

TRABAJO FINAL MES

ELABORADO POR:

DIANA CRISTINA BAUTISTA MORA

JORGE IVÁN LEAL

DILIO JOSE MENDEZ ABAD

GEORGE RUSBELL SARMIENTO CRUZ

PRESENTADO A:

ING. FABIAN ALONSO LARA VARGAS



ESPECIALIZACIÓN EN CONTROL E INSTRUMENTACIÓN INDUSTRIAL

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRONICA

UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA

BUCARAMANGA

2015

TABLA DE CONTENIDO

PROCESO DE DESHIDRATACIÓN DE CRUDO CON DILUYENTE.....	4
1. DESCRIPCION DEL PROCESO	4
2. FILOSOFIA DE CONTROL	7
3. INSTRUMENTACIÓN DEL PROCESO	9
3.1. Medidor de Flujo de Emulsión Coriolis FIT-7305B.....	9
3.2. Analizador BSW AIT-7319	10
3.3. Transmisor de Temperatura TIT-7309 / TIT-73156.....	11
3.4. Flujo de Diluyente Vortex FIT-7305A.....	12
3.5. Transmisor Indicador de Viscosidad VIT-7306.....	12
3.6. Transmisor de Densidad DIT-7305.....	12
3.7. Transmisor Indicador de Presión Diferencial PDIT-7319.....	13
3.8. Transmisor Indicador de Presión PIT-73127 / PIT-73158 / PIT-73184.....	13
3.9. Indicador de Nivel LG-7318 / LG-7387	13
3.10. Transmisor Indicador de Nivel LIT-7338 /LIT-7339 /LIT-7340	13
3.11. Válvula de Control.....	14
4. DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN INYECCIÓN DE DILUYENTE	15
5. VARIABLES DEL PROCESO	17
6. IMPLEMENTACION DEL SISTEMA SCADA.....	18
7. IMPLEMENTACION DEL SISTEMA MES	22
8. BIBLIOGRAFIA	24

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Descripción de variables	17
Tabla 2. Rangos de Operación	17

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Etapas Del Proceso	5
Figura 2. Tanques de almacenamiento de Nafta	5
Figura 3. Bombas de Distribución de Diluyente	6
Figura 4. Sistema de Dilución (Mezclador Estático)	6
Figura 5. Tanque de Lavado.....	7
Figura 6. Diagrama de Bloques Filosofía de Control	9
Figura 7. Medidor Coriollis	10
Figura 8, Analizador BSW.....	11
Figura 9. Transmisor de Temperatura	11
Figura 10. Medidor de Flujo Vortex.....	12
Figura 11. Transmisor de Densidad	13
Figura 12. Válvula de Control	14

PROCESO DE DESHIDRATACIÓN DE CRUDO CON DILUYENTE

1. DESCRIPCION DEL PROCESO

El proceso de deshidratación de crudo empieza con la llegada del fluido crudo-agua al tanque de surgencia, donde se hace la remoción del agua libre, de allí la emulsión crudo-agua llega al tanque de compensación que se encargará de dar la cabeza de succión positiva a las bombas de trasvase, encargadas de enviar el fluido hacia el sistema de mezclado.

Antes de ingresar la emulsión al sistema de mezclado, ocurre un contacto con el diluyente requerido, que es el encargado de iniciar el proceso de deshidratación en el tanque de lavado, el flujo del diluyente a inyectar está determinado por una serie de variables que son propias del tren de tratamiento, las variables físicas a tener en cuenta son:

Q_E Flujo de crudo con agua emulsionada que entra al proceso de deshidratación, en barriles por día (BPD)

BSW Corte de agua y sedimentos de flujo de crudo con agua emulsionada que entra en el proceso de deshidratación, en porcentaje (%)

API_D API del diluyente a condiciones estándar (60°F)

T Temperatura de deshidratación del crudo en el tanque de lavado, en grados Fahrenheit (°F)

Posteriormente, la mezcla emulsión/diluyente es homogenizada en un sistema de mezcladores estáticos para su posterior transferencia hacia el equipo de separación de agua en emulsión en sistemas tipo Gun Barrel o separadores horizontales de donde sale el crudo deshidratado a almacenamiento y posteriormente a despacho. En resumen las principales etapas y equipos que conforman el proceso son:

- Etapa de separación de agua libre y envío de emulsión a tratar
- Tanques de almacenamiento de nafta; ver figura 2.
- Bombas de distribución de diluyente; ver figura 3.
- Sistema de Dilución (Mezclador/es estático/s); ver figura 4.
- Tanque de Tratamiento y/o Lavado; ver figura 5.

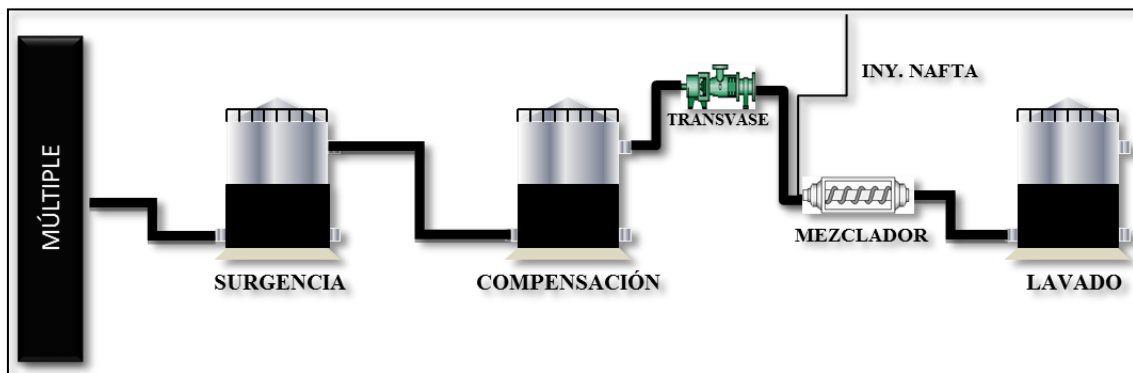


Figura 1. Etapas Del Proceso



Figura 2. Tanques de almacenamiento de Nafta



Figura 3. Bombas de Distribución de Diluyente



Figura 4. Sistema de Dilución (Mezclador Estático)



Figura 5. Tanque de Lavado

2. FILOSOFIA DE CONTROL

A continuación se hace una descripción de la función y operación de los lazos de control, los puntos de ajustes de las señales de monitoreo y el criterio de selección de los instrumentos del proceso.

