

AUTOMATIZACION APLICADA A LA PROTECCION CATODICA DE CASINGS DE POZOS DE PETROLEO

Darío Dube, Eduardo Borsini, - PEREZ COMPANC S.A. – Argentina

RESUMEN

En protección catódica de casings de pozos petroleros a través de dispersores profundos múltiples, la interrupción en el envío de corriente deja sin protección a la estructura permitiendo, además, el ingreso de corrientes que no son propias del sistema particular. La salida de estas aumenta la velocidad de corrosión hacia valores mayores a los que se encontrarían naturalmente. Esta situación se extiende tanto como se dilate el regreso a las condiciones normales.

La telesupervisión de los valores de corriente y un seguimiento apropiado de la misma, disminuye los tiempos de interrupción que generan el efecto corrosivo contrario al objetivo de instalación del sistema de protección catódica, acercando la realidad al ideal de protección continua. Evita las revisiones periódicas de los puntos del sistema que mantienen un funcionamiento correcto, disminuyendo sensiblemente los costos de mantenimiento del sistema global.

INTRODUCCION

El yacimiento Puesto Hernández dispone de un sistema de telesupervisión de las principales variables de la operación.

A partir del año 1995 se inicio la instalación de protección catódica en casings de pozos a través de rectificadores manuales. Con el objetivo de aumentar el tiempo de exposición de la estructura a la corriente de protección se procedió a incorporar las variables correspondientes al sistema de telesupervisión mediante el uso de rectificadores automáticos. El presente informe compara los resultados obtenidos.

DESARROLLO

En el yacimiento Puesto Hernández se ha implementado desde Agosto del año 1995 un sistema de protección catódica de casings, a través de dispersores profundos.

Inicialmente, se protegieron 83 casings con 20 rectificadores manuales. En la actualidad el sistema cuenta con 206 casings protegidos a través de 20 rectificadores manuales y 31 automáticos con telesupervisión.

Rectificadores manuales

Las características de los rectificadores para protección catódica utilizados, contemplan dos aspectos principales:

- Ajuste de la tensión de salida
- Modularidad

El **ajuste** de la tensión de salida se realiza en forma manual. La falta de versatilidad y el problema de desajuste de los módulos ante la variación en la resistencia del circuito son propios de este equipo. Debe tenerse en cuenta además, el efecto provocado por la entrada/salida en servicio de uno de los módulos del equipo: cuando uno deja de enviar corriente, el drenaje del resto sube instantáneamente. La situación inversa se produce cuando uno de los módulos que no está inyectando corriente, comienza a hacerlo. En ambos casos es necesario calibrar nuevamente el equipo completo.

Este tipo de rectificadores permite incorporar nuevos casings al dispersor o reemplazar el módulo que presente fallas a través del concepto de **modularidad**: cada uno es independiente en su funcionamiento. Para aumentar la disponibilidad de las salidas, los equipos tienen un transformador-rectificador por canal evitando el problema de los que cuentan con un único transformador-rectificador, donde la salida de servicio de este, deja sin corriente de protección catódica a la totalidad de los casings. Esta configuración redundante eleva el costo del equipo y no evita los constantes problemas de desajustes de los canales.

Las variaciones de tensión asociadas a yacimientos cuyo principal sistema de extracción es bombeo mecánico provocan cambios continuos en la corriente de salida ante modificaciones en la tensión de alimentación (**Figura 1**).

El seguimiento del sistema está basado en un relevamiento bimestral de los equipos rectificadores. Durante el mismo se registran los valores de corriente inyectada, la tensión de línea hacia cada casing y el estado general del equipo. Se realizan, posteriormente, las acciones correctivas necesarias. Los datos recogidos completan la siguiente planilla (ejemplo: dispersor D 0007 y casings correspondientes).

		ESTADO INICIAL		ESTADO FINAL		RANGO DE CORRIENTE: 6 - 7 A
Dispersor	Pozos	I (A)	Tensión (V)	I (A)	Tensión (V)	
D 0007	PH 1041					
	PH 0079					
	PH 1038					
	PH 1085					
	PH 0007					

Del análisis de la información obtenida en campo surgen los siguientes parámetros de evaluación:

Eficiencia sistema de protección catódica con rectificador manual: número de casings sin corriente al momento del relevamiento sobre número de casings totales con protección catódica.

