


	<b>GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS</b>						  
	<b>CARTA DE AUTORIZACIÓN</b>						
<b>CÓDIGO</b>	<b>AP-BIB-FO-06</b>	<b>VERSIÓN</b>	<b>1</b>	<b>VIGENCIA</b>	<b>2014</b>	<b>PÁGINA</b>	<b>1 de 1</b>

Neiva, Julio 27 de 2016

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El suscrito:

WILBER LEONARDO LOPEZ POLANIA, con C.C. No.1075215636, autor del trabajo de grado titulado IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE MEDICIÓN DIGITAL DE LAS VARIABLES PRINCIPALES DE FUNCIONAMIENTO Y PRODUCCIÓN, EN UN SEPARADOR TRIFÁSICO PARA EL CÁLCULO DE FLUJOS NETOS, Y PRODUCCIÓN DIARIA, presentado y aprobado en el año 2016 como requisito para optar al título de INGENIERO ELECTRONICO; autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.





- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.

- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, “Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores”, los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: 

	<b>GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS</b>					  	
	<b>DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO</b>						
<b>CÓDIGO</b>	<b>AP-BIB-FO-07</b>	<b>VERSIÓN</b>	<b>1</b>	<b>VIGENCIA</b>	<b>2014</b>	<b>PÁGINA</b>	<b>1 de 3</b>

Implementación de un sistema de medición digital de las variables principales de funcionamiento y producción, en un separador trifásico para el cálculo de flujos netos, y producción diaria.

**AUTOR**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
LOPEZ POLANIA	WILBER LEONARDO

**DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
SOTO OTALORA	AGUSTIN

**ASESOR (ES):**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
N/A	N/A

**PARA OPTAR AL TÍTULO DE: INGENIERO ELECTRONICO**





**FACULTAD: INGENIERIA**

**PROGRAMA O POSGRADO: INGENIERIA ELECTRONICA**

**CIUDAD: NEIVA**

**AÑO DE PRESENTACIÓN: 2016**

**NÚMERO DE PÁGINAS: 78**

	<b>GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS</b>						  
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
<b>CÓDIGO</b>	<b>AP-BIB-FO-07</b>	<b>VERSIÓN</b>	<b>1</b>	<b>VIGENCIA</b>	<b>2014</b>	<b>PÁGINA</b>	<b>2 de 3</b>

**TIPO DE ILUSTRACIONES** (Marcar con una X):

Diagramas  Fotografías  Grabaciones en discos \_\_\_ Ilustraciones en general  Grabados \_\_\_ Láminas \_\_\_  
 Litografías \_\_\_ Mapas \_\_\_ Música impresa \_\_\_ Planos \_\_\_ Retratos \_\_\_ Sin ilustraciones \_\_\_ Tablas o Cuadros

**SOFTWARE** requerido y/o especializado para la lectura del documento:

N/A

**MATERIAL ANEXO:**

N/A

**PREMIO O DISTINCIÓN** (En caso de ser LAUREADAS o Meritoria):

N/A

**PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:**

Español





Inglés

- |                             |                           |
|-----------------------------|---------------------------|
| 1. adquisición de datos     | data acquisition          |
| 2. pruebas de pozo          | well testing              |
| 3. pozo en superficie       | well surface              |
| 4. optimización de procesos | optimization of processes |
| 5. mejoramiento de procesos | process Improvement       |

**RESUMEN DEL CONTENIDO:** (Máximo 250 palabras)

Este proyecto se efectuó para el desarrollo de un sistema de adquisición de datos en tiempo real para poder obtenerlos en forma digital ganando con esto fiabilidad, exactitud y tiempo, con posibilidad de entregar al cliente como valor agregado diagramas del comportamiento del pozo en superficie para ser analizados y evaluados por personal calificado.

Se ve la necesidad de elaborar un manual que está dirigido a los profesionales encargados de implementar, manipular y supervisar los procedimientos en las operaciones de campo; describe paso a paso, de una manera clara y sencilla, los procesos que son necesarios en la instalación del sistema de adquisición de datos para los procesos de Well Testing, pruebas extensas y facilidades de producción.

	<b>GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS</b>						  
	<b>DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO</b>						
<b>CÓDIGO</b>	<b>AP-BIB-FO-07</b>	<b>VERSIÓN</b>	<b>1</b>	<b>VIGENCIA</b>	<b>2014</b>	<b>PÁGINA</b>	<b>3 de 3</b>

Es necesario, que todas las actividades sean realizadas siguiendo los mismos parámetros, contribuyendo en la optimización de procesos, la seguridad del personal, conservación de equipos y preservación del medio ambiente.

**ABSTRACT:** (Máximo 250 palabras)

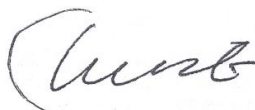
This project was undertaken to develop a system of data acquisition in real time to obtain in digital form, gains with this reliability, accuracy and time, with the possibility of present to the customer as added value diagrams of the performance of the well surface to be analyzed and evaluated by qualified personnel.

It is seen the need to develop a manual that is aimed at professionals in charge of implementing, manage and supervise the procedures in the field operations; describes step by step, in a clear and simple way, the processes that are necessary in the installation of data acquisition system for Well Testing processes, extensive testing and production facilities.

It is necessary that all activities are performed using the same parameters, contributing to the optimization of processes, personnel safety, care of equipment and preservation of the environment.

**APROBACION DE LA TESIS**

Nombre Presidente Jurado: Agustín Soto Otálora

Firma: 

Nombre Jurado: German E. Martínez

Firma: 

Nombre Jurado: Diego Fernando Sendoya Losada

Firma: 

**IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE MEDICIÓN DIGITAL DE LAS  
VARIABLES PRINCIPALES DE FUNCIONAMIENTO Y PRODUCCIÓN, EN UN  
SEPARADOR TRIFÁSICO PARA EL CÁLCULO DE FLUJOS NETOS, Y  
PRODUCCIÓN DIARIA**

**WILBER LEONARDO LOPEZ POLANIA  
2004202179**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE INGENIERIA ELECTRÓNICA  
NEIVA-HUILA  
2016**

**IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE MEDICIÓN DIGITAL DE LAS  
VARIABLES PRINCIPALES DE FUNCIONAMIENTO Y PRODUCCIÓN, EN UN  
SEPARADOR TRIFÁSICO PARA EL CÁLCULO DE FLUJOS NETOS, Y  
PRODUCCIÓN DIARIA**

**Proyecto de grado presentado como requisito para optar al título de  
Ingeniero Electrónico**

**Director:  
AGUSTIN SOTO OTALORA  
Ingeniero Electrónico**

**WILBER LEONARDO LOPEZ POLANIA  
2004202179**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE INGENIERIA ELECTRÓNICA  
NEIVA-HUILA  
2016**

Nota de aceptación:

---

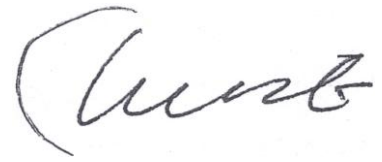
---

---

---

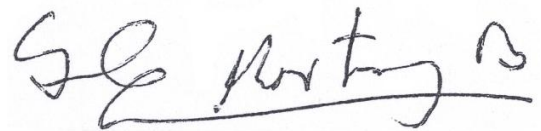
---

---



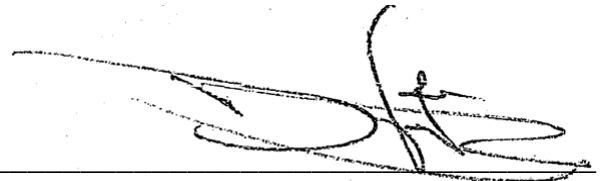
---

Firma del Director del proyecto



---

Firma del primer jurado



---

Firma del segundo jurado

Neiva, 21 de Julio de 2016

## **AGRADECIMIENTOS**

En primera instancia, al Ingeniero Electrónico Director del proyecto Agustín Soto Otálora por sus conocimientos y orientación durante el desarrollo del mismo.

Al Ingeniero de Petróleos y Jefe de personal Well Testing Lupatech OFS Marlio Cardona por confiar en mi como persona sin experiencia profesional para realizar un proyecto de tal magnitud como es este proyecto, confiando plenamente en mis conocimientos adquiridos en la universidad, al Ingeniero Mecánico e ingeniero líder para Lupatech Carlos Collazos Doncel por su colaboración y prestancia incondicional en las innumerables consultas acerca del proyecto; Al Ingeniero de Petróleos, Ingeniero líder y coordinador de Lupatech para el campo Castilla-Chichimene donde se puso el marcha este proyecto Félix Augusto Molina que con su conocimiento siempre tuvo una acción de apoyo para sacar el proyecto al flote junto con el Ingeniero de Petróleos, Ingeniero líder y coordinador del campo para Lupatech Yeisson Mayorga, que sin reparo alguno apoyo siempre la ejecución y puesta en marcha del proyecto.

Mención de manera muy especial al Ingeniero de Petróleos y jefe de producción de Ecopetrol para el campo Castilla-Chichimene Carlos Ayala que con sus alcances siempre fue de la más grande ayuda para todas las pruebas y movimientos requeridos para sacar el proyecto adelante y que a día de hoy sea el sistema ejemplo a usar para las pruebas de producción en Well Testing, tal que me llena de orgullo decir; estas personas y muchas otras más fueron indispensables para llegar a tal punto.



## DEDICATORIA

*A Dios por brindarme a mi familia que ha sido, en todo momento, ese apoyo incondicional que todo ser humano necesita para realizarse como profesional y persona.*

*A mis padres María Argenis Polania y Rigoberto López monje, por todos los valores inculcados, por esa gran paciencia y sabiduría, el ejemplo recibido, y por todo el amor brindado en cada instante vivido; y mencionar de manera muy especial, que fueron ellos que en todos esos momentos difíciles de mi vida tuvieron esa palabra acertada en el momento adecuado para encaminar la culminación de mis estudios en Ingeniería Electrónica.*

# CONTENIDO

AGRADECIMIENTOS .....	I
DEDICATORIA.....	II
RESUMEN.....	VI
INTRODUCCION.....	VII
<b>1 OBJETIVOS .....</b>	<b>VIII</b>
1.1 OBJETIVO GENERAL.....	VIII
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	VIII
<b>2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....</b>	<b>1</b>
JUSTIFICACION .....	2
ANTECEDENTES .....	3
<b>3 LA EMPRESA .....</b>	<b>4</b>
3.1 LUPATECH .....	4
<b>4 SISTEMAS DE MEDICION .....</b>	<b>5</b>
4.1 MEDICION ANALOGICA .....	5
<b>4.1.1 Presión Absoluta</b> .....	5
<b>4.1.2 Presión Atmosférica</b> .....	6
<b>4.1.3 Presión Estática</b> .....	6
<b>4.1.4 Presión Diferencial</b> .....	7
4.2 MEDICION DIGITAL.....	11
<b>4.2.1 Instrumentos Digitales</b> .....	11
4.3 COMPARACION ENTRE MEDICION ANALOGICA Y DIGITAL.....	14
<b>5 TIPOS DE SENSORES .....</b>	<b>15</b>
5.1 EVOLUCION DE LOS SENSORES.....	15
5.2 SENSORES INALAMBRICOS.....	17
5.3 SENSORES ALAMBRICOS .....	19
<b>6 METODOLOGIA PARA EL DESARROLLO DEL PROYECTO .....</b>	<b>21</b>
6.1 REALIZACIÓN DE DIAGRAMAS DE DISTRIBUCIÓN EN LA RED DE SENSORES Y EQUIPOS DE CÓMPUTO 21	
6.2 DISEÑO DE LA HERRAMIENTA INFORMÁTICA O APLICATIVO DE MONITOREO .....	21
6.3 ELABORACIÓN DE INSTRUCTIVO PARA EL MANEJO DE LA HERRAMIENTA.....	21
<b>7 DISEÑO DEL SISTEMA DE MEDICION DIGITAL PARA EL PROCESO DE SEPARACION DE LAS VARIABLES PRINCIPALES DE FUNCIONAMIENTO Y PRODUCCIÓN .....</b>	<b>22</b>
7.1 BLOQUES.....	22
7.2 DISEÑO DE LA HERRAMIENTA INFORMÁTICA PARA OBTENER E INGRESAR AL SISTEMA LOS REPORTE PARA QUE SEAN MÁS FIABLES Y CÓMODOS. ....	35
<b>7.2.1 Modo Programador Y Editor De Visual Basic</b> .....	38
<b>8 RECURSOS.....</b>	<b>44</b>
8.1 RECURSOS HUMANOS.....	44
8.2 RECURSOS MATERIALES .....	44

8.3 RECURSOS ECONÓMICOS .....	44
<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>45</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>46</b>
<b>ANEXO .....</b>	<b>47</b>

## INDICE DE FIGURAS

FIGURA 1. MANÓMETRO	5
FIGURA 2. BARÓMETRO ANEROIDE	6
FIGURA 3. REGISTRADOR DE PRESIÓN TIPO BARTON	8
FIGURA 4. MEDIDOR DE CAUDAL "DANIEL"	8
FIGURA 5. SEPARADOR TRIFÁSICO.	9
FIGURA 6. REGISTRADOR BARTON Y MEDIDOR DANIEL.	10
FIGURA 7. TRANSMISOR DE PRESIÓN ABSOLUTA.	11
FIGURA 8. TRANSMISOR DE PRESIÓN ESTÁTICA.	12
FIGURA 9. TRANSMISOR DE PRESIÓN DIFERENCIAL.	12
FIGURA 10. TERMÓMETRO DE CARATULA.	13
FIGURA 11. TRANSMISOR DE TEMPERATURA.	13
FIGURA 12. PARTES DEL MEDIDOR DE TURBINA	15
FIGURA 13. EVOLUCIÓN MANÓMETRO ANALOGO	16
FIGURA 14. TRANSMISOR DIGITAL	17
FIGURA 15. SENSOR INALÁMBRICO DE PRESIÓN	18
FIGURA 16. SENSOR INALAMBRIICO DE TEMPERATURA	18
FIGURA 17. GRUPO DE SENSORES ALÁMBRICOS A INSTALAR EN CAMPO	19
FIGURA 18. SENSORES DE TEMPERATURA A INSTALAR EN CAMPO	20
FIGURA 19. MÓDULO PLC	24
FIGURA 20. INTERFACE PLC - IFIX	24
FIGURA 21. ENTRADA AL MÓDULO ANALOGICO	25
FIGURA 22. ENTRADAS Y SALIDAS INDUSTRIALES TÍPICAS	25
FIGURA 23. TABLERO DE DISTRIBUCIÓN.	26
FIGURA 24. MÓDULO DE ENTRADA ANÁLOGAS	27
FIGURA 25. PUNTO DE CONTROL ETHERNET	28
FIGURA 26. PLC (ALLEN-BRADLEY DE MICROLOGIX SERIE 1400)	28
FIGURA 27. MÓDULOS DEL PLC	29
FIGURA 28. FUENTE DE ALIMENTACIÓN ELÉCTRICA DE MODO CONMUTADO	30
FIGURA 29. EJEMPLO OPC SERVER	31
FIGURA 30. COMUNICACIÓN DEL OPC SERVER	32
FIGURA 31. SERVIDOR PARA LA CONEXIÓN ENTRE PLC Y PC, TAGS.	33
FIGURA 32. MONITOR DE TAGS.	33
FIGURA 33. INTERFACE DE USUARIO.	34
FIGURA 34. CONTROL DEL SISTEMA	34
FIGURA 35. IFIX MODO RUN	35
FIGURA 36. GRÁFICOS EN TIEMPO REAL.	36
FIGURA 37. GRAFICO HISTÓRICO.	36
FIGURA 38. MODO PROGRAMADOR	38
FIGURA 39. EDITOR DE VISUAL BASIC	39

## RESUMEN

El trabajo de grado se efectuó para el desarrollo de un sistema de adquisición de datos en tiempo real para poder obtenerlos en forma digital ganando con esto fiabilidad, exactitud y tiempo.

Con posibilidad de entregar al cliente como valor agregado diagramas del comportamiento del pozo en superficie para ser analizados y evaluados por personal calificado; con esto entregar un reporte al cliente cumpliendo así con las demandas del mismo.

Se ve la necesidad de elaborar un manual que está dirigido a los profesionales encargados de implementar, manipular y supervisar los procedimientos en las operaciones de campo; describe paso a paso, de una manera clara y sencilla, los procesos que son necesarios en la instalación del sistema de adquisición de datos para los procesos de Well Testing, pruebas extensas y facilidades de producción. Este documento proporciona cada procedimiento con la información técnica y las instrucciones que deben ser seguidas para minimizar peligros y daños a personas y equipos.

Es necesario, que todas las actividades sean realizadas siguiendo los mismos parámetros, contribuyendo en la optimización de procesos, la seguridad del personal, conservación de equipos y preservación del medio ambiente. Por la manera sencilla y clara en que se encuentran expuestos los procedimientos, de este documento deben ser utilizados como instrumento de conocimiento general por cada uno de los trabajadores de las operaciones.

## INTRODUCCION

Lupatech OFS con sedes principales en Caxias do Sul, Sao Paulo y Rio de Janeiro, Brasil. En Colombia se tienen cuatro bases, Bogotá, Llanos Orientales (Puerto López - Meta), Neiva y Barrancabermeja; en su afán de ofrecer una respuesta integral y adaptable a las necesidades y aspiraciones del sector de hidrocarburos, a través de un portafolio avanzado de servicios especializados prestados con atención personalizada de su experimentado capital humano y los más altos estándares de calidad y HSEQ (Health, Safety, Environment, Quality), presenta la necesidad de mejorar estos procesos y para esto se requiere la implementación de un nuevo sistema para entregar un mejor servicio más exacto a sus clientes.

El presente proyecto se refiere a la implementación de una forma diferente de trabajo en el campo de la producción de los hidrocarburos, más exactamente en una de las líneas que lo componen como lo es la línea de Well Testing, donde se manejan diferentes factores y variables para poder entregar un informe concreto al cliente de cómo es el comportamiento del pozo al que se le van a hacer las pruebas de producción, en la actualidad la forma de hacer dichas pruebas son algo rudimentarias donde la mayoría de esta labor la hacen los separadores que son los encargados de retirar todo el gas del aceite en el pozo a probar, y que con instrumentación anexa a él, entrega diferentes variables para toma manual.

Para el cálculo de la producción se tienen diferentes variables principales de temperaturas, presiones y caudales tomadas manualmente y luego ingresadas a diferentes tablas para así elaborar un reporte diario al cliente, este método es el actualmente usado por la gran mayoría de empresas en el sector de los hidrocarburos.

En la actualidad con diversas aplicaciones de la informática y la automatización, día a día desarrollan equipos que incorporan nuevas y novedosas tecnologías con sistemas y componentes eléctricos y electrónicos para el mejoramiento de estos procesos. Este es el caso del proyecto en actual implementación donde se tiene un sistema de medición digital de las variables principales de funcionamiento y producción, en un separador Trifásico para el cálculo de flujos netos, y producción diaria.

