



Conversión del consumo energético de la refinería de combustóleo a gas natural

Refinería Salina Cruz, México

Por *Ing. Carlos Iván Mancilla Pérez*,
Ing. Jorge A. Alfaro López,
Ing. G. Israel Ramos Tapia (Pemex Refinación); *Ing. Leopoldo Salas Silva* (Pemex Gas y Petroquímica Básica) e *Ing. Fernando Mirafuentes* (Emerson Process Management).

Este proyecto se inició en 2012 cuando Pemex acudió a un proveedor de automatización para un involucramiento temprano en el proyecto de automatización del gasoducto Jáltipan-Salina Cruz, lo que permitió la reducción de costos y tiempos de ejecución. Se obtuvo un ahorro en combustible de 200 billones de dólares anuales.

La refinera de Salina Cruz era la única refinera de Pemex (Petróleos Mexicanos) que no funcionaba con gas natural. En su lugar usaba, como combustible en calderas y quemadores, el COPE. Este combustible producía diversos problemas de mantenimiento en la refinera, altos niveles de contaminación por emisiones de CO₂ y altos costos de operación debido al precio del combustible. La mejor opción para combatir estos problemas fue cambiar el tipo de combustible en la operación de la refinera, reemplazar el consumo de combustible por el consumo de gas natural a fin de mejorar la eficiencia de la operación de los quemadores y asegurar procesos más limpios en la refinera.

Para lograr el abastecimiento de gas, se convirtió un LPGducto existente en un gasoducto de gas natural de 12", el cual recorre desde la ciudad de Jáltipan hasta la Refinería Salina Cruz, con un tramo de 232 km y tres estaciones de compresión para suministrar a la refinera 90 millones de pies cúbicos estándar/día (90 MMFCD) de gas natural. Este gasoducto es alimentado por gas natural desde otro gasoducto que corre desde Cosoleacaque hasta Juan Dios Covarrubias (Figura 1).

Adicionalmente, en la refinera Antonio Dovalí Jaime (refinería Salina Cruz) se adaptaron las instalaciones para recibir y para mezclar el gas de proceso con el gas natural proveniente del gasoducto, cuya mezcla será utilizada como combustible en la refinera mencionada en lugar de usar COPE.

Debido a que el desarrollo del proyecto está ligado al funcionamiento seguro de las instalaciones, se aplicaron las normas vigentes de Pemex y, por primera vez, se aplicó el concepto de Seguridad Funcional en una refinera.

Los resultados esperados del proyecto son un ahorro estimado de 400 millones de dólares por año en concepto de ahorro por cambio de combustible y la reducción de la contaminación en un 60%.

Desarrollo del proyecto

Este proyecto involucró el trabajo articulado de varias especialidades y de equipos de trabajo de Pemex que fueron acompañados por la empresa

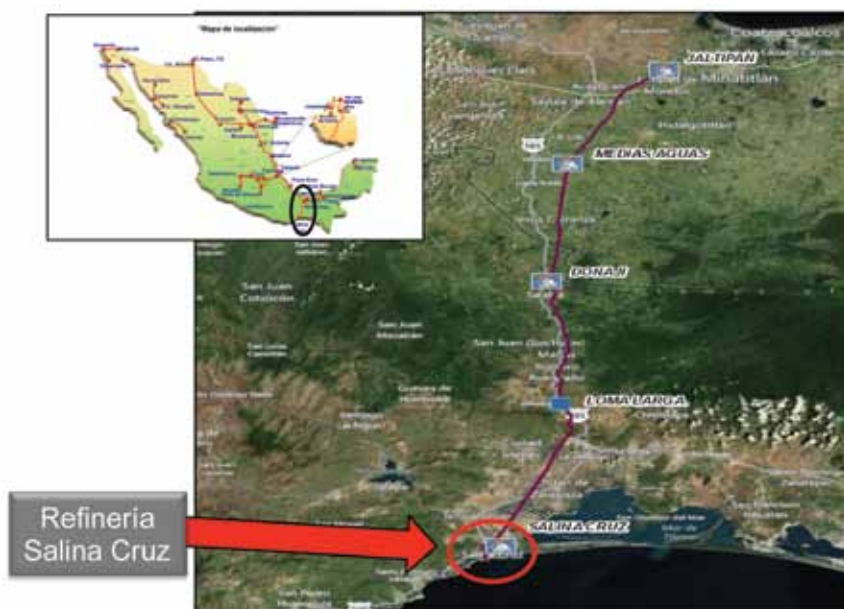


Figura 1. Localización Gasoducto Gas.

Emerson desde la etapa de conceptualización de la ingeniería preliminar (FEED), lo cual facilitó la tarea en la conceptualización de la solución en general y particularmente de la automatización, así como su ejecución debido al involucramiento temprano del proveedor. Esto último evitó rehacer los trabajos, comprar en forma apresurada e introducir cambios drásticos durante el suministro, la instalación y la puesta en operación.

El principal desafío del proyecto fue la rehabilitación, la conversión de servicio del gasoducto LPG a gas natural que va prácticamente del Golfo de México al puerto de Salina Cruz, lo cual trajo aparejado la implementación de tres estaciones de compresión ubicadas en las ciudades de Jáltipan, Medias Aguas y Donají.