El flujo de crudo neto que se descarga de las bombas de trasvase, se calcula a través del medidor de flujo de emulsión coriolis (FIT-7305B) y el corte de agua y sedimentos de flujo de crudo con agua emulsionada que entra en el proceso se mide con un analizador BSW (AIT-7319); la temperatura de rebose del tanque de lavado ATK-7309 es medida mediante un transmisor de temperatura (TIT-73156), que generarán alarmas por alta y baja presión, con indicación en el cuarto de control, el API de diluyente se mide mediante el transmisor de densidad (DIT-7305).

El lazo de control adquiere las señales de los instrumentos: FIT-7305B, AIT-7319, TIT-73156, DIT-7305 y mediante una correlación matemática programada, calcula el flujo de diluyente que se debe inyectar, este dato lo toma el medidor de flujo de diluyente vortex (FIT-7305A) y mediante la válvula de control de flujo FCV-7305, se regula el porcentaje de diluyente que debe ser inyectado.

Adicionalmente, se realiza monitoreo al proceso, a través de un transmisor indicador de viscosidad (VIT-7306) y un transmisor indicador de presión (PIT-73158) y del transmisor Indicador de Presión Diferencial (PDIT-7319), instalado en el mezclador estático (AMZ-7321C), que permite revisar las condiciones estables de operación del mezclador.

El flujo que sale del mezclador estático pasa a la bota de gas (ABG-7309), donde se liberan los gases del fluido, allí se tiene un indicador de nivel magnético (LG-7387), y un Transmisor indicador de nivel (LIT-7340), que permite en el cuarto de control observar el valor del nivel. El lazo de control que incluye el Transmisor Indicador de Presión (PIT-7309), permite controlar la válvula de control de presión (PCV-7309), adicional se incluye un lazo con una válvula de seguridad de presión (PSV-7309).

Al salir de la bota de gas (ABG-7309) el flujo de emulsión más diluyente ingresa al tanque de lavado (ATK-7309), donde llevará a cabo el proceso de sedimentación; el tanque es supervisado desde el cuarto de control con un transmisor indicador de presión (PIT-73127), indicador de nivel por alta y baja (LIT-7338 y LIT-7339 respectivamente). Finalmente el transmisor indicador de temperatura (TIT-7309), permite visualizar la variable a través de dos indicadores en el cuarto de control.

Las señales de la instrumentación mencionada se direccionan hacia el sistema de control ubicado en la estación, procesada por un PLC, que opera con un sistema de automatización digital Delta V, y está diseñado para integrar capacidades de

instrumentación inteligente con protocolo HART y FOUNDATION FIELDBUS, siendo este último el protocolo de comunicación utilizado para la instrumentación.

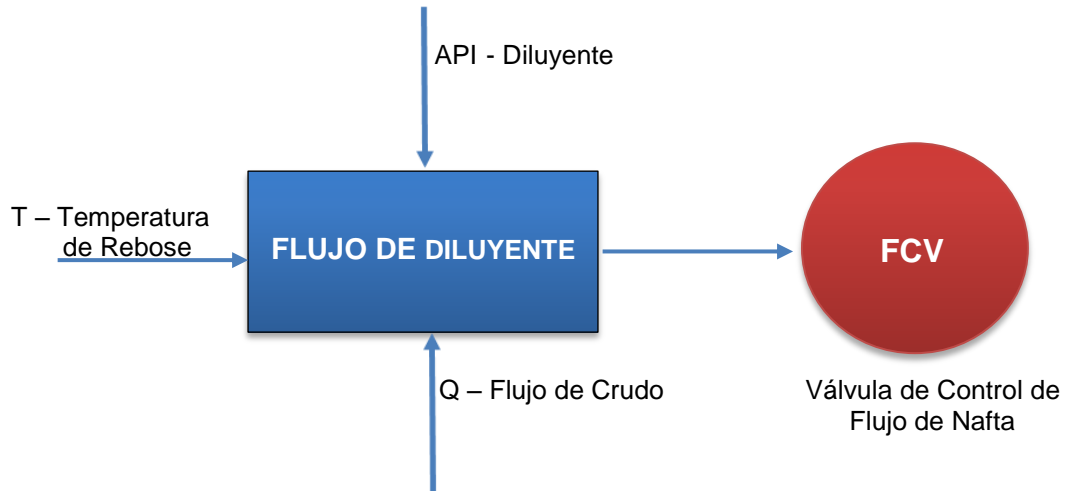


Figura 6. Diagrama de Bloques Filosofía de Control

3. INSTRUMENTACIÓN DEL PROCESO

3.1. Medidor de Flujo de Emulsión Coriolis FIT-7305B

Es un equipo con un costo de implementación 50% más económico en comparación a la tecnología del medidor multifásico nuclear, que es la otra opción para medir este tipo de fluidos; adicionalmente requiere cero mantenimiento, es de fácil instalación y operación, buen manejo de fluidos viscosos, puede ser seleccionado para baja caída de presión, manejo de alta capacidad flujo, amplio rango, alta exactitud en la medición. La precisión de $\pm 0.1\%$ es adecuada para el esquema de control propuesto para la inyección de diluyente en el tratamiento del crudo Castilla y diagnósticos avanzados; ver figura 7.



Figura 7. Medidor Coriolis

3.2. Analizador BSW AIT-7319

Manejo de hasta el 80% de BSW en crudos pesados, Fácil montaje (no necesita carretes), Bajo mantenimiento, Buena exactitud de acuerdo al rango manejado por la aplicación; ver figura 8.