Este proyecto propone mejorar un sistema manual que ya ha presentado algunas fallas a lo largo de los años de su implementación, sin desmeritar su funcionamiento, por uno digital más eficiente, cómodo y ante todo seguro para las personas que de él dependen, asegurando con esto un mejor desempeño y mejores resultados en los reportes de producción entregados al cliente que es la finalidad de todo este proceso.

# 1 OBJETIVOS

## 1.1 Objetivo General

Implementar un nuevo sistema de adquisición de datos en el separador y líneas de flujo en los campos de explotación de hidrocarburos, migrando de un sistema manual a un sistema digital de sensores y equipos de cómputo.

## 1.2 Objetivos Específicos

- Realizar diagramas del comportamiento del pozo para poder ser analizados y evaluados, para hacer ajustes en el mismo.
- Diseñar la herramienta informática para que la obtención y el ingreso de datos al sistema de reportes sean más fiable y más cómodo para quien se encarga de dicha labor.
- Elaborar los instructivos para facilitar la utilización del sistema por las personas que se harán responsables de la manipulación del mismo

## 2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En el marco de la misión de Lupatech OFS de ofrecer una respuesta integral y adaptable a las necesidades y aspiraciones del sector de hidrocarburos, a través de un portafolio avanzado de servicios especializados prestados con atención personalizada de su experimentado capital humano y los más altos estándares de calidad y HSEQ, se ve la necesidad de implementar un nuevo sistema para el mejoramiento en la toma de las variables en el área de trabajo para los siguientes factores:

- Funcionamiento y producción en los separadores presentes.
- Personas que se encuentran involucradas en el proceso dando mejor seguridad y comodidad.
- Persona encargada de los reportes finales al cliente, generalmente el ingeniero del área, evitando errores humanos que puedan existir en la toma de datos manuales que podrían afectar el informe final de la producción diaria entregada al cliente.

Estos tres factores son un conjunto de elementos a mejorar con este sólo sistema, siendo un sistema digital de sensores y equipo de cómputo, se mejora la adquisición de datos (variables), debido a que todos los datos se presentaran en un equipo de cómputo el cual está dentro de la caseta de trabajo, junto con el sistema PLC, teniendo así todos los datos en un solo lugar sin tener que salir a ver la instrumentación en tan repetidas ocasiones, dando una ventaja adicional que en caso de presentar condiciones climatológicas adversas, se seguirán registrando los datos en el equipo de cómputo y la persona seguirá haciendo su labor desde la seguridad de la caseta de trabajo.

Para la aplicación que se tendrá instalada en el equipo de cómputo, dentro de muchas opciones para poder manipular, una de ellas es la generación del reporte diario de manera automática y con la ventaja de tener un registro histórico segundo a segundo por el periodo que sea necesario pueda durar la prueba del pozo, este registro está limitado tan solo por la capacidad de almacenamiento del equipo de cómputo.



## JUSTIFICACION

Teniendo en cuenta siempre el factor humano para cada aplicación de la industria, hasta el momento no se podrá reemplazar la totalidad del mismo por un equipo digital de sensores y equipos de cómputo, debido a que el ser humano con su razonamiento podrá asistir, operar, reparar y hacer cualquier otra labor que se necesite en determinado momento para subsanar cualquier eventualidad que se presente en el campo donde se estén haciendo dichas operaciones, por esta razón siempre en el equipo de trabajo está presente el ser humano.

Debido a la presencia del ser humano en campos de producción se corren riesgos a causa de la exposición a las condiciones adversas del exterior, exponiéndose a diversos peligros, y posibles accidentes que son ocasionados por estar a la intemperie que es algo inevitable para la toma de dichos datos de forma manual en un campo de explotación.

Otro factor que afecta el reporte final en la toma de datos manuales, es el error humano que siempre estará presente en un campo de trabajo, debido a factores como el cansancio en general, distracciones, errores en la lectura manual de los instrumentos de medición, los cuales afectan el informe total de la producción del pozo que se le entregará al cliente que solicitó los servicios.

Es por eso que se hace necesaria la implantación de un nuevo sistema digital para así elevar la fiabilidad de las variables principales de funcionamiento y producción de los campos de producción de hidrocarburos.

## ANTECEDENTES

En la industria de los hidrocarburos ya se tienen algunos precedentes de sistema similares sin dar mayores resultados debido a que son sistemas engorrosos que se componen de una cierta cantidad de sensores a los que no se les han dado el tratamiento adecuado para su cableado de alimentación y lectura de datos, tornándolo en un sistema desordenado.

Algunas empresas tienen implementación de sistemas similares, pero ninguna de las que se encuentran en el Huila posee un sistema eficiente y completo.

Estos sistemas tienen sus precedentes inconclusos, debido a temas de alcances tecnológicos y monetarios, ya que no son sistemas nada económicos y algunas empresas trabajan con lo que tienen, sin mirar al futuro en invertir en ello.

Todo esto lleva a que algunas empresas por lo general no inviertan en desarrollo y trabajen como se viene haciendo desde hace muchos años. Algunas si se preocupan por estar más actualizadas, ofreciendo un portafolio de servicios con más alcances.

## 3 LA EMPRESA

### 3.1 LUPATECH

Esta empresa se destaca por ser sustentable, de presencia global y es reconocida por sus relaciones de confianza y excelencia en gestión en los sectores de energía e industria; es importante enfatizar que tiene un contexto internacional por su actuación en el suministro de equipos y servicios para el sector de hidrocarburos, también lidera la fabricación de válvulas industriales para la industria de petróleo y gas en Mercosur.<sup>1</sup>

Lupatech con más de 30 años de experiencia en la industria de hidrocarburos, entra a Colombia en el 2010 como lupatech Colombia a través de la adquisición de HYDROCARBON SERVICES empresa Colombiana con más de 16 años de operaciones en el país; en el 2011 se hace la implementación de un nuevo modelo de gestión enfocado en la reducción de costos, optimización de estructura de capital y en la sinergia entre las operaciones, con el objetivo de impulsar el desempeño, niveles de operaciones y facturación.

Teniendo plantas de producción en Brasil, Argentina y Colombia, siguió pensando en una expansión, logrando en el 2011 las nuevas plantas en España y China adquiriendo las acciones de Vicinay Marine con sede en la ciudad española de Bilbao.

---

<sup>1</sup> Página Web <http://www.lupatech.com.br/lupatech/arquivo/Lupatech.pdf>

## 4 SISTEMAS DE MEDICION

### 4.1 MEDICION ANALOGICA

Primordialmente las mediciones que se efectúan en terreno para el propósito de well-testing (PRUEBA DE POZOS) son aquellas que contengan presiones y temperaturas; las presiones están divididas en 4.

#### 4.1.1 Presión Absoluta

Esta presión hace referencia a la presión real que se ejerce sobre un punto dado<sup>2</sup>, normalmente las mediciones se realizan con manómetros analógicos, y nos indican las condiciones primarias de cómo se debe operar el pozo.

Figura 1. Manómetro



Fuente: <http://www.termokew.mx/manometros.php>

Este instrumento de medición nos ayuda a revisar las presiones, sus unidades generalmente están dadas en psi (Libra por pulgada cuadrada), pero también se pueden llegar a encontrar en diversas unidades. Estas mediciones se realizan en diferentes puntos de las líneas de trabajo.

**Líneas de trabajo:** recintos o tuberías herméticamente cerrados de conexión entre procesos del campo, por donde fluye bien sea un líquido (Aceite, Diluyente, Agua) o un gas.

Estos parámetros son monitoreados constantemente durante la operación bien sea como medidas de seguridad o para el cálculo de producciones diarias.

---

<sup>2</sup> Colaboradores Web: Definición.de, Disponible en: < <http://definicion.de/presion-absoluta/> >

### 4.1.2 Presión Atmosférica

La presión atmosférica es el peso que ejerce el aire de la atmosfera como consecuencia de la gravedad sobre la superficie terrestre o sobre una de sus capas de aire.<sup>3</sup>

Figura 2. Barómetro Aneroido



Fuente: [https://es.wikipedia.org/wiki/Presi%C3%B3n\\_atmosf%C3%A9rica](https://es.wikipedia.org/wiki/Presi%C3%B3n_atmosf%C3%A9rica)

Las presiones atmosféricas varían dependiendo de los cambios meteorológicos, también disminuye con la altitud, la latitud, en conclusión, para tomar medidas de estas presiones es muy difícil porque en todo momento realiza cambios nuestro planeta por eso se debe tener en cuenta la hora y el lugar donde estemos en estos instantes.

### 4.1.3 Presión Estática

La presión estática es la que tiene un fluido, independientemente de la velocidad del mismo.<sup>4</sup> Esta presión es la que tiene el gas en el separador y está dada en unidades de psi y se utiliza para el cálculo de gas.

Muchas personas se preguntan si: ¿El gas es un fluido?; Fluido es una sustancia que se caracteriza por tener un volumen definido, pero no una forma definida. Pues se aclara que el gas si es un fluido porque a una presión y temperatura determinada tienen forma y volumen definido; encontrándose clasificados entre fluidos compresibles que quiere decir: *“sustancias que al aplicarles un cambio de presión considerable cambian su volumen”*.

---

<sup>3</sup> Colaboradores IPPEM 56 Abraham Juarez Villa Maria – Cordoba [fecha de consulta: 26/08/2015]. <<http://www.oni.escuelas.edu.ar/2008/CORDOBA/1324/trabajo/presionatmosferica.html>>

<sup>4</sup> Colaboradores Wikipedia [fecha de consulta: 26 de Agosto del 2015] Disponible en : <[https://es.wikipedia.org/wiki/Presi%C3%B3n\\_est%C3%A1tica](https://es.wikipedia.org/wiki/Presi%C3%B3n_est%C3%A1tica)>

#### 4.1.4 Presión Diferencial

Se define como la diferencia de las medidas de presión entre dos puntos del sistema<sup>5</sup>. Teniendo en cuenta esta definición, se realiza el control de las variaciones de la presión en los gases o líquidos mediante el instrumento de montaje de orificio o también llamado Daniel<sup>6</sup> (regula el flujo de gas que sale del separador hacia el quemador creando una presión antes de la platina “Presión estática” y una después de la platina “Presión diferencia” de ahí su nombre).

Éste se realiza, teniendo en cuenta una referencia de la presión del gas del separador, antes del instrumento (presión estática o aguas arriba) dadas en psi, hasta después del instrumento (presión diferencial o aguas abajo), dada en pulgadas de agua “inH<sub>2</sub>O”, con este instrumento se puede controlar la presión y así estar en el rango pedido (entre 30 y 70 inH<sub>2</sub>O) para el cálculo de gas.

Las medidas de presión se muestran analógicamente en un instrumento de medición-registro llamado Barton, este instrumento por medio de unas plumillas y una carta llamada “**carta de Barton**”, realiza un registro en forma de líneas, en este registro lleva las dos presiones del gas que son: diferencial y estática; distinguiéndolas por colores para su posterior análisis, calculando la producción del gas del pozo en prueba.

---

<sup>5</sup> Colaboradores Ehow en español [Fecha de consulta: 26 de agosto de 2015] Disponible en <[http://www.ehowenespanol.com/definicion-presion-diferencial-hechos\\_92058/](http://www.ehowenespanol.com/definicion-presion-diferencial-hechos_92058/)>

<sup>6</sup> Daniel es uno de los medios más ampliamente utilizados para el control del caudal de gas, ahorrando al usuario tiempo y dinero proporcionando un método rápido y simple de cambiar las platinas de orificio evitando paradas no programadas.

Figura 3. Registrador de Presión Tipo Barton



Fuente: [http://servicios.corferias.com/stand\\_virtual/images/102/2013/REGISTRADOR.png](http://servicios.corferias.com/stand_virtual/images/102/2013/REGISTRADOR.png)

Figura 4. Medidor De Caudal "Daniel"



Fuente: <http://www2.emersonprocess.com/es-mx/brands/daniel/flow/differential-pressure-flowmeter/pages/senior-orifice-fitting.aspx>

El conjunto de trabajo para las pruebas de pozo, el análisis, cálculo del gas, se basa en una unidad de trabajo principalmente conocida como separador<sup>7</sup>; se define como un cilindro de acero sellado que se usa en los procesos de producción, procesamiento y tratamiento en la industria de los hidrocarburos para disgregar la mezcla en sus componentes básicos “*aceite y gas*” adicionalmente este recipiente permite aislar los hidrocarburos de otros componentes indeseables como arena y agua.

Se les llaman separadores trifásicos a los que tienen la facilidad de disgregar (separar) las tres fases aceite, gas y agua por sus diferentes salidas.

Figura 5. Separador Trifásico.



En la siguiente figura se muestra las conexiones realizadas entre **Registrador Barton** y **Medidor Daniel**.

---

<sup>7</sup> <https://www.youtube.com/watch?v=sPDvpZiIX7o> (Oil and Gas Horizontal Separator)



Figura 6. Registrador Barton y Medidor Daniel.



## 4.2 MEDICION DIGITAL

Para este proyecto la propuesta fue cambiar estos métodos análogos de medición por instrumentos digitales. Para así lograr lo que se propuso en el anteproyecto como ventajas de esta migración.

Para lograr esta migración se decide hacer el reemplazo de los medidores análogos anteriormente descritos por transmisores digitales de presión diferencial, presión estática y temperatura. Estos transmisores realizan las mismas funciones de forma digital y tenemos la ventaja de tener una salida en miliamperios (4 a 20 mA), al obtener estas señales se pueden procesar, entregando una lectura por medio de un equipo PLC (HMI<sup>8</sup>).

### 4.2.1 Instrumentos Digitales

El Manómetro es reemplazado por el Transmisor digital de Presión Absoluta con salida de 4-20mA.

*Figura 7. Transmisor de Presión Absoluta.*



Fuente: <http://www2.emersonprocess.com/en-us/brands/rosemount/pressure/pressure-transmitters/2088-gage-and-absolute/pages/index.aspx>

---

<sup>8</sup> Human Machine-Interface "interface hombre maquina".

El registrador Barton se reemplaza por dos transmisores que entregan digitalmente la lectura que realizaba de forma análoga, estos transmisores están denominados como transmisor de Presión Estática y Diferencial.

Figura 8. Transmisor de Presión Estática.



Fuente: <http://www2.emersonprocess.com/en-us/brands/rosemount/pressure/pressure-transmitters/3051s-high-static-pressure/pages/index.aspx>

Figura 9. Transmisor De Presión Diferencial.



Fuente: <http://www2.emersonprocess.com/en-us/brands/rosemount/pressure/pressure-transmitters/3051-pressure-transmitters/pages/index.aspx>

Se reemplazan igualmente los sensores de temperatura por termómetros de caratula.

Figura 10. Termómetro de Caratula.



Fuente: <http://www.instrumentacionrg.com/shop/termometros-bimetalicos/>

Figura 11. Transmisor De Temperatura.



En la figura 11 se demuestra el reemplazo de la figura 10 para el mejoramiento de la adquisición de datos en el área de trabajo planteado en el proyecto.

### **4.3 COMPARACION ENTRE MEDICION ANALOGICA Y DIGITAL**

Al realizar mediciones digitales serán más exactas que las analógicas, porque en su mayoría las lecturas provienen de accionamientos mecánicos que ejercen presiones en su mecanismo siendo propensos a errores.

Se toman señales analógicas y se convierten a señales digitales teniendo en cuenta a nuestro criterio el número de muestras por ciclo, entre mayor sea el número de muestras será mucho más exacto la toma de datos.

Para el caso digital, tenemos el mismo sistema inicial; en el caso de la presión que es mecánico, pero con la diferencia que este movimiento mecánico es transformado en una señal y se leerá en cualquier dispositivo que esté dispuesto para hacerlo, no necesariamente en el punto de medición como en el caso análogo que para obtener un dato se hace necesario ir al punto donde está el proceso.

La medición digital sobre la análoga genera ventajas en fiabilidad, y prestaciones extendidas para diferentes usos, cosa que en el caso análogo no se podría por sus características de lectura.

Esas ventajas son las que se ponen a prueba en este proyecto.

## 5 TIPOS DE SENSORES

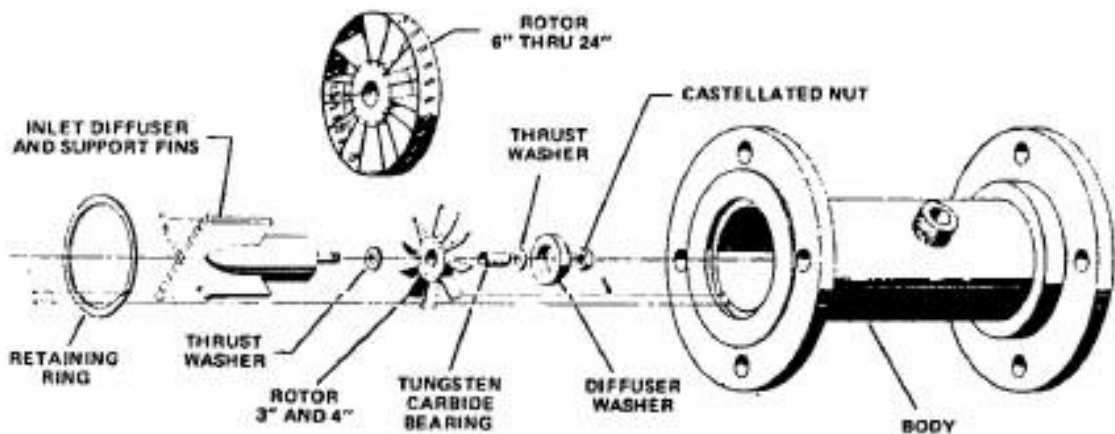
Para la realización de este proyecto de grado se utilizan dos tipos de sensores:

Sensores de presión y sensores de temperatura, como se explica en el literal 4 (ver literal 4).

Existen otros tipos de sensores:

Sensores de caudal o Flow meter, este tipo de sensores se los conoce como turbinas, es un transductor<sup>9</sup> que detecta la velocidad de flujo y se usa para medir la rapidez del mismo que pasa por una línea de tubería.

Figura 12. Partes del medidor de Turbina



Fuente: <http://www.tecnoficio.com/docs/doc20.php>

### 5.1 EVOLUCION DE LOS SENSORES

Desde que se realizan procesos para una función específica, se crea la necesidad de medir variables para así obtener respuestas y resultados.

Desde ese momento se usan dispositivos para esa aplicación, en un comienzo y como casi todo lo que nos rodea hoy en día, se usaron sensores análogos, sensores rudimentarios poco precisos pero que cumplían su función de la manera deseada, con el avance del tiempo las nuevas tecnologías dieron paso a métodos originales

<sup>9</sup> Transductor: dispositivo que transforma un tipo de variable física (fuerza, presión, temperatura, velocidad, etc.) en otro.

para medir un proceso, por tal motivo cada día son más exactos y con mayor precisión; hoy en día hablamos en su mayoría de sensores digitales, con una fiabilidad alta que ayudan en todos los procesos del diario vivir, en nuestros hogares, automóviles, dispositivos portátiles, móviles, etc. En todo lo que nos rodea se encuentran sensores.