Áreas de trabajo

El proyecto fue dividido en cuatro áreas de trabajo:

1. Automatización del gasoducto existente de 12" D.N. que recorre desde la ciudad de Jáltipan (estado de Veracruz) hasta Salina de la Cruz (estado de Oaxaca).
2. Sistema de control distribuido de las tres nuevas Estaciones de Compresión (Jáltipan, Medias Aguas y Donají; Veracruz) y Sistema de F&G de tres nuevas Estaciones de Compresión (Jáltipan, Medias Aguas y Donají).

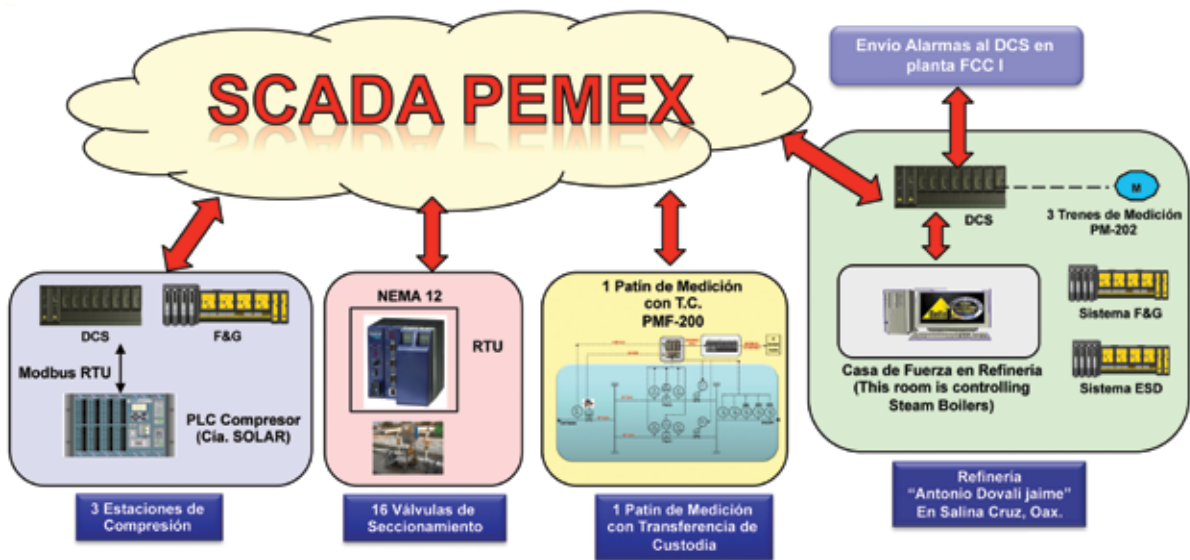
3. Sistema de Medición con transferencia de custodia (LACT) en el punto de entrega de la filial de Pemex, Pemex Gas y Petroquímica Básica a Pemex Refinación.
4. Adaptación de las instalaciones en la Refinería "Antonio Dovalí Jaime" en Salina Cruz, que incluye sistemas de regulación y sistema de medición de la mezcla de gas que llega por el gasoducto y el gas combustible que se produce en la refinera.

La solución integral del proveedor de la automatización (Emerson) cubrió la conceptualización y el diseño final de la automatización, incluyendo la ingeniería, el suministro, la instalación y el montaje, las pruebas y la puesta en operación de la instrumentación; las válvulas y los actuadores, los sistemas de control, los sistemas de Gas y Fuego, el sistema de Paro por Emergencia y los patines de medición y la regulación, como se muestra en la figura 1.

Para una mejor comprensión de la automatización implementada en este gasoducto, comentaremos en detalle cada una de las partes que integraron el proyecto.

Parte 1: gasoducto o derecho de vía (232 km)

El área está integrada por los 232 KM de ducto o derecho de vía de 12"



Esquema de la automatización implementada.

de diámetro que se inicia en el km 0+000 ubicado en la ciudad de Jáltipan, donde se halla la conexión con el gasoducto Cosoleacaque, Veracruz, hasta Juan Dios Covarrubias, Veracruz; que suministra gas a este gasoducto y termina en la refinería en el km 232+991. Allí se ubica el punto de transferencia entre dos entidades de Pemex y además cuenta con la medición de flujo para transferencia de custodia.

Para la conversión del servicio del gasoducto de LPG a gas natural se hizo

una revisión técnica de ese ducto, de acuerdo con la normatividad vigente en México (NOM-007-SECRE-2010 apartado 7.36), lo que provocó que se adicionaran cinco válvulas de seccionamiento nuevas (VS Jáltipan 0+000, VS Texistepec, VS Ubero, VS Guivicia y VS Chivela); así como la automatización de 15 válvulas de seccionamiento, incluyendo las cinco nuevas mencionadas (Figura 2).

Las válvulas de seccionamiento, medio de corte del flujo de gas y aislamiento de una fuga tienen su topolo-

gía de control basada en un actuador, una Unidad Terminal Remota (RTU), transmisores de Presión, enlace de radio satelital o UHF y una unidad de fuerza ininterrumpible (UPS) para respaldo de energía eléctrica por ocho horas, como se indica en la figura 3.

