



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO**

---

---

**FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES  
ARAGÓN**

**“DESARROLLO DE INTERFACE HOMBRE-MÁQUINA PARA  
MÓDULOS DE COMPRESIÓN DE GAS, EN EL MONITOREO  
DE ALARMAS Y DISPAROS PROVENIENTES DEL SISTEMA  
DE CONTROL DE COMBUSTIBLE”.**

**T E S I S**

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:**

**INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA.**

**ÁREA: ELÉCTRICA ELECTRÓNICA.**

**PRESENTA:**

**HERACLIO GUTIÉRREZ RUANO.**

**ASESOR:**

**ING. MARTÍN HERNÁNDEZ HERNÁNDEZ.**





Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

## AGRADECIMIENTOS

A Dios por darme el aire que respiro, la voluntad, la fuerza suficiente y el conocimiento requerido para concluir este trabajo, que con esfuerzo y dedicación todo es posible.

A mis padres por ese gran apoyo que me dieron incondicionalmente, por haber sacrificado tanto por darme la educación que hoy rige mi vida. A ellos esta dedicado el éxito de este trabajo.

A mi gran querido y apreciable amigo Emiliano Prieto Gómez, por impulsarme a salir adelante en momentos difíciles y ayudarme a crecer en mi carrera profesional.

A los ingenieros del Departamento de División de Tecnología Aplicada a Sistemas de Control, del Instituto Mexicano del Petróleo por su valioso conocimiento que me han compartido, por el soporte y la colaboración dada para finalizar este trabajo, sin ellos no hubiese sido posible la culminación de la misma.

A mi asesor por la paciencia, por su valioso tiempo y por haberme guiado para la realización de esta tesis, y a mis sinodales por compartir su opinión acerca del trabajo.

A mi estimada escuela UNAM por darme la disciplina y los valores que forman a un ingeniero agradezco el haberme permitido formar parte de su muy prestigiada familia en especial al programa universitario México Nación Multicultural, por el apoyo brindado durante la estancia en la universidad.

# INTRODUCCIÓN

México es uno de los países más ricos del mundo por sus raíces, costumbres, tradiciones, variedad de ecosistemas y, como si esto fuera poco, también en recursos naturales particularmente en los clasificados como no renovables. La importancia del sector energético nacional es ampliamente reconocida, no solo porque se trate de un sector estratégico desde el punto de vista económico, si no porque de igual manera es la base fundamental de las finanzas públicas. El país cuenta con este sector para el buen funcionamiento de las actividades productivas, reflejándose los resultados de contar con esta invaluable herencia en el bienestar de las familias mexicanas.

A principios del siglo XX, el petróleo se convirtió en el energético más importante para la vida diaria del ser humano y formó parte a la economía mundial. Esta industria en México, dio inicio desde el año de 1916 con las primeras exploraciones de perforación terrestre, logrando colocarse a la fecha como uno de los países con mayor exploración y extracción de petróleo, y por consiguiente en uno de los principales productores de hidrocarburos de los últimos tiempos.

El Instituto Mexicano del Petróleo ha contribuido con Pemex en lo que corresponde a todo lo relacionado con el desarrollo de los diferentes proyectos, logrando consolidar una excelente mancuerna laboral con una resultante que muestra y demuestra el alto espíritu de responsabilidad de ambas por lograr mantener, con las técnicas más modernas, el reconocido lugar que tiene actualmente el país por el correcto desempeño, ha permitido que México se mantenga en la escala de calidad. Esto se ha logrado en gran parte gracias al sin fin de investigaciones, experimentaciones y puestas en práctica de mejoras en los sistemas de control, así como la facilidad y practicidad para localizar las fallas que pudiera presentar el sistema durante el arranque de los módulos de compresión de gas natural.

El Instituto trabaja día a día para continuar dando solución a la problemática que se presenta en los procesos ya establecidos y experimentados, a buscar formas y maneras de hacer de este ejercicio algo más seguro, fructífero, funcional, el manejo y rendimiento de los turbo compresores, turbo generadores y todo lo que interviene en el proceso. Es importante continuar con las investigaciones y prácticas, para evitar en todo lo posible las diferentes fallas que se presentan en el proceso de

compresión del gas y evitar que disminuya o merme la producción; fallas que en la mayoría de los casos son inevitables, ya que cuando suceden no se registran en las pantallas de los operadores, ocasionando un prolongado retraso hasta por tres o cuatro días, y por consiguiente una enorme disminución de producción de aproximadamente 115 millones de pies cúbicos por día en cada módulo.

En la División de Tecnología Aplicada a Sistemas de Control del Instituto Mexicano del Petróleo, se analizó y estudió la necesidad imperiosa de agregarle una pantalla, de la aplicación Intouch de Wonderware de la HMI (Interface hombre maquina), con el fin de visualizar las alarmas y disparos provenientes del sistema de gas combustible de la válvula Amot, responsable de permitir el libre flujo del gas combustible a la turbina de gas, dirigida por un controlador lógico programable (PLC) Fanuc 90/70, de la empresa General Electric.

El presente trabajo pretende desarrollar una nueva herramienta en base a una pantalla que se elabora dentro del proceso del monitoreo del sistema de gas combustible, para el cual se propone utilizara el software en el que se encuentra diseñado actualmente, el objetivo primordial es localizar con el menor tiempo posible los errores o fallas presentadas durante el arranque o funcionamiento de la válvula de combustible a gas natural. La investigación intenta verificar que la aplicación sea efectiva y de utilidad para los trabajadores que operan estas maquinas.

Como mexicano y como futuro Ingeniero, espero poder adquirir la experiencia y conocimientos necesarios y de campo para seguir contribuyendo en la actualización, implementación, desarrollo del sector energético.

## OBJETIVO

El presente trabajo de tesis tiene como finalidad contribuir en el desarrollo y operación de la pantalla del software Wonderware con el objetivo de facilitar la localización de los errores o fallas que se presenten al realizar un arranque de la turbina de gas, para abocarse de manera rápida, directa y específica en la localización de las mismas, a la corrección y el buen funcionamiento, y evitar en todo lo que sea posible la pérdida de tiempo estático que en este caso se traduce en producción fallida. Este trabajo se aplicará primeramente en los módulos 7 y 8 de la plataforma Abkatun Delta que conforma el Activo Litoral Tabasco, localizado aproximadamente a 150 km. al norte de la costa de Tabasco en el Golfo de México.

Este proyecto, además de ser una actualización de lo ya existente, fundamentalmente pretende ayudar a la localización de las alarmas y disparos durante el proceso o arranque de la turbina de gas por la vital importancia para los operadores de cuarto de control, evitando así detener la producción por la falta de localización de alguna alarma, logrando con esto actuar lo más rápido posible y en el menor tiempo. Cuando proviene un disparo es imposible detenerlo ya que la maquina se auto protege para no dañarse. Si la causa que ocasionó el disparo proviene específicamente del sistema de gas combustible de la turbina de potencia, la nueva aplicación ayudará a determinar la causa del disparo.

El objetivo primordial de la aplicación y utilización de esta nueva pantalla y de los incansables esfuerzos mancomunados por parte del personal de Pemex y del Instituto es que el módulo no deje de operar, ya que existe un riesgo inminente de perder millones de pies cubico, además, de buscar la forma adecuada para que el arranque no sea tan complicado, facilitando a los operadores la ubicación de las fallas para la pronta respuesta al realizar los ajustes necesarios y pertinentes en campo.

## CONTENIDO

Agradecimientos .....	i
Introducción .....	ii
Objetivo.....	iv

### CAPÍTULO I

#### *EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL*

<b>I.1. Exploración y producción de hidrocarburos en México.....</b>	<b>2</b>
I.1.1. Yacimientos de petróleo en zonas marinas de México .....	3
I.1.2. Perforación de pozos y extracción de petróleo.....	4
I.1.3. Centros de proceso y direccionamiento de hidrocarburos en zona marina.....	5
<b>I.2. Gas natural.....</b>	<b>7</b>
I.2.1. Proceso de compresión de gas natural.....	8

### CAPÍTULO II

#### *SISTEMA DE CONTROL DE COMBUSTIBLE DE LOS MÓDULOS DE COMPRESIÓN DE GAS NATURAL.*

<b>II.1. Sistema de gas combustible de los módulos de compresión .....</b>	<b>12</b>
<b>II.2. Funcionamiento de la válvula Amot.....</b>	<b>16</b>
II.2.1. Control de combustible de arranque.....	20
II.2.2. Control de posición de la válvula de control de combustible .....	21
<b>II.3. División de Tecnología Aplicada a Sistemas de Control .....</b>	<b>22</b>
<b>II.4. Planteamiento del proyecto.....</b>	<b>23</b>

## CAPÍTULO III

### *DESARROLLO DE PANTALLA PARA LA HMI*

<b>III.1. Base de datos de las alarmas y disparos .....</b>	<b>27</b>
III.1.1. Alarmas y disparos .....	28
<b>III.2. Arquitectura de la nueva pantalla HMI.....</b>	<b>36</b>
III.2.1. Protocolo de comunicación .....	41
III.2.2. Teorema de Nyquist-Shannon .....	48
III.2.3. Análisis de la Serie de Fourier .....	56
III.2.4. Diagrama de alambrado de la nueva interface de comunicación .....	72
III.2.5. Instalación de la interface y pruebas de operación .....	75
<b>III.3. Beneficios del desarrollo del proyecto .....</b>	<b>79</b>
<b>ANEXO A. Pantallas realizadas para la Interface Hombre Maquina (HMI) .....</b>	<b>80</b>
<b>ANEXO B. Pantallas generales de los módulos.....</b>	<b>84</b>
<b>ANEXO C. Imágenes del cuarto de control.....</b>	<b>87</b>
<b>ANEXO D. LM2500, 2BCL606, BCL408.....</b>	<b>89</b>
<b>ANEXO E. Diagrama de alambrado.....</b>	<b>90</b>
<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>92</b>
<b>GLOSARIO.....</b>	<b>94</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>96</b>



# **CAPÍTULO I**

## **EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL**

### **I.1. Exploración y producción de hidrocarburos en México.**

Con toda seguridad buena parte de los objetos que utilizamos a diario son elaborados con productos químicos, con un origen común, se derivan del gas y del petróleo como materias primas, es decir, son productos petroquímicos. La petroquímica trajo productos inexistentes elaborados como el polietileno y el polipropileno. En la agricultura se manejan productos derivados del petróleo y del gas, principalmente fertilizantes nitrogenados y componentes de herbicidas e insecticidas. Pero el mayor aprovechamiento de los hidrocarburos es para generar energía.

La situación hoy en día es muy distinta, la importancia del petróleo ha generado un impacto tanto social como económico a nivel mundial. México, lleno de riquezas naturales, se ha colocado como uno de los países de mayor producción en hidrocarburos, entre los que sobresalen el petróleo y el gas natural.

Con la creación de Petróleos Mexicanos, en 1938, la administración para el control nacional divide la actividad por zonas, y comienza la acción de los técnicos mexicanos. Estas zonas son: Zona Noreste, Zona Norte y Zona Sur. PEMEX es la única empresa que actualmente puede explotar el petróleo y es, además, la compañía estatal encargada de administrar la exploración, explotación y ventas del petróleo mexicano.<sup>1</sup> En los últimos años ha sido un reto explorar esta fuente de hidrocarburos. Las aguas profundas marinas en las que se realiza la exploración y explotación de yacimientos petroleros son aquellas ubicadas en tirantes de agua mayores a 500 metros (distancia entre la superficie y el lecho marino). Éstas se localizan en una importante región del Golfo de México, que comprende una extensión de aproximadamente 575 mil kilómetros cuadrados. En este espacio marítimo se estima que podría existir un gran volumen de petróleo que, de acuerdo con PEMEX, permitiría reponer las reservas necesarias para garantizar los beneficios de este recurso a las nuevas generaciones.

---

<sup>1</sup>Francisco Mariel Lezama. *Historia de la exploración petrolera en México*. Recuperado.14-enero-2011. En <http://www.ref.pemex.com/octanaje/23explo.htm>

### **I.1.1. Yacimientos de petróleo en zonas marinas de México.**

Hoy en día son comunes las inversiones y facilidades que se les dan a las empresas petroleras para localizar algún pozo petrolífero. Pemex por su parte ha incrementado la extracción marina ya que en esta zona se obtiene una mayor producción.

Los yacimientos se localizan mediante complejas investigaciones, en donde participa un equipo multidisciplinario. Los lugares con posibles reservas petroleras se someten a prueba para comprobar su existencia; hay yacimientos que llegan a tener hasta 6000 m de profundidad. Esto hace que el trabajo de perforación sea aún más pesado, aunque con la tecnología actual se perfora día y noche hasta por 3 meses e incluso menos. Los principales yacimientos en México se localizan en las zonas marinas y del sureste, donde el petróleo y el gas natural están presentes en las mismas formaciones subterráneas. Por esta razón, la principal fuente de gas natural es encuentra en el gas asociado que se extrae simultáneamente con el petróleo. El sector petrolero es crucial para la economía de México; los ingresos derivados del petróleo constituyen más del 10% de las exportaciones. País cuenta con más de 200 plataformas marinas, la mayoría en el Golfo de México, entre las que se encuentran:

- Complejo Cantarell.
- Complejo Chicontepec.
- Activo Integral Litoral Tabasco.
- Activo Integral Litoral Pol-Chuc.

Es importante mencionar que al inicio del desarrollo de explotación de los yacimientos marinos se adquirió tecnología extranjera. Por lo que en años posteriores el Instituto Mexicano del Petróleo diseñó y mejoró muchos de los procesos de esas instalaciones marinas y, conjuntamente con PEMEX, se creó una tecnología propia, para diseñar y operar sistemas de exploración y explotación en aguas marinas.

México sigue siendo una gran mina de oro negro porque cuenta con varios yacimientos de petróleo y sin lugar a duda probablemente aún faltan muchos más pozos por explorar, que en un futuro serán descubiertos. Aunque por ahora PEMEX canalizará sus esfuerzos en llevar a cabo estos

proyectos, el programa de exploración en aguas profundas permanece, pues se continúan realizando trabajos de investigación para obtener el mayor provecho de los recursos del país en beneficio de todos los mexicanos.

### **I.1.2. Perforación de pozos y extracción de petróleo.**

Unos de los logros más grandes de la ingeniería es la perforación y extracción del petróleo, en los que interviene un equipo multidisciplinario de diferentes especialidades, y gracias al avance de la tecnología hoy en día no es necesario perforar para saber si existe petróleo. Después de una serie de investigaciones geológicas y de experimentos, que permiten elaborar mapas geológicos en los que se identifican características de un área determinada, tales como vegetación, topografía, corrientes de agua, tipo de roca, fallas geológicas, anomalías térmicas, dan una idea de aquellas zonas que tienen condiciones propicias para la presencia de mantos sedimentarios en el subsuelo. En la superficie se cubre un área determinada con aparatos de alta sensibilidad llamados "geófonos", los cuales van unidos entre sí por cables conectados a una estación receptora que generan ondas sísmicas que atraviesan las distintas capas subterráneas y regresan a la superficie, donde, mediante equipos especiales de cómputo, se va dibujando el interior de la tierra. Es como sacar un electrocardiograma para determinar a gran escala cual es la profundidad y la acumulación del hidrocarburo. Una vez hecha la investigación y realizado los procedimientos requeridos, sigue la parte importante que es la perforación de un pozo, al finalizar la perforación queda literalmente entubado (revestido) desde la superficie hasta el fondo, lo que garantiza su consistencia y facilitará posteriormente la extracción del petróleo en la etapa de producción.

El petróleo extraído generalmente viene acompañado de sedimentos, agua y gas natural, por lo que deben construirse previamente las facilidades de producción, separación y almacenamiento. Una vez separado del gas natural y del agua, el petróleo se envía a los tanques de almacenamiento y a los oleoductos que lo transportarán hacia las refinerías o hacia los puertos de exportación. Cabe señalar que cuando se encuentra un yacimiento que produce petróleo y gas, a ese gas se le llama "gas

asociado". Pero también hay yacimientos que sólo tienen gas. En este caso se le llama "gas libre" (UNESCO, 1996).<sup>2</sup>

La mayor parte de las plataformas marítimas tienen la función de extraer petróleo crudo y gas natural, que invariablemente surgen combinados. En algunos pozos predomina el líquido, pero siempre con algún porcentaje de gas; en otros, la composición es al revés. Esta característica geológica obliga a separar en las instalaciones oceánicas ambos tipos de hidrocarburos, para luego bombearlos hacia tierra firme, pues tienen dos destinos perfectamente diferenciados.

México cuenta con una variedad de plataformas marinas, principalmente en el Golfo de México. En él se encuentra el segundo gran yacimiento mexicano, se sitúa totalmente en la parte sur del Golfo, frente a Campeche, cuyo campo más conocido e importante es Cantarell.

Los yacimientos petroleros nacionales más profundos, del orden de 4,500 a 6,000 metros, están ubicados en Campeche y Tabasco, y son de la era del Jurásico Superior. Hay otros de menor importancia en la Cuenca de Burgos en Tamaulipas, y en la región de Chicontepec en Veracruz.

### **I.1.3. Centros de proceso y direccionamiento de hidrocarburos en zona marina.**

Las instalaciones marinas están sujetas a efectos ambientales extremos y a prácticas de operación propias de la zona particular de interés, por lo que deben ser diseñadas o evaluadas de acuerdo con normas y estándares que reflejen estas características locales, así como las condiciones económicas del país.

Estas plataformas de explotación (en las que llegan a vivir un gran número de personas) son estructuras metálicas sustentadas en pilotes profundamente incrustados en el lecho marino, de

---

<sup>2</sup>Centro de Información y Comunicación Ambiental de Norte América. CICEANA, A.C.  
[www.ciceana.org.mx](http://www.ciceana.org.mx)

manera que son instalaciones fijas que suelen tener muchos pisos, formando verdaderos y raros edificios. Su parte inferior es un muelle y la superior un helipuerto. Cada plataforma cuenta con toda clase de servicios, desde los técnicos directamente vinculados con la producción y el mantenimiento, hasta los de apoyo y domésticos, como son los excelentes comedores y la panadería. Las plataformas son autosuficientes en alta medida: obtienen agua potable a través de plantas desaladoras de agua marina (las aguas negras son tratadas), tienen generadores, y los abastecimientos externos los lleva semanalmente el barco que transporta los alimentos perecederos.

Las plataformas de perforación submarina disponen entre sí de unos elementos comunes, indispensables para cumplir su función. Por ello, el aspecto de todas es muy parecido: llevan una o dos torres de sondeo, e instalaciones de producción de energía y accionamiento, bombas y estanques del lodo de circulación, almacenes, talleres, laboratorio y oficinas. Además, alojamientos para el personal y pista para helicópteros, que garantizan su enlace con tierra firme. En México, el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) es el responsable del diseño de muchas de ellas. Construir las implica una inversión de hasta 100 mdd por cada una. Aunque lo más costoso es el mantenimiento, hay casos en los que se requieren hasta un millón de dólares diarios.

PEMEX Exploración y Producción (PEP) cuenta con una infraestructura para la explotación de hidrocarburos. En la Sonda de Campeche, que cuenta con más de 200 plataformas marinas fijas y 1,900 kms de tubería submarina, tiene una seguridad muy eficiente que es un elemento fundamental. Hay barcos bombas que lanzan cortinas de agua para impedir la transmisión del calor de algunos mecheros hacia las plataformas más cercanas. Tales mecheros (que también tienen los pozos terrestres) se encuentran quemando combustible, y que probablemente que sin ningún provecho, pero lo cierto es que son elementos básicos de seguridad, pues vienen a hacer las veces de los "pilotos" de cualquier estufa doméstica; en lugar de que se acumulen desechos gaseosos explosivos, se queman de inmediato gracias a ese mecanismo.

Los diseños de las estructuras están cambiando constantemente, y la industria espera disponer de instalaciones capaces de producir petróleo y gas cada día a mayor profundidad, adquiriendo así el potencial petrolífero de estas zonas más profundas.

### **I.2. Gas natural.**

En la actualidad existen más de 70 países productores que utilizan este insumo para su desarrollo industrial, logrando una mayor competitividad debido a que es la fuente de energía más ventajosa porque, además de ser un combustible limpio y de bajo costo, compite con todas las otras fuentes de energía. El uso como carburante permite reducir los niveles de contaminación de las ciudades, por lo que en muchos países se está potenciando la utilización de esta energía en el transporte. Es decir, se adapta a las necesidades modernas y ofrece a los países que lo poseen y explotan, la utilización se ha incrementado constantemente durante los últimos veinte años de manera que, en la actualidad, representa más del 20% de la energía que se consume en el mundo.

Debido a su bajo costo y de manera progresiva, los generadores eléctricos que usan petróleo o carbón irán reemplazando estos insumos por esta nueva fuente de energía. Además, en lo relativo a la inversión inicial, la generación eléctrica utilizando gas como fuente de energía compite ventajosamente con una central hidráulica y la nuclear, que suelen clasificarse como “renovables”. Otras fuentes renovables de energía, como la eólica, geotérmica y la solar, aún son de aplicación comercial muy restringida. Sin embargo, con el tiempo las fuentes renovables deberán ir gradualmente reemplazando a los hidrocarburos gaseosos, líquidos y sólidos como generadores de energía y éstos quedarán como irremplazables materias primas.

El gas natural, el petróleo y el carbón son combustibles fósiles. Los primeros dos fueron formados hace millones de años, cuando plantas y animales, principalmente microscópicos, conocidos como fitoplancton y zooplancton, se acumularon en el fondo del mar y formaron depósitos subterráneos. Las capas de sedimentos originaron un incremento de la presión y temperatura, lo cual convirtió la materia orgánica en compuestos de hidrógeno y oxígeno.

El proceso en la formación de estos hidrocarburos, se parece al de una cocina donde las rocas son cocinadas lentamente. Una vez formado, debido a la presión en el subsuelo, éstos se filtraron a través de fracturas y/o el espacio poroso y permeable de las rocas, migrando hacia las partes superiores del subsuelo, alcanzando en algunos casos la superficie. Estos elementos quedaron

atrapados, no como en un lago, sino dentro de los poros de la roca, a la cual se le denomina reservorio. Un conjunto de sustancias similares constituye un yacimiento.

El componente principal del gas natural es el Metano ( $CH_4$ ), cuyo contenido varía generalmente entre 60 y 90 % en volumen. Contiene también Etano ( $C_2H_6$ ), Propano ( $C_3H_8$ ), Butano ( $C_4H_{10}$ ). En términos generales se puede señalar que es una mezcla de hidrocarburos (principalmente metano) que existe en los yacimientos en fase gaseosa por las condiciones atmosféricas existente o en solución con el petróleo.

El procesamiento primario de este hidrocarburo natural es la secuencia de operaciones que tiene por objeto separar del gas las fracciones más pesadas, de mayor valor económico, lo que da origen a otro gas de menor valor energético denominado residual. Las fracciones pesadas separadas en estado líquido están constituidas por hidrocarburos de mayor peso molecular, mientras que el gas residual está compuesto básicamente por metano y etano, que juntos representan cerca del 90% en volumen del gas natural.

### **I.2.1. Proceso de compresión de gas natural.**

Conforme a lo definido anteriormente, del procesamiento del gas natural resulta la recuperación de hidrocarburos. Varios son los productos que pueden ser obtenidos en una Unidad de Procesamiento de Gas Natural.

El petróleo crudo, una vez extraído del pozo, sube por los cabezales de producción que se encuentran ubicados en la parte superior (boca del pozo), siguiendo el trayecto, va a un tren de separadores que se encuentran ubicados en los campos de producción. Debido a que el petróleo en su forma natural se encuentra en los pozos acompañado de gas, agua, sedimentos e impurezas, debe ser separado de cada uno de estos elementos, he allí donde aparecen los trenes de separadores o batería de separación de hidrocarburos. Este proceso consiste en la separación de la fase gas-líquido de la mezcla de hidrocarburos provenientes de los pozos productores de un mismo yacimiento con el propósito de transportar y distribuir de manera eficiente hacia las instalaciones de refinación más cercanas para su refinamiento (complejos procesadores de gas y proceso de refinación). Esta



operación de separación define en buena medida la calidad de los productos finales y establece parámetros de operación corriente abajo. Por ello, la eficiencia de esta etapa tiene un impacto en todos los procesos subsecuentes. La separación primaria se lleva a cabo en baterías de tanques separadores de alta o baja presión instalados en un sitio cercano al punto de extracción, que puede ser en tierra firme o en plataformas marinas.

El tratamiento siguiente consiste en etapas sucesivas de compresión y enfriamiento mediante las cuales se elimina agua y residuos. En la deshidratación se reduce al mínimo el contenido de vapor de agua, para prevenir su condensación en las tuberías (para evitar la corrosión), formación de hidratos y disminución de la capacidad de flujo del gasoducto.

Las presiones creadas por los compresores que funcionan en los esquemas tecnológicos industriales son bastantes altas, sin embargo, es muy difícil obtener una alta presión en una sola etapa de compresión. Para lograrlo, necesariamente hay que enfriar el gas lo más intensamente posible en el proceso de compresión, y luego efectuarla en las etapas sucesivamente unidas, realizando el descenso de la temperatura del gas en los inter-enfriadores conectados en el flujo entre ellas. La función de la sección de compresión es elevar la presión del gas amargo, procedente de plataforma de producción, con el fin de hacer posible su transportación hacia tierra.

En la plataforma Abkatun Delta, perteneciente al Activo Litoral Tabasco (es en donde se realizará el proyecto), consta de dos módulos de compresión que se encuentran operando continuamente, cada módulo está constituido por dos compresores axiales montados en un solo eje y accionados por una turbina de gas, estos tienen un arreglo para realizar tres etapas de compresión. La primera tiene la función de comprimir el gas procedente del separador de baja presión, que recibe la carga de la plataforma de producción. El gas descargado se une a la succión de la segunda etapa de compresión, ésta y la siguiente tienen la función de comprimir el gas procedente de los separadores de alta presión.

A pesar de que el fundamento físico del proceso de separación de gas es relativamente simple, el diseño y operación de estas plantas plantea un reto técnico económico importante. Para asegurar el

desempeño adecuado del proceso, es necesario establecer la relación óptima entre el volumen de condensados y el volumen de gas que se puede recuperar.

# **CAPÍTULO II**

**SISTEMA DE CONTROL DE  
COMBUSTIBLE DE LOS MÓDULOS DE  
COMPRESIÓN DE GAS NATURAL.**

## **II.1. Sistema de gas combustible de los módulos de compresión.**

El sistema de gas combustible es un control que tiene como función principal suministrar el combustible a la turbina de gas, y para entender más acerca del tema se describen las máquinas que engloban a este control (figura II.1).

### **Turbina de gas LM2500 de la empresa General Electric.**

- El sistema consiste de un generador de gas y una turbina de potencia.
- El generador de gas contiene un compresor de flujo axial de 16 etapas, una cámara de combustión y una turbina de dos etapas la cual acciona a los compresores.
- Los alabes móviles sirven de guía para el aire previamente filtrado que entra primeramente al compresor axial y posteriormente es dirigido a la cámara de combustión.
- Los alabes y las primeras 6 etapas del estator del compresor axial son móviles, sus posiciones cambian en función de la temperatura de entrada del compresor y la velocidad del generador de gases.

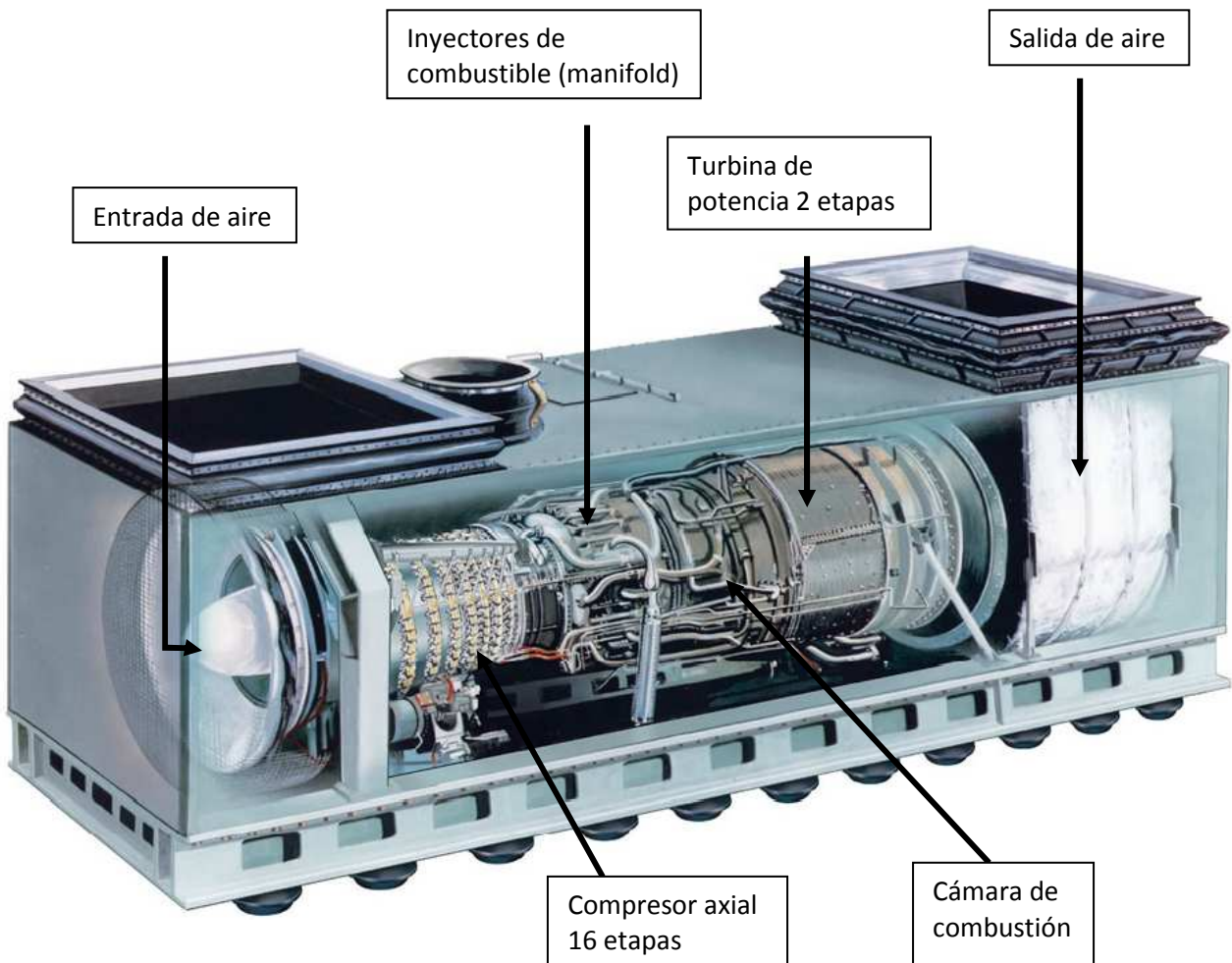


Figura II.1 Turbina de gas LM2500.

### **Entrada de Aire.**

Es la encargada de direccionar el flujo hacia el compresor axial de la máquina, proporciona un flujo de aire suave, sin turbulencias. Consta de un ducto de entrada y un cuerpo central.