La siguiente figura es desde el comienzo de los manómetros analógicos, continuando con el digital.

Figura 13. Evolución manómetro analogo



Figura 14. Transmisor Digital



<http://www.directindustry.es/prod/balluff/product-7415-926333.html>

## 5.2 SENSORES INALAMBRICOS

Este tipo de sensores son los nuevos avances en la tecnología, no necesitan alimentación externa, funcionan con baterías internas y transmiten su señal en forma de ondas de radio, señales que se reciben y se procesan de manera similar al caso anterior, con la diferencia que no se necesita tener una conexión física entre el sensor y la unidad de procesamiento, sus ventajas son muchas debido que son ondas de radio en el orden de los GHz para algunos casos, teniendo un largo alcance y **NO** se ven limitadas por cables.



Con estos sensores se pueden formar más nodos y con repetidoras se puede llegar a unas distancias muy considerables sin tener datos erróneos o pérdidas. Son sensores bastante costosos y necesitan más equipo para recibir sus señales; en las ilustraciones siguientes son sensores inalámbricos que pueden trabajar hasta una frecuencia de 2.4 GHz sin llegar a tener pérdidas de datos.

*Figura 15. Sensor Inalámbrico de presión*



<http://www2.emersonprocess.com/es-es/brands/rosemount/pressure/pressure-transmitters/3051s-wireless/pages/index.aspx>

*Figura 16. Sensor inalámbrico de Temperatura*



[http://www2.emersonprocess.com/en-uk/news/pr\\_uk/pages/1101-rosemountprofibus.aspx](http://www2.emersonprocess.com/en-uk/news/pr_uk/pages/1101-rosemountprofibus.aspx)

### 5.3 SENSORES ALAMBRICOS

Para este proyecto hablaremos de sensores alámbricos con salida de 4 a 20 mA. Como ya se mencionó anteriormente, se usarán sensores de presión y de temperatura alámbricos como es en este caso.

Estos sensores son dispositivos que necesitan una fuente de alimentación externa normalmente de 24 VDC, para esta aplicación usamos cableado de instrumentación con blindaje en aluminio para protección de interferencia e intemperie; retornando así desde el dispositivo la señal (4 a 20mA) emitida para el PLC, señal que se analiza y se registra.

Para ser más claros, si tenemos un sensor de presión en psi que su rango de operación se programó de 0 a 100 psi, para este caso el sensor nos entregará 4 mA cuando la presión sea 0 psi y 20 mA cuando su presión sea 100 psi de esta forma se interpretará cualquier dato de presión entre ese rango, lo mismo ocurre con todo tipo de sensores alámbricos con salida de 4 a 20mA.

*Figura 17. Grupo de sensores alámbricos a instalar en campo*



Figura 18. Sensores de temperatura a instalar en campo



## **6 METODOLOGIA PARA EL DESARROLLO DEL PROYECTO**

El proyecto se desarrolló dentro de las siguientes etapas: Análisis de los separadores encontrados y de su función en campo, Realización de diagramas de distribución en la red de sensores y sistemas de cómputo, diseño y programación de una herramienta informática en la que se puede visualizar en detalle la información actualizada de los datos que están mostrando en tiempo real y finalmente un soporte de instructivos para el uso de dicha herramienta y lograr con ello un excelente manejo de la misma.

### **6.1 REALIZACIÓN DE DIAGRAMAS DE DISTRIBUCIÓN EN LA RED DE SENSORES Y EQUIPOS DE CÓMPUTO**

Con los datos anteriormente tomados se realizó un diseño con la mejor y más eficiente forma de implementar el tendido eléctrico y de sensores, en el separador y líneas de flujo.

Debido a que el sistema consta de diferentes sensores, una caja de distribución, y los equipos de cómputo entre ellos el PLC (*Programmable Logic Controller*), se tiene que diagramar toda esta distribución y pensar en la mejor ubicación posible por temas de espacio para así no desperdiciar los recursos con los que se cuenta.

### **6.2 DISEÑO DE LA HERRAMIENTA INFORMÁTICA O APLICATIVO DE MONITOREO**

En el proceso de montaje ya de los sensores con los cables a medida, y con la distribución, se implementó la herramienta informática que se realiza en iFIX 5.5<sup>10</sup> donde se llaman las entradas análogas del PLC y se procesan para obtener los datos de cada una de ellas, se empezará a manipular el código visual para hacerlo lo más fácil y completo posible y así obtener una lectura de datos de todos los sensores instalados en el separador y líneas de flujo, procesarlas y generar gráficos y reportes.

### **6.3 ELABORACIÓN DE INSTRUCTIVO PARA EL MANEJO DE LA HERRAMIENTA**

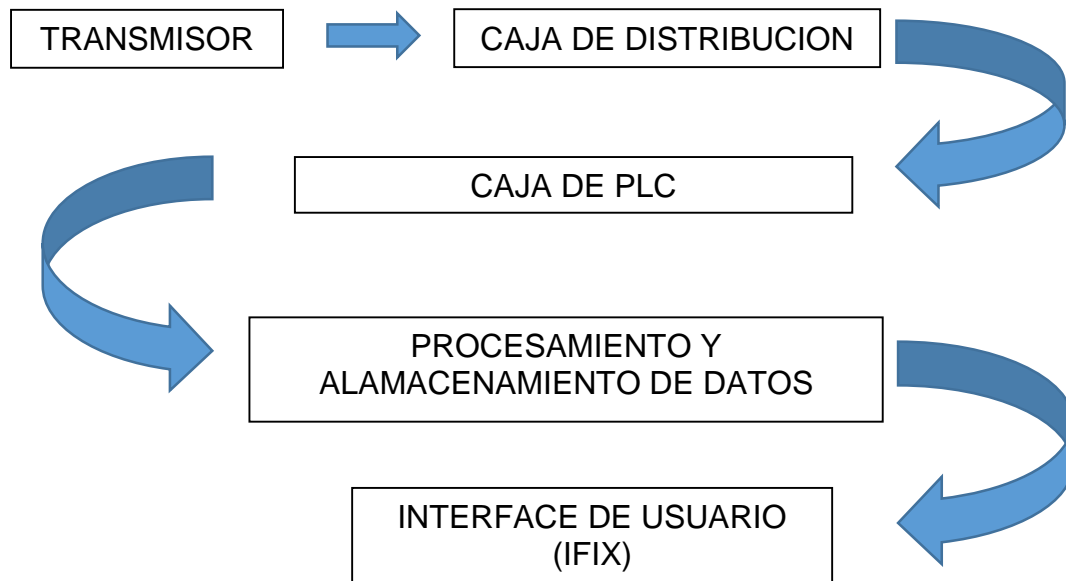
Las etapas del proyecto anteriormente descritas, fueron elaboradas en una interfaz gráfica amigable con el usuario, que cuenta con instructivos que explican en detalle el paso a paso de cómo utilizar y actualizar la herramienta, lo que facilitará la labor de los funcionarios de la empresa que tienen esta tarea dentro de sus responsabilidades.

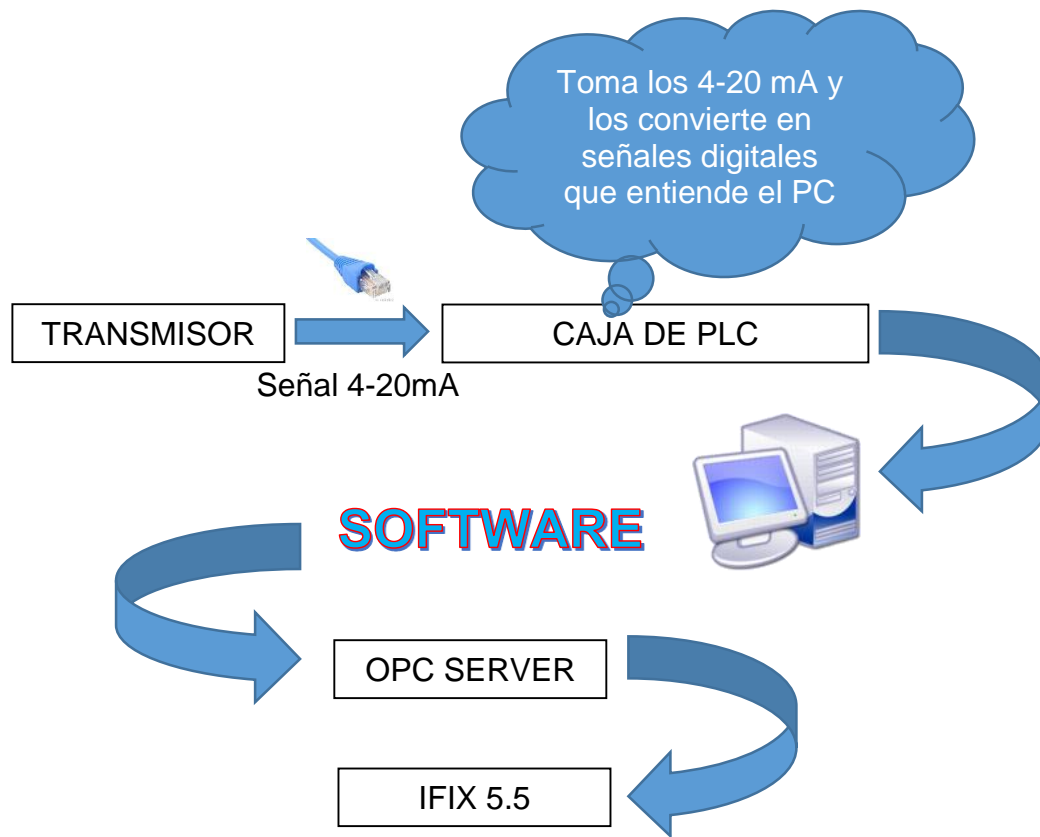
---

<sup>10</sup> Plataforma inteligente para dar soluciones más rápidas bajo sistemas HMI/SCADA <http://www.geautomation.com/download/proficy-hmiscada-iFIX-55>

## 7 DISEÑO DEL SISTEMA DE MEDICION DIGITAL PARA EL PROCESO DE SEPARACION DE LAS VARIABLES PRINCIPALES DE FUNCIONAMIENTO Y PRODUCCION

### 7.1 BLOQUES

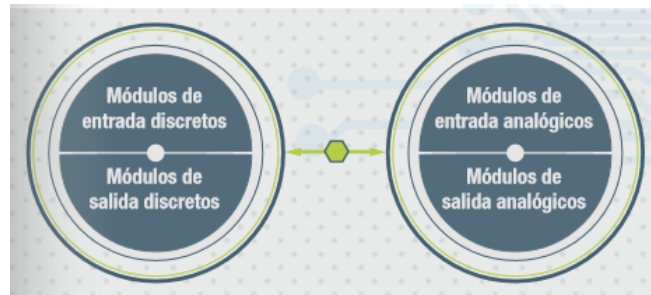




Explicando un poco el funcionamiento del Sistema que tenemos en campo, lo primero que debemos tener en cuenta son los Tags o variables de proceso, estos Tags se pueden crear a medida que se necesitan o al mismo tiempo realizar varios y también es posible importar Tags de base de datos independientes; permiten definir cada variable en cuanto a su naturaleza continua (análoga) o discreta (digital), el rango de valores a tomar, otras variables como lo son alarmas, dispositivos de adquisición, registros, entre otros.

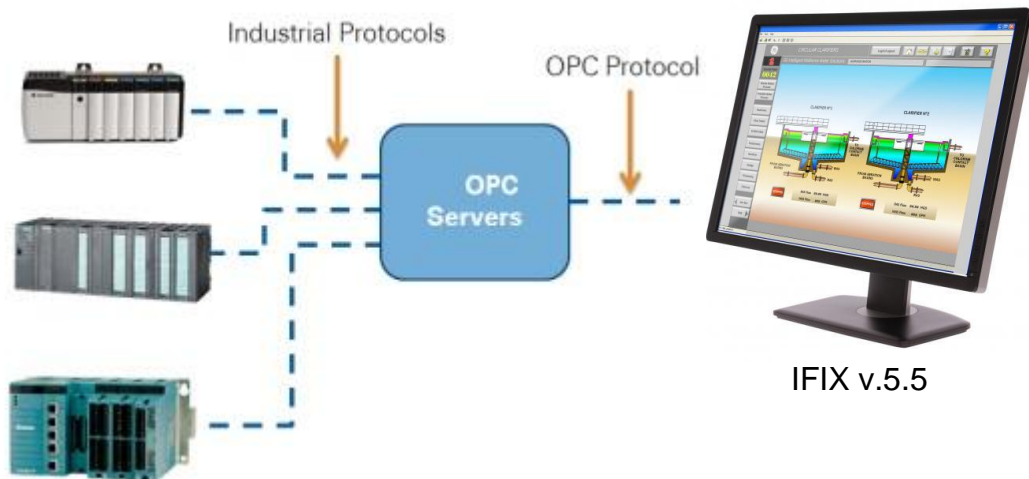
Los módulos que se utilizan en este sistema son básicamente dos, los módulos de entrada discretos con su respectiva salida discreta y módulos de entrada analógicas con su respectiva salida.

Figura 19. Módulo PLC



<http://www.instrumentacionycontrol.net/cursos-libres/automatizacion/curso-de-plcs-avanzado/item/660-estructura-de-un-plc-módulos-o-interfases-de-entrada-y-salida-e-s.html>

Figura 20. Interface PLC - IFIX

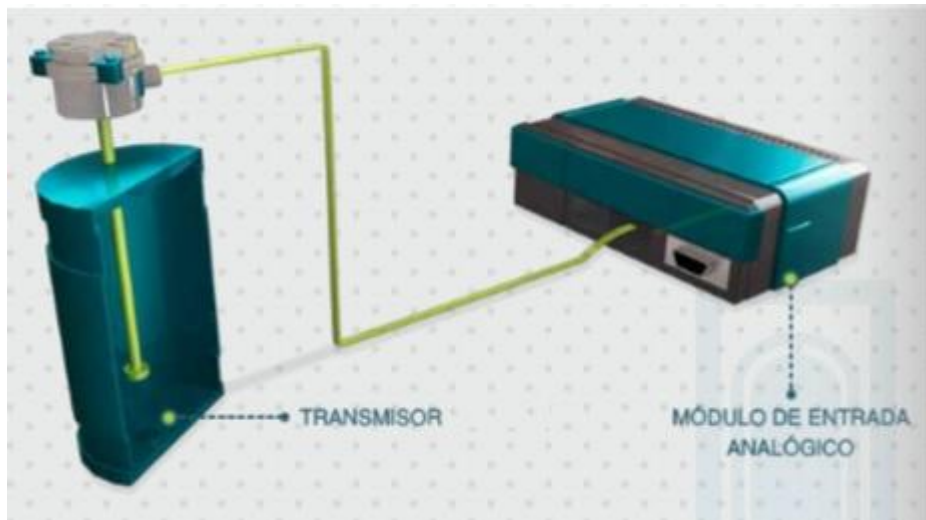


<http://www.ni.com/product-documentation/14533/es/>

*“Los instrumentos de campo, tales como sensores de temperatura, presión o nivel envían señales que varían su valor hacia los PLC. Estas son llamadas las entradas analógicas, una entrada analógica es una señal eléctrica de un sensor de campo que varía de acuerdo al cambio de las condiciones del proceso”<sup>11</sup>*

<sup>11</sup> [http://s33227c4fd3872af1.jimcontent.com/download/version/1409344212/module/8878398369/name/Unidad2\\_PLScada.pdf](http://s33227c4fd3872af1.jimcontent.com/download/version/1409344212/module/8878398369/name/Unidad2_PLScada.pdf)

Figura 21. Entrada al módulo analógico



[http://s33227c4fd3872af1.jimcontent.com/download/version/1409344212/module/8878398369/name/Unidad2\\_PLCscada.pdf](http://s33227c4fd3872af1.jimcontent.com/download/version/1409344212/module/8878398369/name/Unidad2_PLCscada.pdf)

Se diseña este esquema con transmisores de presión (digitales) pero utilizando los módulos analógicos para poder obtener salidas de niveles que están entre 4mA – 20mA.

Figura 22. Entradas y Salidas Industriales Típicas

Tipos	Codificación	Sentido	Funciones de la Interfaz
TODO O NADA	Binaria 1Bit	Entradas	- Adaptación de niveles de tensión. - Filtrado de perturbaciones. - Aislamiento galvánico.
		Salidas	- Adaptación de niveles de tensión. - Amplificación de corriente. - Aislamiento galvánico.
SEÑALES CONTINUAS	Analógicas (0, ± 10 V) (4, 20 mA)	Entradas	- Adaptación y filtrado de señal. - Conversión A / D.
		Salidas	- Conversión D / A. - Adaptación a 0, ± 10 V o 4, 20 mA
	Digitales (8, 16... bits)	Entradas	- Selección de canal y multiplexado. - Conversión de códigos.
		Salidas	- Conversión de código (Bin. ↔ ASCII ↔ 7 segmentos) - Ampliación de corriente.
		Bidireccionales	- Conversión de código (serie ↔ paralelo). - Protocolo de diálogo (hard + soft)

[http://s33227c4fd3872af1.jimcontent.com/download/version/1409344212/module/8878398369/name/Unidad2\\_PLCscada.pdf](http://s33227c4fd3872af1.jimcontent.com/download/version/1409344212/module/8878398369/name/Unidad2_PLCscada.pdf)



En las figuras a continuación se muestran algunas fotos del trabajo realizado en el montaje del tablero de distribución con los PLC modulares con entradas analógicas, también se muestra el punto de control del Ethernet.

*Figura 23. Tablero de distribución.*



Figura 24. Módulo de entrada Análogos



Figura 25. Punto de control Ethernet



Figura 26. PLC (Allen-Bradley de MicroLogix serie 1400)



Descripción del PLC de la figura26: <http://ab.rockwellautomation.com/es/Programmable-Controllers/MicroLogix-1400>

Figura 27. Módulos del PLC



Figura 28. Fuente de alimentación eléctrica de modo conmutado



Después de obtener estos valores se recolectan los datos que envía el PLC y se optó por utilizar el **OPC SERVER**, este es un software avanzado para poder actualizar las etiquetas o Tags<sup>12</sup> orientado a eventos patentados, nos permite tener comunicación por medio de IP ya sean dinámicas o privadas, está diseñado para sistemas HMI o Scada, permitiendo una conexión perfecta con **IFIX v.5.5**.

