

**DISEÑO Y SIMULACIÓN DE UN SISTEMA SCADA PARA EL TRATADOR
ELECTROSTÁTICO DE CRUDO DE CAMPO TERCARIOS (NEIVA, HUILA)**

ING. FREDDY ALBERTO VEGA REYES

ING. LUIS ENRIQUE CORZO PARRA



UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA

ESCUELA DE INGENIERIA Y ADMINISTRACION

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRÓNICA

ESPECIALIZACION EN CONTROL E INSTRUMENTACIÓN INDUSTRIAL

BUCARAMANGA

2012

**DISEÑO Y SIMULACIÓN DE UN SISTEMA SCADA PARA EL TRATADOR
ELECTROSTÁTICO DE CRUDO DE CAMPO TERCARIOS (NEIVA, HUILA)**

ING. FREDDY ALBERTO VEGA REYES

ING. LUIS ENRIQUE CORZO PARRA

MONOGRAFIA DE GRADO

ING. CRISTIAN DAVID ACEVEDO LARA

DIRECTOR

UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA

ESCUELA DE INGENIERIA Y ADMINISTRACION

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRONICA

ESPECIALIZACION EN CONTROL E INSTRUMENTACION INDUSTRIAL

BUCARAMANGA

2012

NOTA DE ACEPTACIÓN

FIRMA DE PRESIDENTE DEL JURADO

FIRMA DEL JURADO

FIRMA DEL JURADO

Bucaramanga, Febrero de 2012

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos primero a DIOS por permitirnos dar este gran paso en nuestra vida profesional y en nuestras aspiraciones como personas, a nuestros padres quienes siempre nos brindan ese apoyo incondicional en busca de la excelencia.

Al ingeniero Cristian Acevedo, Director de tesis, por toda la disposición, orientación, confianza y conocimiento. Es y seguirá siendo una buena guía para solucionar los inconvenientes profesionales en busca de adquirir una adecuada experiencia laboral, además de su grandiosa ayuda en la elaboración de este proyecto.

A todos los ingenieros docentes de la especialización quienes aportaron su cuota de conocimiento y experiencia para abrirnos hacia el mundo de la instrumentación y el control industrial.

A todos compañeros y amigos que intervinieron en este proceso de aprendizaje durante su desarrollo y posterior finalización de este gran logro educativo.

TABLA DE CONTENIDO

Contenido

TABLA DE CONTENIDO.....	5
LISTA DE FIGURAS.....	7
LISTA DE TABLAS	9
INTRODUCCIÓN.....	14
1. FUNDAMENTO TEÓRICO DEL PROYECTO	15
1.1. DESHIDRATACIÓN DEL CRUDO	15
1.1.1. ¿Dónde y cómo se producen las emulsiones agua en petróleo?	15
1.1.2. ¿Cuáles son las Propiedades que intervienen en la estabilidad de la emulsión?	17
1.1.3. ¿Cómo prevenir la formación de la emulsión agua en petróleo?	19
1.1.4. ¿Cuál es el mecanismo de ruptura de la emulsión agua en petróleo?	20
1.2. EQUIPOS UTILIZADOS EN LA DESHIDRATACIÓN DE CRUDOS	23
1.2.1. Separadores Gas-Líquido.....	24
1.2.2. Separadores Gravitacionales.....	25
1.2.3. Coalescedores electrostáticos.....	26
1.3. SISTEMA SCADA.....	29
1.4. LABVIEW SOFTWARE	31
1.4.1. ¿Qué es Labview?	31
1.5. CRITERIOS DE DISEÑO GRAFICOS PARA ECOPETROL S.A.	33
1.5.1. Colores y efectos especiales.....	34
1.5.2. Zona o Ventana de Cambio de Parámetros.....	37
1.5.3. Consideraciones Generales de los Efectos del Color.....	37
1.5.4. Distribución de Elementos en Pantalla	38
1.5.5. Aspectos generales a considerar en el diseño	38
1.6. DESCRIPCIÓN GENERAL CAMPO DINA ECOPETROL S.A.	40
1.6.1. Ubicación de las Instalaciones.....	40
1.6.2. Condiciones de Sitio.	41
1.6.3. Condiciones estándar de temperatura y presión.	41
1.6.4. Unidades de medición.....	42
1.6.5. Normas, códigos y estándares.	42
1.6.6. Descripción general Batería Terciarios.....	43
2. DESARROLLO Y SIMULACIÓN DEL PROYECTO.....	46

2.1.	Instrumentación	46
2.2.	Diseño de la HMI.....	47
2.3.	Programación de la HMI.....	52
2.4.	Simulaciones del sistema.	61
2.4.1.	Alarmas y advertencias en la HMI del tratador electrostático.....	61
3.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	68
4.	BIBLIOGRAFIA.....	70
5.	ANEXOS.....	72
5.1.	ANEXO A. P&ID TRATADOR ELECTROSTATICO	72
5.2.	ANEXO B. P&ID PLANO GENERAL BATERÍA TERCARIOS.....	73
5.3.	ANEXO C. LISTADO DE INSTRUMENTACIÓN	74
5.4.	ANEXO D. LISTADO DE SEÑALES.....	75

LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 1. Microfotografía de una emulsión de agua en petróleo crudo. [1].....</i>	<i>15</i>
<i>Figura 2. Variación del factor de Stokes con la temperatura y la gravedad api.[1].....</i>	<i>22</i>
<i>Figura 3. Múltiple de producción de una estación de flujo. [2].....</i>	<i>23</i>
<i>Figura 4. Representación esquemática de una estación de flujo para deshidratar crudo.[1]</i>	<i>23</i>
<i>Figura 5. Tren de separación (Separadores de alta presión, baja y prueba) [1]</i>	<i>24</i>
<i>Figura 6. Separador Vertical FWK. [1]</i>	<i>25</i>
<i>Figura 7. Deshidratador electrostático.[1]</i>	<i>27</i>
<i>Figura 8. Sistema SCADA</i>	<i>29</i>
<i>Figura 9. LabView.</i>	<i>31</i>
<i>Figura 10. Campo Dina, Batería Terciarios Ecopetrol.[7]</i>	<i>41</i>
<i>Figura 11. Tratador Electrostático V-702L (Toma General).[8].....</i>	<i>44</i>
<i>Figura 12. Tratador Electrostático V-702L (Instrumentos).[8]</i>	<i>45</i>
<i>Figura 13. Crear Un Nuevo Proyecto[8].....</i>	<i>48</i>
<i>Figura 14. Vi's y Subvi's [8]</i>	<i>48</i>
<i>Figura 15. Imagen Tanque tratador V-702L [8].....</i>	<i>49</i>
<i>Figura 16. Ductos y Tuberías [8]</i>	<i>49</i>
<i>Figura 17. Transmisores de presión [8]</i>	<i>50</i>
<i>Figura 18. Transmisor de Temperatura y Válvula de Control [8]</i>	<i>51</i>
<i>Figura 19. Transmisores de Nivel y Válvulas de Control de Nivel[8]</i>	<i>51</i>
<i>Figura 20. Transmisores de Flujo y Analizador Bs&W[8]</i>	<i>52</i>
<i>Figura 21. Configuración Controlador de Nivel [8].....</i>	<i>53</i>
<i>Figura 22. Configuración Indicación de Alarmas de Nivel[8].....</i>	<i>54</i>
<i>Figura 23. Configuración Controladores y Transmisores de Nivel Vi Principal[8]</i>	<i>55</i>
<i>Figura 24. Configuración Controlador de Temperatura [8].....</i>	<i>56</i>
<i>Figura 25. Configuración Alarmas para el Transmisor de Temperatura.[8].....</i>	<i>57</i>
<i>Figura 26. Configuración Transmisores de Presión SubVi's [8].</i>	<i>58</i>
<i>Figura 27. Configuración Transmisores de Presión Vi Principal[8].....</i>	<i>58</i>
<i>Figura 28. Configuración de Alarmas y Eventos [8].....</i>	<i>59</i>
<i>Figura 29. Configuración Para el Control de Acceso[8].</i>	<i>60</i>
<i>Figura 30. Configuración Usuario y Contraseña [8]</i>	<i>60</i>
<i>Figura 31. Alarma HH para Transmisores de Nivel [8]</i>	<i>61</i>
<i>Figura 32. Alarma por Bajo-Bajo (LL) en los Transmisores de Nivel[8]</i>	<i>62</i>

<i>Figura 33. Alarma Bajo y Alto Para Transmisores de Nivel [8].....</i>	<i>62</i>
<i>Figura 34. Pruebas de alarmas para transmisor de temperatura [8].</i>	<i>63</i>
<i>Figura 35. Prueba de Alarmas Para Transmisores de Presión[8]</i>	<i>64</i>
<i>Figura 36. Simulación de Histórico de Alarmas y Eventos [8]</i>	<i>65</i>
<i>Figura 37. Pruebas de Control de Acceso [8].....</i>	<i>65</i>
<i>Figura 38. Mensaje de Acceso Correcto [8]</i>	<i>66</i>
<i>Figura 39. Pruebas de Históricos [8].....</i>	<i>67</i>
<i>Figura 40. Informe De Producción [8].....</i>	<i>67</i>

LISTA DE TABLAS

<i>Tabla 1. Datos obtenido del documento Observaciones Hidrogeológicas en el Terreno del</i>	<i>41</i>
<i>Tabla 2. Condiciones presión y Temperatura.[7].....</i>	<i>41</i>
<i>Tabla 3. Unidades de medición [6]</i>	<i>42</i>
<i>Tabla 4. Rango Transmisores de Nivel [8]</i>	<i>53</i>
<i>Tabla 5. Rangos de Calibración Transmisor de Temperatura TIT-702LA [8].....</i>	<i>56</i>
<i>Tabla 6. Rangos Transmisores de Presión [8].....</i>	<i>57</i>

GLOSARIO

- **Gas-Lift:** Cuando la presión de la formación es insuficiente para vencer la presión hidrostática en la tubería el petróleo no puede fluir.
- **API:** La gravedad API, de sus siglas en inglés *American Petroleum Institute*, es una medida de densidad que describe cuán pesado o liviano es el petróleo comparándolo con el agua.
- **Coalescencia:** la coalescencia es el proceso en el que dos dominios de fase de composición esencialmente idéntica entran en contacto para formar un dominio de fase mayor.
- **Emulsión:** es una mezcla de líquidos inmiscibles de manera más o menos homogénea. Un líquido (la fase dispersa) es dispersado en otro (la fase continua o fase dispersante).
- **Tratador electrostático:** Los tratadores electrostáticos son recipientes cilíndricos colocados horizontalmente, provistos internamente de dos secciones claramente limitadas. Los deshidratadores electrostáticos promueven la coalescencia de las gotas de agua, el cual es un fenómeno de aglomeración de diminutas gotas que están dispersas en el petróleo hasta formar una gota de agua más grande.
- **SCADA.** (*Supervisory Control And Data Acquisition*). Sistema de Supervisión de Control y Adquisición de Datos.
- **P&ID.** Diagrama de Proceso e Instrumentación. Estandarizado bajo la Norma ISA / ANSI S5.1 / 84.
- **LabVIEW.** (*Laboratory Virtual Instruments Engineering Workbench*). Lenguaje y a la vez un entorno de programación gráfica en el que se pueden crear aplicaciones para instrumentación, automatización y control virtual.
- **MES.** (*Manufacturing Execution System*). Sistema de Ejecución de Manufactura.
- **HMI.** (*Human Machine Interface*). Interfase Humano Máquina.
- **ISA.** (*International Society of Automation*). Sociedad Internacional de Automatización.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

- Diseñar y simular un sistema SCADA para el control de un tratador electrostático de crudo en base a la planta existente en el Campo Terciarios, Neiva (Huila).

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Diseñar un sistema SCADA que cumpla con los aspectos más necesarios de operación para el control de un tratador electrostático de crudo implementado actualmente en Campo Terciarios, Neiva.
- Diseñar algoritmo para la simulación de adquisición y control de datos.
- Desarrollar una simulación del proceso y funcionamiento de la planta utilizando el módulo DCS del software LabView.
- Generar informes simulados de producción y mantenimiento para su posterior interpretación.
- Documentar el proyecto.

RESUMEN GENERAL DE TRABAJO DE GRADO

TITULO: DISEÑO Y SIMULACIÓN DE UN SISTEMA SCADA PARA EL TRATADOR ELECTROSTÁTICO DE CRUDO DE CAMPO TERCARIOS (NEIVA, HUILA)

AUTORES: ING. FREDDY ALBERTO VEGA REYES

ING. LUIS ENRIQUE CORZO PARRA

FACULTAD: ESP. EN CONTROL E INSTRUMENTACION INDUSTRIAL

DIRECTOR: CRISTIAN DAVID ACEVEDO LARA

RESUMEN

Diseño y simulación de un sistema SCADA en la plataforma Labview de un tratador electrostático de crudo perteneciente al campo Terciarios (Neiva, Huila); para lo cual se desarrollara la fundamentación teórica que implica una introducción al proceso químico de emulsión Agua-Crudo, instrumentación y funcionamiento de un tratador electrostático bajo la norma API 12L, conceptos básicos de un sistema SCADA, información sobre la plataforma Labview de National Instruments y normativas para HMI's según Ecopetrol. El proyecto pretende utilizar instrumentación actual, diseños bajo los estándares mundiales, una plataforma cómoda para la supervisión del proceso, generación de informes sobre alarmas e históricos y sistemas de seguridad, entre otros. Finalmente se plantean una serie de conclusiones y recomendaciones para futuras mejoras del sistema propuesto.

PALABRAS CLAVE: LabVIEW, Tratador, Electrostático, BS&W, Crudo, SCADA.

V° B° DIRECTOR DE TRABAJO DE GRADO

ABSTRACT OF THESIS PROJECT

TITLE: DESIGN AND SIMULATE A SCADA SYSTEM TO CONTROL AN ELECTROSTATIC OIL TREATER BASED ON THEEXISTING PLANT IN CAMPO TERCARIOS, NEIVA (HUILA).

AUTHORS:

ING. FREDDY ALBERTO VEGA REYES

ING. LUIS ENRIQUE CORZO PARRA

DEPARTMENT: SP. CONTROL AND INDUSTRIAL INSTRUMENTATION

DIRECTOR: CRISTIAN DAVID ACEVEDO LARA

ABSTRACT

Desing and simulation of SCADA system in a Labview platform electrostatic treater oilfield belonging to the Terciarios (Neiva, Huila), for which the theoretical foundation was developed that involves an introduction to the chemistry of water-crude oil emulsion, instrumentation and operation of an electrostatic treater under 12L API, basic concepts of a SCADA system, information on the National Instrument Labview platform and standards forHMI's, according to Ecopetrol. The project aims to use current instrumentation, designs onworld standards, a comfortable platform for monitoring the process, generating reports and historical alarms and security systems, among others. Finally,raise a number of conclusions and recommendations for future improvements of the proposed system.

KEYWORDS: LabVIEW, Theater, Coalescing, BS&W, Oil, SCADA.

V° B° THESIS DIRECTOR

INTRODUCCIÓN

Desde los primeros inicios de exploración del valioso oro negro más conocido como crudo se ha buscado sacar la mayor utilidad a sus derivados y de igual manera obtener una alta calidad del producto.

Dentro de los primeros procesos en la industria petroquímica, luego de la exploración y perforación, se accede a la separación del agua con el crudo. Dentro de los métodos más usados se encuentra por calentamiento del producto utilizando separadores trifásicos, intercambiadores de calor, entre otros. Estos logran disminuir de un 15 al 30% el porcentaje de BSW (Porcentaje de agua por cada barril de crudo). Adicionalmente es usado un proceso de separación mediante la ionización del agua en grandes partículas que por efecto de gravedad se separan del crudo, logrando un porcentaje de BSW menor al 1%.

El control para este tipo de equipos es neumática controlada por un PLC local y cuenta con mínimo sistema de seguridad. Con la finalidad de mejorar el control, supervisión y seguridad, esta monografía tiene el propósito de plantear un diseño básico de un sistema SCADA con las necesidades mínimas de operación para el tratador electrostático de Campo Terciarios en Neiva (Huila).

1. FUNDAMENTO TEÓRICO DEL PROYECTO

1.1. DESHIDRATACIÓN DEL CRUDO

La deshidratación de crudos es el proceso mediante el cual se separa el agua asociada con el crudo, ya sea en forma emulsionada o libre, hasta lograr reducir su contenido a un porcentaje previamente especificado. Generalmente, este porcentaje es igual o inferior al 1 % de agua. Una parte del agua producida por el pozo petrolero, llamada agua libre, se separa fácilmente del crudo por acción de la gravedad, tan pronto como la velocidad de los fluidos es suficientemente baja. La otra parte del agua está íntimamente combinada con el crudo en forma de una emulsión de gotas de agua dispersadas en el aceite, la cual se llama emulsión agua/aceite (W/O), como se muestra en la figura 1.[1]

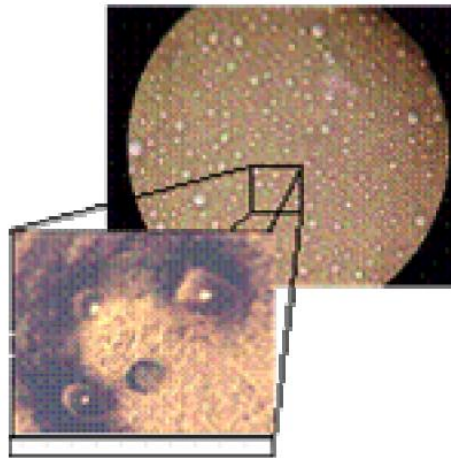


Figura 1. Microfotografía de una emulsión de agua en petróleo crudo. [1]

1.1.1. ¿Dónde y cómo se producen las emulsiones agua en petróleo?

El agua y el aceite son esencialmente inmiscibles, por lo tanto, estos dos líquidos coexisten como dos líquidos distintos. La frase “aceite y agua no se mezclan” expresa la

mutua insolubilidad de muchos hidrocarburos líquidos con el agua. Las solubilidades de hidrocarburos son bajas, pero varían desde 0,0022 ppm para el tetradecano hasta 1.760 ppm para el benceno en agua. La presencia de dobles enlace carbono-carbono (por ejemplo alquenos y aromáticos) incrementan la solubilidad del agua. El agua está lejos de ser soluble en hidrocarburos saturados (por ejemplo: parafinas o alcanos) y su solubilidad disminuye con el incremento del peso molecular de los hidrocarburos.

Durante las operaciones de extracción del petróleo, la mezcla bifásica de petróleo crudo y agua de formación se desplazan en el medio poroso a una velocidad del orden de 1 pie/día, lo que es insuficiente para que se forme una emulsión. Sin embargo, al pasar por todo el proceso de producción durante el levantamiento y el transporte en superficie (bombas, válvulas, codos, restricciones, etc.) se produce la agitación suficiente para que el agua se disperse en el petróleo en forma de emulsión W/O estabilizada por las especies de actividad interfacial presentes en el crudo. Las emulsiones formadas son macro-emulsiones W/O con diámetro de gota entre 0,1 a 100 μ m.

Existen tres requisitos esenciales para formar una emulsión:

- Dos líquidos inmiscibles, como el agua y el aceite.
- Suficiente agitación para dispersar uno de los líquidos en pequeñas gotas en el otro.
- Un agente emulsionante para estabilizar las gotas dispersas en la fase continua.[1]

En los pozos que se producen por levantamiento con gas (Gas-lift), la emulsión es causada principalmente en dos lugares: En el punto donde el “gas lift” es introducido y en la cabeza del pozo. Cuando se utiliza un proceso intermitente, la emulsión generalmente es creada en la cabeza del pozo o en el equipo en superficie. Para el proceso continuo, la mayor parte de la emulsión es formada en fondo de pozo, en el punto de inyección de gas.