### **Compresor axial.**

Consta de 16 etapas, diseñado para un flujo axial. Los principales componentes del compresor son: el armazón frontal del compresor, el rotor, estator y de un armazón trasero. La principal función del compresor es la de comprimir el aire antes de mandarlo a la cámara de combustión.

### **Flujo de aire.**

El aire es tomado desde la carcasa frontal pasando a través de las sucesivas etapas de compresión, conforme pasa se va comprimiendo hasta terminar las 16 etapas en una razón de 18 a 1. Las primeras seis son álabes variables y cambian en función de la temperatura de entrada al compresor (CIT) y la velocidad de la misma.

### **Montaje del combustor.**

El combustor está montado en el armazón trasero del compresor. Dentro del domo se encuentran treinta copas (una por cada boquilla de combustible) las cuales tienen como objetivo proveer una estabilidad en la flama y la mezcla de aire y combustible. La superficie interior del domo está protegida para una alta temperatura de combustión por medio de una película de aire frío.

### **Sistema de combustible.**

Consta de un manifold y de 30 boquillas o toberas, los cuales son montados en la máquina. El manifold es de forma de anillo y distribuye el combustible a las boquillas, que son removidas individualmente.

### **Control de velocidad**

El gobernador de velocidad regula el control de combustible a la región de combustión del generador de gases para controlar la velocidad de éste. La velocidad de la turbina de potencia no es directamente controlada, pero es establecida por el nivel de energía producida por los gases provenientes del generador.

### **Sistema eléctrico**

Lo conforman un conjunto de sensores de temperatura de gases de escape, de velocidad, de vibración y de temperatura de aire, así como un sistema de ignición. Durante el arranque, la chispa de alta energía que enciende la mezcla de aire y combustible, el cual tiene dos excitadores de ignición. Una vez que ésta se ha completado, la combustión continua, hasta que la maquina se detenga.

### **Sección de combustión.**

Consta de un sistema conformado de una o varias cámaras de combustión tubulares (en este caso específico hay once cámaras de combustión) dispuestas simétricamente en una circunferencia, reciben y queman el combustible por un número igual de quemadores. El aire entra en cada cámara en la dirección opuesta por la vía interior del gas caliente (por esta razón, este método de distribución del aire se llama “flujo inverso”), esta corriente externa corre a lo largo de los forros sirve para enfriarlos. Además, el aire que no se utiliza durante el proceso de combustión se emplea para el enfriamiento de los gases calientes tras la combustión, es decir, se introduce en las cámaras por los orificios mixtos y enfría el gas hasta que llega a la temperatura óptima de entrada en la turbina.

### **Turbina de potencia**

Se encuentra al final del proceso y es impulsada por el gas caliente que sale de la cámara de combustión, internamente no está unida con el generador de gases, y se mueve a una velocidad menor. La turbina de potencia se acopla con un eje que mueve a los compresores de baja presión (2BCL606) y de alta presión (BCL408), que son los encargados de comprimir el gas natural.

El combustible que se usa para el funcionamiento de la turbina es un derivado del mismo gas de proceso, pero antes de serlo pasa por un proceso de destilación donde se separa y por consiguiente se obtiene el gas como energético. Este método se implementó debido a la gran existencia de gas aunque la turbina también puede funcionar con diesel.

El instrumento por el que pasa el gas combustible recibe el nombre de válvula Amot. La principal función de ésta es ser la encargada de controlar el flujo del energético, su función principal es suministrar el gas combustible a la cámara de combustión dentro de la turbina de gas LM2500 logrando así la continuidad necesario de combustible para que la máquina funcione a la velocidad deseada. Este control es automático y está basado en una lógica de programación monitoreado por un Controlador Lógica Programable (PLC) Fanuc 90/70, que tiene un algoritmo grabado dentro de su memoria de programación. Este PLC mediante el control proporciona el combustible necesario, dependiendo de las condiciones de la máquina y la demanda que ésta genere, toma datos de campo; los procesa y de acuerdo a la programación realiza la tarea que amerite.

## II.2. Funcionamiento de la válvula Amot.

La válvula Amot esta configurada para obedecer al controlador Fanuc 90/70, quien es el que tiene el control de posición de la válvula de medición de gas combustible, proporciona toda la lógica de control necesaria para el posicionamiento de las válvulas de medición con respecto al flujo de combustible requerido, en función de la lógica de control de demanda de combustible. Esta última corrige las demandas del sistema de control de combustible o aquellas derivadas de los diferentes limitadores. Adicionalmente, permite anular las condiciones de paro, y por ende, ejecutar pruebas a las válvulas de control.

Las demandas de combustibles están limitadas por los esquemas de aceleración (Combustible máximo) y desaceleración (combustible mínimo). A continuación se menciona en qué momento se utiliza el sistema de gas combustible en los módulos de compresión, pero antes cabe señalar que cada módulo cuenta con su propio sistema de control. Cada uno tiene un PLC Fanuc 90/70 y son totalmente independientes, aunque en su diseño y manejo son idénticos, y que además cada uno cuenta con sus propias válvulas. Del control de toda la máquina es responsable un PLC 5/40 de la marca Allen Bradley, externo al sistema de gas combustible.

### ❖ Antes del arranque.

Antes de que el permisivo de Arranque, sea habilitado por el sistema de control de la válvula, las siguientes condiciones deben ser satisfechas:

- NGG (velocidad del generador de gases) debe ser inferior al límite mínimo permisible.
- NPT (velocidad de la turbina de potencia) inferior al límite mínimo permisible.
- Válvula de control de combustible en posición de apertura mínima.
- No tener condiciones de falla y disparo.

El controlador de combustible de arranque es iniciado a fin de suministrar cero flujos de combustible.

El punto de ajuste del gobernador de NGG es inicializado a una NGG en neutro de nominalmente 5500 r.p.m. El controlador del punto de ajuste de NPT es inicializado a una NPT mínima de nominalmente 800 r.p.m. El controlador del Punto de Ajuste de T5 es inicializado al punto de ajuste de Arranque, nominalmente de 550°C (1022°F) Al controlador de Aceleración se le permite



demandar un máximo flujo de combustible (para permitir operación de Controlador de Combustible de Arranque).

### ❖ **Unidad lista para arrancar.**

Una vez que los permisivos de arranque, mencionados anteriormente, se cumplen, el controlador Fanuc 90/70 energiza el relevador de Unidad Lista para Arrancar. El sistema de control entonces espera un comando válido de arranque, en conjunto con la confirmación de permisivos cumplidos ambos deben estar presentes para calificar el progreso y permitir la retención del estado. Recibiendo el comando de arranque, la máquina es iniciada.

Durante el arranque de la turbina de gas, la señal es confirmada y recibida por el gobernador desde el PLC externo. Al final de la ejecución de la secuencia de arranque de la turbina de gas, es decir, luego que todas las válvulas del sistema han sido verificadas, la secuencia de purga de la turbina, así como cualquier otro proceso necesario, son completadas.

En el momento en el que el gobernador recibe la señal de arranque, el denominado motor de arranque acelera desde la velocidad de purga hasta alcanzar el nivel de alta velocidad de giro.

### ❖ **Secuencia de purga de combustible.**

En esta aplicación en particular, el sistema de control de combustible Fanuc no realiza la secuencia de purga de combustible. Cualquier presurización /purga en las líneas de combustible del generador de gas, las cuales son requeridas antes de la ignición, se encuentran programadas en el otro sistema.

### ❖ **Secuencia de encendido.**

Una vez completada la secuencia de Unidad Lista para Arrancar y alcanzado el dato (valor) de alta Velocidad de Giro/Velocidad de Ignición, la válvula de medición de combustible abre para permitir el flujo mínimo de combustible de encendido. La secuencia dentro del PLC externo (PLC 5/40) asegura que los relés de alimentación a la válvula de corte de combustible "FuelSOV" y bujías sean energizados en el momento correcto, antes de la apertura de la válvula de control de gas. Durante este incremento lineal de flujo de encendido, la flama es verificada bajo condiciones de T5 superior al dato de Detección de Flama, la razón de incremento de temperatura (determinado durante la

Secuencia de Retardo de Combustible), y T5 superior a la temperatura base, nominalmente 204°C (400°F). Por ende, tanto los datos de razón de cambio y límite mínimo de T5 son provistos.

Esta secuencia cuenta con un sistema de seguridad de detección de flama. Tiene un temporizador que expira a los 10 segundos, sí durante este lapso de tiempo no detecta flama, el sistema manda un paro por “Falla de encendido”. Un bit de falla de encendido será acertado para indicar esta falla. Si la detección de flama es positiva (exitosa), entonces la secuencia de ignición es habilitada, el relé de “Maquina Encendida” es energizado, y el temporizador de verificación de ignición inicia su conteo.

Los parámetros ajustables para la secuencia de encendido comprenden:

- Mínimo combustible de encendido.
- Razón de combustible de encendido.
- Máximo combustible de encendido.
- Variable de compensación de temperatura de detección de flama.
- Temporizador de detección de flama.

### ❖ **Secuencia de ignición (combustible de aceleración).**

Si la detección de flama es positiva (exitosa), la demanda de combustible de arranque incrementa linealmente a la razón de ignición. La turbina a gas acelera bajo el control de combustible de ignición hasta un punto de ajuste de NGG (velocidad del generador de gases) en neutro, determinado por el controlador del punto de ajuste de NGG (nominalmente 5500 rpm). La ignición es verificada cuando NGG es superior nominalmente a 3500 rpm, dentro de un periodo de tiempo de 30 segundos a partir del momento de detección de encendido.

Una vez que la turbina a gas alcanza el punto de control de NGG a velocidad neutra (Nominalmente 5500 r.p.m.), una verificación de giro es ejecutada dentro de un lapso de 60 segundos (temporizador de verificación de giro de NGG) contados a partir del inicio de la secuencia de encendido. Sí la turbina no alcanza la velocidad requerida dentro del intervalo de tiempo determinado por el

temporizador de verificación de giro, la secuencia de arranque es abortada por falla de giro NGG y la válvula de inmediato cierra el paso de combustible.

Alcanzada la velocidad neutra de NGG, el controlador de combustible de arranque es inicializado para suministrar la demanda necesaria de energética. Él entonces actúa como limitador final del combustible. Los controladores NGG y de NPT son inicializados para actuar en modo gobierno con el objeto de permitir total autoridad del control de la velocidad. El disparo por baja-velocidad NGG es habilitado. Con la secuencia de ignición completada, el temporizador de verificación de ignición y de giro NGG son inhibidos.

Los parámetros ajustables para la secuencia de ignición comprenden:

- Mínimo combustible de ignición (igual al mínimo de encendido).
- Razón de combustible de ignición.
- Máximo combustible de ignición.
- Velocidad de verificación de ignición (NGG) y temporizador.
- Límite de NGG para habilitación de disparo por baja temperatura T5.
- Disparo por baja temperatura de T5.
- Disparo por baja velocidad de NGG.
- Temporizador de verificación de giro NGG.

### ❖ **Retorno a la velocidad neutra y parada normal.**

La selección de la señal neutro durante la “Secuencia de Operación” (régimen de control normal de NPT) produce un rápido retorno a la velocidad neutra (NGG nominalmente 5500 r.p.m.). En esta aplicación, un comando de parada normal inmediatamente transfiere al controlador Fanuc, determinando el cierre de la válvula de combustible. No existen requerimientos especiales o condiciones para habilitar la secuencia de Parada Normal. El controlador responderá a esta entrada en cualquier fase, mientras la válvula de Gas Combustible se encuentre abierta.

❖ **Paro.**

Un comando de paro de emergencia, puede ser aplicado en cualquier momento, este ocasiona que el controlador Fanuc entre es su estado de “Paro de Emergencia”, y lleve a cabo las acciones de cierre total de válvula de gas combustible Amot.

### **II.2.1. Control de combustible de arranque.**

El control de combustible de arranque es responsable de establecer el flujo de combustible de encendido y de ignición durante los ciclos de arranque de la máquina, posterior a esto actúa como respaldo al limitar el combustible permisible a la unidad. El flujo de combustible de ignición también puede denominarse combustible de aceleración.

Durante la ocurrencia de un paro y hasta que el arranque es habilitado (comandos y permisivos de Arranque presentes), el controlador de combustible de arranque es inicializado para satisfacer una demanda de cero flujo de combustible. Al iniciarse el arranque (comandos de arranque y permisivos cumplidos presentes), el controlador de combustible de arranque es inicializado para satisfacer la demanda de mínimo combustible de encendido (nominalmente 2.5 M.W), antes de permitirle incrementar a una razón de encendido (nominalmente .500 M.W/seg.) hasta alcanzar el punto de máximo combustible de encendido (nominalmente 3.5 M.W).

Durante la detección de flama, al controlador de combustible de arranque se le permite incrementar linealmente a una razón de Ignición (nominalmente .250 M.W/seg.) , hasta alcanzar el dato máximo combustible de ignición (nominalmente 7.5 M.W).

Al alcanzar el control NGG en NGG-Neutro, el controlador de combustible de arranque es inicializado para satisfacer la demanda máxima. Entonces éste permite a los otros controladores de tener autoridad total para el control.

Los parámetros ajustables (para cada turbina a gas) comprenden:

- Mínimo combustible de encendido.
- Razón de combustible de encendido.
- Máximo de combustible de encendido.
- Mínimo combustible de ignición (igual a mínimo de encendido) para combustible de aceleración.
- Razón de combustible de ignición.
- Máximo combustible de ignición.
- Inicialización al alcanzar el control de NGG.

El dato de combustible de Encendido es establecido de acuerdo a la presión requerida en el distribuidor (manifold) de gas para el arranque. El máximo combustible de Ignición debe ser mayor que el flujo de combustible durante el estado de NGG-Neutro.

### **II.2.2. Control de posición de la válvula de medición de combustible.**

El Control de Posición de la Válvula de Medición de Combustible es provisto principalmente por un lazo de control proporcional más integral, donde el integrador es la válvula de combustible actuando como un motor de pasos, y el control proporcional es ajustado por el controlador Fanuc 90/70. El requerimiento de la posición de la válvula es comparado con la de la válvula determinada por la retroalimentación, obteniendo así el término “Error de posición” (feedback).

#### **❖ Sensores de Velocidad**

Hay cuatro sensores de velocidad usados en la máquina, dos para NPT y dos para NGG. Todos los sensores son conectados al control de combustible. Un par también es conectado en paralelo para separar los dispositivos de paro por sobrevelocidad. Las velocidades son enviadas a las tarjetas de entrada de frecuencia y convertidas a señales digitales útiles al programa de aplicación del control

de combustible. Seleccionará por alto (señal positiva) las dos señales, pasando la más alta a la lógica de aplicación.

### ❖ **Interface de la válvula Amot de control de combustible.**

El control de combustible de la turbina a gas es provisto por una válvula de medición eléctrica del tipo Motor de Pasos, fabricada por “Amot control”, esta acoplado al cartucho de la válvula de medición por medio de un engranaje reductor. El motor es manejado por el programa por medio de una interface de control Logic Master 90 (LM90) de la compañía General Electric, la cual proporciona las señales lógicas y discretas para demanda de pasos y dirección. La válvula de medición está equipada con un encoder de posición directamente al eje de operación, quien genera una señal de corriente al controlador la cual proporciona una posición angular provista por la señal de retroalimentación (tabla II.1).

<u>Posición de Válvula</u>	<u>Posición Relativa</u>	<u>R/A Presente</u>
0°	Cerrado	4.00 mA.
+66° (100%)	Abierto	20.00 mA.

Tabla II.1 posicionamiento de la válvula.

### **II.3.División de tecnología aplicada a sistemas de control.**

El Instituto Mexicano del Petróleo, a través del Departamento de División de Tecnología Aplicada a Sistemas de Control, ha colaborado en los diversos proyectos en conjunto con Pemex, para el desarrollo, mantenimiento y modernización de los equipos utilizados en las plataformas. Este grupo esta conformado por ingenieros especialistas en control y proceso, que desde los años 90's han colaborado en diversos proyectos desarrollados en los diferentes complejos de Pemex. La tarea que llevan a cabo es el mantenimiento y soporte tecnológico a los sistemas de control, programables

(PLC) para que presenten el menor número de fallas, ya que los controladores son los que realizan todo el proceso, en este caso la compresión de gas natural, y sin la supervisión adecuada estos equipos llegan a fallar ocasionando un paro no programado impactando directamente en la producción de PEMEX.

La División de Tecnología Aplicada a Sistemas de Control, además de proporcionar servicio de consultoría y mantenimiento, también realizan mejoras adicionales a los sistemas de monitoreo como es el caso de la Interface Hombre Maquina (HMI) para los trabajadores que operan y mantienen los sistemas de control.

En la plataforma de compresión no solo se verifica el buen estado de los turbo compresores, también se verifican el comportamiento de los turbo generadores, que son los encargados de mantener el abastecimiento de electricidad a todo el complejo, incluyendo los módulos de compresión. En ocasiones también llegan a presentar problemas de control y se tiene que actuar de inmediato.

Es así como el Instituto Mexicano del Petróleo, mediante la División de Tecnología Aplicada a Sistemas de Control, colabora en la producción que se genera en la plataforma de compresión de gas natural, y sin duda representa para ellos un alto compromiso a seguir mejorando los sistemas, implementando nuevas estrategias de monitoreo y control.

### **II.4. Planteamiento del proyecto.**

Para el funcionamiento del sistema de gas combustible se emplea necesariamente una turbina, la cual realiza un laborioso proceso para que la ignición se efectúe en forma y tiempo correcto, ya que un error de cualquier índole en el proceso es indiscutiblemente un factor de riesgo.

La válvula Amot representa uno de los elementos más críticos durante el arranque de la turbina, porque de ello depende que ésta realice los rodamientos o revoluciones adecuadas. El gas combustible que se maneja en este sistema es altamente explosivo, razón por la cual todo lo que

está inmerso en el proceso, ya sea humano o físico, debe de estar al 100% para evitar en todo lo que sea posible algún accidente, ya que esto, traducido a costos de reparación o sustitución de una turbina, equivale a miles y hasta millones de dólares que impactan irreparablemente en la rentabilidad de la empresa.

En la plataforma Abkatun Delta su principal función es comprimir el gas natural proveniente de diferentes direcciones de algunos pozos circundantes. El gas que llega es amargo por que aún no ha sido destilado y está conformado en un 70% por metano y el 30% restante, entre etano, propano y butano. Luego de ser comprimido se envía, por medio de ductos enterrados, hasta tierra, distribuyéndose a las diferentes refinerías en donde se realiza la descomposición química o destilación para su comercialización. Este complejo cuenta con dos módulos de gas natural denominados como Modulo 7 y 8 (módulo A y B); se enumeraron así para llevar una continuidad numérica con respecto a los instalados en otro complejo, que también cuenta con ellos, refiriéndose al complejo Abkatun Alfa en el que se encuentran los módulos 1, 2, 3, 4, 5 y 6.

En el complejo Abkatun Delta se producen alrededor de 115 millones de pies cúbicos diarios en cada uno de los módulos de compresión de gas natural; refiriéndonos a que se comprime el doble por día. Lo antes mencionado significa que por cada hora que se tarda en reparar la máquina se están quemando 4.8 kilos /cm<sup>2</sup> de gas natural.

El sistema de monitoreo en la plataforma se realiza por medio de un software llamado Intouch de la empresa Wonderware. En este programa se representa parte del proceso de compresión por medio de gráficos, objetos y animaciones, y es monitoreado por un operador las 24 horas los 365 días del año.

El operador es la primera persona que registra los parámetros y el comportamiento que tiene la máquina, sin embargo, no se cuenta con una aplicación en la cual al operador le indique la totalidad de las alarmas y disparos provenientes del sistema de control de gas combustible. Por lo que se requiere un nuevo desarrollo que permita contar con una herramienta de gran utilidad como es identificar específicamente las alarmas y disparos de este sistema de control. Dicha herramienta se desarrolla en el ambiente de Intouch, que es el mismo software que utilizan actualmente los



operarios, con gráficos similares a los que están acostumbrados a trabajar, esto con la finalidad de que no represente un conflicto en el manejo de esta nueva herramienta.

Este nuevo desarrollo se comunica con el controlador (PLC) Ge Fanuc 90/70 por medio del protocolo de comunicación Ethernet, el cual ofrece ventajas al tener una velocidad de transmisión de 10Mb/s.

La implementación de esta nueva herramienta en el sistema de control de combustible ayudará a los operarios a identificar la falla o alarma específicamente y poder actuar de inmediato según sea la situación, o en el caso de un disparo identificar cuál fue el problema que lo originó. Además, las alarmas y disparos son registrados internamente en el programa, ordenándolos cronológicamente en fecha y hora en que sucedieron.

Con esta aplicación no solo ayuda a prevenir que la máquina sufra de un paro no programado, adicionalmente, permite la localización rápida y certera de una falla, reduciendo el tiempo de respuesta y la localización de la causa que la originó. De igual forma se evita una lectura errónea, ya que anteriormente solo mostraba en forma englobada el texto “FALLA DE HSDE” y a este lo conforman 17 alarmas y 17 disparos, que involucran al sistema de control de combustible.

# **CAPÍTULO III**

## **DESARROLLO DE PANTALLA PARA LA HMI.**

### **III.1 Base de datos de las alarmas y disparos.**

Como se menciona en el capítulo anterior, la válvula Amot de control de combustible es manipulada directamente por el PLC Fanuc 90/70. A éste le llegan todas las señales que involucran al proceso de control de combustible y mediante el algoritmo de control preestablecido, ejecuta la orden de abrir o cerrar la válvula, dependiendo de la necesidad de operación del LM2500.

En el generador de gases y en la turbina de potencia se encuentran sensores que son los responsables de enviar la señal de estado al PLC, de este modo el Fanuc 90/70 toma la decisión de realizar la acción correcta. La función principal es la de proteger el conjunto de maquinas que conforman el equipo, desde la válvula Amot hasta la turbina de potencia, pasando por el generador de gases, ya que si la válvula llega a abrir más de lo que el sistema demanda puede ocasionar una explosión que dañaría al generador de gases y a la turbina de potencia, y en el caso contrario, si cierra la válvula, el proceso se detiene.

La alarma es una señal de advertencia por medio de la cual se informa sobre la presencia de una amenaza o la proximidad de cualquier tipo de situación fuera de lo normal; las alarmas se activarán cuando algún sensor detecte una anomalía o un mal funcionamiento en la máquina. El operador debe estar atento para tomar acciones preventivas o correctivas inmediatas de esta situación.

Un disparo, o dicho de otra forma un paro no programado del proceso, se realiza cuando el sistema de control determina si es necesario detener la máquina, y lo hace para minimizar los daños ya que no es saludable seguir operando en esas condiciones.

Cuando se lleva a cabo un paro no programado, existen infinidad de inconvenientes por los que a toda costa se debe evitar, esta es la base de este trabajo. Como ejemplo se menciona al generador de gases que gira aproximadamente 9100 rpm, mientras que la turbina de potencia a 6600 rpm detenerla de inmediato es un gran golpe que la maquina recibe y, por consecuencia, la causa de un daño que, por mínimo que sea, no deja de ser perjudicial ya que le resta vida útil a esta maquinaria,

cabe señalar que si la dejaran operando en condiciones inadecuadas puede llegar a dañarse completamente.

El sistema de control de combustible cuenta actualmente con un total de 17 señales de alarma y 17 de disparo que le llegan al controlador (PLC). Algunas de éstas van seguidas de un disparo, pero algunas únicamente indica la alarma sin mandar a un disparo, aunque esto no quiere decir que no son de importancia; es conveniente considerar la advertencia.

Las alarmas para un operador son algo primordial para que él pueda actuar inmediatamente, ya sea realizando un paro normal o buscando la mejor manera de corregir la problemática que le ésta indicando el sistema en esta señal de alarma.

### **III.1.1 Alarmas y disparos.**

La base de datos se obtiene de la lógica de escalera por medio del programa LM90 (Logic Master 90), el cual es el software de configuración del PLC (Fanuc 90/70) de control de combustible, y mediante el protocolo de comunicación Ethernet I/P, se accesa a la memoria interna que contiene este controlador.

En la siguiente la tabla III.1 y III.2 se presenta la colocación de las alarmas y disparos que se extrajeron del programa de escalera antes mencionado. Las columnas se ordenan de la siguiente manera:

*Registro* = es la parte de la memoria interna del PLC en el que se encuentra la instrucción. Este registro se coloca para que el programa lo localice fácilmente.

*Tagname* = es la etiqueta de la instrucción, dicho de otra manera, es un nombre que se le asigna a cada comando.

*Descripción* = es la descripción de la acción a realizar.

*Descripción en la pantalla* = es la descripción que se le asignó para colocarlo en la pantalla y sea fácilmente comprendida por el usuario.

<b>ALARMAS</b>			
<b>REGISTRO</b>	<b>TAGNAME</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>DESCRIPCIÓN EN PANTALLA</b>
%M01001	ALM1	T5 OVERTEMP	SOBRE TEMPERATURA T5
%M01002	ALM2	NGG OVERSPEED	SOBRE VELOCIDAD EN GG
%M01003	ALM3	NPT OVERSPEED	SOBRE VELOCIDAD EN PT
%M01004	ALM4	RETURN TO IDLE	RETORNO A VACIO (IDLE)
%M01005	ALM5	T5 UNDER TEMP	BAJA TEMPERATURA EN T5
%M01006	ALM6	NGG DEV	DESVIACIÓN EN NGG
%M01007	ALM7	T5 SPREAD	AUMENTO EN T5
%M01008	ALM8	PT DEV	DESVIACIÓN NPT
%M01009	ALM9	NGG UNDERSPEED	BAJA VELOCIDAD EN NGG
%M01010	ALM10	T5 INDIVIDUAL T/C FAULT	FALLA INDIVIDUAL T/C EN T5
%M01011	ALM11	NGG SPEED #1 SIGFAIL	FALLA DE SEÑAL DE VELOCIDAD NGG #1
%M01012	ALM12	NGG SPEED #2 SIGFAIL	FALLA DE SEÑAL DE VELOCIDAD NGG #2
%M01013	ALM13	NPT SPEED #1 SIGFAIL	FALLA DE SEÑAL DE VELOCIDAD EN NPT #1
%M01014	ALM14	NPT SPEED #2 SIGFAIL	FALLA DE SEÑAL DE VELOCIDAD EN NPT #2
%M01015	ALM15	NGG SPEED DEV	DESVIACIÓN EN VELOCIDAD DEL GG
%M01016	ALM16	NPT SPEED DEV	DESVIACIÓN EN VELOCIDAD DE PT
%M01017	ALM17	NPT UNDERSPEED	BAJA VELOCIDAD EN PT

Tabla III.1 Lista de señales de alarmas que se encuentran en la estructura del programa.

<b>DISPAROS</b>			
<b>REGISTRO</b>	<b>TAGNAME</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>DESCRIPCIÓN EN PANTALLA</b>
%M01033	ALM33	STARTER MOTOR FAILURE	FALLA DE MOTOR DE ARRANQUE
%M01034	ALM34	FAILURE TO LITGH OFF	FALLA DE ENCENDIDO
%M01035	ALM35	FAILURE TO REACH LIGHT OFF	FALLA DE VELOCIDAD PARA ENCENDIDO
%M01036	ALM36	NGG STAGNATION	ESTANCAMIENTO DEL GG
%M01037	ALM37	PT FAILED TO BREAKAWAY	FALLA O RUPTURA DEL PT (BREAKAWAY)
%M01038	ALM38	NPT STAGNATION	ESTANCAMIENTO DE PT
%M01039	ALM39	NORMAL STOP	PARO NORMAL
%M01040	ALM40	NGG OVERSPEED	SOBRE VELOCIDAD DEL GG
%M01041	ALM41	NPT OVERSPEED	SOBRE VELOCIDAD DEL P.T.
%M01042	ALM42	LOSS OF FLAME	PERDIDA DE FLAMA
%M01043	ALM43	T5 OVERTEMP	SOBRETENPERATURA EN T5.
%M01044	ALM44	CDP SIGFAIL	FALLA DE SEÑAL EN PCD.
%M01045	ALM45	T2 SIGFAIL	FALLA DE SEÑAL DE T2.
%M01046	ALM46	FUEL VALVE FAIL	FALLA DE VALVULA AMOT
%M01047	ALM47	STALL DETECTED	DETECCION DE STALL
%M01048	ALM48	NGG SPEED LOSS	PERDIDA DE VELOCIDAD G.G.
%M01049	ALM49	NPT SPEED LOSS	PERDIDA DE VELOCIDAD EN P.T.

Tabla III.2 Lista de señales de disparos que se encuentran en la estructura del programa.

A continuación se describe cada una de las alarmas y disparos que conforman las tablas (pantalla) para su mejor entendimiento y por la importancia para el control.

## ALARMAS

### **%M01001      ALM1   T5 OVERTEMP   SOBRE TEMPERATURA T5**

Alrededor de manifold se encuentran 11 sensores de temperatura de gases de entrada a la turbina de potencia. Las unidades pueden estar en grados Celsius o grados Fahrenheit. El control de combustible usa esta función de monitor de T5 para calcular un promedio de temperatura. Para el control de T5, las Temperaturas de Gas (T5) son pasadas al control de combustible del PLC. La alarma se activa cuando esta temperatura se eleva pasando por 1465 °F (796 °C), de no ser por esta alarma el calor almacenado dentro de la maquina dañaría la estructura.

### **%M01002      ALM2   NGG OVERSPEED      SOBRE VELOCIDAD EN EL GG**

Esta salida es la señal de velocidad NGG usada por el control de combustible, es una selección por alta (señal positivo 1 lógico) de los dos sensores de velocidad NGG. La velocidad que tiene establecida es de 9800 rpm, pasando por esta velocidad se activará la alarma.

### **%M01003      ALM3   NPT OVERSPEED      SOBRE VELOCIDAD PT**

Esta salida es la señal de velocidad NPT usada por el control de combustible, es una selección por alta, señal proveniente de los sensores de velocidad NPT. La alarma se activará cuando sobrepase la velocidad de 7000 rpm en la turbina de potencia. La activación de la alarma es debido a que la turbina de potencia mueve al tren de compresores y debe de manejar un determinado número de revoluciones (6600 rpm).

### **%M01004      ALM4   RETURN TO IDLE      RETORNO A VACIO (IDLE)**

Esta alarma se cumplirá cuando el generador de gases no alcance la velocidad de carga. En este caso la alarma la envía el PLC externo quien es el encargado de activarlo dependiendo de sus condiciones. Se hace presente cuando la velocidad está inadecuada para que el proceso sea comprimido de forma correcta.

### **%M01005      ALM5   T5 UNDER TEMP      BAJA TEMPERATURA EN T5**

Internamente el generador de gases tiene 11 sensores de temperatura (termopares) que son los encargados de medirla. El sistema toma los 11 datos y los promedia para obtener un solo resultado (T5), este es el valor que toma en cuenta. Si la temperatura se encuentra arriba de 400 °F (200 °C)

entra en activación un reloj que cuenta 5 segundos, si durante este tiempo se mantiene en la misma temperatura la alarma se activará debido a que el calentamiento debe de ir en aumento durante el arranque de la máquina. Si no fuera por esta alarma la máquina se forzaría y dañaría algunos componentes.

