectan, se contemplan los rompedores de emulsión y antiespumante, así como inhibidores de corrosión e incrustaciones.

2.2 Sistema de Bombas de Transferencia de Crudo.

Estas bombas realizan la succión del crudo de los tanques de almacenamiento para transferirlos de medición LACT (Lease Automatic Custody Transfer) antes de ser transferido a las estaciones de procesamiento de crudo.

Este tipo de bombas, adicionalmente a las válvulas de succión, drenaje y descarga, cuentan con switches de alta y baja presión en la línea de descarga para apagar la bomba ante una anomalía.

CAPITULO 3 – VARIABLES Y ALARMAS DEL PROCESO Y LOS SISTEMAS.

Aun cuando existen diferentes tipos de variables asociadas con el proceso en una planta de Tratamiento de crudo, al igual que en la mayoría de los procesos, las principales variables que se manejan en esta planta son Presión, Nivel y Flujo.

Se describen a continuación, las variables presentes en el proceso que afectan cada uno de los sistemas, las cuales deben ser tenidas en cuenta al momento de definir el control de la planta.

3.1 Variables asociadas a cada sistema.

3.1.1 Sistema de Recolección de Fluidos.

- En el colector general:

Variable	Presión
Unidades	PSI
Rango	0 a 100
Alarma	H=60 L=40
	Lectura < 40, Verificar pozo y tubería
	Lectura > 60, Verificar cierre de válvula de recibo.

3.1.2 Sistema de Separación.

- En el Separador de Prueba

Variable Presión

Unidades PSI

Rango 0 a 100

Alarma H=60 L=35

Lectura < 35, Revisar apertura de válvulas de control de nivel de crudo.

Lectura > 60, Revisar alto nivel y cierre de válvula de gas.

Variable Nivel de Liquido

Unidades %

Rango 0 a 100

Alarma H=75 L=15

Lectura < 15, Verificar apertura válvula de crudo.

Lectura > 75, Verificar cierre de válvula de crudo.

- En el FWKO:

Variable Presión

Unidades PSI

Rango 0 a 100

Alarma H=55 L=35

Lectura < 35, Verificar apertura de válvulas de control del nivel de agua y crudo.

Lectura > 55, Verificar alto nivel y cierre de válvula de gas.

Variable Nivel de Agua

Unidades %

Rango 0 a 100

Alarma	H=95 L=50 Lectura < 50, Verificar apertura de válvula de agua Lectura > 95, Verificar cierre de válvula de agua.
--------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Variable	Nivel de Crudo
Unidades	%
Rango	0 a 100
Alarma	H=70 L=10 Lectura < 10, Verificar apertura de válvula de agua Lectura > 75, Verificar cierre de válvula de agua.

3.1.3 Sistema de Depuración de Gas.

- En el Scrubber:

Variable	Presión
Unidades	PSI
Rango	0 a 100
Alarma	H=60 L=35 Lectura < 35, Verificar apertura de válvulas de control nivel condensado. Lectura > 60, Verificar alto nivel y cierre de válvula de gas.

Variable	Nivel del Condensado
Unidades	%
Rango	0 a 100
Alarma	H=50 Lectura > 50, Revisar cierre válvula de crudo por alto nivel de crudo en los separadores.

- En el Knock Out Drum:

Variable	Nivel de Fluido
----------	-----------------

Unidades	%
----------	---

Rango	0 a 100
-------	---------

Alarma	H=50
--------	------

Lectura > 50, Revisar operación de bomba, por alto nivel de crudo en separadores.

3.1.4 Sistema de Almacenamiento.

- En el Skimming Tank:

Variable	Nivel de Liquido
----------	------------------

Unidades	Pies (Ft)
----------	-----------

Rango	0 a 36
-------	--------

Alarma	H=30 DESN=28
--------	--------------

Lectura < 27, Revisar nivel alto del tanque previo, cierre válvula de salida.

- En el Gun Barrel:

Variable	Nivel Interfase
----------	-----------------

Unidades	Pies (Ft)
----------	-----------

Rango	0 a 36
-------	--------

Alarma	H=28 L=27
--------	-----------

Lectura < 27, Revisar apertura válvula interface y/o control.

Lectura > 28, Revisar cierre de válvula de interface.

- En el Tanque de Almacenamiento y Tanque de Pruebas:

Variable	Nivel
----------	-------

Unidades	Pies (Ft)
----------	-----------

Rango	0 a 24
Alarma	H=20
	Lectura > 20, Se debe desviar el recibo.

Hasta este punto, se han descrito las principales variables asociadas a los sistemas de recolección de fluidos, separación depuración de gas y almacenamiento. Sin embargo al revisar las variables asociadas a los demás sistemas, existen algunas (Porcentaje de inyección de químicos, setting de PSV, apertura de válvulas de corte manual, etc.) que pueden ser controladas en forma manual por el operador de ronda, de manera que no exigen monitoreo constante o inclusión por parte del sistema de control del proceso.

3.2 Alarmas del Proceso

La función principal de un sistema de alarmas, es dirigir la atención del operador hacia las condiciones de proceso que requieran su evaluación y acción oportuna, centrándolo en las situaciones importantes y suministrándole información que le permita tomar las decisiones adecuadas para una operación segura.

Características de las Alarmas:

- Indican al operario que el sistema o la misma planta, está entrando en una región operacional peligrosa o bien que algo merece su atención inmediata.
- Debe presentar la información necesaria para definir cuál es el problema, a través de un mensaje descriptivo.

- Debe brindar seguridad como parte de la estrategia de reducción de riesgos de los procesos en relación con las personas, ambiente y los mismos equipos.
- Debe tener una justificación la cual debe ser relevante para el operador.
- Debe brindar tiempo suficiente para el accionar del operador.

Según las características funcionales del sistema de control que se establezca, una variable tendrá varios parámetros para configurar alarmas, por alto, bajo, alto-alto y bajo-bajo. Así mismo resulta importante definir la jerarquización de las alarmas con el fin de racionalizar el sistema, por esto se establecen tres categorías de las alarmas: Alta, Media y Baja.

La prioridad de una alarma se define, usando la RAM o Matriz de Evaluación de Riesgo, la cual permite evaluar el posible impacto en las personas, el ambiente y la afectación económica cruzado con la severidad de las consecuencias, las cuales el operador podría prevenir tomando la acción correctiva asociada a la alarma y en el tiempo requerido. El análisis de esta matriz, se realiza basándose en la tabla que se muestra a continuación.

Safety	-	-	Safety Shower Out of Service	Potential fatality or worse
Environmental	-	Minor release inside boundary	Significant release inside boundary	Notifiable release
Production loss	Lower efficiency, Increased fouling	Non-spared equipment trip	Non-spared equipment will trip	Downtime more than
Equipment damage	Pump damage (spare on hand) < \$50k	Pump damage (no spare) \$50 to 100k	Damage to major equipment likely > \$100k	Critical equipment destroyed -
Inefficient operation				
Consequence	Minor	Moderate	Major	Extreme
Urgency				
Now (< 5 min)	High	High	Emergency	Critical
Next (5-15 min)	Low	High	Emergency	Critical
Later (>15 min)	Low	Low	High	Critical

Tabla 1. Matriz de Evaluación de Riesgo

Banda Muerta de las Alarmas: es un rango limite dentro del cual es posible que la señal que activa la alarma oscile, lo que provoca que la alarma entre y salga de estado de alarma repetidamente ocasionando confusión y molestias al desempeño del operador. Para la determinación de la banda muerta, se utiliza principalmente la siguiente tabla la cual se especifica para cada tipo de variable:

signal type	deadband
flow	5%
level	5%
pressure	2%
temperature	1%

Tabla 2. Porcentaje de Banda Muerta según Tipo de Señal.

De igual forma si se requiere el uso de filtros por alta frecuencia de ruido en la señal, se utiliza como base la siguiente tabla:

signal type	time constant
flow	2 sec
level	2 sec
pressure	1 sec
temperature	0 sec

Tabla 3. Tiempos de Banda Muerta según Tipo de Señal.