Figura 8, Analizador BSW

3.3. Transmisor de Temperatura TIT-7309 / TIT-73156

Este proceso requiere de la medición de la variable principal de temperatura, con el fin de obtener exactitud y control del fluido a procesar. El instrumento debe transmitir en °F y °C, y debe Cumplir los rangos de temperatura de 130 °F a 190°F; ver figura 9.



Figura 9. Transmisor de Temperatura

3.4. Flujo de Diluyente Vortex FIT-7305A

Principio de funcionamiento con alta confiabilidad, Bajo mantenimiento, Fácil instalación, Fácil operación; el vortex y la turbina son las tecnologías que mejor se adaptan a la aplicación, pero el vortex presenta la mejor relación costo/beneficio, con una exactitud de 0,65% sobre la medida en su rango de operación; Ver figura 10



Figura 10. Medidor de Flujo Vortex

3.5. Transmisor Indicador de Viscosidad VIT-7306

Este instrumento permite realizar medición directa en línea, son resistentes y fiables y requieren de poco mantenimiento, brindando confianza y ahorro, de esta forma podemos medir la viscosidad de referencia y el índice de viscosidad, necesarios para determinar la inyección del diluyente del proceso.

3.6. Transmisor de Densidad DIT-7305

Incluido en el proceso para obtener el valor de densidad de diluyente, la cual hace parte de la información que debe procesar el Delta V; ver figura 11.



Figura 11. Transmisor de Densidad

3.7. Transmisor Indicador de Presión Diferencial PDIT-7319

El instrumento debe cumplir los rangos de operación que mantengan las condiciones de operación estables del mezclador estático.

3.8. Transmisor Indicador de Presión PIT-73127 / PIT-73158 / PIT-73184

El instrumento debe Cumplir los rangos de presión y temperatura establecidos en el proceso para mantenerlo estable.

3.9. Indicador de Nivel LG-7318 / LG-7387

Dada la criticidad del proceso se incluye el indicador de nivel, ya que permite al operario en campo, visualizar en tiempo real la variable, en dos ubicaciones diferentes, en la bota de gas o en el tanque

3.10. Transmisor Indicador de Nivel LIT-7338 /LIT-7339 /LIT-7340

Al igual que el LG, por la criticidad del proceso permite visualizar el valor del nivel en el cuarto de control del operador.

3.11. Válvula de Control

La válvula de control es el equipo que permite dosificar el flujo de diluyente que requiere el sistema, el flujo es calculado por una correlación matemática que toma todos los datos de los anteriores instrumentos para fijar el flujo de diluyente. La válvula de control posee un diseño con un tapón excéntrico de muy bajo rozamiento. Brinda un control modulante excelente y viene en un diseño compacto y liviano, gracias a su bonete integrado y un actuador de directamente montado sobre éste.

Ventajas de la válvula de control:

- Equipo ampliamente probado en Ecopetrol con excelentes resultados
- Manejo de alta capacidad en flujo
- Permite hacer un buen control de proceso
- Ofrece baja caída de presión



Figura 12. Válvula de Control

4. DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN INYECCIÓN DE DILUYENTE

Se presenta el diagrama de tubería e instrumentación para el proceso en estudio. Las figuras 13a y 13b se enlazan a través del conector 1. Igualmente las figuras 13c y 13d mediante el conector 2.

