MEDICIÓN Y MONITOREO DE UN MANIFOLD PRODUCTOR DE PETRÓLEO, EN LA CIRA INFANTA EN BARRANCABERMEJA.

Jonh Fredy Gallo Silva

Universidad Santo Tomas

Facultad Ingeniería Electrónica

Tunja

2019

MEDICIÓN Y MONITOREO DE UN MANIFOLD PRODUCTOR DE PETRÓLEO, EN LA CIRA INFANTA EN BARRANCABERMEJA.

Jonh Fredy Gallo Silva

Presentado para optar por el título de: ingeniero electrónico

Tutor universidad: Dr. ing. Luis Fredy Sossa Quintero

Universidad Santo Tomas

Facultad Ingeniería Electrónica

Tunja

2019

Las ideas expresadas en este libro son responsabilidad exclusiva del autor, por lo cual no comprometen a la Universidad Santo Tomás, ni a la Facultad de Ingeniería Electrónica por comentarios, afirmaciones y consecuencias generadas a partir del siguiente trabajo

.

NOTA DE ACEPTACIÓN

_____
_____
_____
_____
_____
_____
_____

_____
Firma de Director

_____
Firma de Jurado 1

_____
Firma de Jurado 2

TUNJA, _____, 2020

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a Dios y a la vida por las oportunidades que me brindo a lo largo de la carrera, por permitirme disfrutar de esta gran experiencia en la Universidad Santo Tomás, Seccional Tunja, en la empresa, poder compartir con tan grandiosas personas, compañeros, ingenieros durante esta etapa de mi vida.

Agradecer inmensamente a mi familia, que fue mi motor para seguir adelante, por la fortaleza que me trasmitió en los momentos difíciles para lograr cumplir uno de mis sueños de ser ingeniero electrónico, agradecer a mi hermana que me apoyo en este proceso por apoyarme y guiarme constantemente.

De igual forma agradecer al ingeniero Luis Fredy Sosa Quintero, por su tiempo dedicación y aporte en el desarrollo del proyecto, darle las gracias por poner a disposición su experiencia, conocimiento confianza que deposito en mí y por su constante apoyo.

Agradecer a la empresa Servicios electrónicos industriales (SEI LTDA), ECOPETROL S.A, occidental andina de Colombia (OXY), por permitirme realizar mi otro gran sueño de trabajar en la industria de OIL&GAS, al igual permitir el desarrollo de este proyecto dentro de sus instalaciones.

Agradecer a cada una de las personas con las que realice mis estudios, cada uno de los ingenieros de la universidad Santo Tomás, además a los tecnólogos, técnicos, ayudantes técnicos de la empresa SEI LTDA que me aportaron para enriquecer mi experiencia tanto profesional como para la vida.

Tabla de Contenido

1. INTRODUCCIÓN: 14
2. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA 15
3. JUSTIFICACIÓN 16
4. IMPACTOS DEL PROYECTO 17
4.1 Impacto social: 17
4.2 Impacto económico 17
4.3 Impacto Medio Ambiental 17
5. Objetivos 18
5.1 Objetivo General 18
5.2 Objetivos específicos 18
6. METODOLOGÍA: 19
7. Marco Teórico 20
7.1Génesis del petróleo 20
7.1.1El origen del petróleo 20
7.1.2 Pozo petrolero: 20
7.1.3 El petróleo a nivel mundial: 20
7.1.4 El petróleo en Colombia: 21
7.1.5 La extracción del petróleo: 21
7.2 La extracción del petróleo y distribución: 22
7.2.1 Taladro: 22
7.2.2 Barril de Petróleo 23
7.3 Introducción de produccion y formas de distribucion de los pozos petroleros en colombia. 23
7.3.1Producción: 23
7.3.2 Manifold de Producción 24
7.4 Descripción de la instrumentación utilizada en un manifold 24
7.4.1 Instrumentación 24
7.4.2 Transmisores de presión 24
7.4.3 Caudalímetros de Vórtices Medidor de Flujo 25
7.4.4 Medición del caudal Caudalímetros de vórtice 26
7.5 Protocolos de comunicación industrial utilizados en un manifold 28

7.5.1 El protocolo HART 28
7.5.2 Características del protocolo HART 28
7.6 Elementos físicos utilizados para la comunicación: 29
7.6.1 Radio de Comunicación RDL-3000 29
7.6.2 Inyector de potencia PoE de grado industrial RedlinePoE 29
7.7 Sistemas de control 30
7.7.1 PLC Allen Bradley 30
7.7.2 Sistemas de controlador lógico programable MicroLogix 1100 30
7.8 Normas Reguladoras y tipo de atmosfera explosivas: 31
7.9 atmosferas explosivas 32
7.10 Características de seguridad área de trabajo 32
8. DESARROLLO DEL PROYECTO MEDICIÓN Y MONITOREO DE UN MANIFOLD PRODUCTOR DE PETRÓLEO, EN LA CIRA INFANTA EN BARRANCABERMEJA 33
8.1 Introducción sobre el petróleo, riesgos y peligros en campo 33
8.2 Identificación de componentes de instrumentación industrial para automatizar un manifold 34
8.3 Visita técnica a campo, explicación del proceso de perforación, instrumentación asociada a manifold. 37
8.5 Primeros pasos sobre software utilizados por SEI LTDA en el proceso de automatización y control 40
8.6 Comunicación utilizados en campo de oil&gas 40
8.7 Utilización, configuración, software utilizado en los PLC de la marca Allen Bradley 41
8.8Listado de facilidades, estructura para Automatización, y parte eléctrica del proyecto 42
8.9 Realizar cableado de tablero de control según estándares utilizados por “Servicios electrónicos para la industria” (SEI LTDA) 42
8.10 Configuración de transmisores (PIT, FIT) Y PLC Allen Bradley 44
8.11 Pruebas de comunicaciones radio Redline PLC Allen Bradley 45
8.13 Asignación de canales para comunicación entre instrumentos y PLC, se configura el código en el software para comprobar su funcionamiento. 48
8.14 Configuración de interfaz humano maquina (HMI) para sistema de medición y monitoreo de manifold 49
9. Conclusiones: 55
10. Bibliografía. 56
11. Infografía 59
12 Anexos 60

Lista de Figuras

Figura. 1Producción de petróleo por regiones 21
Figura. 2Perforación en un pozo petrolero 23
Figura. 3 Barriles de petróleo.....23
Figura. 4 proceso de extracción de petróleo 23
Figura. 5 Manifold productor de petróleo 24
Figura. 6 Componentes principales de la instrumentación 24
Figura. 7 Transmisor indicador de presión y flujo 25
Figura. 8 Caudalímetros de vórtices medidor de flujo 25
Figura. 9 Caudalímetro Vortex.....28
Figura. 10 Protocolo de comunicación HARD 28
Figura. 11 Radio para comunicación Redline.....29
Figura. 12 Dispositivo inyector de potencia PoE.....29
Figura. 13 Descripción sistema de control.....30
Figura. 14 PLC Allen Bradley.....30
Figura. 15 Sistemas de controlador lógico programable Micrologix 1100 31
Figura. 16 Análisis de riego para la ejecución de un trabajo.....33
Figura. 17 válvulas de aguja utilizadas en manifold.....34
Figura. 18 indicador de presión 35
Figura. 19 Transmisor indicador de presión (FIT 36
Figura. 20 Transmisor indicador de flujo instalación.....36
Figura. 21 Machin o Bomba de varilla para la extracción de petróleo 37
Figura. 22 Bombas de extracción y perforación de pozo petrolero 38
Figura. 23 Instrumentación industrial utilizada en campo 38
Figura. 24 instrumentación instalada en campo SEI LTDA.....39
Figura. 25 Área de ingeniería software, configuración campo.....40
Figura. 26 sistemas de comunicación utilizados por SEI LTDA-ECOPETROL S.A-OXY 41
Figura. 27 Conexionado PLC Aloolen Bradley y explicación de software Micrologix 41
Figura. 28 Solicitud de orden de trabajo SEI LTDA-ECOPETROL S.A- OXY.....42
Figura. 29 Conexionado trasmisores a tablero de control.....43
Figura. 30 Conexionado de transmisores a tablero de control 43
Figura. 31 direcciones IP configuración.....44
Figura. 32 Direcciones IP configuración REDLINE.....44
Figura. 33 Configuración transmisores FIT, PIT 45
Figura. 34 Configuración radio REDLINE 46
Figura. 35 Comprobación de link sistema comunicaciones 47
Figura. 36 Configuración software Rxlogix PLC 48
Figura. 37 pruebas de alarmas en software Rxlogix.....49
Figura. 38 Comprobación final pruebas de funcionamiento sistema entre software y campo.....50
Figura. 39 comprobación en HMI de valores de presión en el Manifold 51
Figura. 40 comprobación en HMI de valores de presión en el Manifold al con 75% y 100% (2250PSI, 3000PSI) 52
Figura. 41 comprobaciones en HMI de valores de presión y alarmas 52

Figura. 42 comprobación en HMI de valores de Flujo en el Manifold al con 100% 8000 barriles de petróleo y 75% 6000 barriles de petróleo 53
Figura. 43 Comprobación de alarmas manifold de flujo. 53
Figura. 44 Pantalla final de medición y monitoreo de un manifold productor de petróleo, en la cira infanta en Barrancabermeja 54

Lista de Tablas

- Tabla1: Simbología ISA variable medida o controlada, funciones del instrumento……25
- Tabla2: normas del instrumento……25
-

Glosario

- **Transmisor:** Se conoce como transmisor en el campo de la instrumentación y control al conjunto acondicionador de señal, sirve para recibir la señal del sensor y convertirla a una señal eléctrica, para posteriormente ser utilizada por sistemas de control.

- **FIT:** Transmisor Indicador de flujo: este convierte remolinos o vórtices de agua en señales eléctricas que luego pueden ser usados por sistemas de control.

- **PIT:** transmisor Indicador de presión son sensores de presión, trabajan bajo el principio de convertir el valor de presión manométrica en un valor eléctrico que permita ser usado en cualquier sistema de control.

- **PI**: Indicador presión: es un instrumento utilizado para la medición de presión de gases, líquidos, en aplicaciones industriales

- **Salida del controlador:** Controla la señal de salida, para mandarla al actuador, manteniendo la variable a controlar lo más cercano posible al punto fijo.

- **Rango:** Es el conjunto de valores comprendidos entre los limites (Superior e Inferior) que es capaz de medir el instrumento al que nos referimos.

- **Resolución:** Es el menor cambio en la variable del proceso capaz de producir una salida perceptible en el instrumento.

- **Error:** Se lo define como la diferencia entre el valor medido y el valor verdadero.

- **Exactitud:** Capacidad de un instrumento de dar valores de error pequeños.

- **Precisión:** Cuanto mayor es la precisión menor es la dispersión de los valores de la medición alrededor del valor medido.

- **Repetitividad:** Capacidad de un instrumento de repetir la salida cuando se llega a la medición en diversas ocasiones bajo exactamente las mismas condiciones.

- **Histéresis:** es la capacidad de un instrumento de repetir la salida cuando se llega a la medición en ocasiones consecutivas bajo las mismas condiciones generales pero una vez con la medición de la variable en un sentido (por ejemplo, creciente) y en la siguiente con la variable en sentido contrario (por ejemplo, decreciente).

- **Intercambiabilidad:** Cuando se hace referencia al Intercambiabilidad de instrumentos pueden aparecer varios aspectos. Respecto de la exactitud, si un instrumento de +/- 1% es reemplazado por otro con la misma exactitud, habida cuenta que los errores se pueden sumar en ciertas condiciones, al hacer el cambio diremos que podemos asegurar la medición en +/- 2%, si no tomamos precauciones especiales de calibración.

- **Calibración:** La calibración es el proceso de comparar los valores obtenidos por un instrumento de medición con la medida correspondiente de un patrón de referencia (o estándar).

- **Sensibilidad:** Es la variación en la salida del instrumento por unidad de variación de la variable del proceso (entrada), en definitiva, se puede decir que es la ganancia del instrumento.

- **Error de cero:** Aun cuando el valor de la variable del proceso esté en el mínimo del rango, donde la salida del instrumento debe ser el valor asociado al cero del rango (en corriente por ejemplo 4Ma, el instrumento marca a su salida un valor distinto de cero.

- **Linealidad:** Expresa lo constante que resulta la sensibilidad del sensor o aparato de medida. Una sensibilidad constante (alta linealidad) facilita la conversión del valor leído al valor medido.

- **Un sistema de control:** puede definirse conceptualmente como un ente que recibe unas acciones externas o variables de entrada, y cuya respuesta a estas acciones externas son las denominadas variables de salida. Las acciones externas al sistema se dividen en dos grupos, variables de control, que se pueden manipular, y perturbaciones sobre las que no es posible ningún tipo de control.

- **FAT:** Pruebas de aceptación en fabrica: pruebas e inspección por parte departamento de ingeniería a instrumentos

- **OSAT:** Pruebas de aceptación en sitio: prueba realizada previa entrega de proyecto

- **SAT:** pruebas de aceptación en terreno del proyecto por parte departamento ingeniería

- **API**: son las siglas en inglés del Instituto Americano del Petróleo

Titulo

Medición y monitoreo de un manifold productor de petróleo, en la cira infanta en Barrancabermeja.

1. INTRODUCCIÓN:

Con la constante evolución tecnológica en el campo de la instrumentación, control y automatización industrial, las empresas buscan desarrollar sistemas que permita un fácil control monitoreo de procesos en tiempo real, por eso es muy importante responder de manera oportuna a las necesidades de las empresas en la actualidad.

Actualmente es de gran importancia que las empresas cuenten con sistemas de última tecnología con los cuales pueden ahorrar dinero, cuidar el medio ambiente poder monitorear a diario y atender fallas de forma inmediata en caso de emergencia y así crear una eficiencia en cuanto a producción se refiere.

Por eso el objetivo principal es el del Implementar un sistema de medición y monitoreo Manifold productor de petróleo, utilizando transmisores indicadores de presión, transmisores indicadores de flujo, comunicaciones y visualización en una Interfaz Humano Maquina HMI.

Este proyecto se realiza ya que en la industria de oíl & gas por poseer una gran extensión de tierra en cuanto a yacimientos y pozos petroleros; se debe unificar en un sistema para que las estaciones centrales puedan llevar un control diario de producción al igual que los Manifolds que están en operación, mantenimiento y los que están fuera de servicio.

La metodología utilizada para el desarrollo del presente proyecto se basa en la investigación aplicada, ya que se conocen que hay diferentes procesos en la industria de OIL &GAS que están creados con la automatización industrial, el control, y el monitoreo se pueden hacer mejoras a los procesos y así hacerlos más eficientes. Actualmente existen sistemas de control que se pueden implementar en campo para lograr un monitoreo en tiempo real, y con tecnología inalámbricas como es en el caso De los radios REDLINE, con los cuales se puede transportar la información de forma digital a grandes distancias y en muy poco tiempo.