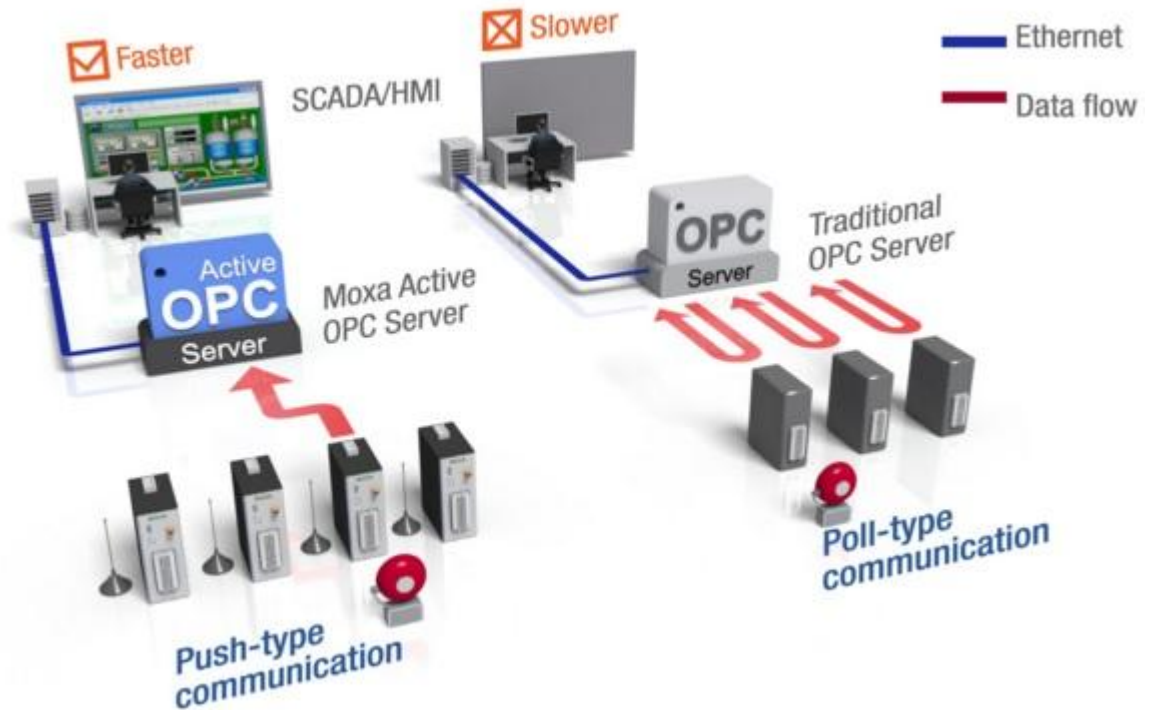
Además, podemos identificar los cambios de estados y solo tendrá una actualización de datos si hay un cambio de estado entre las E/S, se puede también realizar intervalos pre configurados organizando las etiquetas, tags o variables de proceso para su posterior uso. Esta aplicación reduce gastos y los tiempos de respuestas son más precisas, teniendo como ventaja alarmas instantáneas y actualizaciones en tiempo real que permitan actuar ante alguna eventualidad o emergencia.

En la siguiente figura es un ejemplo del funcionamiento del OPC Server del tipo tradicional y el actual, en el costado izquierdo se visualiza el actual sistema de operación.

---

<sup>12</sup> Nombre lógico para una variable contenida en el PLC. Los Tags generalmente provienen de procesos industriales a través de las entradas o son entregadas al proceso por las salidas.

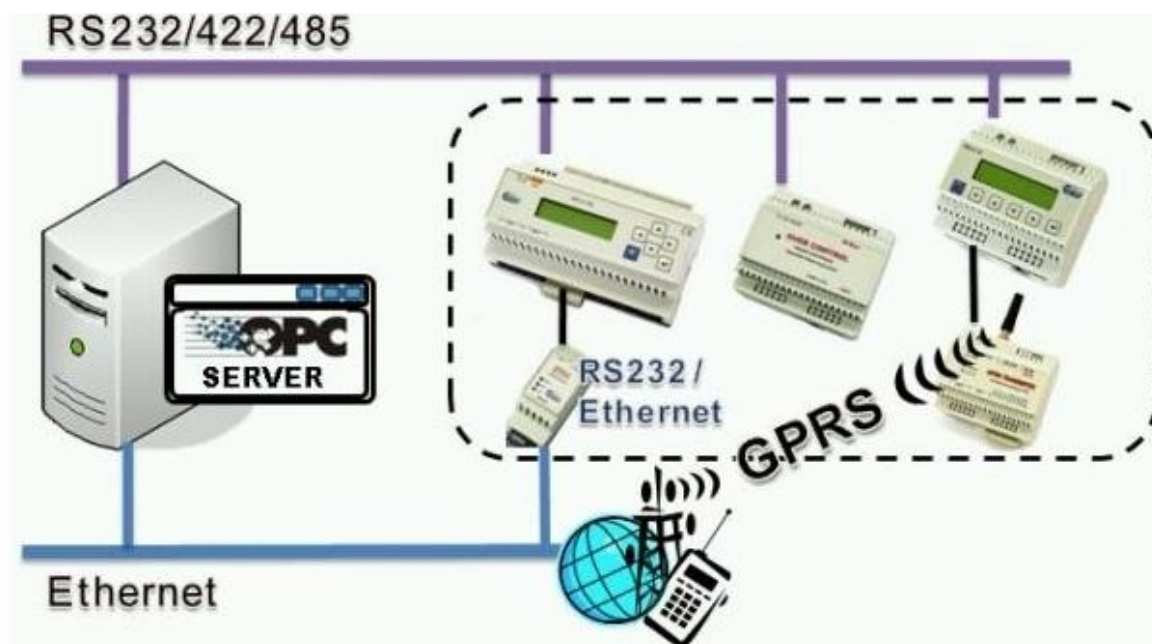
Figura 29. Ejemplo OPC server



[http://www.moxa.com/product/automation\\_software\\_html.htm](http://www.moxa.com/product/automation_software_html.htm)

El OPC server nos da la ventaja de poder generar automáticamente las etiquetas, la principal función es traducir datos nativos de la fuente de datos (PLC) teniendo así su propio protocolo de comunicación o API que a su vez nos permiten la utilización de cualquier cantidad de conexiones físicas (serial RS232 o RS485, Ethernet, Wireless, redes propietarias, etc.)

Figura 30. Comunicación del OPC Server



<http://www.commsvr.com/Products/OPC/OPCServer/ControlOPCserver.aspx>

Ya organizadas las etiquetas o tags era necesario poder visualizar la información generada del OPC Server, decidiendo así por usar el IFIX v.5.5, este software es la interfaz de usuario o conocido como HMI (Human- Machine interface), es el encargado de interpretar, operar y visualizar los datos que son generados desde el transmisor llegando al PLC modular y debidamente modificados por el OPC Server, esta interfaz puede ser programada.

Para este caso el software toma los Tags entregados por el OPC Server en señales digitales y las opera de tal manera que se visualiza como señales de presiones, temperaturas o caudales; para lograr esta visualización debemos llegar a programar los niveles (mayor-menor) en este caso como tenemos valores de 4mA a 20mA les asignamos el nivel mayor 20mA y el nivel menor de 4mA así logrando el rango deseado.

Figura 31. Servidor para la conexión entre PLC y PC, Tags.

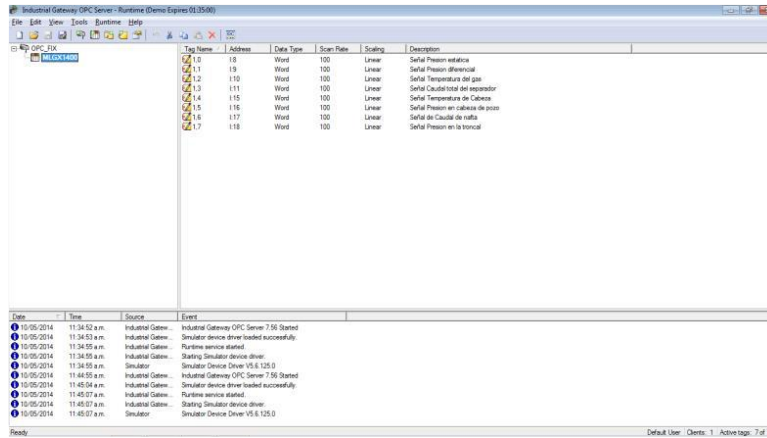
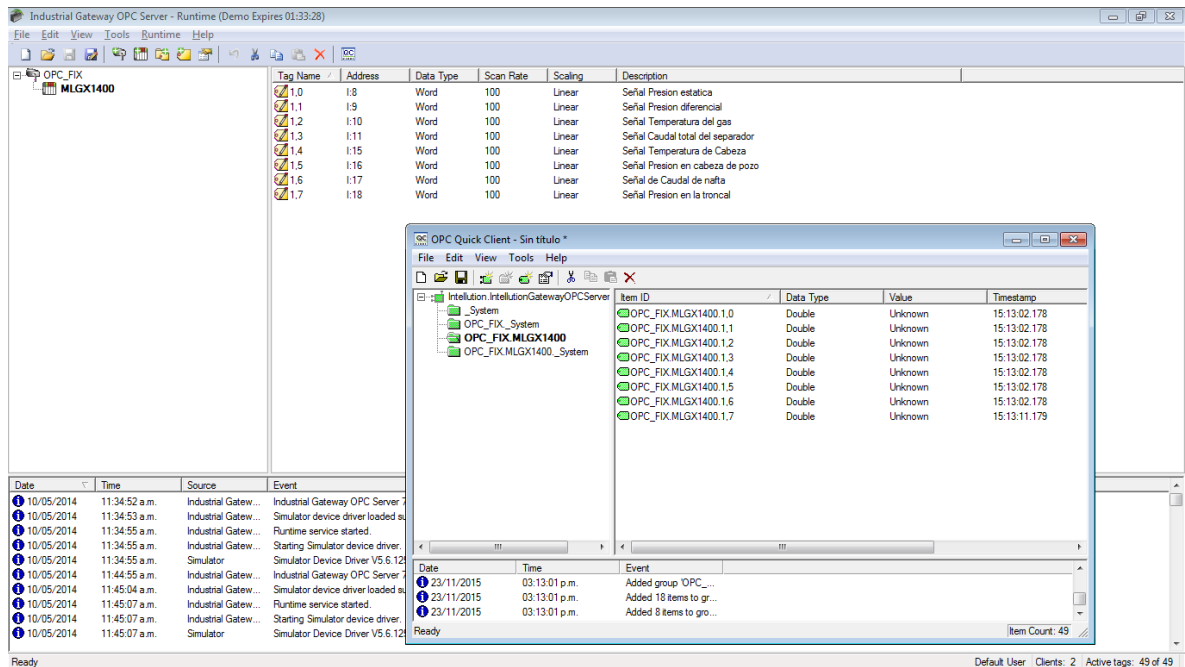


Figura 32. Monitor de Tags.



En la figura 32. Se obtienen los datos para realizar la herramienta informática observando todas las señales con respectivos valores en miliamperios y así mismo poder ingresar los datos obtenidos para dar los reportes necesarios.

Por ejemplo, un transmisor de presión absoluta está programado de 0 a 100 psi, en el IFIX se programa que 0 (nivel menor) sea de 4mA y 100 (nivel mayor) sea de 20mA, en algunos casos llega a obtener procesamientos encontrados en niveles intermedios sin haberlos programado porque cuando se realiza los niveles mayores y menores es como si el software lo entendiera en forma de rangos propuestos. De



esta forma el IFIX nos muestra de manera más conocida señales en **psi** (°F), BPD (Barriles por Dia) o las unidades que sean de nuestro interés.

Todo esto dentro de una interfaz gráfica y configurable, por otro lado, y el más importante es la capacidad de almacenar toda la información en el disco duro del PC para poder disponer en casos futuros.

Figura 33. Interface de Usuario.

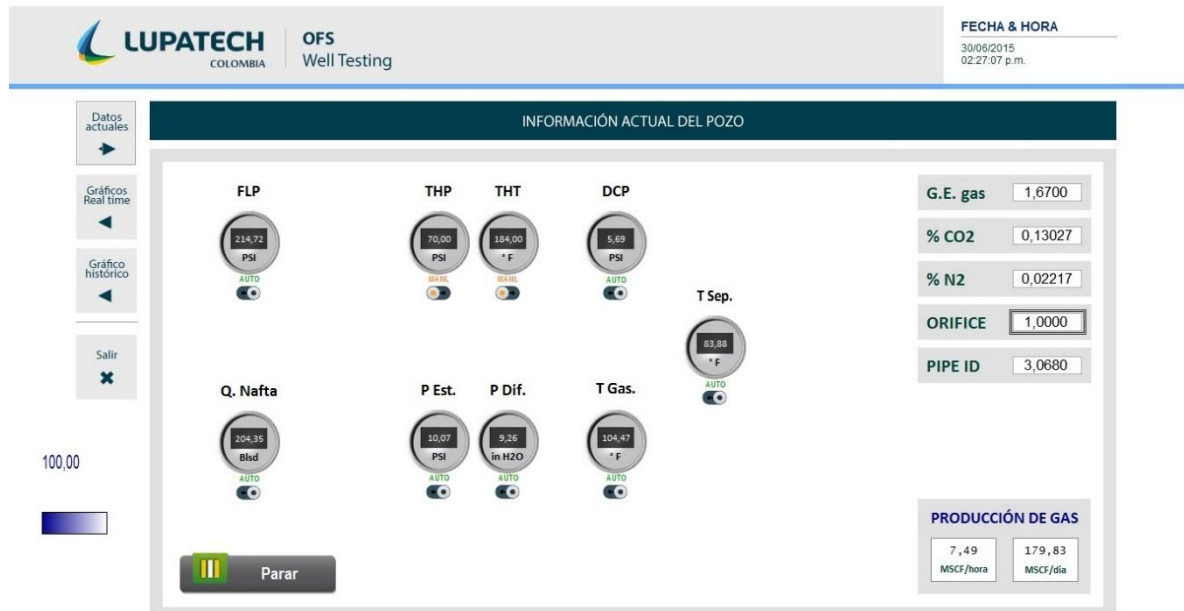
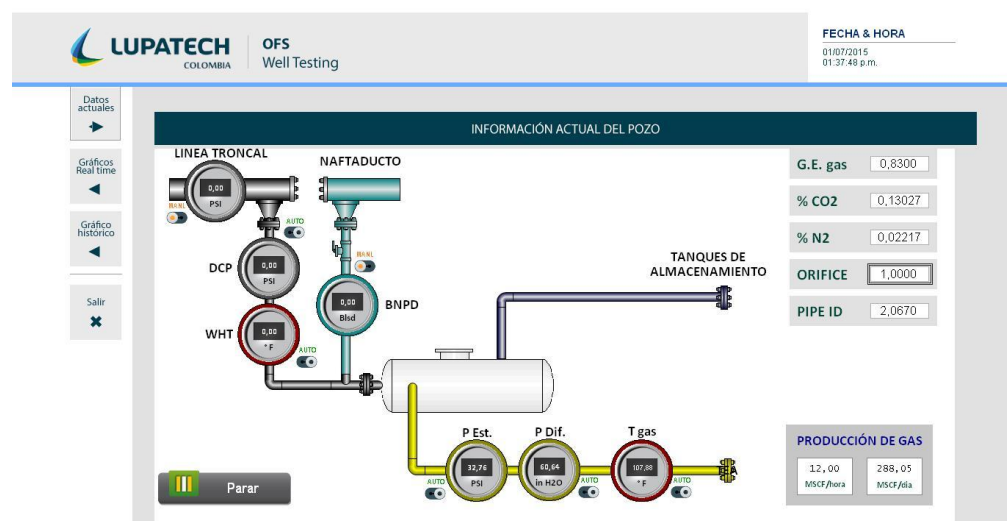


Figura 34. Control del sistema

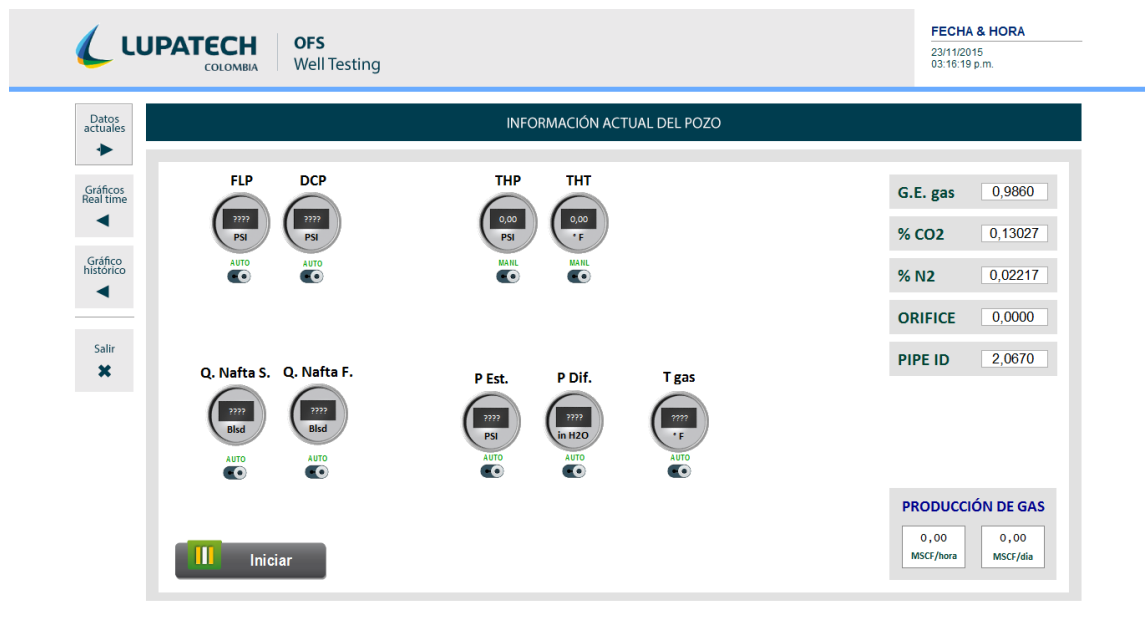


En la figura 34 se muestra la información actual del pozo, el monitoreo por solicitud del cliente. Se obtuvo los datos de la línea troncal donde fluye el crudo, midiendo la DCP y WHT (presión después de choque y temperatura en cabeza de pozo), igualmente se monitorea el caudal de inyección de Nafta (fracción ligera del petróleo natural) utilizada para este caso como diluyente; después de la dilución entran al separador dividiéndose en 3 fases (Agua, Gas, Aceite). La fase que se monitorea fue el Gas con ayuda de los sensores de P Est. (Presión Estática), P Dif. (Presión Diferencial) y T gas (Temperatura del Gas); con estas 3 variables y las 5 constantes que están en la parte superior derecha de la figura que son G.E. gas (Gravedad Especifica del Gas), %CO2 (porcentaje Dióxido de Carbono), %N2 (porcentaje de Nitrógeno), ORIFICE (platina de orificio usada en el Daniel) y PIPE ID (Diámetro interno de la tubería) se mostró la Producción diaria del Gas con los lineamientos del AGA 3<sup>13</sup>.