Categorización de las Alarmas:

Es posible implementar diferentes tipos de alarmas según las características de la mismas, sin embargo se recomienda agruparlas cuando múltiples eventos requieren respuestas similares por parte del operador, esto con el fin que los eventos sean registrados mas no alarmados para posteriormente ser lógicamente combinados y generar una sola alarma común (Ejemplo: alarmas de condición de una maquina)

- Producto fuera de especificación (FE)
- Alarmas por velocidad de cambio (ROC)
- Alarmas Calculadas (CALC)
- Alarmas por patrones de bits (RP)
- Alarmas Sistemas de control (SYS)
- Alarmas ajustadas por el operador (OPER)
- Alarmas Pre-Disparo (“pre-trip”) (HH, LL)
- Falla de transmisor (IOBAD)
- Alarmas de desviación (DESV)
- Alarmas por discrepancia (TRACK)
- Alarmas Estadísticas (EST)
- Alarmas absolutas (L, H)
- Alarmas “First up” (FU)

Priorización de las Alarmas:

La priorización de las alarmas, se define teniendo en cuenta las ventanas de operación e integridad de proceso y el tiempo de respuesta por parte del operador. Una planta en su operación normal puede oscilar entre posiciones normales y anormales hasta el límite antes del corte.

Se clasifican las alarmas en tres categorías, aplicables a todos los sistemas:

Alta (H), Media (M) y Baja (L).

- **Prioridad Alta:** Deben colocarse en un valor que avise al operador que el control normal y la acción correctiva de la alarma más temprana han fallado y que está cerca de comprometer la integridad de la planta. En esta categoría se encuentran las alarmas relacionadas a las variables críticas que pueden afectar la integridad de los equipos, el medio ambiente, las personas y que generen pérdidas económicas.

También se incluye en esta banda las alarmas relacionadas con la protección (“safety”) de las plantas, en caso que el DCS tenga configuradas estas funciones. Las alarmas con prioridad alta deben ser aproximadamente el 5% de las alarmas configuradas en el sistema. Las alarmas relacionadas a las variables críticas, son las únicas que por su condición pueden tener configurada una pre-alarma de indicación.

- **Prioridad Media:** Las alarmas en esta categoría, se asocian a las variables de operación normal. La cantidad de alarmas configuradas en esta clasificación debe ser de aproximadamente el 15% de las alarmas del sistema.

- **Prioridad Baja:** Las alarmas de baja prioridad están relacionadas con variables de operación de equipos críticos para la operación, como seguimiento para la operación de la unidad. En esta categoría se encuentra el mayor número de alarmas configuradas y debe corresponder al 80%.

Tiempos de respuestas asociados a la priorización de las alarmas:

PRIORIDAD	MAXIMO TIEMPO DE RESPUESTA
Alertas	> 30 minutos
Baja (L)	10 – 30 minutos
Media (M)	3 – 10 minutos
Alta (H)	< 3 minutos

Tabla 4. Tiempos de Respuesta según la prioridad de la Alarma.

Tiempos de respuestas asociados a la severidad de la consecuencia:

MAXIMO TIEMPO DE RESPUESTA	SEVERIDAD DE LA	SEVERIDAD DE LA	SEVERIDAD DE LA
----------------------------	-----------------	-----------------	-----------------

	CONSECUENCIA: MENOR	CONSECUENCIA: MAYOR	CONSECUENCIA: SEVERO
> 30 minutos	Alertas	Alertas	Alertas
10 – 30 minutos	Baja (L)	Baja (L)	Alta (H)
3 – 10 minutos	Media (M)	Alta (H)	Alta (H)
< 3 minutos	Alta (H)	EMERGENCIA	

Tabla 5. Tiempos de Respuesta según la severidad de la Consecuencia.

3.3 Matriz Causa-Efecto Equipos Principales:

A continuación se presenta la matriz causa-efecto de los equipos principales involucrados y el despliegue de sus alarmas dentro del Proceso:

			Servicio		Acción		TAG								
			Alarma Sonora	Despliegue en HMI	Alarma	Alarma	Sistema de control	Sistema de control	Sistema de control	Válvula de Nivel	Válvula de Nivel	Válvula de Nivel	Válvula de Nivel	Válvula de Presión	Válvula de Presión
Separador General															
TAG Equipo	Evento	Servicio													
LAH	Alarma	Alto Nivel de Agua		X			X								
LAL	Alarma	Bajo Nivel de Agua		X				X							
LAHH	Alarma	Muy Alto Nivel de Agua	X	X	X										
LALL	Alarma	Muy bajo Nivel de Agua	X	X	X										
LAH	Alarma	Alto Nivel de Crudo		X						X					

LAL	Alarma	Bajo Nivel de Crudo			X					X		
LAHH	Alarma	Muy Alto Nivel de Crudo		X	X	X						
LSLL	Alarma	Muy Bajo Nivel de Crudo		X	X	X						
PAH	Alarma	Alta Presión en la Vasija		X	X						X	
PAL	Alarma	Baja Presión en la Vasija		X	X							X

Tabla 6. Matriz Causa-Efecto Separador General.

			TAG	Acción	Servicio								
			Sistema de control	Alarma	Alarma Sonora								
			Sistema de control	Alarma	Despliegue en HMI								
			Sistema de control	Alarma	Registro								
			Válvula de Nivel	Abre (%)	Despliegue en HMI								
			Válvula de Nivel	Cierra (%)	Despliegue en HMI								
			Válvula de Nivel	Cierra (%)	Despliegue en HMI								
			Válvula de Presión	Abre (%)	Despliegue en HMI								
Separador de Prueba													
TAG Equipo	Evento	Servicio											
LAH	Alarma	Alto Nivel de Crudo			X					X			
LAL	Alarma	Bajo Nivel de Crudo			X							X	
LAHH	Alarma	Muy Alto Nivel de Crudo		X	X	X							
LSLL	Alarma	Muy Bajo Nivel de Crudo		X	X	X							
PAH	Alarma	Alta Presión en la Vasija						X					
PAL	Alarma	Baja Presión en la Vasija							X				

Tabla 7. Matriz Causa-Efecto Separador de Prueba.

Scrubber			Acción		Servicio			
							Alarma	
			TAG		Alarma		Despliegue en HMI	
					Sistema de control		Registro	
			Sistema de control		ON		Despliegue en HMI	
			Válvula de Nivel		OFF		Despliegue en HMI	
TAG Equipo			Evento		Servicio			
LAH			Alarma		Alto Nivel de Condensados			
LAL			Alarma		Bajo Nivel de Condensados			
LAHH			Alarma		Muy Alto Nivel de Condensados			
LALL			Alarma		Muy bajo Nivel de Condensados			

Tabla 8. Matriz Causa-Efecto Scrubber.

Knock Out Drum			Acción		Servicio	
			Alarma		Alarma Sonora	
			Alarma		Despliegue en HMI	
			Alarma		Registro	
			Arranque		Despliegue en HMI	
			Parada		Despliegue en HMI	
TAG			Acción		Servicio	
Sistema de control			Alarma		Alarma Sonora	
Sistema de control			Alarma		Despliegue en HMI	
Sistema de control			Alarma		Registro	
			Arranque		Despliegue en HMI	
			Parada		Despliegue en HMI	

TAG Equipo	Evento	Servicio					
LAH	Alarma	Alto Nivel de Liquido		X			
LAL	Alarma	Bajo Nivel de Liquido		X			
LAHH	Alarma	Muy Alto Nivel de Liquido	X	X	X	X	
LALL	Alarma	Muy bajo Nivel de Liquido	X	X	X		X

Tabla 9. Matriz Causa-Efecto Knock Out Drum.

CAPITULO 4 – INSTRUMENTACION

Características recomendadas de la instrumentación mínima requerida según los equipos a controlar, asociados a cada sistema.

4.1 Instrumentación mínima del Sistema de Recolección de Fluidos.

Cada línea de flujo debe contar con un transmisor de presión – indicador de Presión, indicador de temperatura, una válvula de cheque y una válvula de bola. Adicionalmente si el pozo del cual se recibe cuenta con bombeo mecánico, debe tener en la entrada una válvula de seguridad para el alivio de la presión (PSV).