También encontramos que existen transmisores que convierten señales físicas, como en este caso que convertiremos señales de flujo y presión a señales eléctricas para así poder ser controladas por medio de un Controlador Lógico Programable (PLC), crear sistemas SCADA con esta información y posteriormente crear una Interfaz humano maquina (HMI) donde un operario puede estar observando y monitoreando el sistema constantemente.

Es muy importante para la industria de OIL&GAS, contar con protocolos de pruebas de ingeniería para los temas relacionados de instrumentación y control industrial, en donde en el desarrollo del proyecto se utilizarán protocolos de aceptación de fábrica (FAT), Pruebas de aceptación de en sitio (OSAT), y el protocolo de aceptación de en terrero (SAT).

2. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

¿Cómo medir y monitorear remotamente un manifold en caso de Emergencia?

Un sistema manifold, denominado como separador o colector de tubos, es una combinación de tuberías, válvulas, bridas, manómetros entre otros instrumentos industriales, que sirven para operar diferentes fluidos los cuales provienen de fuentes de pozos de producción de un campo petrolero, un manifold es fabricado para ser capaz de operar con fluidos de alta y baja presión, dependiendo del uso para el cual fue diseñado, en este caso se va recibir fluidos de pozos petroleros que producen alta presión. Luego se realiza el soporte y medición mediante instrumentos industriales y un software para posteriormente poder monitorearlo este sistema se utiliza el campo de la Cira infantas Ecopetrol, ubicado en Barrancabermeja, En esta ubicación geográfica se han encontrado nuevos yacimientos de petróleo y otros derivados que permitirán el abastecimiento energético del país

Con el creciente descubrimiento de nuevos yacimientos de petróleo en la ciudad de Barrancabermeja Santander, se busca un sistema con el cual se pueda Automatizar, medir y monitorear, variables físicas como lo son flujo y presión de los hidrocarburos.

Estas variables son las más importantes, ya que dentro de las tuberías que transportan los derivados de los hidrocarburos, se encuentra aire o fluidos comprimidos los cuales pueden ser monitoreados, con la utilización, de Transmisores Indicadores de Presión (PIT), Transmisores Indicadores de Flujo (FIT).

Estas señales físicas son convertidas a señales eléctricas que recibimos con los transmisores, luego convertidas a señales eléctricas de 4 a 20 (mA); donde el valor de 4mA es el rango mínimo al cual se calibra el instrumento a 20 (mA) el rango máximo, este instrumento lo utilizamos principalmente para realizar la medición, en este caso de la columna del líquido o nivel.

Para poder realizar la configuración de los transmisores indicadores tanto de nivel como de flujo se realiza bajo un protocolo de comunicación llamado HARD, luego se puede conectar a un PLC con el cual podemos controlar y automatizar.

3. JUSTIFICACIÓN

Gracias a la automatización de procesos se puede obtener grandes beneficios tanto económicos como de producción, con el cual podemos brindar una mejora a los sistemas de monitoreo que actualmente existen en la industria petrolera, se pude lograr unificar un sistema en el cual se tenga control automatización, comunicaciones, monitoreo con el cual se puede verificar el estado tiempo real, el sistema y el correcto funcionamiento de los Instrumentos utilizados para el proceso, en este caso los transmisores de presión y de flujo.

Los procesos de automatización y control como el manifold son de gran utilidad, ya que se podrá verificar que cantidad de flujo está pasando por la tubería y de igual manera que presión existe dentro de ella, además obtener una estadística de los barriles día de petróleo que se pueden producir en un periodo o tiempo de explotación.

Con la implementación de un sistema de comunicación (Redline), se puede enviar los datos de una forma eficaz, precisa e inmediata, a la estación central o centro de control y tomar las decisiones correspondientes de acuerdo a los programas de producción.

Los beneficios de la automatización de estos sistemas son de gran importancia en el sector petrolero, permitiendo proteger la parte física de los equipos de medición como realizar diagnostico eficaces en caso de presentarse alguna falla, donde un operador puede visualizar a través de una pantalla en donde se está presentando la dificultad en tal caso que instrumento de medición puede estar causando la falla y así evitar retrasos en la producción de la planta.

El monitoreo y la toma de decisiones se puede realizar desde cualquier parte de manera remota, por los funcionarios establecidos por la entidad, y así tener información en tiempo real y poder evitar daños ambientales, por ejemplo, por la ruptura de la tubería. Pero no solo es conocer el estado, sino tomar decisiones frente a los incidentes y de esta forma mitigar el impacto de los diferentes incidentes que se pueden presentar en la transportación del crudo.

4. IMPACTOS DEL PROYECTO

4.1 Impacto social:

Con la implementación de este proyecto, crea oportunidades laborales en el área de instrumentación control, sistemas, obra civil, mecánica, electricidad entre otras, se crea una necesidad de modernización, estudio y desarrollo de la comunidad Barranqueña, y comunidad nacional que trabaja en el campo de la cira infantas Ecopetrol, al igual gracias a las políticas implementadas por Ecopetrol, se tienen mejoras en condiciones laborales, de salud infraestructura, mejoramiento vial entorno a la mejora el bienestar de la comunidad en general

4.2 Impacto económico

La implementación del sistema de medición y monitoreo para Manifold en la cira infantas porque se tendrá un control total de la cantidad de crudo producido en un yacimiento, poder seleccionarlo según la presión y cantidad de flujo y poder configurarlo para crear una base de datos en la cual se pueda llevar un seguimiento a la cantidad de barriles diarios de producción que el pozo inyector o productor este originando.

4.3 Impacto Medio Ambiental

Con el control de los Manifold en la cira infantas, se tendrá un beneficio para el medio ambiente y la sociedad, porque con este sistema se puede tener monitoreo y poder reducir posibles fugas, derrames, perdidas de crudo o de agua o gas que posiblemente puedan contaminar el medio ambiente , las fuentes hídricas, reservas forestales, y bosques naturales de fauna y flora en el campo, al igual se vienen implementando pruebas piloto para poder aprovechar energías renovables como es el caso de la energía fotovoltaica, implementando la utilización de paneles solares para la alimentación de sistemas de control en los Manifolds del campo de la cira infantas Ecopetrol.

5. Objetivos

5.1 Objetivo General

Implementar un sistema de medición y monitoreo Manifold productor de petróleo, utilizando transmisores indicadores de presión, transmisores indicadores de flujo, comunicaciones y visualización en una Interfaz Humano Maquina HMI.

5.2 Objetivos específicos

1. Analizar los instrumentos utilizados en la industria petrolera para realizar mediciones de señales fiscas de presión, temperatura, flujo y las normas según el instituto americano para su utilización.

2. Realizar instalación, pruebas y calibración de los instrumentos, transmisores indicadores de presión (PIT), transmisores indicadores de flujo (FIT).

3. ¿Diseño y programación del PLC Y HMI según lineamientos departamento ingeniería SEI LTDA, ECOPETROL OXY COLOMBIA

4. Utilizar los transmisores indicadores de presión (PIT), transmisores indicadores de flujo (FIT) para poder ver en pantalla valores exactos de presión y flujo en el Manifold.

5. Realizar pruebas de comunicación entre Redline y Controlador Lógico programable (PLC) Allen-Bradley, pruebas de instrumentos y calibraciones necesarias del sistema, Interfax humano machine (HMI)

6. Aplicar los protocolos de aceptación de fábrica (FAT), pruebas de aceptación de sito (SAT), aplicando normas de aceptación por parte de Ecopetrol S.A

6. METODOLOGÍA:

Para llevar a cabo la implementación del sistema de medición y monitoreo para un manifold productor de petróleo, es necesario realizar una investigación aplicada, debido a que la automatización actual, se plantea realizar sobre las problemáticas de un sistema actual y de este realizar las mejoras.

Este proyecto tendrá varias fases en donde se destaca:

Primera fase: se realizará una introducción sobre el petróleo, su historia, el inicio el proceso de extracción del petróleo en Colombia, como se realiza el proceso de distribución en los Manifold de inyección y producción; se investigará e identificará los elementos que componen un manifold, como realizar su cableado, las normas que este debe cumplir y la forma de cómo se utilizan los (PIT) transmisores indicadores de presión, (FIT)transmisores indicadores de Flujo, PI (indicadores de presión) y demás instrumentación presente en el proceso.

Segunda Fase: se tendrá en cuenta el modo de operación, calibración, protocolo de comunicación de la instrumentación asociada al manifold, al igual que los software utilizados por la empresa “Servicios electrónicos para la industria” (SEI LTDA) para automatizar este proceso; además se investigará sobre la estructura de programación que se utiliza en los controladores lógicos programables PLC de la marca Allen Bradley, al igual que el software utilizado para la creación de las pantallas de interfaz humano maquina (HMI).

Tercera etapa: se empezará a realizar una lista de los elementos necesarios para la realización del proyecto, y el lugar en el que se ejecutará con la aprobación de la empresa “Servicios electrónicos para la industria” (SEI LTDA)

Cuarta etapa: se llevará el tablero a campo para realizar su montaje en su manifold asignado, se adecuará la infraestructura para el cableado de los (FIT) transmisores indicadores de flujo, (PIT) Transmisores indicadores de presión y demás instrumentación necesaria, se realizará la instalación de los instrumentos anteriormente mencionados en el manifold, se efectuarán mediciones de voltaje, calibración, programación de los módulos internos de los transmisores indicadores de presión (PIT) y flujo (FIT).

Quinta Etapa: programación en el software Rxlogix, se configurarán los instrumentos, se le asignará nombre al instrumento, rango y demás configuraciones necesarias para su correcto funcionamiento además se creará el radio enlace por medio del software (RED LINE) proporcionado por la empresa “Servicios electrónicos para la industria” (SEI LTDA) se efectuarán pruebas de comunicación.

Sexta Etapa: se creará la pantalla HMI (interfaz humano maquina) según parámetros estándar de “Servicios electrónicos para la industria” (SEI LTDA); se elaborará HMI en el cual se podrá visualizar los instrumentos de medición utilizados y la ubicación del mismo del campo de la cira infantas.

7. Marco Teórico

7.1Génesis del petróleo

7.1.1El origen del petróleo

Se originó por la descomposición de los restos de animales y algas microscópicas acumuladas en el fondo de las lagunas y en el curso inferior de los ríos. Esta materia orgánica se cubrió paulatinamente con capas cada vez más gruesas de sedimentos, al abrigo de las cuales, en determinadas condiciones de presión, temperatura y tiempo, se transformó lentamente en hidrocarburos (compuestos formados de carbón e hidrógeno), con pequeñas cantidades de azufre, oxígeno, nitrógeno, y trazas de metales como fierro, cromo, níquel y vanadio, cuya mezcla constituye el petróleo crudo.

El petróleo es una mezcla de hidrocarburos, compuestos que contienen en su estructura molecular carbono e hidrógeno principalmente. El número de átomos de carbono y la forma en que están colocados dentro de las moléculas de los diferentes compuestos proporciona al petróleo diferentes propiedades físicas y químicas. Así tenemos que los hidrocarburos compuestos por uno a cuatro átomos de carbono son gaseosos, los que contienen de 5 a 20 son líquidos, y los de más de 20 son sólidos a la temperatura ambiente.

El petróleo crudo varía mucho en su composición, lo cual depende del tipo de yacimiento de donde provenga, pero en promedio podemos considerar que contiene entre 83 y 86% de carbono y entre 11 y 13% de hidrógeno. Mientras mayor sea el contenido de carbón en relación al del hidrógeno, mayor es la cantidad de productos pesados que tiene el crudo. Esto depende de la antigüedad y de algunas características de los yacimientos. No obstante, se ha comprobado que entre más viejos son, tienen más hidrocarburos gaseosos y sólidos y menos líquidos entran en su composición. (http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen1/ciencia2/39/html/sec_8.html, s.f.)

7.1.2 Pozo petrolero:

La frase pozo petrolero se refiere a cualquier perforación del suelo diseñada con el objeto de hallar y extraer fluido combustible, ya sea petróleo o hidrocarburos gaseosos.

El pozo se construye perforando un agujero de 127 a 914,4 mm de diámetro en el suelo mediante una torre de perforación que hace girar una línea o sarta con una broca en su extremo. Luego de completada la perforación, se introduce un tubo de diámetro levemente inferior al de la perforación, lo que permite sellar con cemento el resto del pozo. Este tubo provee integridad estructural a la obra, y al mismo tiempo permite aislarla en relación a zonas de alta presión que pueden resultar potencialmente peligrosas.
(http://proyectonacionalgrupocuatromiti.blogspot.com/2016/07/unidad-ii-la-soberania-y-la-explotacion_42.html, s.f.)

7.1.3 El petróleo a nivel mundial:

Los mayores flujos comerciales de petróleo van desde Medio Oriente hacia Europa, Asia-Pacífico y Estados Unidos, y desde Rusia hacia Europa Occidental.

El mayor suministro de hidrocarburos en el mundo está en gran medida hacia Estados unidos, por parte de países como Venezuela y México, también la zona asiática es una gran consumidora de crudo, pero esta es una de las que menos yacimientos tiene, pero a estas dos regiones se le atribuye el 90% del incremento de consumo de petróleo en los últimos 10 años.

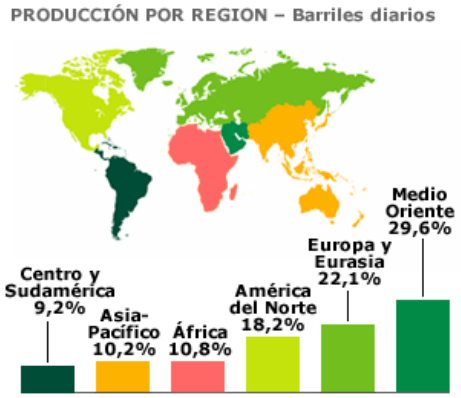


Figura. 1Producción de petróleo por regiones
Fuente: http://www.bbc.co.uk/spanish/specials/1421_petroleo/page2.shtml

7.1.4 El petróleo en Colombia:
La economía colombiana en los últimos años depende de gran parte del petróleo, siendo uno de los principales motores de crecimiento de esta aun por encima del café, esto tiene una gran contribución a las regiones colombianas ya que debido a esto se garantizan regalías para el avance y progreso de las mismas comunidades; El país tiene un gran desafío el cual es incorporar nuevas reservas de petróleo, ya que si no se hacen nueva incorporación en las reservas las existentes pueden acabarse.

En el primer trimestre de 2019, se ha visto un incremento de las exportaciones de crudo entre un 24% a 25%, en comparación con el mismo periodo del año anterior, al igual las ventas de crudo se incrementaron cerca de 3.300 Barriles por día (bpd) a 6.700 Barriles por día (bpd), lo que representó un incremento del 103%; según un informe del Ministerio de minas y energía en el primer semestre del año 2019, la producción de crudo fue de más o menos 831.931 barriles promedio día, lo que presenta un incremento de 4,7% con respecto al 2018.
En este incremento de producción de petróleo, se destacan varios lugares de Colombia los cuales aumentaron la producción los cuales son: (Cabuyaro-Meta), Rubiales (Puerto Gaitán-Meta), Tua (Tauramena-Casanare), Caño Rondón (Arauquita-Arauca), Castilla Norte (Acacias-Meta), Platanillo (Puerto Asís-Putumayo) y Quifa (Puerto Gaitán-Meta) Cira infantas (Barrancabermeja).