En los campos petroleros las emulsiones de agua en aceite (W/O) son llamadas emulsiones directas, mientras que las emulsiones de aceite en agua (O/W) son llamadas emulsiones inversas. Esta clasificación simple no siempre es adecuada, ya que emulsiones múltiples o complejas (o/W/O ó w/O/W) pueden también ocurrir. Además, esta clasificación es muy particular de la industria petrolera, ya que en general las emulsiones O/W son denominadas emulsiones normales y las W/O son las inversas.

En las emulsiones directas, la fase acuosa dispersa se refiere generalmente como agua y sedimento (A&S) y la fase continua es petróleo crudo. El A&S es principalmente agua salina; sin embargo, sólidos tales como arena, lodos, carbonatos, productos de

corrosión y sólidos precipitados o disueltos se encuentran también presentes, por lo que A&S también es llamada Agua y Sedimento Básico (A&SB).[1]

Otra terminología en la industria petrolera es clasificar las emulsiones directas producidas como duras y suaves. Por definición una emulsión dura es muy estable y difícil de romper, principalmente porque las gotas dispersas son muy pequeñas. Por otro lado, una emulsión suave o dispersión es inestable y fácil de romper. En otras palabras, cuando un gran número de gotas de agua de gran diámetro están presentes, ellas a menudo se separan fácilmente por la fuerza gravitacional. El agua que se separa en menos de cinco minutos es llamada agua libre.

La cantidad de agua remanente emulsionada varía ampliamente desde 1 a 60 % en volumen. En los crudos medianos y livianos (>20 °API) las emulsiones contienen típicamente de 5 a 20 % volumen de agua, mientras que en los crudos pesados y extra pesados (<20 °API) tienen a menudo de 10 a 35 % de agua. La cantidad de agua libre depende de la relación agua/aceite y varía significativamente de un pozo a otro. En este trabajo, la palabra “agua” significa agua producida y es una salmuera conteniendo cloruro de sodio y otras sales.

La inyección de vapor y la inyección de agua a yacimientos son factores que promueven la formación de emulsiones. [1].

1.1.2. ¿Cuáles son las Propiedades que intervienen en la estabilidad de la emulsión?

El rompimiento de la emulsión depende de las siguientes propiedades:

- a) **Tensión interfacial.** Una reducción de la tensión interfacial no es suficiente para aumentar la estabilidad de la emulsión. Se ha encontrado recientemente que los sistemas de tensión ultra-baja producen emulsiones inestables. Estudios de tensión interfacial dinámica entre crudo y agua muestran que la tensión disminuye con el tiempo y que se requieren varias horas de contacto para obtener un valor estable.

A partir de las mediciones de tensión interfacial (IFT) se puede concluir que es la fracción de la resina que tiene la más alta afinidad por la interfase. Las resinas pueden reducir el IFT a los valores cerca de 15 mN/m. Mientras que los asfaltenos la reducen en 25 mN/m como valor límite. El valor para el petróleo crudo es del

orden de 30 mN/m, lo cual revela que hay otros componentes indígenas que influyen el IFT además de las resinas y asfaltenos.

- b) **Viscosidad de la fase externa.** Una viscosidad alta en la fase externa disminuye el coeficiente de difusión y la frecuencia de colisión de las gotas, por lo que se incrementa la estabilidad de la emulsión. Una alta concentración de las gotas también incrementa la viscosidad aparente de la fase continua y estabiliza la emulsión. Este efecto puede ser minimizado calentando la emulsión.
- c) **Tamaño de la gota.** Gotas muy pequeñas menores de 10 μ m generalmente producen emulsiones más estables. Una amplia distribución de tamaños de partículas resulta en general en una emulsión menos estable.
- d) **Relación de volumen de fases.** Incrementando el volumen de la fase dispersa se incrementa el número de gotas y/o tamaño de gota y el área interfacial. La distancia de separación se reduce y esto aumenta la probabilidad de colisión de las gotas. Todos estos factores reducen la estabilidad de la emulsión.
- e) **Temperatura.** Usualmente, la temperatura tiene un efecto muy fuerte en la estabilidad de la emulsión. Incrementando la temperatura se reduce la adsorción de surfactantes naturales disminuye la viscosidad de la fase externa, la rigidez de la película interfacial y la tensión superficial. Todos estos cambios reducen la estabilidad de la emulsión. En presencia de surfactantes aniónicos, un aumento de temperatura aumenta la afinidad de estos por la fase acuosa, mientras que lo inverso ocurre con surfactantes no-iónicos.
- f) **pH.** La adición de ácidos o bases inorgánicos cambia radicalmente la formación de películas de asfaltenos y resinas que estabilizan las emulsiones agua-aceite. Ajustando el pH se puede minimizar la rigidez de la película que estabiliza la emulsión y aumentar la tensión superficial. La estabilización de la tensión interfacial depende del pH de la fase acuosa, por lo cual la adsorción en la interfase presenta una histéresis que indica que las diferentes moléculas emulsionantes (surfactantes naturales que contienen grupos ácidos y bases) poseen cinéticas de equilibración muy diferentes.
- g) **Envejecimiento de la interfase.** A medida que la interfase envejece la adsorción de los surfactantes se completa y debido a las interacciones laterales entre las moléculas aumenta la rigidez de la película hasta un valor estable en unas 3 a 4 horas. Esta película o piel alrededor de la gota llega a ser más gruesa, más fuerte y más dura. Además, la cantidad de agentes emulsionantes se incrementa por oxidación, fotólisis, evaporación o por la acción de bacterias.
- h) **Salinidad de la salmuera.** La concentración de la salmuera es un factor importante en la formación de emulsiones estables. Agua fresca o salmuera con baja

concentración de sal favorecen la estabilidad de las emulsiones. Por el contrario, altas concentraciones de sal tienden a reducirla.

- i) **Tipo de aceite.** Los crudos con aceite de base parafínica usualmente no forman emulsiones estables, mientras que los crudos nafténicos y de base mixta forman emulsiones estables. Ceras, resinas, asfaltenos y otros sólidos pueden influenciar la estabilidad de la emulsión. En otras palabras, el tipo de crudo determina la cantidad y tipo de emulsionantes naturales.
- j) **Diferencia de densidad.** La fuerza neta de gravedad que actúa en una gota es directamente proporcional a la diferencia en densidades entre la gota y la fase continua. Aumentando la diferencia de densidad por incremento de la temperatura se logra aumentar la velocidad de sedimentación de las gotas y por ende, se acelera la coalescencia.
- k) **Presencia de cationes.** Los cationes divalentes como calcio y magnesio tienen tendencia a producir una compactación de las películas adsorbidas, probablemente por efecto de pantalla electrostática de un lado, y por otro, la precipitación de sales insolubles en la interfase.
- l) **Propiedades reológicas interfaciales.** Generalmente, cuando una interfase con moléculas de surfactantes adsorbidas se estira o dilata se generan gradientes de tensión. Los gradientes de tensión se oponen al estiramiento e intentan restaurar la uniformidad de la tensión interfacial. Como consecuencia, la interfase presenta una cierta elasticidad. Éste es el efecto llamado Gibbs-Marangoni. En la figura 3 se muestran los factores físico-químicos relacionados con las interacciones entre dos gotas de fase dispersa.[1]

1.1.3. ¿Cómo prevenir la formación de la emulsión agua en petróleo?

Las emulsiones se forman en el aparataje de producción del pozo y en las instalaciones de superficie debido al cizallamiento, por lo que es recomendable eliminar la turbulencia y remover el agua del aceite lo más pronto posible. Algunos recomiendan inyectar el surfactante a fondo de pozo para prevenir la formación de la emulsión. Las recomendaciones anteriores no siempre son posibles lograrlas, por lo que en muchos casos es necesario prepararse para el rompimiento de la emulsión inevitablemente formada.

La mejor forma de deshidratar es evitar que se produzca la emulsión o por lo menos reducir al máximo las condiciones que favorezcan la emulsión, a saber la producción conjunta de varios fluidos y la agitación.[1]

En pozos fluyentes, una agitación considerable es generalmente causada por el gas disuelto saliendo de la solución conforme decrece la presión. Este gas también causa turbulencia cuando fluye junto con la mezcla difásica agua-aceite a través de accesorios y restricciones en la tubería de producción; pasa por supuesto lo mismo cuando se utiliza el levantamiento con gas. Esta turbulencia puede ser reducida, pero no eliminada, instalando un estrangulador de fondo. Este estrangulador reduce la estabilidad de la emulsión por las siguientes causas:

- a) Hay menos presión diferencial.
- b) La temperatura de fondo de pozo es considerablemente más alta que la temperatura en la superficie.
- c) Hay flujo laminar para una gran distancia corriente abajo del estrangulador de fondo y por lo tanto, menos turbulencia.

Actualmente, el 90 % de las técnicas utilizadas para la extracción de petróleo crudo generan o agravan los problemas de emulsión. Los químicos usados en las fracturas de la formación, estimulaciones de pozos, inhibición de corrosión, etc., frecuentemente causan problemas de emulsión muy severos, por lo que existen también métodos para romperlas, tales como el calentamiento, aditivos químicos, tratamiento eléctrico y asentamiento.

En los casos de bajo contenido de agua (< 10%) resulta ventajoso añadir agua en fondo de pozo antes que se produzca la emulsión porque así la emulsión formada será menos estable (el tamaño de gotas aumenta y se favorece la coalescencia).[1]

1.1.4. ¿Cuál es el mecanismo de ruptura de la emulsión agua en petróleo?

Diversos estudios se han hecho sobre los mecanismos de ruptura de una emulsión W/O. Según el análisis de Jeffreys y Davies en 1971 estas etapas se reducen a dos:

1.1.4.1. Etapa 1. Acercamiento macroscópico de las gotas

Cuando las gotas de fase dispersa son más o menos grandes se aproximan por sedimentación gravitacional, gobernadas por las leyes de Stokes (basada en la suposición de gotas esféricas rígidas, ecuación 5) o de Hadamard (movimiento convectivo interno en

las gotas y efecto de la viscosidad de la fase interna, ecuación 6), pero sí son menores de 5 μ m está presente el movimiento Browniano.

$$V_s = \frac{2(\rho_1 - \rho_2)gr^2}{9\eta_e} = f_s \cdot r^2 \quad (5)$$

$$V_H = V_s \frac{\left(1 + \frac{\eta_e}{\eta_i}\right)}{\left(1 + \frac{2}{3} \frac{\eta_e}{\eta_i}\right)} \quad (6)$$

donde:

V_s = velocidad de sedimentación de Stokes (cm/s).

V_H = velocidad de sedimentación de Hadamard (cm/s).

ρ_1 = densidad del agua (g/cm³).

ρ_2 = densidad del crudo (g/cm³).

g = aceleración de gravedad (cm/s²).

r = radio de las gotas de agua dispersas en el crudo (cm).

η_e = viscosidad de la fase externa (cp).

η_i = viscosidad de la fase interna (cp).

f_s = factor de Stokes (1/cm.s)

Una velocidad de sedimentación del orden de 1 mm por día es suficientemente baja para que el movimiento de convección térmica y el movimiento Browniano la compense. Esto indica que el problema de sedimentación puede volverse muy severo para crudos pesados o extrapesados, para los cuales la diferencia de densidad es poca y la viscosidad es alta.[1]

De los parámetros incluidos en la ecuación (5), la viscosidad es la que presenta mayor influencia, producto de la gran sensibilidad de este parámetro ante variaciones en la temperatura. En la figura 2 se muestra la variación de la velocidad de asentamiento con la temperatura en términos del factor de Stokes ($f_s = V_s/r^2$) para crudos de distintas gravedades API. Como puede verse, el efecto de la variación en la temperatura y la gravedad API en el factor de Stokes es drástico para crudos muy viscosos, lo que da lugar a diferencias de varios órdenes de magnitud en la velocidad de sedimentación cuando se considera una pequeña variación en la gravedad API o se incrementa la temperatura.

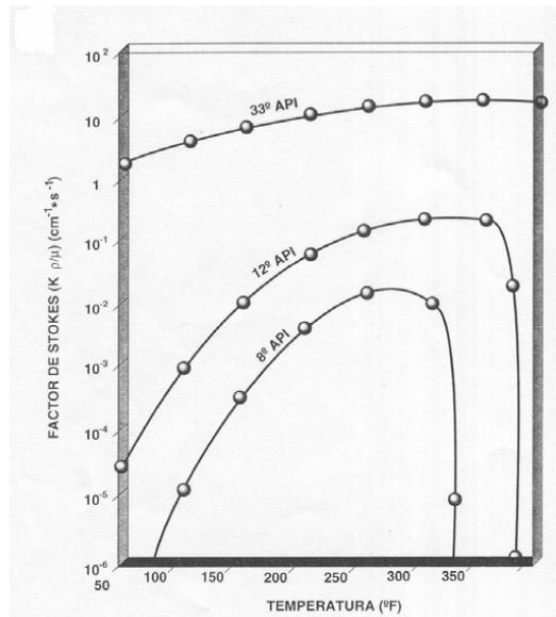


Figura 2. Variación del factor de Stokes con la temperatura y la gravedad api.[1]

1.1.4.2. Etapa 2. Coalescencia

La coalescencia se define como un fenómeno irreversible en el cual las gotas pierden su identidad, el área interfacial se reduce y también la energía libre del sistema (condición de inestabilidad). Sin embargo, este fenómeno se produce sólo cuando se vencen las barreras energéticas asociadas con las capas de emulsionante adsorbido y la película de fase continua entre las dos gotas. Esta etapa puede considerarse como instantánea respecto a la primera etapa.

Los procesos de deshidratación utilizan efectos físicos destinados a aumentar la velocidad de la primera etapa, tales como el calentamiento, que reduce la viscosidad de la fase externa y aumenta la diferencia de densidad entre los fluidos; ó un aumento de la cantidad de fase interna (reduce el recorrido promedio de cada gota antes del contacto con otra). También es posible usar fuerzas diferentes a la gravedad natural para aumentar la velocidad de contacto y/o el tamaño de la gota: gravedad artificial por centrifugación, fuerzas capilares con filtros coalescedores o fuerzas electrostáticas.[1]

1.2. EQUIPOS UTILIZADOS EN LA DESHIDRATACIÓN DE CRUDOS

Una vez que el crudo es producido a nivel de fondo de pozo, la producción proveniente de los diferentes pozos se lleva a un múltiple de producción, compuesto a su vez por tres submúltiples de acuerdo a la presión de línea en baja, alta y de prueba, figura 3. Está constituido por tuberías de 6 pulgadas de diámetro a través de las cuales circula la mezcla gas-crudo-agua que pasará posteriormente a los separadores gas-líquido donde se elimina el gas disuelto.

Luego, la emulsión pasa a un separador gravitacional para eliminar el agua libre y el crudo no emulsionado. La emulsión restante se lleva al sistema de tratamiento seleccionado para la aplicación de calor y/o corriente eléctrica, y finalmente el crudo separado pasa a un tanque de almacenamiento. El punto de inyección de química es a la salida del múltiple de producción, antes de los separadores, como se muestra en la figura 4.[1]



Figura 3. Múltiple de producción de una estación de flujo. [2]

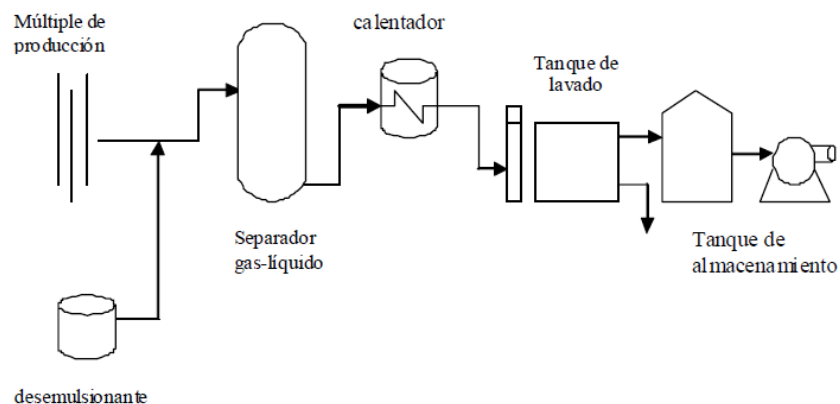


Figura 4. Representación esquemática de una estación de flujo para deshidratar crudo.[1]

1.2.1. Separadores Gas-Líquido

Los separadores horizontales o verticales sirven para separar el gas asociado al crudo que proviene desde los pozos de producción. El procedimiento consiste en que la mezcla de fluidos entrante choca con las placas de impacto o baffles desviadores a fin de promover la separación gas-líquido mediante la reducción de velocidad y diferencia de densidad. El número de separadores varía en función del volumen de producción de gas y petróleo en las estaciones. Se identifican cuatro secciones de separación:

- a) Separación primaria: Comprende la entrada de la mezcla crudo-agua-gas.
- b) Separación secundaria: Está representada por la etapa de separación máxima de líquido por efecto de gravedad.
- c) Extracción de neblina: Consiste en la separación de las gotas de líquido que aún contiene el gas.
- d) Acumulación de líquido: Está constituida por la parte inferior del separador que actúa como colector, posee control de nivel mediante un flotador para manejar volúmenes de líquidos obtenidos durante la operación.

Los separadores verticales operan con mayor eficiencia a una baja relación gas-petróleo menor de 500 pie³/barril, mientras que los separadores horizontales poseen mayor área superficial y tienen controladores de espumas. En la figura 5 se muestran un tren de tres separadores verticales.[1]



Figura 5. Tren de separación (Separadores de alta presión, baja y prueba) [1]

1.2.2. Separadores Gravitacionales

El asentamiento gravitacional se lleva a cabo en grandes recipientes llamados tanques, sedimentadores, tanques de lavado, “gun barrels” y eliminadores de agua libre (EAL ó “Free Water Knockout FWK”). Los eliminadores de agua libre (EAL) son utilizados solamente para remover grandes cantidades de agua que es producida en la corriente, pero que no está emulsionada y se asienta fácilmente en menos de 5-20 minutos, figura 6. El crudo de salida de un EAL todavía contiene desde 1 hasta 30 % de agua emulsionada.

En el interior de estos recipientes que son de simple construcción y operación, se encuentran baffles para direccionar el flujo y platos de coalescencia. El agua es removida por la fuerza de gravedad y esta remoción provoca ahorros en el uso de combustible de los calentadores. Un calentador requiere de 350 Btu para calentar un barril de agua en 1°F, pero solamente requiere 150 Btu para calentar 1 barril de crudo en 1°F. El calentamiento de agua, aparte de que es un desperdicio de energía provoca problemas de incrustación y requiere del uso adicional de tratamiento químico muy costoso para prevenir la incrustación.[1]

Los eliminadores de agua libre (EAL), no son lo mejor ya que ellos solo remueven el agua libre. Están protegidos por ánodos de sacrificio y por aditivos para prevenir la corrosión por el efecto del agua de sal.

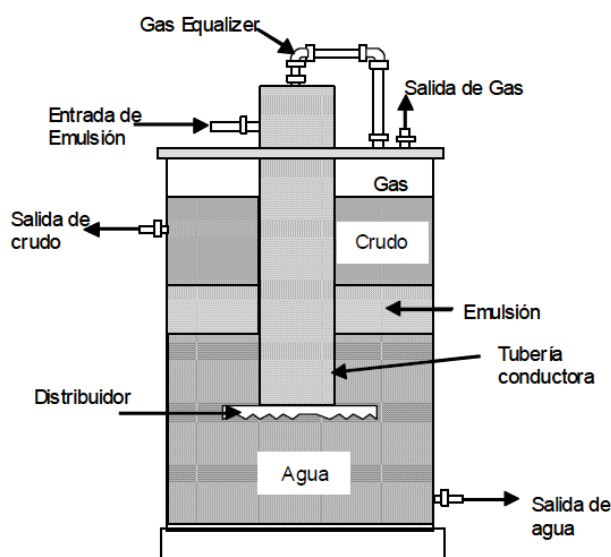


Figura 6. Separador Vertical FWK. [1]

Otro sistema que es importante mencionar son los tanques de lavado o comúnmente llamados “Gun Barrels”. Estos recipientes usualmente operan con media parte de agua (colchón de agua) y la otra parte lo cubre el petróleo. Su funcionamiento consiste en que la emulsión entra al área de desgasificación, donde se produce la liberación del gas remanente a través del sistema de venteo.