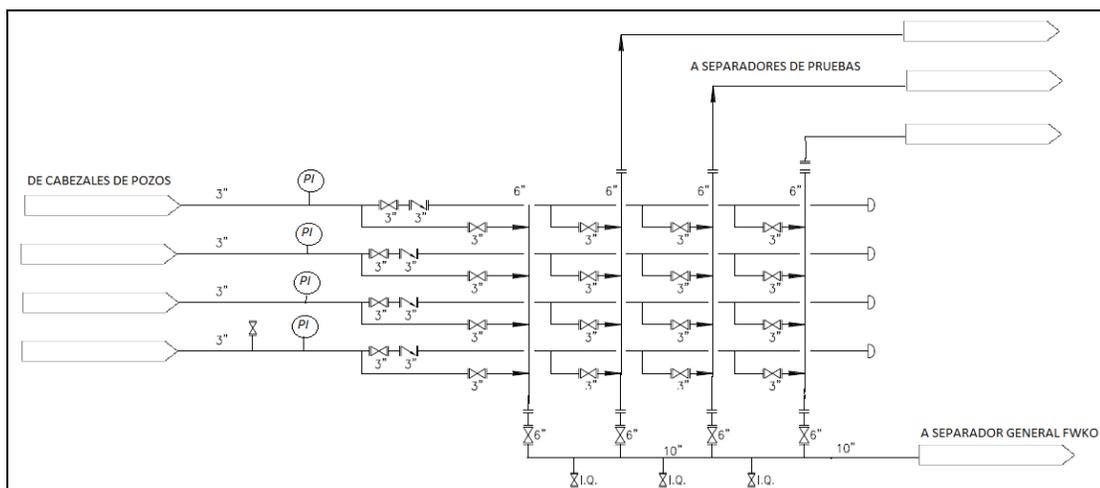


Figura 10. P&ID de un Manifold de Entrada

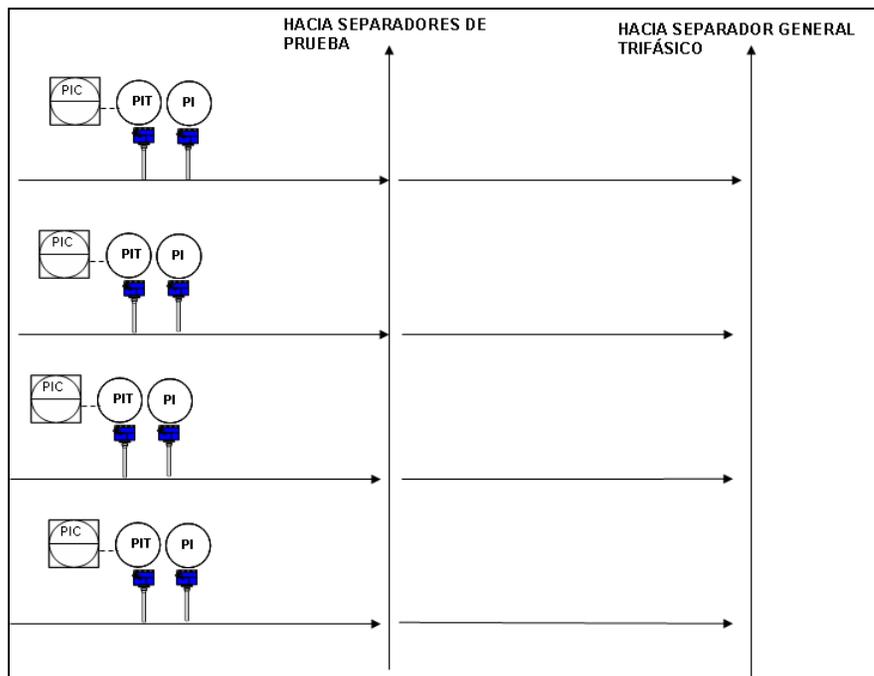


Figura 11. Instrumentación asociada en el Manifold de Entrada

Transmisor de Presión (PIT): Necesario para transmitir la información de Presión de la tubería que recibe el crudo de cada pozo. Puede solo limitarse su uso a la medición de la presión de la Línea que va al separador General e instalar en las flautas de cada pozo un Indicador de Presión (PI).

Válvula Cheque: Es usada en este caso, para evitar el contraflujo de retorno del fluido hacia pozo, (Ver Figura 10), ya que estas válvulas permiten el paso en un solo sentido. Funcionan por la misma acción del fluido, pues esta se cierra si el mismo se regresa, por lo cual funciona sin necesidad de manipulación externa.

Válvula de Bola: Válvula de un cuarto de vuelta, se debe usar completamente abierta o cerrada, ya que no da buen resultado como válvula de regulación pues sufre fácil desgaste de sus aristas por el paso del flujo. Permite una muy rápida operación, no requiere lubricación, da buen sello y las caídas de presión que producen son bastante bajas. (Ver Figura 10)

4.2 Instrumentación Mínima del Sistema de Separación.

En los separadores, si estos son bifásicos, tendrán dos fases diferentes, por la parte superior fluye el gas separado, pasando posteriormente por una válvula de control y un medidor de orificio con transmisor de flujo FloBoss. Mientras que por la parte inferior, el agua y crudo pasan por un medidor de flujo másico tipo Coriolis y una válvula reguladora de nivel.

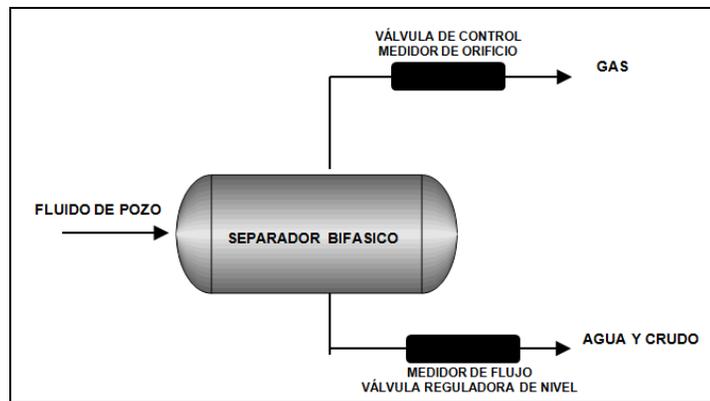


Figura 12. Separador Bifásico o de Pruebas

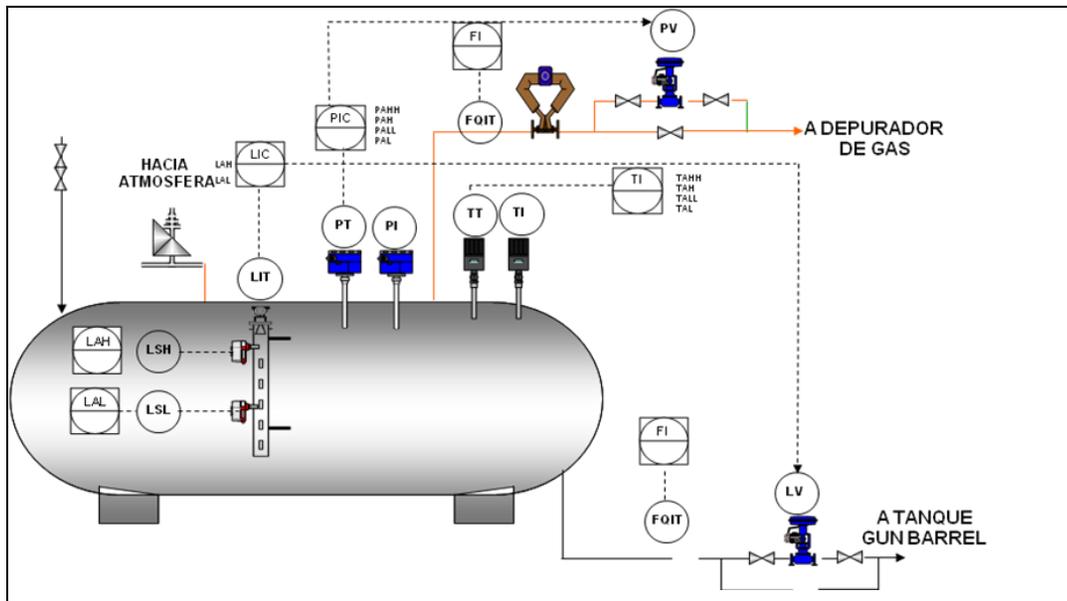


Figura 13. Instrumentación asociada al Separador Bifásico o de Pruebas

Válvula de Control: Esta válvula cuenta con dos partes principales, la motriz o actuador y el cuerpo.