El actuador es un equipo auto-operado por el gas con tecnología gas sobre aceite. Este aprovecha la energía del gas para abrir o cerrar, y cuenta con tanques pulmón o de almacenamiento de gas natural para guardar energía que le permita operar cuando

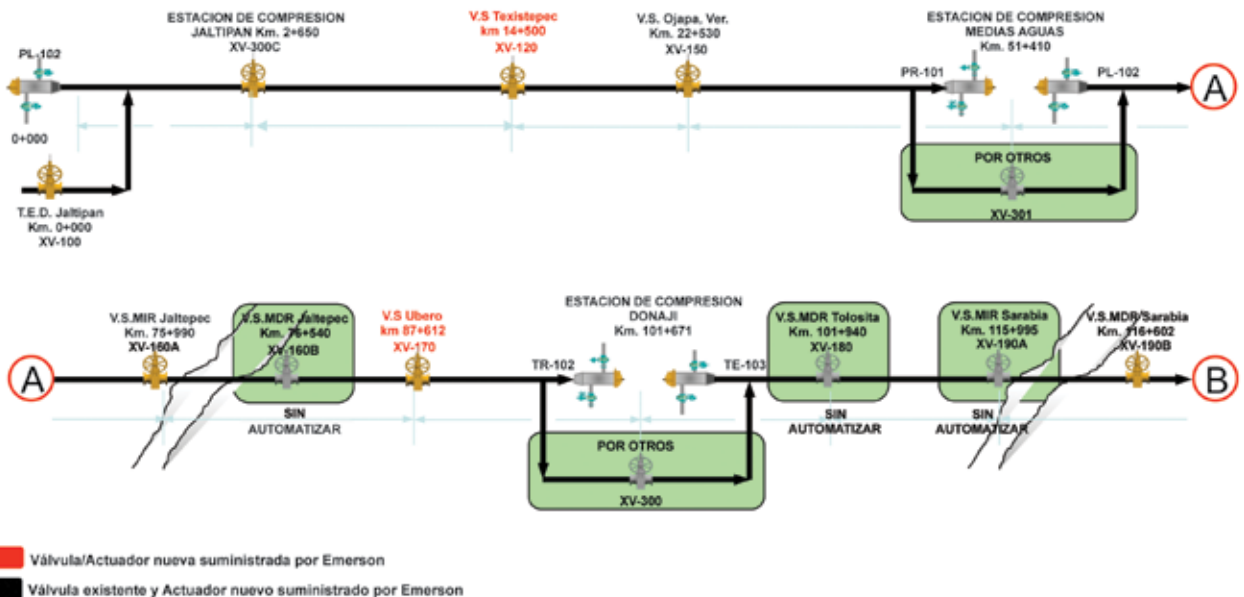


Figura 2a. Esquema original del servicio del gasoducto.

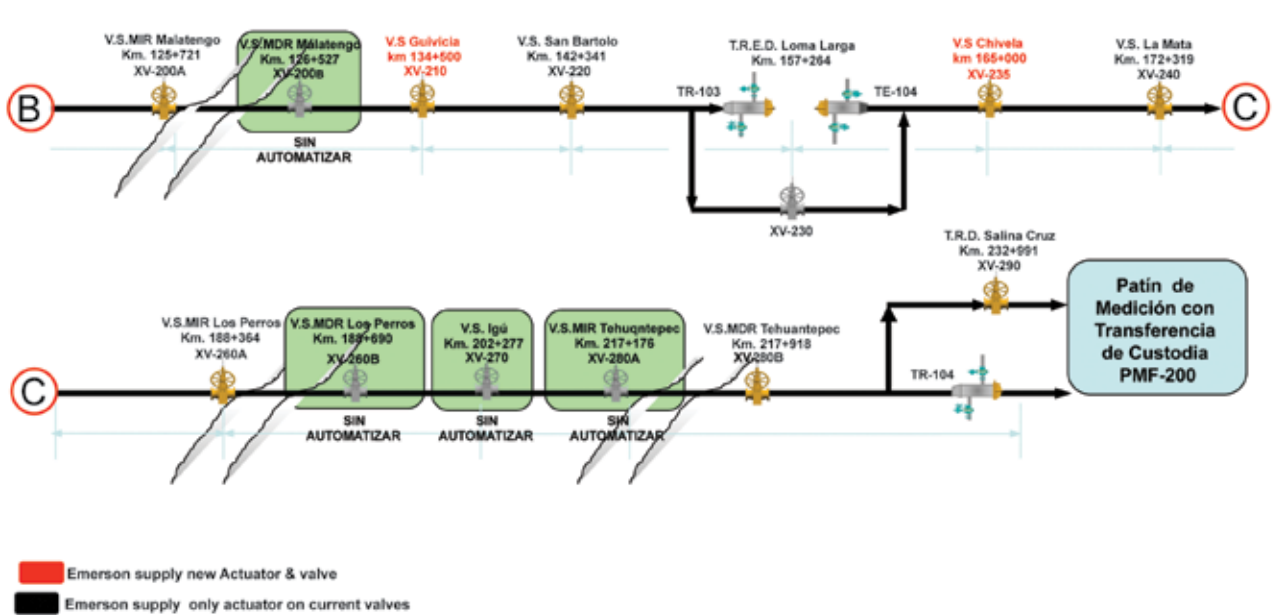


Figura 2b. Esquema del servicio automatizado del gasoducto.

no haya presión en el gas de la línea.