**%M01006      ALM6    NGG DEV                      DESVIACIÓN EN NGG**

La velocidad de acoplamiento del generador de gases es uno de los elementos que se deben de tomar en cuenta. Esta calculada para cuando el generador de gases gire alrededor de 9100 rpm y la turbina de potencia gira aproximadamente a 6600 rpm. Cuando hay un desfase aproximadamente de  $\pm 50$  rpm, la alarma se activará.

**%M01007      ALM7    T5 SPREAD                      AUMENTO EN T5**

Cuando la temperatura del interior de generador de gases este aumentando considerablemente y sobrepasa los 766 °C muy rápidamente, el controlador mandará una señal de alarma.

**%M01008      ALM8    PT DEV                              DESVIACION EN NPT**

Al igual que la alarma de desviación del generador de gases, se tiene un sensor en la turbina de potencia. La alarma indica que existe una diferencia de velocidades de  $\pm 50$  rpm entre el generador de gases y la turbina de potencia.

**%M01009      ALM9    NGG UNDERSPEED              BAJA VELOCIDAD EN NGG**

La alarma se activará cuando el generador de gases haya descendido de los 5100 rpm velocidad en vacío a los 4950 rpm, ya que la velocidad debe de ir en aumento no lo contrario, al menos que haya un paro normal.

**%M01010      ALM10    T5 INDIVIDUAL T/C FAULT      FALLA INDIVIDUAL T/C EN T5**

Esta salida de alarma se activa cuando cualquiera de los puntos individuales T5 están en falla de señal. El monitor T5 usa los límites de Falla de Señal Alta y Baja T5 para determinar si un sensor está en la condición de “falla de señal”.

Once Termocoples (T/C) se usan en la LM2500 de General Electric.

Una falla de cualquier sensor causará una alarma.

Una alta separación entre dos T/C cualesquiera causará una alarma.

Una desviación de un T/C debajo del promedio causará una alarma.

Tres fallas de T/C adyacentes o cuatro en total causarán un paro de la máquina.

<b>%M01011</b>	<b>ALM11 NGG SPEED #1 SIGFAIL</b>	<b>FALLA SEÑAL DE VELOCIDAD NGG #1</b>
<b>%M01012</b>	<b>ALM12 NGG SPEED #2 SIGFAIL</b>	<b>FALLA SEÑAL DE VELOCIDAD NGG #2</b>
<b>%M01013</b>	<b>ALM13 NPT SPEED #1 SIGFAIL</b>	<b>FALLA SEÑAL DE VELOCIDAD NPT #1</b>
<b>%M01014</b>	<b>ALM14 NPT SPEED #2 SGFAIL</b>	<b>FALLA SEÑAL DE VELOCIDAD NPT #2</b>

El generador de gases y la turbina de potencia cuentan con dos sensores cada uno (#1 y #2), que se encuentran conectados en forma paralela. Tiene 2 condiciones: cuando exista una diferencia de 100 rpm entre el sensor 1 y el sensor 2 la alarma se hará activa, y la otra condición es cuando falla uno de los dos. Una alarma se activará cuando en uno de ellos no se tenga comunicación y así corregirla, ya que si no se cuenta con las dos señales el sistema manda una señal a la máquina ordenándole un paro.

<b>%M01015</b>	<b>ALM15 NGG SPEED DEV</b>	<b>DESVIACION EN VELOCIDAD DEL GG</b>
----------------	----------------------------	---------------------------------------

Estas entradas vienen de los sensores de velocidad NGG por inducción (bobinas) hacia un módulo de entrada por frecuencia. El control de Combustible selecciona por alto estas señales para su uso interno. Los dos sensores son comparados uno con otro, si la diferencia es mayor que 50 RPM y la señal interna NGG es mayor que la Constante Permitida de Falla de Diferencia de NGG, entonces la Alarma por Falla de Desviación NGG será activada. Las señales de los sensores de entrada NGG son pasadas al control de combustible del PLC.

<b>%M01016</b>	<b>ALM16 NPT SPEED DEV</b>	<b>DESVIACION EN VELOCIDAD DE PT</b>
----------------	----------------------------	--------------------------------------

Estas entradas vienen de los sensores de velocidad NPT por inducción (bobinas) hacia un módulo de entrada por frecuencia. El control de Combustible selecciona por alto estas señales para su uso interno. Los dos sensores son comparados uno con otro, si la diferencia es mayor que 50 RPM y la señal interna NPT es mayor que la Constante Permitida de Falla de Diferencia de NPT, entonces, la Alarma por Falla de Desviación de NPT será activada. Las señales de los sensores de entrada NPT son pasadas al control de combustible del PLC.



**%M01017      ALM17 NPT UNDERSPEED      BAJA VELOCIDAD EN PT**

La alarma se activará cuando la velocidad de la turbina de potencia baje a 4650 rpm ya que la normal es 6600 rpm. Si baja la velocidad, la compresión de gas natural se reduciría y eso es precisamente lo que no se desea.

**DISPAROS**

**%M01033      ALM33 STARTER MOTOR FAILURE      FALLA DE MOTOR DE ARRANQUE**

En un inicio, el generador de gases necesita un arrancador antes de comenzar con toda la secuencia. Cuenta con un motor que lleva por nombre “Motor de Arranque”, que es el encargado de pasar del estado de reposo al estado dinámico, sin ello no se realizaría. Luego de que el generador pase las 4300 rpm se activa un contador de 10 segundos, si en ese lapso no llega a los 4700 para su desacople, el disparo se hace presente, ya que el motor es de alta prioridad.

**%M01034      ALM34 FAILURE TO LITGH OFF      FALLA DE ENCENDIDO**

En el capítulo anterior se menciona que para que se realice la combustión se necesita fuego, y las que lo proporcionan son las bujías que producen una chispa y así lograr la combustión. Sin embargo, si la chispa no se realiza el sistema inicia un contador de 10 segundos a partir de que entra el combustible, si durante los 10 segundos no hay fuego el sistema detiene la máquina de inmediato, ya que se acumula gas y puede ocasionar un explosión.

**%M01035      ALM35 FAILURE TO REACH LIGHT OFF      FALLA DE VELOCIDAD PARA ENCENDIDO.**

Para que se realice la combustión el generador de gases tiene que llegar a una velocidad de 1800 rpm. Al pasar por las 1500 rpm se acciona un contador de 30 segundos el cual verifica que no se encuentre en la misma velocidad, ya que si sucede esto el paro se realizará debido a que necesita más velocidad para alcanzar el encendido.

**%M01036      ALM36 NGG STAGNATION      ESTANCAMIENTO DEL GG.**

El estancamiento se presenta cuando la velocidad del generador no alcanza las 5100 rpm, que es la velocidad de vacío (sin carga). Al pasar por las 5000 rpm se acciona un contador de 60 segundos, si durante ese tiempo no llega a la velocidad en vacío el sistema manda disparar la máquina ya que se estaría forzando al generador de gases.

**%M01037      ALM37 PT FAILED TO BREAKAWAY      FALLA O RUPTURA DEL PT (BREAKAWAY)**

La falla Brekaway o ruptura se presenta cuando la turbina de potencia presenta una diferencia de velocidad muy intensa a tal grado que el eje de la turbina se llega a doblar. Este cuenta con un sistema mecánico que se encuentra entre el acoplamiento de la turbina con los compresores, cuando llega a suceder esta falla, mecánicamente se rompe el eje para que la turbina siga girando sin dañar al tren de compresores. El sistema empieza a contar 10 segundos a partir que el generador entra en velocidad en vacío y si se encuentra fuera de lo normal durante este tiempo el disparo se realiza de inmediato.

**%M01038      ALM38 NPT STAGNATION      ESTANCAMIENTO DE PT**

Cuando la turbina de potencia pasa por los 4700 rpm se acciona un contador de 300 segundos, si durante este lapso de tiempo no llega a la velocidad de 6600 el disparo se accionará, debido que se estaría forzando la maquina.

**%M01039      ALM39 NORMAL STOP      PARO NORMAL**

El paro normal es una instrucción que el operador tiene acceso a realizar, pero antes de hacerlo debe retirar la carga (gas de proceso) de los compresores para evitar un golpe en la máquina.

**%M01040      ALM40 NGG OVERSPEED      SOBRE VELOCIDAD DEL GG**

Esta salida de paro se activa cuando la señal NGG se elevaba a la velocidad máxima. En este caso, si llegase a una velocidad superior a las 12000 rpm la máquina se detendrá automáticamente, ya que la velocidad es muy elevada y puede llegar a dañar a la turbina de potencia.

**%M01041      ALM41 NPT OVERSPEED      SOBRE VELOCIDAD DEL P.T.**

Esta salida de paro se activa cuando la señal NPT sobrepasa del límite de velocidad NPT. Hay cuatro sensores de velocidad usados en la máquina General Electric, dos para NPT y dos para NGG. Todos los sensores son conectados al control de combustible. Un par es conectado en paralelo para separar los dispositivos de paro por sobrevelocidad. Las velocidades son enviadas a las tarjetas de entrada de frecuencia y convertidas a señales digitales útiles al programa de aplicación del control de combustible. El control de combustible seleccionará por alto las dos señales, pasando la más alta a la lógica de aplicación.

**%M01042      ALM42 LOSS OF FLAME      PERDIDA DE FLAMA**

En ocasiones llega a suceder que en la cámara de combustión se queda sin flama (se apaga), y esta la monitorea por medio de T5 (temperatura), y es cuando se presenta el disparo.

**%M01043      ALM43 T5 OVERTEMP      SOBRETENPERATURA EN T5**

Esta salida de paro se activa cuando la señal T5 se hace mayor que el punto de ajuste, en este caso 766 °C.

**%M01044      ALM44 CDP SIGFAIL      FALLA DE SEÑAL EN PCD**

Esta salida de paro se activa cuando la señal PCD sale del rango especificado por las constantes de configuración Falla de Señal PCD Alta y Baja. Esta es la entrada del PCD (Presión del Compresor a la Descarga).

**%M01045      ALM45 T2 SIGFAIL      FALLA DE SEÑAL DE T2**

Esta salida de paro se activa cuando la señal T2 (Temperatura de Entrada del Compresor) sale de su rango permitido (-80 a 150 grados °F). La variable T2 se usa para los cálculos de Teta del esquema de temperatura máxima T5. Las unidades pueden ser en grados °C o grados °F, las constantes de configuración del esquema de máxima temperatura T5 y T2 deben de estar en las mismas unidades. T2 se pasa al Control de Combustible del PLC. Este es un número real que requiere de dos registros.

**%M01046      ALM46 FUEL VALVE FAIL      FALLA DE VALVULA AMOT**

Esta salida de paro se activa cuando la señal de retroalimentación de la válvula de gas se desvía de la señal de demanda a la válvula de gas por más de 3 por ciento durante 1.5 segundos.

**%M01047      ALM47 STALL DETECTED      DETECCION DE STALL**

Esta detección se activa cuando al generador de gases le entra demasiado aire de lo que normalmente debe recibir, y el flujo es demasiado. Si esto pasa el aire que comprime se estará excediendo y perjudicará al tren de compresores cuando se realice el giro de la turbina de potencia.

<i>%M01048</i>	<i>ALM48 NGG SPEED LOSS</i>	<i>PERDIDA DE VELOCIDAD G.G.</i>
<i>%M01049</i>	<i>ALM49 NPT SPEED LOSS</i>	<i>PERDIDA DE VELOCIDAD EN P.T.</i>

Sensores redundantes de velocidad, están dirigidos al Control de Combustible. Ambas son seleccionadas por alta para el control. Si las dos señales se desvían por más de 50 rpm, una alarma se activará. Si ambos sensores fallan, la máquina se detendrá. Esto ocurre en velocidad de NGG y NPT.

### **III.2 Arquitectura de la nueva pantalla HMI.**

El proyecto se realiza en el complejo Abkatun Delta, del Activo Integral Litoral Tabasco de la región marina suroeste, el cual cuenta con 2 módulos de compresión de gas natural, módulo A y B (7 y 8). La nueva pantalla se agregará a las otras ya existentes y se instalarán en todas la máquinas que manipulan los operadores de Pemex.

Para la realización de la HMI (Interface Hombre-Máquina) se utilizó el programa Intoucht v.10 de la compañía de Wonderware, y su arquitectura se presenta de la siguiente manera (figura 1 y 2).

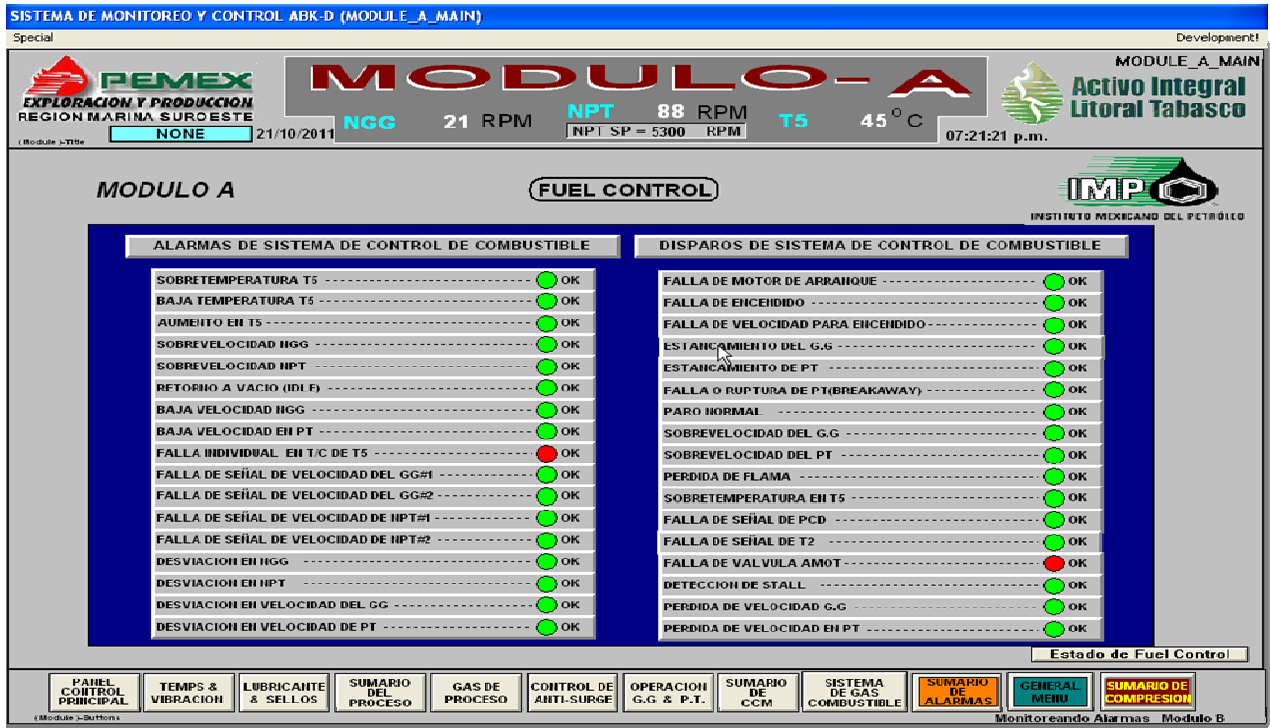


Figura 1. Pantalla módulo A.

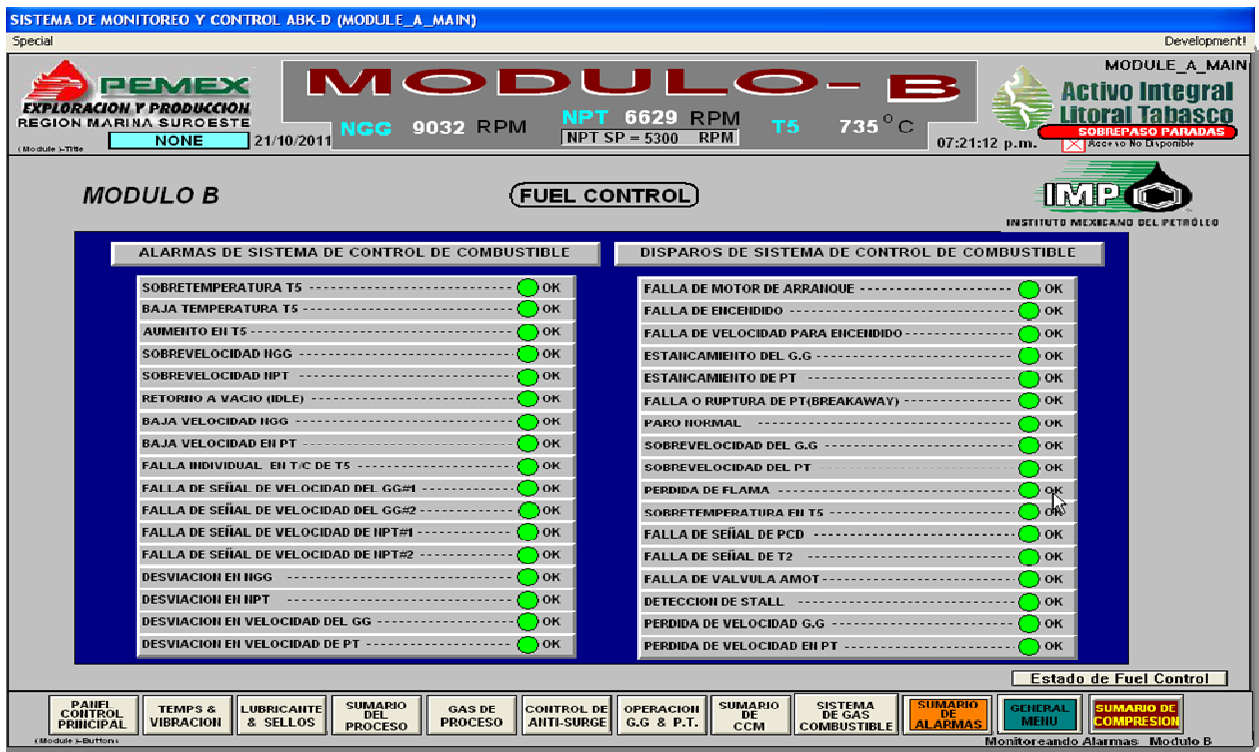


Figura 2. Pantalla módulo B.

Centrado en la parte superior se identifica al modulo del que se está monitoreando, con valores de velocidad del generador de gases (NGG), y de la turbina de potencia (NPT), la temperatura del generador de gases (T5). En los extremos superiores derecho e izquierdo se muestran los logotipos de PEMEX Exploración y Producción Región Suroeste y el Activo Integral Litoral Tabasco, y el del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP). A continuación, en la parte central de la pantalla, se muestran las listas de control de combustible (Fuel Control). Se ordenaron en dos bloques, por el lado izquierdo están las alarmas y por el lado derecho se colocaron los disparos. En cada uno de los renglones se enlistan descriptivamente las razones de las fallas, seguidos de un círculo simulando un foco el cual, dependiendo en el estado en que se encuentra la situación que describe, se ilumina de diferente color (tabla III.3).

<b>COLOR DEL CIRCULO (foco)</b>	<b>ESTADO DEL SISTEMA</b>
<b>VERDE</b>	Indica que se encuentra en buen estado y que no se ha registrado una advertencia. (Alarma o disparo).
<b>ROJO</b>	Indica que su estado se encuentra en alerta o en disparo y cambiará de color cuando se haya solucionado el problema.

Tabla III.3. Indicadores de colores.

Las computadoras que usan los operadores están conectados en red y en cada una de ellas se pueden ver los dos módulos A y B (7 y 8). Para que los operarios tengan un mejor acceso a la nueva pantalla se colocó un botón en la pantalla principal (figura 3 y 4), con el nombre de “ALARMAS Y DISPAROS DR\_FC”; DR\_FC significa Dresser-rand Fuel Control (control de combustible dresser-rand) que fue la empresa que instaló el sistema de control de combustible.



Figura 3. Menú principal módulo A.

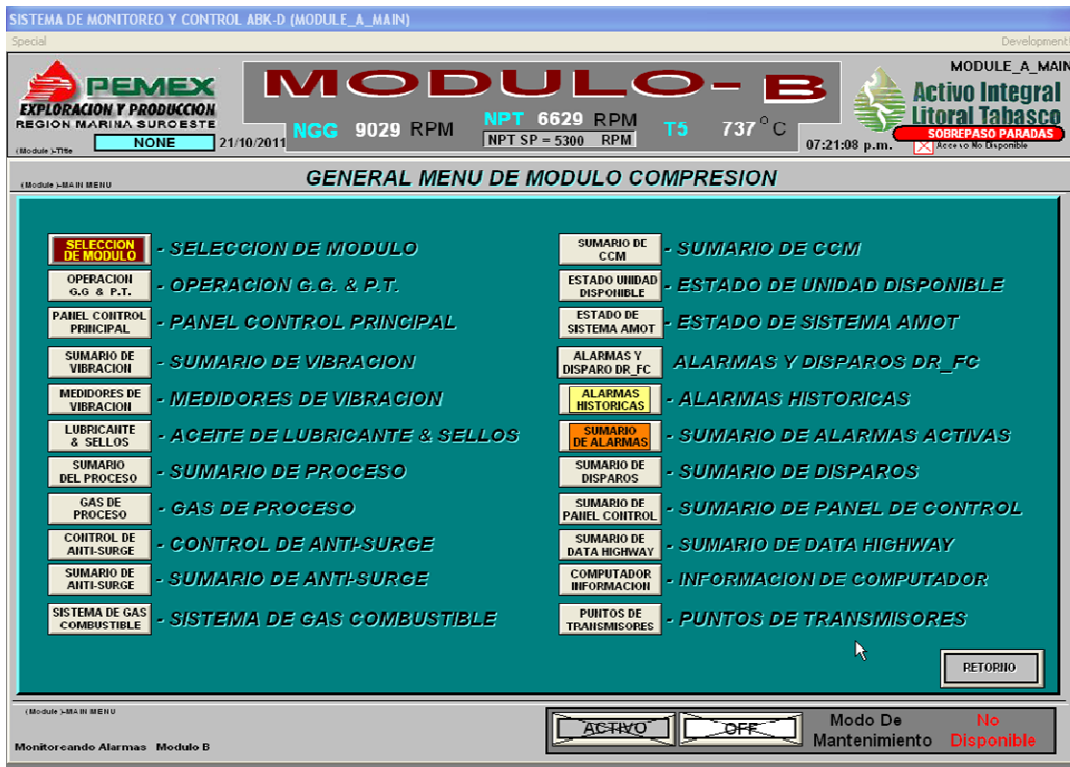


Figura 4. Menú principal módulo B.

Al mismo tiempo que se instaló la aplicación se direccionó a la lista de alarmas y disparos que se registran internamente, es decir, que cuando la alarma se activa o un disparo sucede, automáticamente aparece en la lista (figura 5) y así se puede identificar de inmediato lo que ocasionó que la maquina se viera afectada; en esta lista se observa el sumario de alarmas y disparos. Cuando sucede un evento, el círculo se ilumina en color rojo y cuando reconoce la alarma cambia de color a verde. Dichas alarmas se ordenan en forma cronológica, por fecha, hora, así como por la prioridad del evento. Este sumario es de gran ayuda para los operadores al poder identificar qué fue lo primero que sucedió, en dónde, porqué, en qué tiempo y así no andar divagando y suponer otras cosas, intentando resolver el problema en el menor número de tiempo posible.

Antes que se realizara la nueva pantalla, solo aparecía en el monitor la leyenda que decía: “alarma de HSDE”, pero ahora se visualizarán las 17 alarmas y los 17 disparos en tiempo real y específicamente.

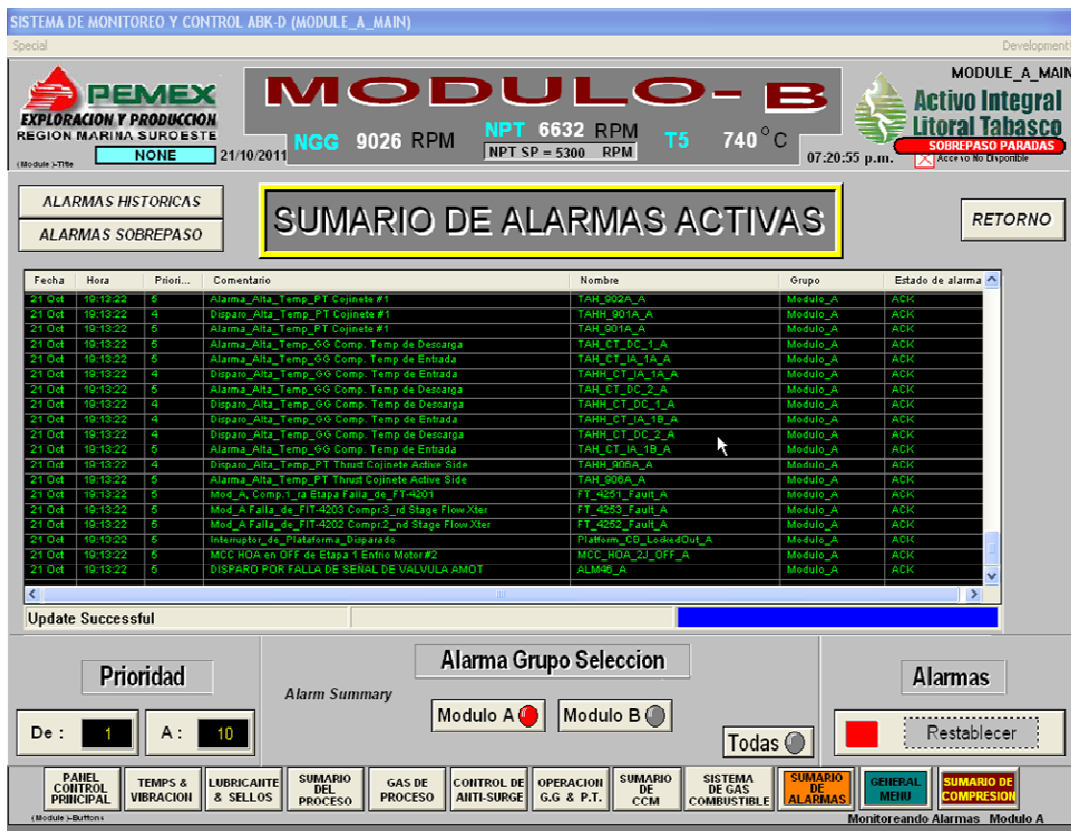


Figura 5. Sumario de alarmas y disparos presentes.



### **III.2.1. Protocolo de comunicación.**

Para que se pudiese realizar la comunicación entre dispositivos (switch) se tuvo que emplear el protocolo de comunicación Ethernet TCP/IP el mas empleado actualmente, además de que es una de las herramientas universales y económicas, con este protocolo se logro acceder al sistema del PLC Fanuc 90/70 que controla el sistema de gas combustible.

TCP/IP consta de dos protocolos que se utilizan en las redes informáticas: el Transmission Control Protocol y el Internet Protocol. Aunque TCP e IP son dos protocolos independientes, trabajan juntos para hacer posible la comunicación de redes y, frente al usuario, aparecen como un solo protocolo. En este contexto, un protocolo es un método acordado entre los dispositivos de la red para hablar unos con otros. En este sentido, los protocolos son parecidos a los idiomas, ya que ambos dispositivos deben utilizar y comprender el mismo protocolo para comunicarse, y un solo dispositivo puede utilizar varios protocolos para comunicarse con otros dispositivos de la red.

Para que pueda producirse la comunicación TCP/IP entre dos dispositivos, cada uno debe disponer de una dirección IP exclusiva. La dirección IP es muy parecida a un número de teléfono, ya que cada dispositivo de la red tiene una, y para que un dispositivo se conecte a otro debe conocer su dirección IP. Cuando un dispositivo intenta conectarse a otro, marca la dirección IP de ese dispositivo y, una vez conectado, da su propia dirección a este para que pueda responderle. una dirección IP esta compuesta por 32 bit y tiene 2 partes; numero de red, y numero de host o nodo, el formato de la dirección es conocido comúnmente como notación decimal ejemplo: 192.168.66.254, cada bits en el octeto es un valor binario tal como (128,64,32,16,8,4,2,1) el mínimo valor de un octeto es cero (0) lo que significa que todos sus bits son ceros, el valor máximo de un octeto es 255 esto significa que todos los bits son unos (1). La dirección de 32 bits es dividida en 4 octetos de 8 bits cada uno, separado por un punto, el cual es representado por un número decimal de acuerdo al valor de sus 8 bits.

### Señal Analógica.

Una señal analógica es un tipo de señal generada por algún tipo de fenómeno electromagnético y que es representable por una función matemática continua en la que es variable su amplitud y periodo (representando un dato de información) en función del tiempo (figura 6). Algunas magnitudes físicas comúnmente portadoras de una señal de este tipo son eléctricas como la intensidad, la tensión y la potencia, pero también pueden ser hidráulicas como la presión, térmicas como la temperatura, mecánicas, etc. La magnitud también puede ser cualquier objeto medible como los beneficios o pérdidas de un negocio.

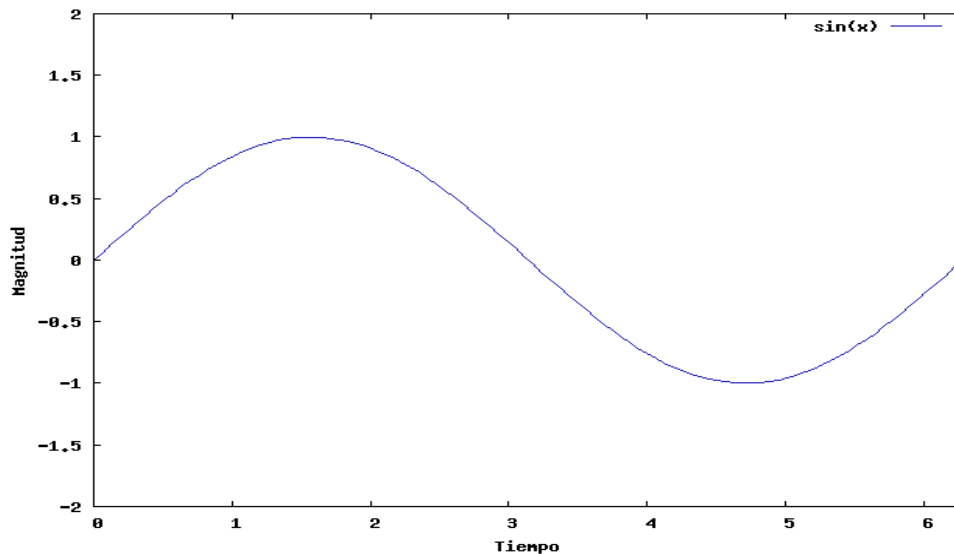


Figura 6. Ejemplo de señal analógica

### Señal digital.

Son variables eléctricas con dos niveles bien diferenciados que se alternan en el tiempo transmitiendo información según un código previamente acordado. Cada nivel eléctrico representa uno de dos símbolos: 0 ó 1, V o F, etc. Los niveles específicos depende del tipo de dispositivos utilizado (figura 7.). Por ejemplo, el interruptor de la luz sólo puede tomar dos valores o estados: abierto o cerrado, o la misma lámpara: encendida o apagada. Los sistemas digitales, como por ejemplo el ordenador, usan lógica de dos estados representados por dos niveles de tensión eléctrica, uno alto, H y otro bajo, L (de High y Low, respectivamente, en inglés). Dichos estados se sustituyen por ceros y unos, lo que facilita la aplicación de la lógica y la aritmética binaria. Si el nivel alto se representa por 1 y el bajo por 0, se habla de lógica positiva y en caso contrario de lógica negativa.