## 7.2 DISEÑO DE LA HERRAMIENTA INFORMÁTICA PARA OBTENER E INGRESAR AL SISTEMA LOS REPORTES PARA QUE SEAN MÁS FIABLES Y CÓMODOS.

Al llegar a la obtención de los datos por medio del OPC Server se debe desarrollar la herramienta informática que con ayuda del IFIX logramos colocar el monitoreo de los sensores instalados en superficie algo muy parecido a otros software con aplicaciones HMI (HUMAN MACHINE INTERFACE) como por ejemplo labview.

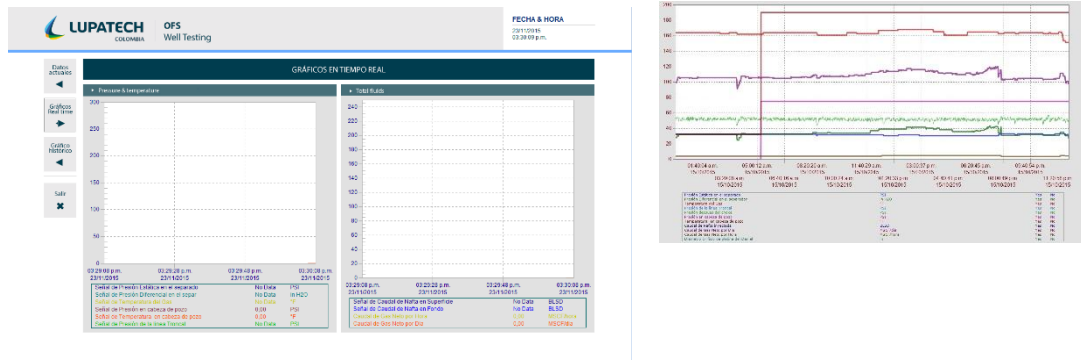
Figura 35. IFIX modo RUN



<sup>13</sup> Norma AGA 3 estándares de la industria del gas para placas de orificio: <http://www.inca.com.bo/docs/MedicionDeGasRev3.0>.

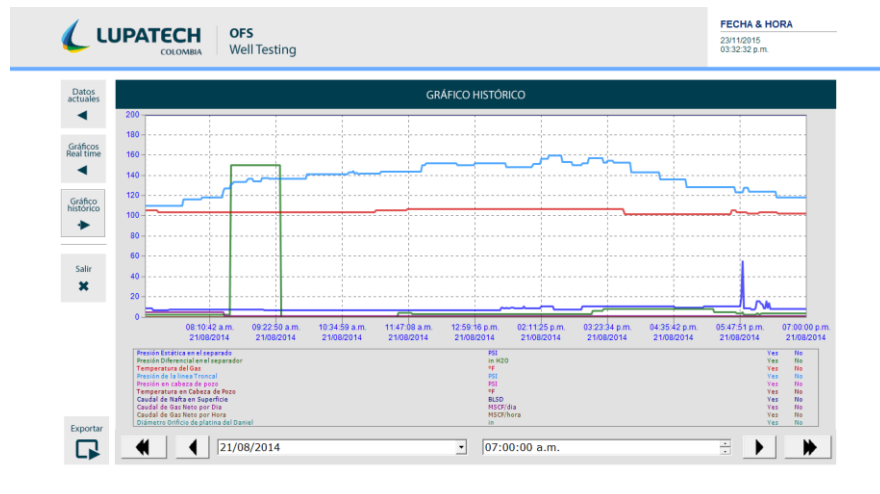
En la figura 35. Se observa el diseño de la herramienta en modo RUN, adquiriendo de esta manera todas las variables del pozo en superficie, logrando visualizar los parámetros en superficies del pozo en prueba.

Figura 36. Gráficos en tiempo real.

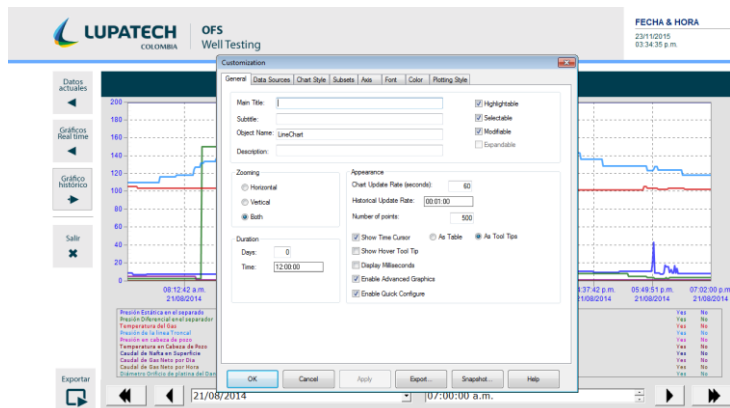


En la figura 36 se observa los gráficos en tiempo real para analizar las variaciones de los datos del pozo en superficie de una manera más rápida y de un periodo más corto, para lograr monitorear el comportamiento.

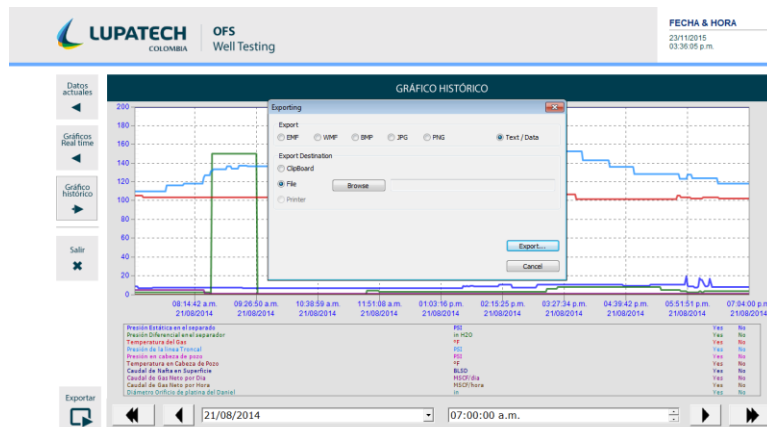
Figura 37. Grafico Histórico.



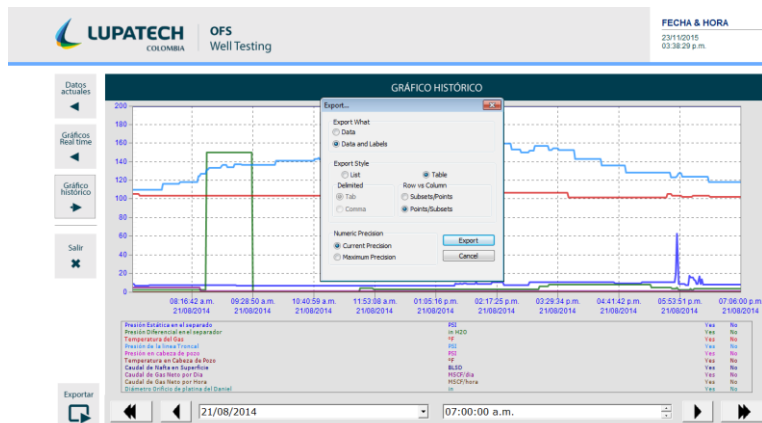
En la figura 37 se logra obtener el grafico histórico para lograr registrar las variables del pozo probados durante el periodo de tiempo que se necesite analizar. Este registro queda almacenado en el disco duro del PC y se puede acceder a él en cualquier momento de ser necesario.



Con el botón exportar logramos escoger el periodo de tiempo y la cantidad de datos que se quiere exportar bien sea en modo de texto o como imagen.



Al dar al botón Exportar de la figura anterior, se muestra esta otra ventana donde escogemos el directorio al cual vamos a exportar nuestros datos para así ser analizados y almacenados.



Se escoge la forma en que se nos van a visualizar los datos, bien sea lista, tabla, con o sin etiquetas, máxima precisión o precisión normal.

#	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	
	HIS.PEST	VALUE	HIS.PHW	VALUE	HIS.TGAS	VALUE	HIS.FLP	VALUE	HIS.THP	VALUE	HIS.THT	VALUE
455	06:02:37 p.m	7,34	2,51	102,5	123,6	0	0	200	1,06	0	0	0
456	06:04:04 p.m	7,34	2,51	102,5	123,6	0	0	200	1,06	0	0	0
457	06:05:30 p.m	17,38	2,51	102,5	123,6	0	0	200	1,06	0	0	0
458	06:06:57 p.m	15,34	2,53	102,5	123,6	0	0	200	1,06	0	0	0
459	06:08:23 p.m	15,34	2,53	102,5	123,6	0	0	200	1,06	0	0	0
460	06:09:50 p.m	15,34	2,53	103,57	123,6	0	0	200	1,06	0	0	0
461	06:11:17 p.m	8,95	3,55	103,57	123,6	0	0	200	1,06	0	0	0
462	06:12:43 p.m	12,55	3,55	103,57	123,6	0	0	200	1,06	0	0	0
463	06:14:10 p.m	8,32	3,55	103,57	123,6	0	0	200	1,06	0	0	0
464	06:15:36 p.m	8,32	3,55	103,57	123,6	0	0	200	1,06	0	0	0
465	06:17:03 p.m	16,69	3,55	103,57	123,6	0	0	200	1,06	0	0	0
466	06:18:29 p.m	8,29	3,55	103,57	123,6	0	0	200	1,06	0	0	0
467	06:19:56 p.m	13,55	3,55	103,57	123,6	0	0	200	1,06	0	0	0
468	06:21:23 p.m	8,27	3,55	103,57	123,6	0	0	200	1,06	0	0	0
469	06:22:49 p.m	8,27	3,55	103,57	123,6	0	0	200	1,06	0	0	0
470	06:24:16 p.m	8,27	3,55	103,57	123,6	0	0	200	1,06	0	0	0
471	06:25:42 p.m	8,27	3,55	103,57	123,6	0	0	200	1,06	0	0	0
472	06:27:09 p.m	8,27	3,55	103,57	123,6	0	0	200	1,06	0	0	0
473	06:28:35 p.m	8,27	3,55	103,57	118,35	0	0	200	1,06	0	0	0
474	06:30:02 p.m	8,27	3,55	102,54	118,35	0	0	200	1,06	0	0	0
475	06:31:29 p.m	8,27	3,55	102,54	118,35	0	0	200	1,06	0	0	0
476	06:32:55 p.m	8,27	3,55	102,54	118,35	0	0	200	1,06	0	0	0
477	06:34:22 p.m	8,27	3,55	102,54	118,35	0	0	200	1,06	0	0	0
478	06:35:48 p.m	8,27	3,55	102,54	118,35	0	0	200	1,06	0	0	0

Esta figura representa la tabla de datos exportada desde el IFIX para poder visualizarla en Excel. Describiendo la tabla se puede visualizar las etiquetas y la hora en la que se hizo la adquisición de datos.

Logrando dos de nuestros objetivos específicos que son la realización de los diagramas y el diseño de las herramientas informáticas de nuestro proyecto.

## 7.2.1 Modo Programador Y Editor De Visual Basic

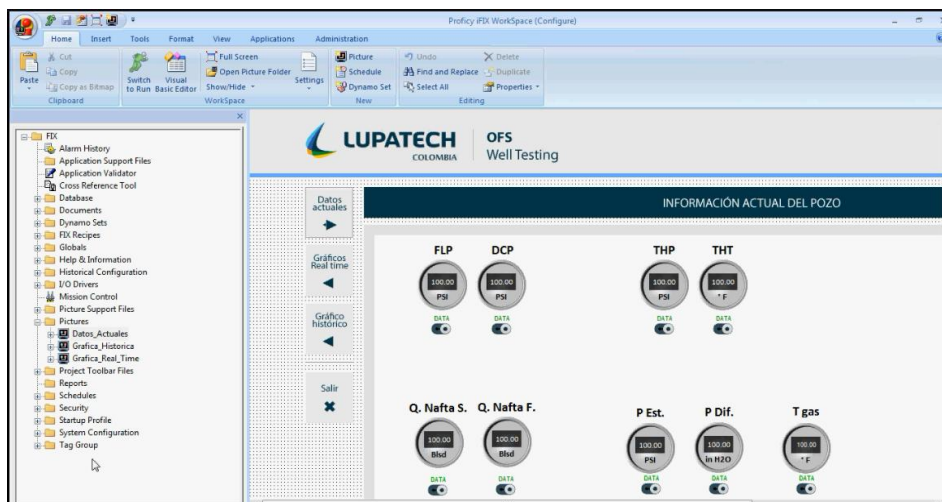


Figura 38. Modo programador

El modo programador tenemos el espacio de trabajo y las herramientas necesarias para el diseño de cualquier herramienta de medida de pozo, en esta ventana se puede pasar también al modo RUN pero el objetivo de este es poder diseñar en Visual Basic los medidores de temperatura y presión de los pozos por motivos ingresamos al editor de Visual Basic.

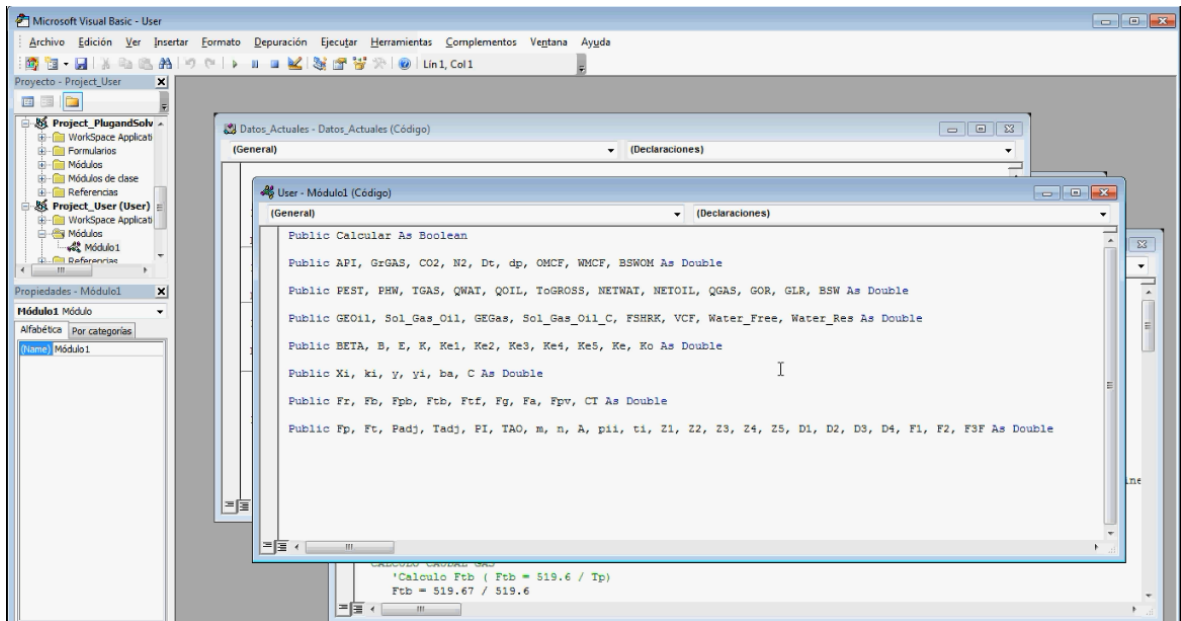
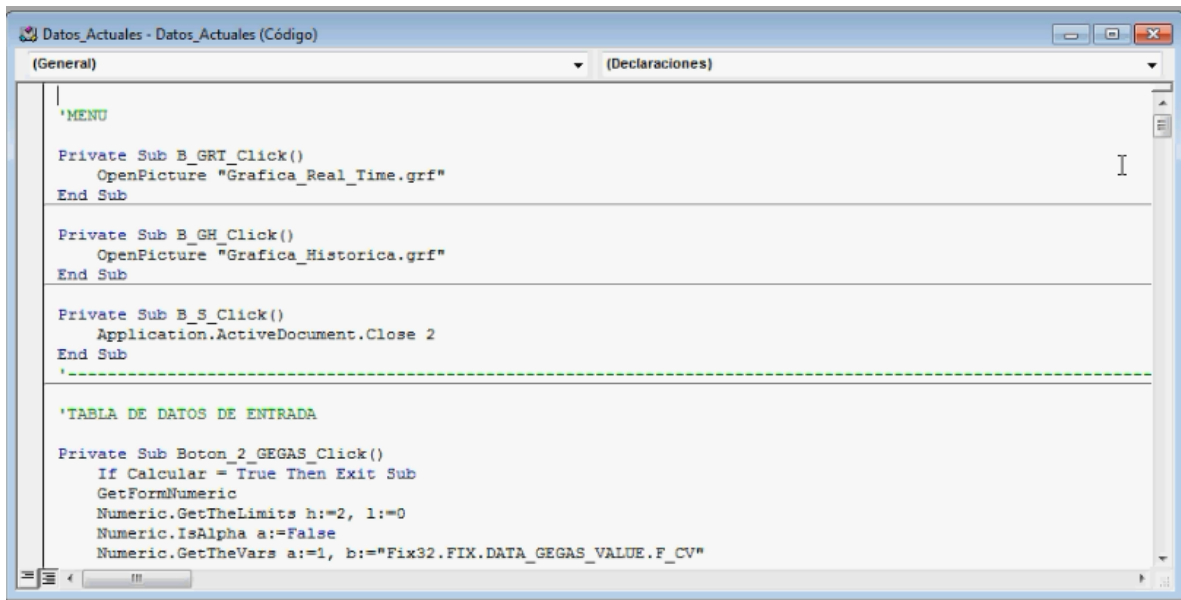


Figura 39. Editor de Visual Basic

En esta figura se muestra las líneas de código generada para el diseño de la herramienta ofimática, aquí realizamos un código orientado a objetos, logrando todos los procesos a realizar.