Seguidamente, la fase líquida desciende por el tubo desgasificador y entra a la zona del agua de lavado a través de un distribuidor, que se encarga de esparcir la emulsión lo más finamente posible a fin de aumentar el área de contacto entre el agua de lavado y la emulsión, favoreciendo así la coalescencia de las partículas de agua. La emulsión fluye a través del agua en el interior del tanque de lavado siguiendo la trayectoria forzada por baffles internos que permiten incrementar el tiempo de residencia. El petróleo por ser más liviano que la emulsión asciende pasando a formar parte de la zona correspondiente al petróleo deshidratado.[1]

Este proceso de deshidratación se ve afectado por altas velocidades de flujo, exceso de gas, descensos en la temperatura del fluido y recuperación de emulsiones envejecidas; por lo tanto, la eficiencia del mismo depende del control total de estas variables. Tienen un tiempo de residencia entre 3 a 36 horas. Entre los equipos más utilizados por la industria petrolera se mencionan los tanques de lavado de tipo helicoidal, los de tipo rasurado, concéntrico o araña.

1.2.3. Coalescedores electrostáticos.

Los procesos de deshidratación electrostática consisten en someter la emulsión a un campo eléctrico intenso, generado por la aplicación de un alto voltaje entre dos electrodos. Este dispositivo, generalmente tiene características similares a los de los equipos de separación mecánica presurizados, añadiendo a éstos el sistema de electrodos y de generación de alto voltaje. La aplicación del campo eléctrico sobre la emulsión induce a la formación de dipolos eléctricos en las gotas de agua, lo que origina una atracción entre ellas, incrementando su contacto y su posterior coalescencia. Como efecto final se obtiene un aumento del tamaño de las gotas, lo que permite la sedimentación por gravedad.

Un deshidratador electrostático está dividido en 3 secciones, figura 7. La primera sección ocupa aproximadamente el 50% de su longitud y es llamada “Sección de calentamiento”.

La segunda sección es llamada “Sección central o control de nivel” y esta ocupa por alrededor del 10% de su longitud ubicada adyacente a la sección de calentamiento. La tercera sección ocupa el 40% de la longitud del deshidratador y es denominada “Sección de asentamiento” del agua suspendida para producir crudo limpio. Las parrillas de electrodos de alto voltaje están localizadas en la parte superior del recipiente, arriba de la interfase agua-aceite.[1]

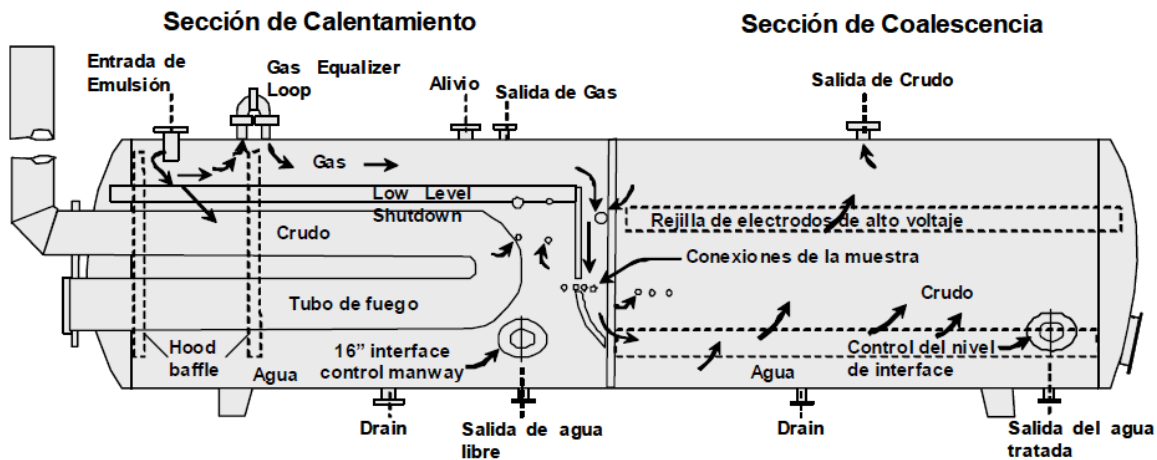


Figura 7. Deshidratador electrostático.[1]

Entre las ventajas que posee los deshidratadores electrostáticos en comparación con los sistemas de tanques de lavado es que son menos afectados en su operación por las características de los crudos (densidad, viscosidad), agua o agentes emulsionantes, ofrecen mayor flexibilidad, el tiempo de residencia asociado es relativamente corto y por otra parte, son de menor dimensión. Además, con el tratamiento electrostático se obtiene una mejor calidad del agua separada y una mayor flexibilidad en cuanto a las fluctuaciones o variaciones en los volúmenes de producción.

Entre las desventajas que presentan los equipos de deshidratación electrostática están:

- Requerimiento de supervisión constante en su operación.
- Instalación de sistemas de control más sofisticados, lo que incide tanto en los costos de operación como de inversión.
- Instalación de sistemas de carga para un mayor control de flujo al equipo, ya que necesitan para su operación condiciones de flujo estables y controladas.

- Los dispositivos del equipo podrían ser afectados por los cambios en las propiedades conductoras de los fluidos de alimentación, cuando se incrementa el agua, la salinidad y la presencia de sólidos.
- El nivel de agua libre es controlado por dos medidores de nivel en paralelo y con diferentes principios de operación. Esta es la variable más difícil de manejar, ya que un valor alto podría hacer que el agua tenga contacto con las parrillas energizadas y halla un corto circuito en el equipo y sus correspondientes daños al sistema eléctrico.

Estos equipos se utilizan cuando la velocidad de asentamiento por gravedad es muy lenta, dada por la Ley de Stokes. Por ejemplo una gota de agua de 20 micras de diámetro en un crudo de 33 °API a 100 °F y una viscosidad de 6,5 cp se asienta a una velocidad de 0,07 ft/hr. Como la molécula de agua es polar, el campo eléctrico incrementa la coalescencia de las gotas dispersas en el aceite por dos mecanismos que actúan simultáneamente:[1]

1. Sometidas a un campo electrostático, las gotas de agua adquieren una carga eléctrica neta.
2. La distribución al azar de las gotas de agua en el seno del aceite al pasar por el campo electrostático se alinean con su carga positiva orientada al electrodo cargado (negativo).

Estas fuerzas de atracción electrostática pueden ser mucho más grandes que la fuerza de gravedad presente. La relación de fuerza electrostática con la fuerza de gravedad es de aproximadamente de 1.000 para gotas de agua de 4 micras de diámetro en crudo de 20° API expuesto a un gradiente eléctrico típico de 5 kiloVoltios/pulgada.

Los tratadores electrostáticos son usados generalmente cuando existen las siguientes circunstancias:

- Cuando el gas combustible para calentar la emulsión no está disponible o es muy costoso.
- Cuando la pérdida de gravedad API es económicamente importante.
- Cuando grandes volúmenes de crudo deben ser tratados en una planta a través de un número mínimo de recipientes.[1][3]

Las ventajas del tratamiento electrostáticos son:

- La emulsión puede ser rota a temperaturas muy por abajo que la que requieren los tratadores calentadores.
- Debido a que sus recipientes son mucho más pequeños que los calentadores, eliminadores de agua libre y gun-barrels, son ideales para plataformas petroleras marinas.
- Pueden remover mayor cantidad de agua que otros tratadores.
- Las bajas temperaturas de tratamiento provocan menores problemas de corrosión e incrustación. [1][3]

1.3. SISTEMA SCADA

Es el nivel de supervisión y control. En este nivel, bien por medios humanos o informáticos, se realizan las siguientes tareas: Adquisición y tratamiento de datos, supervisión del control del proceso, control de obra en curso y gestión de alarmas y asistencias, entre otras. Dependiendo de la filosofía de control de la empresa, este nivel emite órdenes de ejecución al nivel sistema de control y recibe situaciones de estado de dicho nivel. Igualmente recibe los programas de producción, calidad, mantenimiento, etc., del nivel sistema MES y realimenta dicho nivel con las incidencias (estado de órdenes de trabajo, situación de máquinas, estado de la obra en curso, etc.) ocurridas en planta. [4]

Se da el nombre de SCADA (Supervisory Control And Data Adquisition ó Control con Supervisión y Adquisición de Datos) a cualquier software que permita el acceso a datos remotos de un proceso y permita, utilizando las herramientas de comunicación necesarias en cada caso, el control del mismo.

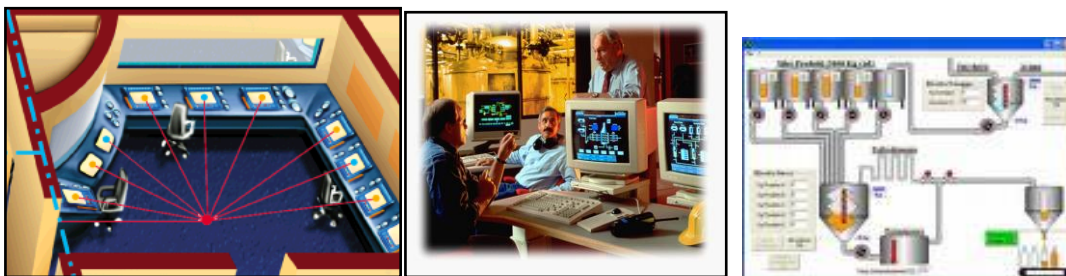


Figura 8. Sistema SCADA

No se trata de un sistema de control, sino de una utilidad software de monitorización ó supervisión, que realiza la tarea de interfase entre el nivel sistema de control y el nivel sistema MES.[4]

Los objetivos para que su implementación sea perfectamente aprovechada son los siguientes:

- Funcionalidad completa de manejo y visualización en sistema operativo Windows sobre cualquier PC estándar.
- Arquitectura abierta que permita combinaciones con aplicaciones estándar y de usuario, que permitan a los integradores crear soluciones de mando y supervisión optimizadas (*Active X* para ampliación de prestaciones, *OPC* para comunicaciones con terceros, *OLE-DB* para comunicación con bases de datos, lenguaje estándar integrado como Visual Basic o C).
- Sencillez de instalación, sin exigencias de hardware elevadas, fáciles de utilizar y con interfaces amigables con el usuario.
- Permitir la integración con las herramientas ofimáticas y de producción.
- Fácilmente configurable y escalable, debe ser capaz de crecer o adaptarse según las cambiantes necesidades de la empresa.
- Ser independiente del sector y la tecnología.
- Funciones de mando y supervisión integradas.
- Comunicaciones flexibles para poder comunicarse con total facilidad y de forma transparente al usuario con el equipo de planta y con el resto de la empresa (redes locales y de gestión).

La topología de un SCADA (su distribución física) variará adecuándose a las características de cada aplicación. Unos sistemas funcionarán bien en configuraciones de bus, otros en configuraciones de anillo. Unos necesitarán equipos redundantes debido a las características del proceso, etc. [4]

Todos los sistemas, de mayor o menor complejidad, orientados a los objetivos mencionados anteriormente, aparecen bajo uno de los nombres más habituales para definir esta relación:

MMI – Man Machine Interface – Interfase Hombre Máquina.

HMI – Human Machine Interface – Interfase Humano Máquina.

Un sistema SCADA, como herramienta de interfase humano máquina, comprende toda una serie de funciones y utilidades encaminadas a establecer una comunicación lo más clara posible entre el proceso y el operador. [4]

1.4. LABVIEW SOFTWARE

En éste proyecto se utiliza LabVIEW como el sistema SCADA, con el fin de desarrollar funciones principales el monitoreo, control y visualización de HMI para operador de planta quien es el que tendrá a cargo el equipo.

1.4.1. ¿Qué es Labview?

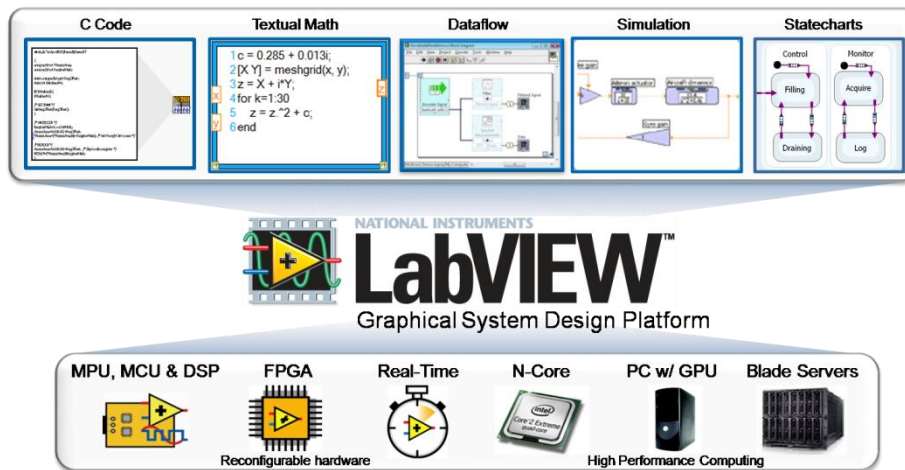


Figura 9. LabView.

LabVIEW es un entorno de programación gráfica usado por miles de ingenieros e investigadores para desarrollar sistemas sofisticados de medida, pruebas y control usando íconos gráficos e intuitivos y cables que parecen un diagrama de flujo. Ofrece una integración incomparable con miles de dispositivos de hardware y brinda cientos de bibliotecas integradas para análisis avanzado y visualización de datos, todo para crear instrumentación virtual. La plataforma LabVIEW es escalable a través de múltiples

objetivos y sistemas operativos, desde su introducción en 1986 se ha vuelto un líder en la industria.

LabVIEW constituye un revolucionario sistema de programación gráfica para aplicaciones que involucren adquisición, control, análisis y presentación de datos. Las ventajas que proporciona el empleo de LabVIEW se resumen en las siguientes:

- Se reduce el tiempo de desarrollo de las aplicaciones al menos de 4 a 10 veces, ya que es muy intuitivo y fácil de aprender.
- Dota de gran flexibilidad al sistema, permitiendo cambios y actualizaciones tanto del hardware como del software.
- Da la posibilidad a los usuarios de crear soluciones completas y complejas.
- Con un único sistema de desarrollo se integran las funciones de adquisición, análisis y presentación de datos.
- El sistema está dotado de un compilador gráfico para lograr la máxima velocidad de ejecución posible.
- Tiene la posibilidad de incorporar aplicaciones escritas en otros lenguajes. LabVIEW es un entorno de programación destinado al desarrollo de aplicaciones, similar a los sistemas de desarrollo comerciales que utilizan el lenguaje C o BASIC. Sin embargo, LabVIEW se diferencia de dichos programas en un importante aspecto: los citados lenguajes de programación se basan en líneas de texto para crear el código fuente del programa, mientras que LabVIEW emplea la programación gráfica o lenguaje G para crear programas basados en diagramas de bloques.

Para el empleo de LabVIEW no se requiere gran experiencia en programación, ya que se emplean iconos, términos e ideas familiares a científicos e ingenieros, y se apoya sobre símbolos gráficos en lugar de lenguaje escrito para construir las aplicaciones. Por ello resulta mucho más intuitivo que el resto de lenguajes de programación convencionales.

LabVIEW posee extensas librerías de funciones y subrutinas. Además de las funciones básicas de todo lenguaje de programación, LabVIEW incluye librerías específicas para la adquisición de datos, control de instrumentación VXI, GPIB y comunicación serie, análisis presentación y guardado de datos.

LabVIEW también proporciona potentes herramientas que facilitan la depuración de los programas.

1.5. CRITERIOS DE DISEÑO GRAFICOS PARA ECOPETROL S.A.

A continuación se hará nombramiento a una serie de criterios, normas y requisitos mínimos para proyectos de automatización en estaciones, plantas y refinerías pertenecientes a la empresa colombiana de petróleos Ecopetrol S.A. Debido a que el diseño de la SCADA para el tratador electrostático quede abierto para la implementación en la estación Campo Terciarios (Neiva, Huila); el proyecto se desarrollara bajo estas normas y estándares.

El control y monitoreo del proceso se realiza por medio de Despliegues de Operación en donde se muestra todas las indicaciones y alarmas del sistema de control así como también proveen de áreas interactivas para ejecutar las estrategias de control.[6]

La estación de ingeniería deberá tener los programas necesarios para acceder, configurar, modificar, diagnosticar y realizar verificaciones a todos los controladores del proceso, subsistemas, redes y otros elementos programables instalados en la facilidad. Deberá también incluir el software requerido para programar el sistema de control, la interface HMI, simulación y herramientas de ajuste de lazos.

Una de las funciones de los sistemas de control es monitorear las condiciones del proceso por medio de gráficos animados, a través de las estaciones de operación. Esta interfaces soporta “Despliegues Animados” que ayudan al operador a reaccionar rápidamente en tiempo real y en forma segura a eventualidades en el proceso. Las capacidades de estas estaciones son:[6]

- Monitoreo y Control de procesos continuos y discretos usando Despliegues estándares del software o diseñados específicamente para la aplicación o proceso a supervisar.
- Anuncio y manejo de alarmas de proceso, de secuencia y del sistema, así como mensajes al operador.
- Impresión de bitácoras y reportes de producción periódicos o por demanda.
- Mostrar e imprimir historias del proceso, tendencias y promedios.
- Mostrar e imprimir secuencias de eventos.
- Configurar y ejecutar aplicaciones o secuencias de proceso.
- Monitorear y cargar módulos, controladores o instrumentación inteligente.
- Almacenar todos los datos históricos en una base de datos local o tipo ODBC
- Soportar scripts de Visual Basic para integración con otros productos Windows.
- Poder actuar como un cliente o servidor OPC para permitir intercambio de datos con otros dispositivos.

- Las pantallas deberán incluir toda la información necesaria para el monitoreo y control remoto del proceso según se indique en las especificaciones.[6]

Cada Despliegue es una representación simplificada del proceso en donde se muestra en forma oportuna al operador la información que necesita para su operación. La complejidad y el estilo del Despliegue dependen en gran parte de la capacidad gráfica y de programación del paquete de edición de Despliegues disponible y de la naturaleza y complejidad de la planta a operar.