Cabe mencionar que además de los niveles, en una señal digital están las transiciones de alto a bajo o de bajo a alto, denominadas flanco de subida o de bajada, respectivamente.

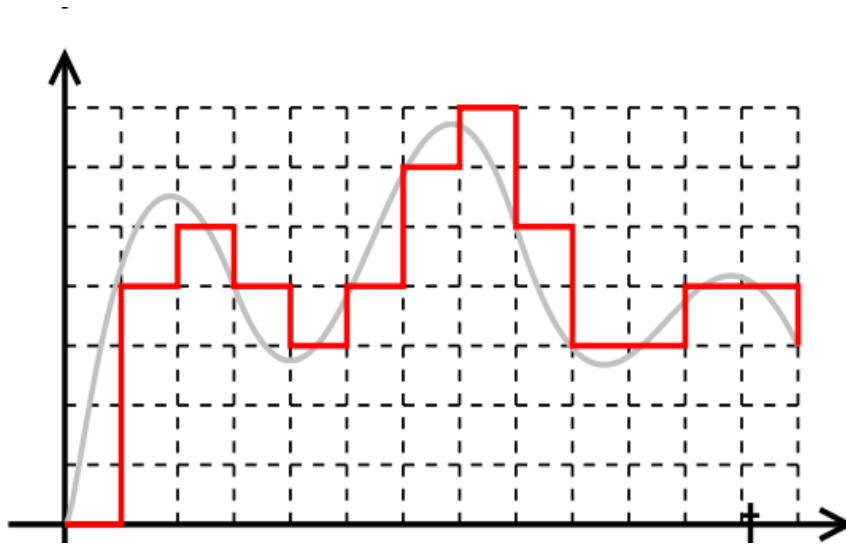


Figura 7. Ejemplo de señal digital

### **Conversión analógica digital.**

Una vez aclaradas las diferencias básicas entre señal analógica y la digital, veamos ahora cómo se efectúa el proceso de conversión de una tecnología a otra. Para realizar esa tarea, el conversor ADC (Analog-to-Digital Converter - Conversor Analógico Digital) tiene que efectuar los siguientes procesos:

- 1.- **Muestreo** de la señal analógica.
- 2.- **Cuantización** de la propia señal
- 3.- **Codificación** del resultado de la cuantización, en código binario.

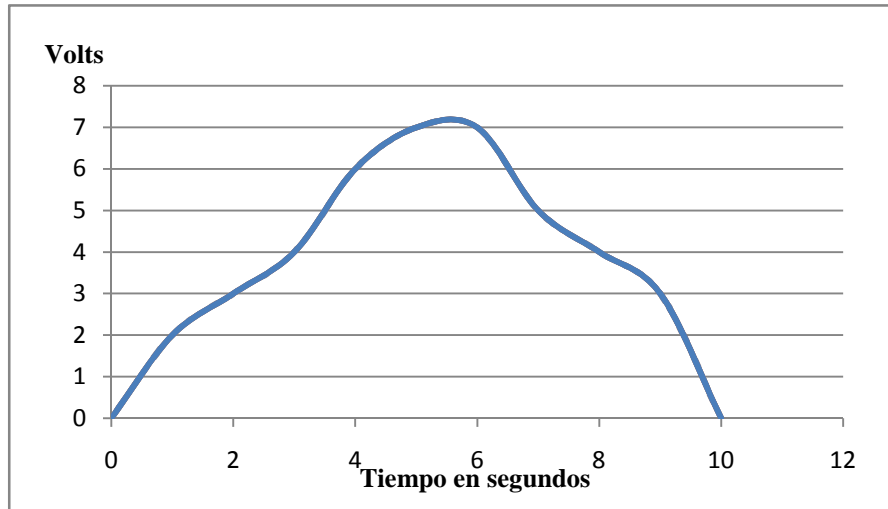


Figura 8. Señal analógica

En la figura 8 de medio ciclo positivo (+), correspondiente a una señal eléctrica analógica de sonido, con sus correspondientes armónicos. Como se podrá observar, los valores de variación de la tensión o voltaje en esta sinusoide pueden variar en una escala que va de “0” a “7” volt.

### **Muestreo de una señal analógica.**

Para convertir una señal analógica en digital, el primer paso consiste en realizar un muestreo de ésta, o lo que es igual, tomar diferentes muestras de tensiones o voltajes en diferentes puntos de la onda senoidal. La frecuencia a la que se realiza el muestreo se denomina razón, tasa o también frecuencia de muestreo y se mide en kilohertz (kHz). En el caso de una grabación digital de audio, a mayor cantidad de muestras tomadas, mayor calidad y fidelidad tendrá la señal digital resultante. Durante el proceso de muestreo se asignan valores numéricos equivalentes a la tensión o voltaje existente en diferentes puntos de la sinusoide, con la finalidad de realizar a continuación el proceso de cuantización.

Las tasas o frecuencias de muestreo más utilizadas para audio digital son las siguientes:

- 24 000 muestras por segundo (24 kHz)
- 30 000 muestras por segundo (30 kHz)
- 44 100 muestras por segundo (44,1 kHz) (Calidad de CD)
- 48 000 muestras por segundo (48 kHz)

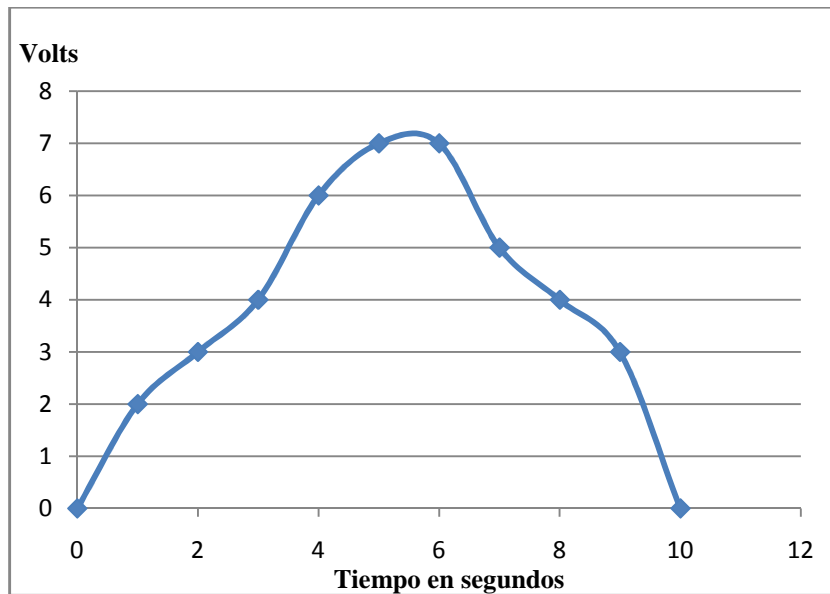


Figura 9. Muestra de una señal analógica.

Para realizar el muestreo de una señal eléctrica analógica y convertirla después en digital, el primer paso consiste en tomar valores discretos de tensión o voltaje a intervalos regulares en diferentes puntos de la onda sinusoidal (figura 9.) Por tanto, una señal cuyo muestreo se realice a 24 kHz, tendrá menos calidad y fidelidad que otra realizada a 48 kHz. Sin embargo, mientras mayor sea el número de muestras tomadas, mayor será también el ancho de banda necesario para transmitir una señal digital, requiriendo también un espacio mucho mayor para almacenarla en un CD o un DVD.

### **Cuantización de la señal analógica.**

Una vez realizado el muestreo, el siguiente paso es la cuantización de la señal analógica. Para esta parte del proceso los valores continuos de la senoide se convierten en series de valores numéricos decimales discretos correspondientes a los diferentes niveles o variaciones de voltajes que contiene la señal analógica original.

Por tanto, la cuantización representa el componente de muestreo de las variaciones de valores de tensiones o voltajes tomados en diferentes puntos de la onda sinusoidal, que permite medirlos y asignarles sus correspondientes valores en el sistema numérico decimal, antes de convertir esos valores en sistema numérico binario (figura 10).

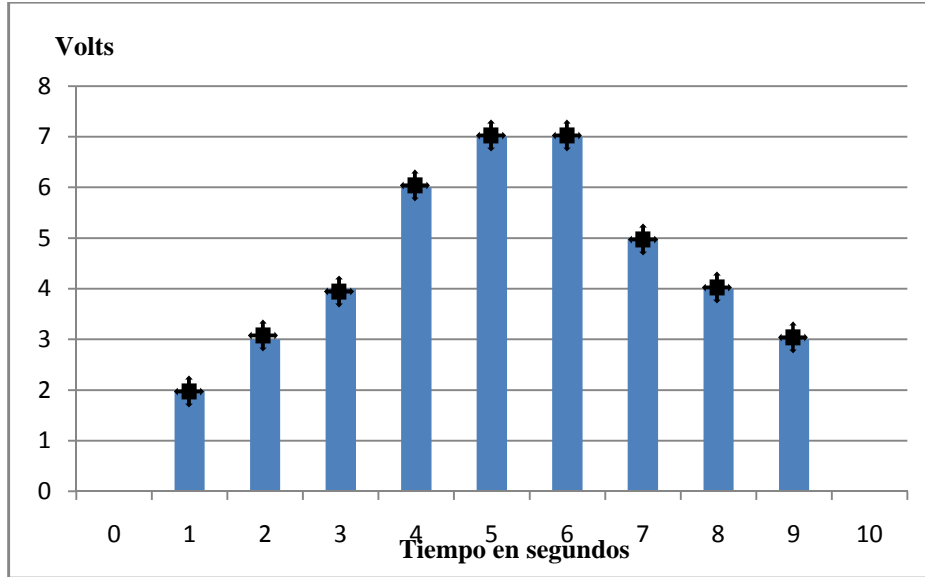


Figura 10. Cuantificación de señal analógica para su conversión digital.

**Codificación de la señal en código binario.**

Después de realizada la cuantización, los valores de las tomas de voltajes se representan numéricamente por medio de códigos y estándares previamente establecidos. Lo más común es codificar la señal digital en código numérico binario.

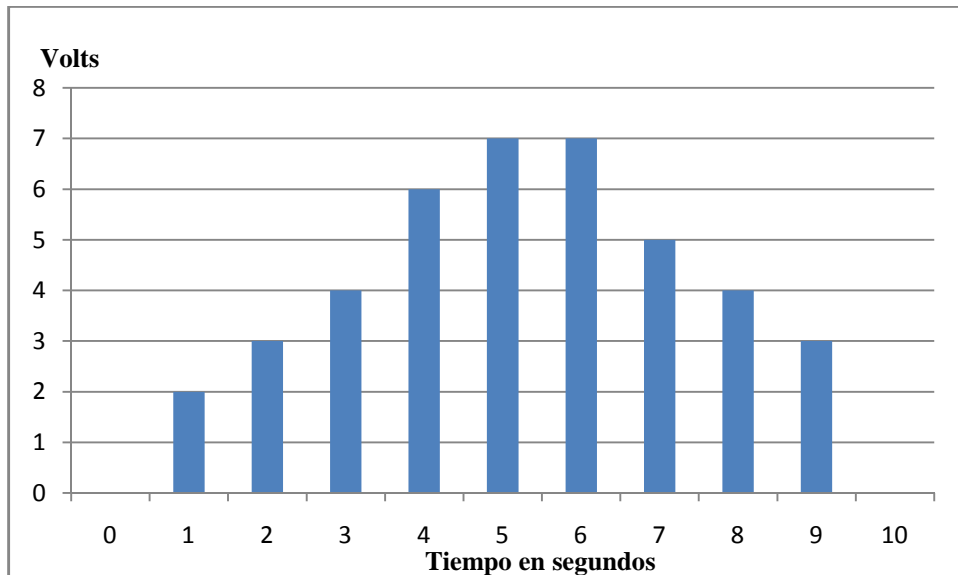


Figura 11. Codificación de la señal en código binario.

La codificación permite asignarle valores numéricos binarios equivalentes a los valores de tensiones o voltajes que conforman la señal eléctrica analógica original (figura 11). En este ejemplo gráfico de codificación, es posible observar cómo se ha obtenido una señal digital y el código binario correspondiente a los niveles de voltaje que posee la señal analógica. La siguiente tabla III.4 muestra los valores numéricos del 0 al 7, pertenecientes al sistema decimal y sus equivalentes en código numérico binario. En esta tabla se puede observar que utilizando sólo tres bits por cada número en código binario, se pueden representar ocho niveles o estados de cuantización.

Valores en volt en Sistema Decimal	Conversión a Código Binario
0	000
1	001
2	010
3	011
4	100
5	101
6	110
7	111

Tabla. III.4. Conversión a código binario.

Y en esta otra tabla III.5. Se puede ver la sustitución que se ha hecho de los valores numéricos correspondientes a los voltajes de las muestras tomadas de la señal analógica utilizada como ejemplo y su correspondiente conversión a valores en código binario.

Valor de los voltajes de la señal analógica del ejemplo	Conversión a Código Binario
0	000
2	010
3	011
4	100
6	110
7	111
7	111
5	101
4	100
3	011
0	000

Tabla III.5. Código binario.

### III.2.2. Teorema de Nyquist-Shannon.

El teorema de muestreo de Nyquist-Shannon, también conocido como teorema de muestreo de Whittaker-Nyquist-Kotelnikov-Shannon, criterio de Nyquist o teorema de Nyquist, es un teorema fundamental de la teoría de la información, de especial interés en las telecomunicaciones. Este teorema fue formulado en forma de conjetura por primera vez por Harry Nyquist en 1928 (Certaintopics in telegraph \_ircunvoluctheory), y fue demostrado formalmente por Claude E. Shannon en 1949 (Communication in the presence of noise). El teorema trata con el muestreo, que no debe ser confundido o asociado con la cuantificación, proceso que sigue al de muestreo en la digitalización de una señal y que, al contrario del muestreo, no es reversible (se produce una pérdida de información en el proceso de cuantificación, incluso en el caso ideal teórico, que se traduce en una distorsión conocida como error o ruido de cuantificación y que establece un límite teórico superior a la relación señal-ruido). Dicho de otro modo, desde el punto de vista del teorema, las muestras discretas de una señal son valores exactos que aún no han sufrido redondeo o truncamiento alguno sobre una precisión determinada, esto es, aún no han sido cuantificadas.

El muestreo es el proceso de convertir una señal (por ejemplo, una función continua en el tiempo o en el espacio) en una secuencia numérica (una función discreta en el tiempo o en el espacio). El teorema de muestreo señala que la reconstrucción (aproximadamente) exacta de una señal continua en el tiempo en banda base a partir de sus muestras es posible si la señal es limitada en banda y la frecuencia de muestreo es mayor que dos veces el ancho de banda de la señal.

El proceso de muestreo sobre una señal continua que varía en el tiempo (o en el espacio como en una imagen u otra variable independiente en cualquier otra aplicación) es realizado midiendo simplemente los valores de la señal continua cada T unidades de tiempo (o espacio), llamado intervalo de muestreo. El resultado de este proceso es una secuencia de números, llamadas muestras, y son una representación de la imagen original. La frecuencia de muestreo  $f$  es el recíproco del intervalo de muestreo  $f = 1/T$  y se expresa en Hz.

Hay varias formas de describir matemáticamente el proceso de discretización temporal de una señal continua en el tiempo (figura 12).



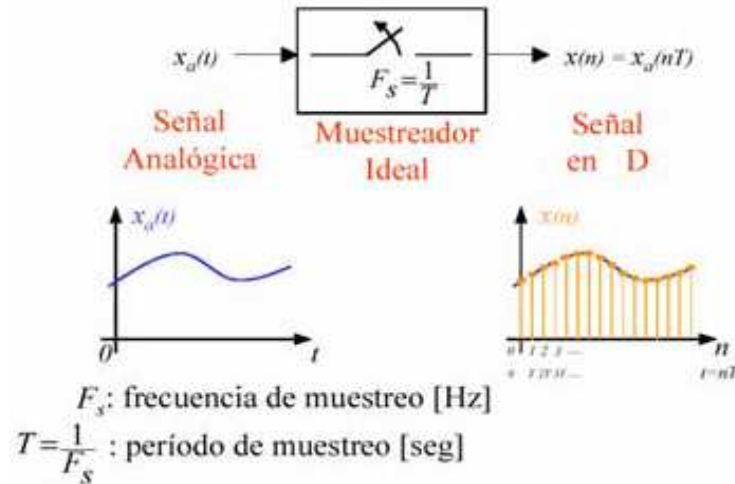


Figura 12. Periodo de muestreo.

Un muestreador ideal, consiste en una función que toma los valores de la señal  $x(t)$  en los instantes muestreados y el valor cero para el resto de puntos.

Muestrear una señal continua  $x(t)$  equivale a multiplicarla por un tren de funciones delta  $p(t)$ , a esto se le conoce como proceso de modulación, figura 13, siendo:

$$p(t) = \sum_{n=-\infty}^{\infty} \delta(t - nT)$$

$$x_s(t) = x(t)p(t)$$

$$\begin{aligned}
 x_s(t) &= x(t) \sum_{n=-\infty}^{\infty} \delta(t - nT_s) = \\
 &= \sum_{n=-\infty}^{\infty} x(nT_s) \delta(t - nT_s) = x[n]
 \end{aligned}$$

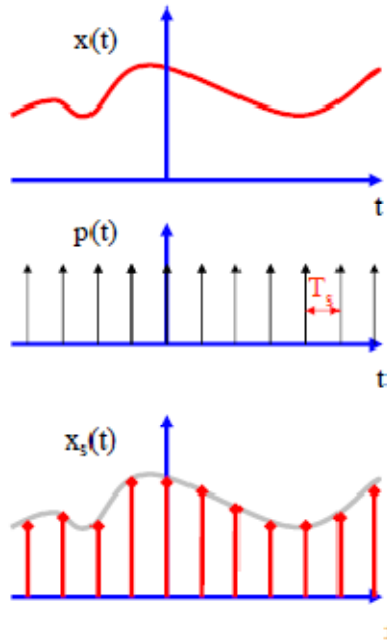


Figura 13. Proceso de muestreo en el tiempo.

Una multiplicación en el tiempo equivale a una convolución en el de la frecuencia (figura 14) con:

$$X_p(\omega) = \frac{1}{2\pi} [X(\omega) * P(\omega)]$$

$$P(\omega) = \frac{2\pi}{T_s} \sum_{k=-\infty}^{\infty} \delta(\omega - k\omega_s)$$

$$\begin{aligned} X_p(\omega) &= \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} X(u) P(\omega - u) du = \\ &= \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} X(u) \frac{2\pi}{T_s} \sum_{k=-\infty}^{\infty} \delta(\omega - k\omega_s - u) du = \\ &= \sum_{k=-\infty}^{\infty} X(\omega - k\omega_s) \end{aligned}$$

$$X_p(\omega) = \frac{1}{T_s} \sum_{k=-\infty}^{\infty} X(\omega - k\omega_s)$$

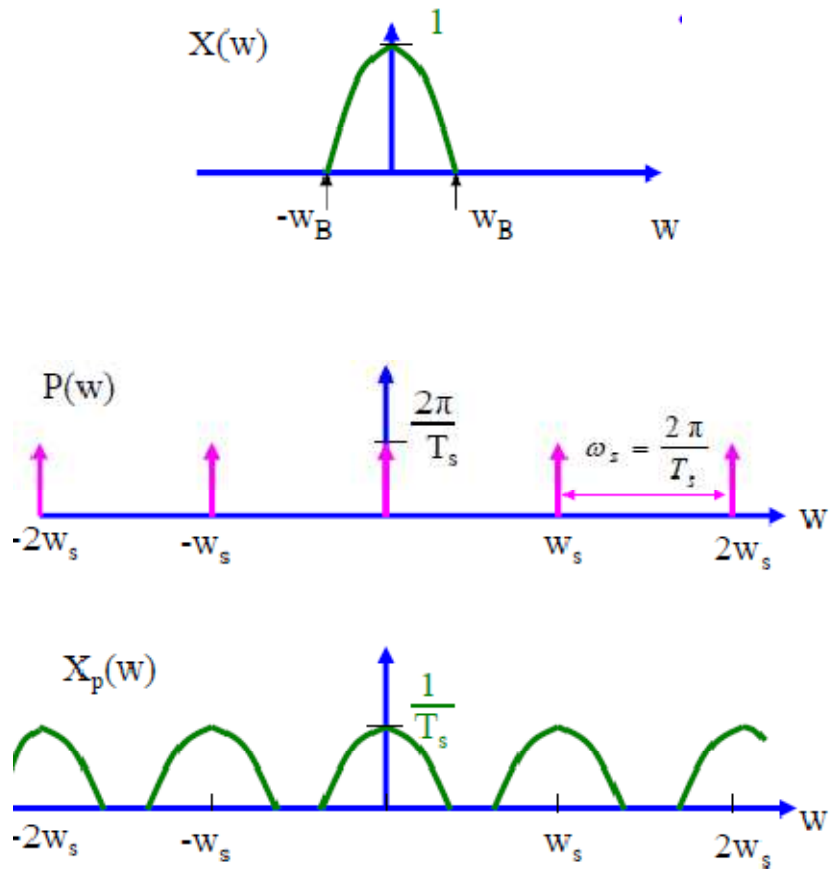


Figura 14. Proceso de muestreo dominio de frecuencia

El espectro resultante es periódico y se presentan los siguientes casos:

A.- La frecuencia de muestreo  $w_s$  es mayor que  $2w_B$  (figura 15).

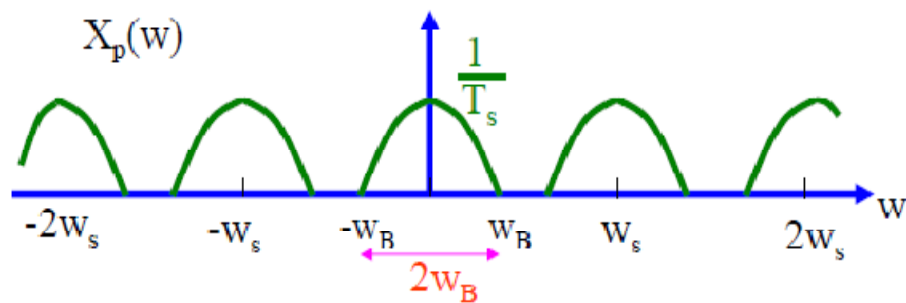


Figura 15. Frecuencia de muestreo.

B.- Se disminuye a frecuencia de muestreo  $w_s$  hasta que sea igual a  $2w_B$ . (Figura 16).

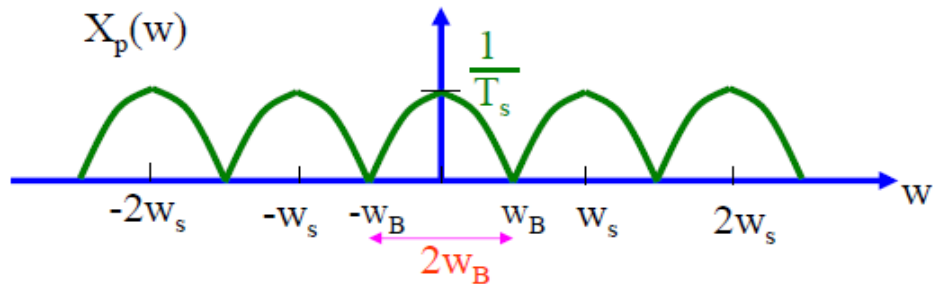


Figura 16. Disminuye la frecuencia.

C.- Se disminuye a frecuencia de muestreo  $w_s$  hasta que sea inferior a  $2w_B$ . (Figura 17).

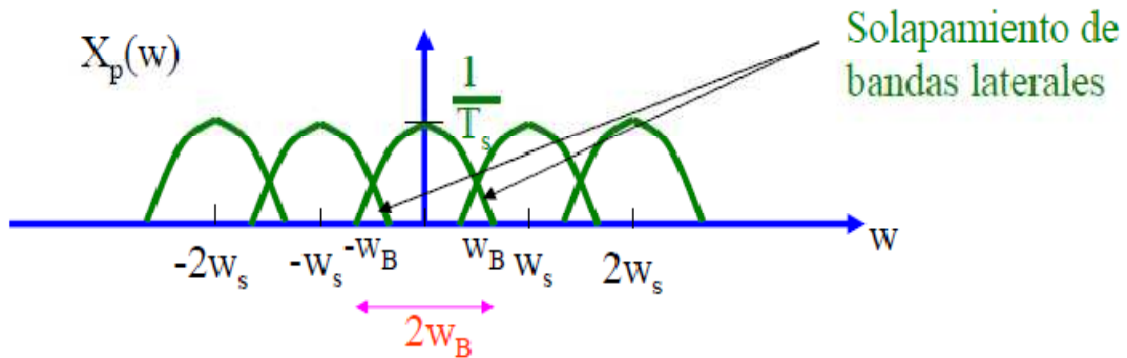


Figura 17. Solapamiento de bandas laterales.

Cuando  $w_s < 2w_B$  ocurre un solapamiento en frecuencia de las bandas laterales y se produce el fenómeno de “aliasing” en frecuencia.

- Para una señal  $x(t)$  continua de banda limitada,  $X(w)=0$  para  $|w| > w_B$ , que se muestrea con una frecuencia de muestreo  $w_s$ .
- Las muestras  $x(nT)$ ,  $n=0, \pm 1, \pm 2, \dots$ , determinen unívocamente la señal  $x(t)$  si se cumple que  $w_s \geq 2w_B$ ,
- Se define la frecuencia límite  $w_s=2w_B$  con el nombre de frecuencia de Nyquist, con:

$$\omega_s = \frac{2 \pi}{T}$$

**Funciones ortogonales.**

El adjetivo ortogonal proviene del griego orthos (recto) y gonia (ángulo). Este denota entonces la perpendicularidad entre dos elementos: dos calles que se cruzan en un ángulo recto presentan una configuración ortogonal. La ortogonalidad es un concepto fundamental para la comprensión del análisis de funciones por medio de las transformadas de Fourier.

Función vectorial perpendicular entre sí.

$\alpha = 90^\circ$  es el ángulo entre los vectores A y B, entonces:

$$B \cdot A = 0$$

Si las funciones vectoriales son ortogonales el producto escalar es cero.

Sistemas ortogonales de vector unitario (figura18):

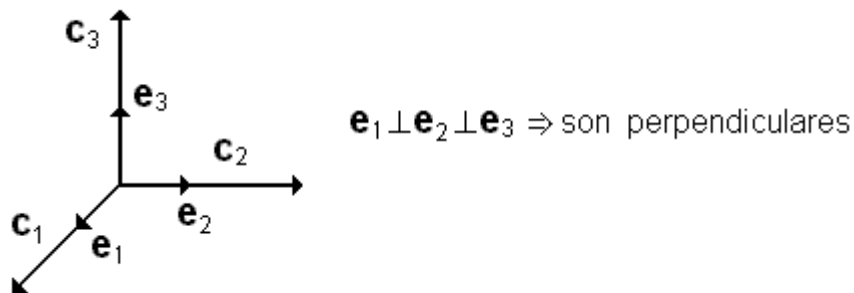


Figura 18. Sistema Ortogonalidad.

Condición de Ortogonalidad

$$e_1 \cdot e_2 = e_2 \cdot e_3 = e_3 \cdot e_1 = 0$$

$$e_1 \cdot e_1 = e_2 \cdot e_2 = e_3 \cdot e_3 = 1$$

Dados:  $A = e_1 A_1 + e_2 A_2 + e_3 A_3$

$B = e_1 B_1 + e_2 B_2 + e_3 B_3$ , entonces:

$$A \cdot B = (e_1 A_1 + e_2 A_2 + e_3 A_3) \cdot (e_1 B_1 + e_2 B_2 + e_3 B_3)$$

$$\mathbf{A} \cdot \mathbf{B} = (\mathbf{e}_1 \mathbf{e}_1) A_1 B_1 + (\mathbf{e}_2 \mathbf{e}_1) A_2 B_1 + (\mathbf{e}_3 \mathbf{e}_1) A_3 B_1 + (\mathbf{e}_1 \mathbf{e}_2) A_1 B_2 + (\mathbf{e}_2 \mathbf{e}_2) A_2 B_2 + (\mathbf{e}_3 \mathbf{e}_2) A_3 B_2 + (\mathbf{e}_1 \mathbf{e}_3) A_1 B_3 + (\mathbf{e}_2 \mathbf{e}_3) A_2 B_3 + (\mathbf{e}_3 \mathbf{e}_3) A_3 B_3$$

$$\mathbf{A} \cdot \mathbf{B} = (\mathbf{e}_1 \mathbf{e}_1) A_1 B_1 + (\mathbf{e}_2 \mathbf{e}_2) A_2 B_2 + (\mathbf{e}_3 \mathbf{e}_3) A_3 B_3$$

$$\mathbf{A} \cdot \mathbf{B} = A_1 B_1 + A_2 B_2 + A_3 B_3$$

Si  $\mathbf{B} = \mathbf{A}$  (paralelo)

$$\mathbf{A} \cdot \mathbf{A} = A_1^2 \cos(0) = A_1^2 + A_2^2 + A_3^2$$

Luego despejando

$$A = (A_1^2 + A_2^2 + A_3^2)^{1/2}$$

Ejemplo 1:

Dado un vector  $\underline{x} = [\cos(\alpha), \text{sen}(\alpha)]^T$  en un espacio euclidiano bidimensional, encuentre otro vector de magnitud 1 ortogonal y demuestre que su producto interno es cero. Un vector ortogonal a  $\underline{x} = [\cos(\alpha), \text{sen}(\alpha)]^T$  forma un ángulo de  $90^\circ$  con él. La figura 19. Muestra una solución gráfica: el vector  $\underline{x} = [-\text{sen}(\alpha), \cos(\alpha)]^T$  es perpendicular a  $\underline{x}$ .

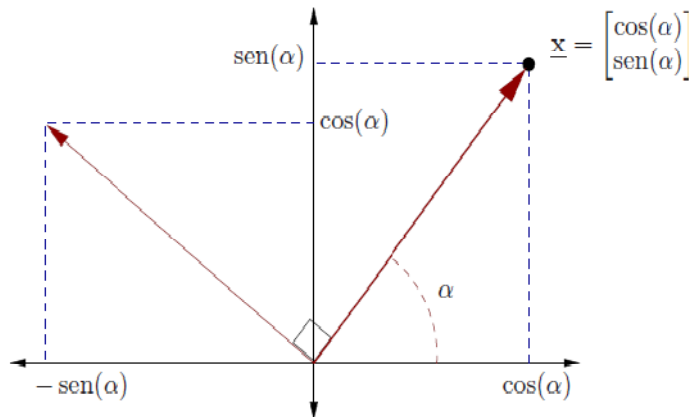


Figura 19. Construcción geométrica para obtener un vector ortogonal.