Se usaron transmisores de presión para el monitoreo de presión, antes y después de la válvula de seccionamiento, con salida en protocolo BSAP, cuyas mediciones de presión son enviadas al RTU; esta característica de monitorear la presión en protocolo BSAP permite que el personal de operación del gasoducto presente un informe de una gráfica y una tabla de valores de presión, que indique el comportamiento de la presión, segundos antes y después del cierre de la válvula de seccionamiento. Esta in-

formación se conoce como la función de "Trip Table" y se genera en la RTU.

La RTU que permite accionar al actuador es un equipo integrado en un gabinete Nema 12, que además de mandar a abrir y cerrar el actuador, monitorea la presión de los tanques pulmón, la carrera de la válvula (porcentaje de apertura de la válvula), la posición de la válvula (abierta o cerrada) y la función de *partial stroke*, entre otras. Esta última función es una característica importante de la tecnología utilizada por el proveedor, que reduce los costos de mantenimiento

al poder configurar la verificación de cerrar unos cuantos centímetros la válvula en la fecha y hora que se programe (preferentemente, una vez al día, por la mañana), de esta forma se sistematiza la verificación. En el caso de que no se pueda cerrar estos pocos centímetros, se enviará una alarma al operador del Sistema SCADA, que notificará al personal de mantenimiento para la verificación y, llegado el caso, su mantenimiento.

Esta prueba, en general, se hacía físicamente con una cuadrilla de personal en cada sitio, lo que generaba el

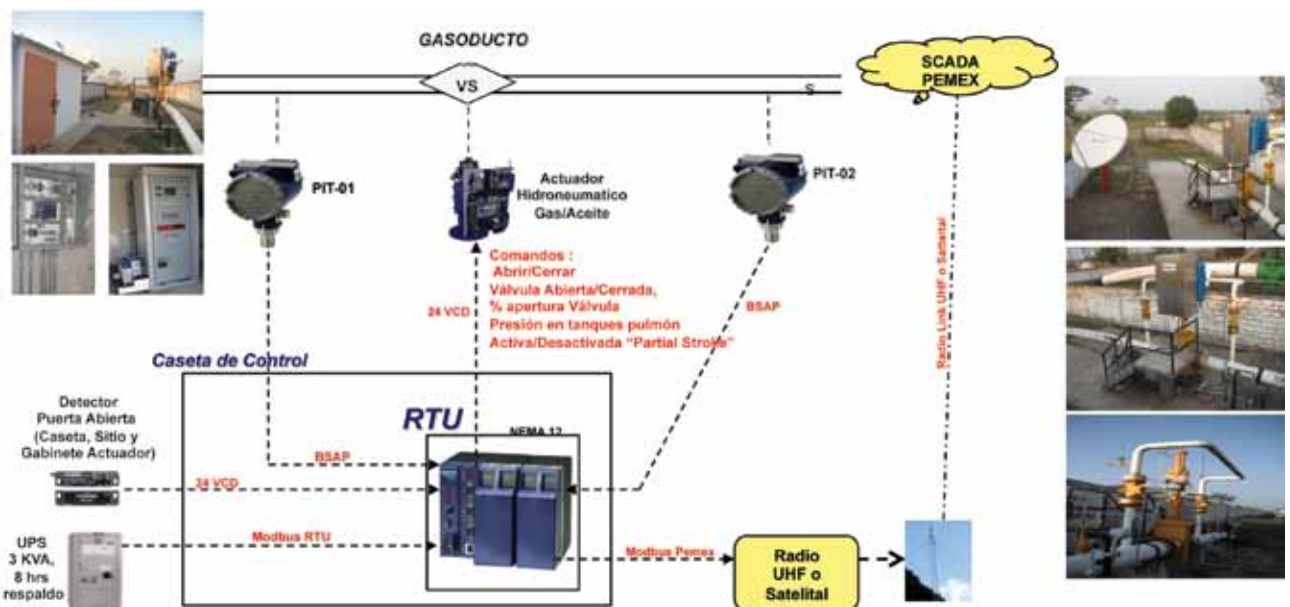


Figura 3. Topología de control del sistema.

recorrido de la cuadrilla de mantenimiento cada semana a todo el ducto, horas/hombre que actualmente con esta tecnología se pueden ahorrar, optimizando los costos de mantenimiento.

Otras señales de campo que se incluyeron y que fueron integradas al RTU como señales de monitoreo y supervisión son los detectores de apertura de la puerta de caseta de control, detector de apertura de la puerta de acceso al sitio y detector de apertura de la puerta del gabinete de control del actuador, incluyendo un detector de movimiento (intrusos).

La información de la RTU es enviada a la Red Wan de Pemex y de ahí al SCADA, mediante la implementación de un radio UHF o radio para enlace satelital. En el caso del enlace UHF, en el sitio se colocó una antena Yagui que se enlaza a una estación maestra que integra varios enlaces UHF. Y de allí sube la señal a la red WAN, de Pemex, para que posteriormente, mediante una dirección IP, los datos sean

llevados al SCADA de Pemex existente en la ciudad de México.

En el caso de un enlace satelital, se colocó un radio satelital y una antena para llevar al satélite los datos del sitio, y de allí bajar la información también al SCADA existente de Pemex.