Con la finalidad de facilitar el manejo, creación y enlace de los despliegues, los mismos se estructuran de acuerdo a niveles de jerarquía basados en el tipo y cantidad de información contenida en los gráficos. La jerarquización de los despliegues consiste de al menos tres niveles gráficos:[6]

- a) Nivel 0: Plant Overview: Este nivel muestra una visión general de la planta y contiene las llamadas de acceso para direccionar a cada una de las áreas o zonas principales del proceso que conforman el nivel de detalle siguiente constituido por el Nivel 1 de Unit Overview. Los despliegues también deben ser diseñados con la posibilidad de acceder directamente los subsiguientes niveles de mayor detalle, en este caso el Nivel 2 de Control Overlay.
- b) Nivel 1: Unit Overview: Cada área o unidad de planta tiene asociado, en el Nivel 1 de Unit Overview, una visión de detalle, también principal pero de segundo orden en la jerarquía del proceso. En el Nivel 1 se muestran gráficos con mayor información, relacionados o similares al tipo de información mostrado en los P&IDs. Cada Unit Overview tiene a su vez asociado una zona o área de acceso directo al próximo gráfico de nivel de detallado, en este caso el Nivel 2 de Control Overlay.
- c) Nivel 2: Control Overlay: En el nivel 2 de Control Overlay, se muestran los gráficos asociados al proceso donde se monitorea y/o controla el proceso directamente y donde a su vez se ejecutan las acciones de control establecidas.[6]

1.5.1. Colores y efectos especiales.

El diseñador debe tener en cuenta que los despliegues serán visualizados continua y permanentemente, por lo general 24 horas/día los 365 días al año, por lo que requieren de alto grado de relajación visual sobre todo en las imágenes y colores estáticos. En el diseño se deben evitar colores demasiado llamativos y/o brillantes. A continuación se mencionan los tipos de paletas de colores que por lo general existen:[6]

- Existen paletas de colores de 8-bits, 16 bits y 24 bits mencionados en orden ascendente en la disponibilidad de mayor cantidad de tonalidades y mayor resolución de imagen.
- Primeramente debe establecerse la paleta de colores a ser usada, ya que ésta influirá en el tamaño del archivo de despliegues, su tiempos de actualización al tener múltiples ventanas abiertas y visualización remota, en los casos donde al sistema se acceda vía web o red.
- En despliegues de dos dimensiones no se requieren grandes volúmenes de tonalidades y más bien se utilizan colores primarios por lo que se sugiere utilizar paleta de 8 bits (64 colores).
- En despliegues tridimensionales o con visualización de relieves, es necesario usar diferentes tonalidades para con un mismo color simular profundidad y relieve, por lo que se aconseja usar paletas de 16 bits (216 colores).
- El uso de la paleta de 24 bits, además de hacer voluminosos los archivos de despliegues, tiende a generar lentitud en el refrescamiento de los gráficos. La paleta de 24 bits, se utiliza por lo general en despliegues que posean componentes fotográficos o de video.

A continuación se describen los criterios a seguir para la selección de los colores de cada uno de los elementos estáticos que forman parte de un despliegue:[6]

Gris: Se usa para representar todos los equipos de procesos, tales como torres, tanques, intercambiadores, separadores, calderas, etc., así como líneas de proceso con tres tonos de degradación de gris, comenzando con el tono de gris más claro en el centro del equipo y subiendo el tono de gris hacia las orillas del equipo, para crear la sensación de relieve. También se usa para representar todos los equipos rotativos de los cuales no se dispone indicación de estatus: bombas y ventiladores.

Negro: Se usa para resaltar el contorno de los equipos y líneas de proceso. También para el crudo deshidratado que sale de los tratadores electrostáticos, pasa por los intercambiadores crudo/crudo, por los serpentines de los FWKOs y va hacia los tanques de almacenamiento.

Blanca de alta intensidad: Usado para representar las líneas de señales de instrumentación, las cuales serán del tipo segmentadas en el caso de señales eléctricas o electrónicas, segmentadas con círculos intercalados cuando se trata de señales por software internas de los sistemas o enlaces de comunicación, líneas continuas para símbolos de instrumentos de campo, y líneas continuas cortadas por intervalos de dos rayitas pequeñas a 30° o 60° de inclinación para representar señales neumáticas.

Azul celeste alta intensidad: Usado para representar las líneas de proceso de agua, En tanques se muestra una barra dinámica con los niveles y cuando se trata de líneas de proceso una flecha.

Amarillo de baja intensidad: Se usa para representar enlaces entre despliegues de proceso.

Rojo de baja intensidad: Se usa para enlazar despliegues de procesos con despliegues de seguridad.

Azul alta intensidad: Se usa para representar hidrocarburos. En tanques se muestra una barra dinámica con los niveles y cuando se trata de líneas de proceso una flecha.

Verde de baja densidad: Se emplea rellenar las válvulas cuando están abiertas y las bombas que se encuentran servicio. También se utilizaran para las líneas las cuales tengan como servicio vapor.

Verde de alta intensidad: Se usa para representar las líneas las cuales tengan como servicio condensado.

Naranja de alta intensidad: Se usa para representar las líneas las cuales tengan como servicio Purga.

Amarillo de alta intensidad: Se usa para representar variables de proceso en estado de alarma, bien sean con prioridad alta o baja. También se utilizaran para las líneas de nitrógeno.

Rojo alta intensidad: Se usa para representar variables de proceso y señales de alarma que estén configuradas con una condición de emergencia, válvulas cerradas y bombas cuando se encuentran detenidas.

Morado de alta intensidad. Se usa para representar variables de proceso y señales de alarma que estén configurados con alguna prioridad de emergencia. También para el crudo emulsionado.[6]

1.5.2. Zona o Ventana de Cambio de Parámetros

En esta ventana se muestran los elementos, descritos a continuación, mediante la selección de la correspondiente variable del proceso: [6]

- Lista de grupos de operación asociados al despliegue.
- Esta ventana aparecerá por omisión al ser llamado el despliegue.
- El área de acceso interactivo posee un tamaño aproximado de 9x3 caracteres, con un cuadro sólido color verde de media intensidad con un texto amarillo de alta intensidad que indique: El número del grupo y el título del grupo, lista de grupos de operación asociados al despliegue.
- La zona de cambio estándar del sistema, la cual es un área donde se muestra información relativa a la variable de proceso para monitoreo o control sin salir del despliegue.
- Tendencia en tiempo real o histórico de la variable seleccionada o del grupo de operación. Como una acción encadenada se puede acceder desde la tendencia de la base de datos de parámetros del punto o variable.

1.5.3. Consideraciones Generales de los Efectos del Color

Intensidad del color: Por lo general se usan los colores en alta intensidad para atraer la atención del operador en variables dinámicas. Las variables de proceso (PV y SP), todas las condiciones de alarma y “bad value”, y donde particularmente se especifique, se usarán los colores en alta intensidad. Todos los restantes elementos en condición normal que formen parte del gráfico de proceso podrán ser representados en baja intensidad.[6]

Intermitencia o Parpadeo: La intermitencia (blink) se debe utilizar para llamar la atención del operador en el caso que una condición del proceso no sea atendida a tiempo, como por ejemplo, alarmas no reconocidas, niveles con alarmas no reconocidas, error en valor de medición (bad value), etc. En condiciones normales de operación los elementos del gráfico no deberán parpadear (no blink).

Vídeo inverso: El vídeo inverso (reverse vídeo) es usado para atraer la atención del operador a un texto específico. Todos los enlaces (área de acceso interactivos) que referencien a otros gráficos o grupos operacionales pueden estar en vídeo inverso. En general todos los textos podrán estar en vídeo normal, mientras que el vídeo inverso será usado para representar condiciones anormales, tales como variables con alarma no

reconocidas que ha retornado a su condición normal, controladores fuera del estado normal de operación, etc. [6]

1.5.4. Distribución de Elementos en Pantalla

Se sugiere distribuir las ventanas del sistema en la consola, de la siguiente manera:

- En la pantalla se mostrará una sola ventana la cual contiene el despliegue.
- El operador tendrá acceso a las tendencias y alarmas por medio de áreas de acceso interactivo definidas en los despliegues de proceso, o a través de menús de la herramienta gráfica o podrá invocarse desde el teclado de operación.

1.5.5. Aspectos generales a considerar en el diseño

1.5.5.1. Diseño de Objetos

- Facilidad para realizar monitoreo y/o control.
- Visualización de estados operativos y de alarma.
- Manipulación a través del teclado de la estación o bien del controlador del cursor.
- Opción de selección por toque del cuerpo o contorno de los mismos.
- Cambios de color en función de las condiciones de operación y/o fallas.
- Facilidad de reconocimiento y restablecimiento.
- Facilidad de navegación.
- Facilidad de ocultar o ser visibles a voluntad del operador.
- Facilidad de escalamiento.
- Funcionalidad múltiple. [6]

1.5.5.2. Criterios de diseño

- Establecer una librería de objetos de equipos, instrumentos, líneas de proceso y todo aquello que esté relacionado con su desarrollo.
- Los objetos deben ser fácilmente escalables.
- Contara con pantallas de mantenimiento y tendencias.

- Los objetos (estáticos y dinámicos) deben tener un color diferente al del fondo de la pantalla del desplegado gráfico, en el caso de objetos dinámicos el color con dinamismo debe ser diferente al del objeto y al del fondo de la pantalla.
- La distribución de los objetos gráficos debe ser balanceada, para evitar que existan zonas con mayor densidad de objetos que otras.
- En las líneas de proceso se debe indicar el sentido del flujo del proceso con el empleo de flechas de direccionamiento correspondientes al tipo y tamaño de la línea.
- Todos los textos contenidos en los despliegues gráficos, tendencias, sumario de eventos, sumario de alarmas, reportes, mensajes operativos, entre otros, deben ser contruidos en idioma español.
- Se deben diferenciar las líneas de proceso con respecto a las de señalización.
- Se debe evitar, el cruce de las líneas de proceso y vueltas innecesarias, hacer que sea lo más directo.
- Los árboles de navegación entre los despliegues deberán ser coherentes y de rápida carga, fácil acceso y adecuado refrescamiento de variables, permitiendo una supervisión y control rápido en condiciones normales y de contingencia.
- Los logs de alarmas y eventos deberán indicar descripciones adecuadas de las condiciones, asociando con el color correspondiente el equipo, unidad, sistema, o instrumento en cuestión. Es recomendable que el texto del mensaje de alarma o de evento se asocie a las condiciones de prioridad.
- Estos logs deberán hacer registros organizados en los sistemas históricos de corto y largo plazo. La información deberá almacenarse desde la fecha cero de inicio del pre Comisionamiento de forma tal que permita hacer los análisis post de las condiciones que puedan surgir durante los periodos de prueba, arranque y estabilización del sistema.[6]

1.5.5.3. Acceso

Por Configuración en los desplegados gráficos a través de:

- Menús.
- Objetivos.
- Botones y/o Etiquetas de Navegación (avance y retroceso).
- Por Red.

Por consola o estación a través de cualquiera de las siguientes formas de acuerdo a los requerimientos del usuario:

- Botones o teclas físicas dedicados, los cuales pueden contar con luz de indicación (Led's) para visualizar estados de alarma ocurridos en el desplegado asignado.
- Teclado "QWERTY" por la escritura del nombre (identificación) del despliegue gráfico, botones o teclas físicas de avance y retroceso.
- Acceso a través de "mouse" (ratón), "track ball" o "touch screen".[6]

1.5.5.4. Seguridad

Se debe gestionar mediante grupos de usuarios con diferentes niveles de jerarquía (en acceso y privilegios) habilitados de manera individual para ser ejecutados en los despliegues gráficos, estos grupos deben ser integrados (sin ser limitativo) de la forma siguiente. El sistema deberá soportar hasta seis niveles de seguridad para acceso a las funciones de configuración y operación, mediante las contraseñas respectivas.

- Nivel 1: Solo visualización
- Nivel 2: Visualización con reconocimiento de alarmas
- Nivel 3: Niveles 1 , 2 y permiso para interactuar con módulos de control
- Nivel 4: Niveles 1 , 2 , 3 y elaboración de reportes
- Nivel 5: Niveles 1 , 2 , 3 , 4 y configuración de pantallas
- Nivel 6: Máximo acceso a todos los niveles anteriores y gestión gerencial. [6]

Los niveles de seguridad deben estar protegidos, al menos mediante claves jerarquizadas de acceso (Password) al sistema. Los perfiles de cada uno de estos accesos serán predeterminados por el proveedor del sistema de control.

1.6. DESCRIPCIÓN GENERAL CAMPO DINA ECOPETROL S.A.

1.6.1. Ubicación de las Instalaciones.

La batería Terciarios perteneciente a la empresa ECOPETROL S.A. adelanta actividades de producción, tratamiento y comercialización de 20 KBPD de crudo proveniente de los campo Dina, localizado en el departamento del Huila, 17 Km al Norte de la ciudad de Neiva, en la coordenada 03°13'''N 75°15'''O.



Figura 10. Campo Dina, Batería Terciarios Ecopetrol.[7]

1.6.2. Condiciones de Sitio.

Las condiciones ambientales de la batería terciarios se muestran a continuación.

Tabla 1. Datos obtenido del documento Observaciones Hidrogeológicas en el Terreno del Campo Dina, Batería Terciarios.[6]

Presión Atmosférica	14.1 psia
Altitud	390 msnm
Humedad Relativa	Mínima: 50% Normal: 69% Máxima: 90%
Temperatura	29°C
Precipitación	2.000 a 2.500 mm/año

1.6.3. Condiciones estándar de temperatura y presión.

A continuación las condiciones de presión y temperatura:

Tabla 2. Condiciones presión y Temperatura.[7]

Condición	Presión Absoluta (psia)	Temperatura (°F)
Estándar	14.7	60
Normal	14.7	32

1.6.4. Unidades de medición.

Las unidades de medición que se utilizan en el proyecto son las establecidas por el sistema inglés y se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 3. Unidades de medición [6]

PARAMETROS	UNIDADES SISTEMA INGLÉS
Longitud	Ft (m)
Diámetro Nominal de Tubería	In
Área	Ft ²
Volumen	Ft ³ , Gal (US), bbl (US)
Volumen (líquido) en condiciones estándar	sBBL (US)
Temperatura	°F
Presión Absoluta	Psia
Presión Manométrica	Psig
Masa	Lb
Gravedad específica del petróleo	°API
Densidad de líquidos	Lb/ft ³
Poder Calorífico	Btu/ft ³
Flujo másico	Lb/h
Flujo volumétrico	Gpm, BPD
Flujo Volumétrico (Gas)	SCFM
Viscosidad Dinámica	cP

1.6.5. Normas, códigos y estándares.

Última revisión de estos códigos y normas se utilizarán.

- ISA 5.1 Instrumentation Symbols and Identification
- ISA 5.3 Graphic Symbols for Distributed Control/Shared Display
- Instrumentation, Logic and Computer Systems
- ANSI/ISA 5.4 Instrument Loop Diagrams
- ANSI/ISA 5.5 Graphic Symbols for Process Displays

Otros códigos y estándares no específicamente mencionados en el texto podrán ser utilizados para información general si se requiere.

En caso de discrepancia entre los códigos referentes a un mismo aspecto, prevalecerá aquel cuyos requerimientos sean más estrictos desde el punto de vista de seguridad y operación.

1.6.6. Descripción general Batería Terciarios.

La central de procesamiento de fluidos (Terciarios) tiene como objetivo producir 20.000 sBOPD de crudo deshidratado con una especificación de BSW de menos del 0.5% a partir de un crudo con 90% y 5 scf/sBBL de gas asociado.

Los fluidos de producción provenientes del campo llegan a la batería Terciarios vía 5 troncales de producción de 24" respectivamente, que alimentan a dos cabezales de entrada a 50 psi y 140°F.

El proceso de deshidratación se inicia con la separación del agua libre presente en el crudo, mediante la alimentación a un tanque de separación de agua libre (FWKO), V-2103 con capacidad neta de almacenamiento de 23,000 BBL y 300,000 sBFPD de procesamiento cada uno. Estos tanques disponen de tres serpentines de calentamiento cada uno, empleando vapor, agua producida y crudo deshidratado respectivamente, para que el fluido alcance una temperatura de 160°F.

La mayoría del agua libre se remueve en estos equipos por medio de bombas, con lo cual el crudo que se separa sale con un corte de 30% de BSW. El crudo separado en el tanque es transferido por gravedad a un (1) tanque de cabeza, con capacidad de almacenamiento de 41,000 BBL y de procesamiento de 43,000 sBFPD. Este tanque dispone de serpentines de calentamiento que utilizan vapor y agua producida como medio de calentamiento, para que el fluido alcance una temperatura de 169°F, con lo cual se continúa removiendo agua y se produce crudo con 20% de BSW.

El crudo emulsionado con este contenido de agua, es bombeado desde este tanque por medio de una batería de bombas hacia cuatro (4) trenes de calentamiento en paralelo que disponen de un intercambiador crudo-crudo, V-2101A/B, 2102A/B, para calentar el crudo hasta 250 °F y alimentar a un (1) tratador electrostático, V-702L de 22,000 sBOPD de capacidad cada uno, para finalmente reducir el crudo deshidratado con 0.5% de BSW requerido como especificación.

El calor del crudo que sale de estos separadores es aprovechado para precalentar el fluido que proviene del tanque de cabeza, y posteriormente se sigue enfriando al utilizarse estos

líquidos como medio de calentamiento en el FWKO, para almacenarse a 185 °F en tres (2) tanques de almacenamiento de 50,000 BBL cada uno, TK-2113/2114/2211, desde donde es bombeado mediante las bombas de transferencia de crudo, P-2225A/B, de 32,350 BOPD de capacidad cada una, a través de una unidad LACT y entregado para ser transferido hacia la Estación de Bombeo.

El agua producida en el FWKO y tanque de cabeza, se transfiere por medio de bombas de agua separada a un (1) Tanque Skim, TK-2214, de 30,000 BBL de capacidad nominal de almacenamiento y 300,000 sBWPD de procesamiento, mientras que el agua producida en el separador electrostático se emplea como medio de calentamiento en FWKOs y tanque de cabeza, previo a su envío también a dichos tanques para el tratamiento correspondiente.

El plano detallado de la batería Terciarios Ecopetrol se muestra en el **Anexo A**.



Figura 11. Tratador Electrostático V-702L (Toma General).[8]



Figura 12. Tratador Electrostático V-702L (Instrumentos).[8]

2. DESARROLLO Y SIMULACIÓN DEL PROYECTO

2.1. Instrumentación

El diseño de la HMI del tratador electrostático se realizó en base al P&ID (**ANEXO B**) en donde se especifica la instrumentación, equipos y accesorios para el control de nivel, temperatura, presión y flujo.

En la actualidad, el campo Terciarios de Ecopetrol dispone de un sistema de control neumático de monitoreo local y no es viable realizar transmisiones de datos a un cuarto de control. Es por esta razón que se tuvo que cambiar los instrumentos a dispositivos electrónicos que transmitan las señales de las variables de proceso que afectan directamente el tratador a un centro de mando para posteriormente ser controladas, supervisarlas y almacenarlas.

Los instrumentos que se incluyeron son:

Transmisores indicadores de presión para verificar y controlar las entradas de gas a los calentadores, la presión del tratador electrostático y la presión de salida de gas a la tea. También incluye alarmas por baja y alta presión que son indicadas en el cuarto de operaciones.

Transmisor indicador de temperatura para el control de temperatura en el área de calentamiento. Esta lectura se compara con un set establecido por el operador y por medio de controlador PID manipular la variable. El sistema cuenta con alarmas por baja o alta temperatura dentro del tanque.

Transmisores indicadores de nivel. Uno para controlar el nivel de agua en la zona de calentamiento y otros dos para el control de salida agua y crudo tratado en la zona de coalescencia. Estas señales controlan proporcionalmente unas válvulas electro-neumáticas de nivel las cuales permiten la salida de los fluidos.

Transmisores indicadores de flujo. Estos instrumentos transmiten las señales de flujo al sistema SCADA y de esta forma llevar un total de flujo de agua y/o crudo tratado para posteriormente generar informes de producción.

Válvulas electro-neumáticas de control de nivel. Con la señal de los transmisores de nivel la válvula actúa proporcionalmente a la variable y permite la salida del fluido. La señal transmitida a la SCADA está dada por el porcentaje de apertura de la válvula.

Válvula electro-neumática de control de temperatura. Este instrumento realiza el control de gas para aumentar o disminuir la temperatura dentro del tanque. Recibe una señal eléctrica 4-20 mA. del transmisor de temperatura.