La misma conclusión puede obtenerse utilizando identidades trigonométricas en la expresión

$$[\cos(\alpha + \frac{\pi}{2}), \text{sen}(\alpha + \frac{\pi}{2})]^T .$$

El producto  $(\underline{x}, \underline{x})$  se calcula entonces como:

$$(\underline{x}, \underline{x}) = [\cos(\alpha), \sin(\alpha)] \begin{pmatrix} -\sin(\alpha) \\ \cos(\alpha) \end{pmatrix} = -\cos(\alpha) \sin(\alpha) + \cos(\alpha) \sin(\alpha) = 0$$

**Señales Periódicas:** Aquellas que para un  $T_0 > 0$  dado, cumplen con:  $x(t + T_0) = x(t)$  se conocerá como el periodo de la señal figura 20.

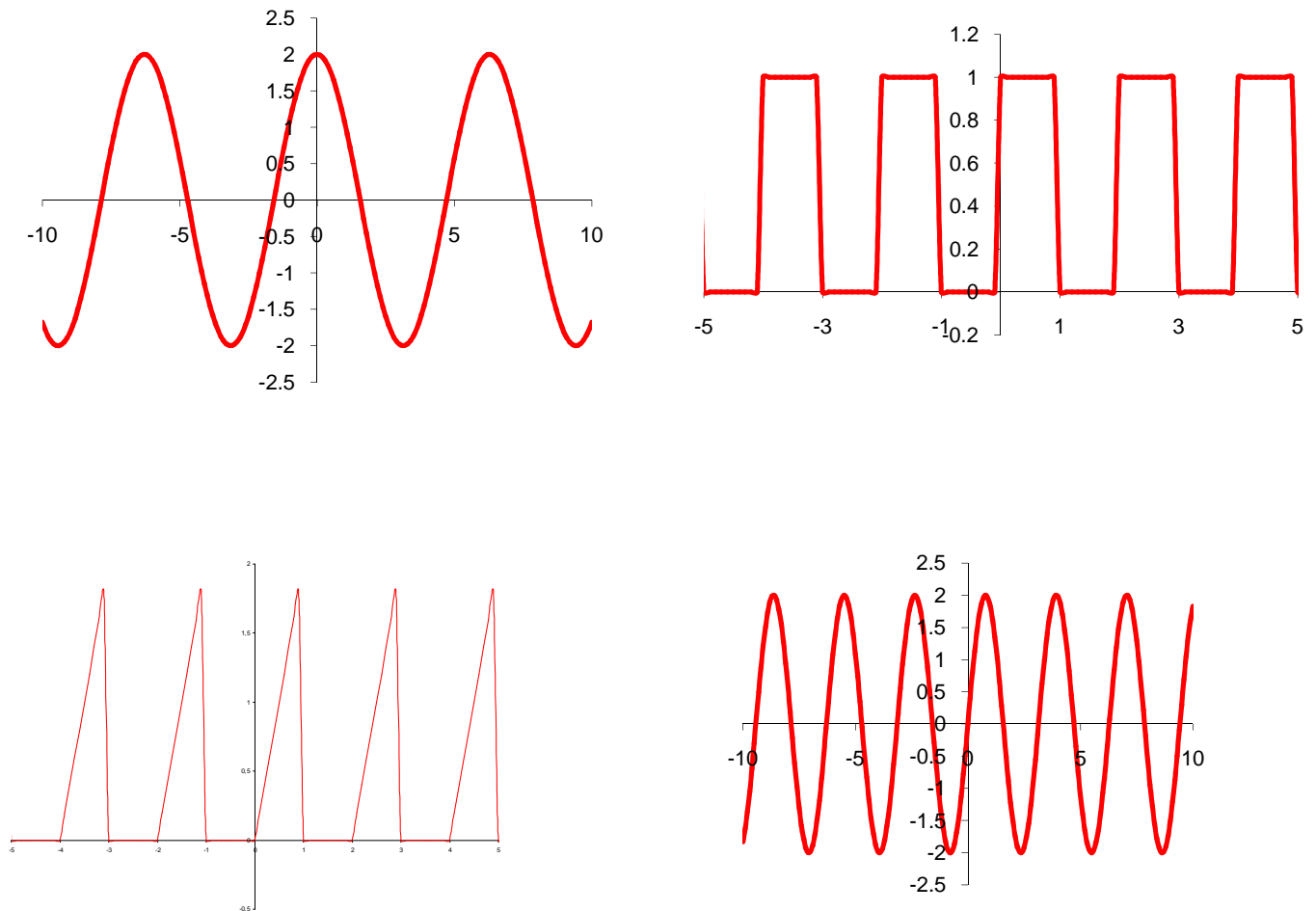


Figura 20. Señales periódicas.

### III.2.3. Análisis de la Serie de Fourier.

Básicamente la Transformada de Fourier se encarga de transformar una señal del dominio del tiempo, al dominio de la frecuencia, de donde se puede realizar su antitransformada y volver al dominio temporal. La transformada de Fourier se define como:

$$x(\omega) = \int_{-\infty}^{\infty} x(t) \cdot e^{-j\omega t} dt$$

Y su antitransformada como:

$$x(t) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} x(\omega) \cdot e^{j\omega t} d\omega$$

Toda señal periódica se puede expresar en términos de una serie de senos y cosenos, la forma general que tiene esa serie es:

$$x(t) = a_0 + \sum_{n=1}^{\infty} [a_n \cos(n\omega_0 t) + b_n \sin(n\omega_0 t)]$$

A esta serie se le conoce como “Serie Trigonométrica de Fourier”, a los coeficientes  $a_0$ ,  $a_n$  y  $b_n$  se les conoce como Coeficientes Trigonométricos de Fourier mientras que a  $\omega_0$  se le conoce como frecuencia fundamental de la señal.

Un ejemplo de representación en frecuencia, puede ser el ecualizador de un equipo de música. Las barras que suben y bajan, indican las diferentes componentes frecuenciales de la señal sonora que estás escuchando. El trabajo con la señal en frecuencia, no solo sirve como información, sino que se puede modificar, de forma que es ampliamente utilizada en procesamiento de la imagen y el sonido, comunicaciones (modulaciones, líneas de transmisión, etc.) y otro tipo de aplicaciones: estadística, detección de fluctuaciones en los precios, análisis sismográfico, etc. Tomemos una señal bipolar cuadrada periódica.



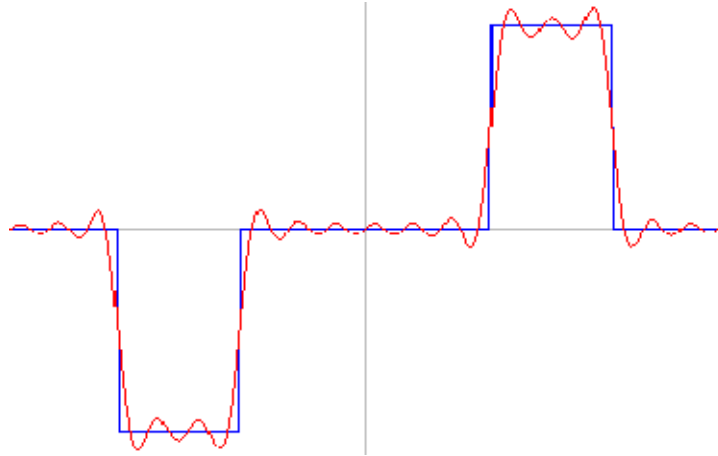


Figura 21. Grafica que muestra la frecuencia.

Como vemos en el grafico (figura 21), la podemos aproximar mediante sumas de senos y cosenos de distintas frecuencias, todas múltiplo de la fundamental. Para poder realizarlo necesito la herramienta matemática que veremos a continuación.

Los coeficientes trigonométricos de Fourier se definen como: Sea  $x(t)$  una función periódica de periodo  $T$ , llamaremos Serie de Fourier asociada a  $x(t)$  a una serie trigonométrica. La serie puede desarrollarse para igualar cualquier función deseada durante cualquier duración finita de tiempo mientras la componente fundamental de la serie pasa por un ciclo completo.

$$a_0 = \frac{1}{T} \int_{-\frac{T}{2}}^{\frac{T}{2}} x(t) dt$$

$$a_n = \frac{2}{T} \int_{-\frac{T}{2}}^{\frac{T}{2}} x(t) \cos(n\omega_0 t) dt$$

$$b_n = \frac{2}{T} \int_{-\frac{T}{2}}^{\frac{T}{2}} x(t) \text{sen}(n\omega_0 t) dt$$

donde  $\omega_0 = \frac{2\pi}{T}$  y  $\int_{-\frac{T}{2}}^{\frac{T}{2}}$  es una integral a lo largo de un periodo.

En el cálculo de los coeficientes trigonométricos de Fourier se utilizan comúnmente las siguientes integrales:

$$I_1 = \int_{-\frac{T}{2}}^{\frac{T}{2}} \text{sen}(n\omega_0 t) \text{sen}(k\omega_0 t) dt = \begin{cases} 0, & n \neq k \\ \frac{T}{2}, & n = k \neq 0 \end{cases}$$

$$I_2 = \int_{-\frac{T}{2}}^{\frac{T}{2}} \cos(n\omega_0 t) \cos(k\omega_0 t) dt = \begin{cases} 0, & n \neq k \\ \frac{T}{2}, & n = k \neq 0 \end{cases}$$

$$I_3 = \int_{-\frac{T}{2}}^{\frac{T}{2}} \text{sen}(n\omega_0 t) \cos(k\omega_0 t) dt = 0, \quad \text{para todo } n, k$$

Ejemplo 2:

Sea  $x_1(t) = \begin{cases} A, & \text{si } 0 \leq t < \varepsilon \\ 0, & \text{si } \varepsilon \leq t < T_0 \end{cases}$  un periodode de la señal periódica  $x(t)$ , entonces

$$a_0 = \frac{1}{T_0} \int_{T_0} x(t) dt = \frac{1}{T_0} \int_0^{\varepsilon} A dt = \frac{A\varepsilon}{T_0}$$

$$a_n = \frac{2}{T_0} \int_{T_0} x(t) \cos(n\omega_0 t) dt = \frac{2}{T_0} \int_0^{\varepsilon} A \cos(n\omega_0 t) dt = \frac{2A}{T_0 n \omega_0} \text{sen}(n\omega_0 \varepsilon)$$

$$b_n = \frac{2}{T_0} \int_{T_0} x(t) \text{sen}(n\omega_0 t) dt = \frac{2}{T_0} \int_0^{\varepsilon} A \text{sen}(n\omega_0 t) dt = \frac{2A}{T_0 n \omega_0} (1 - \cos(n\omega_0 \varepsilon))$$

recordando que  $T_0 n \omega_0 = 2n\pi$  se tiene que

$$x(t) = \frac{A\varepsilon}{T_0} + \sum_{n=1}^{\infty} \frac{A}{n\pi} \text{sen}(n\omega_0 \varepsilon) \cos(n\omega_0 t) + \sum_{n=1}^{\infty} \frac{A}{n\pi} (1 - \cos(n\omega_0 \varepsilon)) \text{sen}(n\omega_0 t)$$

Aproximación con un número finito de sumandos (figura 22).

$$x_M(t) = \frac{A\varepsilon}{T_0} + \sum_{n=1}^M \frac{A}{n\pi} \text{sen}(n\omega_0 \varepsilon) \cos(n\omega_0 t) + \sum_{n=1}^M \frac{A}{n\pi} (1 - \cos(n\omega_0 \varepsilon)) \text{sen}(n\omega_0 t)$$

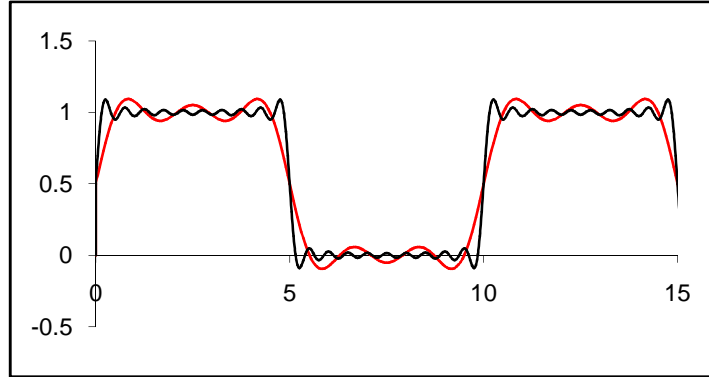


Figura 22. Ejemplo 2.

Ejemplo 3:

Sea  $x(t) = 1 + \cos(3t)$  una señal periódica con periodo  $T_0 = \frac{2\pi}{3}$ , entonces

$$a_0 = \frac{1}{T_0} \int_{T_0} x(t) dt = \frac{3}{2\pi} \int_0^{\frac{2\pi}{3}} (1 + \cos(3t)) dt = 1$$

$$a_n = \frac{2}{T_0} \int_{T_0} x(t) \cos(n\omega_0 t) dt = \frac{3}{\pi} \int_0^{\frac{2\pi}{3}} (1 + \cos(3t)) \cos(n\omega_0 t) dt = \begin{cases} 1, & \text{si } n = 1 \\ 0, & \text{si } n \neq 1 \end{cases}$$

$$b_n = \frac{2}{T_0} \int_{T_0} x(t) \text{sen}(n\omega_0 t) dt = \frac{3}{\pi} \int_0^{\frac{2\pi}{3}} (1 + \cos(3t)) \text{sen}(n\omega_0 t) dt = 0 \quad \text{para todo } n$$

en definitiva

$$x(t) = 1 + \sum_{n=1}^{\infty} a_n \cos(n\omega_0 t) + \sum_{n=1}^{\infty} b_n \text{sen}(n\omega_0 t) = 1 + \cos(3t)$$

Ejemplo 4:

. Halle la representación en serie trigonométrica de Fourier para la siguiente señal  $f(t) = e^{-t}$ ,

$0 \leq t \leq 1$ , mostrada en la figura 23.

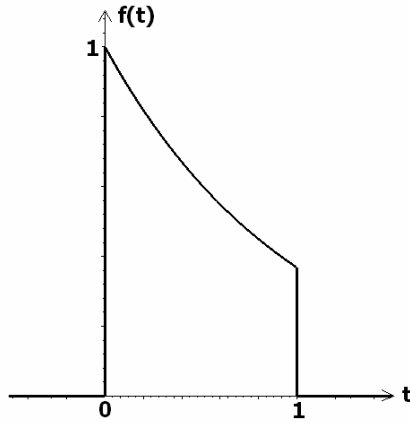


Figura 23. Ejemplo 4.

Solución:

La señal es  $f(t) = e^{-t}$ ,  $0 \leq t \leq 1$ , y para este ejemplo:  $T_0 = 1$  y  $\omega_0 = 2\pi$ . Primero calcularemos los coeficientes  $a_n$ , de la fórmula tenemos que:

$$a_n = \frac{2}{T_0} \int_t^{t+T_0} f(t) \cos n\omega_0 t \, dt$$

$$a_n = 2 \int_0^1 e^{-t} \cos 2n\pi t \, dt$$

Por tablas de integrales:

$$\int e^{au} \cos bu \, du = \frac{e^{au}}{a^2 + b^2} (a \cos bu + b \operatorname{sen} bu)$$

Realizando las sustituciones:  $a = -1$  y  $b = 2n\pi$ , se tendrá que:

$$a_n = \frac{2 e^{-t}}{1 + 4n^2 \pi^2} (-\cos 2n\pi t + 2n\pi \operatorname{sen} 2n\pi t) \Big|_0^1$$

Evaluando límites:

$$a_n = \frac{2}{1+4n^2\pi^2} \left[ e^{-1} \left( -\cancel{\cos 2n\pi}^{=1} + 2n\pi \cancel{\sen 2n\pi}^{=0} \right) - e^0 \left( -\cancel{\cos(0)}^{=1} + 2n\pi \cancel{\sen(0)}^{=0} \right) \right]$$

De tal forma que:

$$a_n = \frac{2}{1+4n^2\pi^2} (1 - e^{-1}) \quad \forall n.$$

Ahora calcularemos el coeficiente independiente  $a_0$ . A partir de la fórmula:

$$a_0 = \frac{1}{T_0} \int_t^{t+T_0} f(t) dt$$

$$a_0 = \int_0^1 e^{-t} dt = -e^{-t} \Big|_0^1 = -e^{-1} + e^0$$

$$a_0 = 1 - e^{-1} \cong 1.264$$

Concluimos calculando los coeficientes  $b_n$ :

$$b_n = \frac{2}{T_0} \int_t^{t+T_0} f(t) \sen n\omega_0 t dt$$

Por tablas de integrales:

$$\int e^{au} \sen bu du = \frac{e^{au}}{a^2 + b^2} (a \sen bu - b \cos bu)$$

Sustituyendo  $a = -1$  y  $b = 2n\pi$ , se tendrá entonces:

$$b_n = \frac{2 e^{-t}}{1+4n^2\pi^2} \left( -\sen 2n\pi t - 2n\pi \cos 2n\pi t \right) \Big|_0^1$$

$$b_n = \frac{2}{1+4n^2\pi^2} \left[ e^{-1} \left( -\cancel{\sen 2n\pi}^{=0} - 2n\pi \cancel{\cos 2n\pi}^{=1} \right) - e^0 \left( -\cancel{\sen(0)}^{=0} - 2n\pi \cancel{\cos(0)}^{=1} \right) \right]$$

$$b_n = \frac{2}{1+4n^2\pi^2} [-2n\pi e^{-1} + 2n\pi]$$

$$b_n = \frac{4n\pi}{1+4n^2\pi^2} (1-e^{-1}) \quad \forall n.$$

Finalmente, la representación en serie trigonométrica de Fourier para la señal  $f(t)$  será:

$$f(t) \cong 1.264 + \sum_{n=1}^{\infty} \left[ \frac{2}{1+4n^2\pi^2} (1-e^{-1}) \cos 2n\pi t + \frac{4n\pi}{1+4n^2\pi^2} (1-e^{-1}) \text{sen } 2n\pi t \right]$$

Ejemplo 5:

Hallar la representación en serie trigonométrica de Fourier para la siguiente señal

$f(t) = t^2$ ,  $0 \leq t \leq 1$ , mostrada en la figura 24.

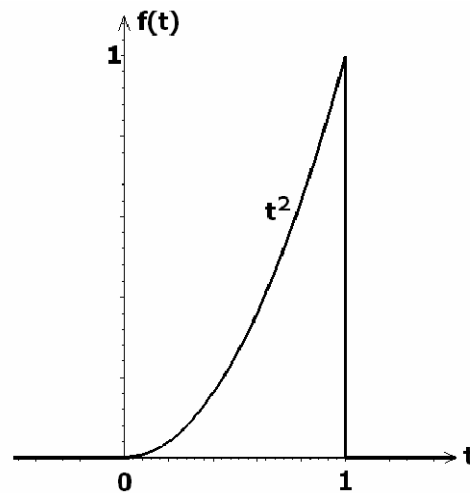


Figura 24. Ejemplo 5.

Solución:

La señal es  $f(t) = t^2$ ,  $0 \leq t \leq 1$ , y para este ejemplo:  $T_0 = 1$  y  $\omega_0 = 2\pi$ .

Primero calcularemos los coeficientes  $a_n$ . De la fórmula tenemos que:

$$a_n = \frac{2}{T_0} \int_t^{t+T_0} f(t) \cos n\omega_0 t dt$$

$$a_n = 2 \int_0^1 t^2 \cos 2n\pi t dt$$

Utilizando integración por partes:

$$u = t^2 \Rightarrow du = 2t dt$$

$$dv = \cos 2n\pi t dt \Rightarrow v = \frac{1}{2n\pi} \text{sen } 2n\pi t$$

$$a_n = 2 \left[ \frac{1}{2n\pi} t^2 \text{sen } 2n\pi t \Big|_0^1 - \frac{2}{2n\pi} \int_0^1 t \text{sen } 2n\pi t dt \right]$$

$$a_n = \frac{1}{n\pi} t^2 \text{sen } 2n\pi t \Big|_0^1 - \frac{2}{n\pi} \left[ -\frac{1}{2n\pi} t \cos 2n\pi t \Big|_0^1 + \frac{1}{2n\pi} \int_0^1 \cos 2n\pi t dt \right]$$

$$a_n = \frac{1}{n\pi} t^2 \text{sen } 2n\pi t \Big|_0^1 - \frac{2}{n\pi} \left[ -\frac{1}{2n\pi} t \cos 2n\pi t \Big|_0^1 + \frac{1}{4n^2\pi^2} \text{sen } 2n\pi t \Big|_0^1 \right]$$

$$a_n = \frac{1}{n\pi} t^2 \text{sen } 2n\pi t \Big|_0^1 + \frac{1}{n^2\pi^2} t \cos 2n\pi t \Big|_0^1 - \frac{1}{2n^3\pi^3} \text{sen } 2n\pi t \Big|_0^1$$

$$a_n = \frac{1}{n\pi} \left[ (1)^2 \text{sen } 2n\pi \overset{=0}{=} - 0 \right] + \frac{1}{n^2\pi^2} \left[ (1) \cos 2n\pi \overset{=1}{=} - 0 \right]$$

$$- \frac{1}{2n^3\pi^3} \left[ \text{sen } 2n\pi \overset{=0}{=} - \text{sen}(0) \overset{=0}{=} \right]$$

$$a_n = \frac{1}{n^2\pi^2} \quad \forall n \neq 0.$$

Calculando el coeficiente  $a_0$ :

$$a_0 = \frac{1}{T_0} \int_t^{t+T_0} f(t) dt$$

$$a_0 = \int_0^1 t^2 dt = \frac{1}{3} t^3 \Big|_0^1 = \frac{1}{3} (1-0)$$

$$a_0 = \frac{1}{3}$$

Calculando el coeficiente  $b_n$ :

$$b_n = \frac{2}{T_0} \int_t^{t+T_0} f(t) \operatorname{sen} n\omega_0 t dt$$

$$b_n = 2 \int_0^1 t^2 \operatorname{sen} 2n\pi t dt$$

Aplicando integración por partes:

$$u = t^2 \Rightarrow du = 2t dt$$

$$dv = \operatorname{sen} 2n\pi t dt \Rightarrow v = -\frac{1}{2n\pi} \cos 2n\pi t$$

$$b_n = 2 \left[ -\frac{1}{2n\pi} t^2 \cos 2n\pi t \Big|_0^1 + \frac{1}{2n\pi} \int_0^1 2t \cos 2n\pi t dt \right]$$

$$b_n = -\frac{1}{n\pi} t^2 \cos 2n\pi t \Big|_0^1 + \frac{2}{n\pi} \int_0^1 t \cos 2n\pi t dt$$

Volviendo aplicar integración por partes:

$$u = t \Rightarrow du = t dt$$



$$dv = \cos 2n\pi t \, dt \Rightarrow v = \frac{1}{2n\pi} \operatorname{sen} 2n\pi t$$

Realizando las operaciones correspondientes:

$$b_n = -\frac{1}{n\pi} t^2 \cos 2n\pi t \Big|_0^1 + \frac{2}{n\pi} \left[ \frac{1}{2n\pi} t \operatorname{sen} 2n\pi t \Big|_0^1 - \frac{1}{2n\pi} \int_0^1 \operatorname{sen} 2n\pi t \, dt \right]$$

$$b_n = -\frac{1}{n\pi} t^2 \cos 2n\pi t \Big|_0^1 + \frac{2}{n\pi} \left[ \frac{1}{2n\pi} t \operatorname{sen} 2n\pi t \Big|_0^1 + \frac{1}{2n\pi} \cdot \frac{1}{2n\pi} \cos 2n\pi t \Big|_0^1 \right]$$

$$b_n = -\frac{1}{n\pi} t^2 \cos 2n\pi t \Big|_0^1 + \frac{1}{n^2 \pi^2} t \operatorname{sen} 2n\pi t \Big|_0^1 + \frac{1}{2n^3 \pi^3} \cos 2n\pi t \Big|_0^1$$

$$b_n = -\frac{1}{n\pi} \left[ \cancel{\cos 2n\pi}^1 - 0 \right] + \frac{1}{n^2 \pi^2} \left[ \cancel{\operatorname{sen} 2n\pi}^0 - 0 \right] +$$

$$\frac{1}{2n^3 \pi^3} \left[ \cancel{\cos 2n\pi}^1 - \cancel{\cos(0)}^1 \right]$$

$$b_n = -\frac{1}{n\pi} \quad \forall n.$$

Finalmente, la serie de Fourier para la señal  $f(t)$  es:

$$f(t) = \frac{1}{3} + \sum_{n=1}^{\infty} \left[ \frac{1}{n^2 \pi^2} \cos 2n\pi t - \frac{1}{n\pi} \operatorname{sen} 2n\pi t \right]$$

Ejemplo 6:

Halle la representación en serie trigonométrica de Fourier para la siguiente señal, mostrada en la figura. Suponga que el intervalo de repetición para la serie será de  $-\pi$  a  $+\pi$ . (figura 25).

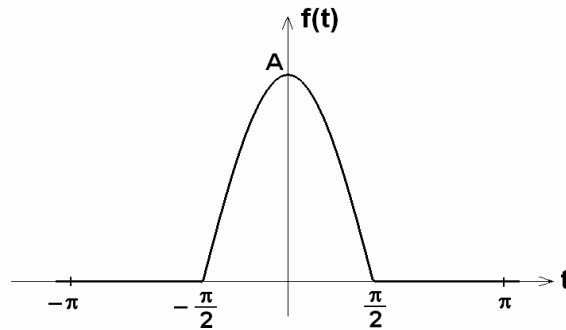


Figura 25. Ejemplo 6.

Solución.

La señal  $f(t)$  se definirá como:

$$f(t) = \begin{cases} A \cos t, & -\frac{\pi}{2} \leq t \leq \frac{\pi}{2} \\ 0, & \text{otro caso} \end{cases}$$

Para la serie de Fourier tendremos que:  $T_0 = 2\pi$  y  $\omega_0 = 1$ .

Dado que la señal  $f(t)$  tiene simetría par, entonces los coeficientes  $b_n = 0$ .

Para este caso, solo consideraremos el cálculo de los coeficientes  $a_n$ .

Por definición:

$$a_n = \frac{2}{T_0} \int_t^{t+T_0} f(t) \cos n\omega_0 t dt$$

Sustituyendo:

$$a_n = \frac{2}{2\pi} \int_{-\frac{\pi}{2}}^{+\frac{\pi}{2}} A \cos t \cos nt dt = \frac{A}{\pi} \int_{-\frac{\pi}{2}}^{+\frac{\pi}{2}} \cos t \cos nt dt$$

Resolviendo la integral por tablas:

$$\int \cos au \cos bu \, du = \frac{\operatorname{sen}(a-b)u}{2(a-b)} + \frac{\operatorname{sen}(a+b)u}{2(a+b)}$$

Sustituyendo  $a=1$  y  $b=n$ , en la integral:

$$a_n = \frac{A}{\pi} \left[ \frac{\operatorname{sen}(1-n)t}{2(1-n)} \Big|_{-\frac{\pi}{2}}^{+\frac{\pi}{2}} + \frac{\operatorname{sen}(1+n)t}{2(1+n)} \Big|_{-\frac{\pi}{2}}^{+\frac{\pi}{2}} \right]$$

Evaluando los límites:

$$a_n = \frac{A}{\pi} \left[ \frac{\operatorname{sen}(1-n)\left(\frac{\pi}{2}\right) - \operatorname{sen}(1-n)\left(-\frac{\pi}{2}\right)}{2(1-n)} + \frac{\operatorname{sen}(1+n)\left(\frac{\pi}{2}\right) - \operatorname{sen}(1+n)\left(-\frac{\pi}{2}\right)}{2(1+n)} \right]$$

$$a_n = \frac{A}{\pi} \left[ \frac{\operatorname{sen}(1-n)\left(\frac{\pi}{2}\right) + \operatorname{sen}(1-n)\left(\frac{\pi}{2}\right)}{2(1-n)} + \frac{\operatorname{sen}(1+n)\left(\frac{\pi}{2}\right) + \operatorname{sen}(1+n)\left(\frac{\pi}{2}\right)}{2(1+n)} \right]$$

$$a_n = \frac{A}{\pi} \left[ \frac{\operatorname{sen}(1-n)\left(\frac{\pi}{2}\right)}{1-n} + \frac{\operatorname{sen}(1+n)\left(\frac{\pi}{2}\right)}{1+n} \right]$$

Por identidades trigonométricas:

$$\operatorname{sen}(1 \pm n)\left(\frac{\pi}{2}\right) = \operatorname{sen}\left(\frac{\pi}{2} \pm \frac{n\pi}{2}\right) = \cancel{\operatorname{sen}\frac{\pi}{2}}^{\neq 1} \cos \frac{n\pi}{2} \pm \cancel{\cos \frac{\pi}{2}}^{\neq 0} \operatorname{sen} \frac{n\pi}{2} = \cos \frac{n\pi}{2}$$

Entonces:

$$a_n = \frac{A}{\pi} \left( \frac{\cos \frac{n\pi}{2}}{1-n} + \frac{\cos \frac{n\pi}{2}}{1+n} \right) = \frac{A}{\pi} \left( \cos \frac{n\pi}{2} \right) \left( \frac{1}{1-n} + \frac{1}{1+n} \right)$$

$$a_n = \frac{A}{\pi} \left( \cos \frac{n\pi}{2} \right) \left( \frac{1+n+1-n}{(1-n)(1+n)} \right)$$

$$a_n = \frac{2A}{\pi(1-n^2)} \cos \frac{n\pi}{2} \quad \forall n \neq 1.$$

De la expresión anterior obtenida para los coeficientes  $a_n$ , se establece que esta expresión es válida para toda  $n$  excepto para  $n=1$ , dado que para ese valor se produce una indeterminación.