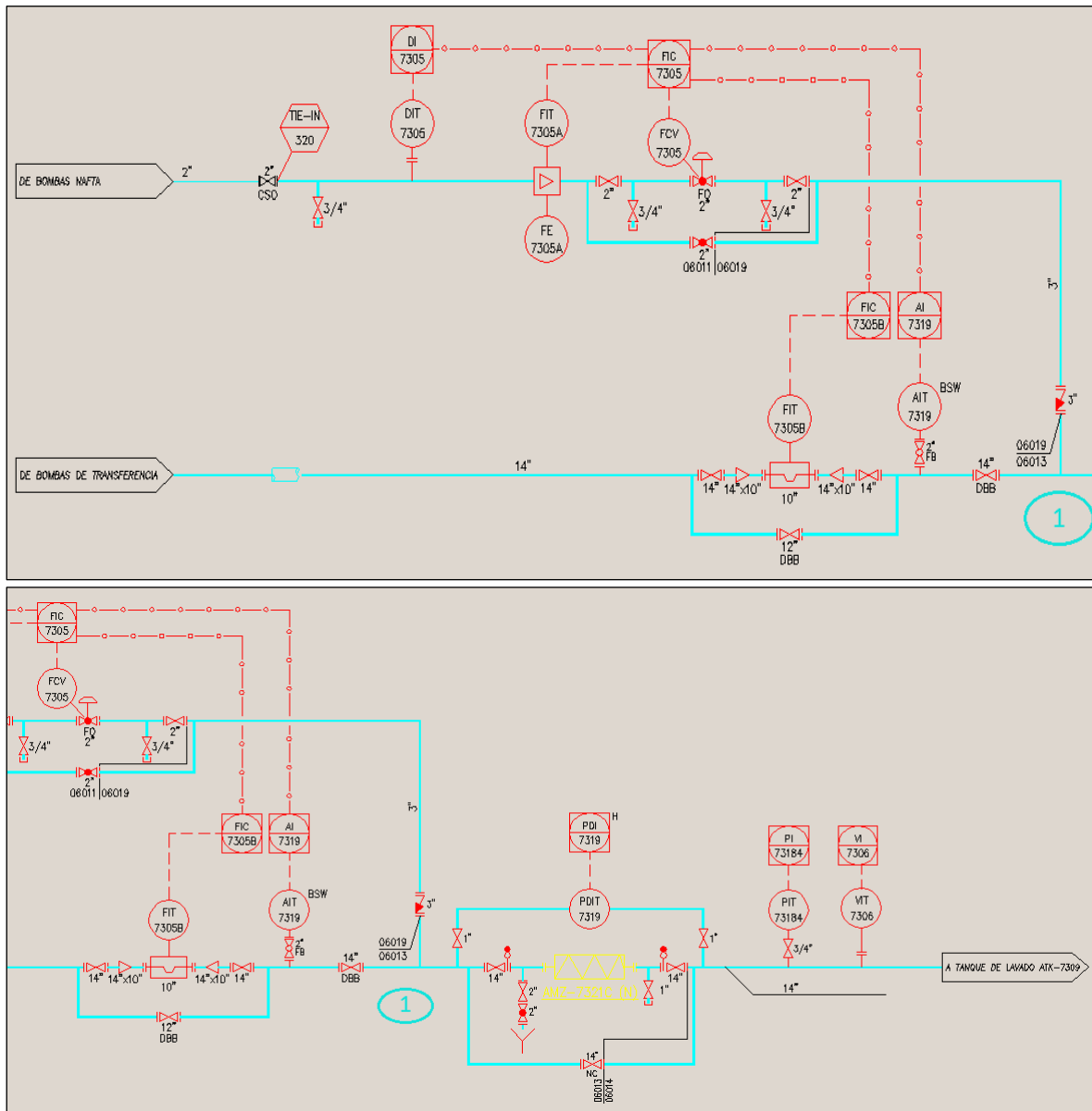


Figura 13a y 13b. Diagrama de tubería e instrumentación P&ID

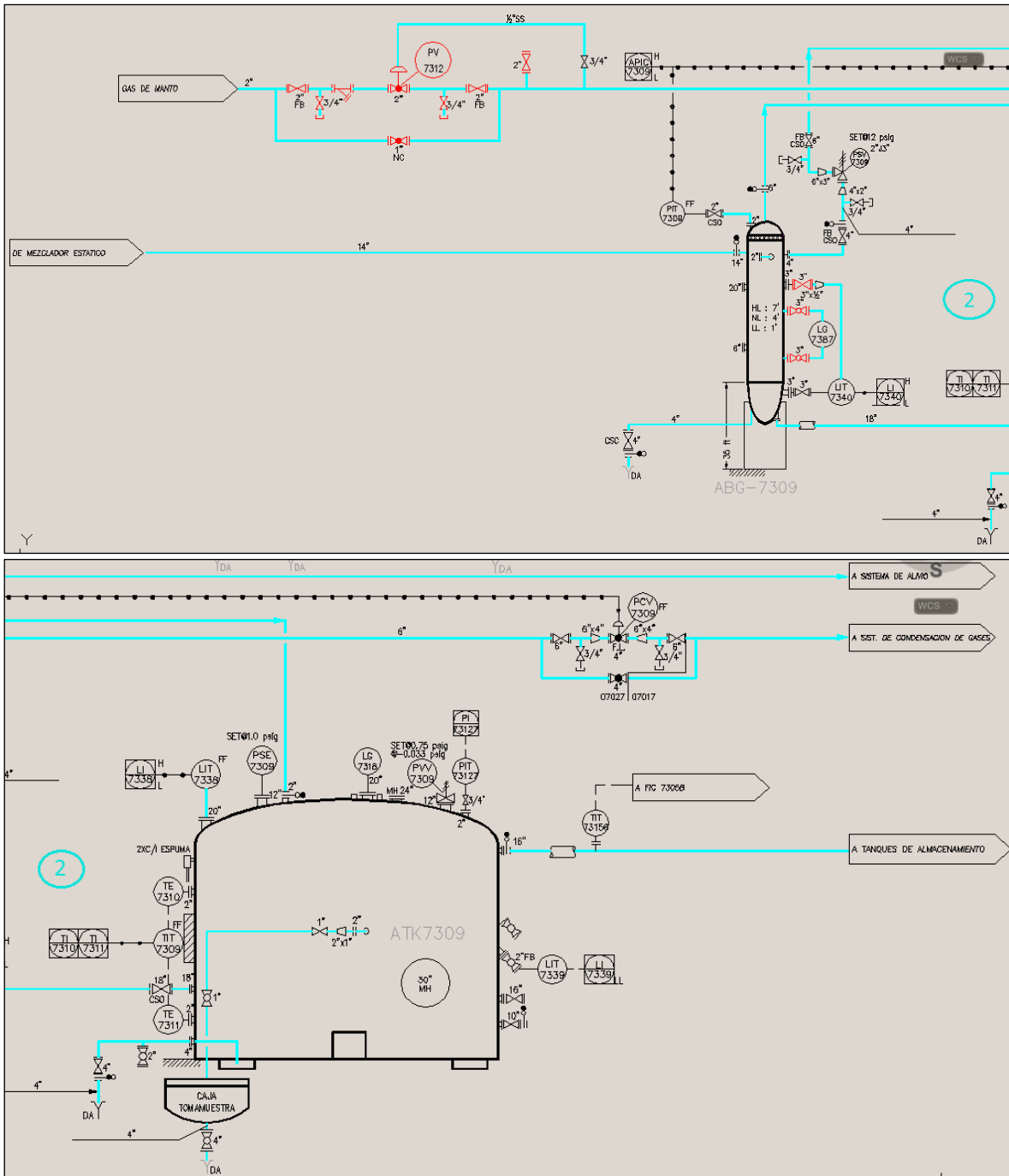


Figura 13c y 13d. Continuación Diagrama de tubería e instrumentación P&ID

5. VARIABLES DEL PROCESO

Tabla 1. Descripción de variables

VARIABLES DEL PROCESO	DESCRIPCIÓN DE LA VARIABLE	TAG INSTRUMENTO
PRIMARIA	PRESIÓN	PIT-73127 PIT-73158 PIT-73184 PDIT-7319
	NIVEL	LG-7318 LG-7387 LIT-7338 LIT-7339 LIT-7340
	TEMPERATURA	TIT-7309 TIT-73156
	FLUJO	FIT-7305A FIT-7305B
SECUNDARIAS	DENSIDAD	DIT-7305
	VISCOSIDAD	VIT-7306
	CAPACIDAD DIELECTRICA	AIT-7319

Tabla 2. Rangos de Operación

INSTRUMENTOS / VARIABLES	RANGOS DE OPERACIÓN
API diluyente (°)	55 - 81
Temperatura Rebose (°F) TIT- 72114 (7204A) TIT-72113 / Provisional TIT-7214A (7212)	130 - 190
Flujo Emulsión FIT-7241 (7204A) FIT-7242 (7212)	5.000 – 100.000
BSW (%) AIT-7212 (7204A) AIT-7213 (7212)	0 - 100

6. IMPLEMENTACION DEL SISTEMA SCADA

Se configura una pantalla establecida con el nombre de Menú Principal (Figura 14), que se compone de un botón “login” configurado con el nombre de Ingrese Usuario y Contraseña, ubicado en la parte central de la pantalla; al dar click aparecerá una ventana llamada “login” (Figura 15), que permite al personal ingresar su usuario y contraseña y acorde al permiso establecido por el administrador este usuario tendrá acceso a todas las pantallas mencionadas en la parte inferior o a algunas de estas.