Analizador indicador de Bs&W. Este instrumento transmite la señal de porcentaje Bs&W, es decir agua en el crudo, al sistema SCADA para su posterior monitoreo. Estos valores deben ser inferiores al 1%.

Válvula electro-neumática de control de presión. Este equipo controla la salida de gas del tratador a la tea para su combustión. El transmisor de presión del tanque envía una señal 4-20 mA. a la válvula que proporcionalmente abre o cierra. En la SCADA se indica el porcentaje de apertura.

En el proceso de desarrollo de la HMI se explica detalladamente la función y los cambios realizados a la instrumentación.

En el **ANEXO C y D** se encuentra una lista detallada con la instrumentación y sus respectivas señales de control.

2.2. Diseño de la HMI

El software utilizado para el diseño del sistema Scada es desarrollado bajo la plataforma Labview 2009 V.9.0.1 32bits. Incluye las toolkits DSC module siendo uno de los más utilizados para el diseño de la HMI.

Para iniciar se crea un nuevo proyecto donde estará contenido los programas o SubVís que hacen parte del desarrollo de la SCADA del tratador electrostático.

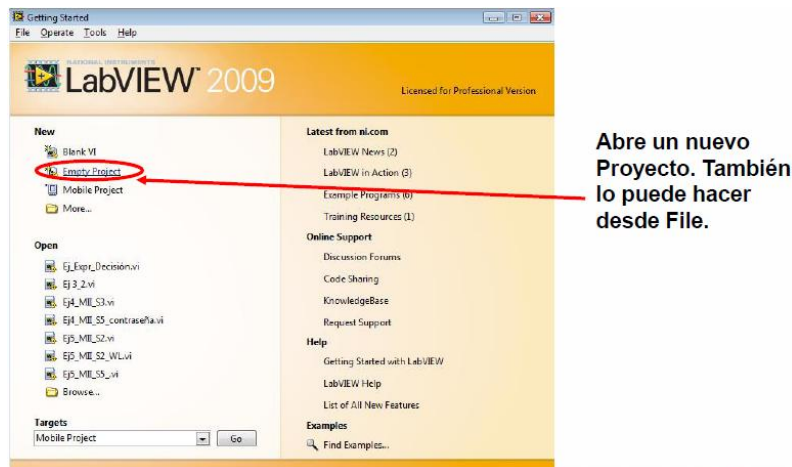


Figura 13. Crear Un Nuevo Proyecto[8]

Dentro del nuevo proyecto se van agregando los vi's y subvi's (Ver Figura 14).

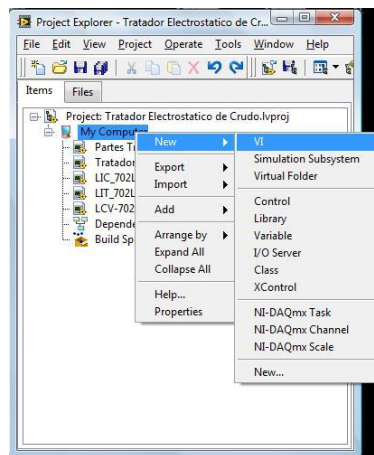


Figura 14. Vi's y Subvi's [8]

Por medio de la herramienta imagen navigator se busca las imágenes prediseñadas correspondientes a instrumentos y equipos. Iniciamos con insertar una imagen que relacione el tanque del tratador electrostático (Ver figura 15).

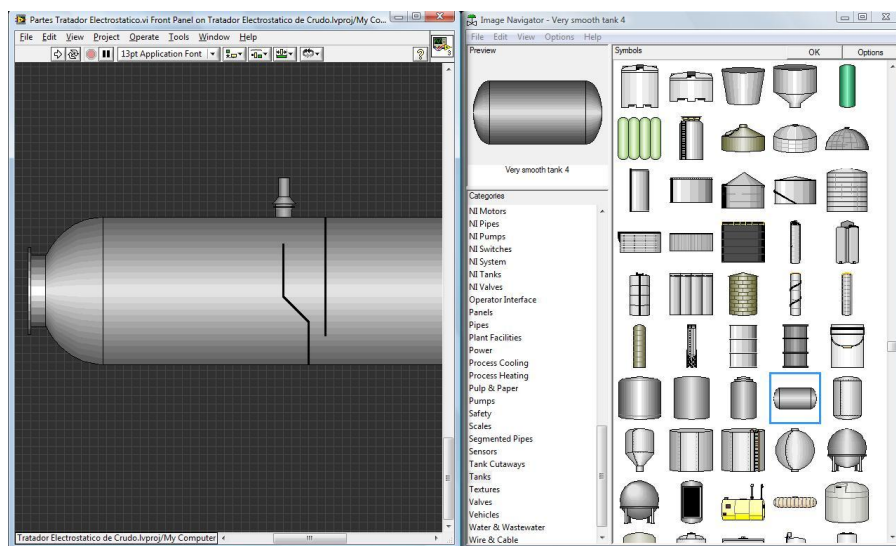


Figura 15. Imagen Tanque tratador V-702L [8]

De acuerdo a normativa de Ecopetrol frente a sus sistemas Scada, se debe utilizar para este tipo de equipos el color gris. Agregando otros accesorios de tuberías se hacen los ajustes para que el tratador tenga un aspecto más real.

Las tuberías o ductos que conforman las entradas de gas, entrada de la emulsión, salida de gas, salida de crudo tratado y salidas de agua son creadas manteniendo el mismo contorno y color que el tanque principal (Ver figura 16).

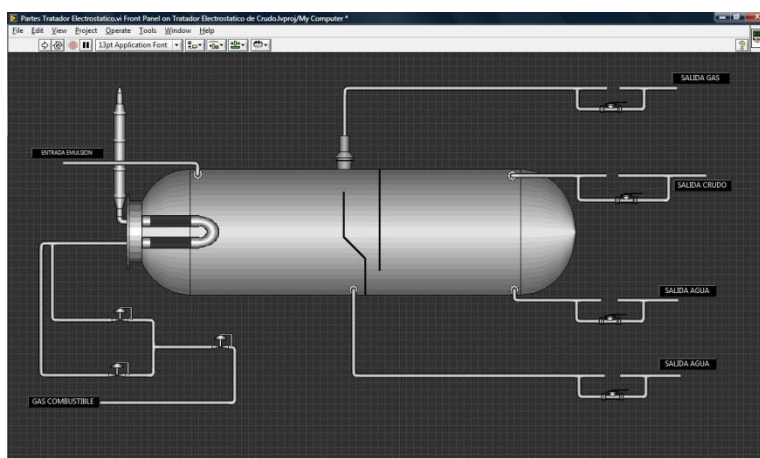


Figura 16. Ductos y Tuberías [8]

Con las tuberías listas se inicia el ingreso de los instrumentos y equipos. Los transmisores de presión son agregados en las dos líneas de entrada de gas, en el tanque del tratador electrostático y en la línea de salida de gas. Se dispone de un indicador por transmisor en

donde se visualiza la presión de proceso en unidades psi, indicación con L (Low) para alarma por baja presión, LL (Low-Low) para muy bajas presiones, indicación de HH (High-High) alarma por muy alta presión, H (High) para alta presión y un parpadeo entre el color verde y rojo de la variable de proceso en caso de alarma (Ver Figura 17).

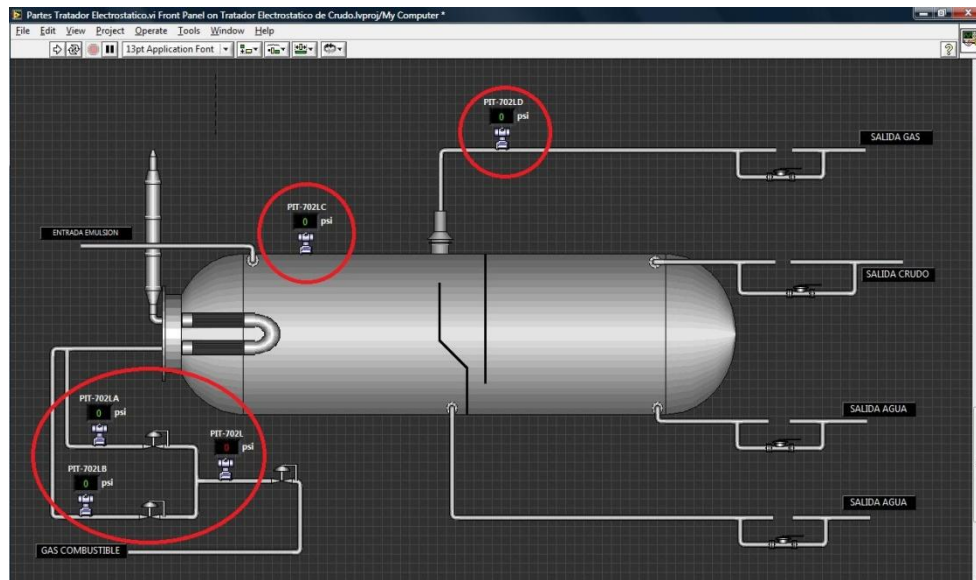


Figura 17. Transmisores de presión [8]

Respecto a la variable de temperatura que juega un papel importante dentro del proceso, se agrega un transmisor indicador y una válvula de control de temperatura. Así mismo un controlador PID para lograr la estabilidad con el set point asignado. Las indicaciones SP (Setpoint) y PV (Process Variable) se encuentran dentro de una caja color gris. El transmisor cuenta con una indicación de la temperatura en el tanque en unidades °F (Grado Fahrenheit). La válvula tiene un indicador de porcentaje de apertura en unidades % (Porcentuales). Ver figura 18.

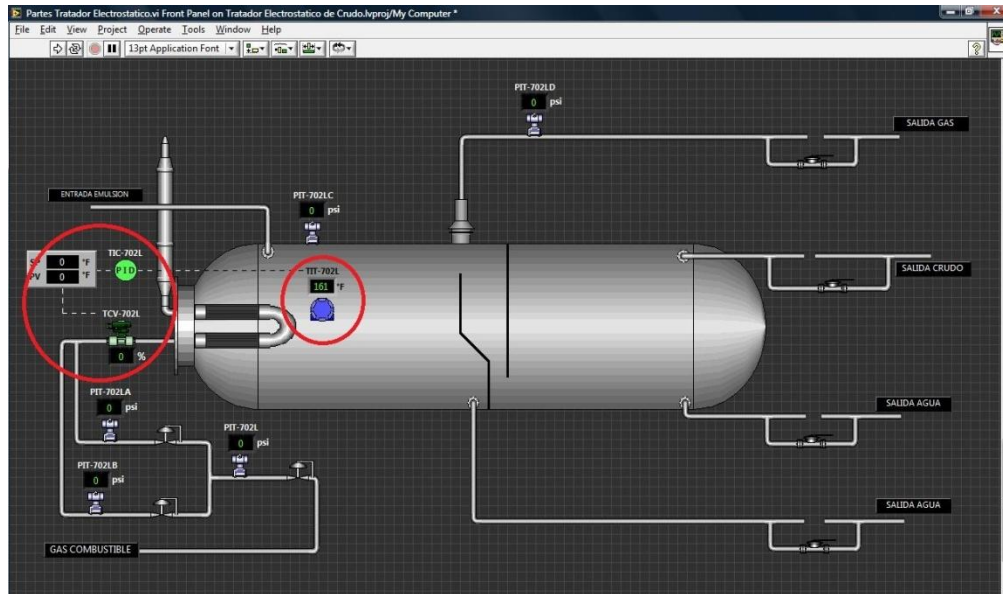


Figura 18. Transmisor de Temperatura y Válvula de Control [8]

Los transmisores indicadores de nivel y válvulas de control de nivel se agregaron para el control de salida de agua y crudo tratado en las áreas de calentamiento y coalescencia. Disponen de indicadores numéricos para la visualización del nivel en unidades In (Pulgadas) para los transmisores y % (porcentual) para las válvulas. También incluye alarmas por LL (low-low) bajo nivel y HH (High-High) alto nivel en el tanque. De igual forma los valores numéricos de la variable de proceso en caso de alarmarse cambien de color verde a rojo (Ver figura 19). Los controladores PID se encuentran dentro de una caja gris en donde se visualiza la PV y SP.

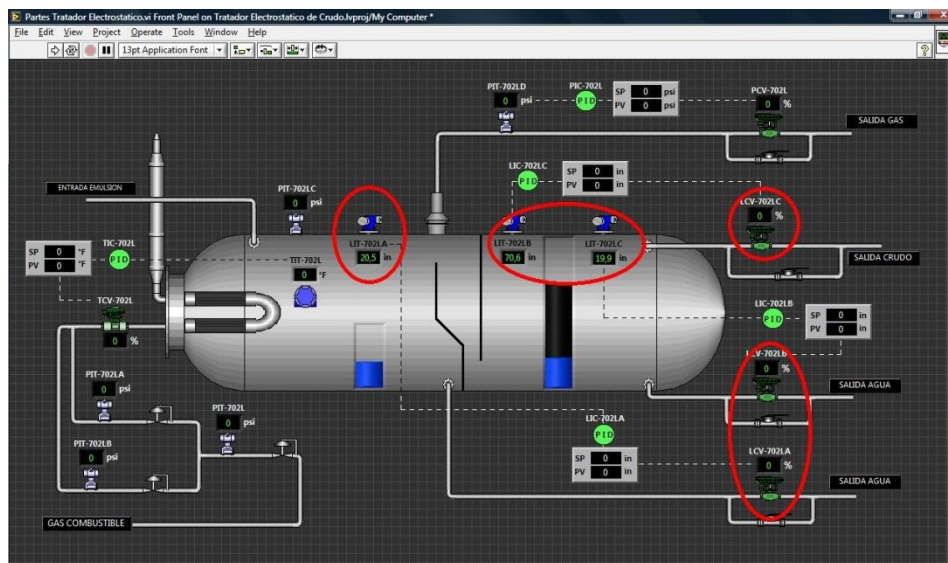


Figura 19. Transmisores de Nivel y Válvulas de Control de Nivel[8]

Los transmisores indicadores de flujo y el transmisor analizador de Bs&W se agregaron en las líneas de salida de agua y crudo tratado con el fin de obtener un valor de flujo diario; y el porcentaje de Bs&W. Estos instrumentos disponen de indicadores numéricos a igual que los anteriores transmisores. Para este tipo de variable no es necesario tener alarmas por bajo y alto flujo.

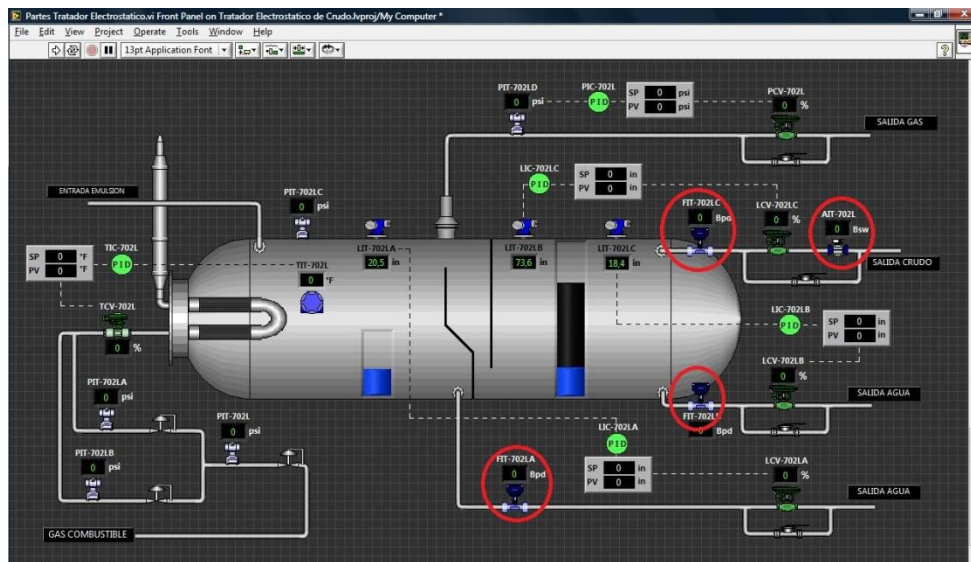


Figura 20. Transmisores de Flujo y Analizador Bs&W[8]

2.3. Programación de la HMI

La programación de los instrumentos y equipos para el funcionamiento y simulación del sistema SCADA del tratador electrostático se desarrolló utilizando varios Subvi's que representa la configuración para recibir las señales de los instrumentos, poder controlarlas y mediante pruebas tener información de las variables de proceso, alarmas y eventos que se presenten durante su funcionamiento. Con estos Subvi's y en complemento con otras funciones propias de LabView se logra en un Vi principal ejecutar las tareas necesarias para el avance del proyecto.

Por ser uno de los procesos en donde mayor control se ejerce, se inicia con la configuración de los transmisores y controladores de nivel. En la Figura 21 se ilustra el SubVi con el mapa de conexiones, operadores matemáticos, constantes y funciones para la simulación del controlador de nivel.

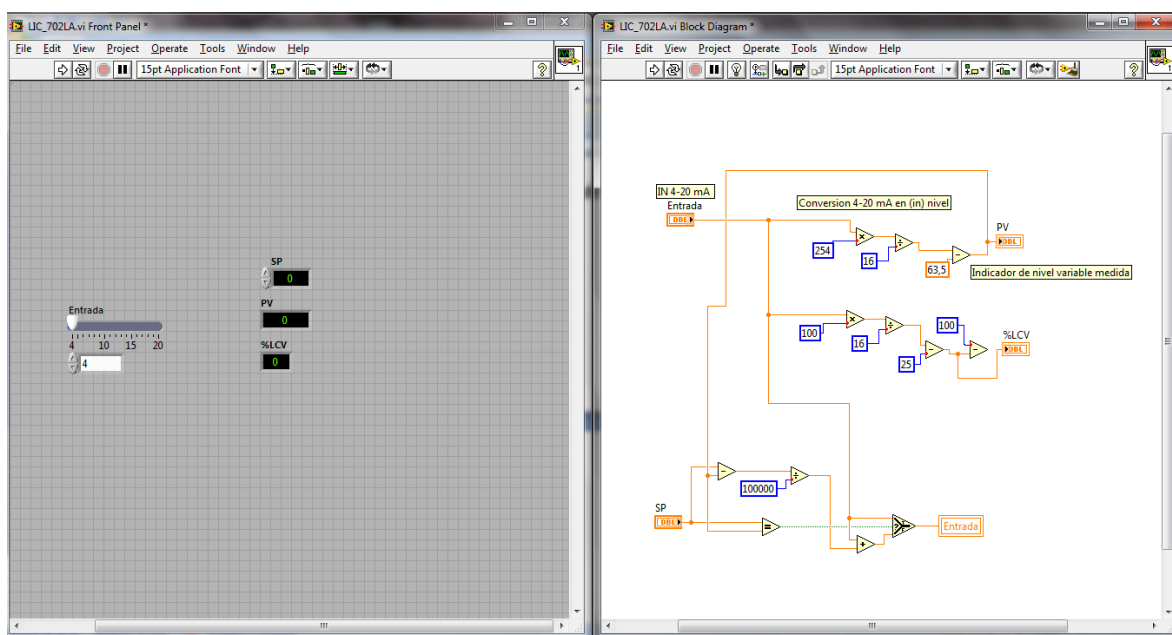


Figura 21. Configuración Controlador de Nivel [8]

La señal de entrada viene siendo la información del instrumento de medición de nivel enviada por el transmisor. Para objetos de simulación se realizó una conversión de la señal de 4-20 mA. a Pulgadas (In) para la indicación de la variable de proceso (PV), y otra conversión directamente proporcional para la indicación del porcentaje (%) de apertura de la válvula. Para su aplicación real la información de los transmisores de nivel y controlados son enviadas hacia el sistema SCADA para su indicación y control.