Actuador: puede ser neumático, eléctrico o hidráulico. Se usan principalmente las dos primeras por ser más sencillos y de rápida acción, principalmente en la industria se usan las accionadas neumáticamente. Consta básicamente de un diafragma, un vástago y un resorte.

Cuerpo: está provisto de un obturador o tapón, los asientos del mismo y una serie de diferentes accesorios. La unión entre la válvula y la tubería puede realizarse por medio de bridas soldadas o roscadas. El tapón es quien se encarga de controlar la cantidad de fluido que pasa a través de la válvula y puede accionar en la dirección de su propio eje mediante un movimiento angular. Se uno al actuador por medio de un vástago.

Medidor de Orificio: Dispositivo para determinar el valor o magnitud de una cantidad o variable, por medio de la restricción del flujo en una tubería. La medición se realiza en tomas de presión antes y después del dispositivo o placa, donde dicha diferencia de presión es proporcional al cuadrado del caudal.

Este sistema es de fácil mantenimiento pues permite el cambio de la platina de orificio a medida que se detecta el desgaste de la misma. Su utilización va de la mano del transmisor de flujo, que permite tener el registro de los valores que detectan el cambio de presión por lo cual se conoce el caudal o flujo que se tiene en la tubería. Floboss, es una línea especial de computadores transmisores de flujo que permiten tener mejores mediciones y más funcionalidades. Especiales para la medición de líneas de Gas.

Medidor de Flujo Másico Tipo Coriolis: Equipo utilizado para medición de caudales, permite en su medición realizar balances de masa. Los medidores tipo Coriolis, cuentan con dos partes, la unidad sensora y la unidad electrónica. La primera de estas es la parte que está directamente en contacto con el proceso, mientras que la segunda es la que realiza los cálculos para obtener el resultado en los términos deseados.

La unidad Sensora, cuenta con:

- Tubos de flujo en forma de U por donde circula el fluido, contruidos de acero inoxidable creados para vibrar a su frecuencia natural.
- Tubos de Unión Múltiple o Manifolds, los cuales separan el fluido en la entrada en dos partes iguales para juntarlo nuevamente a la salida.
- Espaciadores, son segmentos de tubería de acero inoxidable que cumplen las funciones de separar los tubos de unión múltiple de modo que se alineen debidamente con los tubos de flujo, actuar como un conducto para cables desde adentro del compartimiento del sensor hacia la unidad electrónica y por último, proveer estabilidad dimensional para el sensor ayudando a neutralizar las tensiones de la tubería que podrían afectar la operación del medidor.
- Bobina Impulsadora: es un dispositivo electromagnético que convierte la señal eléctrica proveniente de la unidad electrónica en una fuerza que hace vibrar a los tubos de flujo.
- Detectores de posición, sensores primarios que determinan el angulo de torsión del tubo de flujo en función del tiempo. Los detectores envían directamente esta información a la unidad electrónica.
- Sensores de Temperatura, se utiliza con el fin de compensar en la unidad electrónica, los efectos de la temperatura sobre el modo de rigidez de los tubos de flujo con el fin de controlar la escala de conversión necesaria de voltaje/frecuencia de la señal de flujo.

La Unidad Electrónica es aquella que procesa y convierte en voltaje proporcional a la masa de flujo la información recibida del detector de posición.

Este Medidor es muy útil debido a que presentan bajo error en las mediciones, excelente repetitividad con una desviación menos al 0.1%, la no afectación de la medición por variación de temperatura o presión debido a que se manejan unidades de masa como medida patrón, bajo mantenimiento por carecer de partes móviles, uso para medición de flujo en forma bidireccional, fácil calibración en campo y un error menor del 0.2%.

Resumen de la Instrumentación del Separador de Pruebas:

TAG	Descripción del Instrumento	Servicio
PI	Indicador de Presión	Presión del Separador de Pruebas
PIT	Transmisor de Presión	Transmisor de Presión del separador de Pruebas al sistema de Control.
PV	Válvula de Control	Control de Presión del Separador de Pruebas
LG	Indicador de Nivel	Nivel del Separador de Pruebas
LIT	Transmisor de Nivel	Transmisor de Nivel del separador de pruebas al sistema de control
LSHH	Interruptor de muy alto nivel	Alarma muy alto nivel de emulsión.
LSLL	Interruptor de muy bajo nivel	Alarma muy bajo nivel de emulsión.
LV	Válvula de control	Control de Líquido separador de prueba.
FIT	Transmisor de flujo	Medición de Gas del separador de prueba

	Coriolis	
FIT	Transmisor de flujo Coriolis	Medición de Crudo del separador de prueba
PSV	Válvula de Alivio	Alivio sobrepresión separador de prueba

Tabla 10. Instrumentación asociada al Separador Bifásico o de Pruebas

Separador General:

Por su parte, en los Separadores Trifásicos o F.W.K.O se debe tener Manómetros, Termómetros y Medidor de nivel para la vasija como tal.

Por las salidas de proceso, adicionalmente a los equipos de un separador de prueba bifásico, se debe tener a la salida de gas: Una válvula de control de presión y para las salidas de agua y de crudo, un rompedor de vórtice y una válvula de control de nivel.

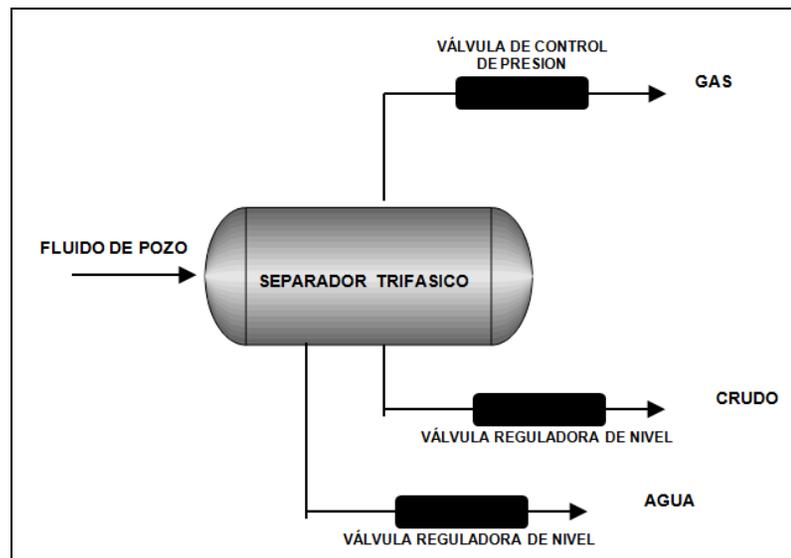


Figura 14. Separador Trifásico o FWKO

Switches de nivel LSL, LSLL, LSH, LSHH los cuales permiten tener 4 puntos de referencia para establecer las alarmas. Level Switch Low, Level Switch Low Low, Level Switch High, Level Switch High High.

Resumen de la Instrumentación del Separador General o Trifásico:

TAG	Descripción del Instrumento	Servicio
PSV	Válvula de Alivio	Seguridad del Separador General
PI	Indicador de Presión	Presión del Separador de Pruebas
TI	Indicador de Temperatura	Temperatura del Separador General
PIT	Transmisor de Presión	Transmisor de Presión del separador gral a sistema de Control.
LV	Válvula de control	Control de nivel de agua del separador.
LV	Válvula de control	Control de nivel de crudo del separador.
FIT	Transmisor de flujo multivariable	Medición de caudal de Gas del separador.
FE	Platina de Orificio	Medición de gas el Separador
TE	Sensor RTD	Medición de Temperatura para compensación.
FIT	Transmisor de flujo ultrasónico	Medición de agua del separador.
FIT	Transmisor de flujo Coriolis	Medición de crudo del separador.
LG	Indicador de Nivel	Nivel del Separador general (Interfaces)
LIT	Transmisor de Nivel	Transmisor de Nivel del separador gral a sistema de control
LSHH	Interruptor de muy alto	Alarma muy alto nivel (Agua).

	nivel	
LSLL	Interruptor de muy bajo nivel	Alarma muy bajo nivel de (Agua).
LG	Indicador de Nivel	Nivel del Separador general (Crudo)
LIT	Transmisor de Nivel	Transmisor de Nivel separador Gral a sistema de Control.
LSHH	Interruptor de muy alto nivel	Alarma muy alto nivel (Crudo).
LSLL	Interruptor de muy bajo nivel	Alarma muy bajo nivel de (Crudo).
PV	Válvula de Control	Control de presión separador general

Tabla 11. Instrumentación asociada al Separador Trifásico o General.