Se procede a realizar el código fuente para la generación de la gráfica de tiempo real, la gráfica histórica, aplicativo de documentos activos que es el encargado de exportar los datos obtenidos.

```

Datos_Actuales - Datos_Actuales (Código)
Boton_2_GEGAS Click
'-----
'TABLA DE DATOS DE ENTRADA

Private Sub Boton_2_GEGAS_Click()
    If Calcular = True Then Exit Sub
    GetFormNumeric
    Numeric.GetTheLimits h:=2, l:=0
    Numeric.IsAlpha a:=False
    Numeric.GetTheVars a:=1, b:="Fix32.FIX.DATA_GEGAS\VALUE.F_CV"
    Numeric.Show
End Sub

Private Sub Boton_3_CO2_Click()
    If Calcular = True Then Exit Sub
    GetFormNumeric
    Numeric.GetTheLimits h:=100, l:=0
    Numeric.IsAlpha a:=False
    Numeric.GetTheVars a:=1, b:="Fix32.FIX.DATA_CO2_VALUE.F_CV"
    Numeric.Show
End Sub

Private Sub Boton_4_N2_Click()
    If Calcular = True Then Exit Sub

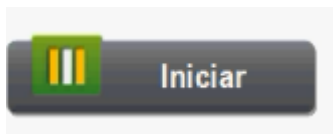
```

Se desarrolla la tabla de datos de entrada recolectando todas las señales las partes donde se genera el código b: "Fix32.FIX.DATA\_GEGAS\_VALUE.F\_CV" es donde se visualiza los datos obtenidos no directamente del sensor si no por medio de tablas generadas de conversión. Se muestra la siguiente figura o botones

G.E. gas	0,9860
% CO2	0,13027
% N2	0,02217
ORIFICE	0,0000
PIPE ID	2,0670

Se crea el botón de cálculo por medio de la siguiente programación generada al ingresar el botón por eso es orientada a objetos.

```
Datos_Actuales - Datos_Actuales (Código)
Boton_Start Click
End Sub
'-----
'BOTON DE CALCULO
Private Sub Boton_Start_Click()
Dim Validar As String
If Fix32.Fix.DATA_PIPEID_VALUE.F_CV <= 0 Then Validar = "Diámetro interior de la tubería de Gas"
If Fix32.Fix.DATA_ORIFICE_VALUE.F_CV <= 0 Then Validar = "Diámetro Orificio de platina en el Daniel"
If Fix32.Fix.DATA_N2_VALUE.F_CV <= 0 Then Validar = "Porcentaje N2 del Gas"
If Fix32.Fix.DATA_CO2_VALUE.F_CV <= 0 Then Validar = "Porcentaje CO2 del Gas"
If Fix32.Fix.DATA_GEGAS_VALUE.F_CV <= 0 Then Validar = "Gravedad Especifica del Gas"
If Validar <> "" Then
MsgBox "El valor de la variable ( " + Validar + " ) es menor o igual a 0, por favor corríjalo e intent
Exit Sub
End If
If Calcular = False Then Calcular = True Else Calcular = False
If Calcular = True Then
Datos_Actuales.Boton_Run.Description = "1"
Datos_Actuales.Text_Stop.Caption = "Parar"
Else
Datos_Actuales.Boton_Run.Description = "0"
Datos_Actuales.Text_Stop.Caption = "Iniciar"
Fix32.Fix.CAUDAL_GAS_HORA.F_CV = 0
End Sub
```

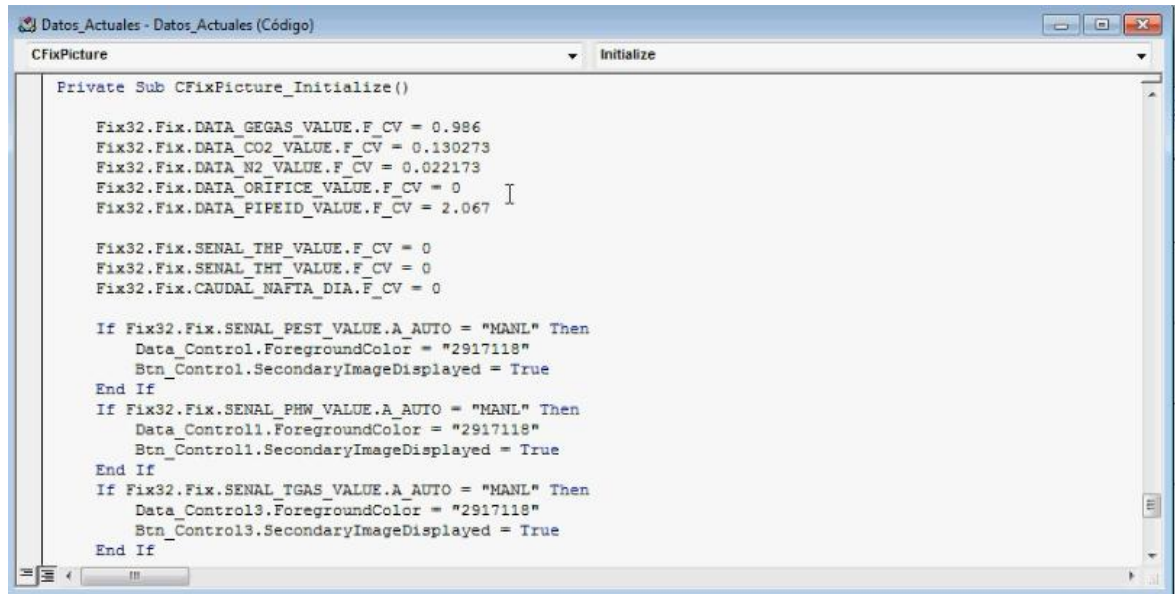


Este es el botón que crea con este código, este botón realiza todos los cálculos pertinentes al caso. Hacemos ciclos If para crear datos dinámicos y para que haga las comparaciones pertinentes y arroje los resultados del caudal de gas por hora y el caudal de gas por día.

```
Datos_Actuales - Datos_Actuales (Código)
(General) (Declaraciones)
'CONTROLES MANUALES DE DATOS
Private Sub Btn_Control_Click()
If Fix32.Fix.SENAL_PEST_VALUE.A_AUTO = "AUTO" Then
Fix32.Fix.SENAL_PEST_VALUE.A_AUTO = "MANL"
Data_Control.ForeColor = "2917118"
Btn_Control.SecondaryImageDisplayed = True
Else
Fix32.Fix.SENAL_PEST_VALUE.A_AUTO = "AUTO"
Data_Control.ForeColor = "40960"
Btn_Control.SecondaryImageDisplayed = False
End If
End Sub
Private Sub Btn_Control1_Click()
If Fix32.Fix.SENAL_PHW_VALUE.A_AUTO = "AUTO" Then
Fix32.Fix.SENAL_PHW_VALUE.A_AUTO = "MANL"
Data_Control1.ForeColor = "2917118"
Btn_Control1.SecondaryImageDisplayed = True
Else
Fix32.Fix.SENAL_PHW_VALUE.A_AUTO = "AUTO"
Data_Control1.ForeColor = "40960"
Btn_Control1.SecondaryImageDisplayed = False
End Sub
```



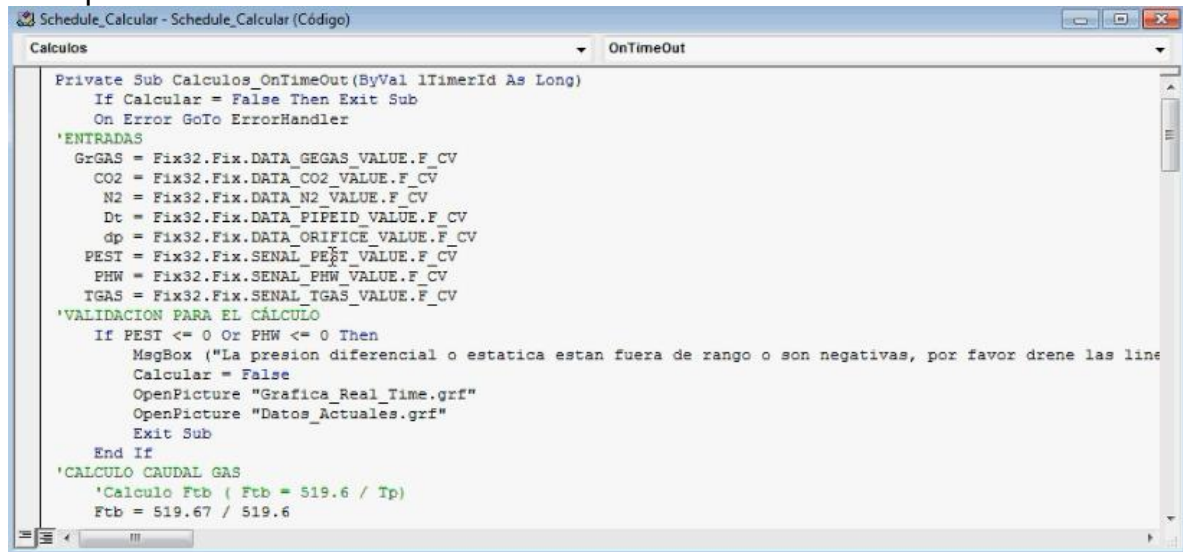
Se vio la necesidad de crear controles de cada transmisor, configurarlos en modo manual o en modo automático realizando este mismo paso en cada uno de los transmisores.



```
Private Sub CFixPicture_Initialize()  
  
    Fix32.Fix.DATA_GEGAS_VALUE.F_CV = 0.986  
    Fix32.Fix.DATA_CO2_VALUE.F_CV = 0.130273  
    Fix32.Fix.DATA_N2_VALUE.F_CV = 0.022173  
    Fix32.Fix.DATA_ORIFICE_VALUE.F_CV = 0  
    Fix32.Fix.DATA_PIPEID_VALUE.F_CV = 2.067  
  
    Fix32.Fix.SENAL_THP_VALUE.F_CV = 0  
    Fix32.Fix.SENAL_THT_VALUE.F_CV = 0  
    Fix32.Fix.CAUDAL_NAFTA_DIA.F_CV = 0  
  
    If Fix32.Fix.SENAL_PEST_VALUE.A_AUTO = "MANL" Then  
        Data_Control.ForeColor = "2917118"  
        Btn_Control.SecondaryImageDisplayed = True  
    End If  
    If Fix32.Fix.SENAL_PHW_VALUE.A_AUTO = "MANL" Then  
        Data_Control1.ForeColor = "2917118"  
        Btn_Control1.SecondaryImageDisplayed = True  
    End If  
    If Fix32.Fix.SENAL_TGAS_VALUE.A_AUTO = "MANL" Then  
        Data_Control3.ForeColor = "2917118"  
        Btn_Control3.SecondaryImageDisplayed = True  
    End If  
End Sub
```

Se colocan condiciones iniciales para evitar errores o que el programa o los transmisores pierdan tiempo realizando cálculos iniciales por eso se programa con constantes iniciales. El único que se dejó en 0 son los datos de orificio ya que con este valor es el que vamos a modificar manualmente para mirar el comportamiento del pozo.

Para poder calcular los datos obtenidos debemos declarar variables



```
Private Sub Calculos_OnTimeOut(ByVal lTimerId As Long)  
    If Calcular = False Then Exit Sub  
    On Error GoTo ErrorHandler  
    'ENTRADAS  
    GrGAS = Fix32.Fix.DATA_GEGAS_VALUE.F_CV  
    CO2 = Fix32.Fix.DATA_CO2_VALUE.F_CV  
    N2 = Fix32.Fix.DATA_N2_VALUE.F_CV  
    Dt = Fix32.Fix.DATA_PIPEID_VALUE.F_CV  
    dp = Fix32.Fix.DATA_ORIFICE_VALUE.F_CV  
    PEST = Fix32.Fix.SENAL_PEST_VALUE.F_CV  
    PHW = Fix32.Fix.SENAL_PHW_VALUE.F_CV  
    TGAS = Fix32.Fix.SENAL_TGAS_VALUE.F_CV  
    'VALIDACION PARA EL CÁLCULO  
    If PEST <= 0 Or PHW <= 0 Then  
        MsgBox ("La presión diferencial o estática están fuera de rango o son negativas, por favor drene las líneas")  
        Calcular = False  
        OpenPicture "Grafica_Real_Time.grf"  
        OpenPicture "Datos_Actuales.grf"  
        Exit Sub  
    End If  
    'CÁLCULO CAUDAL GAS  
    'Calculo Ftb ( Ftb = 519.6 / Tp)  
    Ftb = 519.67 / 519.6  
End Sub
```

Se puede observar en la anterior grafica la declaración de las variables de entrada para luego validar los datos y hacer los cálculos observándose en la siguiente gráfica. Seguidamente se hace el cálculo del caudal de gas, con cálculos específicos que nos entrega el AGA 3, estos estándares no son modificables.

```
OpenPicture "Datos_Actuales.grf"
Exit Sub
End If
'CALCULO CAUDAL GAS
'Calculo Ftb ( Ftb = 519.6 / Tp)
Ftb = 519.67 / 519.6
'Calculo Fpb ( Ftb = 519.6 / Pb)
Fpb = 14.73 / 14.7
'Calculo Ftf
Ftf = (520 / (IGAS + 460)) ^ 0.5
'Calculo Fg
Fg = (1 / GrGAS) ^ 0.5
'Calculo Fa
Fa = 1 + (0.000185 * (IGAS - 68))
'Calculo Y
ki = 1.3
Xi = PHW / (27.707 * (PEST + 14.7))
BETA = (dp / Dt)
y = 1 - (0.41 + 0.35 * BETA ^ 4) * (Xi / ki)
'Calculo Fr
B = 530 / (Dt ^ 0.5)
E = dp * (830 - (5000 * BETA) + (9000 * (BETA ^ 2)) - (4200 * (BETA ^ 3)) + B)
K = 0.604 / ((1 - BETA ^ 4) ^ 0.5)
```

Así se logra desarrollar la herramienta ofimática obteniendo los botones, cálculos y poder monitorear los pozos.

## 8 RECURSOS

### 8.1 Recursos Humanos

- Ejecutor del trabajo: Wilber Leonardo Lopez Polania. Estudiante de Ingeniería Electrónica, Universidad Surcolombiana.
- Asesor de presupuesto: Carlos Collazos Dondel, Ingeniero de campo, Well Testing Lupatech OFS.
- Director en la empresa: Marlio Cardona, Jefe de personal Well Testing Lupatech OFS.

### 8.2 Recursos materiales

- Equipo de cómputo para desarrollar el proyecto (provisto por la empresa).
- Instalaciones y bases de la empresa Lupatech OFS.
- Acceso a información de la empresa, en campos de producción.

### 8.3 Recursos económicos

Teniendo en cuenta la magnitud de dicho proyecto todos los gastos son asumidos por la empresa tanto de transporte entre ciudades como movilizaciones a los respectivos campos de trabajo, como en la adquisición de equipos de toda clase que se necesitan para desarrollar el proyecto, el colaborador tendrá un sueldo que compre un salario mínimo legal vigente, subsidio de transporte, seguridad social y viáticos cuando no esté en su base Neiva.

## CONCLUSIONES

- Se logró ejecutar diagramas de monitoreo del pozo en superficie en tiempo real para su análisis y entrega de resultados; siendo el cliente el único que puede intervenir el pozo de ser necesario.
- Se mejora la plataforma mediante un diseño en IFIX 5.5 migrando de la toma de datos manuales propensa a errores humanos, a la obtención y registro digital en tiempo real, así mismo, generando reportes más fiables y cómodos para el encargado de dicha labor.
- Se implementó un instructivo o manual de procedimientos del sistema de adquisición de datos aprobado y publicado en la plataforma SIG (Sistema Integrado de Gestión) de Lupatech para facilitar la utilización del sistema.

## BIBLIOGRAFÍA

- Información de la empresa

<http://www.lupatech.com.co>  
<http://www.lupatech.com/lupatech/en>

- Fabricantes de los sensores a utilizar

<http://www2.emersonprocess.com>  
<http://www.rosemount.com/products>

- IFIX 5.5

<http://www.geautomation.com/products/proficy-hmiscada-iFIX>  
<http://www.ge-ip.com/products/proficy-hmi-scada-iFIX/p3311>

## ANEXO

### MANUAL DE PROCEDIMIENTOS DEL SISTEMA DE ADQUISICION DE DATOS (IFIX)

Al ver la necesidad para las operaciones de servicio se realiza un manual de procedimiento del sistema de adquisición de datos con fecha de emisión **20/03/14** aprobado por **LL/AO** con numero de documento **03-19-345**.

Guiar a la persona medianamente versada en la materia en la instalación, manejo y puesta en marcha del sistema dinámico de adquisición de datos (PLC, basado en iFIX 5.5) para los procesos de Well Testing, pruebas extensas y facilidades de producción, servicios prestados por Lupatech OFS.

#### Definiciones

Los siguientes conceptos son ilustrativos y relativos al proceso de adquisición de datos y están ligados al MANUAL DE PROCEDIMIENTOS PARA WT (Well Testing) Y EPF (Employees Provident Fund).

**TRANSMISOR DE PRESIÓN:** este dispositivo digital convierte la presión aplicada en la placa de medición situada al fondo del orificio de acople, en una señal eléctrica.

*Transmisores de presión puntual, estática y diferencial, respectivamente*



Este debe ir acoplado a la línea a medir, ya sea por medio de una flauta, o bien, en los puntos dispuestos para este fin; preferiblemente anteponiendo al mismo, una llave de bloqueo para facilitar la manipulación de dicho dispositivo sin poner en

riesgo la integridad del sistema de producción.

*Transmisor De Temperatura*

La salida del dispositivo siempre es lineal y directamente proporcional a la presión aplicada, los transmisores de presión son dispositivos de rango fijo y se describen en parte por el rango de presión y el tipo de salida; por ejemplo, un transmisor con un rango de 0-100 psi y 4-20 mA de salida, debe producir una salida de 4 mA a presión 0 y 20 mA a 100 psi.

**TRANSMISOR DE TEMPERATURA:** Son dispositivos digitales, que convierten las señales analógicas de resistencias generadas por un PT100 (100 ohm RDT) en una señal de corriente de 4 a 20 mA, la cual se visualiza en el display incorporado en el instrumento y a su vez se transmite hacia el PLC por un cable de dos hilos.



*PTC100*

**PT100:** Es un tipo de sensor RTD (detector de temperatura de resistencia) que está hecho de platino; tiene una resistencia de 100 ohmios a 0°C; esta resistencia va aumentando a medida que la temperatura a la cual está expuesto el platino aumenta, lo que permite convertir esta resistencia en una señal análoga, que más tarde se puede interpretar como un dato puntual. Estos sensores están montados normalmente en algún tipo de funda protectora para formar una sonda, y éstos se conocen comúnmente como sondas PRT (termómetro de resistencia de platino).



**MEDIDOR DE TURBINA:** Los medidores de flujo por variación de velocidad se fundamentan en medir la velocidad que lleva el fluido cuando pasa por un área constante; este se puede utilizar para medir flujo de líquidos limpios o filtrados.

*Medidor De Turbina y Transmisor De Caudal*



El dispositivo se instala en medio de la línea de tubería en la que se quiere medir caudal, ya sea con un sistema bridado, o de rosca (en líneas de bajas presiones); además debe instalarse de tal modo que no se vacíe cuando cese el flujo ya que el choque de líquido a alta velocidad contra el medidor vacío puede dañarlo seriamente.

**TRANSMISOR DE CAUDAL:** más conocido en el campo por el término “Display”, cumple la función de interpretar los pulsos generados por la turbina y de acuerdo a la constante específica de la misma, visualizarlos en pantalla como datos de flujo (normalmente en unidades de BPD “Barriles por día”) y de la misma manera transmitirlos hacia el PLC como una señal de 4 a 20 mA.