Figura 14. Pantalla Principal.

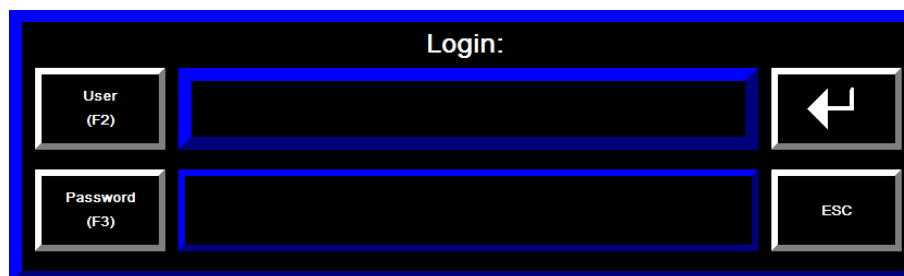


Figura 15. Ventana Login.

La configuración establecida tiene tres perfiles de usuarios, estos son:

Administrador: tiene acceso a todas las pantallas y adicional puede hacer cambios en estas.

Ingeniero de Proceso: tiene acceso a todas las pantallas pero no puede efectuar cambios.

Operario: Tiene Acceso a las pantallas “Proceso e Histórico de Alarmas”.

La figura 16 muestra la HMI de “PROCESO” implementada para deshidratación de crudo por inyección de diluyente. Ésta describe gráficamente el proceso en cuestión; cuenta con displays numéricos que permiten observar el estado de apertura de las válvulas y el valor numérico de las variables censadas. En la parte superior derecha cuentas con los botones:

Alarma: el cual se enciende en caso de marcar una emergencia establecida.

Inicio: Permite dar el arranque remoto al proceso, (Figura 17).

Fin: Terminar, cerrar o dar fin de manera remota al proceso, (Figura 18).

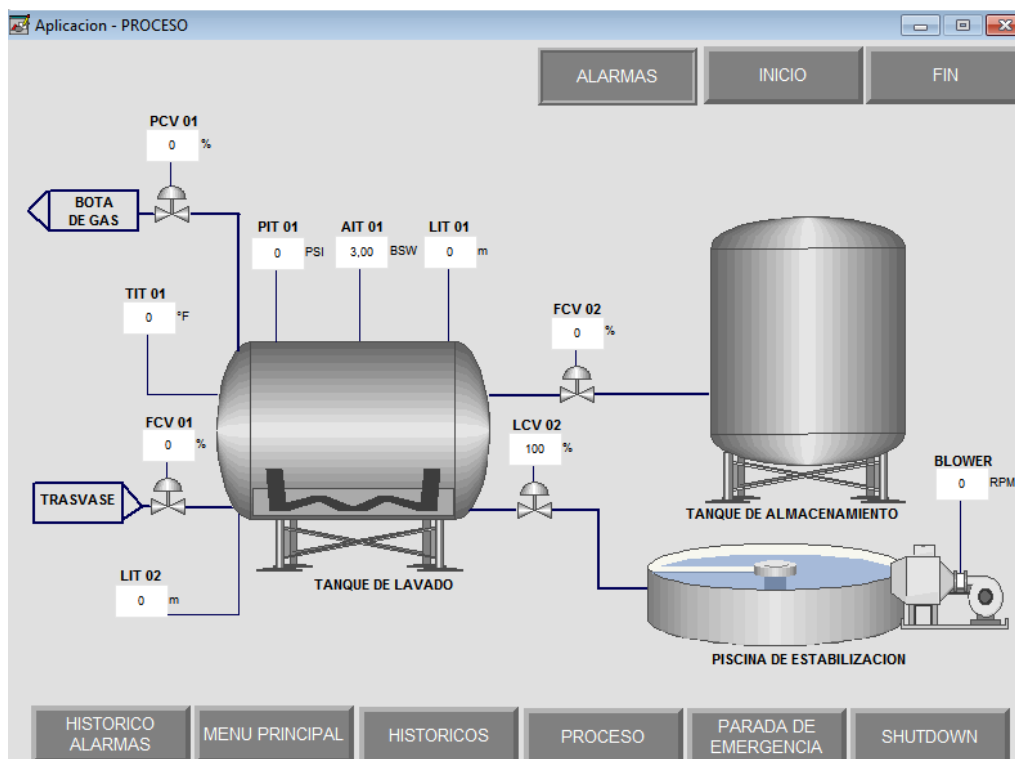


Figura 16. Ventana PROCESO.