Los transmisores indicadores de nivel deben estar calibrados con los siguientes rangos.

Tabla 4. Rango Transmisores de Nivel [8]

Instrumento TAG Nivel	Rango De Calibración (In)	Alarma Alto (H)	Alarma Alto-Alto (HH)	Alarma Bajo-Bajo (LL)	Alarma Bajo (L)
LIT-702LA	0-254	240 In	249 In	5 In	10 In
LIT-702LB	500-762	730 In	750 In	520 In	540 In
LIT-702LC	0-254	240 In	249 In	5 In	10 In

En la parte inferior de la pantalla de programación de la figura 21. se realiza unas operaciones matemáticas que hacen una función parecida a un control PID para la

relación nivel del tanque contra el porcentaje de apertura.

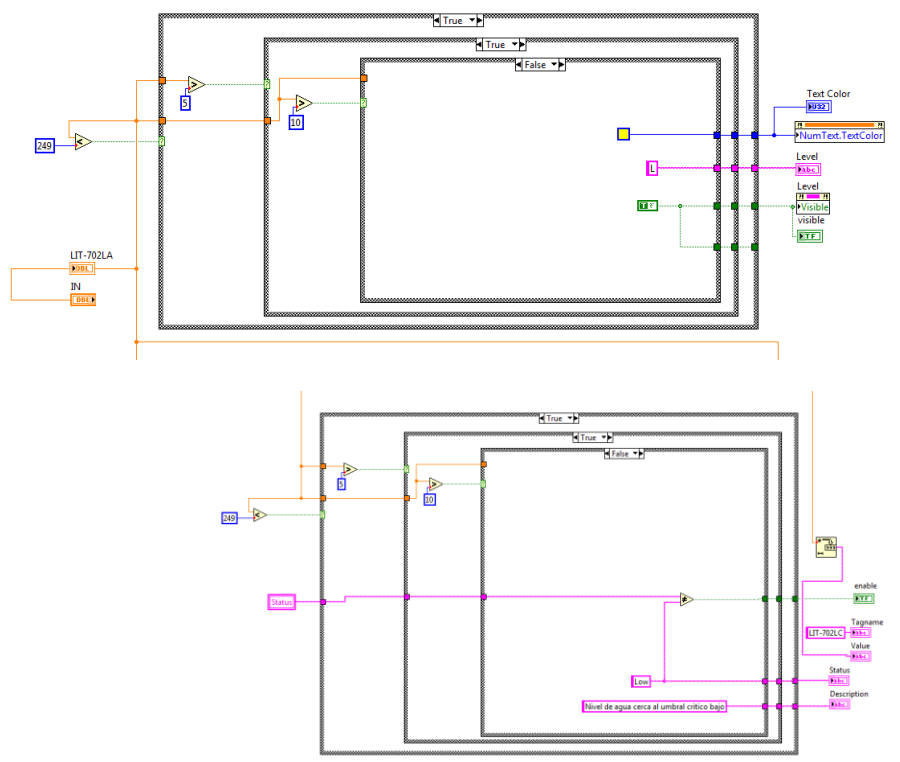


Figura 22. Configuración Indicación de Alarmas de Nivel[8]

En la Figura 22. Se encuentra la configuración para las alarmas por bajo-bajo (LL), bajo (L), alto (H) y alto-alto (HH) nivel de agua o crudo ya sea el instrumento utilizado. Como constantes se ingresa los valores o setpoint en los cuales se mostrara una advertencia con color amarillo para niveles alto (H) y bajo (L); y una alarma con color rojo para niveles alto-alto (HH) y bajo-bajo (LL). En la HMI del tratador se ilustra al lado de cada instrumento de nivel una indicación extra en caso de activarse estas alarmas.

Para la configuración de todos los transmisores indicadores de nivel y controladores en la HMI se realiza la misma configuración, claro está cambiándole los rangos de operación y setpoint de alarmas y eventos según la tabla 4.

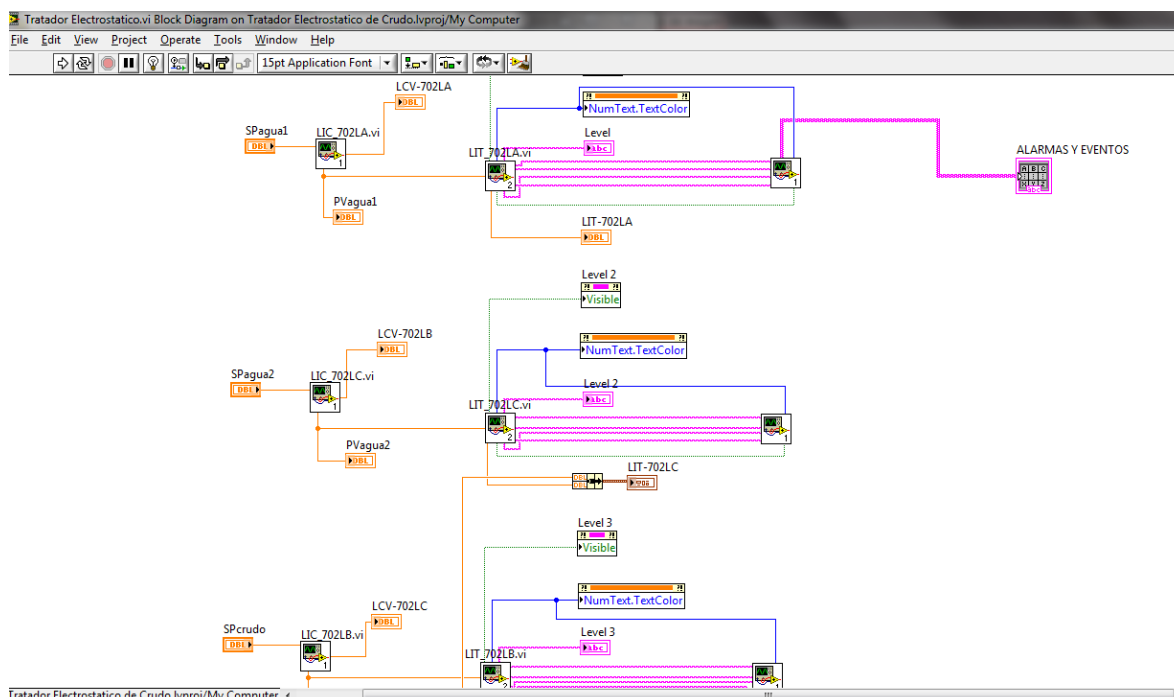


Figura 23. Configuración Controladores y Transmisores de Nivel Vi Principal[8]

La figura 23. Muestra la configuración de los tres (3) transmisores de nivel en la pantalla del Vi principal. Los SubVi's que se nombran con el tag de los instrumentos son conectados en sus entradas y salidas a controles e indicadores de la HMI principal y de esta forma poder visualizar cada una de las variables de proceso con sus respectivas alarmas.

Para el proceso de temperatura en el tratador se trabajo una configuración similar a la de los transmisores de nivel. Al controlador de temperatura se le realizaron las conversiones de la señal eléctrica 4-20 mA. a la variable de proceso en un rango de 0-240 °F (Figura 24). Igualmente se llevo a la proporcionalidad con la válvula de control de temperatura con respecto a su porcentaje de apertura. Según los análisis químicos de la emulsión, gravedad API y otros compuestos se determina que este tipo de tratadores deben manejar una temperatura en su interior de 125°F. A este valor de setpoint el controlador debe actuar.

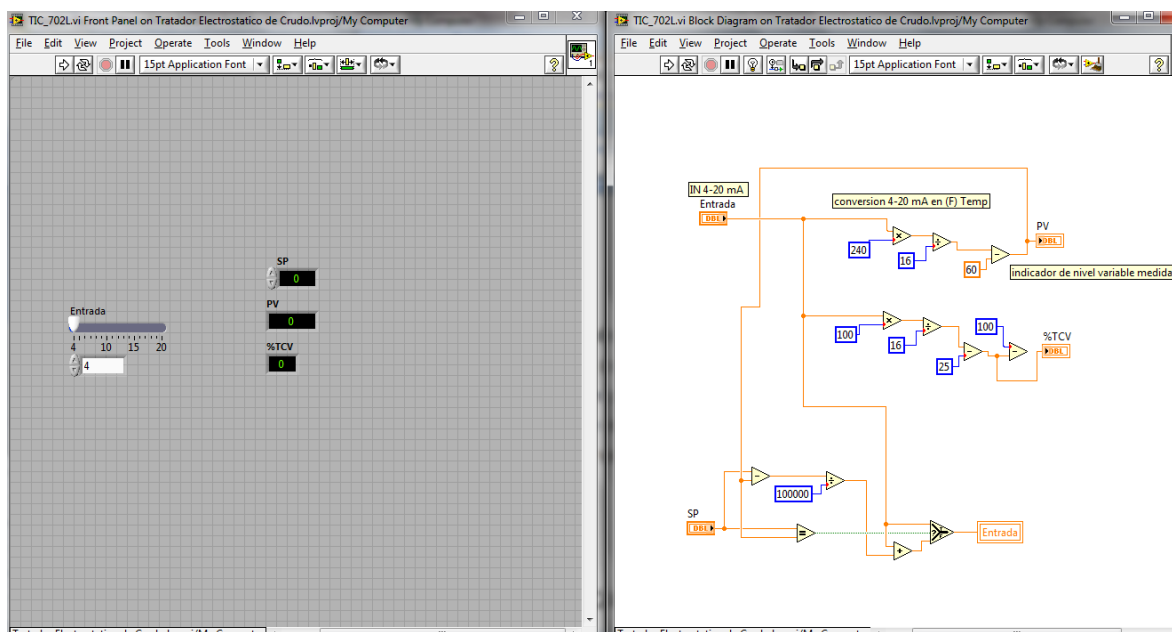


Figura 24. Configuración Controlador de Temperatura [8]

Utilizando varios Case Structure se logra manejar las prioridades para la activación de las alarmas dependiendo del set o punto de alarma que se halla seleccionado para el transmisor de temperatura TIT-702LA. Como se puede ver en la figura 25. Una serie de constantes indican el nivel de alarma. En la tabla 5 se especifica los valores de riesgo.

Tabla 5. Rangos de Calibración Transmisor de Temperatura TIT-702LA [8]

Instrumento TAG Nivel	Rango De Calibración (°F)	Alarma Alto (H)	Alarma Alto-Alto (HH)	Alarma Bajo-Bajo (LL)	Alarma Bajo (L)
TIT-702LA	0-240	220°F	230 °F	65°F	75°F

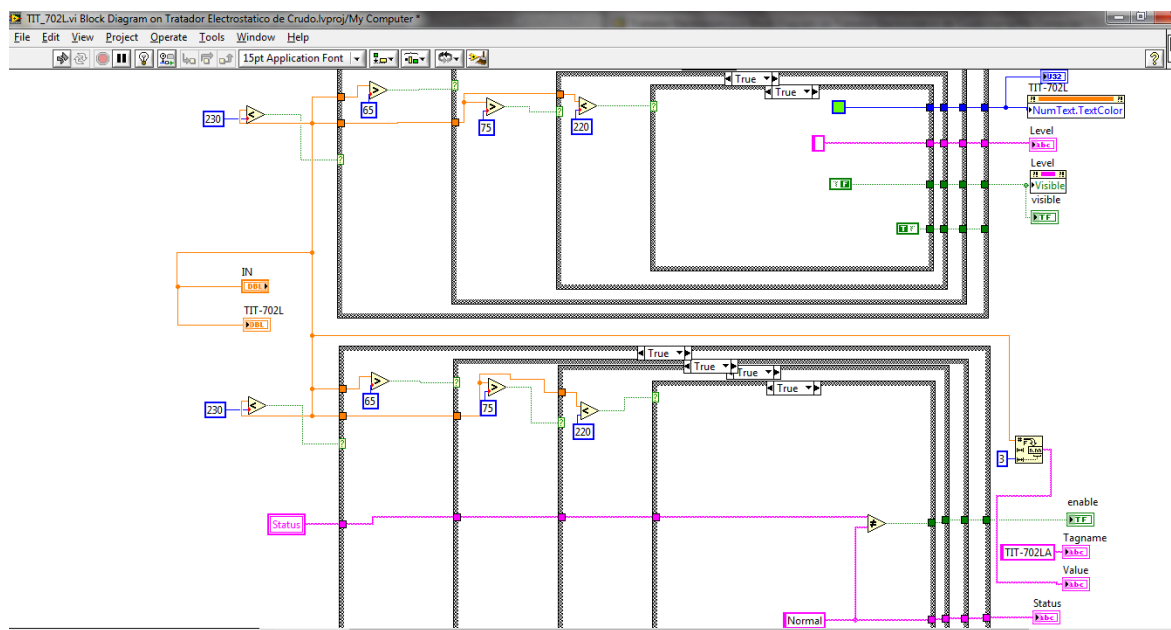


Figura 25. Configuración Alarmas para el Transmisor de Temperatura.[8]

Los transmisores de presión utilizados para la presión de gas en los quemadores, presión dentro del tratador y presión a la salida a la tea están calibrados de acuerdo a la tabla 6. La configuración tanto para el controlador de presión y las alarmas se representa de forma similar a la de los otros transmisores mencionados anteriormente. En las figuras 26-27 se muestran su programación.

Tabla 6. Rangos Transmisores de Presión [8]

Instrumento TAG Nivel	Rango De Calibración (psi)	Alarma Alto (H)	Alarma Alto-Alto (HH)	Alarma Bajo-Bajo (LL)	Alarma Bajo (L)
PIT-702L	0-200	150	180	20	40
PIT-702LA	0-60	45	55	10	20
PIT-702LB	0-60	45	55	10	20
PIT-702LC	0-200	150	180	20	40
PIT-702LD	0-60	45	55	10	20

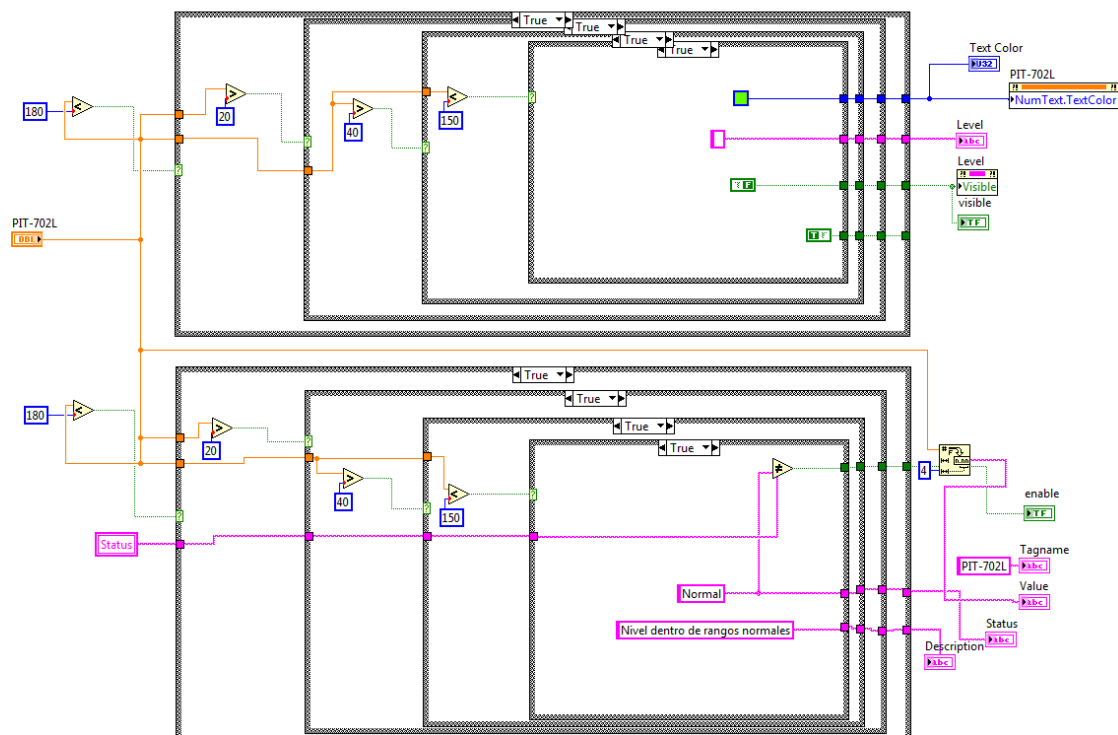


Figura 26. Configuración Transmisores de Presión SubVi's [8].

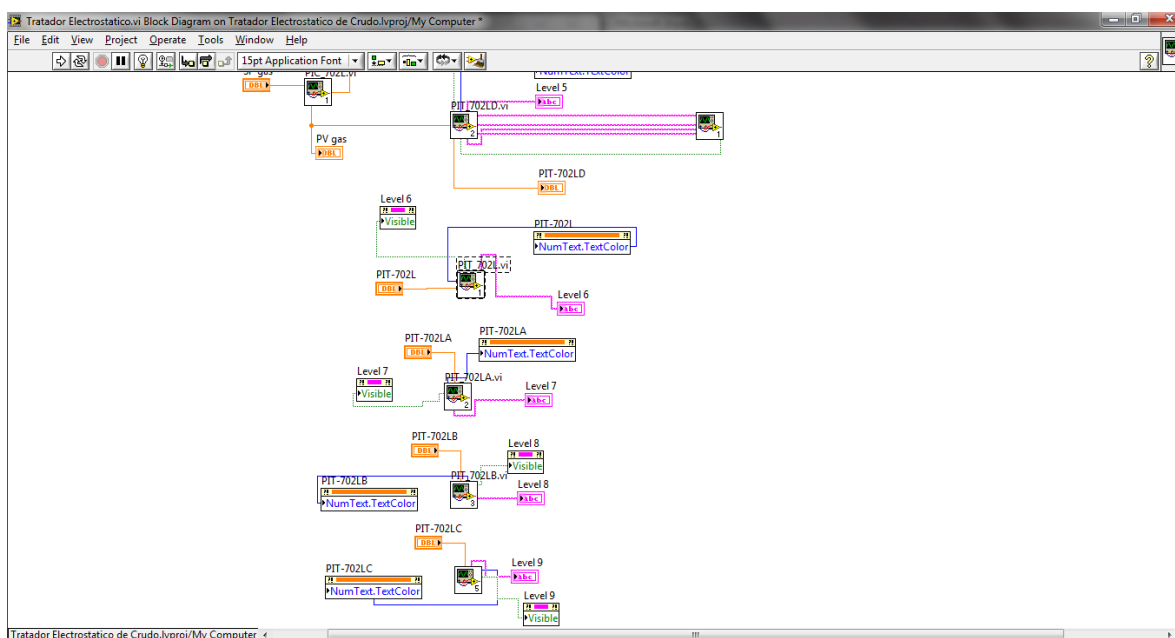


Figura 27. Configuración Transmisores de Presión Vi Principal[8]

La configuración para la indicación de las alarmas y eventos en un cuadro de históricos se realizó dentro de una Case Structure en donde por medio de vectores, comparadores, constantes, ciclo For y variables se logra tener un registro que contiene la información básica y necesaria del instrumento alarmado. Ver Figura 28.