Casings sin corriente: número de casings sin corriente al momento del relevamiento.

Días sin corriente/pozo/año: cantidad de días estimados que el casing no recibe corriente durante un período anual. Se supone que los pozos que se encuentran sin corriente, mantienen esta situación desde la mitad del período comprendido entre dos relevamientos (1 mes). Esta situación es aún más desfavorable, de acuerdo a lo demostrado por el funcionamiento de los rectificadores automáticos.

Luego de dos años de experiencia en el uso de rectificadores manuales incorporados a la operación de un yacimiento, los resultados obtenidos son los siguientes:

Eficiencia sistema de protección catódica con rectificador manual: 67 %. Se obtiene como valor máximo 83 % y se considera períodos bimestrales.

Casings sin corriente promedio: 28

Días sin corriente/pozo/año: 81 (promedio 1^{er} semestre 1997)

Dadas las características mencionadas de un rectificador manual, no es posible mantener un valor de corriente constante. La calibración de los equipos depende, por lo tanto, de la configuración que presente el equipo al momento de realizar la misma. El tiempo necesario para lograr la calibración óptima se convierte en variable importante en los costos correspondientes al mantenimiento del sistema.

El seguimiento que entrega el sistema de telesupervisión de los valores de corriente medidos se observa en la **Figura 1**. En las ordenadas se aprecia el valor de corriente en Amperes y en las abscisas, las últimas 24 hs, aunque el registro histórico podría extenderse tanto como el usuario requiera.

El origen del comportamiento oscilante es la variación en la tensión de entrada, de acuerdo a lo mencionado previamente.

TELESUPERVISIÓN

Un sistema de telesupervisión tiene por objeto visualizar y controlar variables de un proceso a distancia. Los conceptos básicos se encuentran en el **Anexo 1**.

Debido a que el yacimiento Puesto Hernández dispone de un sistema de control supervisor y de adquisición de datos SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) en funcionamiento, la primer aproximación de este proyecto fue ensayar la instalación de una Unidad Terminal Remota (RTU) estándar y un aislador galvánico múltiple para capturar el valor de corriente de salida de un rectificador manual. Los costos de la instalación fueron elevados y los resultados poco satisfactorios, debido a las adaptaciones necesarias, problemas de mantenimiento (instrumental y eléctrico por separado), además de los ya mencionados, propios del sistema de regulación manual.

En función de la experiencia adquirida, y debido a una sumatoria de esfuerzos del personal de corrosión e instrumentación del área, se generó una especificación genérica de un rectificador del tipo automático con tecnología digital.

Dicha especificación se adjunta a la siguiente compra de rectificadores, obteniendo buena aceptación de los proveedores de equipos nacionales para fabricarlos.

Rectificador automático

Debido al avance y al bajo costo de la tecnología digital, algunos fabricantes de rectificadores pudieron desarrollar un rectificador para protección catódica de casing con control digital.

La principales diferencias con los anteriores son las siguientes:

- Control por microprocesador
- Disponen de único transformador/rectificador
- Las salidas son modulares con fuentes switching variables
- Poseen monitor de visualización/programación
- Poseen teclados para ingreso de datos y programación
- La corriente de cada canal es constante y controlada por un algoritmo PID (proporcional, integral y derivativo)
- Poseen registros históricos de funcionamiento controlados en tiempo real (RTC).
- El valor deseado de corriente de cada canal es ingresado por teclado/telemetría
- Es posible conectarse con un computador local para reportes de datos históricos el cual es **independiente** de un sistema central.
- Agregando una radio y modem es posible supervisarlos y controlarlos a distancia. (Protocolo estándar Modbus)

Esta última opción, es muy útil cuando se dispone de un Centro de Control y de un sistema SCADA. Con un costo adicional próximo al 10% de un rectificador automático es posible transmitir todos los datos al sistema central.