Se procede a obtener dicho valor  $a_1$ , el cual puede obtenerse sustituyendo el valor particular de  $n$ , para este caso  $n=1$ , en la expresión general de los coeficientes  $a_n$ , antes de proceder al cálculo integral, tal como se muestra a continuación:

Formula general:

$$a_n = \frac{2}{T_0} \int_t^{t+T_0} f(t) \cos n\omega_0 t dt$$

Para el caso  $n=1$ :

$$a_1 = \frac{A}{\pi} \int_{-\frac{\pi}{2}}^{+\frac{\pi}{2}} \cos^2 t dt$$

Por identidad trigonométrica:

$$\cos^2 t = \frac{1}{2}(1 + \cos 2t)$$

Entonces:

$$a_1 = \frac{A}{\pi} \int_{-\frac{\pi}{2}}^{+\frac{\pi}{2}} \frac{1}{2}(1 + \cos 2t) dt = \frac{A}{2\pi} \left( \int_{-\frac{\pi}{2}}^{+\frac{\pi}{2}} dt + \int_{-\frac{\pi}{2}}^{+\frac{\pi}{2}} \cos 2t dt \right)$$

$$a_1 = \frac{A}{2\pi} \left( t \Big|_{-\frac{\pi}{2}}^{+\frac{\pi}{2}} + \frac{1}{2} \operatorname{sen} 2t \Big|_{-\frac{\pi}{2}}^{+\frac{\pi}{2}} \right)$$

Evaluando límites:

$$a_1 = \frac{A}{2\pi} \left[ \left( \frac{\pi}{2} + \frac{\pi}{2} \right) + \frac{1}{2} \left( \cancel{\text{sen } \pi}^{=0} + \cancel{\text{sen } \pi}^{=0} \right) \right]$$

$$a_1 = \frac{A}{2}$$

Si recordamos el concepto de cálculo diferencial sobre la regla de L'Hopital, ésta se utiliza para encontrar el límite de una función en un punto, cuando en ese punto la función presentara una indeterminación. Si aplicamos esta regla a la expresión obtenida para los coeficientes  $a_n$ , tendremos lo siguiente:

Expresión general:

$$a_n = \frac{2A}{\pi(1-n^2)} \cos \frac{n\pi}{2}$$

Aplicando regla L'Hopital:

$$a_1 = \lim_{n \rightarrow 1} a_n = \frac{\frac{d}{dx} \left[ 2A \cos \frac{n\pi}{2} \right] \Big|_{n=1}}{\frac{d}{dx} \left[ \pi(1-n^2) \right] \Big|_{n=1}} = \frac{(2A) \left( -\frac{\pi}{2} \text{sen} \frac{n\pi}{2} \right) \Big|_{n=1}}{\pi(-2n) \Big|_{n=1}}$$

Evaluando:

$$a_1 = \frac{\cancel{-\pi A \text{sen} \frac{\pi}{2}}^{=1}}{-2\pi} = \frac{A}{2}$$

De lo anterior, se deduce que a consideración del estudiante, tiene 2 opciones para encontrar el valor particular de aquel coeficiente  $a_n$  (y de igual manera para cualquier coeficiente  $b_n$ ) donde  $n \neq 0$ , produzca una indeterminación en la expresión general.

Ahora, solo basta hallar el coeficiente independiente  $a_0$ . Según la fórmula:

$$a_0 = \frac{1}{T_0} \int_t^{t+T_0} f(t) dt$$

$$a_0 = \frac{1}{2\pi} \int_{-\frac{\pi}{2}}^{+\frac{\pi}{2}} A \cos t dt = \frac{A}{2\pi} \operatorname{sen} t \Big|_{-\frac{\pi}{2}}^{+\frac{\pi}{2}} = \frac{A}{2\pi} \left[ \operatorname{sen}\left(\frac{\pi}{2}\right) - \operatorname{sen}\left(-\frac{\pi}{2}\right) \right]$$

$$a_0 = \frac{A}{\pi}$$

Luego entonces, la serie de Fourier para esta señal será:

$$f(t) = \frac{A}{\pi} + \frac{A}{2} \cos t + \sum_{n=2}^{\infty} \frac{2A}{\pi(1-n^2)} \cos \frac{n\pi}{2} \cos nt$$

Toda señal periódica se puede expresar en términos de una serie de exponenciales complejos, la forma general que tiene esa serie es:

$$x(t) = \sum_{n=-\infty}^{\infty} X_n e^{jnw_0t}$$

A esta serie se le conoce como Serie Exponencial de Fourier, a los coeficientes  $X_n$  se les conoce como Coeficientes Exponenciales de Fourier mientras que a  $w_0$  se le conoce como frecuencia fundamental de la señal.

Los coeficientes exponenciales de Fourier se definen como:

$$X_n = \frac{1}{T_0} \int_{-\frac{T}{2}}^{\frac{T}{2}} x(t) e^{-jn\omega_0 t} dt$$

donde  $\omega_0 = \frac{2\pi}{T_0}$  y  $\int_{-\frac{T}{2}}^{\frac{T}{2}}$  es una integral a lo largo de un periodo.

Ejemplo 7:

Sea  $x_1(t) = \begin{cases} A, & \text{si } 0 \leq t < \varepsilon \\ 0, & \text{si } \varepsilon \leq t < T_0 \end{cases}$  un periodo de la señal periódica  $x(t)$ , entonces

$$X_n = \frac{1}{T_0} \int_{T_0} x(t) e^{-jn\omega_0 t} dt = \frac{1}{T_0} \int_0^\varepsilon A e^{-jn\omega_0 t} dt = -\frac{A}{jT_0 n \omega_0} (e^{-jn\omega_0 \varepsilon} - 1)$$

$$X_n = \frac{A e^{-jn\omega_0 \frac{\varepsilon}{2}}}{jT_0 n \omega_0} \left( e^{jn\omega_0 \frac{\varepsilon}{2}} - e^{-jn\omega_0 \frac{\varepsilon}{2}} \right) = \frac{2A e^{-jn\omega_0 \frac{\varepsilon}{2}}}{T_0 n \omega_0} \operatorname{sen} \left( n\omega_0 \frac{\varepsilon}{2} \right)$$

recordando que  $T_0 n \omega_0 = 2n\pi$  se tiene que

$$x(t) = \sum_{n=-\infty}^{\infty} \frac{A}{n\pi} e^{-jn\omega_0 \frac{\varepsilon}{2}} \operatorname{sen} \left( n\omega_0 \frac{\varepsilon}{2} \right) e^{jn\omega_0 t} = \sum_{n=-\infty}^{\infty} \frac{A\varepsilon}{T_0} e^{-jn\omega_0 \frac{\varepsilon}{2}} \operatorname{Sa} \left( n\omega_0 \frac{\varepsilon}{2} \right) e^{jn\omega_0 t}$$

El calculo de los coeficientes de la serie trigonométrica es para determinar el espectro de la función, se aplica en el estudio de señales y sistemas, así como en óptica; aparece en los aparatos sofisticados modernos como los que se usan para tomar una tomografía, también surge en las técnicas analíticas como la resonancia magnética nuclear, y en general, en todo tipo de instrumentación científica que se use para el análisis y la presentación de datos.

Evidentemente, cuantos más armónicos tomemos en la serie, mayor será la aproximación y, en consecuencia, menor será el error cuadrático medio. Sin embargo, aún utilizando un número infinito de términos, si la función tiene alguna discontinuidad (por ejemplo la función de onda cuadrada), nunca podremos lograr una réplica perfecta de la original  $f(t)$ . Cualquier discontinuidad producirá un transitorio que sobrepasa la onda por la parte superior e inferior de cada discontinuidad.

El error cuadrático medio esta definido por la siguiente expresión:

$$\varepsilon = \frac{1}{t_2 - t_1} \int_{t_1}^{t_2} f e^2(t) dt$$

Comúnmente utilizado para determina el error de una función, por que aunque no parezca cuenta con un error mínimo.

### **III.2.4. Diagrama de alambrado de la nueva interface de comunicación.**

La nueva pantalla se comunica por el protocolo de comunicación Ethernet TCP/IP al cual se le tuvo que agregar un cableado especial y además para que se mantuvieran en serie con las cuatro computadoras y poder verlas desde la máquina que se desee, se colocaron dos multi-switch (uno en cada módulo), estos direccionan las señales a las cuatro computadoras.

El cuarto de control comprende al módulo 7 y 8 (figura 26 y 27). El módulo 8 cuenta con un switch que se conecta a la tarjeta del PLC Fanuc 90/70 por medio del slot de comunicaciones, el cual contiene la entrada de comunicación Ethernet. A esta tarjeta se le colocó una dirección TCP/IP 10.00.8 que va desde la tarjeta hasta el canal 1 del switch, el canal 2 se dirige a la computadora Main TCP/IP 10.00.3 (principal), y el canal 3 a la computadora backup (respaldo) TCP/IP 10.00.4. El canal 4 esta direccionado al switch general del módulo 7 que se encuentra ahí mismo, el canal 5 se habilitó para conectar a una computadora portátil (lap top) en caso que se requiera entrar al sistema del PLC.

En el módulo 7 (figura 26 y 27), la arquitectura es similar al módulo 8, hay un cable que viene desde la tarjeta del PLC hasta el canal 1 del switch del módulo 7 y la dirección cambia a TCP/IP 10.00.7. De igual forma el canal 2 se dirige a la computadora Main con la dirección TCP/IP 10.00.1, y el canal 3 se dirige a la computadora backup TCP/IP 10.00.2. El canal 4 se direccionó al switch principal, y el canal 5 se habilitó para una computadora portátil.

La función del switch principal es distribuir las señales que le llegan de ambos módulos y así poder monitorearlas desde cualquier computadora. Se encuentra en un encabinado junto con un convertidor de fibra óptica, se indica en caso que se requiera en un futuro hacer la conexión de la nueva integración y mandar las señales hacia el cuarto de control principal, que es en donde también se utiliza el monitoreo pero en segundo plano o en su defecto monitorearlo desde las oficinas de PEMEX.



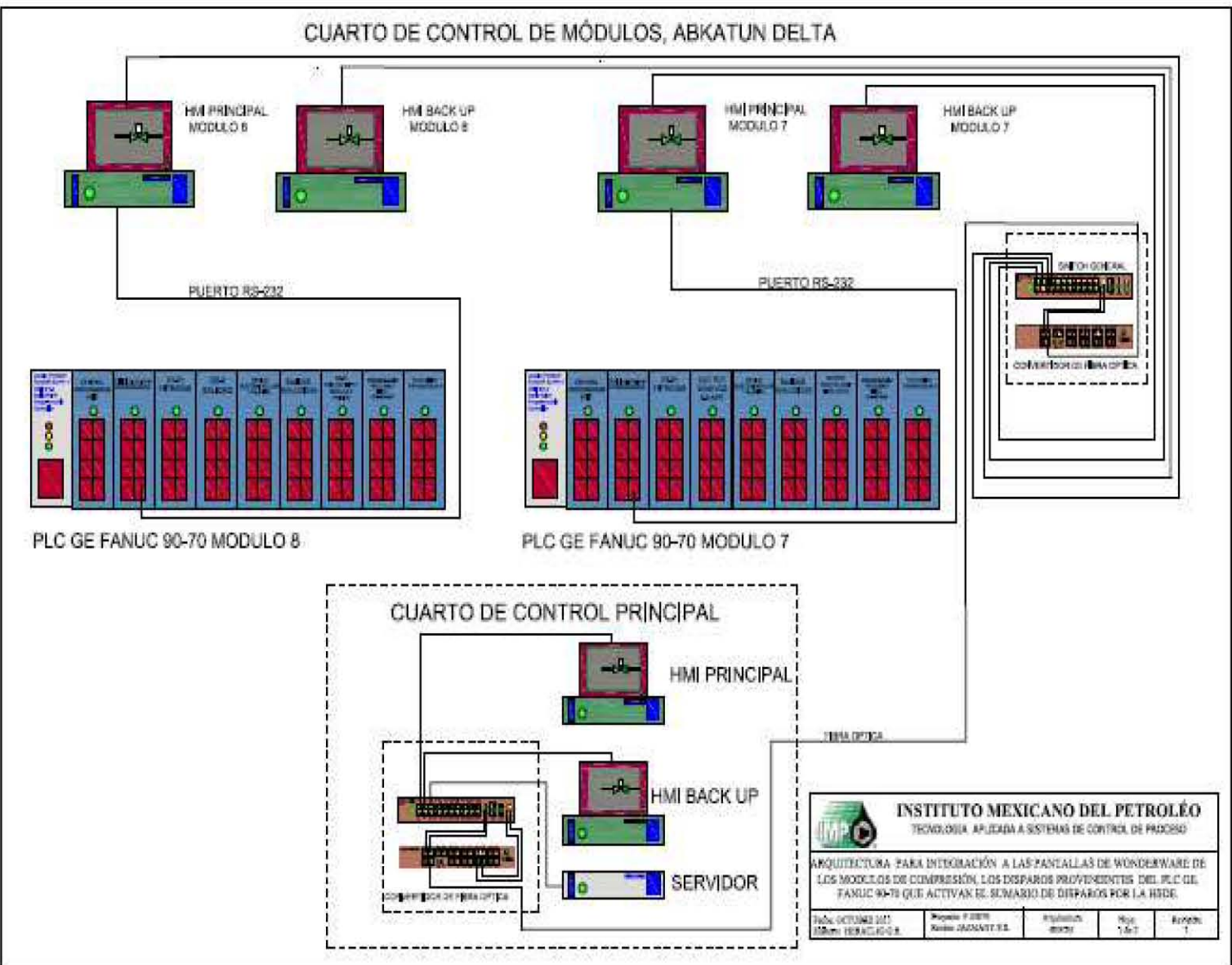


Figura 26. Diagrama general de los módulos antes de la aplicación.

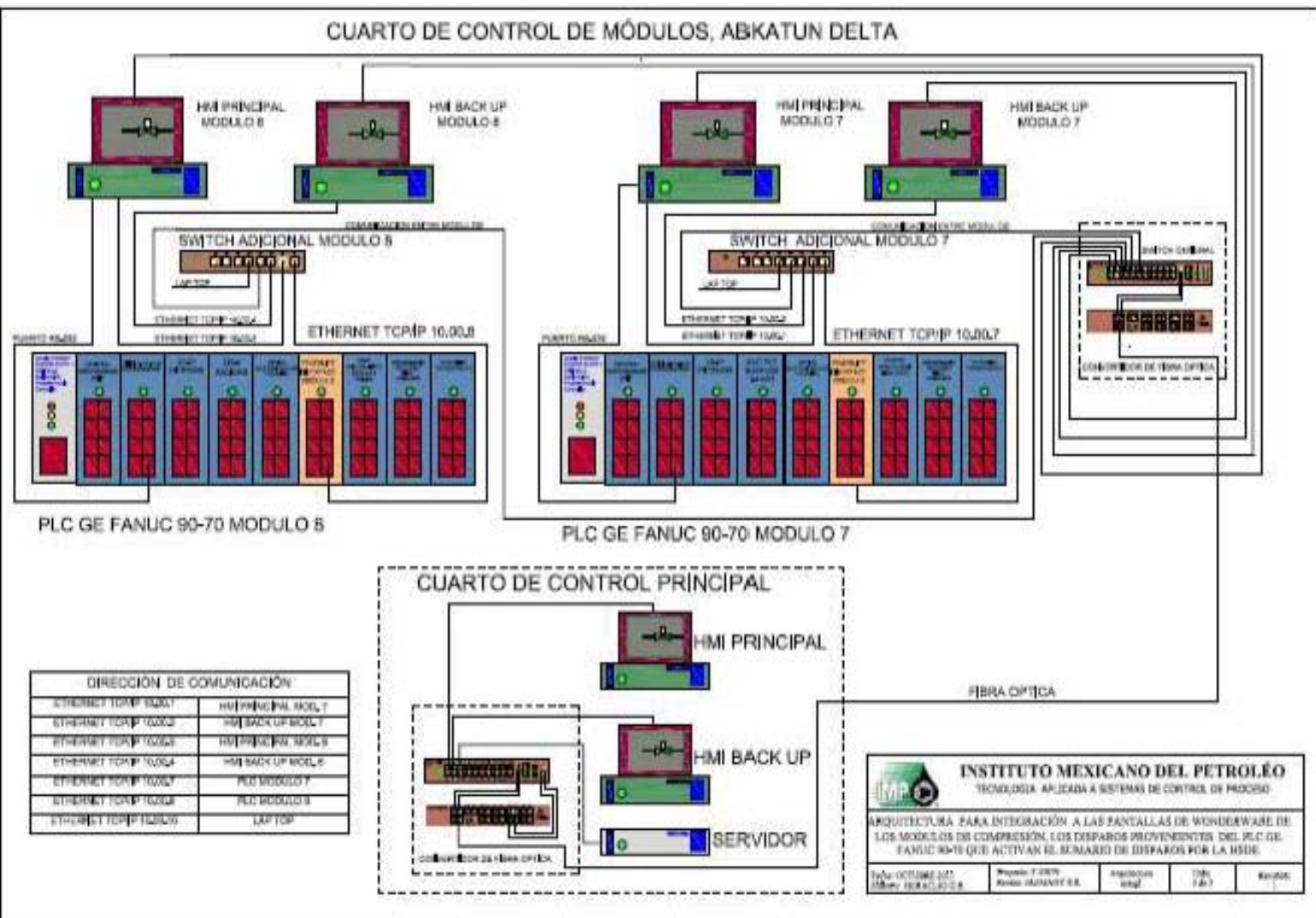


Figura. 27. Diagrama general de los módulos después de la aplicación.

### III.2.5. Instalación de la interface y pruebas de operación.

La instalación de la nueva pantalla de interface se realizó en aproximadamente 2 meses, tiempo en el que se colocó el cableado necesario por las tuberías para que se pueda comunicar de un módulo a otro, y dentro de cada módulo también se realizó el cableado necesario para conectar el switch (figura 28, 29, 30 y 31). Las pruebas que se realizaron fueron las siguientes:

- Continuidad del cableado.
- Alimentación de los switch.
- Comunicación del PLC con las cuatro computadoras.
- Comunicación con la computadora portátil.



Figura 28. Material utilizado para la red de comunicación.



Figura 29. Cableado de la red de interconexión.



Figura 30. Switch distribuidor de las señales.

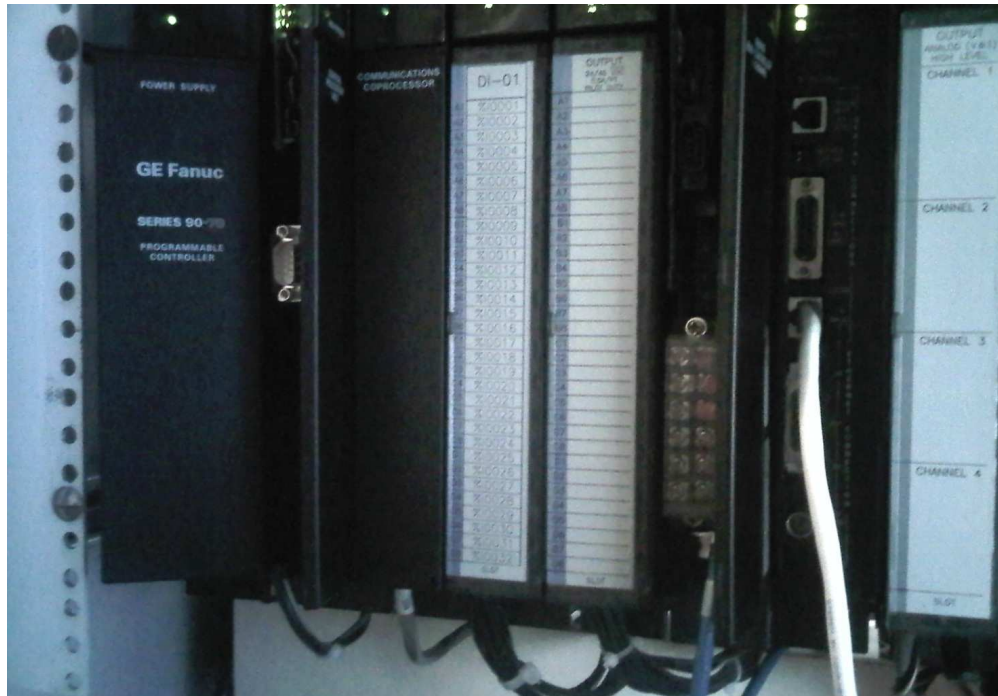


Figura 31. Conexión de la red al PLC Fanuc 90/70.

Luego de terminar con la instalación física se procedió con las pruebas del software en el cual se iban simulando cada una de las señales para que se vayan visualizando en la lista de alarmas y disparos, estas pruebas se realizaron con las 2 computadoras de cada modulo (figura 32 y 33). Los resultados obtenidos de estas pruebas fueron satisfactorias y ocurrieron sin ningún problema, todas las señales actuaron con forme se iban simulando.

Es así como concluyen los trabajos para la instalación y puesta en operación, dejando una pantalla mas para el monitoreo e identificación de advertencias que se presenten durante el proceso de compresión de gas natural.



Figura 32. HMI del módulo 7: Main (izquierda) y backup (derecha).



Figura 33. HMI del módulo 8: Main (izquierda) y backup (derecha).

### III.3. Beneficios del desarrollo del proyecto.

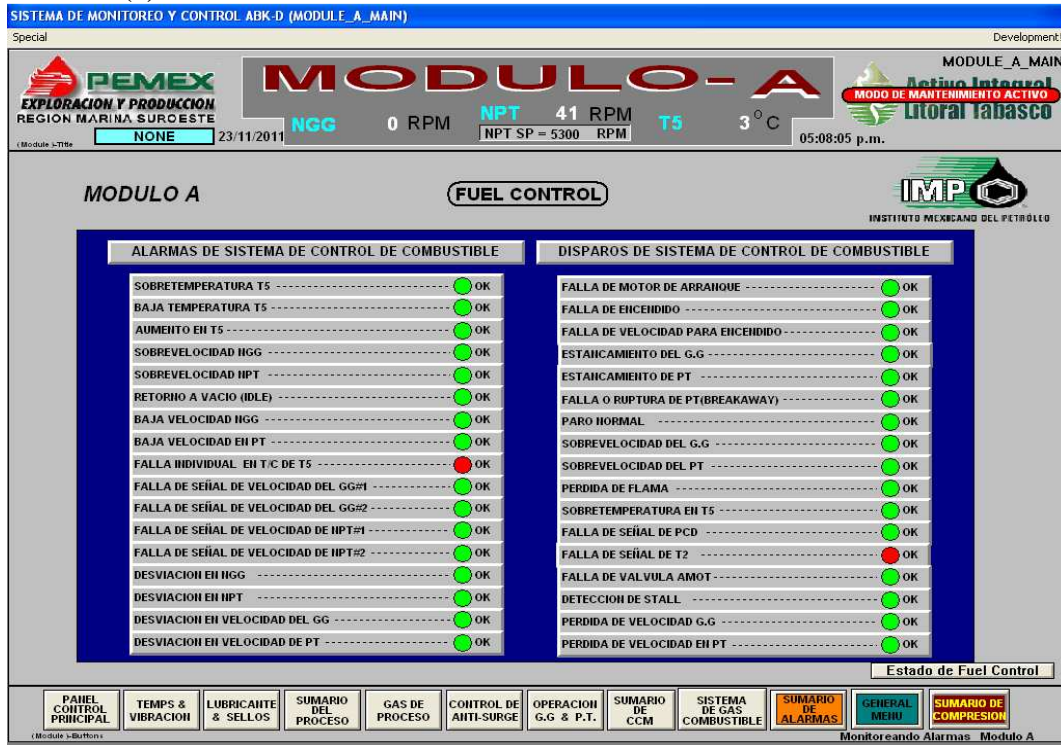
Toda innovación, actualización, reestructuración que se realice a cualesquier cosa ya existente solo puede tener una finalidad indiscutible, que proporcione a la humanidad mejor servicio, hacer más eficiente la labor, intentar ser siempre capas en el desenvolvimiento laboral.

Se enlistara a continuación los beneficios más importantes para implementar la nueva aplicación y al mismo tiempo las razones motivadoras para realizarlo:

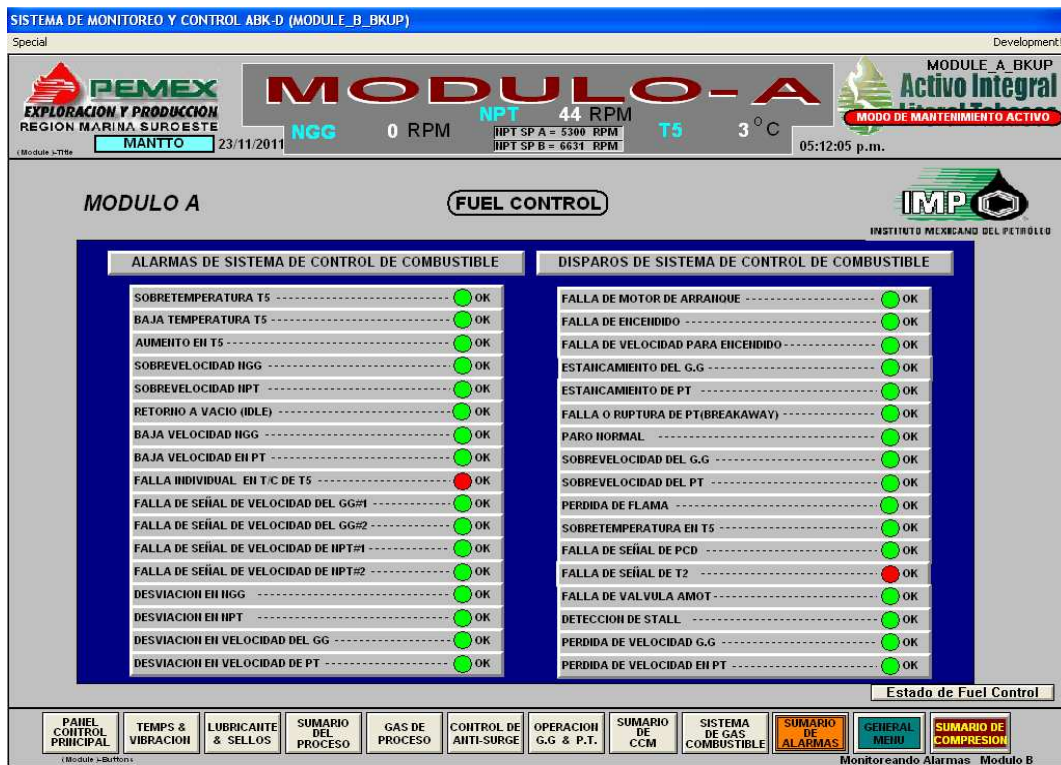
- Mantener constantemente la producción, es decir, que ésta no sea interrumpida en repetidas ocasiones por errores que se presentan en el proceso y que no se identificaban específicamente en la pantalla de los operadores.
- Las posibilidades que la máquina pare por el sistema de combustible que eran en la sección en la que se producían más errores; se reduce a un 90%.
- Ante cualquier mínimo error las alarmas se activarán señalando ahora específicamente en donde se produjo y dejando un registro necesario e importante como lo es la fecha, la hora, el lugar, etc., donde sucede el problema, dando así la oportunidad de reparación, evitando que la máquina deje de operar.
- Se ahorrará una gran cantidad de tiempo en cuestiones de reparación y de paros de producción, que en la mayoría de los casos se transforma en pérdidas económicas millonarias para la empresa (Pemex).
- Cuando se presente algún problema, en la nueva aplicación se indicará la sección que habrá que atender para reparar la falla y esto evitará algún daño que le pudiera causar a las diferentes máquinas que conforman el proceso, evitando pérdidas millonarias en la reparación o en algunos casos la reposición total de ese sector.
- Mantener en óptimas condiciones a las diferentes máquinas, reduciendo considerablemente los gastos que Pemex destina para el mantenimiento.
- La seguridad al actuar en casos específicos de errores que le proporciona esta nueva pantalla a los diferentes operadores, ya que anteriormente se actuaba a ciegas porque se buscaba en todo el proceso hasta localiza la falla reflejando en la gran cantidad de tiempo implicado.

# ANEXO A. Pantallas realizadas para la Interface Hombre Maquina (HMI).

## MODULO A (7).



A.1 HMI De monitoreo y control “Modulo A Principal”.




A.2. HMI De monitoreo y control “Modulo A Respaldo”.



SISTEMA DE MONITOREO Y CONTROL ABK-D (MODULE\_A\_MAIN) Development!

Special MODULE\_A\_MAIN




EXPLORACION Y PRODUCCION  
REGION MARINA SUROESTE

(Module title) NONE 21/10/2011

# MODULO-A

NGG 15 RPM NPT 91 RPM T5 45 °C  
NPT SP = 5300 RPM



Activo Integral  
Litoral Tabasco

SOBREPASO PARADAS

07:19:28 p.m.