7.1.5 La extracción del petróleo:
La extracción, producción o explotación del petróleo se hace de acuerdo con las características propias de cada yacimiento.

Para poner un pozo a producir, se baja una especie de cañón y se perfora la tubería de revestimiento a la altura de las formaciones donde se encuentra el yacimiento. El petróleo fluye por esos orificios hacia el pozo y se extrae mediante una tubería de menor diámetro, conocida como tubing o tubería de producción.

Si el yacimiento tiene energía propia, generada por la presión subterránea y por los elementos que acompañan al petróleo (por ejemplo, gas y agua), éste saldrá por sí solo. En este caso se instala en la cabeza del pozo un equipo llamado árbol de navidad, que consta de un conjunto de válvulas para regular el paso del petróleo.

Si no existe esa presión, se emplean otros métodos de extracción. El más común ha sido el balancín o machín, el cual, mediante un permanente balanceo, acciona una bomba en el fondo del pozo que succiona el petróleo hacia la superficie

El petróleo extraído generalmente viene acompañado de sedimentos, agua y gas natural, por lo que deben construirse previamente las facilidades de producción, separación y almacenamiento. Una vez separado de esos elementos, el petróleo se envía a los tanques de almacenamiento y a los oleoductos que lo transportarán hacia las refinerías o hacia los puertos de exportación.

El gas natural asociado que acompaña al petróleo se envía a plantas de tratamiento para aprovecharlo en el mismo campo y despacharlo como gas seco hacia los centros de consumo a través de gasoductos.

Por tal razón, existen métodos de recobro mejorado para lograr la mayor extracción posible de petróleo en pozos sin presión natural o en declinación, tales como la inyección de gas, de agua o de vapor a través del mismo pozo productor o por intermedio de pozos inyectores paralelos a éste.

La inyección de agua es un método de recuperación mejorada de petróleo en frío, el cual ha resultado exitoso en algunos campos de petróleo pesado, desde pozos horizontales largos, soportados con cedazos, hasta un sistema flotante de producción, almacenamiento y descarga. El mayor inconveniente es que el factor de recuperación disminuye drásticamente al aumentar la viscosidad del petróleo, pues los petróleos de alta viscosidad causan digitación viscosa en los frentes de inyección de agua, lo que se traduce en una eficiencia de barrido pobre.

Los métodos termales, como sus contrapartes en frío, poseen ventajas y limitaciones. Los factores de recuperación son más elevados que en el caso de los métodos de producción en frío—con excepción del método de minería, pero también lo son los costos asociados con la generación de calor y el tratamiento del agua.

7.2 La extracción del petróleo y distribución:

7.2.1 Taladro:

También llamado torre de perforación, es un dispositivo utilizado para realizar la perforación del suelo, generalmente entre 800 y 6.000 metros de profundidad, para pozos ya sean de gas, agua o petróleo.

Los taladros son utilizados para realizar un proceso llamado perforación de pozos, el cual consiste en hacer un orificio en suelo hasta llegar a la trampa petrolífera (lugar donde se encuentra el petróleo en el subsuelo). Este orificio se hace con la barrera o mecha que posee la torre de perforación, la cual se encuentra sostenida por un sistema de polea; mientras que las acciones son controladas mediante una mesa rotaria, la cual a su vez es movida por motores en un área denominada malacate para lograr la extracción de manera efectiva.

Figura. 2Perforación en un pozo petrolero
Fuente: Autor

7.2.2 Barril de Petróleo

El barril de petróleo es una unidad de volumen equivalente a 42 galones estadounidenses, que, a su vez, equivalen a 158,9873 litros aproximadamente. Dependiendo de la densidad del petróleo, la masa de un barril de petróleo está entre 119 kg y 151 kg.

Figura. 3 Barriles de petróleo
Fuente: http://www.documentopetroleoenergetico.com.co/sep_eco_3.html

7.3 Introducción de produccion y formas de distribucion de los pozos petroleros en colombia.

7.3.1Producción:

Es el proceso mediante el cual se extraen los hidrocarburos (petróleo y gas) desde la capa de roca hasta la superficie.Para extraer los hidrocarburos se utilizan dos mecanismos: a través de válvulas llamadas Árbol de Navidad (cuando los hidrocarburos fluyen a la superficie por sí solos) y mediante una máquina llamada Balancín (cuando este necesita ayuda para subir a la superficie.

Figura. 4 proceso de extracción de petróleo
Fuente: http://www.anh.gov.co/portalregionalizacion/Paginas/LA-CADENA-DEL-SECTOR-HIDROCARBUROS.aspx

7.3.2 Manifold de Producción

Son utilizados para recolectar la producción de distintos pozos a un manifold central donde los pozos pueden ser probados en forma individual o estar en producción. Estos pueden ser operados manualmente o en forma automática con controles de tiempo. Los Manifolds de produccion varia según las clases de presión y distintos tamaños de tubería

Figura. 5 Manifold productor de petróleo
Fuente: Autor

7.4 Descripción de la instrumentación utilizada en un manifold

7.4.1 Instrumentación

En todos los procesos, es absolutamente necesario controlar y mantener constantes algunas magnitudes, tales como la presión, el caudal, el nivel, la temperatura, la conductividad, la velocidad, la humedad, etc. Los instrumentos de medición y control permiten el mantenimiento y la regulación de estas constantes en condiciones más idóneas que las que el propio operador podría realizar. En pocas palabras la instrumentación se encarga de mantener funcionando el proceso de manera óptima a través de elementos que sirven para medir, convertir, transmitir, controlar o registrar las variables (Mecafenix, 2017)

Figura. 6 Componentes principales de la instrumentación
Fuente: https://www.ingmecafenix.com/electricidad-industrial/instrumentacion-conceptos-basicos/

7.4.2 Transmisores de presión

Los transmisores de presión se utilizan para el control de sistemas de presión, como por ejemplo, una instalación de petróleo con crudo o gas, Por otro lado, los transmisores de presión también se pueden usar para controlar presiones en calderas y dirigirlas mediante un sistema de regulación y control. La posibilidad de dar como salida una señal normalizada permite conectar los transmisores de presión a cualquier sistema de regulación, lo que ofrece al usuario un sin fin de posibilidades de uso.

Los transmisores de presión, se usan también para el control de sistemas de filtro. En caso que se genere una presión en una de las dos entradas de un transductor de presión diferencial, se indicará un valor. En conexión con un sistema de control se puede generar una alarman indicando que el filtro está saturado, lo que permite trabajar de forma segura y limpia.

Figura. 7 Transmisor indicador de presión y flujo
Fuente: https://www.pce-iberica.es/instrumentos-de-medida/sistemas/transmisores-presion.htm

El transmisor de flujo está basado en la tecnología de dispersión térmica, proporciona una medición confiable de masa para aplicaciones de flujo de aire y de gas. La electrónica que pose, además tiene una protección especial contenida en una cubierta compacta a prueba de explosión.

7.4.3 Caudalímetros de Vórtices Medidor de Flujo

Figura. 8 Caudalímetros de vórtices medidor de flujo
Fuente: https://www.emerson.com/es-mx/automation/measurement-instrumentation/flow-measurement/about-vortex

Los Caudalímetros de vórtice miden la velocidad del líquido con un principio de funcionamiento que se denomina efecto Von Kármán, mediante el cual se afirma que cuando el caudal pasa por un cuerpo escarpado, se genera un patrón repetitivo de vórtices en remolino.

En un Caudalímetro de vórtice, una obstrucción en la trayectoria de caudal, que generalmente se denomina barra de vertido, actúa como cuerpo escarpado. La barra de vertidos hace que el líquido del proceso se separe y forme áreas de presión diferencial alternativa, que se denominan vórtices, en el lado posterior de la barra de vertido.

7.4.4 Medición del caudal Caudalímetros de vórtice

Los vórtices provocan un elemento de detección pequeño detrás o dentro de la barra de vertido, paro oscilar hacia adelante y hacia atrás en una frecuencia específica. La velocidad del líquido de trabajo es directamente proporcional a esta frecuencia de los vórtices producida por la geometría exclusiva de la barra generadora. Con el área transversal conocida de la tubería, puede calcularse el caudal volumétrico.

Con frecuencia, los Caudalímetros de vórtice también utilizarán un sensor de presión o temperatura para lograr una medición compensada del caudal.

En el proyecto se utilizarán los Caudalímetros Vortex Rosemount, de la marca de Emerson Electric modelo 8800, con el cual se realizar las mediciones de flujo de cada brazo del manifold, contando con las especificaciones de Rango y calibración dados por parte de la empresa “Servicios electrónicos para la industria” (SEI LTDA).

variable medida o inicio de información		letra modificante	función de lectura	Función de salida	Letra modificante	Función de control
a	Análisis					
b	flama o quemador					libre
c	conductividad(eléctrica)					
d	densidad o peso especio	Diferencial				
e	Voltaje					
f	Flujo		razón fracción			
g	Calibre					
h	Manual			libre		alto
i	Corriente			control		
j	Potencia		Exploración			
k	Tiempo			estación de control		
l	Nivel		led piloto			bajo
n	Libre					
o	Libre					
p	Presión					
q	Cantidad		integrar o totalizar			
r	Radiactividad		Seguridad			
s	velocidad o frecuencia				interruptor	
t	Temperatura				transmisor	
u	Multivariábles				multifunción	multifunción
v	Viscosidad				válvula	
w	peso o fuerza					
x	sin clasificar					
y	Libre				conversor	
x	Libre					
z	Posición				operar	

Tabla1: Simbología ISA variable medida o controlada, funciones del instrumento
(https://www.emerson.com/es-mx/automation/measurement-instrumentation/flow-measurement/about-vortex, s.f.)

Figura. 9 Caudalímetro Vortex
Fuente: Autor

7.5 Protocolos de comunicación industrial utilizados en un manifold

7.5.1 El protocolo HART

(Acrónimo en inglés de Highway Addressable Remote Transducs, transductores remotos direccionales de carretera un protocolo abierto de uso común en los sistemas de control, que se emplea para la configuración remota y supervisión de datos con instrumentos de campo. Este protocolo aun no siendo un bus de campo, pues los instrumentos se cablean a los módulos de entrada/salida de un sistema de control, tiene una funcionalidad asimilable, en cuanto a la gestión y configuración que permite sobre los equipos.

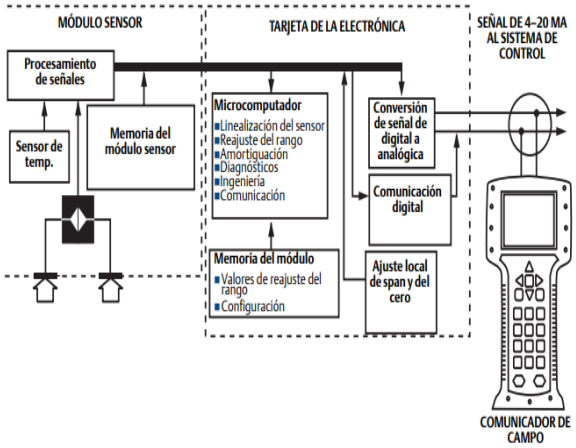


Figura. 10 Protocolo de comunicación HARD
Fuente http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=95&edi=36&xit=el-protocolo-hart

7.5.2 Características del protocolo HART

Tiene una eficacia probada en terreno, es muy sencillo de usar y provee una muy efectiva comunicación digital de dos vías. Asimismo, este protocolo es usado simultáneamente con la señal análoga de 4-20 mA, utilizada por los instrumentos tradicionales.

Capacidad Digital

Acceso a todos los parámetros y diagnóstico del instrumento, Soporta instrumentos multivariables, Estado del instrumento en línea

Compatibilidad Analógica: Comunicación analógica y digital simultánea, Compatible con cableado y equipos 4-20 mA ya existentes.

Interoperabilidad: Posee un estándar totalmente abierto, Comandos universales y estructura de datos, Optimizado por la Descripción del lenguaje del Instrumento.
(http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=95&edi=36&xit=el-protocolo-hart, s.f.)

7.6 Elementos físicos utilizados para la comunicación:

7.6.1 Radio de Comunicación RDL-3000

El radio cuenta con gran Capacidad de ser configurado por un software para proporcionar enlaces punto a punto (PTP) o punto a multipunto (PMP), el RDL-3000 es ideal para aplicaciones inalámbricas especializadas de ultra alta capacidad y rango extremo. Los proveedores de servicios de telecomunicaciones, los gobiernos locales y estatales, la industria del petróleo y el gas y las organizaciones militares de todo el mundo utilizan el RDL-3000.

Figura. 11 Radio para comunicación Redline
Fuente:https://rdlcom.com/product/rdl-3000-xp-enterprise/

7.6.2 Inyector de potencia PoE de grado industrial RedlinePoE

Figura. 12 Dispositivo inyector de potencia PoE
Fuente:https://rdlcom.com/product/poe/

Está diseñado específicamente para la implementación de sistemas inalámbricos RDL-3000 en el entorno industrial hostil de lugares aislados, aislados y fuera de la red que dependen principalmente de una alimentación de CC confiable.

Diseñada para cumplir con las duras condiciones de operación en una variedad de aplicaciones industriales y del sector público, la unidad del equipo de fuente de energía PoE de Redline es compatible con sistemas de energía de 12/24/48 VCC.

7.7 Sistemas de control

Es la Manipulación indirecta de las magnitudes de un sistema denominado planta a través de otro sistema llamado controlador o sistema de control.

El objetivo de un sistema de control es el de gobernar la respuesta de una planta, sin que el operador intervenga directamente sobre sus elementos de salida. Dicho operador manipula únicamente las magnitudes denominadas de consigna y el sistema de control se encarga de gobernar dicha salida a través de los accionamientos.

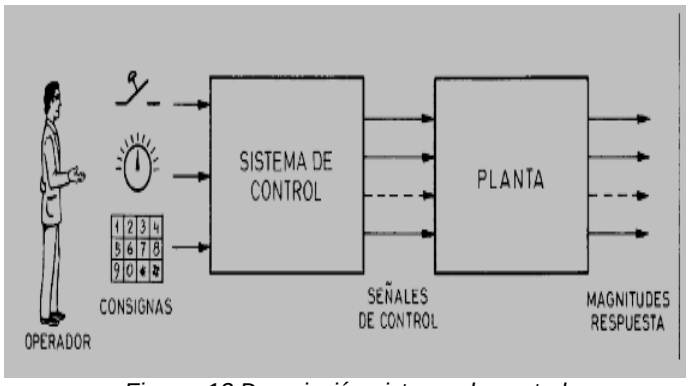


Figura. 13 Descripción sistema de control
Fuente: https://www.ecured.cu/Ingenier%C3%ADa_en_automatizaci%C3%B3n_y_control_industrial

7.7.1 PLC Allen Bradley

Figura. 14 PLC Allen Bradley
Fuente: http://www.edibon.com/es/files/equipment/AE-PLC-AB/catalog

Los Controladores Lógicos Programables (PLC) se introdujeron a finales de la década de los 60 para reemplazar los circuitos antiguos fabricados con relés. Estos nuevos sistemas, basados en electrónica digital, mejoraron la flexibilidad, funcionalidad y resolución de problemas. Desde entonces los sistemas PLC han crecido en memoria, versatilidad de las señales de entrada y salida, capacidad de computación,

7.7.2 Sistemas de controlador lógico programable MicroLogix 1100

el sistema que se utiliza para la medición y monitoreo de un manifold productor de petróleo, en la cira infanta en Barrancabermeja controlador lógico programable MicroLogix 1100 añade ethernet/i incorporada, edición en línea y un panel lcd a la familia MicroLogix. El panel LCD incorporado muestra el estado del controlador, el estado de E/S entradas y salidas y mensajes del operador simples. Con dos entradas analógicas, 10 entradas digitales y seis salidas digitales, el controlador MicroLogix 1100 puede manipular una amplia variedad de tareas.