4.3 Instrumentación mínima del Sistema de Depuración de Gas.

En este sistema se toma el gas proveniente de los Separadores y por medio del scrubber se separan los condensables del gas, que son enviados a un tanque conocido como tanque sumidero para ser retornados al proceso. Una fracción de este gas que se recoge, es usado como blanketing o gas de cobertura para los tanques desnatadores, decantadores y en los de tanques de almacenamiento de agua. El resto de gas es enviado a los procesos de generación eléctrica y el relevo de excedentes a la Tea.

Para este proceso se requieren las válvulas de entrada, válvula de salida de condensados, válvula de drenaje, válvula para antes del medidor de flujo y otra para después del medidor, válvula de seguridad antes de válvula de alivio y después de la válvula de alivio

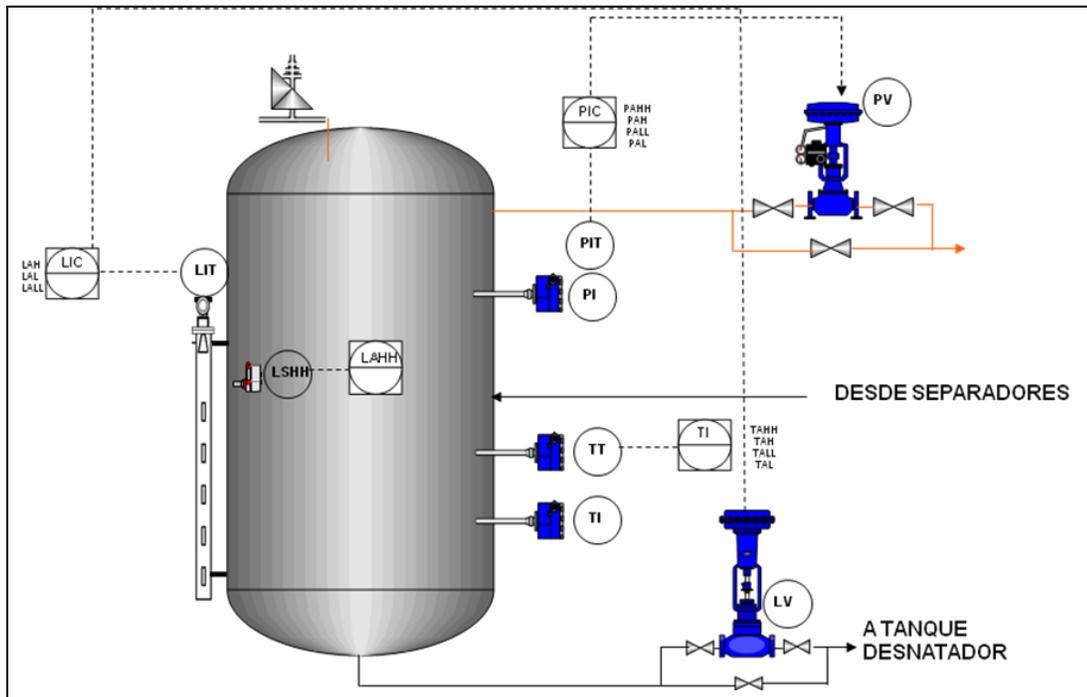


Figura 16. Instrumentación asociada al Scrubber

Resumen de la Instrumentación del Scrubber:

TAG	Descripción del Instrumento	Servicio
PI	Indicador de Presión	Presión Scrubber.
LG	Indicador de Nivel	Nivel del Scrubber.
LIT	Transmisor de Nivel	Nivel Scrubber a sistema de Control.
LSHH	Interruptor de muy alto nivel	Alarma muy alto nivel (condensados).
LSLL	Interruptor de muy bajo nivel	Alarma muy bajo nivel de (Condensados).
FE	Platina de Orificio	Medición de gas el Separador
TE	Sensor RTD	Medición de Temperatura para

		compensación.
FIT	Transmisor de flujo multivariable	Medición de caudal de Gas del scrubber.
PCV	Válvula Autorregulada	Control de Presión del Scrubber
SOV	Válvula On-Off Solenoide	Control válvula nivel Scrubber
LY	Válvula de On-Off	Control de nivel scrubber.
PSV	Válvula de Alivio	Alivio Sobrepresion Scrubber.

Tabla 12. Instrumentación asociada al Scrubber.

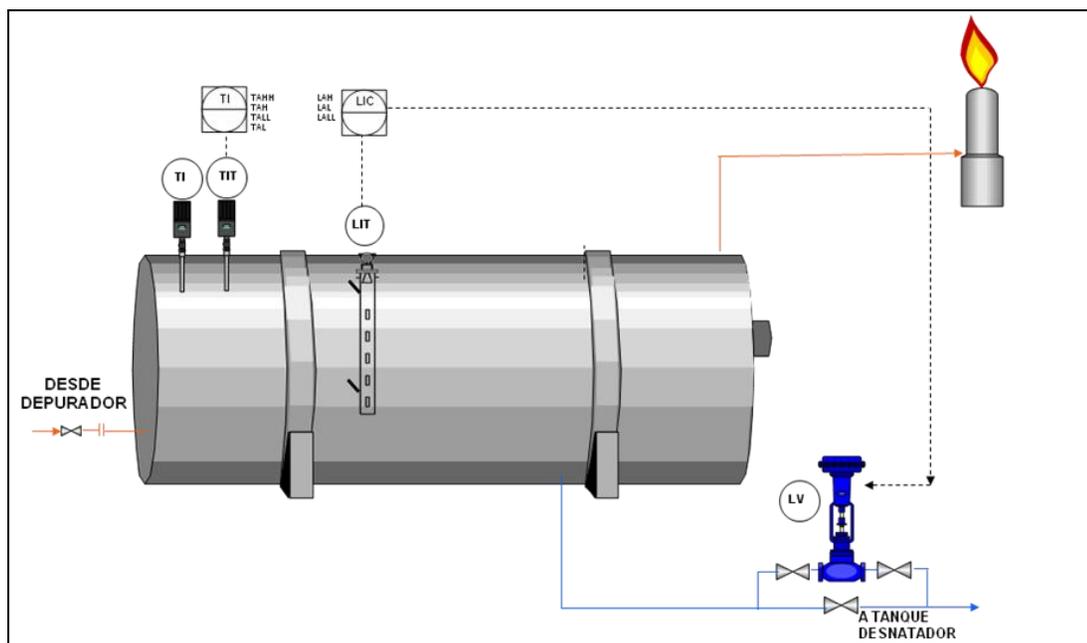


Figura 17. Instrumentación asociada al K.O. Drum

Resumen de la Instrumentación del Knock Out Drum:

TAG	Descripción del Instrumento	Servicio
LG	Indicador de Nivel	Nivel del KO Drum.

LIT	Transmisor de Nivel	Nivel KO Drum a sistema de Control.
LSHH	Interruptor de muy alto nivel	Alarma muy alto nivel.
LSLL	Interruptor de muy bajo nivel	Alarma muy bajo nivel.
PI	Indicador de Presión	Presión de descarga bomba KO Drum
PSV	Válvula de Alivio	Alivio sobrepresión KO Drum

Tabla 13. Instrumentación asociada al Knock Out Drum.

4.4 Sistema de Almacenamiento.

Completar el sistema de separación con el fin de obtener el BS&W deseado implica también el proceso que se realiza en el tanque de almacenamiento conocido como Gun Barrel, donde se tendrá el fluido un tiempo suficiente, para que por decantación se consiga la separación de las fases formándose un estrato de crudo con contenido de agua menor al 0.5%.