Parte 2: tres estaciones de compresión

La implementación de las tres nuevas estaciones de compresión se debe a la conversión de la línea de 12" de LPG a una línea de gas natural, es decir del manejo de un gas en lugar de un líquido, que hizo que Pemex relocalizara y modernizara 6 turbocompresores modelo Centauro 40 de 4700 HP ISO, de la marca Solar, para ser instalados en las estaciones mencionadas (dos turbocompresores por estación) con el fin de establecer el perfil de presión indicado en la figura 4.

Las estaciones de compresión de gas Jáltipan, Medias Aguas y Donaji son en realidad áreas de compresión

que se adicionaron a las áreas existentes de bombeo que ya operan para los oleoductos de 38" de diámetro y 48" de diámetro. En el caso particular de la estación Donaji, se tiene un poliducto adicional de 18" de diámetro. Por lo tanto, las estaciones mencionadas son áreas existentes de bombeo en las que se incluyó el área de compresión del gasoducto de 12" de diámetro, cuya localización dentro de cada estación respeta la normatividad de Pemex en cuanto a las distancias mínimas entre instalaciones.

Los compresores reubicados en cada una de las estaciones de compresión Jáltipan, Medias Aguas y Donaji cuentan con un sistema de protección propio a base de PLC para cada una de las máquinas de compresión. En tanto, para la protección y el control de cada una de las estaciones de compresión se tiene un sistema Delta V para el control de proceso de la estación e interactúa con el PLC de cada máquina vía protocolo Modbus RTU, y un sistema de Gas y Fuego DeltaV SIS.

La integración del sistema de Gas y Fuego de Pemex en el área de compresión exigió a la empresa mexicana que se implemente un sistema de Gas y Fuego en las áreas de bombeo que compartían la instalación con el área de compresión, con el objetivo de mantener monitoreada toda la estación. Resulta importante la implementación de este sistema en las áreas de líquidos (Bombeo), porque cualquier eventual derrame provocado por una fuga de crudo o destilados que estas áreas bombean podría escu-

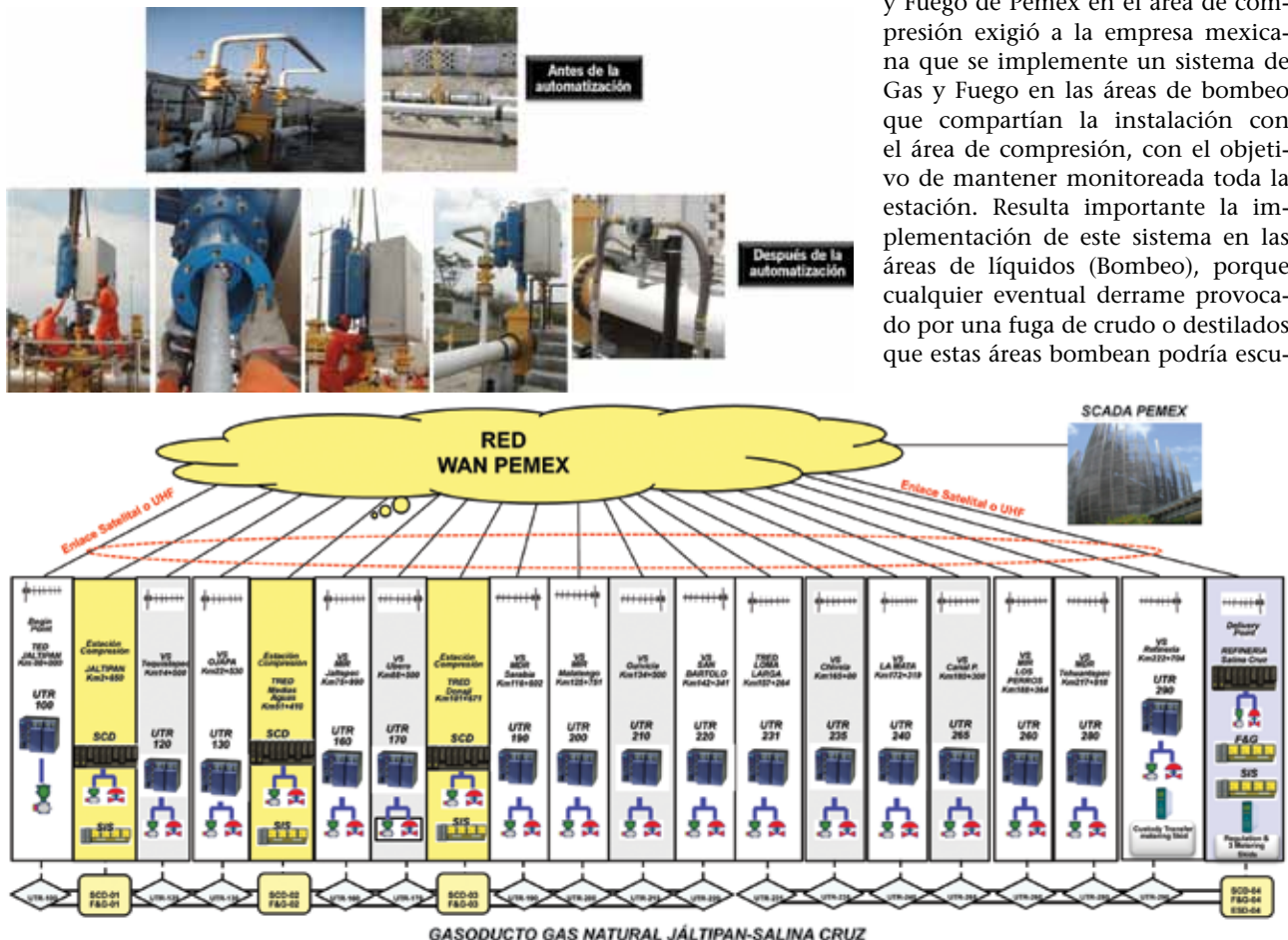


Figura 4. Topología Gasoducto Gas Natural (Jáltipan-Salina Cruz).