**CAJA DE INTERCONEXIÓN:** Este es un elemento que cumple la función de centralizar las señales de entrada desde los transmisores hacia el PLC garantizando la integridad del sistema en general. Debe estar instalado de manera fija en el separador.

*Caja de interconexión*



**CONTROLADOR LÓGICO PROGRAMABLE:** más conocido por sus siglas en inglés PLC, es una computadora utilizada en automatización industrial, para automatizar procesos electromecánicos y el monitoreo de la maquinaria en líneas de producción o montajes.



*Sistema PLC*



A diferencia de las computadoras de propósito general, el PLC está diseñado para múltiples señales de entrada y de salida, rangos de temperatura ampliados, inmunidad al ruido eléctrico y resistencia a la vibración y al impacto. Los programas para el control de funcionamiento de la máquina se suelen almacenar en baterías (copia de seguridad) o en memorias no volátiles.

**CABLEADO PARA INSTRUMENTACIÓN:** estos cableados son multiconductores de 18 AWG de 3 a 24 hilos de cobre o cobre estañado trenzado, flexible, aislado con policloruro de vinilo (PVC) de 75°C, pareados, un conductor neutro de cobre estañado, cintado con una pantalla poliéster y una cubierta de policloruro de vinilo retardante a la llama, con una capacidad de 300 o 600 V.

*Sistemas de cables para el montaje*



El sistema consta de 3 tipos de cableado principalmente; esto definido por el tipo de daño que soportan, y están identificados por su color y grosor, el cual se describe a continuación:

- Cable de color azul (1.2 cm de diámetro) es apto para tráfico pesado y temperaturas no superiores a 95°C.
- Cable gris y negro (1,6 cm de diámetro) no es apto para tráfico pesado y temperaturas no superiores a 75°C.
- Cable gris y negro (0,6 cm de diámetro) no es apto para tráfico pesado y

temperaturas no superiores a 85°C.

**NAFTA:** nafta de petróleo, nafta ASTM o ligroína, es una mezcla líquida de diversos compuestos volátiles, muy inflamables, de la serie homóloga de los hidrocarburos saturados o alcanos. Se emplea principalmente como disolvente no polar.

**ELECTRICIDAD ESTÁTICA:** El término electricidad estática se refiere a la acumulación de un exceso de carga eléctrica en una zona con poca conductividad eléctrica, un aislante, de manera que la acumulación de carga persiste. Los efectos de la electricidad estática son familiares para la mayoría de las personas porque pueden ver, notar e incluso llegar a sentir las chispas de las descargas que se producen cuando el exceso de carga del objeto cargado se pone cerca de un buen conductor eléctrico (como un conductor conectado a una toma de tierra) u otro objeto con un exceso de carga, pero con la polaridad opuesta.

### **Consideraciones generales y de HSEQ**

El líder de la operación y la cuadrilla debe cumplir y velar por el cumplimiento de los estándares de HSEQ de la compañía.

Antes de iniciar la operación se debe:

- Cumplir con la Política de Seguridad Vial, realizando el 01-01-308-F003 Plan de Movilización siempre que se requiera mover equipos (unidades/sets) y el 01-01-308 F001 Gerenciamiento de Viaje cada vez que se movilice personal.
- Identificar los riesgos en conjunto con la cuadrilla y plasmarlos en el Formato 02-01-308-F001 Análisis Seguro de Trabajo (AST). Cuando el cliente solicite diligenciar su propio AST, se realizará éste y debe quedar como soporte en campo.
- Realizar la Charla de Seguridad, contemplando los riesgos de la locación, de la zona y de la operación.
- Diligenciar el formato 02-01-308 F002 Permiso de Trabajo y tramitar la respectiva autorización con los soportes que éste exige según la actividad a desarrollar (actividades no rutinarias, críticas como: trabajo en alturas, espacios confinados, izaje de cargas). Cuando el cliente solicite diligenciar su propio Permiso de Trabajo, se realizará éste y debe quedar como soporte en campo.
- Debe ser divulgado y estar publicado en las unidades/sets el 02-05-301 F004 Medevac y las Políticas de la compañía así mismo como velar por el cumplimiento de las mismas.

- Verificar el cumplimiento de la 02-01-309 F002 lista de chequeo de emergencias HSE
  - Botiquín
  - Elementos de apoyo (extintores, camilla, pedestales, inmovilizadores, señalización, entre otros) Kit ambiental)
- Verificar que todo el personal cuente con los EPP'S (Elemento de Protección personal) necesarios para realizar la operación (Gafas, casco, botas, ropa de trabajo, protectores auditivos, guantes, entre otros)
- Verificar la instalación de los puntos ecológicos teniendo en cuenta el código de colores de la compañía o el PMA (Plan de Manejo Ambiental) establecido por la operadora según corresponda.
- Realizar mediciones atmosféricas con el explosímetro y dejar registro en el Formato 02-01-308-F001 Análisis Seguro de Trabajo (AST).
- Verificar la rotulación de todos los productos químicos presentes en el sitio de trabajo, fichas de seguridad (MSDS). Rotulación: HMISIII, NFPA y UN. Así mismo en operaciones de WT-EFP se debe contar con la marcación de las muestras testigo.
- Verificar el diligenciamiento de las listas de chequeo pre-operacionales (Well Logging, Well Testing-EFP, Coiled Tubing, Slick Line) que apliquen de acuerdo a la actividad a desarrollar
- Verificar las certificaciones de los equipos que se usarán en la operación, por ejemplo: certificación de líneas de vida, inspecciones de luz negra, calibración de equipos (Explosímetro, alcoholímetro, manómetros, elementos de laboratorio, entre otros)
- Si hay vehículos presentes en la operación propios o de contratistas, subcontratistas deben cumplir con lo exigido en la 01-01-308 Política de Seguridad Vial: Diligenciar los formatos: 01-01-308 F001 Gerenciamiento de Viaje, 01-01-308 F002 Inspección de vehículos y los conductores deben cumplir con lo exigido por la compañía)
- Verificar la documentación del maletín de calidad (Procedimientos operativos, administrativos y formatos que apliquen según la 02-01-309 F006 Lista de Control de Documentos en Campo).

- Todo el personal debe contar con el esquema de vacunación (Tétano y Fiebre amarilla) o la que se exija de acuerdo a la zona.
- Cuando ingrese personal diferente a la cuadrilla de operación a la locación se debe:
  - Solicitar los pagos de seguridad social EPS (Entidad Promotora de Salud), ARL (Administradora de Riesgos Laborales) y AFP (Administradora de Fondos de Pensiones)
  - Realizar inducción a visitantes teniendo en cuenta de los riesgos presentes en el área y en la operación. Dejar registro de ingreso en el formato 02-01-315 F001 Registro de visitantes.
  - El personal debe contar con esquemas de vacunación (Tétano y Fiebre amarilla) o la que se exija se acuerdo a la zona.

Además, para la operación contenida en este procedimiento se debe tomar en consideración que es necesario el uso de elementos electrónicos para la instalación y puesta a punto del sistema, por tanto, el pozo debe encontrarse fuera de operación y ausente de posibles atmosferas peligrosas; igualmente, debe tenerse en cuenta que todas las líneas del sistema deben estar debidamente aisladas y etiquetadas. El Ingeniero y/o el operador líder son responsables de que se cumpla estrictamente las directrices aquí mencionadas.

## Identificación De Peligros y Determinación De Controles

Tabla 1. IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS Y DETERMINACION DE CONTROLES

ACTIVIDAD	PELIGROS	CONTROLES
Inspección y evaluación de puntos de conexión y montaje.	<p><b>Locativo:</b> Trabajo en alturas superior 1,5 metros.</p> <p><b>Naturales:</b> Personal expuesto a la lluvia y condiciones climáticas adversas.</p>	<p>Programa de la seguridad Basada en el Comportamiento.</p> <p>Capacitación en trabajo seguro en alturas.</p>
Adecuación de puntos de conexión al sistema de tuberías y separador.	<p><b>Naturales:</b> Personal expuesto a la lluvia y condiciones climáticas adversas.</p> <p><b>Físico:</b> Iluminación inadecuada.</p> <p><b>Mecánico:</b> Material particulado (polvo), residuos contaminados.</p> <p><b>Químicos:</b> Inhalación de vapores provenientes de las</p>	<p>Programa de la seguridad Basada en el Comportamiento.</p> <p>Programa Uso, Inspección y Reposición de EPP's.</p> <p>Programa manejo de químicos.</p>

	tuberías abiertas.	
Instalación de transmisores y elementos de medición sobre las líneas de tubería.	<p><b>Naturales:</b> Personal expuesto a la lluvia y condiciones climáticas adversas.</p> <p><b>Locativo:</b> Trabajo en alturas superior 1,5 metros.</p> <p><b>Físico químico:</b> Presión acumulada en líneas.</p> <p><b>Químicos:</b> Inhalación de vapores provenientes de las tuberías abiertas.</p> <p><b>Ergonómico:</b> Manipulación de válvulas.</p> <p><b>Físico:</b> Ruido, Iluminación inadecuada.</p>	<p>Programa de la seguridad Basada en el Comportamiento.</p> <p>Programa manejo de químicos.</p> <p>Capacitación en trabajo seguro en alturas.</p> <p>Programa Uso, Inspección y Reposición de EPP's.</p> <p>Capacitación en riesgo ergonómico.</p> <p>Mantenimiento preventivo de equipos.</p>
Instalación y montaje de la caja de interconexión.	<p><b>Naturales:</b> Personal expuesto a la lluvia y condiciones climáticas adversas.</p> <p><b>Químicos:</b> Inhalación de vapores provenientes del separador.</p> <p><b>Ergonómico:</b> Manipulación de carga.</p> <p><b>Físico:</b> Ruido, Iluminación inadecuada.</p> <p><b>Eléctrico:</b> Equipos energizados.</p>	<p>Programa de la seguridad Basada en el Comportamiento.</p> <p>Programa manejo de químicos.</p> <p>Programa Uso, Inspección y Reposición de EPP's.</p> <p>Capacitación en riesgo ergonómico.</p> <p>Capacitación en el uso adecuado de herramientas.</p>
Tendido de cableado de sistema de interconexión.	<p><b>Ergonómico:</b> Manipulación de cables y carga.</p> <p><b>Naturales:</b> Personal expuesto a la lluvia y condiciones climáticas adversas.</p> <p><b>Físico:</b> Ruido, Iluminación inadecuada.</p>	<p>Programa de la seguridad Basada en el Comportamiento.</p> <p>Programa manejo de químicos.</p> <p>Programa Uso, Inspección y Reposición de EPP's.</p> <p>Capacitación en riesgo ergonómico.</p> <p>Mantenimiento preventivo de equipos.</p>
Ubicación de PLC y conexión del sistema de interconexión.	<p><b>Naturales:</b> Personal expuesto a la lluvia y condiciones climáticas adversas.</p> <p><b>Eléctrico:</b> Equipos energizados.</p>	<p>Programa de la seguridad Basada en el Comportamiento.</p> <p>Programa Uso, Inspección y Reposición de EPP's.</p>

	<b>Físico:</b> Ruido, Iluminación inadecuada.	Mantenimiento preventivo de equipos.
Encendido y puesta en marcha del sistema	<b>Ergonómico:</b> Manipulación de válvulas <b>Físico químico:</b> Presión acumulada en líneas. <b>Eléctrico:</b> Equipos energizados <b>Naturales:</b> Personal expuesto a la lluvia y condiciones climáticas adversas. <b>Físico:</b> Ruido, Iluminación inadecuada.	Programa de la seguridad Basada en el Comportamiento. Programa manejo de químicos. Programa Uso, Inspección y Reposición de EPP's. Capacitación en riesgo ergonómico Mantenimiento preventivo de equipos.

### Precauciones Adicionales

Todos los profesionales, diferentes al personal designado por la compañía, que vayan a participar en la instalación, manejo o manipulación del sistema de adquisición de datos en las locaciones a cargo de Lupatech deben conocer el programa de seguridad HSEQ y cumplir con los requisitos o la respectiva documentación exigida en el formato Cod. #####.

- Autorización o estar en la lista del personal autorizado para ingresar a la locación.
- Cédula de ciudadanía.
- Elementos de protección personal (casco, gafas de seguridad, guantes, camisa de manga larga u overol, botas de seguridad, arnés, máscara contra vapores).
- Aprobación y Certificación por parte de Lupatech y del representante de la operadora. (Revisión pre-operacional).
- Certificado de calibración o mantenimiento vigente de los elementos electrónicos o herramientas eléctricas que sean necesarias para dicha operación.
- Al llegar los profesionales a la puerta de ingreso de la locación se les debe efectuar la prueba de alcoholemia donde existan las facilidades para ello. Prueba que debe quedar registrada en el Formato de alcoholimetría Cód. 01-01-305 F001.

## Descripción Del Proceso

### PREPARACION:

- El Ingeniero debe garantizar que se cuenta con la documentación necesaria y los requisitos para realizar un trabajo seguro de acuerdo a las Políticas de la empresa.
- El operador debe asegurar la operación mediante el diligenciamiento de los siguientes documentos: FORMATO CHECK LIST PREOPERACIONAL Cód. 03-19-301-F008, FORMATO INSPECCIÓN OPERATIVA WELL TESTING Cód. 03-19-301-F009 y FORMATO CHECK LIST WELL TESTING Cód. 03-19-301-F010.
- El ingeniero debe asegurar que se cuenta con los equipos disponibles y en buen estado para la realización de la labor de instalación y montaje del sistema de adquisición de datos.
- El ingeniero será la persona responsable de auditar el trabajo para garantizar el cumplimiento de los estándares de HSEQ de Lupatech y del cliente en las operaciones realizadas durante el desarrollo del procedimiento.
- El Técnico debe mantener y dejar en buenas condiciones de orden y aseo los equipos y el área de trabajo, el Ingeniero asegurará el cumplimiento.
- Es responsabilidad del Ingeniero haber difundido el presente Procedimiento además del Procedimiento para trabajo seguro en alturas Cód. 02-01-302, a todas las personas encargadas de la operación de cargue de carro tanques incluidos los conductores de las unidades de transporte y asegurar mediante evaluación el entendimiento completo del mismo y registrarlo en el Formato Evaluación de Capacitación Cód. 09-01-301-F001.
- Verificar oportunamente que el personal que interviene en la labor conozca y aplique el procedimiento, emplee adecuadamente los equipos de protección personal y de operación requeridos para el desarrollo seguro del trabajo es responsabilidad del Operador.
- El Técnico en conocimiento de lo anterior debe aplicar correctamente este procedimiento de trabajo y emplear los equipos establecidos para el desarrollo de la actividad.

- Es responsabilidad del Ingeniero verificar que el personal que vaya a realizar trabajo en alturas cumpla con las siguientes capacitaciones, y diligencien el Formato inspección de equipos de trabajo en alturas Cód. 02-01-302 F001.
  - Riesgos de trabajo en alturas
  - Uso adecuado de EPP
  - Componentes del sistema de protección contra caídas
  - Técnicas de conexión y anclaje
  - Inspección, mantenimiento y almacenamiento de equipos y sistemas de protección.
  
- Es responsabilidad del Ingeniero divulgar el Plan de Emergencia, el MEDEVAC (protocolo a seguir en caso de alguna eventualidad médica) y los roles de los brigadistas en caso de una eventualidad. Diligenciados en el Formato Evacuación Medica (Medevac) 02-05-301 F004. Así mismo es responsable de divulgar las políticas y protocolos dentro de la locación para asegurar que el personal involucrado en la operación NO FUME O HAGA USO DEL CELULAR.
  
- El Ingeniero/Operador/Técnico deben garantizar la charla de seguridad y pre operacional, esta quedará registrada en el Formato Charla de Seguridad, Cód. 02-01-308 F003.
  
- El Operador está en la obligación de diligenciar los formatos de Permiso de Trabajo y análisis seguro del trabajo AST o los formatos definidos por el cliente directamente y darlos a conocer a todo el personal involucrado en la tarea.
  
- El ingeniero debe verificar que el Lay out de la locación se muestre la ubicación exacta de los extintores, camillas, botiquín de primeros auxilios y ducha lava ojos, la inspección debe quedar registrada en los formatos: Inspección de extintores Cód. 02-01-309 F003, Lista de chequeo Emergencias HSE Cód. 02-01-309 F002.
  
- El Ingeniero debe asegurar que el kit ambiental este completo y a la vista en todo momento y en un punto intermedio entre la zona de almacenamiento y la zona de cargue mediante el diligenciamiento de la Lista de chequeo Emergencias HSE Cód. 02-01-309 F002.
  
- El Operador debe disponer en sitio de los elementos necesarios para control de contingencias en caso de emergencia médica, derrame, incendio o explosión.
  
- El operador debe planear y coordinar adecuadamente con el Ingeniero y el representante del cliente, la programación y horas de realización del cargue de carro tanques.



- El Técnico debe tomar las precauciones de HSEQ requeridas antes de iniciar el trabajo y cumplir con las políticas de HSEQ para el desarrollo normal de actividades.
- Todo el personal deben emplear correctamente los equipos de protección personal y verificar su correcto estado.
- El ingeniero debe asegurar que todas las actividades y movimientos realizados en la operación queden registrados en el FORMATO JOB LOG LUPATECH WELL TESTING Cód. 03-19-301-F001.
- El operador debe verificar y asegurar que este sistema NO SE OPERE cuando se estén haciendo transferencias entre tanques o bombeo por el oleoducto.
- El operador debe revisar e inspeccionar visualmente el juego de válvulas a operar, en el caso de que no funcionen correctamente no se puede ejecutar la actividad hasta que las mismas hayan sido reparadas y probadas.

### **Revisión De La Locación Y Preinstalación Del Sistema**

- El operador debe garantizar que el PROCEDIMIENTO DE ARME DE LOS EQUIPOS OPERATIVOS ESTÉ COMPLETO y que cumpla con todo lo establecido en el manual de operaciones de Well Testing de la compañía; esto evita riesgos de descalibración y de integridad en general del sistema de medición.
- El ingeniero antes de comenzar el arme del sistema de adquisición, debe verificar que todos los elementos de medición, transmisores, turbinas, cableados, cajas de interconexión, PLC, Computador, cable de comunicación (aparte de los equipos adicionales que estén integrado al sistema), estén en perfectas condiciones para el montaje.
- El ingeniero debe asegurar que al computador usado para la adquisición, se le haya hecho las revisiones de rigor establecidas por el departamento de TI, esto antes de salir a la operación.
- El ingeniero al igual que el operador deben garantizar que los elementos se encuentren sin golpes que puedan alterar el funcionamiento de los mismos.
- El operador debe verificar que el display de los elementos estén íntegros y den una lectura visible.
- El ingeniero debe verificar que las turbinas de medición se les haya hecho el

mantenimiento respectivo o por lo menos estén libres de cualquier obstrucción que pueda afectar su funcionamiento.