Figura. 15 Sistemas de controlador lógico programable Micrologix 1100
Fuente: https://ab.rockwellautomation.com/es/Programmable-Controllers/MicroLogix-1100

Características Sistemas de controlador lógico programable Micrologix
Incluye un puerto EtherNet/IP™ de 10/100 MBps incorporado para mensajería entre dispositivos similares.
Proporciona una memoria de 8 KB (4 KB de programas de usuario con 4 KB de datos de usuario).
Permite el acceso, el monitoreo y la programación desde cualquier conexión Ethernet
Admite la edición en línea.
Proporciona un servidor web incorporado que permite configurar los datos del controlador para que aparezcan como una página web
Contiene un puerto combinado RS-232/RS-485 aislado para comunicación en serie y conectada en red.
Permite monitorear y modificar los datos del controlador a través de una pantalla LCD incorporada.
Compatible con módulos de expansión de E/S Micrologix 1762 (hasta cuatro módulos por controlador)

7.8 Normas Reguladoras y tipo de atmosfera explosivas:

API, siglas del inglés "American Petroleum Institute". Este instituto controla las relaciones de Estados Unidos con el mundo del petróleo y tiene editadas multitud de normativas para regular todos estos aspectos.

Esta normativa afecta directamente a los equipos de aire y gases comprimidos, porque tiene editadas algunas normas sobre el diseño y fabricación de estos equipos, cuando se suministran para la industria del petróleo

Norma	Descripción
API STD 537	Detalles de llamarada para las industrias de petróleo, petroquímica y gas natural
API RP 521	Guía para sistemas de presión, alivio y depresión
API SPEC 12	Especificación para separador de petróleo y gas
GPSA SECTION 5	Sistemas de alivio
SOM 0249 12011-IB-GEN-GG-001	BASES DE DISEÑO
SOM 0249 12011-IB-PRO-PDF-001	DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO
SOM 0249-12012-IB-PRO-PDF-002	DIAGRAMA TUBERIA E INSTRUMENTACION DEL SISTEMA DE PROCESO EXISTENTE

Tabla2: Normas instituto Americano de petróleo
(https://www.emerson.com/es-mx/automation/measurement-instrumentation/flow-measurement/about-vortex, s.f., págs. https://www.atlascopco.com/es-co/compressors/customerbenefit/apicompliance)

7.9 atmosferas explosivas

La normativa ATEX se ha de cumplir en toda instalación donde se lleve a cabo labores de manipulación de sustancias inflamables, y que pueden dar lugar a la formación de Atmósferas Explosivas peligrosas y que, por ello, están expuestas a riesgos de explosión.

A efectos de aplicación de las prescripciones incluidas en este tutorial, se consideran emplazamientos con riesgo de explosión todos aquellos en los que se fabriquen, procesen, manipulen, traten, utilicen o almacenen sustancias sólidas, líquidas o gaseosas susceptibles de inflamarse o de hacer explosión.

Los hidrocarburos manejados en las refinerías son todos ellos inflamables y, según su punto de inflamación, pueden provocar atmósferas explosivas incluso a temperatura ambiente. El entorno de los equipos de transformación petrolífera casi siempre se considera zona con riesgo de explosión

7.10 Características de seguridad área de trabajo

Se deben cumplir con los niveles exigibles de seguridad en cualquier instalación, es necesario establecer métodos adecuados de trabajo que evalúen si existe algún tipo de riesgo en la instalación, que puedan dar lugar a la formación de atmósferas explosivas peligrosas y a la posible aparición simultánea de fuentes de ignición efectivas. Para la evaluación del riesgo de explosión en toda instalación, habrá que tener en cuenta los siguientes factores:

• Identificación de posibles peligros;

• determinar si se dan las circunstancias para producir la atmósfera explosiva y la cantidad implicada;

• identificar la presencia y la posibilidad de existir fuentes de ignición que sean capaces de producir la ignición de la atmósfera explosiva;

• determinar los efectos posibles de una explosión;

• estimar el riesgo;

• establecer medidas preventivas para reducir este riesgo.

8. DESARROLLO DEL PROYECTO MEDICIÓN Y MONITOREO DE UN MANIFOLD PRODUCTOR DE PETRÓLEO, EN LA CIRA INFANTA EN BARRANCABERMEJA

8.1 Introducción sobre el petróleo, riesgos y peligros en campo

Para el desarrollo del proyecto es muy importante primero que todo contar con los permisos de seguridad que se expide por ECOPTEROL S.A, saber los riesgos físicos, ambientales a los cuales se puede enfrentar en la realización del proyecto, según el plan de riesgos que ECOPETROL S.A entrego para poder realizar trabajos en su terreno se pudieron evidenciar una serie de riesgos a los cuales se va estar expuesto en la realización del proyecto. En la lista se destacan: Derrames menores de hidrocarburos, derrames mayores de hidrocarburos, explosión de un pozo, escape de sulfuro de hidrogeno (H_2S)

También es necesario conocer acerca del manual de control de trabajo que se aplica en el área de ECOPETROL S.A en donde se busca determinar las competencias, mecanismos y herramientas que se deben cumplir en toda actividad para la eliminación o mitigación de peligros o riesgos ambientales, que puede llegar afectar la salud y seguridad de las personas, el medio ambiente y las instalaciones que están bajo la responsabilidad de ECOPETROL S.A

Al igual se recibe información sobre números telefónicos en caso de emergencia, y se realiza un (AR) análisis de riesgo para la ejecución de un trabajo dentro del campo de la cira infantas en Barrancabermeja.

ecopetrol	FORMATO DE ANÁLISIS DE RIESGOS RESPONSABILIDAD INTEGRAL DIRECCIÓN DE HSE						
	ECP-DHS-F-150		Elaborado 31/08/2012		Versión: 4		
	Consulte el Instructivo para Análisis de Riesgos ECP-DHS-I-024						
PLANTA Y/O LUGAR: BODEGA DE MATERIALES TIBÚ			EQUIPO O SISTEMA OBJETO DEL TRABAJO:			RAM (Consecuencias: P, E, A, C o I x Probabilidad)	
TRABAJO A REALIZAR:			DEPENDENCIA O EMPRESA EJECUTORA:				
HERRAMIENTAS Y/O EQUIPOS:						Elaboración	
ELEMENTOS DE PROTECCIÓN PERSONAL EPP:	Botas de seguridad, gafas de seguridad, casco, guantes, ropa de seguridad, protección auditiva, _____					Desde	
CONTACTOS DE EMERGENCIA:	Comand Center: (+7) 5663300 (+1) 2344000 Extensión 40115 - Celular 3134338634 - Trunking 741055 / Emergencias ECOPETROL S.A. 018000917045					Hasta	
DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO O LA ACTIVIDAD A EJECUTAR	No:	PELIGRO	RIESGO	CONTROLES REQUERIDOS ANTES, DURANTE Y DESPUES DE LA EJECUCION DE LA ACTIVIDAD (Preventivos/ Protectivos/ Reactivos)	SI/NO	OBSERVACIÓN (Cuando el Emisor requiera plasmar alguna observación)	CARGO RESPONSABLE
B PROCEDIMIENTO, INSTRUCTIVO No. _____	12	Desconocimiento del instructivo y/o procedimiento de trabajo que aplique	Afectación a personas, medio ambiente y/o al proceso	Asegurar que el personal ejecutor conozca el instructivo de trabajo seguro de la actividad a ejecutar y el paso a paso, con sus respectivos riesgos y controles (Registro de asistencia de la divulgación).			Ejecutor / _____
	13	Falta de competencia en las actividades críticas detalladas en el instructivo de trabajo seguro	Afectación a personas, medio ambiente y/o al proceso	Verificar que el personal ejecutor tenga las competencias necesarias para realizar la actividad (Certificaciones: trabajo en alturas, tarjeta CONFE, operadores de izaje mecánico de cargas, entr otros).			Ejecutor / _____
	14	Aplicación inadecuada u omisión del SAES	Contacto con energía eléctrica o arco eléctrico Golpe o atrapamiento por liberación de energía mecánica	Verificar en campo la correcta aplicación del SAES según lo establecido en el certificado de aislamiento eléctrico.			Electricista
	15	Interferencias entre varias especialidades	Afectación a personas, medio ambiente y/o al proceso	Disponer y seguir rigurosamente el orden establecido para la ejecución trabajo según documento establecido en la fase de planeación (Ellipse).			Ejecutor / _____
	16						
	17						
TRABAJADORES QUE ELABORAN EL ANALISIS DE RIESGOS: Declaro haber participado activamente en la identificación de los peligros, los riesgos y en la definición de las medidas de control que se implementarán antes, durante y después del trabajo que se va a realizar, para garantizar que el personal ejecutor en todo momento pueda realizar la actividad en condiciones seguras.							
Nombre			Registro o Cédula		Cargo		Firma

Figura. 16 Análisis de riego para la ejecución de un trabajo
Fuente: ECOPETROL S.A

Este es el procedimiento administrativo que se debe realizar antes de empezar a ejecutar cualquier labor o trabajo en los terrenos de ECOPETROL S.A

8.2 Identificación de componentes de instrumentación industrial para automatizar un manifold

Se debe contar con las competencias adecuadas en el área de instrumentación industrial, control y Automatización para realizar los trabajos adecuadamente sin poner en riesgo a demás personal implicado en el Desarrollo del proyecto, ya que al manipular un manifold se encuentran diferentes variables físicas como los son: presión, estática y nivel de líquidos, por eso es necesario una formación académica adecuada en las áreas anteriormente mencionadas

A continuación, se mencionará los principales instrumentos de instrumentación industrial utilizados en el proyecto.

8.2.1 Válvulas de aguja de acero inoxidable:

Esta es la válvula es la encargada de controlar el caudal que se transporta por la tubería, cada válvula tiene la función específica de cerrar la presión para purgarla o para ecualizarla, dependiendo de su ubicación en el manifold, las más utilizadas en el campo petrolero son válvulas de aguja de 4.0mm (0,156pulg) y válvulas de bonete corto de 3,2mm (0,125pulg)

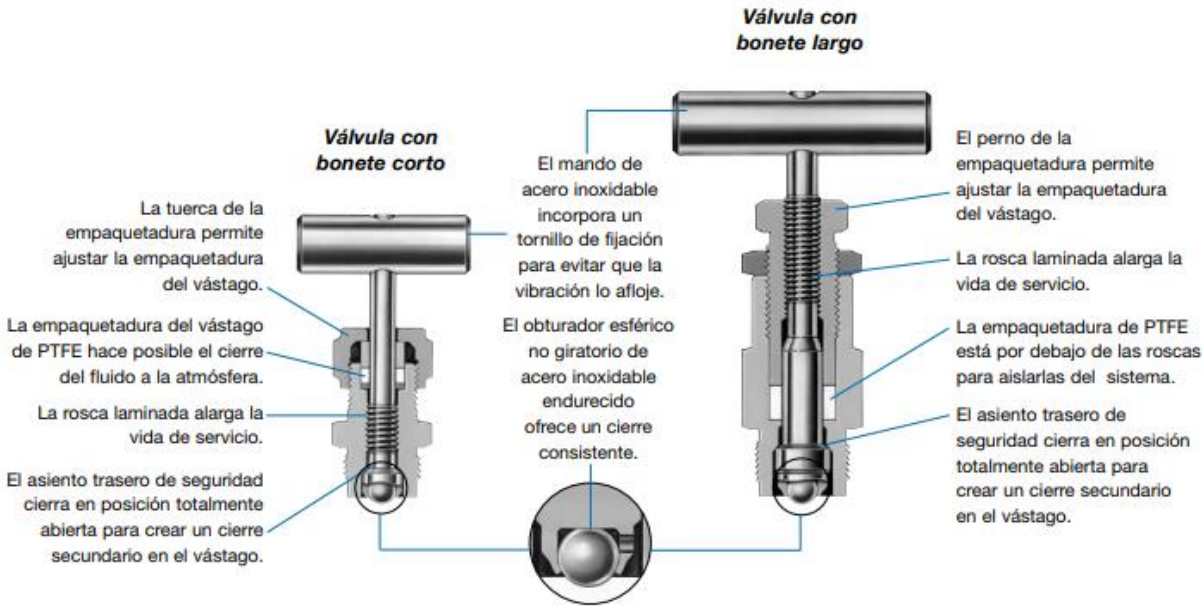


Figura. 17 válvulas de aguja utilizadas en manifold
Fuente: https://www.swagelok.com/downloads/webcatalogs/es/MS-02-445.pdf

9.2.2 Indicadores de presión analógicos

Este nos ofrece la oportunidad de registrar presiones absolutas para líquidos y gases no inflamables, es de gran utilidad en el correcto funcionamiento de los manifold, ya que podemos comprobar la presión a la que estamos expuestos; por lo general los indicadores de presión utilizados varían según el diámetro de la tubería, generalmente se utilizan indicadores que van desde 0 (PSI)-6000 (PSI).

Los indicadores de presión analógicos son de gran utilidad y precisión, además de ser instalado fácilmente, solo hay que enroscarlo en el sistema de presión y así puede indicar el valor de presión en el medidor, este indicador de presión permite una medida de presión absoluta, posee una carcasa de acero inoxidable que lo hace resistente a golpes y permite su uso aun en condiciones extremas.

Figura. 18 indicador de presión
Fuente: Autor

8.2.3 Transmisor indicador de presión (PIT):

Este instrumento tiene la función de convertir la presión de una línea de aire comprimido en una señal eléctrica, estos generalmente se encuentran ubicados cerca al indicador de presión análogo, no solo son empleados para ver los valores de presión, sino también usar ese valor en los sistemas de control integrados, que realizan una determinada función, para esto hay que enviarle esa señal de presión por medio de una señal eléctrica.

El valor eléctrico que envían estos equipos es entre los 4mA a 20 mA, aunque la señal más utilizada son los mili amperios (mA), también se pueden encontrar aplicaciones que trabajen con señales en voltios, las más frecuentes son de 1 V a 5 V o de 0 a 10V con cables de tres hilos.