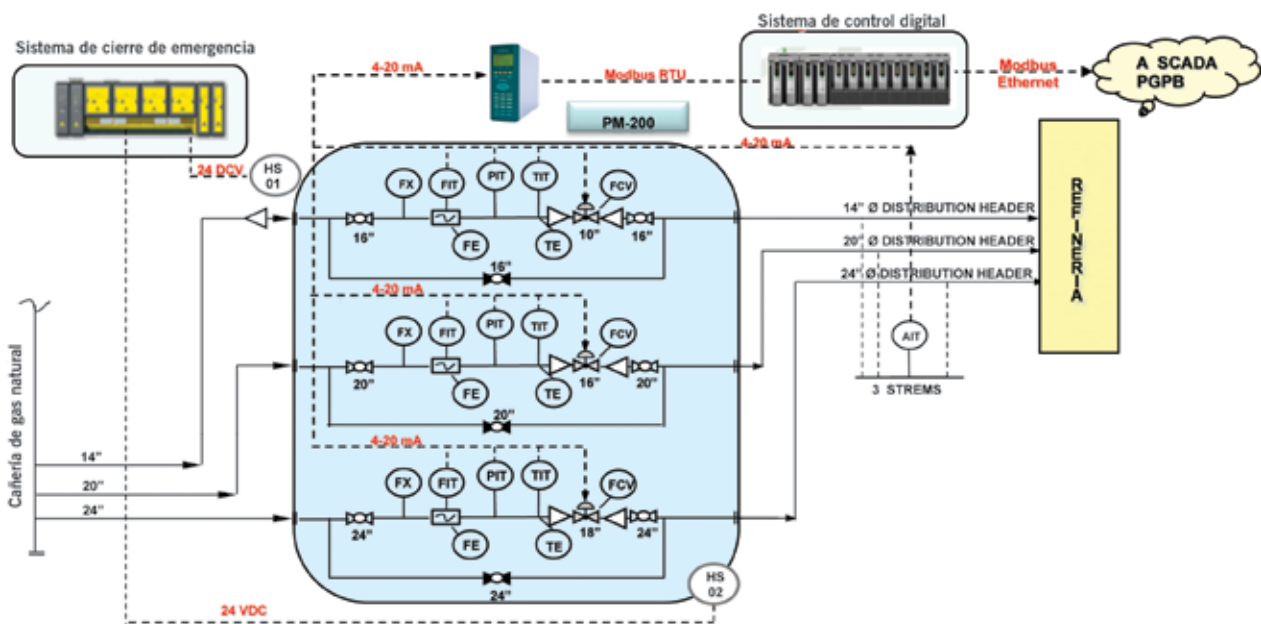


Figura 5. Instalación de medición en refinería con el sistema ESD.

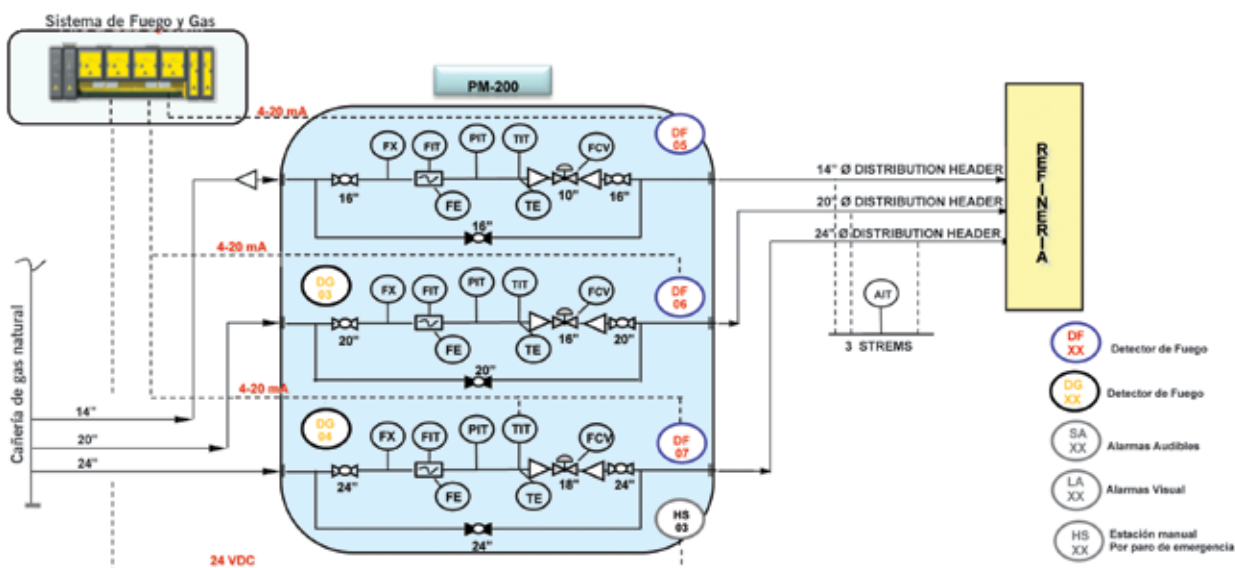


Figura 6. Instalación de medición en refinería con el sistema "Fuego y Gas".

rir hacia las áreas de los gasoductos y generar fuego.