En este tanque, se tiene como instrumentación básica una válvula de control de nivel ubicada en la salida de agua, así como muestreadores de $\frac{3}{4}$ " de diámetro distribuidos desde 4.1 hasta 35.6 pies de altura contados desde el nivel del piso.

La Válvula de control es similar a las explicadas anteriormente.

Estos tanques cuentan con un medidor de nivel tipo radar, válvulas de entrada de crudo, válvula de bloqueo de entrada de crudo, válvula de salida de crudo, y válvula de drenaje del crudo.

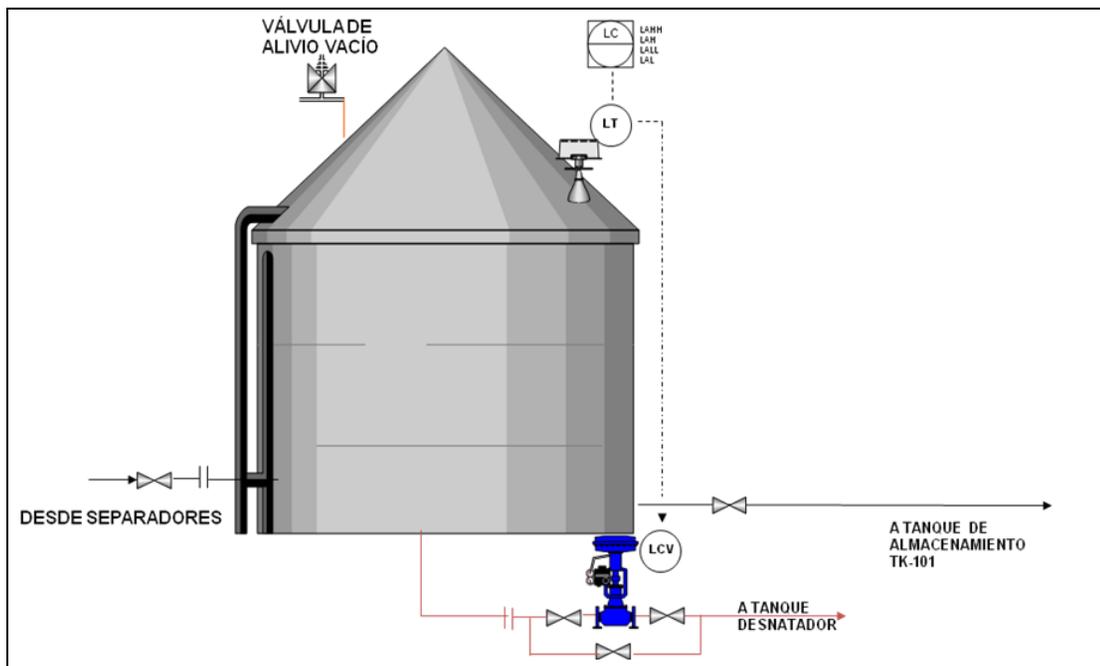


Figura 18. Instrumentación asociada al Gun Barrel y a los Tanques de Almacenamiento

TAG	Descripción del Instrumento	Servicio
LIT	Transmisor de Nivel	Nivel del Gun Barrel al sistema de control.
PSV	Válvula de presión y vacío	Alivio vacío del Gun Barrel
PCV	Válvula control	Control presión Gas de manto.
MOV	Válvula motorizada	Entrada a tanque
MOV	Válvula motorizada	Salida de tanque
PI*	Indicador de Presión	Presión de descarga bombas de transferencia
PI*	Indicador de Presión	Presión aguas arriba filtro unidad de transferencia
PDI*	Presión Diferencial	Presión diferencial filtro unidad de transferencia.
FIT*	Medidor de flujo	Medición de flujo de transferencia.

	(Desplazamiento positivo)	
AIT*	Analizador de Flujo	Medidor de corte de agua
FY*	Computador de Flujo	Liquidacion de crudo
PIT*	Transmisor de Presion	Presión línea de Transferencia

Tabla 14. Instrumentación asociada al Tanque de Almacenamiento de Crudo "Gun Barrel"

* Estos instrumentos hacen parte principalmente del proceso de transferencia de crudo a planta de tratamiento o refinación, no son incluidos como tal, en la Planta de Tratamiento de crudo

4.5 Sistema de Compresión de Aire.

El gas que sale del scrubber hacia el proceso de generación de energía, para blanketing para los tanques de almacenamiento de agua, desnatadores y decantadores así como para el piloto de la Tea.

CAPITULO 5 – ESQUEMA GENERAL PROPUESTO

5.1 Requerimientos básicos de un Sistema de Control

El sistema de control debe estar constituido por un grupo de dispositivos electrónicos interconectados entre sí, que reciban las señales de campo producidas por los instrumentos, las cuales representan las condiciones operativas de los procesos a ser controlados, para procesarlas y generar las señales de salida que modifican los estados y puntos de operación de los equipos de proceso. Se debe realizar la configuración deseada en cuanto a que las señales de salida se generen de manera automática o manual a voluntad del operador.

El sistema de control debe contar con un equipo con monitores que actúen como interfaz HMI (Human Machine Interface), entre los dispositivos electrónicos y los operadores de las facilidades y le permitirá mantener al operador un alto grado de control y supervisión sobre el proceso garantizando confiabilidad y seguridad en la operación.

El sistema de control debe estar basado en microprocesadores que permitan la adquisición de datos y funciones de control a lo largo de la planta, pero a su vez la centralización del sistema en la sala de control.

Se debe procurar establecer una arquitectura abierta con el fin de permitir la integración y el intercambio de información con otros dispositivos y plataformas. Así como tener la capacidad de detección automática de cualquier modulo I/O.

El sistema debe tener la capacidad de aceptar los siguientes tipos de tarjetas de entradas y salidas:

Tipo de Entrada	Tipo de Señal	Comentario
Entrada Análoga	4 – 20mA	Transmisores inteligentes de 2 y 4 hilos
Entrada Análoga	1 - Vdc	Transmisores de 4 hilos
Salida Análoga	4 – 20mA	Hart
Interface Serial	RS232, RS422/485 half dúplex, RS422/485 full duplex.	2 puertos protocolo Modbus RTU o ASCII
Entradas Digitales	24Vdc	Contacto seco
Entradas Digitales	24Vdc	Aisladas

Entradas Digitales	120VAC	Contacto Seco
Entradas Digitales	120VAC	Aisladas
Entradas Digitales	230VAC	Contacto Seco
Entradas Digitales	230VAC	Aisladas
Salidas Discretas	24Vdc	Aisladas
Salidas Discretas	24Vdc	Alimentadas
Salidas Discretas	120/230VAC	Alimentadas
Salidas Discretas	120/230VAC	Aisladas
Entradas Discretas SOE	24Vdc	Marcación de eventos resolución 1/4ms
Protocolo Profibus DP	Comunicación Digital	Bus 64 dispositivos esclavos
Protocolo Foundation Fieldbus	Comunicación Digital	Dispositivos de campo inteligentes FF
Protocolo AS-I	Comunicación Digital	Bus de sensores
Protocolo DeviceNet	Comunicación Digital	Bus

Tabla 15. Tipos de entradas y salidas que debe recibir el sistema de control.

De igual forma debe procesar entradas análogas lineales y no lineales, así como proporcionar capacidades de condicionamiento de señal estándar como liberalización o extracciones de raíz.

El controlador debe hacer la interfaz con la instrumentación de campo tal como transmisores y elementos de control final, para controlar los parámetros del proceso como presión, flujo, nivel, temperatura, y comunicarse con otros nodos en la red de control.

El subsistema debe incluir un paquete de algoritmos de control y dispositivos auxiliares para proporcionar un control de lazo cerrado y una capacidad de monitoreo de datos.

Cada controlador es único y debe tener la capacidad de identificarse en la red de control.

Cuando el controlador sea energizado, este automáticamente asigna una dirección.

El controlador debe tener la capacidad de auto detectar todos los canales de las interfaces de entradas y salidas conectadas en el subsistema de I/O y las características generales de los dispositivos de campo manejados por la interfase.