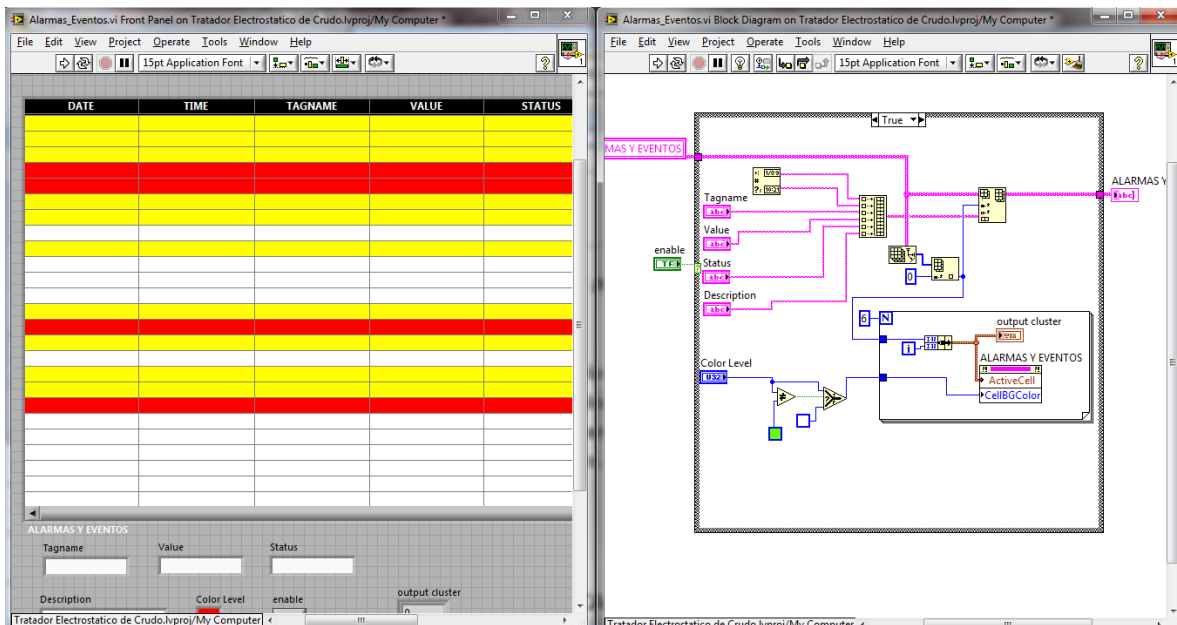


Figura 28. Configuración de Alarmas y Eventos [8]

Todo sistema SCADA debe manejar unos niveles de seguridad para limitar el acceso a la configuración o cambios en los setpoints de los controladores. Por este motivo se creó una sesión donde el operador mediante un usuario y contraseña puede disponer de estos cambios. En la figura 29-30 se ilustra la programación en el Vi principal donde por medio de las funciones Prompt User y Display Msg se crea la sesión de acceso del operador.

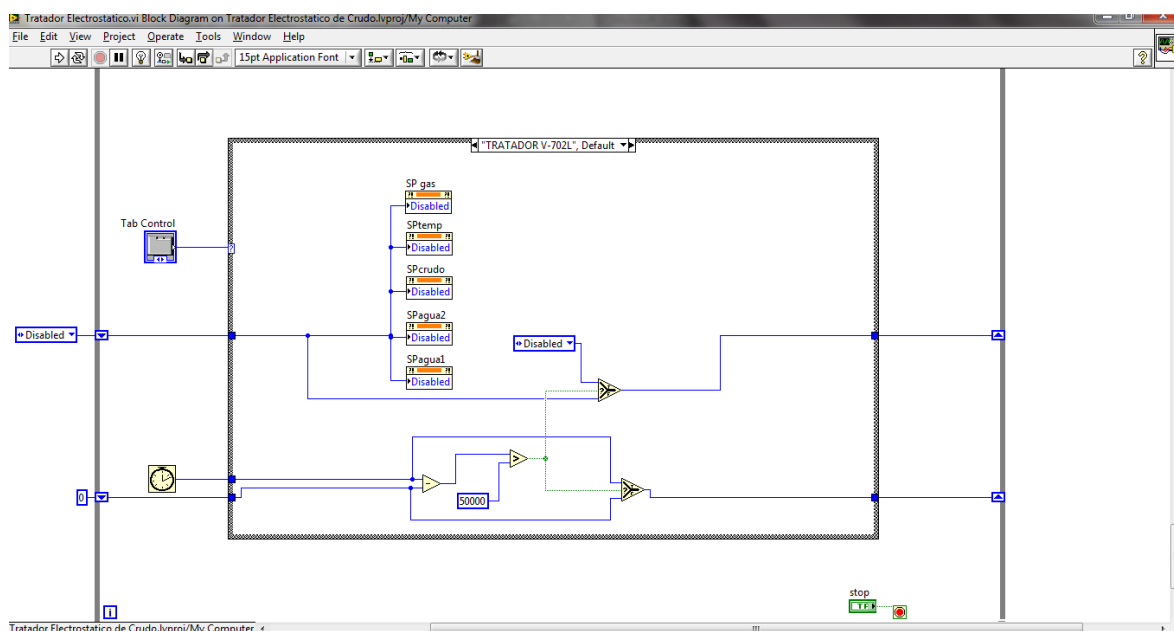


Figura 29. Configuración Para el Control de Acceso[8].

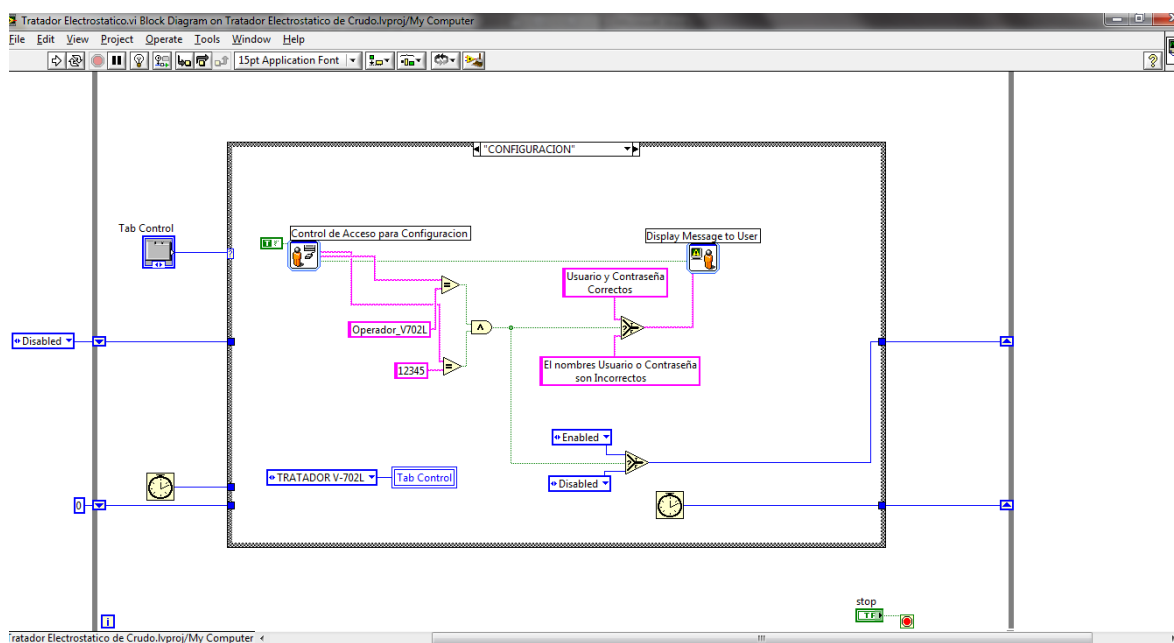


Figura 30. Configuración Usuario y Contraseña [8]

2.4. Simulaciones del sistema.

2.4.1. Alarmas y advertencias en la HMI del tratador electrostático.

Las simulaciones de los transmisores de nivel se ejecutan superando los setpoint establecidos según operación (ver Tabla 4). En la figura 31. Se puede observar el sistema alarmado por alto-alto nivel de agua y crudo en las áreas de calentamiento y coalescencia.

La alarma para este caso se muestra con un cuadro rojo con las letras HH y los números de la variable de proceso también de color rojo. Visualmente el operador de la HMI nota directamente la advertencia sobre el instrumento que se encuentra alarmado.

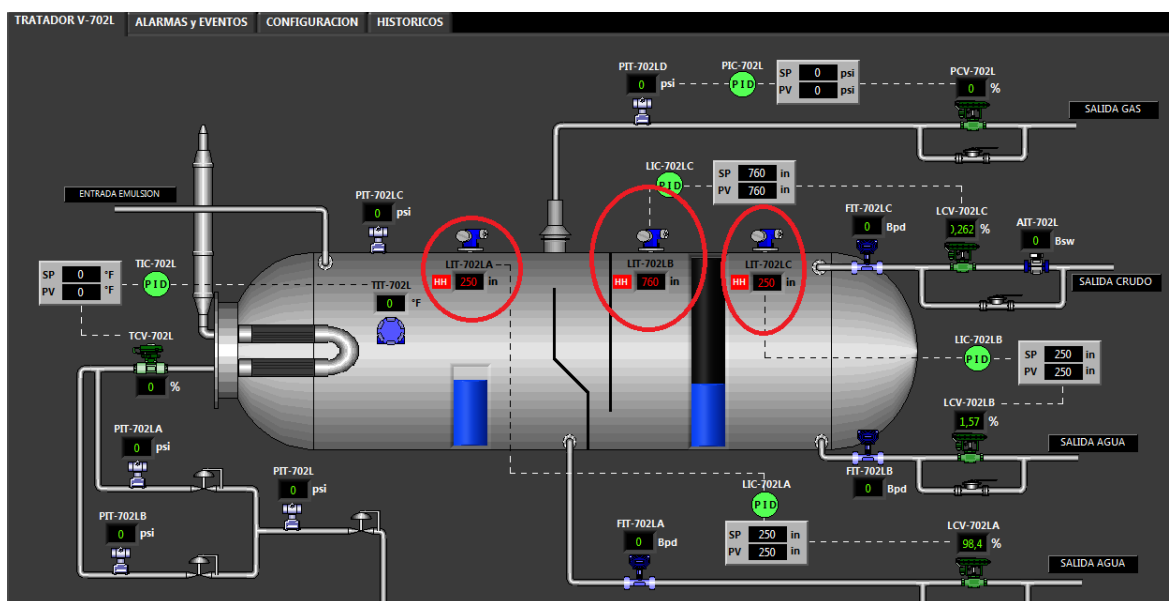


Figura 31. Alarma HH para Transmisores de Nivel [8]

De la misma forma pasa con el nivel de alarma bajo-bajo (LL) cuando se disminuyo la variable de proceso hasta sus puntos bajos críticos. En la figura 32. Se verifica este tipo de alarma.

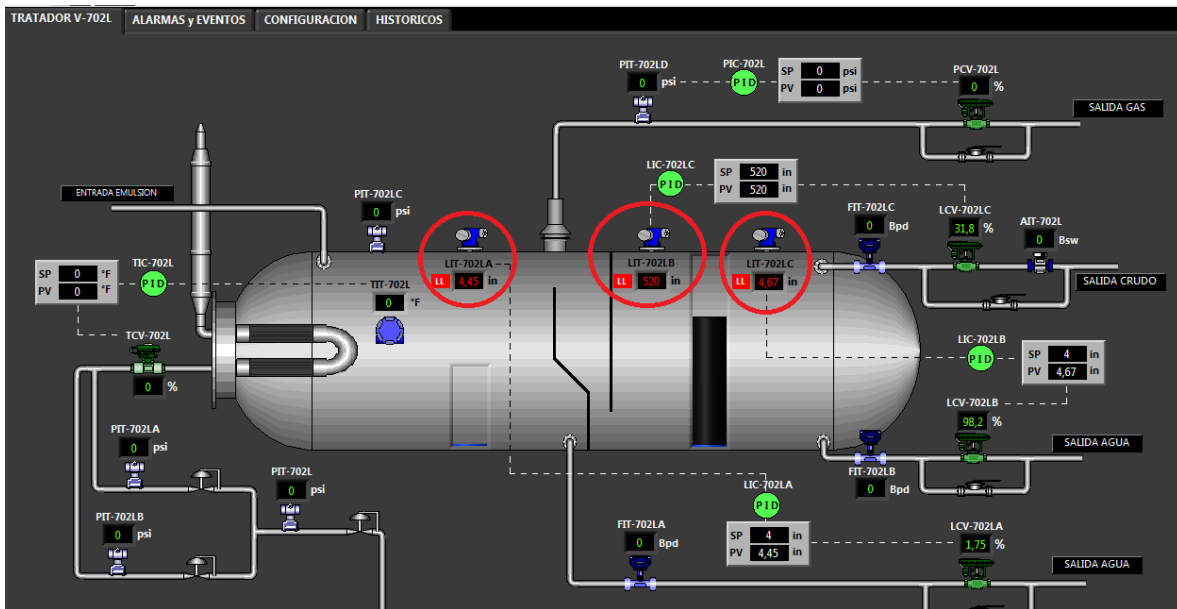


Figura 32. Alarma por Bajo-Bajo (LL) en los Transmisores de Nivel[8]

Los niveles Bajo (L) y Alto (H) son indicados por medio de un recuadro rojo con su respectiva letra para dar notificación de una advertencia. De igual forma los números dentro de la indicación de la variable de proceso cambian a color amarillo. En la figura 33. Se puede ilustrar esta simulación.

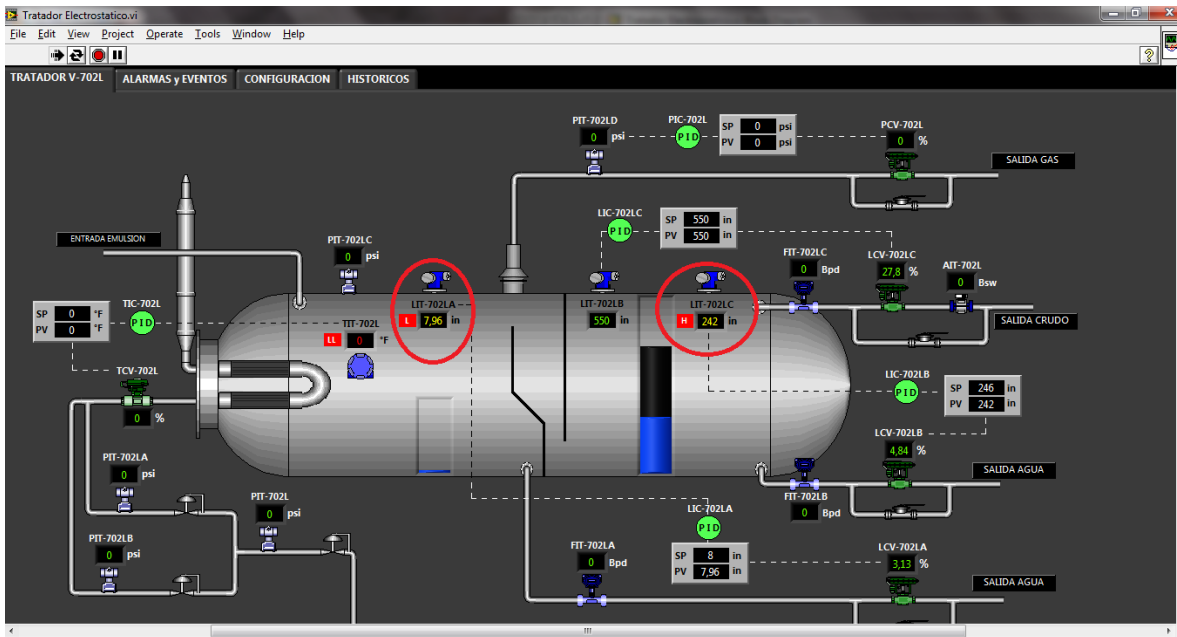


Figura 33. Alarma Bajo y Alto Para Transmisores de Nivel [8].

En la figura 34 se indican las pruebas visuales para la activación de las alarmas por bajo-bajo (LL), bajo (L), alto (H), Alto-alto (HH) temperatura en el área de calentamiento del tratador electrostático.

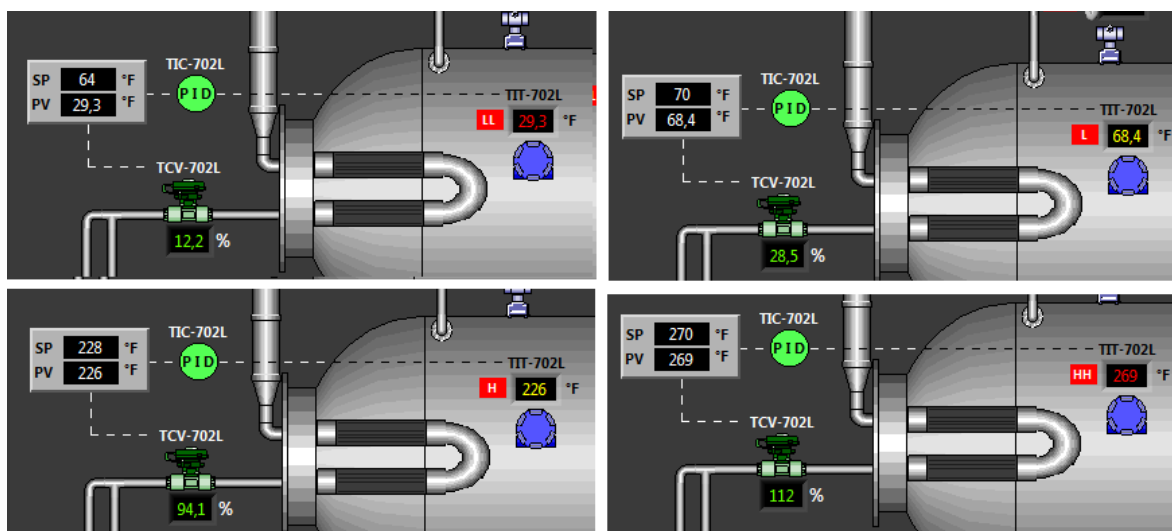


Figura 34. Pruebas de alarmas para transmisor de temperatura [8].

De igual forma como se realizaron las anteriores pruebas se verifica los cuatro (4) niveles críticos de alarma a los tres (3) transmisores de presión en la entrada de gas al quemador, al medidor del tratador electrostático y al de la salida de gas a tea. En la figura 35 se visualiza las alarmas ya sea por caídas de presión o por sobrepresión. Para esta variable es muy importante monitorear y tomar medidas inmediatas en caso de presentarse altas presiones ya que esto puede generar una grave emergencia en la planta.

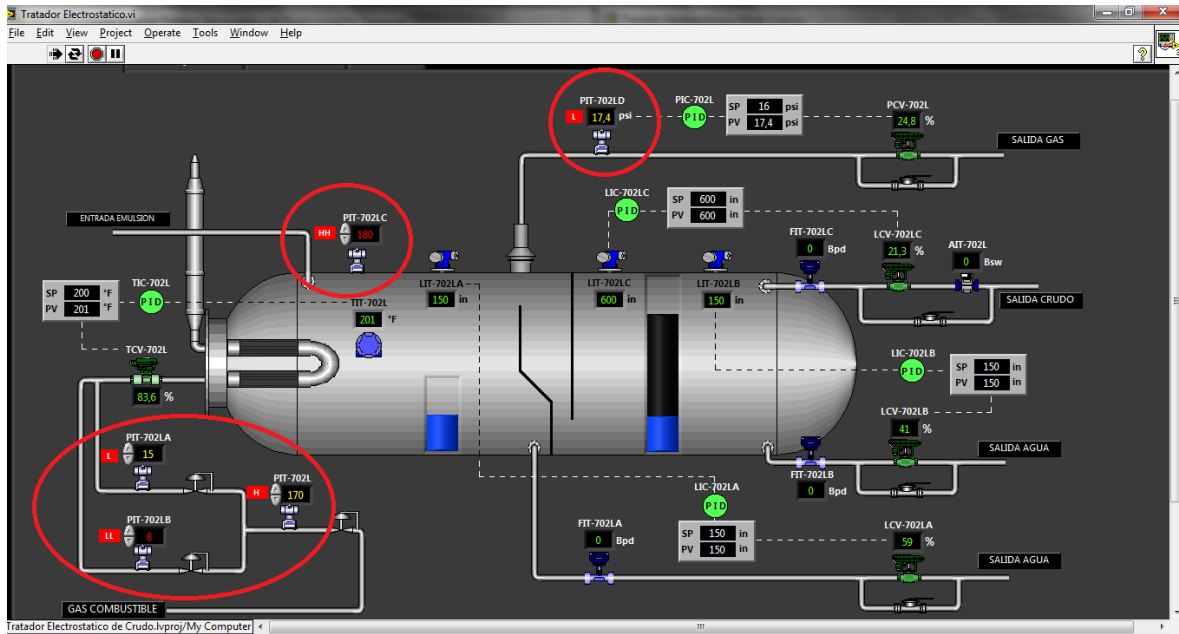


Figura 35. Prueba de Alarmas Para Transmisores de Presión[8]

Para la prueba de los históricos de alarmas y eventos se simularon varios acontecimientos en los instrumentos de nivel, presión, temperatura y flujo en donde se llevaba la variable de proceso a los límites críticos. En la figura 36 se observa un cuadro con varios eventos en diferentes horarios, instrumentos y niveles críticos. Fácilmente el operador del equipo puede ver la hora, el día, el tag del instrumento, el valor de la variable de proceso (PV) al momento de alarmarse, el status o indicación de nivel crítico y una breve descripción. Al normalizarse el estado de la variable de proceso se arroja una indicación que especifica que el equipo se encuentra operando en condiciones normales.