El proveedor (Emerson) también participó como una segunda etapa en la implementación de estos sistemas de Gas y Fuego de las áreas de bombeo y de la red de agua contra incendio de toda la estación, es decir, del sistema de mitigación sobre la base de agua contra incendio de toda la estación, que incluye las áreas de compresión y bombeo, como se muestran en las topologías indicadas en las figuras 5 y 6.

Una función adicional de los sistemas de control tanto en las estaciones de compresión como en Refinería es la función de "gateway" para enlazar

la información que se genera en las estaciones de compresión y la refinería al sistema SCADA de Pemex, vía la red WAN del propio Pemex.

Todos estos enlaces tienen como finalidad que se tenga un monitoreo en línea de todo el gasoducto a nivel central, funcionalidad típica de estos sistemas SCADA en todo el mundo.

Parte 3: sistema de medición con transferencia de custodia en punto de entrega. Del área de Ductos a la refinería Antonio Dovalí Jaime

Después de que el gasoducto ha recorrido 232 km, en el punto donde

se localiza la última válvula de seccionamiento, conocido como TRD refinería, se localiza el punto donde se realiza la entrega de la molécula de gas natural del área de ductos (Pemex Gas y Petroquímica Básica) al área de la Refinería de Salina Cruz (Pemex Refinación). Por ello se implementó un sistema de medición de flujo de acuerdo con AGA para la medición de medidores ultrasónicos con la característica de transferencia de custodia (Figuras 7a y 7b).

Antes de que el gas natural llegue al sistema de medición, el gas pasa a través de un sistema de filtrado FC-201 del tipo coalescente, que filtrará



Figura 7a. Instalaciones de medición de flujo.

cualquier sólido y, principalmente mediante el efecto de coalescencia, separará cualquier posibilidad de condensados.

Si se generen condensados, serán separados en este filtro y acumulados en un tanque atmosférico TC-201. Tanto en el filtro como en el tanque acumulador de condensados se monitorean constantemente, mediante transmisores de nivel, el nivel de líquidos, tanto para que no sean arrastrados corriente adelante, como para disponer de ellos en el tanque acumulador de condensados.

El sistema de medición es un patín de dos trenes de 12" de diámetro, con cabezales a la entrada y a la salida de 18" de diámetro, que uno de ellos opera al ciento por ciento, y el otro, de reserva. Cada tren cuenta con medición de flujo a base de tecnolo-

gía ultrasónica, medición de presión y temperatura con transmisores y válvulas de control de flujo.

Para completarlo, el sistema de medición cuenta con un sistema de calidad sobre la base de analizadores de humedad (H₂O), analizador de ácido sulfídrico (H₂S) y azufre total (HS); también cuenta con un cromatógrafo para monitorear la caracterización del gas, el poder calorífico y el punto de rocío. Este último analizador se instala antes de la medición y los otros analizadores, después de la medición, acorde a la normativa de Pemex.

Las señales del sistema de medición de flujo y del sistema de calidad son enviadas a un computador de flujo modelo S600+ que tiene redundancia, y este, a su vez, mediante radio UHF se enlaza a la red WAN de Pemex que permitirá llevar los datos

al sistema SCADA existente de Pemex (Figura 8a, 8b y 8c).

Parte 4: área de refinería Antonio Dovalí Jaime, en Salina Cruz

La refinería recibe el gas en el punto de transferencia y lleva el gas 2 km adelante, hasta la planta Primaria I, donde se localiza el sistema de regulación de presión de 25 a 4 kg/cm², con un flujo de 85 MMFCD (PR-200).

Antes de que el gas entre al sistema de regulación, se tiene una válvula de corte XV-320, que está interactuado por un sistema DeltaV SIS que emula el sistema de paro de emergencia. Esta válvula de corte operará ante una caída de presión de 3.0 kg/cm² y cuando la presión se incremente más de 5 kg/cm². Esta válvula es la última opción para el cierre en la aportación de gas a la refinería.

El sistema de regulación cuenta con dos trenes: uno que opera al ciento por ciento y otro que queda de reserva. Cada tren de regulación cuenta con dos reguladores que operación en un arreglo, de forma que solo uno de ellos opera, mientras que el otro queda en reserva. Si el regulador que está trabajando se daña, inmediatamente y de forma automática el otro regulador tomaría la carga para regular la presión. De esa manera, no se pierde la continuidad.