Las funciones de control del sistema deben ser ejecutadas por controladores digitales multilazo, basados en microprocesador que consiste de puertos I/O y un paquete de algoritmos que puedan ser configurados fácilmente utilizando el software estándar del fabricante.

El sistema del controlador debe tener la capacidad de hacer el monitoreo y control de los lazos cerrados en tiempos independientes configurables por el usuario. Sin embargo, las ratas de monitoreo serán establecidas durante la configuración y arranque del sistema.

El sistema controlador debe tener la capacidad de operar en los modos manual, automático, cascada y remoto (computador), proporcionando una transferencia amortiguada cuando se haga el cambio entre estos nodos.

El sistema debe permitir los cambios de los puntos de ajuste, constantes de sintonía, modo de operación y los parámetros de configuración desde las consolas del operador, la consola del supervisor y la consola del ingeniero.

El controlador debe tener la capacidad de hacer la rampa lenta y rápida de los puntos de ajuste y salidas. También, todos los controladores deben tener una capacidad anti-reposición (antireset), para evitar salidas de servicio, como una característica estándar.

En el modo remoto, el controlador debe tener la capacidad de aceptar los puntos de ajuste de un computador, generando externamente y debe mantener el último valor bueno en caso de una falla del computador externo. En tal caso, el controlador debe devolverse al modo automático y continuar operando en el último punto de ajuste recibido del computador. Al reasumir el punto de ajuste generado por el computador, el controlador no debe retornar automáticamente al modo remoto (del computador). Un indicador de falla del computador remoto debe ser proporcionado a nivel local y en la consola de operación.

Los controladores deben estar equipados con indicadores LED's de estado que permitan identificar el controlador mediante el destello de los mismos e identificar fallas de energía, comunicaciones, redundancia o integridad.

La configuración de control y la programación deben ser permisibles mientras el sistema se encuentre en línea. La parte restante de los puntos del controlador no se deben ver afectados por este procedimiento.

Para los lazos de control, el sistema debe contar con un software de auto sintonía para calcular las constantes de los lazos PID o de lógica difusa. En el caso de los PID, el sistema debe tener la capacidad de sintonizar todos los lazos, aún los que se ejecutan en la instrumentación de campo inteligente Foundation Fieldbus.

Los controladores de proceso y módulos de I/O pueden estar geográficamente distribuidos en la planta. Se requiere que el sistema permita la comunicación con instrumentación de campo inteligente mediante la implementación nativa de protocolos HART, Profibus o Foundation fieldbus. Dentro de las opciones de alimentación que deben tener las fuentes de alimentación están: 85 to 264 VAC, 47 to 63 Hz, monofásico o 11 to 24 VDC

Se requiere que el controlador y el subsistema de I/O así como las fuentes de alimentación puedan ser incrementalmente ajustados para soportar futuras ampliaciones.

El sistema debe estar capacitado para que cada vez que el usuario haga descargas al controlador este debe almacenar los datos automáticamente. Cuando el usuario haga cambios en línea el controlador también debe guardar estos datos.

En caso de falla eléctrica, el controlador debe arrancar sin intervención manual y sin la presencia de dispositivos adicionales en la red cuando se restablezca el servicio eléctrico en períodos configurables por el usuario.

La memoria de usuario disponible en el controlador debe ser como mínimo de 30 MB y cada controlador debe tener comunicación de alta velocidad (100 MB) redundante, para comunicación en la red de control, la cual conmuta automáticamente cuando la comunicación primaria falle.

Cada vez que se produzca una conmutación de controlador se debe anunciar al operador y debe registrarse en la crónica de eventos la fecha, hora y la razón de la conmutación.

La actualización del firmware de un controlador redundante debe hacerse sin parar el proceso.

La red de control debe ser de fácil uso y mantenimiento, esto es que los componentes deben ser plug and play y deben cumplir con las normas tales como IEEE (802.3), EMC and CSA.

La adición de cualquier nodo en la red de control debe ser posible, segura y práctica, es decir que sistemas que no se requieran paradas de planta para agregar nuevos nodos (estaciones y/o controladores).

La red de control debe ser de alta velocidad 100/1000 MB. La falla de cualquier nodo de la red, no debe impactar la continua operación de los

demás nodos de la red, esto es, la red de control debe ser de un solo nivel del tipo peer to peer.

La red de control debe ser una red redundante del tipo TCP/IP sin nodos ni elementos con modo de falla. La red de comunicaciones y control debe cumplir la norma IEEE (802.3), EMC y CSA y las conexiones físicas deben utilizar el diseño 100 BaseT. La red de control debe soportar cable y fibra óptica.

La red de control debe utilizar tecnología de auto-direccionamiento (plug-and-play), la cual automáticamente asigna una dirección de red cuando un nuevo dispositivo es conectado a la red de control.

El automático de la red de control no debe interrumpir las otras operaciones del sistema. El sistema de control deberá contar con estaciones de trabajo que de acuerdo con el tamaño y requerimiento operativo de las facilidades de superficie podrán ser más de una.

De todas maneras cada una de las estaciones de trabajo deberá poderse habilitar el modo de operación deseado con el solo hecho de ingresar el password adecuado que define su modo de operación. Los modos de operación son los siguientes:

- Modo de revisión.
- Modo de operación
- Modo de supervisión o ingeniería.
- Modo de entrenamiento (opcional)

Redundancia del sistema

Los componentes claves del sistema de control deben ser completamente redundantes de tal manera que ninguna falla del hardware ó software resulte en la perdida de las características suministrada por estos componentes. Como mínimo los siguientes componentes del Sistema deben ser redundantes:

- Todos los controladores críticos.

- La red de trabajo de comunicación sistema de control incluyendo la conexión de los nodos de la red de trabajo.
- Las tarjetas de entradas y salidas análogas y discretas que requiera el proceso de acuerdo a su criticidad.
- La tarjeta de interface fieldbus H1
- Fuentes de poder de los controladores críticos

Registro de Eventos:

El software de registro de eventos debe ser parte integral del sistema de control y debe almacenar electrónicamente todos los eventos de manera que permita al usuario el acceso fácil y garantizado a los eventos de toda la planta.

Los eventos como las alarmas deben ser capturados y estampados con el tiempo en cada uno de los controladores del sistema de control. No es aceptable que las alarmas de proceso sean estampadas con el reloj de las consolas, esto solo aplica para los cambios que haga el operador.

El software de registro de eventos debe contar con herramientas de filtraje de manera que clasifique los eventos con base en la fecha / hora, tipo de evento, categoría, área de la planta, nodo del sistema de control o estrategia de control. El software debe generar archivos diarios de eventos de manera que puedan ser exportados a archivos de texto delimitado y puedan ser visualizados en cualquier computador para análisis.

El sistema de control debe contar con un software de sintonía como parte integral del mismo, el cual debe permitir la sintonía de lazos de control tanto tradicionales PID como lógica difusa. El sistema de control propuesto debe tener la capacidad de implementar lazos de control con lógica difusa, que permitan implementar lazos de control de variables no lineales, de frecuentes disturbios de carga, donde no se puede tener "overshoot" o reemplazar cualquier lazo de control PID.

5.2 Esquema General del Sistema SCADA propuesto:

A continuación se presenta el esquema general básico constituido como SCADA a desarrollar en la automatización de una Planta Básica de Tratamiento de Crudo, así como un esquema adicional de desearse incluir algunos procesos adicionales que se realizaría para hacer un proceso cerrado de tratamiento.