Su principio de funcionamiento es conseguir el valor de presión manométrica de un sistema y este sea convertido a un valor eléctrico que permita ser utilizado para

cualquier equipo de control, los fabricantes han basado su desarrollo guiándose de sistemas de sensores resistivos, piezoeléctricos, capacitivos.

Figura. 19 Transmisor indicador de presión (FIT
Fuente: Autor

8.2.4 Indicadores de flujo con tecnología Vortex*:*

Los Caudalímetros Vortex son de gran utilidad, gracias a su diseño, facilidad en la instalación ya que no requiere de líneas de impulso, ausencia de piezas móviles que deban mantenerse o repararse menos potencial de fugas su consumo de energía es muy bajo, cuenta con tecnología para conexión remota.

Estos medidores pueden considerarse únicos, ya que sirven para aplicaciones de líquidos, gases, vapor en ambientes corrosivos, al igual pueden soportar presiones y temperaturas altas. Estos medidores básicamente funcionan midiendo la velocidad de los líquidos con un principio de funcionamiento denominado efecto VonKarman, en el cual que cuando el caudal pasa por un cuerpo inclinado se genera una serie de repeticiones de remolinos los cuales se convierten una señal eléctrica de 0 a 20 mA y la cual se puede controlar al igual que el transmisor indicador de presión e igual añadirlos a un sistema de control.

Figura. 20 Transmisor indicador de flujo instalación
Fuente: Autor

Con el conocimiento de algunos de los instrumentos utilizados en los manifold, se realizó la visita técnica a campo para identificar los instrumentos tanto eléctricos como mecánicos que se utilizan para la extracción del petróleo.

8.3 Visita técnica a campo, explicación del proceso de perforación, instrumentación asociada a manifold.

Se realizó una visita de campo, en donde se observaron los principales componentes utilizados para la extracción de petróleo, se recibe una breve explicación sobre el implemento más importante para la extracción de petróleo llamado machín o plataforma de perforación petrolera, la cual básicamente es una máquina que tiene un balancín en la parte superior y una varilla de perforación la cual se introduce en el suelo, con el fin de levantar la varilla en cada impulso ascendente lo cual funciona como una bomba y este hace que el petróleo salga del fondo del suelo

Figura. 21 Machin o Bomba de varilla para la extracción de petróleo
Fuente: Autor

Además, se observa la conexión con la cual cuenta las entradas al manifold, las presiones con las cuales trabajan los machines y la regulación de presión de Machin a manifold, e igual se reciben charlas de seguridad por parte de personal de ECOPETROL S.A y SEI LTDA sobre seguridad en la manipulación de válvulas.

Figura. 22 Bombas de extracción y perforación de pozo petrolero
Fuente: Autor

Luego de este procedimiento de visita a campo y capacitación técnica con los encargados de perforación por parte de ECOPETROL S.A, se efectúa una capacitación sobre la instrumentación utilizada por el personal técnico de SEI LTDA, para la automatización, mantenimiento y control de los manifold en el campo de la cira infantas en Barrancabermeja Santander, en el cual se recibe capacitación sobre equipos de medición como lo son bombas de simulación de presión tanto hidráulica como neumática, elementos de medición y simulación como es el fluke 475, módulos de temperatura tipo j,k, computadores de flujo utilizados en campo, transmisores de flujo, transmisores de presión, nivel entre otros, con esta capacitación se pudieron obtener los conocimientos adecuados para iniciar el desarrollo del proyecto en cuanto a instrumentación y manejo de accesorios industriales como se observa en la figura 23.

Figura. 23 Instrumentación industrial utilizada en campo
Fuente: SEI LTDA

Al conocer el funcionamiento de los principales instrumentos de calibración y medición utilizados en campo, ya se tiene la capacidad de realizar pruebas a los transmisores de presión y flujo Vortex que se encuentran en los laboratorios de la empresa SEI LTDA.

Al igual se pudieron consultar manuales de uso de cada instrumento especificaciones técnicas y reparación en caso de avería de algún instrumento.

8.4 operación, calibración, protocolo de comunicación de la instrumentación asociada al manifold

Junto al personal Técnico dela empresa SEI LTDA, se realizan pruebas de funcionamiento de los instrumentos industriales anteriormente mencionados, se realizan recomendaciones para el correcto funcionamiento, mantenimiento y cuidado que se debe tener con cada uno de los instrumentos, para ello se realizan en el laboratorio de pruebas de la empresa alimentando cada uno de los instrumentos observando su funcionamiento, como realizar la programación y calibración de cada uno de ellos, al igual se realiza explicación teórica de manejo de válvulas de seguridad y principales riesgos que se exponen en ambientes con atmosfera explosiva, elementos de protección que se debe utilizar para la instalación de estos instrumentos, herramienta mecánica, eléctrica y electrónica para instalarlos en el sitio.

Se realiza acompañamiento al personal técnico de SEI LTD a campo cira infantas de Ecopetrol S.A, para observar el proceso de instalación calibración y puesta en marcha de instrumentación asociada a manifold, explicación de cómo utilizar el comunicador de campo HARD 475, al igual la conexión de transmisores indicadores de presión (PIT), transmisores indicadores de flujo Vortex (FIT), indicadores de presión análogo y válvulas de seguridad.

Figura. 24 instrumentación instalada en campo SEI LTDA
Fuente: Autor

Con el acompañamiento que se realizó al personal de SEI LTDA, se comprueba cuantos canales son los necesarios para ser conectados en la instrumentación y al igual se genera una idea del número de canales que se utilizaran más adelante para conexionado de los Instrumentos al PLC. Además, se pudo verificar el correcto funcionamiento de los instrumentos de medida en campo tanto Indicadores de Presión análoga (PI), Transmisores Indicadores de Presión (PIT), Transmisores Indicadores de Flujo Vortex (FIT):

8.5 Primeros pasos sobre software utilizados por SEI LTDA en el proceso de automatización y control

El personal de ingeniería de la empresa SEI LTDA realiza introducción sobre software utilizados para calibración de la instrumentación en campo, manejo de computador de flujo siemens para realizar pruebas y calibración a los transmisores indicadores de flujo Vortex, configuración final de transmisores con la ayuda de comunicador de campo 475, según lo establecido por ECOPETROL S.A Y Occidental Andina de Colombia (OXY), conexionado en tablero principal y protecciones de instrumento a PLC.

Figura. 25 Área de ingeniería software, configuración campo
Fuente: http://www.seicolombia.com/

Se realiza un breve proceso de inducción sobre el software utilizados por SEI LTDA en el campo d la cira infantas en Barrancabermeja, este proceso se realiza en la estación N2 ubicada en el corregimiento del centro en las instalaciones de ECOPETROL S.A

8.6 Comunicación utilizados en campo de oil&gas

Se recibe capacitación de parte técnica de SEI LTDA sobre sistemas de comunicación utilizados en la actualidad y los que anteriormente se utilizaban, se explicó frecuencia, distancia, el número de repetidoras instaladas en el campo de la cira infantas al igual de adaptadores para radios de la empresa REDLINE, y breve explicación de la forma de programación manejo de las identificaciones personales de cada radio y como realizar su respectivo enlace a la repetidora más cercana para tener una buena comunicación con el centro de operaciones de ECOPTEROL S.A.

Figura. 26 sistemas de comunicación utilizados por SEI LTDA-ECOPETROL S.A-OXY
Fuente: http://www.seicolombia.com/

8.7 Utilización, configuración, software utilizado en los PLC de la marca Allen Bradley

Se realiza capacitación por parte del personal de ingeniería de SEI LTDA sobre los PLC Allen Bradley, principales sistemas de control que se pueden configurar a través de este software en el que se realiza la programación, conexionado módulos de comunicación a PLC, al igual configuraciones iniciales entre PLC- Radio de comunicaciones Red line, configuración y puesta en marcha de radio enlace con estación de monitoreo y control de ECOPETROL S.A

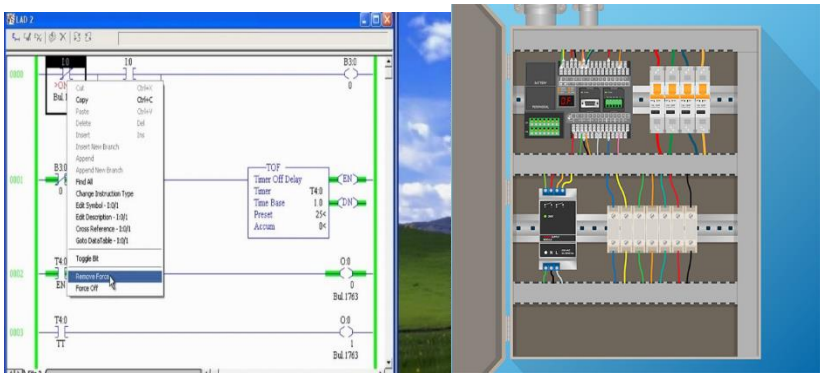


Figura. 27 Conexionado PLC Allen Bradley y explicación de software Micrologix
Fuente: autor /http://www.seicolombia.com/

8.8Listado de facilidades, estructura para Automatización, y parte eléctrica del proyecto

Mediante solicitud de orden de trabajo se realiza cotización y elementos necesarios de parte eléctrica para que sean suministrados por occidental de Colombia OXY y los elementos faltantes por ECOPETROL S.A, entre los principales cableados, tubería en acero, conectores, borneras, protecciones. Canaleta, bornes rieles, barrajes de tierra etc.

INS-FOR-173006	SISTEMA INTEGRADO DE GESTIÓN Amec Foster Wheeler Colombia S.A.S	wood. LA CIRA-INFANTAS
R.1	SOLICITUD DE ORDEN DE TRABAJO (SOT)	

Contratista	Contract/Agreement	Contrato/ OS/BPA	Tipo de SOT	OBRA
SERVICIOS ELECTRONICOS PARA LA INDUSTRIA SEI LTDA	4600001012	SA-LCI-0298	Consecutivo SOT	4600001012-010

Objeto Contractual	Servicios de Construcción de sistemas de Automatización y control		
Objeto Principal del Servicio	Soporte Arranque y Automatización pozo Inyector CIRA 4007 MF 99		
Alcance del trabajo	Instalación de facilidades y automatización de pozo Inyector CIRA 4007 MF 99		
ID (Pozo o Facilidad)	Pozo CIRA 4007 MF 99	Area del trabajo (Isla - Planta - Estación)	Pozo CIRA 4007 MF 99
Observaciones	El tiempo requerido por parte del personal de S.E.I. LTDA encargado de realizar este trabajo para la consecución de permisos o demás actividades necesarias para la realización del presente trabajo serán consideradas como actividades propias de la presente oferta.		

Fecha de Solicitud			Especialidad	Solicitante	WBS	WO
10	Abril	2019	Instrumentación	Coordinador de Instrumentación / Automation		

Figura. 28 Solicitud de orden de trabajo SEI LTDA-ECOPETROL S.A- OXY
Fuente: SEI LTDA

8.9 Realizar cableado de tablero de control según estándares utilizados por “Servicios electrónicos para la industria” (SEI LTDA)

Con la autorización por parte de ECOPETROL S.A Y OXY se procede a realizar el corte de tubería y llevar a sitio el cableado necesario para instalar el tablero, al igual se hace la verificación de voltajes en los trasformadores en el tablero, se realizan mediciones y se comprueba que esta los adecuados 220V corriente alterna AC y 110V AC corriente alterna, se procede a probar las fuentes suministradas por Ecopetrol S. A y se observar que el funcionamiento es el adecuado marcando un valor de 12V DC corriente directa y 24 DC corriente directo.

Posteriormente el personal técnico de SEI LTDA adecua facilidades eléctricas para el conexionado de transmisores Indicadores de presión PIT, transmisores indicadores de flujo (FIT), y adecuaciones mecánicas para instalación de válvulas de seguridad y indicadores de presión análogos (PI)

Figura. 29Conexionado trasmisores a tablero de control
Fuente: Autor

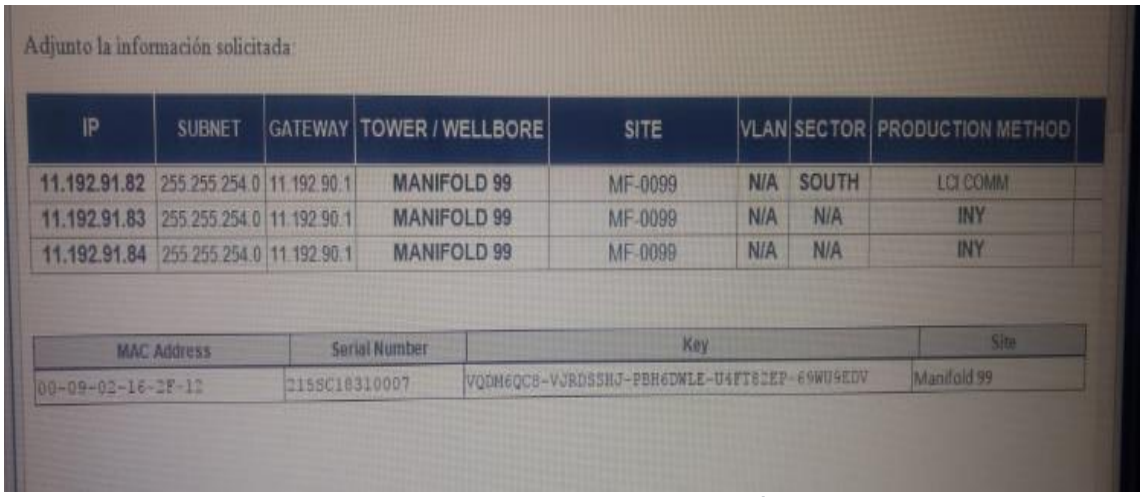
Luego se procede a realizar la instalación de los trasmisores indicadores de presión PIT, Y transmisores indicadores de flujo Vortex (FIT), e indicadores de presión análoga (PI) y partes Mecánicas de seguridad que necesita el manifold para su correcto funcionamiento

8.9.1 Conexionado de instrumentos y de tablero de control

Se realiza el conexionado de los transmisores se alimentan a 24 V DC y se realiza pruebas de funcionamiento, se verifican protecciones y se conectan posteriormente al tablero de control, se realiza una marquilla para identificarlos y diferenciarlos de otros instalados en otro manifold del campo de la cira infantas, se realizan mediciones de corriente y voltajes se verifica que el funcionamiento sea el adecuado, se rotula el instrumentos para evitar que intrusos se lo roben, se asigna el instrumento a una entrada del PLC Allen bradley.

Figura. 30 Conexionado de transmisores a tablero de control
Fuente: Autor

Posterior a este proceso se envía solicitud para pruebas de comunicación a occidental de Colombia (OXY) y a ECOPETROL S.A para que sea asignada la (IP), tanto del PLC, como del radio de comunicaciones. Para así poder dirigir las comunicaciones y el control del manifold a una de las estaciones más cercanas de ECOPETROL S.A.