- El ingeniero debe verificar que el cableado de interconexión no se encuentre con trosaduras, exposiciones o mal estado; siendo de este modo y si está en la capacidad de hacerlo debe garantizar que el mismo quede en condiciones operativas y en buen estado para el montaje.
- El ingeniero debe garantizar que las conexiones y terminales estén limpios y libres de cualquier elemento que pueda incidir en el normal funcionamiento del sistema.
- El operador debe asegurar que los acoples a utilizar se encuentren en condiciones para el montaje (libre de óxidos, escorias, cinta teflón de montajes anteriores y cualquier otro elemento que ponga en riesgo la integridad del montaje).
- El Ingeniero debe guiar y verificar el proceso de montaje del sistema para garantizar el correcto montaje de los elementos según su funcionamiento y la previa inducción al funcionamiento del sistema.
- El operador debe verificar y garantizar que se cuenta con las herramientas adecuadas para el montaje y puesta a punto del sistema en general, las cuales se listan a continuación:
  - Juego destornilladores (estrella, pala).
  - Destornillador para instrumentación.
  - Juego llaves brístol.
  - llave expansiva.
  - Juego de llaves fijas.
  - Amarres plásticos.
  - Cepillo de alambre.
  - Barra.
  - Cinta de enmascarar.
  - Cinta aislante y teflón.
  - Separador de crudo (equ. operativo)

De ser necesario equipo adicional para montajes especiales, y no contemplados en esta lista, debe garantizar que los mismos cumplan con lo establecido en las políticas de seguridad de la compañía y el de los procedimientos de HSQ de Lupatech.

- El ingeniero debe garantizar que, tanto él, como el operador y el técnico,

cuenten con los EPP necesarios para manejo de herramientas manuales y en general con todo lo establecido en el programa uso, inspección y reposición de EPP's de Lupatech.

### **Instalaciones Físicas Del Sistema**

- El operador junto con el técnico deberán adecuar los puntos de conexión para la medición, ya sea por medio de flautas de medición, por medio de tubing de 3/8", o los puntos dispuestos por el cliente para este fin y previamente establecidos en la inspección, estos puntos cambian en cada montaje por lo tanto deben garantizar que dichos puntos si correspondan a lo que se busca medir.
- El operador debe garantizar que el sistema cuente con los siguientes puntos de medición (estos puntos pueden variar entre cada montaje, los cuales deberán ser comunicados por el coordinador de la operación para cada campo específicamente, según requerimientos del cliente):

*Presión del tubing en cabeza de pozo (THP)*

*Presión del casing en cabeza (CHP)*

*Temperatura en cabeza (WHT)*

*Temperatura en la salida de gas del separador (TF)*

*Presión estática en la salida de gas del separador (PF)*

*Presión diferencial en el Daniel (HW)*

*Caudal en la salida de agua del separador (QWATER)*

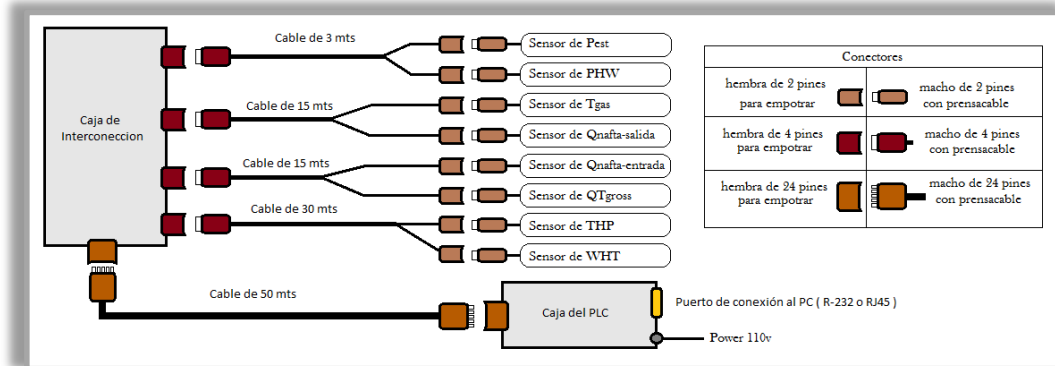
*Caudal en la salida de crudo del separador (QOIL)*

*Caudal a la entrada del mezclador de nafta (QNAFTA)*

- El operador debe conectar los transmisores de presión a la línea dando torque y posicionando los mismos de manera que estos queden verticales a la horizontal, dejando libre y con buena iluminación el display de lectura.
- El operador debe garantizar que la instalación de los transmisores de temperatura cuente siempre con un termoposo debidamente sellado con teflón, cuidando siempre que el display de lectura quede en una buena posición e iluminación.
- El operador debe instalar la caja de interconexión sobre el soporte destinado para este fin ubicado en el separador, si este no cuenta con dicho soporte fijo, este será incluido en el set; este va fijado con tornillos al riel del separador generalmente junto al Daniel.
- El operador con ayuda del técnico deben hacer el tendido del cableado desde cada uno de los sensores hasta la caja de interconexión; esta disposición del

cables se deberá hacer preferiblemente a lo largo de las líneas del sistema evitando que queden cables sueltos entre los pacillos de trafico establecidos durante el arme de los equipos o determinados por el cliente; se debe sujetar dicho cable a las líneas con correas para evitar tropezar con ellas o trozar las líneas.

*Cableado para la instalación del equipo.*



- El operador debe garantizar que los conectores industriales queden debidamente sellados (por seguro mecánico), al igual que los conectores individuales de cada transmisor (con cinta aislante), para evitar que entre agua al sistema ocasionando malas lecturas en los datos.
- El ingeniero con ayuda del operador deberá hacer el tendido del cable de 24 hilos, desde la caja de interconexión hasta el PLC, garantizando que este no quede expuesto a tráfico, ni a posibles daños que afecten la integridad del mismo; el cable siempre deberá estar protegido ya sea por líneas del sistema o por protector de cables de alto tráfico, y con el sello mecánico debidamente serrado para evitar filtraciones de agua.

*Línea de 24 hilos protegida*



- El ingeniero debe garantizar que el PLC quede ubicado lo más cerca posible de la caseta de oficina, si no dentro de la misma, conectado a una red de alimentación estable, debidamente aterrizada, protegida de descargas y picos de voltaje.

- El ingeniero debe garantizar que el equipo de cómputo usado para la recepción de datos, se ubique dentro de la caseta de oficina, junto al PLC garantizando que este quede debidamente conectado y cumpliendo con todas las normas de seguridad expuestas por el departamento de TI (Tecnología de la Información) para manejo de equipos de cómputo y de datos, al igual que las políticas de seguridad de Lupatech.

*PLC y equipo de cómputo.*



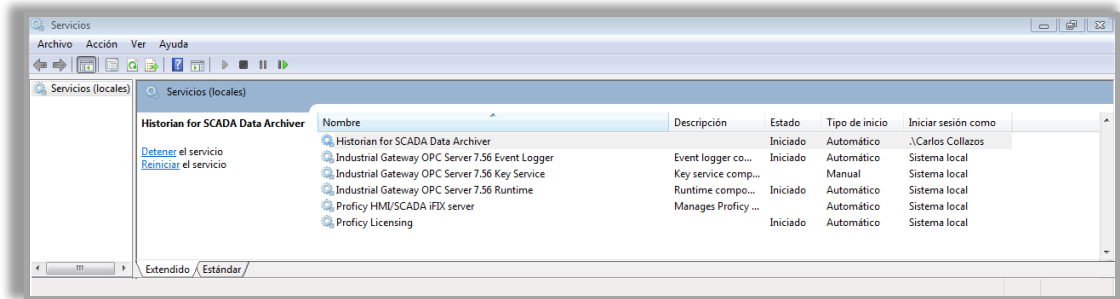
- Es responsabilidad de la cuadrilla hacer una verificación final en búsqueda de algún potencial fallo, exposición eléctrica, montaje inadecuado, fugas en los acoples, que no se pudieran identificar durante la instalación.

### **Instalación De Software Y Hardware Para El Sistema**

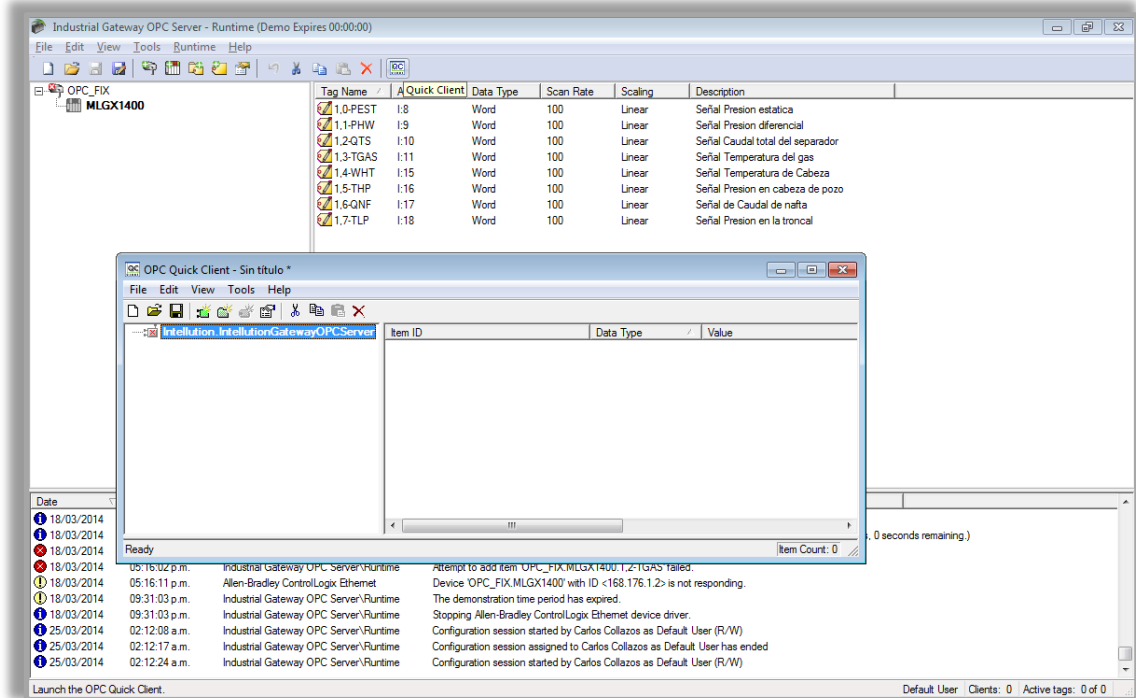
El ingeniero debe verificar que el software iFIX 5.5 al igual que el Proficy Historian for SCADA 4.5 están instalados y corriendo correctamente en el equipo que fue designado para la adquisición de datos, de no ser así deberá informar de este inconveniente antes de salir a operaciones en campo.

El ingeniero deberá verificar que los servicios necesarios para el arranque del Industrial Gateway Server (OPC server) estén adecuadamente configurados e iniciados; estos servicios se verifican en el administrador de servicios del sistema (buscar “servicios” en el menú inicio del sistema) como se muestra en la siguiente figura.

## PLC y equipo computo



El ingeniero debe revisar que el servidor OPC este recibiendo los datos correctamente desde el PLC, para lo cual debe abrir el “IGS Configuration” (en el menú inicio buscar IGS Configuration), en ingresar al Quit Client (ubicado al final de la barra de herramientas), e ingresar al nodo de comunicación con el PLC, donde en la tabla que hace referencia al valor importado (Value) se debe visualizar las señales de cada uno de los sensores, estas representadas en microamperios



El ingeniero se hará responsable de portar la llave RunTime del programa iFIX 5.5 y garantizará que esta siempre esté conectada al sistema.

El ingeniero debe arrancar el programa iFIX 5.5 desde el acceso directo del escritorio marcado como “Well Testing” e identificado con el logo de Lupatech. De esta manera iniciará el programa de adquisición de datos.

El ingeniero debe conocer el procedimiento para la exportación de datos a Excel, para su posterior análisis, el cual se describe a continuación.

- Dentro de la pantalla Grafica histórica, definir la fecha y la hora de inicio para la exportación.
- Acceder al enlace Exportar.
- En la ventana emergente, en el espacio “Duration” definir en días, horas, minutos y segundos el rango de datos a exportar (por defecto 12 horas).
- En el espacio “Number of points” se define la cantidad de datos exportados y los intervalos de tiempo el cual hace caso a la siguiente formula:
- *“Number of points” = N° de horas a exportar \* cant. de datos según intervalo en 1 hora*
- A manera de ejemplo, si se quiere una data de 12 horas minuto a minuto, el Number of points seria 720.
- En la parte inferior de la ventana, acceder al enlace “Export...”
- En la ventana emergente seleccionar el parámetro “Text/Data” y hacer click en “Export...”
- En la nueva ventana emergente seleccionar el parámetro “Table” y posteriormente el parámetro “Points/Subsets”, luego hacer click en “Export”.
- Abrir el programa Excel y en una nueva hoja o libro de Excel, seleccionar la celda A1 y damos pegar, con esto se pegarán todos los datos exportados desde el historian Data.

### **Procedimiento Durante La Operación De Adquisición De Datos**

Para garantizar que los datos que se están recolectando durante las operaciones realizadas en el campo, sean más precisos, la cuadrilla deberá hacer las siguientes verificaciones en el sistema durante dichas operaciones:

- El operador deberá drenar las líneas de tubing entre el Daniel y los transmisores de presión diferencial y estática, cada 30 min como máximo, puesto que en algunos casos las líneas de medición son considerablemente largas y permiten el condesado de líquido suspendido en el gas, lo que ocasiona una mala medición.

- El operador deberá garantizar, que mientras el separador no esté en operación o se encuentre presurizado por pruebas o mantenimiento del mismo, no permitir que el transmisor de presión diferencial este expuesto a dichas presiones; de ser así debe igualar las presiones del trasmisor y posteriormente aislarlo del sistema; dichas presiones generan lecturas diferenciales negativas que a futuro afectan la calibración del transmisor.
- El operador debe garantizar que los conectores y transmisores estén libres de crudo, químicos y cualquier elemento que pueda filtrarse y alterar el funcionamiento futuro de los instrumentos de medición y del sistema de interconexión.
- El ingeniero debe garantizar que el sistema de adquisición este corriendo de manera continua y con la llave RunTime del programa iFIX, durante todo el tiempo efectivo de la operación que se realiza en el campo.
- El ingeniero debe garantizar que cada uno de los transmisores esté conectado y en línea durante toda la operación en campo, a menos que esto se deba a un comprobable mal funcionamiento de dicho transmisor.
- El ingeniero debe garantizar que en caso de que uno o más transmisores estén fuera de línea, cambiar dicha variable a modo manual y asignarle a la misma un valor diferente de “????” o mayor a cero según sea el caso; esto debe hacerse antes de iniciar las rutinas de cálculo del programa; si no se realiza de esta manera, el programan notifica de un error en tiempo de ejecución y no podrá seguir ejecutándose.
- El operador debe notificar al ingeniero de cualquier variación o corte de la fuente de alimentación al PLC, para que las rutinas de cálculo del programa sean detenidas antes de dicho corte o variación, de lo contrario el programan notifica de un error en tiempo de ejecución y no podrá seguir ejecutándose.
- El ingeniero debe garantizar que los datos de entrada necesarios para el cálculo de gas, sean verídicos y correspondan al o los pozos que sobre los que se están aplicando los procedimientos en campo.
- El ingeniero debe realizar un BackUp de los archivos históricos una vez cada 3 días o al finalizar la operación designada, según sea el caso; estos se encuentran en la ruta:

C:\Proficy Historian for SCADA 4.5 Data\Archives\



## Excepciones

En caso donde la operación no tenga la figura del Ingeniero, el Operador será el responsable de hacer cumplir este procedimiento y tomará la responsabilidad de liderar la actividad, así como de cumplir los deberes del Ingeniero.

En caso que, durante el proceso de instalación, manipulación y uso del sistema, se presenta alguna eventualidad no contemplada en el anterior manual, por favor comunicarlo de manera inmediata al departamento de TI quien se encargará de dar solución.

Tabla 2. CONTROL DE REGISTROS

Nombre	Archivo					Disposición
	Quién?	Como?	Dónde?	Tiempo	Usuario	
Charla de seguridad 02-01-308 F003	HSEQ/ING/OP	Medio físico	Oficina HSEQ en campo	1 Año	Equipo de trabajo	Archivo central
Inspección de equipos de trabajo en alturas 02-01-302 F001	Técnicos	Medio físico	Oficina HSEQ en campo	1 Año	Equipo de trabajo	Archivo central
Registro monitoreo de atmosfera 02-01-308-F001	HSEQ/Ing./Op	Medio físico	Oficina HSEQ en campo	1 Año	Equipo de trabajo	Archivo central
Alcoholimetría 01-01-305 F001	HSEQ/Ingeniero	Medio físico	Oficina HSEQ en campo	1 Año	Equipo de trabajo	Archivo central
Chequeo Emergencias HSE 02-01-309 F002	HSEQ/Ingeniero	Medio físico	Oficina HSEQ en campo	1 Año	Equipo de trabajo	Archivo central
Inspección de extintores 02-01-309 F003	HSEQ/Ingeniero	Medio físico	Oficina HSEQ en campo	1 Año	Equipo de trabajo	Archivo central
Formato Evacuación Médica (Medevac) 02-05-301 F004	HSEQ/Ingeniero	Medio físico	Oficina HSEQ en campo	1 Año	Equipo de trabajo	Archivo central
Análisis Seguro de Trabajo (AST) 02-01-308-F001	Ingeniero/Operador	Medio físico	Oficina campo en	1 Año	Equipo de trabajo	Archivo central
Permiso de Trabajo 02-01-308 F002	Operador	Medio físico	Oficina campo en	1 Año	Equipo de trabajo	Archivo central
JOB LOG WELL TESTING 03-19-301-F001	Operador	Medio físico	Oficina campo en	1 Año	Equipo de trabajo	Archivo central
CHECK LIST PREOPERACIONAL 03-19-301-F008	Operador	Medio físico	Oficina campo en	1 Año	Equipo de trabajo	Archivo central
INSPECCIÓN OPERATIVA WELL TESTING	Operador	Medio físico	Oficina campo en	1 Año	Equipo de trabajo	Archivo central

03-19-301-F009						
CHECK LIST WT 03-19-301-F010	Operador	Medio físico	Oficina en campo	1 Año	Equipo de trabajo	Archivo central

*Tabla 3. CONTROL DE MODIFICACIONES*

<b>RESUMEN DE LAS MODIFICACIONES</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Se verificó los objetivos y alcances de este procedimiento</li> <li>- Se desarrolló mejoras en la descripción específica del paso a paso de la actividad.</li> <li>- Se analizó en detalle los riegos y controles específicos para el desarrollo de esta actividad</li> </ul>
<b>DESCRIPCIÓN DE LAS ELIMINACIONES</b>
N/A.