El seguimiento de los rectificadores automáticos se realiza a través de las pantallas de telesupervisión y de un relevamiento preventivo semestral directamente en campo. Los parámetros de evaluación son los siguientes:

Eficiencia temporal: número de días con corriente sobre número de días totales. De esta manera, se obtiene el tiempo real con corriente respecto del tiempo posible total.

Casing sin corriente: cantidad de casings protegidos que al último día del período evaluado (generalmente 2 meses) no reciben corriente de protección catódica.

Días hipotéticos sin corriente/pozo/año: cantidad de días sin corriente bajo la hipótesis de no contar con telesupervisión en los equipos automáticos.

En el análisis de costos propios del mantenimiento de un equipo rectificador automático se distingue entre aquellos referidos a la reparación y/o calibración del equipo y los correspondientes al mantenimiento del sistema de comunicación.

Los resultados obtenidos son los siguientes:

Eficiencia temporal promedio: 89 %. Se obtiene como valor máximo 98 % (Oct. '96)

Casings sin corriente promedio: 7

Días sin corriente/pozo/año: 35 (promedio 1^{er} semestre 1997)

Días hipotéticos sin corriente/pozo/año: 58

Costo anual mantenimiento por equipo: 42 % rectificador manual

Costo anual total mantenimiento por equipo: 61 % rectificador manual. Este último contempla el mantenimiento del sistema de comunicación asociado.

La reducción de 46 días sin corriente por pozo por año aplicados al sistema total equivale a recuperar el servicio de protección catódica para 25 casings.

Los costos de mantenimiento disminuyen sensiblemente aún sin obtener los mismos valores de eficiencia temporal. El aumento de la frecuencia de relevamiento de los rectificadores manuales permite acercarse a los valores obtenidos con el rectificador automático telesupervisado, aunque de acuerdo a la experiencia obtenida, los costos asociados muestran un incremento exponencial tal como se aprecia en la **Figura 2**.

Se observa en la **Figura 3** el tiempo de repago de los rectificadores automáticos respecto de los rectificadores manuales considerando el costo de mantenimiento necesario para obtener igual cantidad de días sin corriente/pozo/año.

El uso de rectificadores telesupervisados permite además la rápida detección del problema que impide la inyección normal de corriente al casing. El mal funcionamiento de uno de los módulos del rectificador se observa como ejemplo en las **Figuras 4 y 5**.

Se fija un valor de corriente de 6 A. Considerando las características mencionadas propias del rectificador automático, este valor debe mantenerse sin variaciones a lo largo del tiempo. Sin embargo se aprecia una desviación del valor deseado en uno de los módulos (N°3, perteneciente al PH 1031). Debido a esto, el 26/4/96, se reemplaza el módulo-problema, obteándose un valor de corriente constante e igual a 6 A sin desviación apreciable. La **Figura 6** muestra el problema solucionado, luego de 20 días de seguimiento del caso particular antes mencionado.

Debe destacarse que esta situación (de difícil detección) no se hubiera corregido en un tiempo inmediato sin la aplicación de un sistema de telesupervisión.

CONCLUSIONES

1. La hipótesis planteada de protección catódica continua en casings de pozos petroleros se acerca a la performance esperada mediante el uso de rectificadores automáticos telesupervisados.
2. El reemplazo de la tecnología inicial de rectificadores manuales por automáticos disminuye en un 28 % los días sin corriente por pozo. La telesupervisión asociada a los mismos reduce los días sin corriente por pozo en un 57 %.
3. Los costos de mantenimiento asociados al sistema de rectificadores manuales superan en un 58 % a los que corresponden al rectificador automático, aún sin obtener resultados similares. Sumados los costos propios del mantenimiento del sistema de telesupervisión, la diferencia se reduce al 40 %.
4. El tiempo de repago de los rectificadores automáticos según la experiencia recogida en nuestro yacimiento es de 2 años.