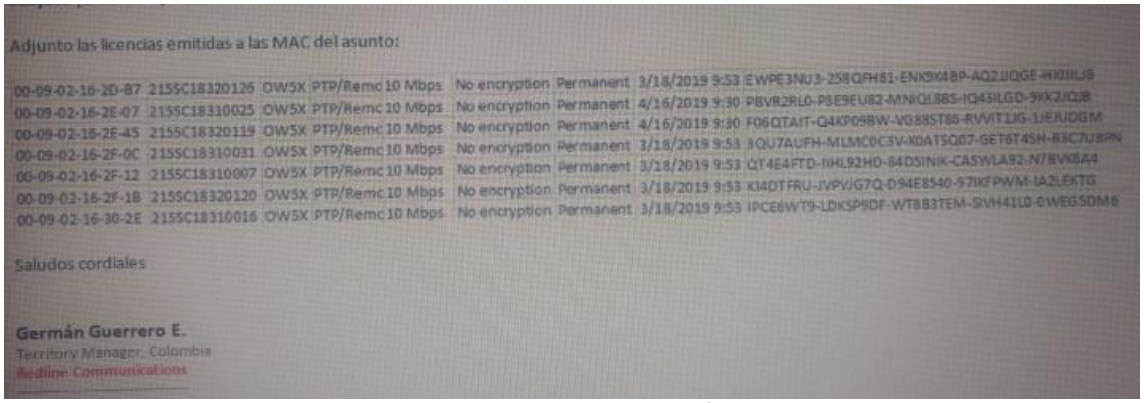
Adjunto la información solicitada:

IP	SUBNET	GATEWAY	TOWER / WELLBORE	SITE	VLAN	SECTOR	PRODUCTION METHOD
11.192.91.82	255.255.254.0	11.192.90.1	MANIFOLD 99	MF-0099	N/A	SOUTH	LCI COMM
11.192.91.83	255.255.254.0	11.192.90.1	MANIFOLD 99	MF-0099	N/A	N/A	INY
11.192.91.84	255.255.254.0	11.192.90.1	MANIFOLD 99	MF-0099	N/A	N/A	INY

MAC Address	Serial Number	Key	Site
00-09-02-16-2F-12	2155C18310007	VQDM6QC8-VJRDSSHJ-PBH6DWLE-U4FT82EP-69WU9EDV	Manifold 99

Figura. 31 direcciones IP configuración
Fuente: Autor

Luego se recibe por parte de ECOPETROL S.A Y OXY las direcciones (IP), tanto para el Controlador Lógico Programable (PLC) como para el radio Redline y al igual al punto para direccionarlo a la repetidora más cercana a una de las estaciones de monitoreo de Ecopetrol S.A. como se observa en la figura 31,32.



Adjunto las licencias emitidas a las MAC del asunto:

00-09-02-16-2D-87	2155C18320126	OW5X	PTP/Remc	10 Mbps	No encryption	Permanent	3/18/2019 9:53	EWPE3NU3-258QFH81-ENK9K4BP-AQ2JJDGE-HKIIILJ6
00-09-02-16-2E-07	2155C18310025	OW5X	PTP/Remc	10 Mbps	No encryption	Permanent	4/16/2019 9:30	PBVR2RL0-P3E9EU82-MNIQL8BS-IQ43ILGD-9KK2JQJB
00-09-02-16-2E-45	2155C18320119	OW5X	PTP/Remc	10 Mbps	No encryption	Permanent	4/16/2019 9:30	F06QTAIT-Q4KP09BW-VG88ST86-RVVIT1JG-1JEJUDGM
00-09-02-16-2F-0C	2155C18310031	OW5X	PTP/Remc	10 Mbps	No encryption	Permanent	3/18/2019 9:53	3QU7AUFH-MLMC0C3V-K0ATSQ07-GET6T45H-B3C7U8PN
00-09-02-16-2F-12	2155C18310007	OW5X	PTP/Remc	10 Mbps	No encryption	Permanent	3/18/2019 9:53	QT4E4FTD-IIHL92HD-64D5INIK-CA5WLA92-N7BVK6A4
00-09-02-16-2F-1B	2155C18320120	OW5X	PTP/Remc	10 Mbps	No encryption	Permanent	3/18/2019 9:53	KI4DTFRU-JVPVJG7Q-D94E8540-97IKFPWM-IA2LEKTG
00-09-02-16-30-2E	2155C18310016	OW5X	PTP/Remc	10 Mbps	No encryption	Permanent	3/18/2019 9:53	IPCE6WT9-LDKSP9DF-WT883TEM-SIVH41L0-0WEGSDM6

Saludos cordiales

Germán Guerrero E.
Territory Manager, Colombia
Redline Communications

Figura. 32 Direcciones IP configuración REDLINE
Fuente: Autor

8.10 Configuración de transmisores (PIT, FIT) Y PLC Allen Bradley

Según las especificaciones dadas por parte de ingeniería de ECOPETROL S.A al personal de SEI LTDA se asignan valores de presiones de 3000 PSI para los transmisores indicadores de presión (PIT) y el valor de 0 a 8000 Barriles de petróleo para los indicadores de flujo Vortex (FIT), al igual que el mismo valor De presión para la instalación de indicadores de presión análoga (PI) de 3000 PSI.

Se procede a calibrar los transmisores con la información anteriormente obtenida con el comunicador de campo HARD, se calibran ya que por defecto los transmisores indicadores de presión de fábrica vienen con valores de 0 a 6000 PSI, los transmisores de flujo de 0- 10000 Barriles de petróleo (BBL), se establecen los valores en el trasmisor se realizan pruebas de Aceptación de fábrica para verificar su correcto funcionamiento. Se programan los trasmisores con el TAG o identificación personal proporcionada por ingeniería de ECOPETROL S.A.

Figura. 33 Configuración transmisores FIT, PIT
Fuente: Autor

8.11 Pruebas de comunicaciones radio Redline PLC Allen Bradley

Con la información obtenida por parte de ingeniería de control e instrumentación, se procede a programar el número de identificación (IP) en el PLC Allen Bradley, al igual que se empiezan a realizar pruebas de comunicación y radioenlace con la repetidora asignada en este caso la de OXY 4 sur.

Según la información brindada por ingeniería se configura un sistema basado en tecnología Virtual Fiber™ de Redline, este es un sistema que utiliza una tecnología avanzada con el cual se pude brindar acceso o transporte multipunto de manera rápido.

Este tipo de sistema multiplexación por división de frecuencias ortogonales (OFDM), que consiste en la multiplexación de un conjunto de ondas portadoras de diferentes frecuencias, donde cada una transporta información, la cual es modulada con modulación de amplitud en cuadratura (QAM) o por modulación por desplazamiento de fase (PSK), que está en tipo de modulación digital angular en donde la amplitud de la portadora se mantiene constante, en donde la señal digital es binaria, por lo que se tiene dos fases de salida para una sola frecuencia portadora.

Para realizar estas pruebas se cuenta con un radio de comunicación REDLINE RDL - 3000 XP Familia de Sistemas Inalámbricos

El RDL-3000 XP es la Radio Definida por Software (SDR) de 5ta generación de Redline basada en una arquitectura FPGA. El RDL-3000 XP es un conmutador inalámbrico Capa-2 de alto rendimiento y alta velocidad PMP / PTP con VLAN, El tráfico de datos y gestión es Ethernet IEEE 802.3.

Este tipo de tecnología utiliza características muy importantes como lo son:

- Radio definida por software, protocolo inalámbrico optimizado y fabricada por Redline.
- Alta capacidad: entrega de hasta 330 Mbps de datos de usuario reales por aire.
- Largo alcance: transporte de voz, video y datos a distancias de más de 80 Km.
- Baja latencia: la latencia de milisegundos garantiza los servicios más sensibles al tiempo en amplias áreas.

- Operar en las frecuencias de Bandas libre y Licenciadas 470-698MHZ, 2-2.3GHZ, 2.3-2.4GHZ, 3.3-3.8GHZ y 4.9-5.9GHZ. Puede ser utilizado en los modos PTP o PMP.
- Eficiencia de espectro para transmisión, admite tamaños de canal que van desde 20 MHz a menos de 1 MHz.
- Virtual Fiber se basa en una topología de red de Capa 2 para permitir diferentes servicios a través de la red inalámbrica.
- Confiabilidad y robustez: funcionan sin supervisión en entornos hostiles durante años, a temperaturas que van desde -40 a +75 ° C, y en condiciones difíciles IP67 y la capacidad de operar en zonas peligrosas.
- Seguridad: el algoritmo de firma digital de curva elíptica (ECDSA) y la certificación FIPS 140-2 son seguros para uso militar.
- La tecnología Virtual Fiber ™ están soportado en los modelosRDL-3000 XP y RDL-3100XG.

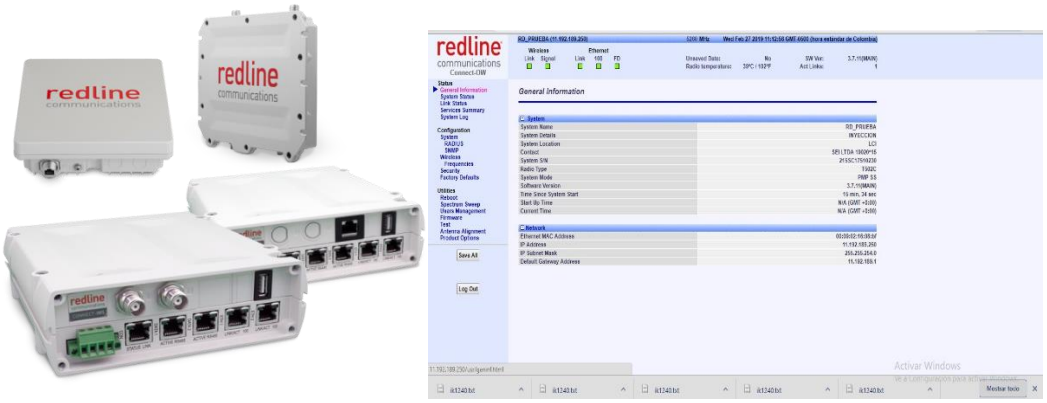


Figura. 34 Configuración radio REDLINE
Fuente: Autor

8.12 Pruebas de funcionamiento PLC instrumentación y comunicaciones

Se Realizó las respectivas pruebas bajo el protocolo inalámbrico Software (SDR) de 5ta generación de Redline basada en una arquitectura FPGA. El RDL-3000 XP es un conmutador inalámbrico Capa-2 de alto rendimiento y alta velocidad PMP / PTP con VLAN, El tráfico de datos y gestión es Ethernet IEEE 802.3, con el Radio REDLINE se verifico que había conexión con la repetidora de OXY4 SUR, se verifica conectividad y se cargan configuraciones a PLC.

Se realizan pruebas (OSAT), o prueba de aceptación en campo con los instrumentos conectados al PLC, se configura identificación personal del instrumento en el PLC, se realizan simulaciones de funcionamiento del manifold, se verifican cableado protecciones junto con el personal de ECOPETROL S.A y OXY

Se verifica que el valor obtenido en el software Rxlogix 5000, los trasmisores (FIT), (PIT) corresponda y estén calibrados correctamente.

Se establecen las respectivas alarmas o fallas por (HH) alto alto, (H) Alto, Bajo, estas se dan en las circunstancias que la presión supere más de 3000 (PSI), se activan las alarmas tanto en el monitor del operador, como en el display lcd de cada uno de los

trasmisores, la de activación por bajo cuando sea menor a 800 psi BAJO (LL), bajo (L) de presión y flujo respectivamente.

Se realizan pruebas de campo (OSAT) para comprobar funcionamiento de alarmas y protecciones, se carga el programa en el software Rxlogix 5000 y se procede a marcar y sellar los Transmisores Indicadores de Presión (PIT), y Transmisores Indicadores de Flujo Vortex (FIT), dar cumplimiento con los indicadores de pruebas de sitio por parte d Ecopetrol S.A.

El tipo de prueba que se realizó junto al personal de Ecopetrol S.A y OXY fueron denominadas pruebas de aceptación en fabrica (FAT), el propósito de estas pruebas es verificar que el sistema esté funcionando correctamente en campo, de acuerdo con las especificaciones previamente establecidas entre SEI LTDA Y ECOPETROL S.A, estas pruebas se realizan revisando cada uno de los instrumentos instalados y previamente calibrados en campo.

En este tipo de pruebas de aceptación de fábrica (FAT), tanto el software como hardware de los equipos son revisados minuciosamente de acuerdo con una lista de chequeo establecidos por SEI LTDA y parámetros de funcionalidad establecida por ECOPETROL S.A. luego se entrega el sistema funcional al personal encargado de instrumentación de OXY se recibe formato de conformidad por parte de ECOPETROL S.A, OXY, SEI LTDA. Se observa resultado de pruebas en figura 35.

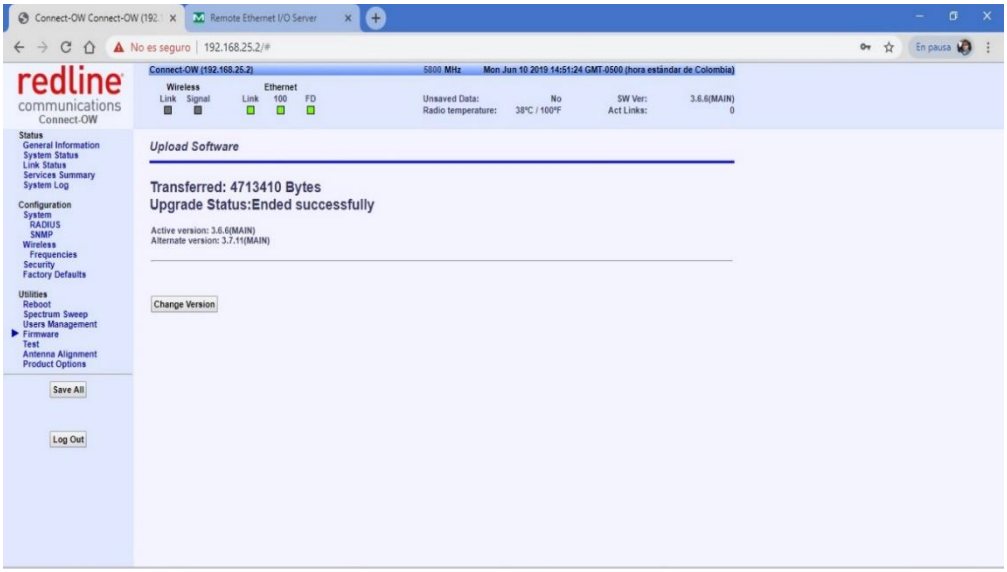


Figura. 35 Comprobación de link sistema comunicaciones
Fuente: autor

Se realiza la configuración inicial en el software Rxlogix 5000, se asigna la dirección IP suministrada por ECOPETROL S.A a SEI LTDA, se configuran valores iniciales hora fecha del programa. Se verifica con pruebas de comunicación inalámbricas por medio del radio REDLINE, se realizan pruebas por medio de protocolo de ping en el cual es un comando o herramienta de diagnóstico con el cual podemos hacer una verificación del estado de la conexión host local, y así comprobar la comunicación con las estaciones de OXY.