DATE	TIME	TAGNAME	VALUE	STATUS	DESCRIPTION
26/01/2012	12:54 a.m.	TIT-702LA	75,000	Low	Temperatura cerca al umbral critico bajo
26/01/2012	12:54 a.m.	LIT-702LB	730	HIGH	Nivel de crudo cerca al umbral critico alto
26/01/2012	12:54 a.m.	LIT-702LA	9,9998	Low	Nivel de agua cerca al umbral critico bajo
26/01/2012	12:54 a.m.	LIT-702LB	730	High-High	Nivel de crudo cerca al umbral critico alto
26/01/2012	12:55 a.m.	LIT-702LA	8,9999	Low-Low	Nivel de agua cerca al umbral critico bajo
26/01/2012	12:55 a.m.	LIT-702LC	240	HIGH	Nivel de agua cerca al umbral critico alto
26/01/2012	12:56 a.m.	LIT-702LA	5,0002	Low	Nivel de agua cerca al umbral critico bajo
26/01/2012	12:57 a.m.	TIT-702LA	75,000	Normal	Nivel dentro de rangos normales
26/01/2012	12:57 a.m.	LIT-702LB	730	HIGH	Nivel de crudo cerca al umbral critico alto
26/01/2012	12:57 a.m.	LIT-702LC	240	Normal	Nivel dentro de rangos normales
26/01/2012	12:59 a.m.	LIT-702LB	730	Normal	Nivel dentro de rangos normales
26/01/2012	12:59 a.m.	LIT-702LA	10,0008	Normal	Nivel dentro de rangos normales
26/01/2012	01:00 a.m.	LIT-702LB	540	Low	Nivel de crudo cerca al umbral critico bajo
26/01/2012	01:00 a.m.	LIT-702LB	520	Low-Low	Nivel de crudo cerca al umbral critico bajo
26/01/2012	01:01 a.m.	LIT-702LB	520	Low	Nivel de crudo cerca al umbral critico bajo
26/01/2012	01:01 a.m.	LIT-702LB	540	Normal	Nivel dentro de rangos normales
26/01/2012	01:02 a.m.	LIT-702LC	10	Low	Nivel de agua cerca al umbral critico bajo
26/01/2012	01:03 a.m.	TIT-702LA	220,002	HIGH	Temperatura cerca al umbral critico alto
26/01/2012	01:03 a.m.	TIT-702LA	280,001	High-High	Temperatura cerca al umbral critico alto
26/01/2012	01:03 a.m.	LIT-702LC	10	Normal	Nivel dentro de rangos normales

Figura 36. Simulación de Histórico de Alarmas y Eventos [8]

Para que el operador tenga acceso a la programación y/o cambios en los sets de los instrumentos, se debe ingresar el usuario "Operador_V702L" y la contraseña "12345" en la ventana que aparece luego de seleccionar la pestaña de configuración (Figura 37).

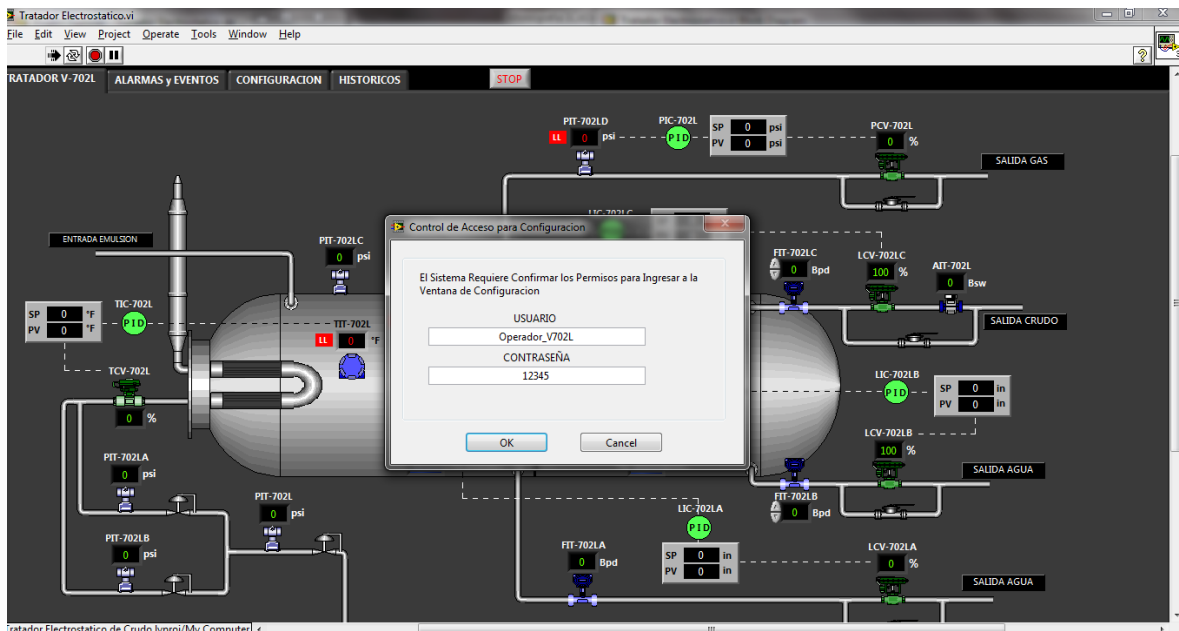


Figura 37. Pruebas de Control de Acceso [8]

Si los datos son correctos, el sistema arroja un mensaje confirmando su acceso (Figura 38). Luego el operador tiene la libertad de modificar los valores de control, cambiar el rango de operación y/o setpoints, simular los procesos, entre otras cosas.

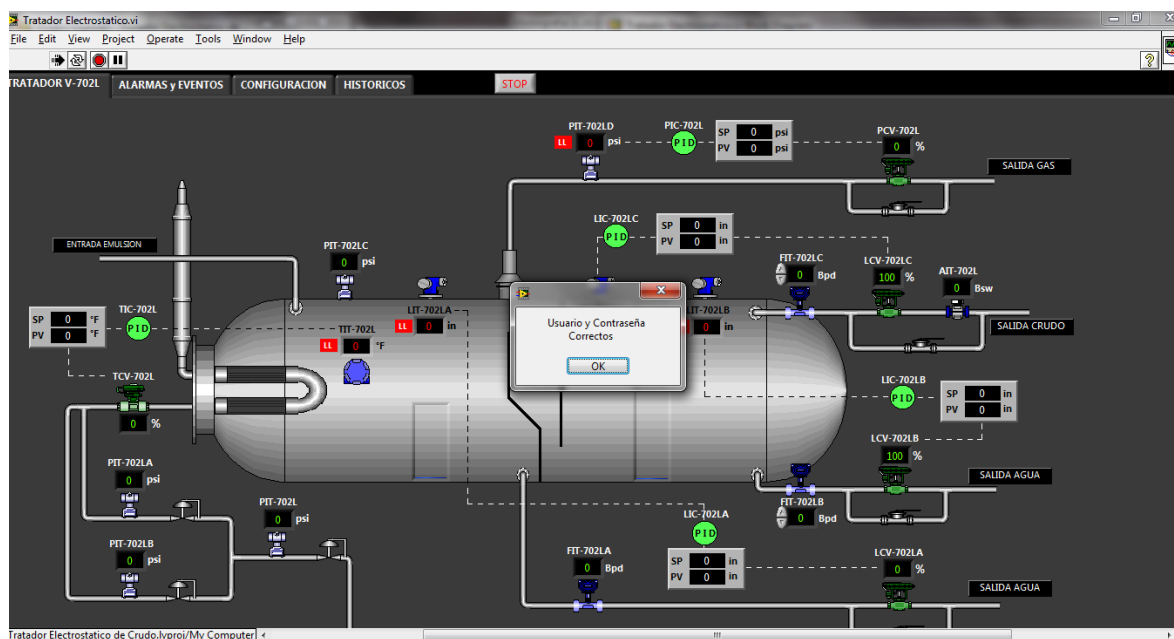


Figura 38. Mensaje de Acceso Correcto [8]

En la pestaña de históricos (Figura 39) se puede observar el comportamiento de las variables de proceso por medio de graficas. En ellas es claro notarse si durante el tiempo alguna variable surge un cambio repentino. En un recuadro se indica las cantidades de crudo tratado basándose en la información que envía los transmisores de flujo. El operador puede imprimir un informe donde encontrara los históricos, alarmas y eventos y un indicador de producción diario (Figura 40).

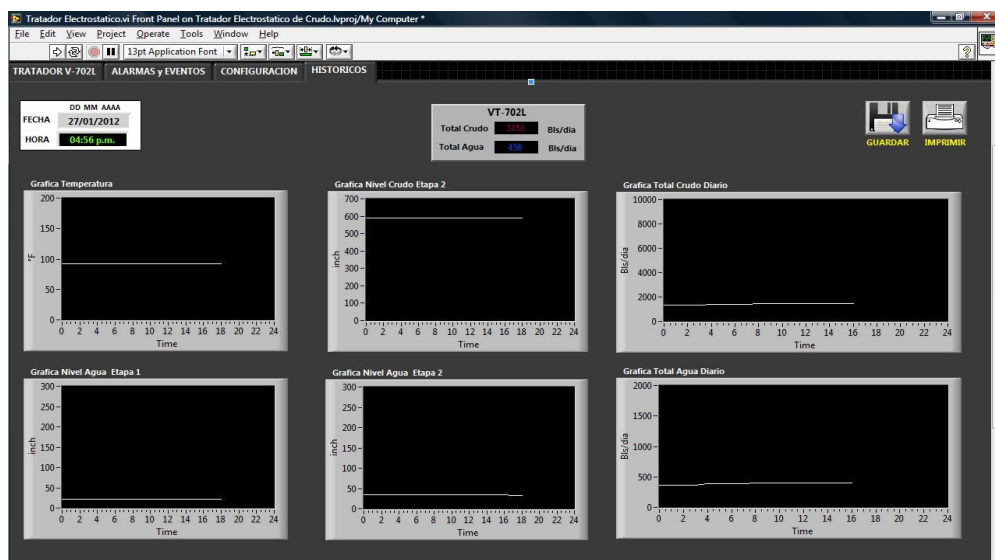


Figura 39. Pruebas de Históricos [8]

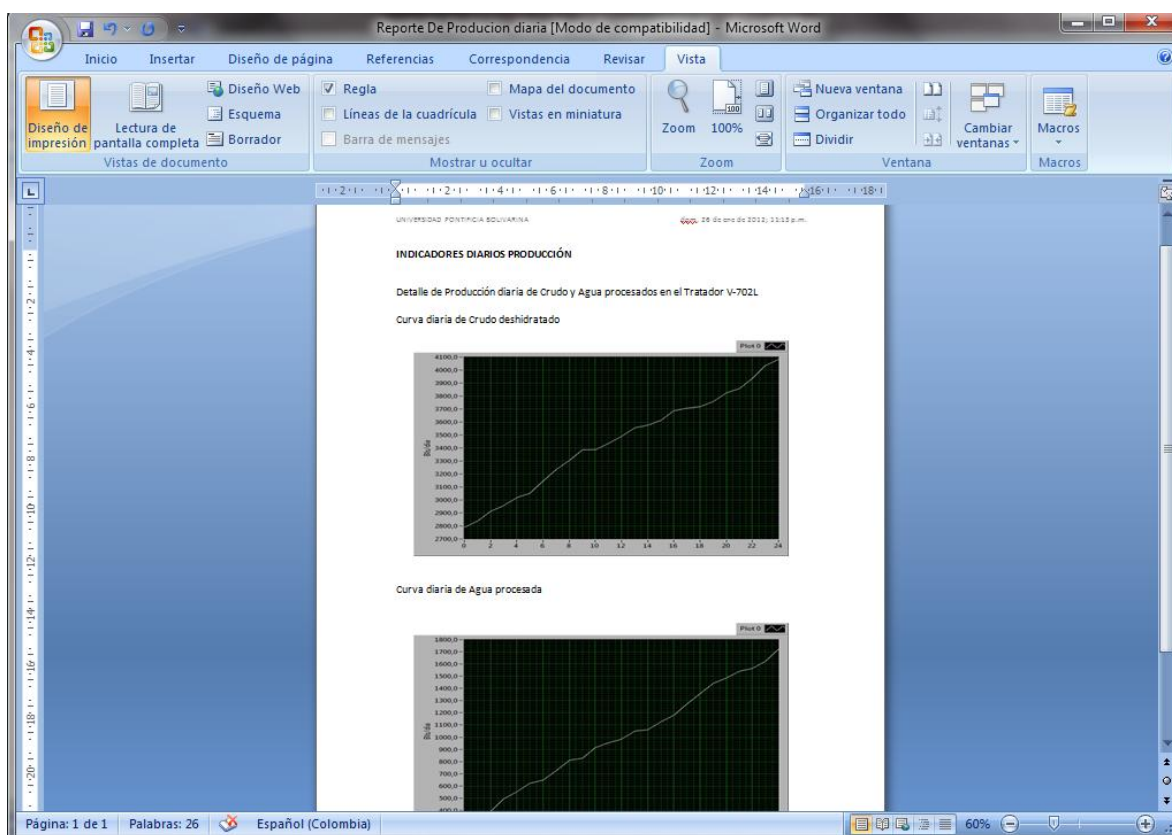


Figura 40. Informe De Producción [8].

3. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Utilizar instrumentación y equipos electrónicos permite disponer de un acceso remoto desde un cuarto de control. El operador de planta puede supervisar y manipular las variables de proceso sin descuidar otros equipos de diferentes áreas.

Los sistemas de seguridad basados en arquitecturas SCADA suministran una doble protección a los equipos de funcionalidad local como switches o válvulas de seguridad debido a que las alarmas de advertencia indican una irregularidad en el proceso y con anterioridad se pueden tomar las medidas necesarias para un paro de emergencia o shutdown.

Este tipo de HMI desarrollada para el proyecto ofrece a los operadores una plataforma completada en donde encontrara los aspectos más importantes de las variables presión, temperatura, nivel y flujo dentro del proceso de tratamiento de crudo por medio de ionización. Gracias a sus diferentes funciones se logra una interacción Hombre-Máquina que facilita las labores con la generación de informes sobre los eventos del día.

La HMI del tratador electrostático puede ser implementada para cualquiera sistema de tratamiento de crudo basado en el estándar API 12L. Las modificaciones de los instrumentos se adaptan según las necesidades de operación y requerimiento del cliente.

Por medio de las simulaciones se logra observar y analizar de modo general los módulos y características que comprende un sistema SCADA. De esta manera el cliente propone oportunidades de mejora para la adaptación adecuada de los procesos en operación.

Los sistemas SCADA o sistemas de supervisión y control y adquisición de datos, ofrecen soluciones con aplicaciones que recogen las medidas y datos operativos de equipos de control local y remoto, procesando los datos para determinar si los valores están dentro de los niveles de tolerancia y, de ser necesario, tomar medidas correctivas para mantener la estabilidad y el control.

Se recomienda trabajar con una programación basada en Subrutinas (SubVi) que realizan tareas más sencillas dentro de un Vi general. Como se utiliza varios instrumentos con la misma funcionalidad, esta forma permite implementar varias veces una misma configuración dentro de la aplicación.

Para las simulaciones de procesos o sistemas creados en LabView es indispensable contar con una buena maquina (PC). Este tipo de plataformas requieren de buen procesamiento para que sus funciones actúen en tiempo real. De igual forma, si se tiene un buen conocimiento sobre el software, sistemas SCADA y herramientas computacionales puede hacer de la programación un entorno fácil de ejecutar.

Al instalar el software Labview es recomendable contar con los módulos Datalogging and Supervisory Control para el diseño de la HMI, Control Design & Simulation para controles PID en caso de ser necesario, DAQ Assist para recibir y enviar señales digitales o análogas, Prompt User para el control de acceso y el Ms Ofc Report para tabular y manipular los datos que se deseen registrar.

El tratador electrostático que se planteo en el proyecto se encuentra actualmente funcionando en la Bateria Terciarios (Neiva, Huila). El sistema SCADA para este equipo se realizó bajo las condiciones, características y capacidades de operación. Por este motivo la instrumentación y su configuración en la HMI solo funcionan para esta planta. De tratarse de otros equipos similares se realizaran modificaciones de acuerdo con las exigencias del cliente.

Con el desarrollo del proyecto se adquirió una experiencia significativa y conocimientos generales para el tratamiento de crudo en estaciones de producción; instrumentación industrial basada en las cuatro variables primarias más importante; estándares y normas mundiales; construcción de HMI y diseños de sistemas SCADA con los requerimientos exigidos por las actuales empresas petroleras en Colombia.

4. BIBLIOGRAFIA

[1] FIRP.ULA.VE;

http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S853PP_Deshidratacion.pdf, Mayo 2004.

[2] CONSTRUCCIONESDIMLTDA;

<http://www.construccionesdimltda.com/servicios3.html>, Febrero 2011.

[3] API Specification 12L, Specification For Vertical And Horizontal Emulsion Treaters. Fourth Edition. American Petroleum Institute. Washington DC. November 1, 1994.

[4] Acevedo C.D., Rueda A.R. Especialización en Control e Instrumentación Industrial. Cuarta Cohorte. Facultad de Ingeniería Electrónica. UPB - Bucaramanga. Abril / 2010.

[5] NATIONAL INSTRUMENTS NI.COM;

<http://www.ni.com/labview/esa/>, Enero 2011.

[6] Inelectra S.A. Ingenieria de Detalle Facilidades. Criterios de diseño gráfico para despliegues del sistema de control. Documento CPF2-0002-INS-LAY-108. Revisión 0. Producción CPF2. Rubiales (Meta). Abril 2010.

[7] PETROMINERALES.COM;

<http://www.petrominerales.com/operations/neiva/>, Enero 2010.

[8] Vega F. A, Corzo L.E. Especialización en Control e Instrumentación Industrial. Sexta Cohorte. Facultad de Ingeniería Electrónica. UPB - Bucaramanga. Febrero / 2011.

5. ANEXOS

5.1. ANEXO A. P&ID TRATADOR ELECTROSTATICO

5.2. ANEXO B. P&ID PLANO GENERAL BATERÍA TERCARIOS

5.3. ANEXO C. LISTADO DE INSTRUMENTACIÓN

5.4. ANEXO D. LISTADO DE SEÑALES