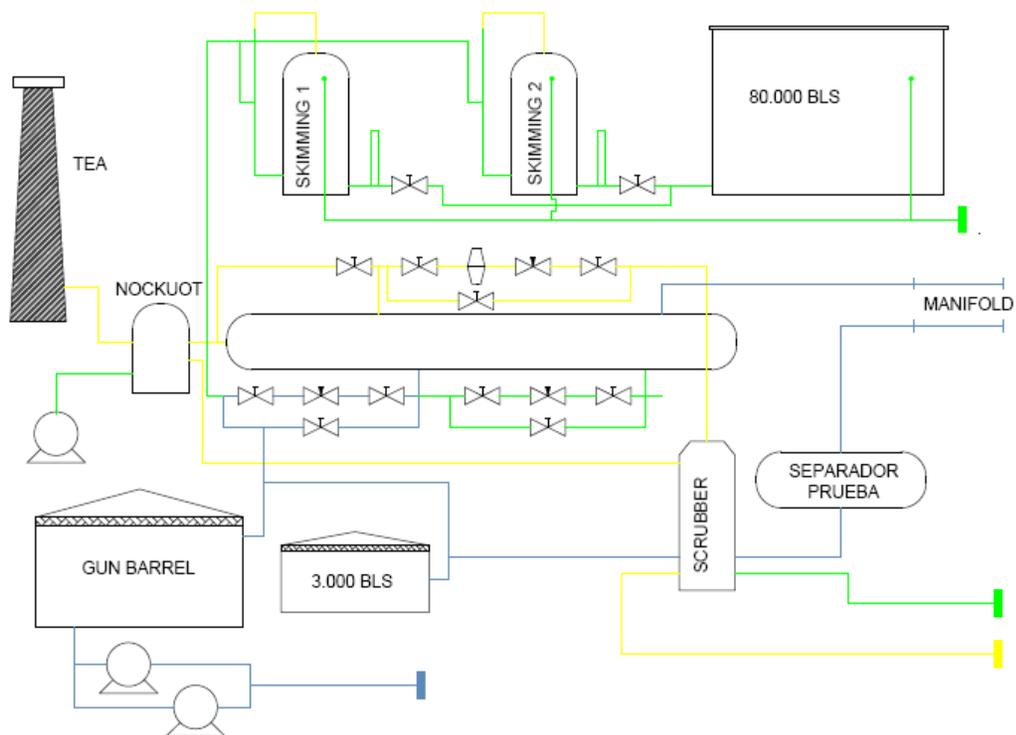


Figura 19. SCADA propuesto para el supervisor.

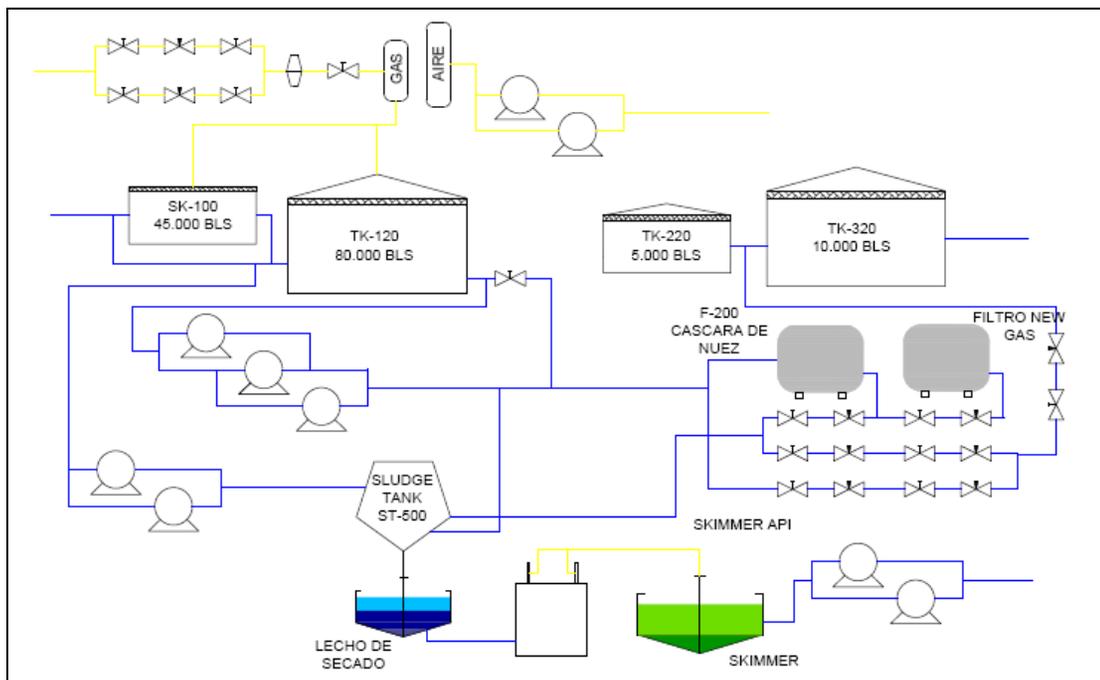


Figura 20. SCADA para completar el supervisorio

CONCLUSIONES

- Una Planta de Tratamiento de Crudo realiza el proceso industrial necesario para desmulsificar el fluido extraído de pozo, es decir remover el agua coproducida o algunas veces agregada en el bombeo del crudo generando como producto final del proceso un fluido con mejores características para entrar a un proceso de refinación.
- En Colombia, un país con alto componente de producción de petróleo como factor que afecta la economía nacional es altamente recomendable la implementación de Plantas de Tratamiento de Crudo con el fin de dar valor agregado a la producción del petróleo.
- La implementación y construcción de plantas de tratamiento de crudo resulta necesaria y de alta ayuda para la economía de las empresas explotadoras de petróleo, ya que al mejorar la calidad del petróleo que se transporta a las refinerías se garantiza que se está reduciendo el costo adicional generado al transportar agua en la emulsión.
- Es recomendado, que las plantas de Tratamiento de crudo que actualmente se tienen en el país por parte de las empresas explotadoras de petróleo realicen actualizaciones de sus procesos enfocando los recursos a realizar la automatización de los mismos con el fin de evitar pérdidas en derrames por errores humanos de la mano de la afectación del medio ambiente, que pueda llevar a multas y desastres ambientales no recuperables.
- Luego del estudio y análisis durante la realización de la monografía acerca de la automatización de un proceso es claro que implementar mejoras en los controles o bien iniciar una automatización permite llevar

los procesos a ser más eficientes, con resultados más homogéneos en cada bache de producción, con menores pérdidas económicas.

BIBLIOGRAFIA

1. <http://www.oilproduction.net/cms/files/estadisticaspcp.pdf> - Documento: “La Producción de los Distintos Tipos de Crudos en Colombia” Autor: Cámara Colombiana de Servicios Petroleros CAMPETROL – Septiembre 23 de 2009. Consulta realizada el 31 de Enero del 2011.
2. <http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-1220668> - “Crudos Pesados son la Alternativa” Consulta realizada el 31 de enero de 2011.
3. <http://www.campetrol.org/files/cadenapetroleo2009.pdf>
4. <http://www.campetrol.org/>
5. <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=273&conID=36400>
Crudos Pesados
6. http://www.pdvsa.com/PESP/Pages_pes/aspectostecnicos/produccion/tipos_crudos.html - Clasificación del crudo según API
7. <http://ingenieria-de-petroleo.blogspot.com/2008/10/breve-resea-de-tipos-de-crudo.html>
8. Normativas de referencia implícitas en el documento:
 - Instituto Colombiano de Normas Técnicas (ICONTEC).
 - NTC 2744. Cables de Instrumentación y alambres para termocuplas.
 - NTC 3942. Cables de Control.
 - NTC 2050. Código Eléctrico Nacional.
 - National Fire Protection Association (NFPA).
 - NFPA 70, National Electrical Code (NEC).
 - American Society for Testing and Materials (ASTM).
 - B-3: Specification for Soft or Annealed copper wire.
 - B-8: Specification for concentric-lay-stranded and copper conductors, hard, medium-hard or soft.
 - B-33: Specification for tinned soft or annealed copper wire for electrical.
 - The Instrumentation, Systems and Automation Society (ISA)

MC96.1 Temperature Measurement thermocouples.

- American Petroleum Institute (API)

RP 552, Transmission Systems.

RP 540, Electrical Installations in Petroleum Processing Plants.

- Underwriter's Laboratories Inc.(UL).

UL 2250, Instrumentation Tray Cable.

- National Electrical Manufacturers Association (NEMA)

NEMA WC55-1992/ICEA S-82-552, Instrumentation cables &T.C. wire.

9. Manual de Operaciones y Procedimiento de la Estación CEBU de la Súper Intendencia de Operaciones Huila – Tolima de Ecopetrol