Luego pasamos a las pruebas de aceptación en campo (OSAT) para los sistemas de comunicación Redline, en donde se verifica junto al personal encargado por

ECOPETROL S.A, que el radio de comunicación y la estación de control estén enlazados y se comprueba el link de comunicación como se muestra en la figura 36.

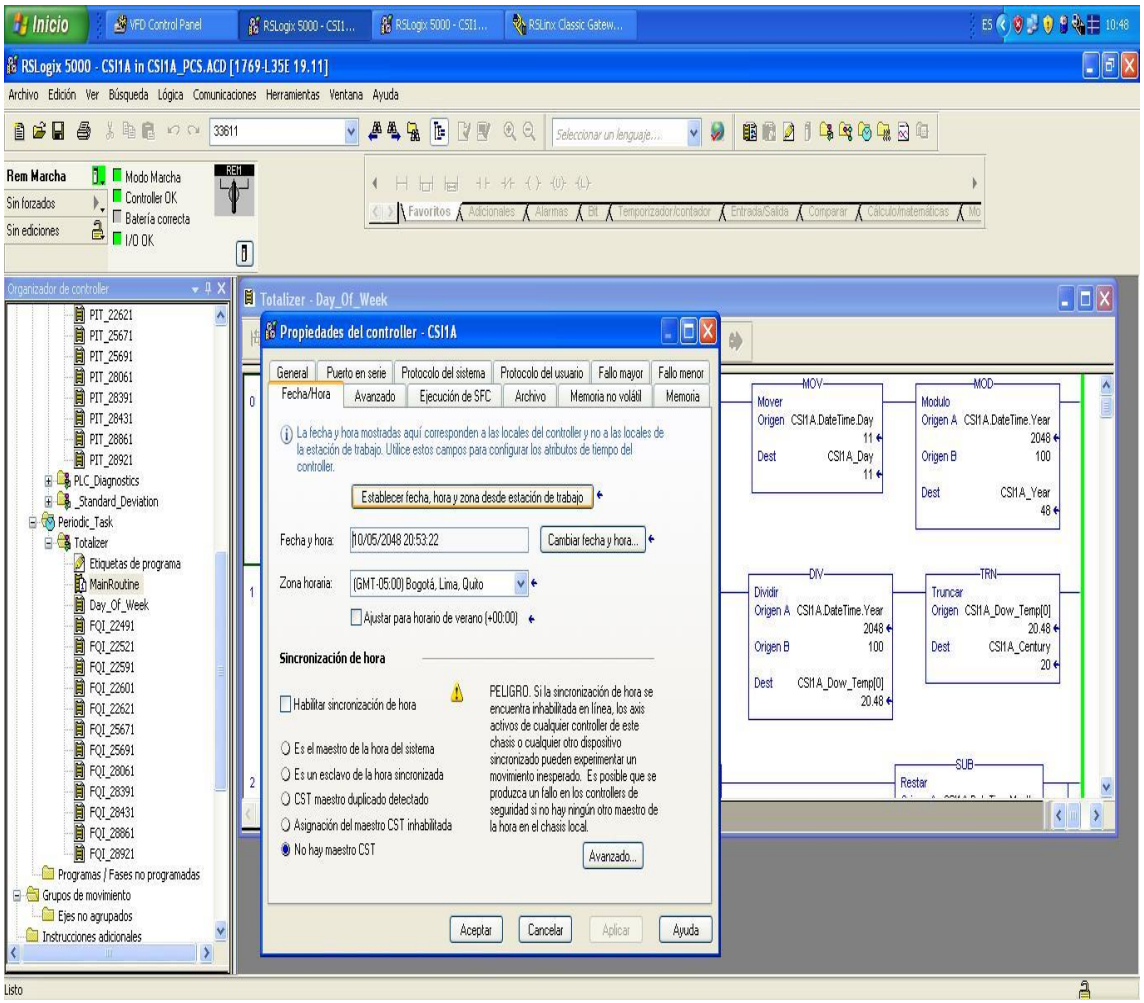


Figura. 36 Configuración software Rxlogix PLC
Fuente: SEI LTDA

8.13 Asignación de canales para comunicación entre instrumentos y PLC, se configura el código en el software para comprobar su funcionamiento.

Se realiza la creación de variables para la programación en el software Rxlogix 5000 de Allen Bradley, se crean las principales variables para la comunicación entre PLC y transmisores.

Se crean variables de valor REAL para la asignación de Tags o identificación personal de los instrumentos en campo Transmisor Indicador de Presión (PIT), Transmisor Indicador de Flujo Vortex (FIT).

Luego se realiza pruebas de alarmas, bajó el protocolo inalámbrico de Redline, se realizan pruebas de forma remota y se revisa que cada uno de los transmisores tanto de flujo como presión, se comprueba que el funcionamiento en el manifold sea el adecuado y la indicación en campo la correcta.

Esta verificación se realiza bajo el protocolo A&E (Alarmas y eventos), donde permite la recepción de eventos y notificaciones de las alarmas configuradas previamente en el controlador lógico programable (PLC), con esto se permite informar a ECOPETROLS.A y OXY sobre la ocurrencia de algún evento en tiempo real, con esto ECOPETROL S.A puede estar informado sobre el cambio de alguna condición en el proceso, en cada transmisor se instalaron y programaron 4 alarmas las cuales son : para niveles muy bajo de flujo, en el caso De los Trasmisores de Flujo Vortex (FIT), (LL), Niveles bajo (L), niveles alto(H), y niveles muy altos (HH), igualmente en los trasmisores de presión (PIT) ; (LL) Presión muy baja (L) presión baja, presión alta (H), y presiones muy altos (HH), se puede observar la configuración en el software en la figura 37.

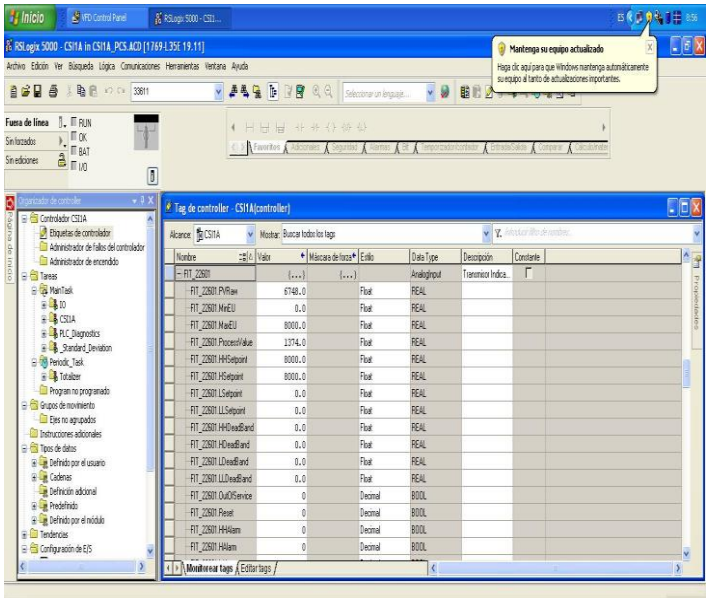


Figura. 37 pruebas de alarmas en software Rxlogix
Fuente: SEI LTDA

Este reconocimiento es también posible a través de la interfaz OPC-A&E. Por tanto, OPC-A&E que permite transmitir alarmas y eventos de proceso. Para recibir notificaciones, ECOPETROLS.A se conecta al servidor OPC-A&E, se subscribe a las notificaciones, y entonces recibe todas las notificaciones lanzadas por el servidor. Para limitar el número de notificaciones.

ECOPETROL S.A se conecta a través de OPC, en el primer paso, creando un objeto OPCEventServer en el servidor OPC-A&E, y en el segundo paso, generando un OPCEventSubscription que es utilizado para recibir los mensajes de eventos.

Los filtros para los mensajes de eventos pueden ser configurados de manera separada para cada Transmisor en donde se puede configurar la información a visualizada en la pantalla del servidor principal, en donde se pueden priorizar la cantidad de eventos origen y tipo de evento.

8.14 Configuración de interfaz humano maquina (HMI) para sistema de medición y monitoreo de manifold

Se recibe confirmación de pruebas de aceptación en campo por parte de ECOPETROL S.A hardware y software son minuciosamente revisados de acuerdo a una lista de verificación de parámetros de funcionalidad, rendimiento y calidad, se recibe

información sobre configuración de OPC para la creación del sistema de monitoreo en la estación central de Ecopetrol, se recibe archivo Excel con las configuraciones y exigencias de seguridad por parte de Ecopetrol S.A.

Se realiza la programación de la OPC, se crean pantallas para el monitoreo en el software scheduleWorX32 de iconics, es un paquete de software HMI (interfaz hombre-máquina) para control de procesos. Este software es compatible OPC con tecnologías ActiveX y OLE Automation ayuda a crear gráficos animados. GraphWorX32 puede conectar fácilmente con todas las aplicaciones Iconics, así como con software e interfaces.

Se crean las respectivas variables para los transmisores tanto de flujo como de presión, se verifica funcionamiento en el software y en el manifold, se realizan ajustes a cero de instrumentos y se comprueba con personal de OXY en campo funcionamiento.

Luego el personal de OXY se realiza las pruebas de aceptación en campo (FAT), verificando que se cumplas las condiciones establecidas en la lista de chequeo al igual que los instrumentos funcionen correctamente tanto en hardware como software, con estas pruebas queda validado el comportamiento dinámico de del sistema a prueba, empleando los equipos y elementos de campo bajo condiciones de proceso, este proceso también integra la puesta a punto de cada uno de los lazos de control que integran a los sistema bajo prueba, configuraciones finales de rango de los instrumentos, alarmas y demás sistemas involucrados en la estrategia de control así como el ajuste final del procedimiento o modificación del cliente según lo establecido por ECOPETROLS.A.

Figura. 38 Comprobación final pruebas de funcionamiento sistema entre software y campo
Fuente: Autor-SEI LTDA

Se realiza Pruebas de aceptación en sitio (OSAT), que consiste una serie de pruebas en campo que demuestre el correcto funcionamiento del sistema de control y seguridad para la entrega final al cliente, con esta pruebas se valida el comportamiento dinámico

del sistema a prueba correspondiente de manifold se verifica que se activen alarmas tanto en el instrumento como en el software de control del PLC Rxlogix 5000, se verifica el correcto funcionamiento de las protecciones eléctrica en el tablero de control y visualización en el software. Figura 40.

Estas pruebas de aceptación en sitio (OSAT), estas pruebas son las ultimas antes de la entrega final al cliente, por lo que como su nombre lo indica tienen que ser realizadas en campo o en el sitio donde está instalado el sistema para indicar que se cumplas las normas establecidas en el contrato y en las cláusulas de causa y efecto, así como en la filosofía de operación impuesta por ECOPETROL S.A.

Luego de la verificación se crean los valores de alarmas en el scheduleWorX32 de iconics y se verifican en campo que funcionen correctamente atreves de protocolo de pruebas (OSAT). En donde se hace necesario comprobar el correcto funcionamiento tanto en campo como en la estación central de ECOPETROL S.A, verificar cada una de las señales integradas, se verifica cada una de las funciones instrumentadas de seguridad.

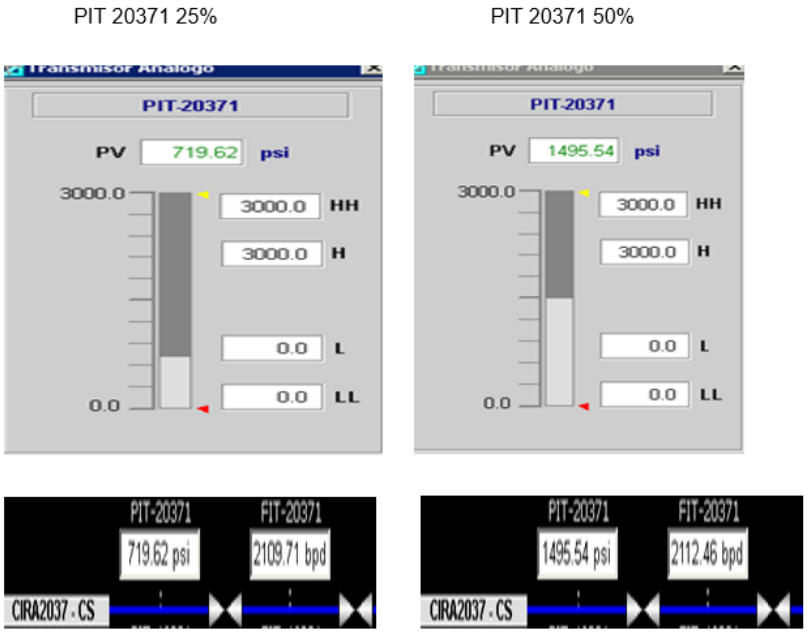


Figura. 39 comprobación en HMI de valores de presión en el Manifold
Fuente: Ecopetrol S.A-SEI LTDA

En la figura 41, 42, 43,44Se realiza las pruebas (OSAT) deverificación tanto en campo con en el software que correspondas los valores exactos de presión, se hacen pruebas al 25%, 50%,75% y 100%, siendo 0% el valor de 0(PSI), 25% 750 (PSI) ,50% 1500 (PSI), 100% 3000 psi

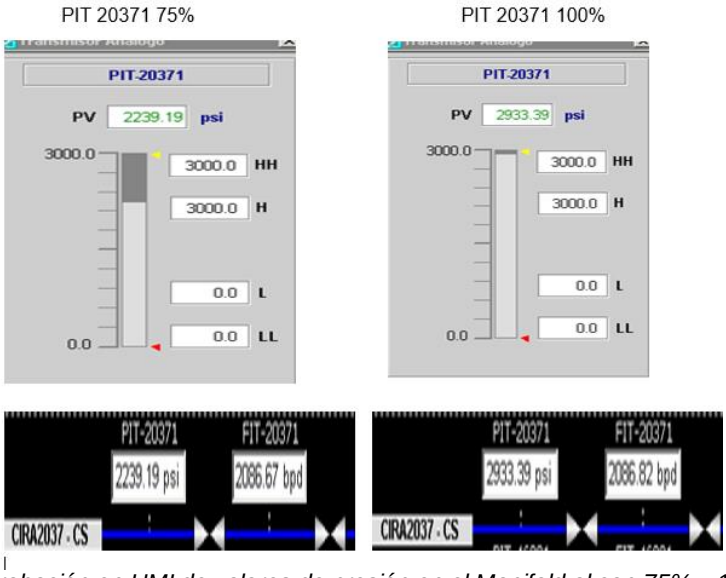


Figura. 40 comprobación en HMI de valores de presión en el Manifold al con 75% y 100% (2250PSI, 3000PSI)
Fuente: Ecopetrol S.A-SEI LTDA

Me diante la pruebas de aceptacion en el terreno (FAT) se realiza la inspeccion final, la comprobacion de las alarmas en cada uno de los transmisores indicadores de presion.(PIT) en el sofwared como se indica en la figura 41,42,43

Figura. 41 comprobaciones en HMI de valores de presión y alarmas
Fuente SEI LTDA

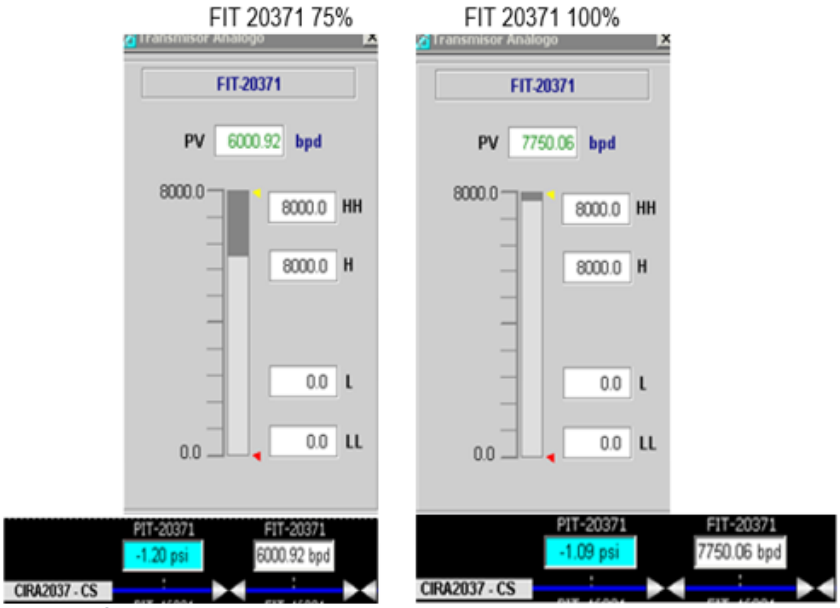


Figura. 42 comprobación en HMI de valores de Flujo en el Manifold al con 100% 8000 barriles de petróleo y 75% 6000 barriles de petróleo

Fuente SEI LTDA

Figura. 43 Comprobación de alarmas manifold de flujo.