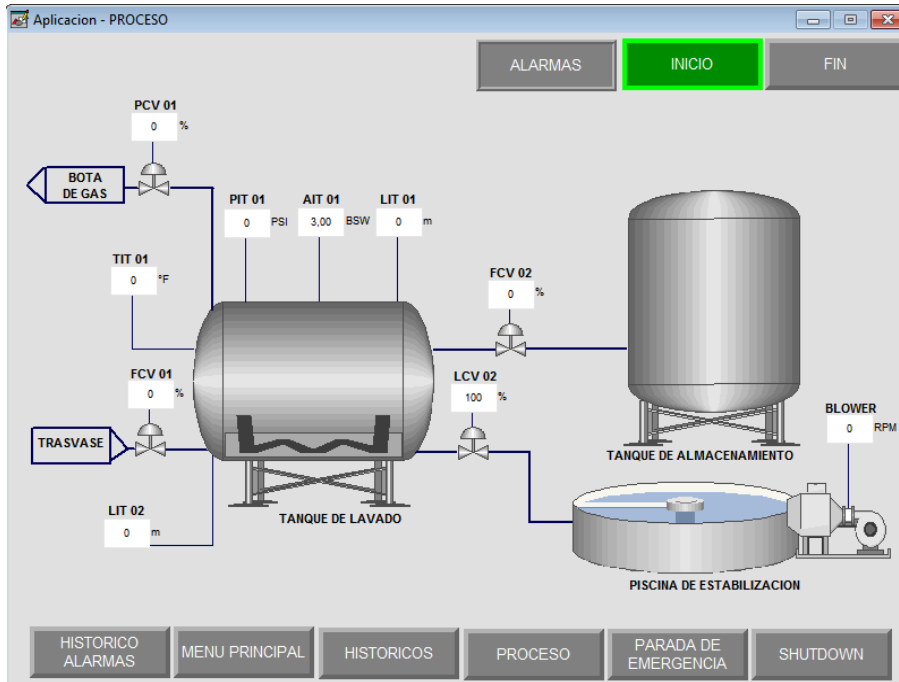


Figura 17. Pantalla PROCESO dando inicio a la deshidratación.

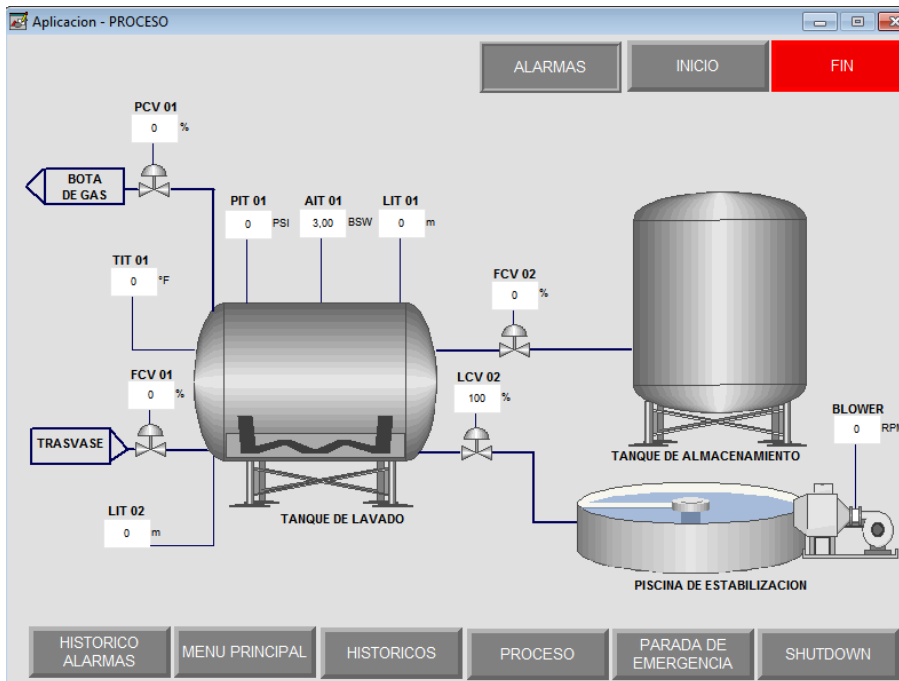


Figura 18. Pantalla PROCESO dando fin a la deshidratación.

En la figura 19 se observan las diferentes alarmas emitidas por el sistema.