### GENERAL MENU DE MODULO COMPRESION

<table border="0" style="width: 100%;"> <tr><td style="background-color: #ffcc00; padding: 2px;">SELECCION DE MODULO</td><td>- SELECCION DE MODULO</td></tr> <tr><td style="background-color: #ffcc00; padding: 2px;">OPERACION G.G. &amp; P.T.</td><td>- OPERACION G.G. &amp; P.T.</td></tr> <tr><td style="background-color: #ffcc00; padding: 2px;">PANEL CONTROL PRINCIPAL</td><td>- PANEL CONTROL PRINCIPAL</td></tr> <tr><td style="background-color: #ffcc00; padding: 2px;">SUMARIO DE VIBRACION</td><td>- SUMARIO DE VIBRACION</td></tr> <tr><td style="background-color: #ffcc00; padding: 2px;">MEDIDORES DE VIBRACION</td><td>- MEDIDORES DE VIBRACION</td></tr> <tr><td style="background-color: #ffcc00; padding: 2px;">LUBRICANTE &amp; SELLOS</td><td>- ACEITE DE LUBRICANTE &amp; SELLOS</td></tr> <tr><td style="background-color: #ffcc00; padding: 2px;">SUMARIO DEL PROCESO</td><td>- SUMARIO DE PROCESO</td></tr> <tr><td style="background-color: #ffcc00; padding: 2px;">GAS DE PROCESO</td><td>- GAS DE PROCESO</td></tr> <tr><td style="background-color: #ffcc00; padding: 2px;">CONTROL DE ANTI-SURGE</td><td>- CONTROL DE ANTI-SURGE</td></tr> <tr><td style="background-color: #ffcc00; padding: 2px;">SUMARIO DE ANTI-SURGE</td><td>- SUMARIO DE ANTI-SURGE</td></tr> <tr><td style="background-color: #ffcc00; padding: 2px;">SISTEMA DE GAS COMBUSTIBLE</td><td>- SISTEMA DE GAS COMBUSTIBLE</td></tr> </table>	SELECCION DE MODULO	- SELECCION DE MODULO	OPERACION G.G. & P.T.	- OPERACION G.G. & P.T.	PANEL CONTROL PRINCIPAL	- PANEL CONTROL PRINCIPAL	SUMARIO DE VIBRACION	- SUMARIO DE VIBRACION	MEDIDORES DE VIBRACION	- MEDIDORES DE VIBRACION	LUBRICANTE & SELLOS	- ACEITE DE LUBRICANTE & SELLOS	SUMARIO DEL PROCESO	- SUMARIO DE PROCESO	GAS DE PROCESO	- GAS DE PROCESO	CONTROL DE ANTI-SURGE	- CONTROL DE ANTI-SURGE	SUMARIO DE ANTI-SURGE	- SUMARIO DE ANTI-SURGE	SISTEMA DE GAS COMBUSTIBLE	- SISTEMA DE GAS COMBUSTIBLE	<table border="0" style="width: 100%;"> <tr><td style="background-color: #ffcc00; padding: 2px;">SUMARIO DE CCM</td><td>- SUMARIO DE CCM</td></tr> <tr><td style="background-color: #ffcc00; padding: 2px;">ESTADO UNIDAD DISPONIBLE</td><td>- ESTADO DE UNIDAD DISPONIBLE</td></tr> <tr><td style="background-color: #ffcc00; padding: 2px;">ESTADO DE SISTEMA AMOT</td><td>- ESTADO DE SISTEMA AMOT</td></tr> <tr><td style="background-color: #ffcc00; padding: 2px;">ALARMAS Y DISPARO DR_FC</td><td>- ALARMAS Y DISPAROS DR_FC</td></tr> <tr><td style="background-color: #ffcc00; padding: 2px;">ALARMAS HISTORICAS</td><td>- ALARMAS HISTORICAS</td></tr> <tr><td style="background-color: #ffcc00; padding: 2px;">SUMARIO DE ALARMAS</td><td>- SUMARIO DE ALARMAS ACTIVAS</td></tr> <tr><td style="background-color: #ffcc00; padding: 2px;">SUMARIO DE DISPAROS</td><td>- SUMARIO DE DISPAROS</td></tr> <tr><td style="background-color: #ffcc00; padding: 2px;">SUMARIO DE PANEL CONTROL</td><td>- SUMARIO DE PANEL DE CONTROL</td></tr> <tr><td style="background-color: #ffcc00; padding: 2px;">SUMARIO DE DATA HIGHWAY</td><td>- SUMARIO DE DATA HIGHWAY</td></tr> <tr><td style="background-color: #ffcc00; padding: 2px;">COMPUTADOR INFORMACION</td><td>- INFORMACION DE COMPUTADOR</td></tr> <tr><td style="background-color: #ffcc00; padding: 2px;">PUNTOS DE TRANSMISORES</td><td>- PUNTOS DE TRANSMISORES</td></tr> </table>	SUMARIO DE CCM	- SUMARIO DE CCM	ESTADO UNIDAD DISPONIBLE	- ESTADO DE UNIDAD DISPONIBLE	ESTADO DE SISTEMA AMOT	- ESTADO DE SISTEMA AMOT	ALARMAS Y DISPARO DR_FC	- ALARMAS Y DISPAROS DR_FC	ALARMAS HISTORICAS	- ALARMAS HISTORICAS	SUMARIO DE ALARMAS	- SUMARIO DE ALARMAS ACTIVAS	SUMARIO DE DISPAROS	- SUMARIO DE DISPAROS	SUMARIO DE PANEL CONTROL	- SUMARIO DE PANEL DE CONTROL	SUMARIO DE DATA HIGHWAY	- SUMARIO DE DATA HIGHWAY	COMPUTADOR INFORMACION	- INFORMACION DE COMPUTADOR	PUNTOS DE TRANSMISORES	- PUNTOS DE TRANSMISORES
SELECCION DE MODULO	- SELECCION DE MODULO																																												
OPERACION G.G. & P.T.	- OPERACION G.G. & P.T.																																												
PANEL CONTROL PRINCIPAL	- PANEL CONTROL PRINCIPAL																																												
SUMARIO DE VIBRACION	- SUMARIO DE VIBRACION																																												
MEDIDORES DE VIBRACION	- MEDIDORES DE VIBRACION																																												
LUBRICANTE & SELLOS	- ACEITE DE LUBRICANTE & SELLOS																																												
SUMARIO DEL PROCESO	- SUMARIO DE PROCESO																																												
GAS DE PROCESO	- GAS DE PROCESO																																												
CONTROL DE ANTI-SURGE	- CONTROL DE ANTI-SURGE																																												
SUMARIO DE ANTI-SURGE	- SUMARIO DE ANTI-SURGE																																												
SISTEMA DE GAS COMBUSTIBLE	- SISTEMA DE GAS COMBUSTIBLE																																												
SUMARIO DE CCM	- SUMARIO DE CCM																																												
ESTADO UNIDAD DISPONIBLE	- ESTADO DE UNIDAD DISPONIBLE																																												
ESTADO DE SISTEMA AMOT	- ESTADO DE SISTEMA AMOT																																												
ALARMAS Y DISPARO DR_FC	- ALARMAS Y DISPAROS DR_FC																																												
ALARMAS HISTORICAS	- ALARMAS HISTORICAS																																												
SUMARIO DE ALARMAS	- SUMARIO DE ALARMAS ACTIVAS																																												
SUMARIO DE DISPAROS	- SUMARIO DE DISPAROS																																												
SUMARIO DE PANEL CONTROL	- SUMARIO DE PANEL DE CONTROL																																												
SUMARIO DE DATA HIGHWAY	- SUMARIO DE DATA HIGHWAY																																												
COMPUTADOR INFORMACION	- INFORMACION DE COMPUTADOR																																												
PUNTOS DE TRANSMISORES	- PUNTOS DE TRANSMISORES																																												

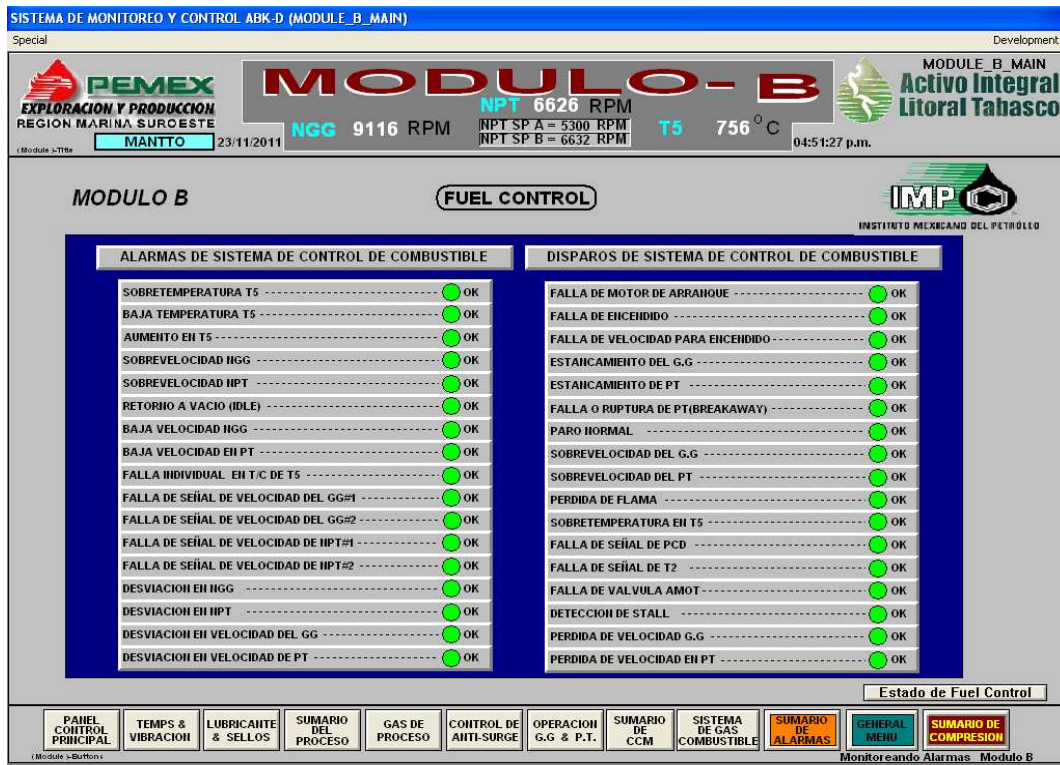
(Module title) MAIN MENU

Modo De Mantenimiento

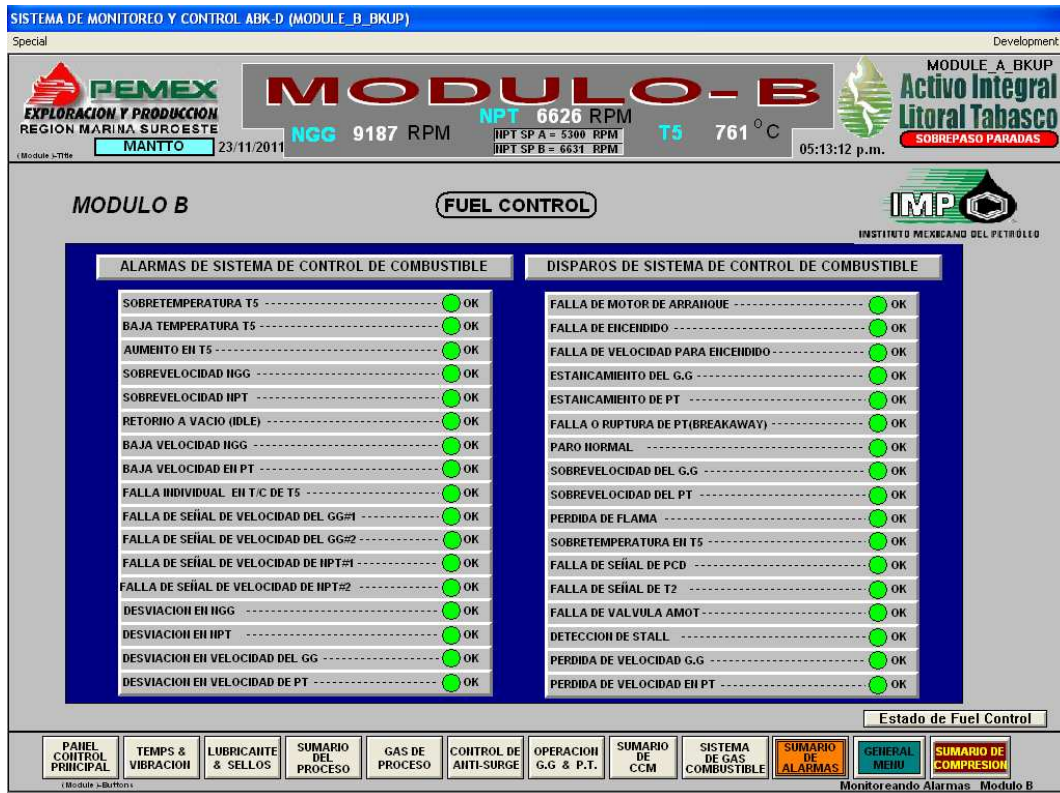
Monitoreando Alarmas Modulo A

A.3. HMI Menú del modulo A de compresión.

MODULO B (8).




A.4. HMI de monitoreo y control “Modulo A Principal”.



A.5. HMI de monitoreo y control “Modulo B Respaldo”.

SISTEMA DE MONITOREO Y CONTROL ABK-D (MODULE\_B\_MAIN) Development!

Special (Module\_B\_MAIN)



**EXPLORACION Y PRODUCCION**  
REGION MARINA SURCOESTE

(Module\_B\_MAIN) **MANTTO** 23/11/2011

# MODULO-B

**NPT 6629 RPM**

**NGG 9111 RPM** | **NPT SP A = 5300 RPM** | **T5 753 °C**  
**NPT SP B = 6631 RPM**

**Activo Integral**  
Litoral Tabasco

SOBREPASO PARADAS

06:30:23 p.m.

---

**GENERAL MENU DE MODULO COMPRESION**

<table border="0" style="width: 100%;"> <tr><td style="border: 1px solid white; padding: 2px;"><b>SELECCION DE MODULO</b></td><td style="padding: 2px;">- SELECCION DE MODULO</td></tr> <tr><td style="border: 1px solid white; padding: 2px;">OPERACION G.G. &amp; P.T.</td><td style="padding: 2px;">- OPERACION G.G. &amp; P.T.</td></tr> <tr><td style="border: 1px solid white; padding: 2px;">PANEL CONTROL PRINCIPAL</td><td style="padding: 2px;">- PANEL CONTROL PRINCIPAL</td></tr> <tr><td style="border: 1px solid white; padding: 2px;">SUMARIO DE VIBRACION</td><td style="padding: 2px;">- SUMARIO DE VIBRACION</td></tr> <tr><td style="border: 1px solid white; padding: 2px;">MEDIDORES DE VIBRACION</td><td style="padding: 2px;">- MEDIDORES DE VIBRACION</td></tr> <tr><td style="border: 1px solid white; padding: 2px;">LUBRICANTE &amp; SELLOS</td><td style="padding: 2px;">- ACEITE DE LUBRICANTE &amp; SELLOS</td></tr> <tr><td style="border: 1px solid white; padding: 2px;">SUMARIO DEL PROCESO</td><td style="padding: 2px;">- SUMARIO DE PROCESO</td></tr> <tr><td style="border: 1px solid white; padding: 2px;">GAS DE PROCESO</td><td style="padding: 2px;">- GAS DE PROCESO</td></tr> <tr><td style="border: 1px solid white; padding: 2px;">CONTROL DE ANTI-SURGE</td><td style="padding: 2px;">- CONTROL DE ANTI-SURGE</td></tr> <tr><td style="border: 1px solid white; padding: 2px;">SUMARIO DE ANTI-SURGE</td><td style="padding: 2px;">- SUMARIO DE ANTI-SURGE</td></tr> <tr><td style="border: 1px solid white; padding: 2px;">SISTEMA DE GAS COMBUSTIBLE</td><td style="padding: 2px;">- SISTEMA DE GAS COMBUSTIBLE</td></tr> </table>	<b>SELECCION DE MODULO</b>	- SELECCION DE MODULO	OPERACION G.G. & P.T.	- OPERACION G.G. & P.T.	PANEL CONTROL PRINCIPAL	- PANEL CONTROL PRINCIPAL	SUMARIO DE VIBRACION	- SUMARIO DE VIBRACION	MEDIDORES DE VIBRACION	- MEDIDORES DE VIBRACION	LUBRICANTE & SELLOS	- ACEITE DE LUBRICANTE & SELLOS	SUMARIO DEL PROCESO	- SUMARIO DE PROCESO	GAS DE PROCESO	- GAS DE PROCESO	CONTROL DE ANTI-SURGE	- CONTROL DE ANTI-SURGE	SUMARIO DE ANTI-SURGE	- SUMARIO DE ANTI-SURGE	SISTEMA DE GAS COMBUSTIBLE	- SISTEMA DE GAS COMBUSTIBLE	<table border="0" style="width: 100%;"> <tr><td style="border: 1px solid white; padding: 2px;">SUMARIO DE CCM</td><td style="padding: 2px;">- SUMARIO DE CCM</td></tr> <tr><td style="border: 1px solid white; padding: 2px;">ESTADO UNIDAD DISPONIBLE</td><td style="padding: 2px;">- ESTADO DE UNIDAD DISPONIBLE</td></tr> <tr><td style="border: 1px solid white; padding: 2px;">ESTADO DE SISTEMA AMOT</td><td style="padding: 2px;">- ESTADO DE SISTEMA AMOT</td></tr> <tr><td style="border: 1px solid white; padding: 2px;">ALARMAS Y DISPAROS</td><td style="padding: 2px;">- ALARMAS Y DISPAROS DR_FC</td></tr> <tr><td style="border: 1px solid white; padding: 2px;">ALARMAS HISTORICAS</td><td style="padding: 2px;">- ALARMAS HISTORICAS</td></tr> <tr><td style="border: 1px solid white; padding: 2px;">SUMARIO DE ALARMAS</td><td style="padding: 2px;">- SUMARIO DE ALARMAS ACTIVAS</td></tr> <tr><td style="border: 1px solid white; padding: 2px;">SUMARIO DE DISPAROS</td><td style="padding: 2px;">- SUMARIO DE DISPAROS</td></tr> <tr><td style="border: 1px solid white; padding: 2px;">SUMARIO DE PANEL CONTROL</td><td style="padding: 2px;">- SUMARIO DE PANEL DE CONTROL</td></tr> <tr><td style="border: 1px solid white; padding: 2px;">SUMARIO DE DATA HIGHWAY</td><td style="padding: 2px;">- SUMARIO DE DATA HIGHWAY</td></tr> <tr><td style="border: 1px solid white; padding: 2px;">COMPUTADOR INFORMACION</td><td style="padding: 2px;">- INFORMACION DE COMPUTADOR</td></tr> <tr><td style="border: 1px solid white; padding: 2px;">PUNTOS DE TRANSMISORES</td><td style="padding: 2px;">- PUNTOS DE TRANSMISORES</td></tr> </table>	SUMARIO DE CCM	- SUMARIO DE CCM	ESTADO UNIDAD DISPONIBLE	- ESTADO DE UNIDAD DISPONIBLE	ESTADO DE SISTEMA AMOT	- ESTADO DE SISTEMA AMOT	ALARMAS Y DISPAROS	- ALARMAS Y DISPAROS DR_FC	ALARMAS HISTORICAS	- ALARMAS HISTORICAS	SUMARIO DE ALARMAS	- SUMARIO DE ALARMAS ACTIVAS	SUMARIO DE DISPAROS	- SUMARIO DE DISPAROS	SUMARIO DE PANEL CONTROL	- SUMARIO DE PANEL DE CONTROL	SUMARIO DE DATA HIGHWAY	- SUMARIO DE DATA HIGHWAY	COMPUTADOR INFORMACION	- INFORMACION DE COMPUTADOR	PUNTOS DE TRANSMISORES	- PUNTOS DE TRANSMISORES
<b>SELECCION DE MODULO</b>	- SELECCION DE MODULO																																												
OPERACION G.G. & P.T.	- OPERACION G.G. & P.T.																																												
PANEL CONTROL PRINCIPAL	- PANEL CONTROL PRINCIPAL																																												
SUMARIO DE VIBRACION	- SUMARIO DE VIBRACION																																												
MEDIDORES DE VIBRACION	- MEDIDORES DE VIBRACION																																												
LUBRICANTE & SELLOS	- ACEITE DE LUBRICANTE & SELLOS																																												
SUMARIO DEL PROCESO	- SUMARIO DE PROCESO																																												
GAS DE PROCESO	- GAS DE PROCESO																																												
CONTROL DE ANTI-SURGE	- CONTROL DE ANTI-SURGE																																												
SUMARIO DE ANTI-SURGE	- SUMARIO DE ANTI-SURGE																																												
SISTEMA DE GAS COMBUSTIBLE	- SISTEMA DE GAS COMBUSTIBLE																																												
SUMARIO DE CCM	- SUMARIO DE CCM																																												
ESTADO UNIDAD DISPONIBLE	- ESTADO DE UNIDAD DISPONIBLE																																												
ESTADO DE SISTEMA AMOT	- ESTADO DE SISTEMA AMOT																																												
ALARMAS Y DISPAROS	- ALARMAS Y DISPAROS DR_FC																																												
ALARMAS HISTORICAS	- ALARMAS HISTORICAS																																												
SUMARIO DE ALARMAS	- SUMARIO DE ALARMAS ACTIVAS																																												
SUMARIO DE DISPAROS	- SUMARIO DE DISPAROS																																												
SUMARIO DE PANEL CONTROL	- SUMARIO DE PANEL DE CONTROL																																												
SUMARIO DE DATA HIGHWAY	- SUMARIO DE DATA HIGHWAY																																												
COMPUTADOR INFORMACION	- INFORMACION DE COMPUTADOR																																												
PUNTOS DE TRANSMISORES	- PUNTOS DE TRANSMISORES																																												

---

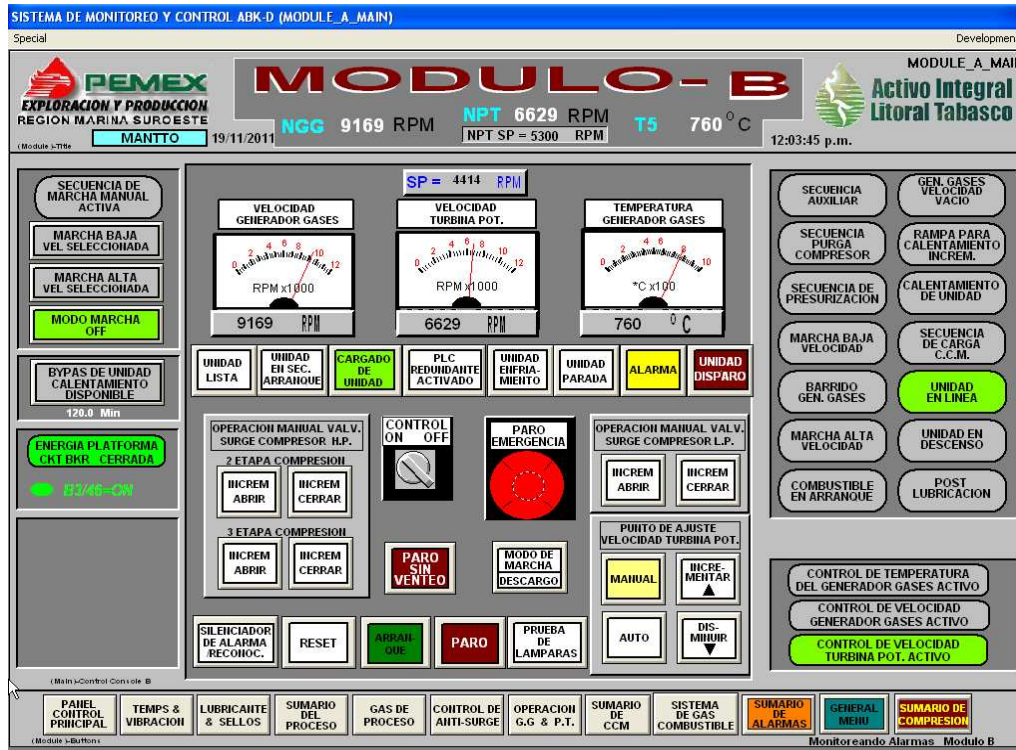
(Module\_B\_MAIN) MENU

Modo De Mantenimiento No Disponible

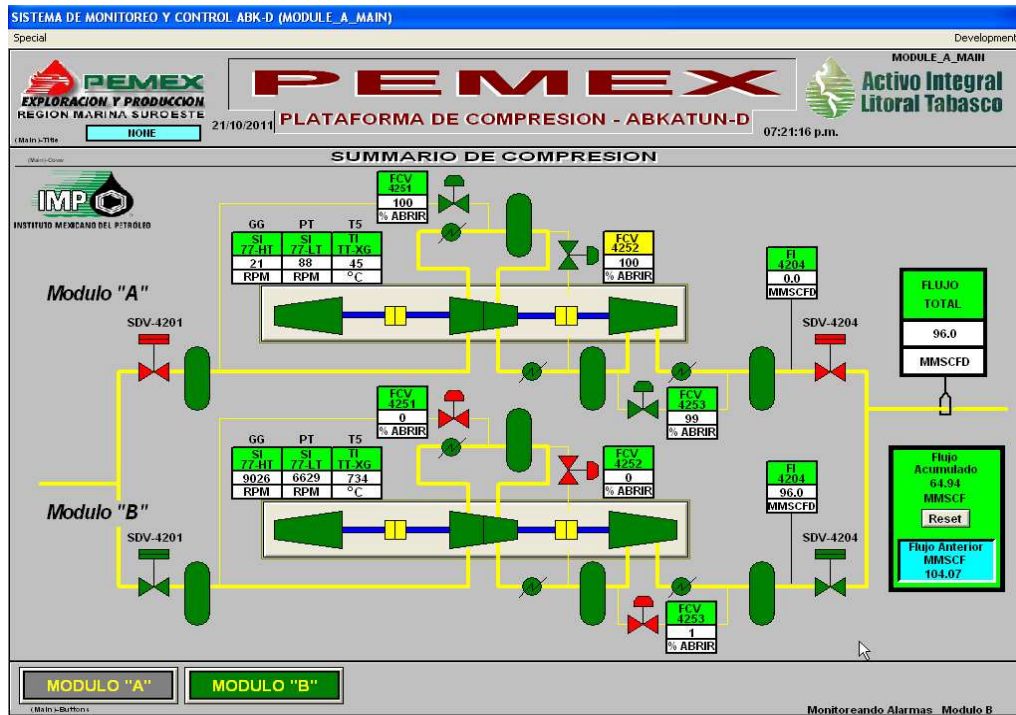
Monitorando Alarmas Modulo B

A.6. HMI Menú del modulo B de compresión.

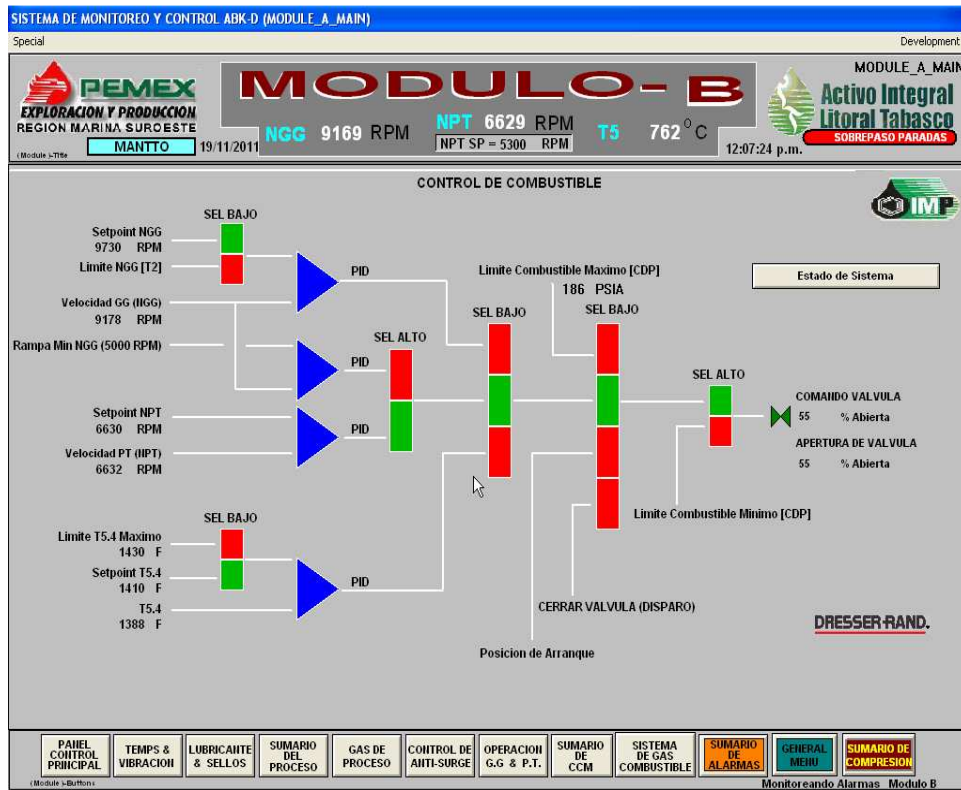
## ANEXO B. Pantallas generales de los módulos.



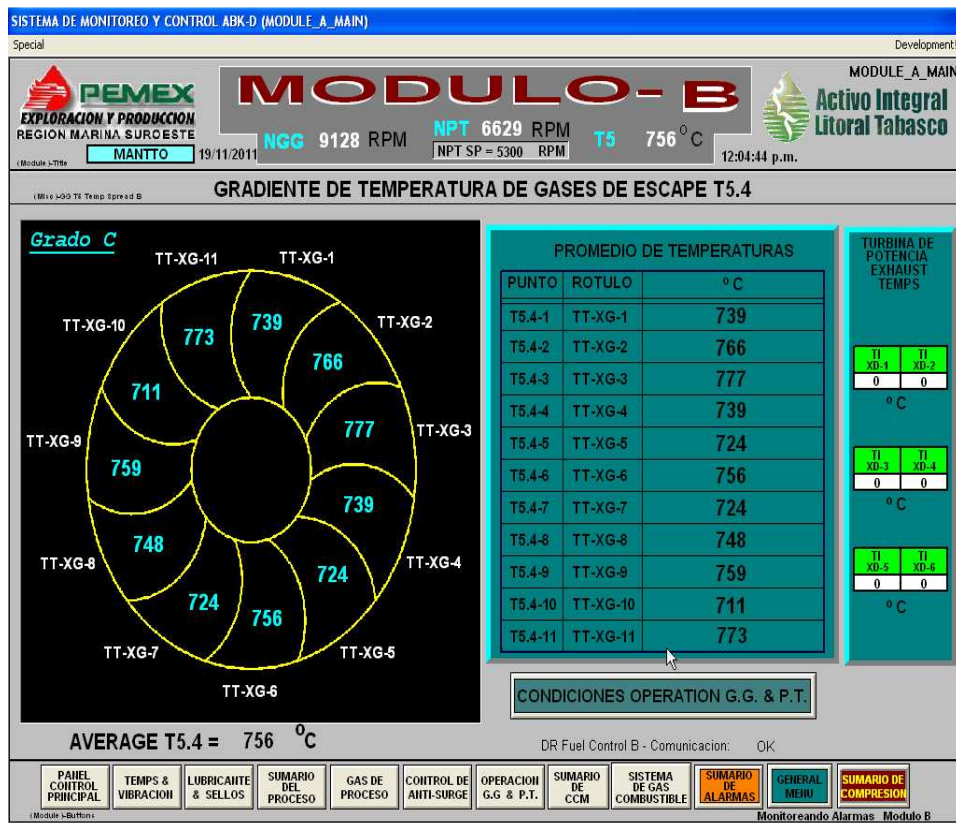
B.1. Pantalla general del proceso.



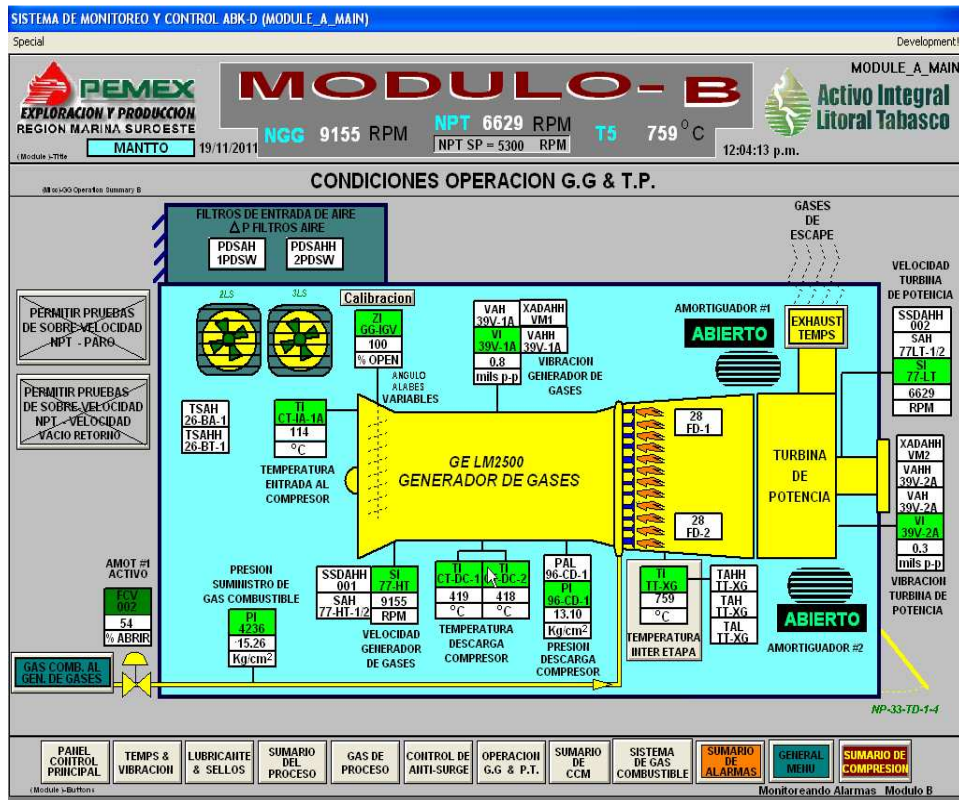
B.2. Sumario de compresión.