Fuente: Autor-SEI LTDA

Se realiza pantalla principal de monitoreo en la estación central el monitoreo final de manifold como se observa en la figura 43, se coloca en servicio por parte de ingeniería de ECOPETROL S.A Y OXY, se verifica que se hayan cumplido las pruebas respectivas tantas pruebas de aceptación en fabrica (FAT), pruebas de aceptación en sitio (OSAT), pruebas de aceptación en terreno (SAT).

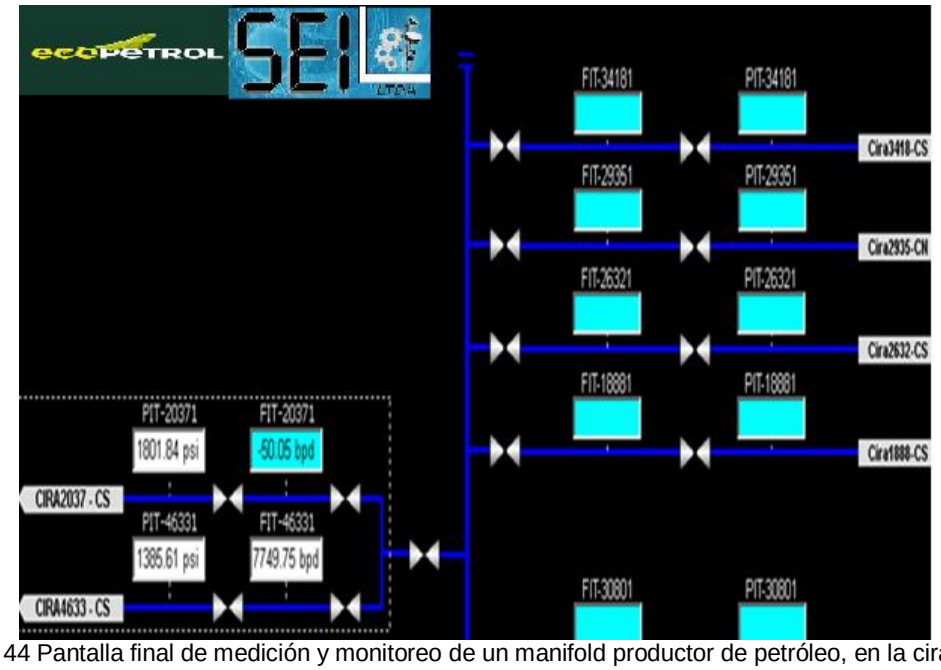


Figura. 44 Pantalla final de medición y monitoreo de un manifold productor de petróleo, en la cira infanta en Barrancabermeja
Fuente: Autor, SEI LTDA, ECOPETROL S.A

Se realiza la entrega a conformidad de Ecopetrol S. A se entrega pruebas necesarias e información que solicito OXY para su aprobación, se entrega documentación requerida sobre las pruebas de aceptación de fábrica (FAT), pruebas de aceptación en sitio (OSAT),pruebas de aceptación en campo (SAT), al igual que cumpla con los requerimientos de calidad y seguridad establecidos por ECOPETROL S.A, cumpliendo las normas ISO9001, ISO 14001, OSHAS 18001.

9. Conclusiones:

- Con la implementación del proyecto del sistema de medición y monitoreo se puede tener un control constante de la cantidad de petróleo diaria que se está produciendo en el sitio, gracias a un informe detallado del manifold y se puede establecer en tiempo real si está en servicio o no.

- El sistema de medición y monitoreo es la mejor opción en la industria de OIL&GAS ya que se puede tener controlados de forma remota mediante radio enlaces los diferentes Manifolds que se encuentran trabajando en el campo petrolero, esto se realiza gracias a los diferentes instrumentos de comunicación REDLINE que se utilizan para grandes distancias sin importar el estado del clima ni el lugar de instalación, esto gracias que existe en la actualidad se pueden realizar radioenlaces de gran eficiencia, con frecuencias que van desde los 20 MHZ hasta menos de 1 MHZ

- El sistema de medición y monitoreo cuenta con la instrumentación de la mejor calidad cumpliendo las normas estándares establecidas por Ecopetrol S.A, siendo posible instalarlos y opéralos en zonas de difícil acceso, al igual se puede tener plena confiabilidad ya que supero las pruebas establecidas en las normas de calidad y robustez que establece el departamento de control de calidad de Occidental de Colombia (OXY)

- Este sistema de medición y monitoreo es de gran confiablidad ya que superó tanto las pruebas de ingeniería de aceptación de fábrica (FAT), pruebas de ingeniería OSAT con esto se puede garantizar que el proyecto funcionara correctamente en el campo de la cira infantas Barrancabermeja, al igual pasan los chequeos tanto de software y de hardware aplicados por control De calidad de Ecopetrol S.A.

- El sistema de Medición u monitoreo puede ser implementado tanto en la industria de OIL&GAS como en otras empresas de acueductos o que manejen las variables de flujo y presión, teniendo en cuenta los estándares de calidad y cumpliendo las normas de operatividad establecidas por cada entidad.

- Para el funcionamiento del sistema de medición y monitoreo es necesario cumplir con las normas establecidas en el instituto americano de petróleo, al igual que tener en cuenta la atmosferas explosivas que se puedan presentar.

10. Bibliografía.

- A. R. Hambley. (2001). *Electrónica.* Tunja Campus 621.381 H15 2A.ED. Obtenido de http://crai-ustadigital.usantotomas.edu.co/login?url=https://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=cat06937a&AN=tom.000028017&lang=es&site=eds-live.
- al, F. C. (s.f.). *Technology venture looks to prevent flow assurance issues in Mexico's deepwater," Offshore* (Vol. 76). Obtenido de http://crai-ustadigital.usantotomas.edu.co/login?url=https://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=bth&AN=116803134&lang=es&site=eds-live.
- Anderson, G. D. (2915). *PLC Programming using RSLogix 500: Basic Concepts of Ladder Logic Programming Volume 1 Editorial: CreateSpace Independent Publishing Platform.*
- Anonymous. (2017). *Company News," Offshore* (Vol. 77). Obtenido de http://crai-ustadigital.usantotomas.edu.co/login?url=https://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=bth&AN=124566856&lang=es&site=eds-live.
- Anonymous. (2018). *Fuel Handling Equipment Directory," Fuel Oil News.* Obtenido de http://crai-ustadigital.usantotomas.edu.co/login?url=https://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=edsgbe&AN=edsgcl.559211581&lang=es&site=eds-live.
- Anonymous. (2019). *Bar's Leaks Introduces Professional-Strength Hydraulic Seal," Rock Products.* Obtenido de http://crai-ustadigital.usantotomas.edu.co/login?url=https://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=a9h&AN=135069265&lang=es&site=eds-live.
- Anonymous. (2019). *Petrobras Sells Pipeline Unit to Engie for $8.6 Billion," Pipeline & Gas Journal* (Vol. 246). Obtenido de http://crai-ustadigital.usantotomas.edu.co/login?url=https://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=bth&AN=136591047&lang=es&site=eds-live.
- Anonymous. (2019). *Thunder Creek Diesel Hauling Platform Now for Medium-Duty Truck Bodies," Rock Products* (Vol. 120). Obtenido de http://crai-ustadigital.usantotomas.edu.co/login?url=https://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=a9h&AN=135069264&lang=es&site=eds-live.
- Beckman, J. (2018). *Global E&P," Offshore.* Obtenido de http://crai-ustadigital.usantotomas.edu.co/login?url=https://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=bth&AN=130474463&lang=es&site=eds-live.
- Bolton, W. (1996). *Instrumentación Y Control Industrial.* Tunja Campus 621.3810287 B54. Obtenido de http://crai-ustadigital.usantotomas.edu.co/login?url=https://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=cat06937a&AN=tom.000028048&lang=es&site=eds-live.
- Constain, A., & Álzate, E. (2013). *Metodología Básica de Instrumentación Industrial y Electrónica.* Bogota: Universidad De La Salle.

- Creus, A., & SoléMarcombo. (2009). *Instrumentos Industriales, su Ajuste y Calibración.* Barcelona;España: MARCOMBO, S.A.
- Fitzpatrick, R. (2018). *Controlled viscosity injection molding: Limitations of the conventional injection molding process.* Obtenido de http://crai-ustadigital.usantotomas.edu.co/login?url=https://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=edsgbe&AN=edsgcl.570046619&lang=es&site=eds-live.
- Garcia Moreno, E. (2001). *Automatización de procesos industriales.* Mexico: Alfaomega.
- García, M. Á. (2012). *Instrumentación Electrónica: 230 Problemas Resueltos.* (1 ed.). Obtenido de http://crai-ustadigital.usantotomas.edu.co/login?url=https://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=cat06937a&AN=tom.000158550&lang=es&site=eds-live.
- García, M. Á. (2014). *Instrumentación Electrónica, 230 Problemas Resueltos* (Vol. 2). Tunja Campus 621.381 P94in. Obtenido de http://crai-ustadigital.usantotomas.edu.co/login?url=https://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=cat06937a&AN=tom.000158550&lang=es&site=eds-live.
- JORDAN, R. (2016). *Mergers/acquisitions/business.* Obtenido de http://crai-ustadigital.usantotomas.edu.co/login?url=https://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=bth&AN=113269037&lang=es&site=eds-live.
- JORDAN, R. (2016). *Mergers/acquisitions/business," World Oil.* Obtenido de http://crai-ustadigital.usantotomas.edu.co/login?url=https://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=bth&AN=113269037&lang=es&site=eds-live.
- JORDAN, R. (2017). *Mergers/acquisitions/business," World Oil* (Vol. 238). Obtenido de http://crai-ustadigital.usantotomas.edu.co/login?url=https://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=bth&AN=113269037&lang=es&site=eds-live
- Martínez, H., Domingo, J., & Duran, J. G. (2009). *Automatismos Eléctricos E Industriales.* Altamar.
- Martínez, L., Guerrero, V., & Yuste, R. (2009). *Comunicaciones Industriales.* Alfaomega.
- Mileaf, H. (s.f.). *Electrónica*. Obtenido de 1993: http://crai-ustadigital.usantotomas.edu.co/login?url=https://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=cat06937a&AN=tom.000029246&lang=es&site=eds-live.
- Ogata, K. (2010). *Ingeniería de Control Moderna* (Vol. 5). Madrid –España: Pearson Educación.
- Paganie, D. (2015). *A standard approach to deepwater development," Offshore* (Vol. 75). Obtenido de http://crai-ustadigital.usantotomas.edu.co/login?url=https://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=bth&AN=109051992&lang=es&site=eds-live.
- Perez Adrover, E. (2012). *Introduction to PLCs: A beginner's guide to Programmable Logic Controllers.* Amazon Global.
- Rodríguez Penin, A. (2012). *Sistemas Scada* (Vol. 3). MARCOMBO, S.A.

- sancristobal, M. C. (2012). *Comunicaciones Industriales: Principios Básicos.* Madrid: Altamar.
- Stevens, A. (2018). *Keeping Up with the Times: Mechanical Grooved Couplings Still Deliver," Pipeline & Gas Journal.* Obtenido de http://crai-ustadigital.usantotomas.edu.co/login?url=https://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=edsgbe&AN=edsgcl.563683520&lang=es&site=eds-live.
- STUMP, J. (2018). *Subsea Systems," Offshore* (Vol. 78). Obtenido de http://crai-ustadigital.usantotomas.edu.co/login?url=https://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=bth&AN=133016680&lang=es&site=eds-live.
- STUMP, J. (2019). *Offshore E&P activities heat up across Latin America: Guyana, Brazil leading the way* (Vol. 79). Obtenido de http://crai-ustadigital.usantotomas.edu.co/login?url=https://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=bth&AN=135873072&lang=es&site=eds-live.

11. Infografía

- *:https://www.emerson.com/es-mx/automation/measurement-instrumentation/flow-measurement/about-vortex*. (s.f.).
- Alfredo Constain, E. Á. ((2013)). *Metodología Básica de Instrumentación Industrial y Electrónica.* Bogota, colombia: Universidad De La Salle.
- *http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen1/ciencia2/39/html/sec_8.html*. (s.f.).
- *http://proyectonacionalgrupocuatromiti.blogspot.com/2016/07/unidad-ii-la-soberania-y-la-explotacion_42.html*. (s.f.).
- http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=95&edi=36&xit=el-protocolo-hart. (s.f.).
- *https://www.ecured.cu/Instrumentaci%C3%B3n_industrial*. (s.f.). Obtenido de https://www.ecured.cu/Instrumentaci%C3%B3n_industrial.
- https://www.emerson.com/es-mx/automation/measurement-instrumentation/flow-measurement/about-vortex, :. (s.f.).
- *https://www.ingmecafenix.com/electricidad-industrial/instrumentacion-conceptos-basicos/*. (s.f.).

12 Anexos

- hoja de datos indicador de presión análoga
- hoja de datos Plc _Micrologix1500
- hoja de datos seguridad transmisor Vortex
- hoja de datos transmisor Vortex Caudalímetro
- hoja de datos_ POE _Redline-DS-RDL-3000-XP-Edge
- hoja de datos_redline_rdl3000_datasheet
- Hoja técnica transmisor indicador de presión Rosemount