FIGURAS

Figura 1: Telesupervisión rectificadores manuales

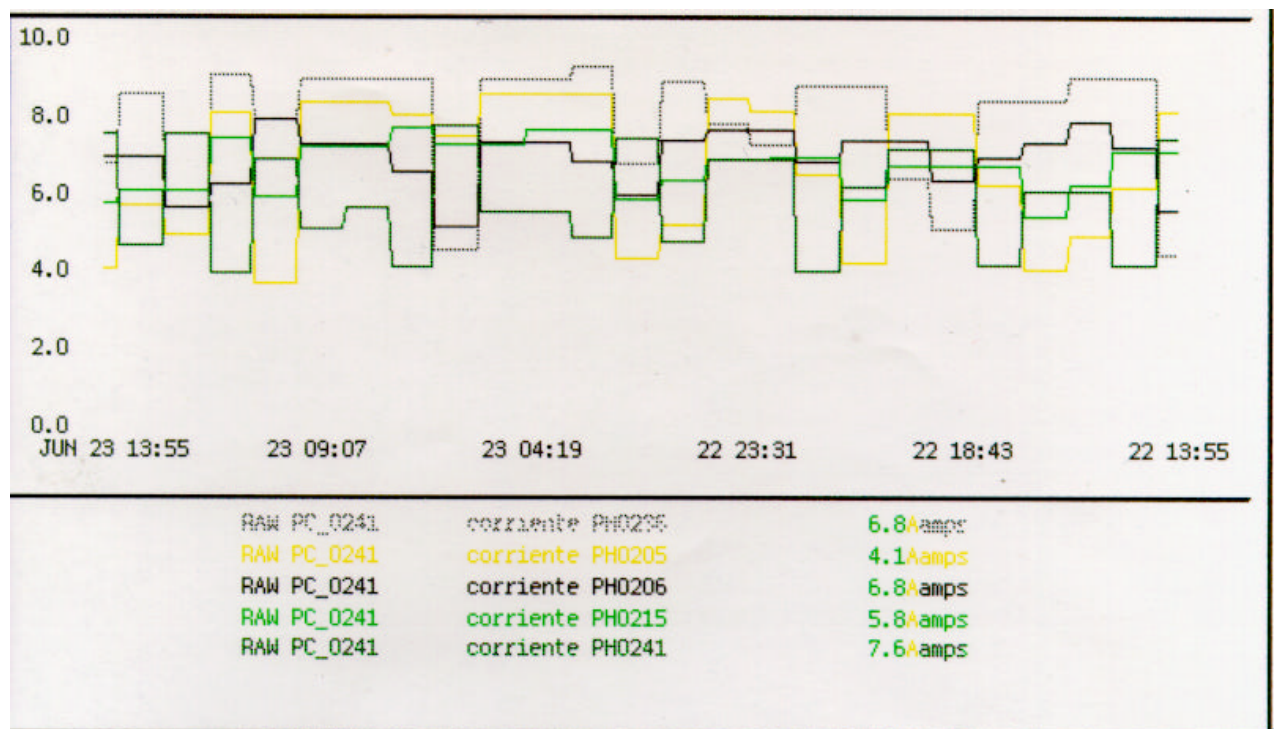


Figura 2: Costos de mantenimiento rectificador manual

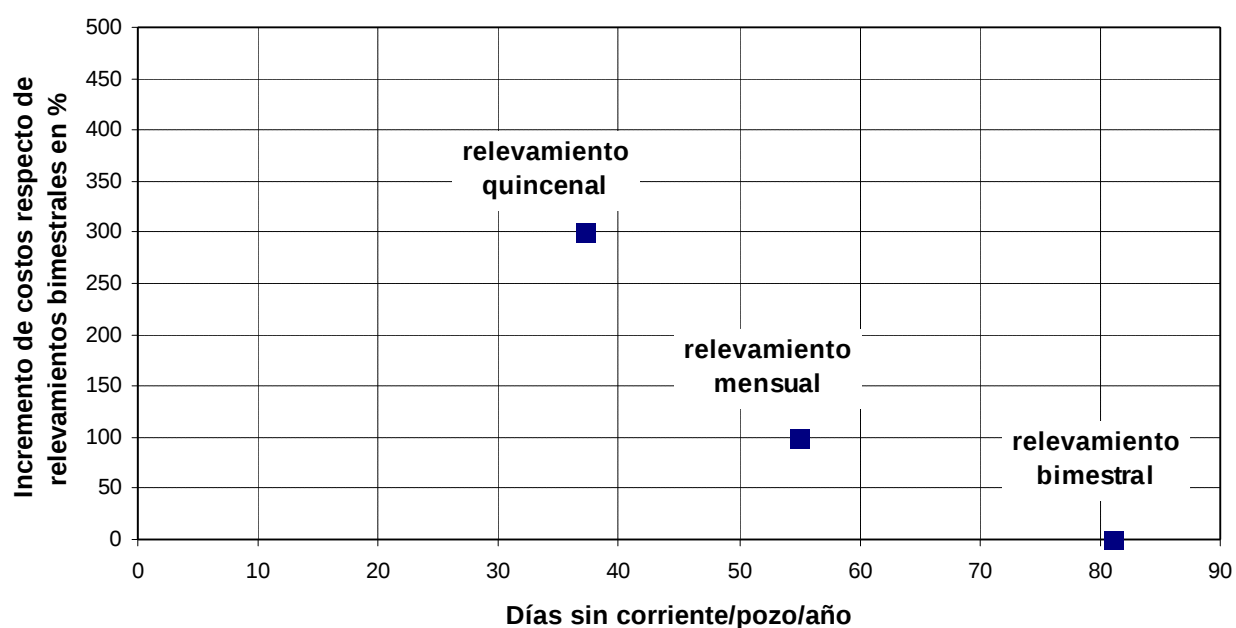


Figura 3: Tiempo de repago rectificador automático

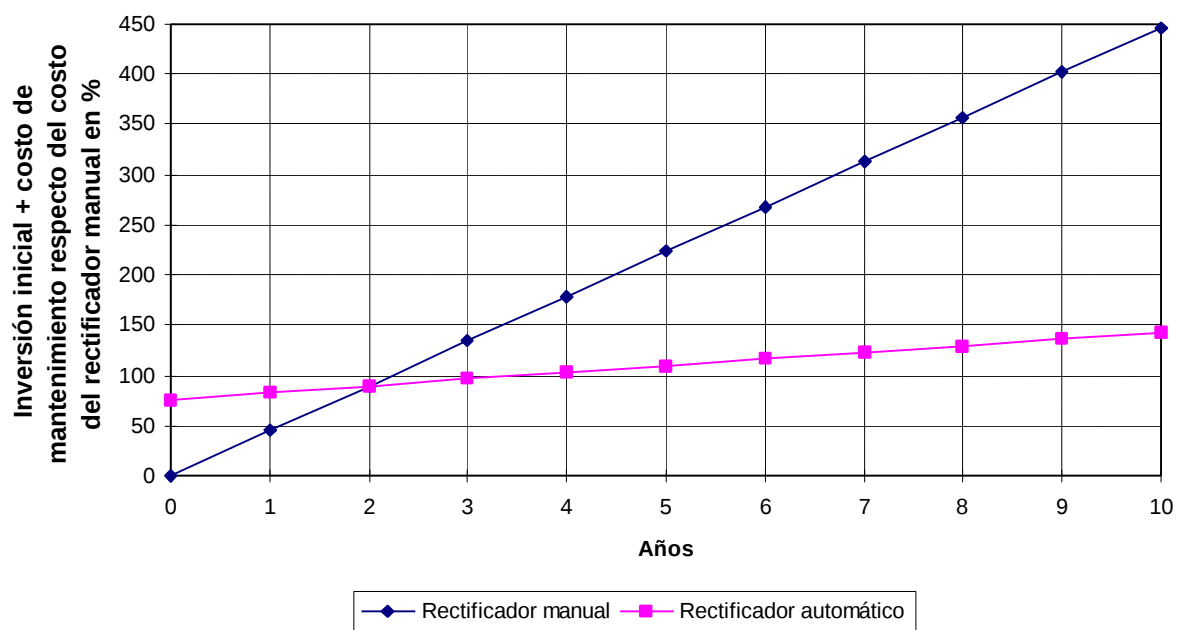


Figura 4: Falla en rectificador automático día 19/04/96

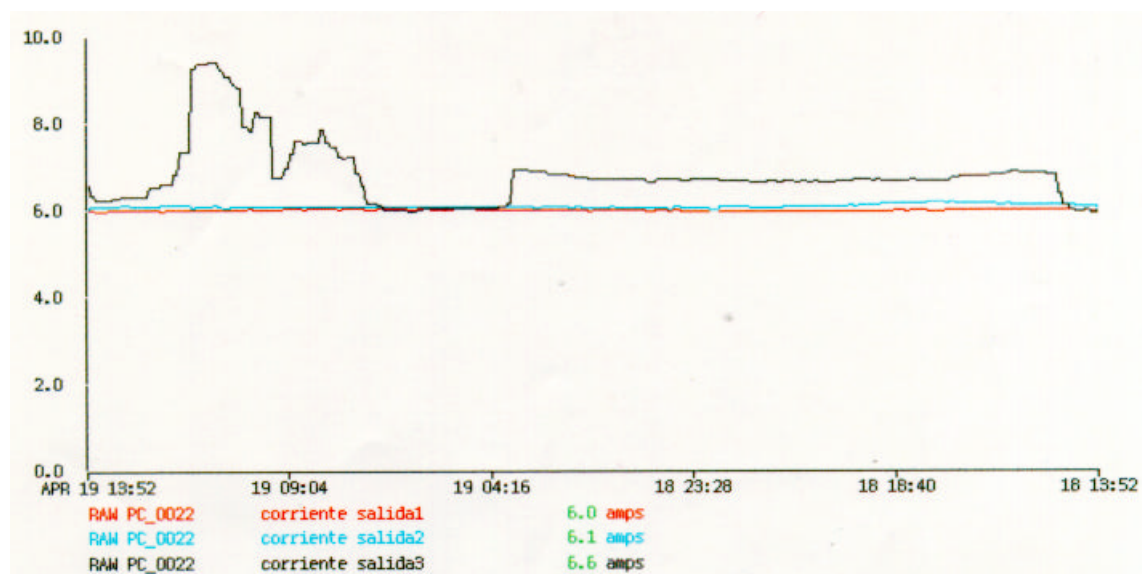


Figura 5: Falla en rectificador automático día 24/4/96

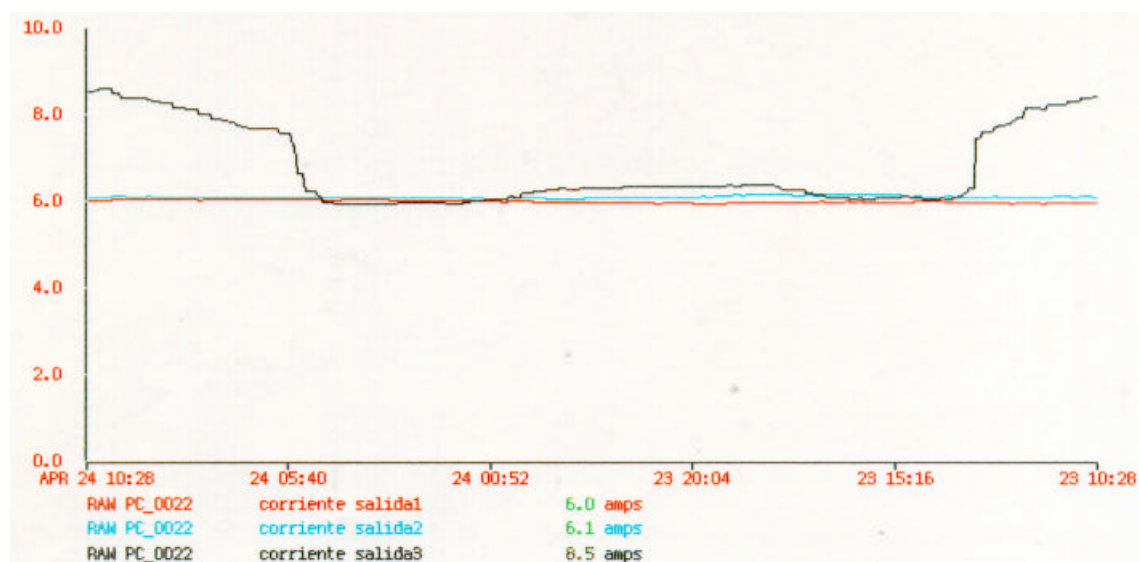
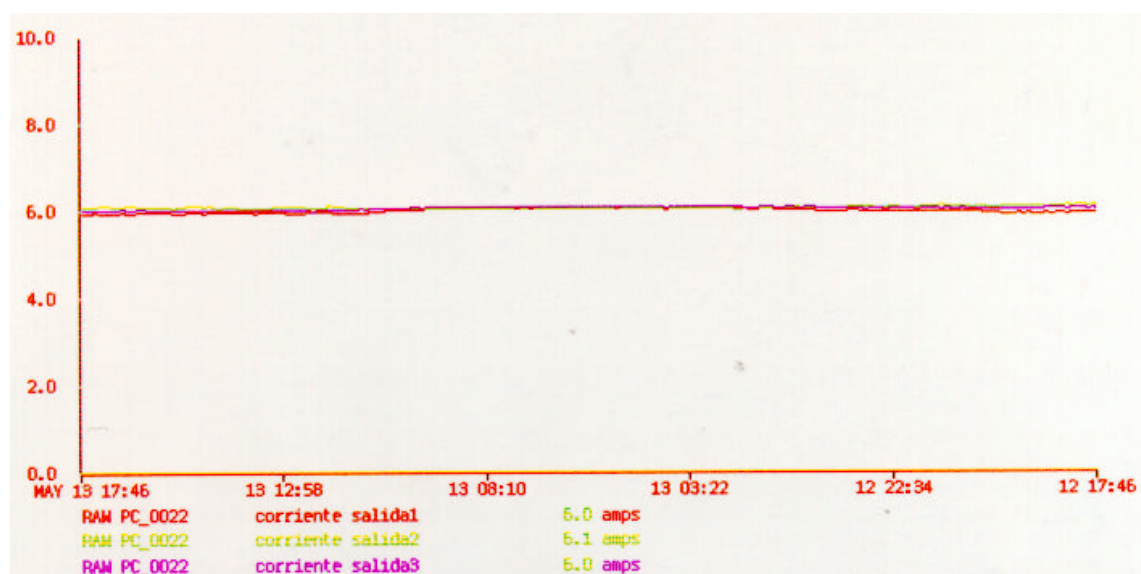


Figura 6: 20 días posteriores a la reparación (13/05/96)



ANEXO 1

Conceptos básicos de Telemetría