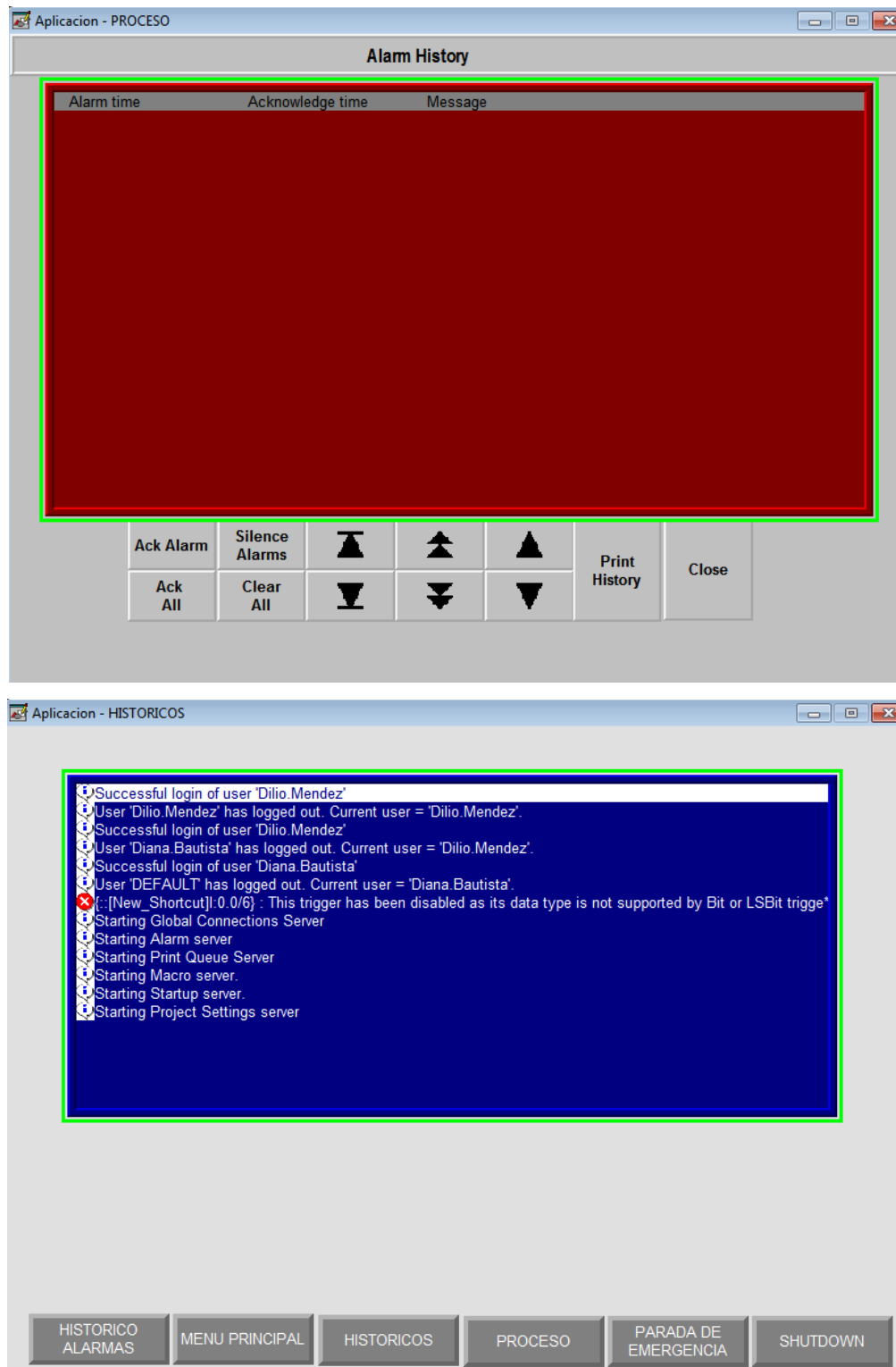


Figura 19. Pantalla Histórico de Alarmas.

7. IMPLEMENTACION DEL SISTEMA MES

Los sistemas de ejecución de manufactura, o MES, han cobrado una especial importancia en la industria Oil&Gas, en prácticamente todos los puntos del proceso industrial, posibilitando niveles de control que, de otra forma, no serían posibles. A continuación se presentan las características de este tipo de sistemas implementadas para el sector de estudio.

En la figura 20 se presenta la pantalla MES con los indicadores más importantes relacionados con la producción y deshidratación de crudo por inyección de diluyente. Proporciona información al ingeniero de producción de informes por turnos, medición del desempeño del proceso OEE, disponibilidad, velocidad de producción y calidad total producida. Igualmente permite realizar gestión de mantenimiento y reparación, generar órdenes de trabajo y KPI. El sistema permite generar manualmente los diferentes informes, para servir de apoyo a los usuarios en su vida diaria de trabajo.

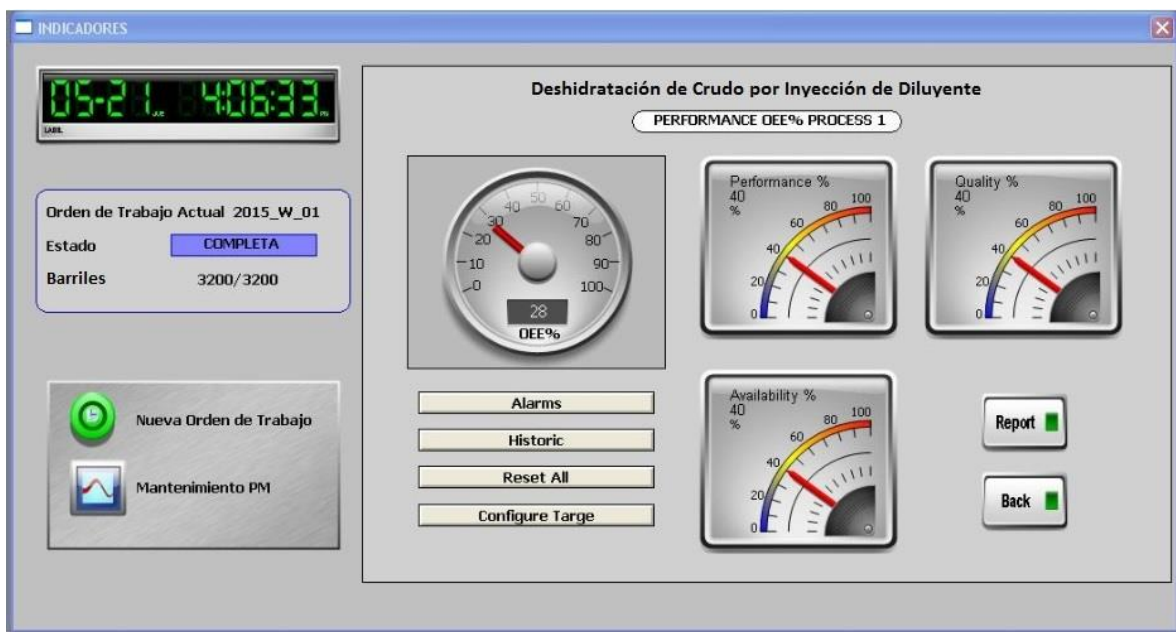


Figura 20. Sistema MES proceso Deshidratación de Crudo.

Se generaron terminales MES para el personal operativo; las pantallas permiten visualizar información de los equipos correspondientes a las etapas de Lavado, Surgencia, Mezclado y Compensación.

La figura 21 muestra los indicadores de los equipos y máquinas de la etapa de “Lavado”; se observa el estado del proceso y su duración, así como el histórico de alarmas y el indicador OEE%. Igualmente el operador tiene la opción de encender o apagar los componentes de la etapa y visualizar por separado el tiempo de falla, el contador de estado de utilización y demanda.