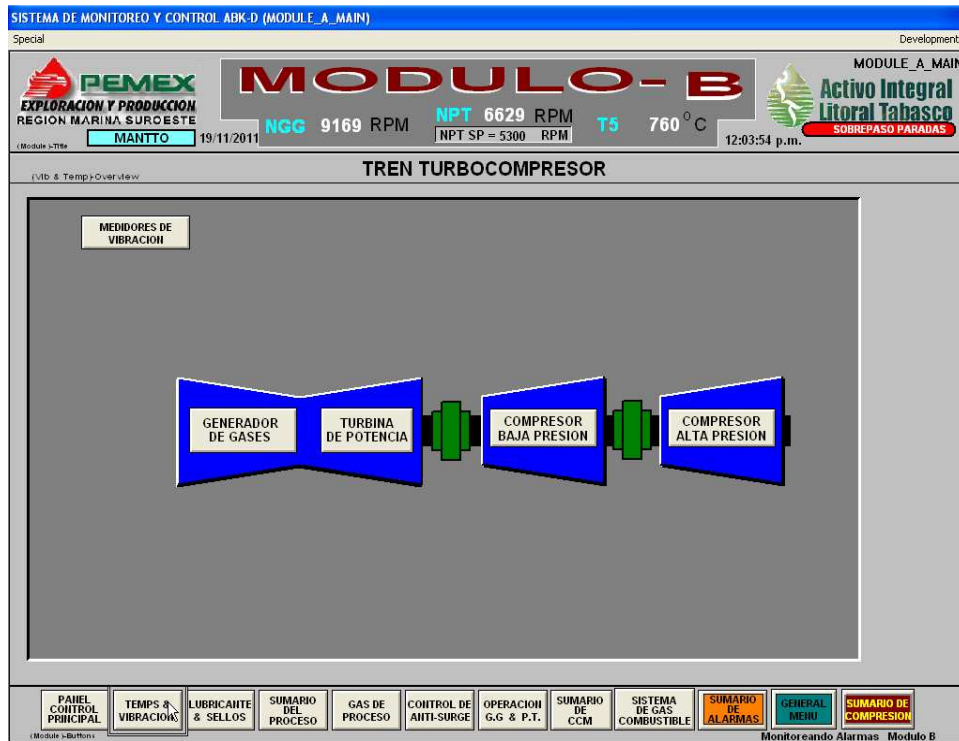
B.3. Control de combustible.



B.4. Gradientes de temperatura de gases de escape en T5.



B.5. Condiciones de operación del G.G. y la T.P.



B.6. Tren de turbocompresion.

---

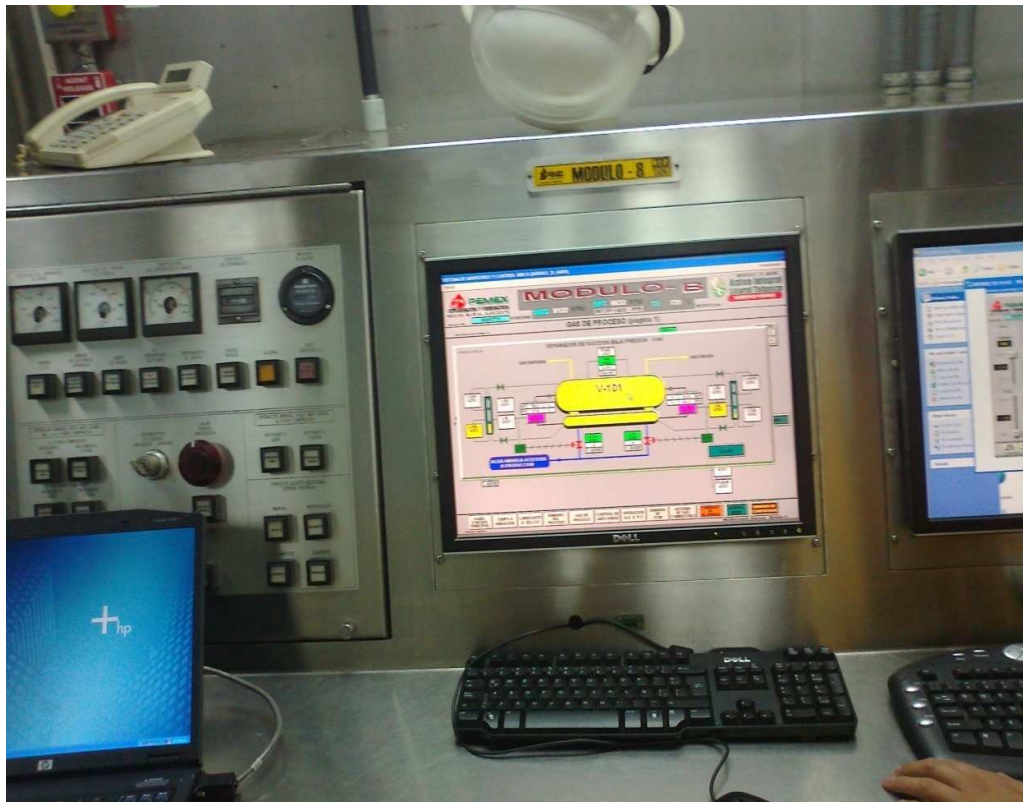
**ANEXO C. Imágenes del cuarto de control.**



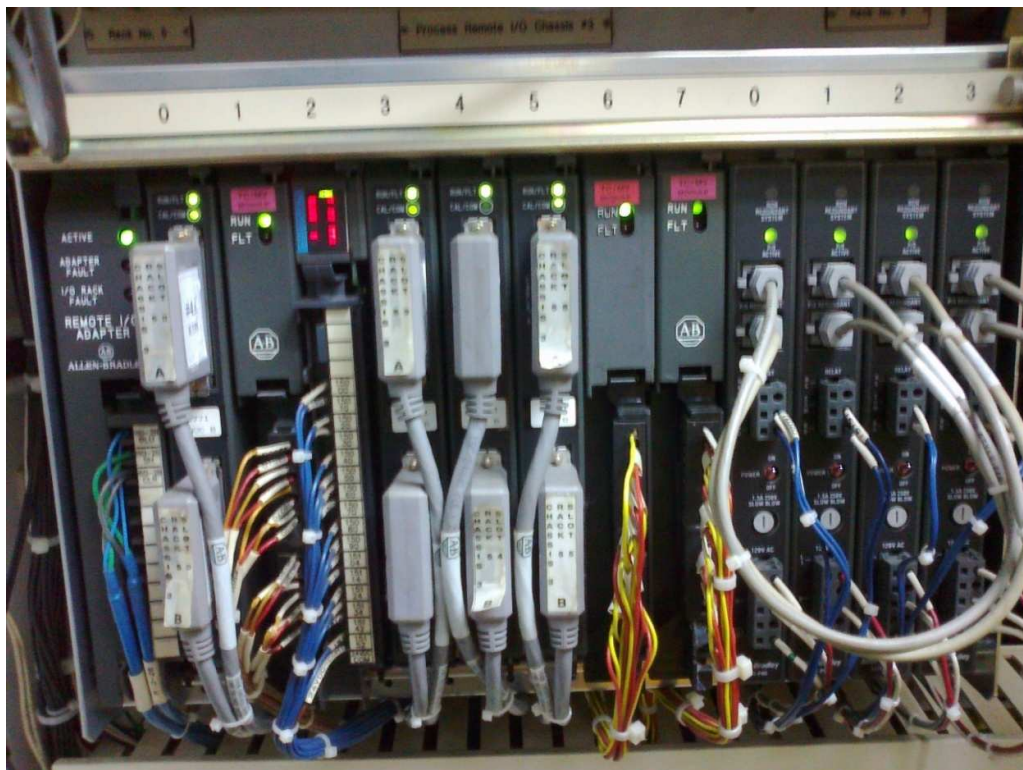
**C.1. Centro de proceso de Abkatun Delta.**



**C.2. Cuarto de control.**



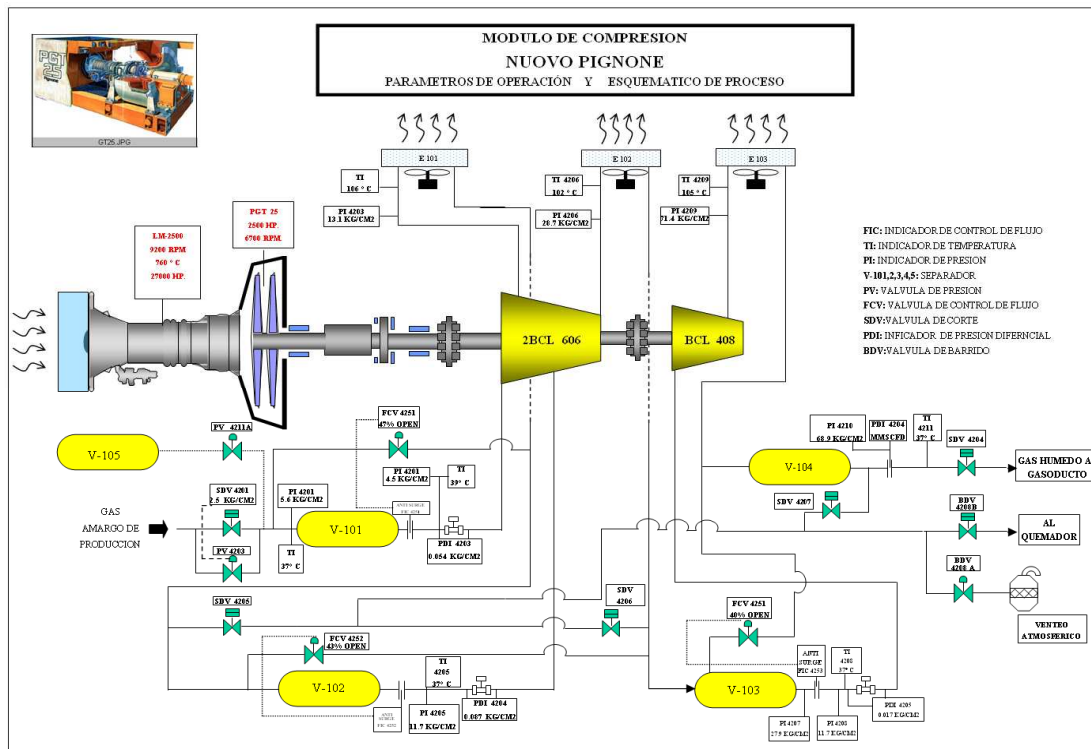
C.3. Realización de pruebas en el cuarto de control.



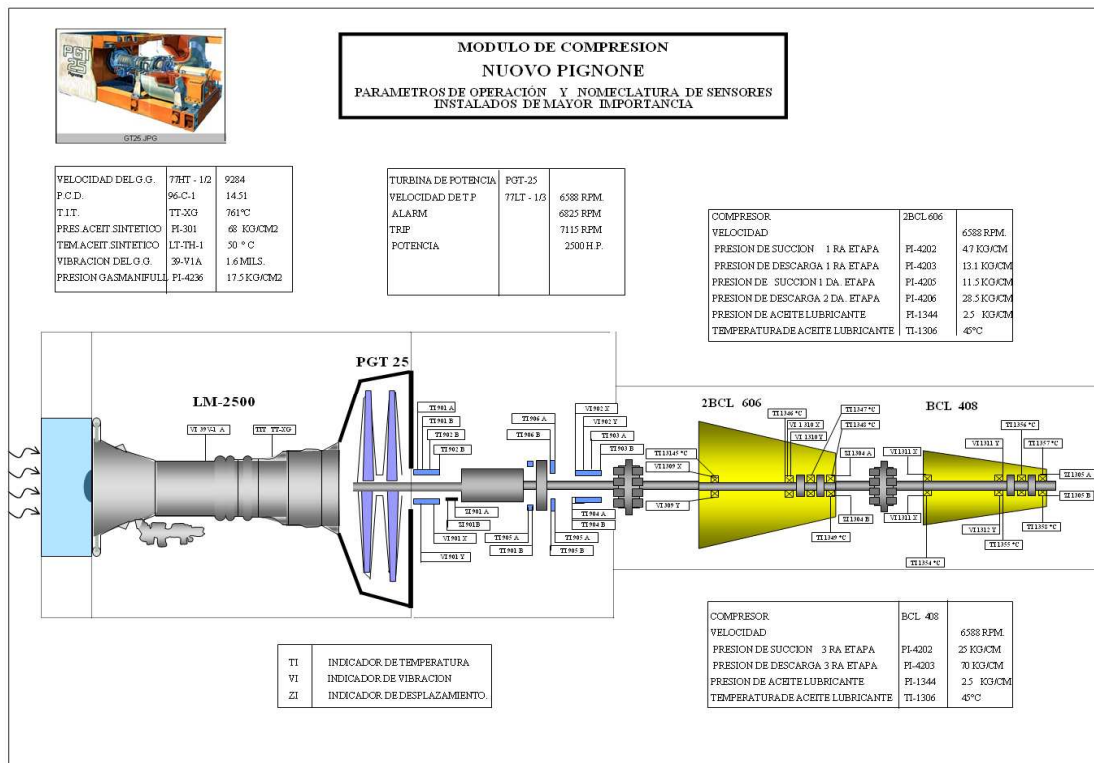
C.4. PLC Allen Bradley (externo).



# ANEXO D. LM2500, 2BCL606, BCL408.

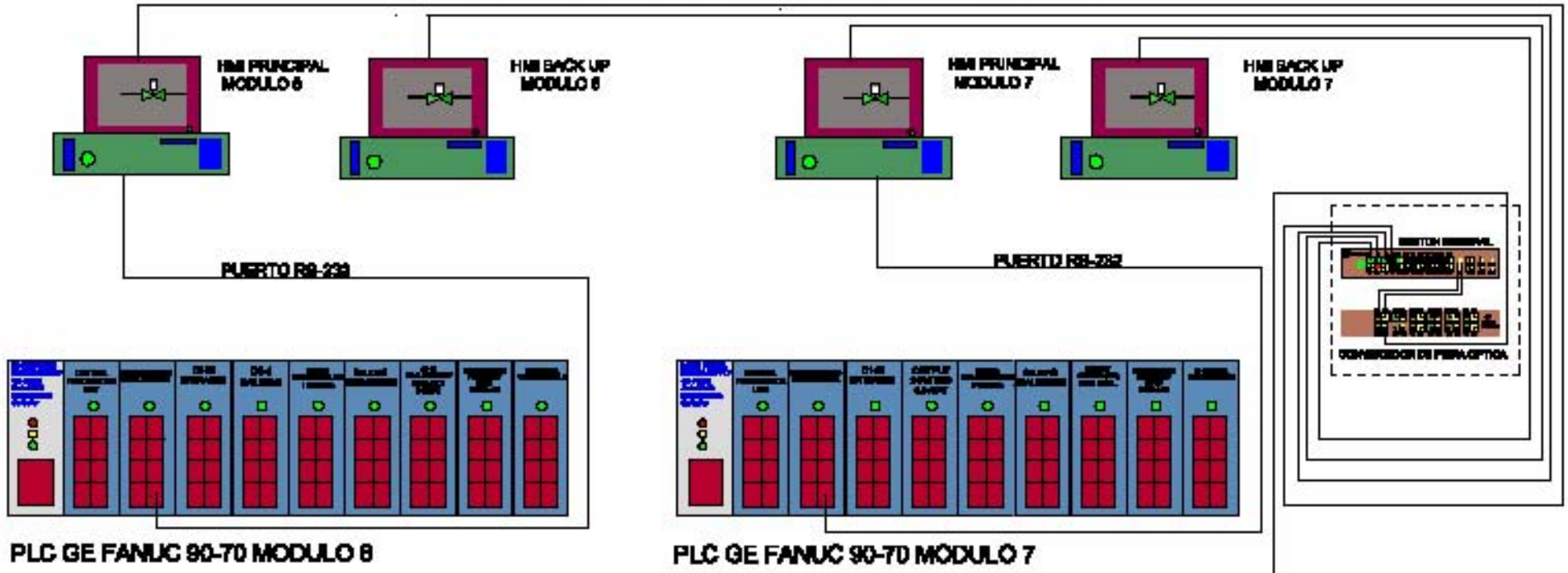


D.1. Módulos de compresión Nuovo Pignone.

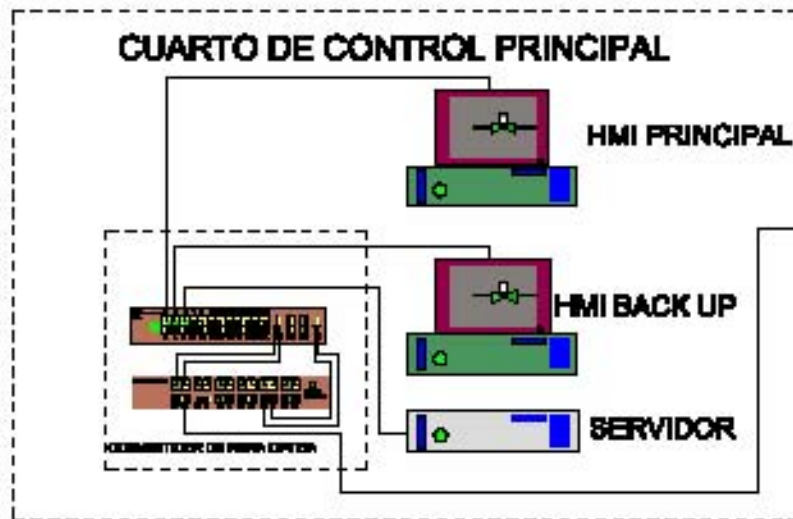


D.2. parámetros de operación del módulo de compresión.

**CUARTO DE CONTROL DE MÓDULOS, ABKATUN DELTA**



**CUARTO DE CONTROL PRINCIPAL**

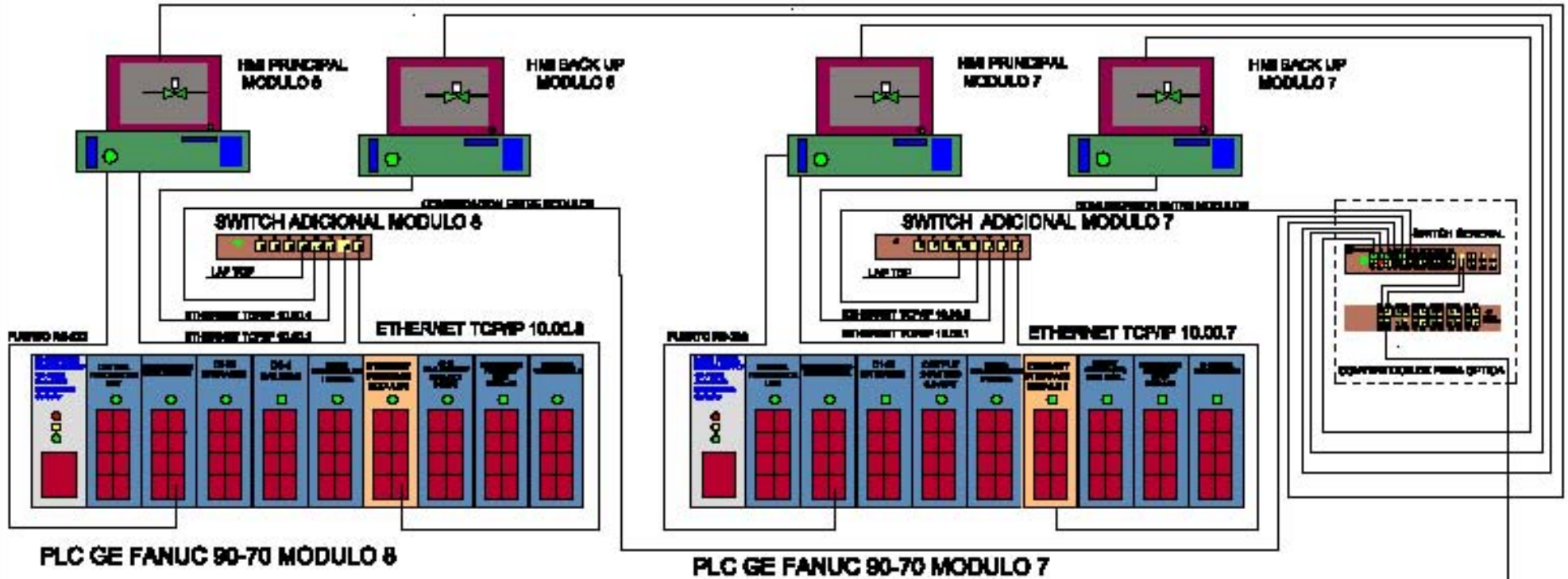


**INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLÉO**  
 TECNOLOGÍA AVANZADA A SISTEMAS DE CONTROL DE PROCESO

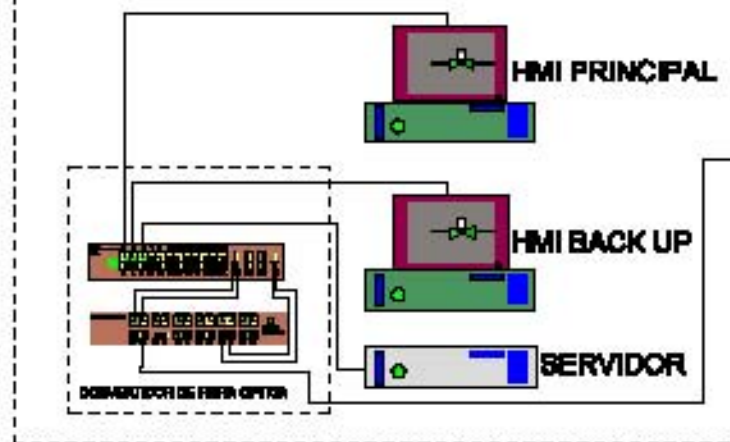
ARQUITECTURA PARA INTEGRACIÓN A LAS PANTALLAS DE MONITOREO EN LOS MÓDULOS DE COMPRESIÓN, LOS DEPARTOS EMPUJANTES DEL PLC GE FANUC 90-70 QUE ACTIVAN EL SÍMBOLO EN ESPAROS POR LA RED.

Proyecto: IMP-2017	Revisión: 01	Fecha: 1 de 2	Hoja: 1
Proyecto: IMP-2017	Revisión: 01	Fecha: 1 de 2	Hoja: 1

## CUARTO DE CONTROL DE MÓDULOS, ABKATUN DELTA



## CUARTO DE CONTROL PRINCIPAL



FIBRA OPTICA

DIRECCIÓN DE COMUNICACIÓN	
ETHERNET TCP/IP 10.00.1	HMI PRINCIPAL MÓD. 7
ETHERNET TCP/IP 10.00.2	HMI BACK UP MÓD. 7
ETHERNET TCP/IP 10.00.3	HMI PRINCIPAL MÓD. 8
ETHERNET TCP/IP 10.00.4	HMI BACK UP MÓD. 8
ETHERNET TCP/IP 10.00.7	PLC MÓDULO 7
ETHERNET TCP/IP 10.00.8	PLC MÓDULO 8
ETHERNET TCP/IP 10.00.9	LAP TOP



**INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO**  
TECNOLOGÍA APLICADA A SISTEMAS DE CONTROL DE PROCESO

ARQUITECTURA PARA INTEGRACIÓN A LAS PANTALLAS DE MONITOREO EN  
LOS MÓDULOS DE COMPRESIÓN, LOS DEPARTOS EMPUJANTES DEL PLC GE  
FANUC 90-70 QUE ACTIVAN EL SISTEMA DE RESPALDO POR LA RED.

Proyecto: 01/2009-001	Revisión: 01/2009	Aplicación:	Hoja:	Total:
Teléfono: 55 53 47 42 00	Teléfono: 55 53 47 42 00	10001	043	1

### CONCLUSIONES

La selección del tema surge por la inquietud de conocer y poder contribuir a mejorar la diversidad de tecnologías aplicadas en los sistemas de control y los procesos que de ellas se derivan, la colaboración con el personal del trabajo, métodos prácticos para la obtención de un resultado de un problema y los conocimientos bien centrados, esto son algunas de las herramientas que me brindó la Universidad Nacional Autónoma de México la cual me instruyó a lo largo de mi carrera, y en base a esto se desarrollo el proyecto concluyendo con lo siguiente:

- 1.- Se ha obtenido que la aplicación es muy eficiente, ya que lo operarios en conjunto con el personal de instrumentos les ha facilitado hallar la causa del alarma en el caso de un disparo. Actualmente ya se puede visualizar el problema y actuar con la instrumentación adecuada sin la necesidad de andar divagando.
- 2.- hoy en día se han tomado todas las medidas necesarias para atender las alarmas que se han registrado a lo largo de este tiempo, evitando así que la maquinaria no se detenga por fallas que no se atiendan al momento.
- 3.- los disparos y las alarmas se visualizan en el historial de sucesos enlistándose en forma cronológica ayudando así a descartar otros elementos.
- 4.- El arranque se realizan en el menor tiempo posible ya que si se presenta una falla en el sistema de gas combustible se visualiza el error, atendiéndolo de inmediato.
- 5.- Los riesgos de perder millones de pies cúbicos de gas natural se ha reducido considerablemente ya que no todos los disparos fueron a causa del sistema de gas combustible. Existen varios sistemas que también monitorean constantemente a la maquinaria y todo el proceso de compresión, pero sin embargo ha sido de mucha ayuda la nueva aplicación.

Esta nueva aplicación formar parte de la actualización y modernización en el proceso de compresión de gas natural, no es suficiente ya que el proceso involucra muchos sistemas entre ellos vibración, temperatura, velocidad, etc. lo cual se tienen que ir actualizando para que el beneficio y el cuidado sean mucho más elevados.

Por último, un profundo y sincero agradecimiento al Instituto Mexicano del Petróleo, por brindarme la oportunidad de desarrollarme como trabajador y próximamente como ingeniero, y permitirme sentir esta gran satisfacción al contribuir con el bienestar y las demandas de mi país México.

## **GLOSARIO.**

### **Petroquímica**

Pertenciente o relativo a la industria que utiliza el petróleo o el gas natural como materias primas para la obtención de productos químicos. Petroquímica es la extracción de cualquier sustancia química a partir de combustibles fósiles.

### **Pilotes**

Es un elemento constructivo utilizado para cimentación de obras, que permite trasladar las cargas hasta un estrato resistente del suelo, cuando este se encuentra a una profundidad tal que hace inviable, técnica o económicamente, una cimentación más convencional mediante zapatas o losas.

### **Hidrocarburos**

Son, justamente, compuestos orgánicos que están formados solamente por la combinación de distintos átomos de Carbono junto con Hidrógeno, conformando una especie de armazón de átomos de Carbono uniéndose a los otros, en uniones químicas que pueden ser lineales, abiertas o ramificadas.

### **Fitoplancton**

Conjunto de los organismos acuáticos autótrofos del plancton, que tienen capacidad fotosintética y que viven dispersos en el agua. El nombre proviene de los términos griegos, φύτον (*phyton*, "planta") and πλαγκτος ("plánktos", "vagabundo" o "el que va dando tumbos").

### **Zooplancton**

El zooplancton esta compuesto por animales, mayormente microscópicos como las medusas. El de agua dulce está integrado principalmente por protozoario, animales unicelulares y rotíferos, además de una gran variedad de pequeños crustáceos, En el zooplancton marino, los protozoos y crustáceos son también los elementos predominantes seguidos de medusas, algunos gusanos poliquetos, quetognatos, pequeños moluscos y fases larvarias de muchos animales, que en su etapa de adulto viven en el fondo del mar.

### **Metano**

Se produce por la descomposición de sustancias vegetales, principalmente celulosa, por la acción de microorganismos, y se desprende del cieno de algunos pantanos, por lo que también suele denominarse gas de los pantanos.

### **Etano**

Un hidrocarburo que consiste de dos átomos de carbono y seis átomos de hidrógeno. Normalmente este gas está presente en la mayor parte de los casos referentes al gas natural.

### **Propano**

(del griego *pro* primer orden y *pion* grasa, y el sufijo químico *-ano* dado que es el primero en los ácidos grasos) es un gas incoloro e inodoro. Pertenece a los hidrocarburos alifáticos con enlaces simples de carbono, conocidos como alcanos. Su fórmula química es  $C_3H_8$ .

### **Butano**

Un hidrocarburo que consiste de cuatro átomos de carbono y diez átomos de hidrógeno. Normalmente se encuentra en estado gaseoso pero se licúa fácilmente para transportarlo y almacenarlo; se utiliza en gasolinas, y también para cocinar y para calentar.

### **Aceite crudo**

El aceite que proviene de un yacimiento, después de separarle cualquier gas asociado y procesado en una refinería, a menudo se le conoce como crudo.

### **Barriles por día**

En términos de producción, el número de barriles de aceite que produce un pozo en un período de 24 horas, normalmente se toma una cifra promedio de un período de tiempo largo. (En términos de refinación, el número de barriles recibidos o la producción de una refinería durante un año, divididos por trescientos sesenta y cinco días menos el tiempo muerto utilizado para mantenimiento).

### **NGG**

Caracteres que significa velocidad del generador de gases.

### **NPT**

Caracteres que significa velocidad de la turbina de potencia.

## BIBLIOGRAFÍA

- Paris de Ferrer, Y. (2006). *Fundamentos de ingeniería de yacimientos* (1ra ed.). Venezuela: Astro data.
- Lee, J, Wattenbarger A.R. (1996). *Gas reservoir engineering* (vol. 5). United states of america: Spe textbook.
- Cáceres Graziani F.L. (2002). *El gas natural* (3ra ed.). Perú: Aceros Arequipa.
- Institut Francaisdu pétrole.(1999).*Drilling data handbook* (seventh edition).Paris: Technip.
- Manual de producción de frio por compresión a gas natural. (1999). *Gas natural*.
- Devold H. (2006).*Oil and gas production handbook* (1.3 ed.).United states of america: ABB ATP oil and gas.
- *D-R lm2500 control de combustible en plc.* (2000). Dresser-rand company.
- Grace D. R.(1994). *Advanced blowout & well control* (1<sup>st</sup> ed.).United states of america: Gulf Professional Publishing.
- Asimov, I. (1989). *Cómo descubrimos el petróleo.* Barcelona: Molina.
- Olah A.G, Goepfert A, Surya K.G.(2006).*Beyond oil and gas: the methanol economy* (1<sup>st</sup> ed.).Los angeles usa: Wiley-vch.
- *Rotary Fuel valvule and position controller for gas turbiness.* (Firmware version 4.00 a. 2002). Publication UM8402.
- Hsu P. Hwei.(1998).*analisis de fourier.*editorial pearson education.
- Nind, T.E.W. (1987). *Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros* (1ra ed.). México: Limusa.
- Oppenheim V. Alan. *señales y sistemas.* Hispanoamericana: editorial prenticel-Hall.



- Francisco Mariel Lezama. *Historia de la exploración petrolera en México*. (Recuperado 14-enero-2011). En <http://www.ref.pemex.com/octanaje/23explo.htm>.
- Centro de Información y Comunicación Ambiental de Norte América. CICEANA, A.C. (Recuperado el 25-enero-2011). <http://www.ciceana.org.mx>
- *Perforación de pozos petrolíferos*. (Recuperado mayo 2011). <http://www.textoscientificos.com/petroleo/extraccion>
- *Principales yacimientos en México*. (Recuperado julio 2011). <http://www.buenastareas.com/ensayos/Principales-Yacimientos-De-Petroleo-En-Mexico/274541.html>
- Esper, J. *La extracción del petróleo*. (Recuperado septiembre 2011). <http://www.maremundi.com/hidrocarburos.asp?pg=5&id=3>