1. General

Un sistema de telesupervisión o telemetría tiene por objeto visualizar y controlar variables de algún proceso a distancia. Normalmente estas pueden variar desde algunos metros a varios cientos de kilómetros, aunque su campo de aplicación normal es cuando el proceso está alejado del Centro de Control.

Un sistema de telesupervisión o telemetría industrial está formado básicamente por la/s computadora/s del Centro de Control con el software de control o SCADA, por los dispositivos remotos de adquisición de datos y control, el enlace o canal de comunicaciones, y por los sensores y actuadores de campo.

2. Sistema numérico central

Las computadoras y los dispositivos remotos o RTU (Remote Terminal Unit) conforman lo que se llama el Sistema Numérico.

La función de las computadoras y del software de SCADA es proveer al operador la interface hombre-máquina MMI (Man Machine Interface).

El MMI provee al usuario las facilidades de presentación, archivo, manipulación y correlación de los datos adquiridos de campo, como así también cambiar las consignas de los lazos de control, sintonía de lazos, arranque, paro de equipos, y configuración del sistema.

El MMI también provee la conectividad con la red administrativa o corporativa de la empresa, para disponer los datos más importantes del sistema en la red, o alimentar paquetes de software estadísticos, de producción, etc

3. Unidad Terminal Remota

La función primaria de las unidades remotas o RTU, o también llamadas PCU (Process Controller Unit), es la siguiente:

- Proveer una interface de comunicaciones o conectividad adecuada entre los sensores/actuadores y el sistema numérico.
- Proveer los algoritmos de lazos de control local.
- Realizar un procesamiento primario de algunas variables de proceso
- Realizar el escalamiento y presentación local de variables.
- Almacenar datos históricos.