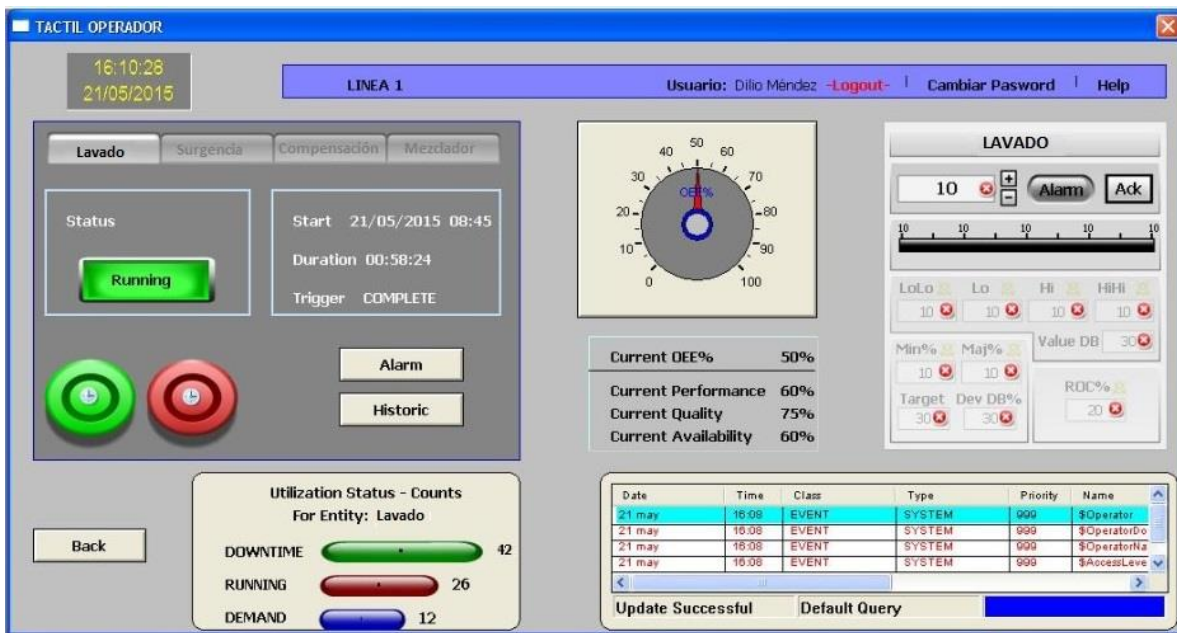


Figura 21. Terminal MES Operador: Etapa de Lavado, Compensación, Mezclado.

El operador cuenta con un menú de selección para la etapa que desee revisar y obtener información; en la figura 22 se muestran igualmente la pantalla para el proceso de Surgencia al igual que se realizó para la etapa de Lavado (figura 21). La pantalla presenta las mismas características y utilidades descritas anteriormente.

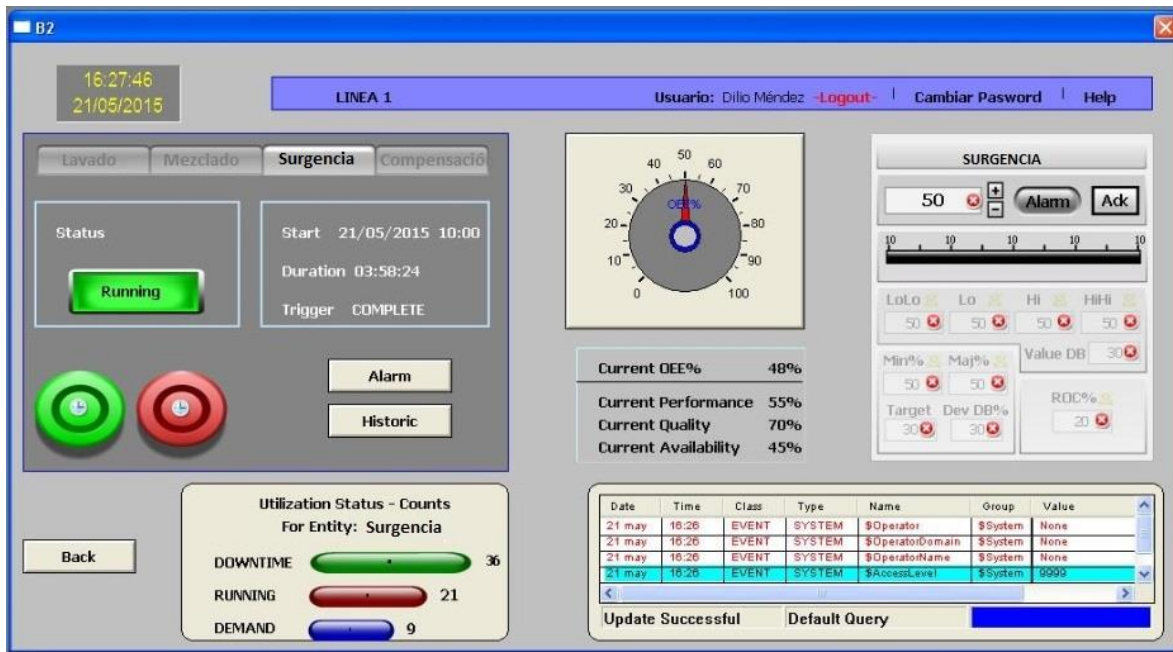


Figura 22. Terminal MES Operador: Etapa de Surgencia.

La propuesta del sistema MES para el proceso de deshidratación de crudo por inyección de diluyente, permite reducir los tiempos para la administración y procesamiento de órdenes de trabajo, mejorar los niveles de calidad e incrementar la producción de barriles por días, mayor transparencia de datos en tiempo real mejorando de esta forma la planeación del sistema y demás factores relacionados al mantenimiento, almacenamiento y transporte.

8. BIBLIOGRAFIA

- [1] INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. ANSI/IEEE Std 315A-1986. American National Standard – IEEE Standard: Supplement to Graphic Symbols for Electrical and Electronics Diagramans. USA, New York: Septiembre, 12, 1986.
- [2] LARA, Vargas. Fabián. Sistemas de Manufactura MES. Tercera edición. Bucaramanga, Colombia: UPB, 2015. 62p.

- [3] Instituto Colombiano del Petroleo (ICP), [Página de Internet] «www.ecopetrol.com.co».
- [4] EMERSON,[Página de Internet] «www.emerson.com».
- [5] ROSEMOUNT, [Página de Internet] «www2.emersonprocess.com».