Las RTU son unidades microprocesadas (tienen un microcomputador), y con el avance de la tecnología digital son cada vez más sofisticadas en su procesamiento y conectividad.

4. Canal de Comunicaciones

A través del canal de comunicaciones, viajan los datos que intercambian el Sistema Numérico Central y las Unidades Remotas.

El soporte físico del canal de comunicaciones puede ser:

- Transmisor-receptor de radiofrecuencia
- Fibra óptica
- Cable
- Enlace satelital

Los datos tienen un formato digital, y son transmitidos por el canal físico a través de técnicas de modulación especiales.

El formato de los datos dentro de los bloques o paquetes de datos están especificados por el protocolo de transmisión.

Existen diferentes protocolos de línea estándares y de uso general, para diferentes velocidades, técnicas de modulación, y cantidad de datos (Modbus, TCP/IP, X25)

Una analogía simple para entender las diferentes partes de un sistema de comunicación es la humana:

<u>Comunicación humana</u>	<u>Comunicación electrónica</u>
Emisor (Persona 1)	Emisor
Receptor (Persona2)	Receptor
Aire	Canal físico de comunicación
Onda acústica o voz	Modulación
Lenguaje	Protocolo

5. Sensores/actuadores

Se describen dispositivos mediante los cuales una PCU interactúa con las variables de proceso.

5.1 Sensores

La función de los sensores es lograr que una variable física (presión, caudal, temperatura, etc), sea reflejada como una variación de un parámetro eléctrico, tal como corriente (4-20 mA), tensión (0-5V, 0-10V) o resistencia (termo-resistencia PT100, PT1000).

Normalmente se trata que esta variación sea del tipo lineal, es decir que para iguales incrementos en la variable física se produzcan iguales incrementos en la eléctrica, aunque en algunos medidores de caudal por ejemplo de presión diferencial para placa orificio puede ser cuadrático.

5.2 Tipos de variables

De acuerdo a su naturaleza hay dos tipos básicos de variables: analógicas y digitales.

Variables analógicas: varían en forma continua con el tiempo (presión)

Variables digitales

- De estado: varían en forma discreta, y generalmente sólo tienen dos estados (marcha/parada de un motor).
- De frecuencia: Algunas variables pueden venir representadas en pulsos/unidad de tiempo (rpm de un motor).

Estas variables ingresan a los dispositivos de control (PCU) mediante representaciones eléctricas de sensores.

Para representar las variables analógicas se usa la variable eléctrica corriente (4-20 mA), mientras que para las variables digitales de estado se usan contactos de rele libres de potencial (contacto seco).

Las PCU pueden manejar también variables de salida

-Salidas analógicas: Generalmente de 4-20 mA. Esta señal eléctrica normalmente acciona sobre un actuador para variar alguna variable física o de proceso.

-Salidas digitales: relé para accionamiento de motores, apertura/cierre de válvulas.

5.3 Sensores inteligentes

Con el advenimiento de los sensores inteligentes con protocolos estándares (Hart, Field Bus), las RTU tienen puertos especiales de comunicaciones para leer redes locales de instrumentos y actuadores que disponen de ésta facilidad de conexión.

Estos sensores, además de tener una salida eléctrica analógica de la variable de proceso (4-20 mA), pueden disponer de comunicaciones digitales, con un protocolo estándar o propietario, mediante el cual envía los datos en forma digital a la PCU. Son dispositivos microprocesados estándares en el mercado. Se pueden conectar en paralelo, y ser interrogados secuencialmente desde la PCU. Solamente contesta el dispositivo que es interrogado, ya que cada uno de ellos tienen una dirección distinta. Esta topología de red se llama cliente-servidor, donde el cliente es la PCU (inicia la transacción), y el procedimiento se denomina polling (encuesta).

5.4 Actuadores

Los actuadores son los dispositivos que usan los controladores para producir alguna variación en el proceso de la variable controlada (válvulas de control, variadores de frecuencia).