Si ambos reguladores fallan, el tren de respaldo repetirá la operación descrita. Adicionalmente, este siste-

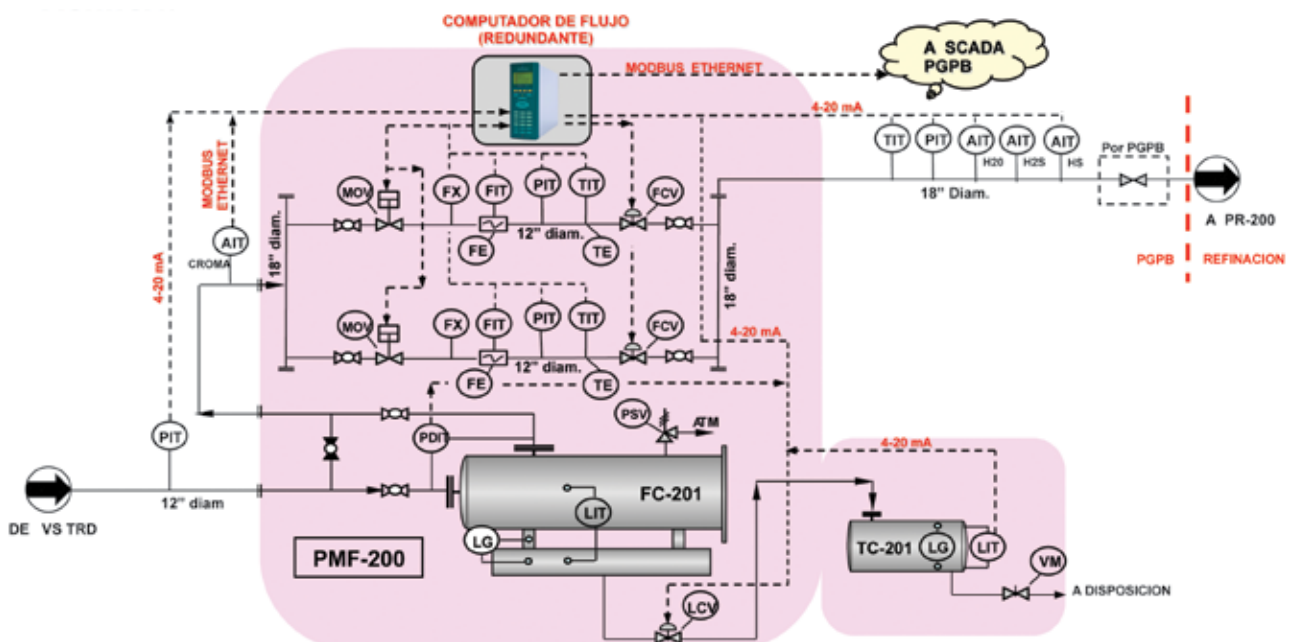


Figura 7b. Instalación de medición de flujo.

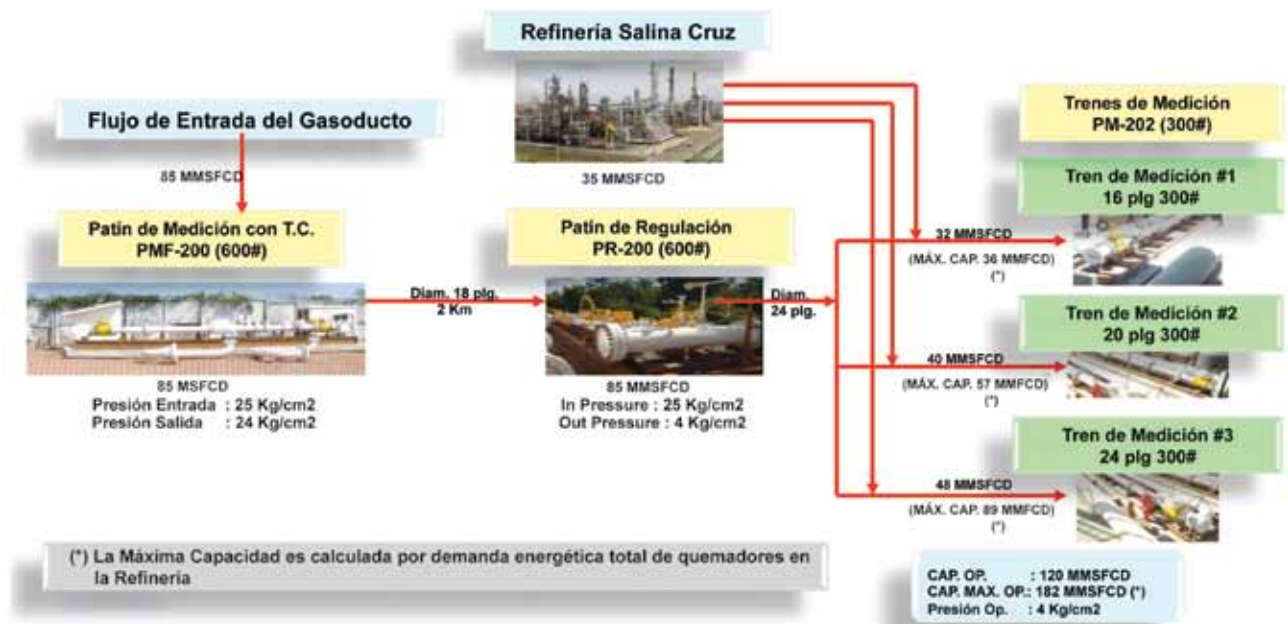


Figura 8a. Diagrama de flujo esquemático: entrega de gas en refinería 85 MMSCFD del gasoducto + 35 MMSCFD de refinería.

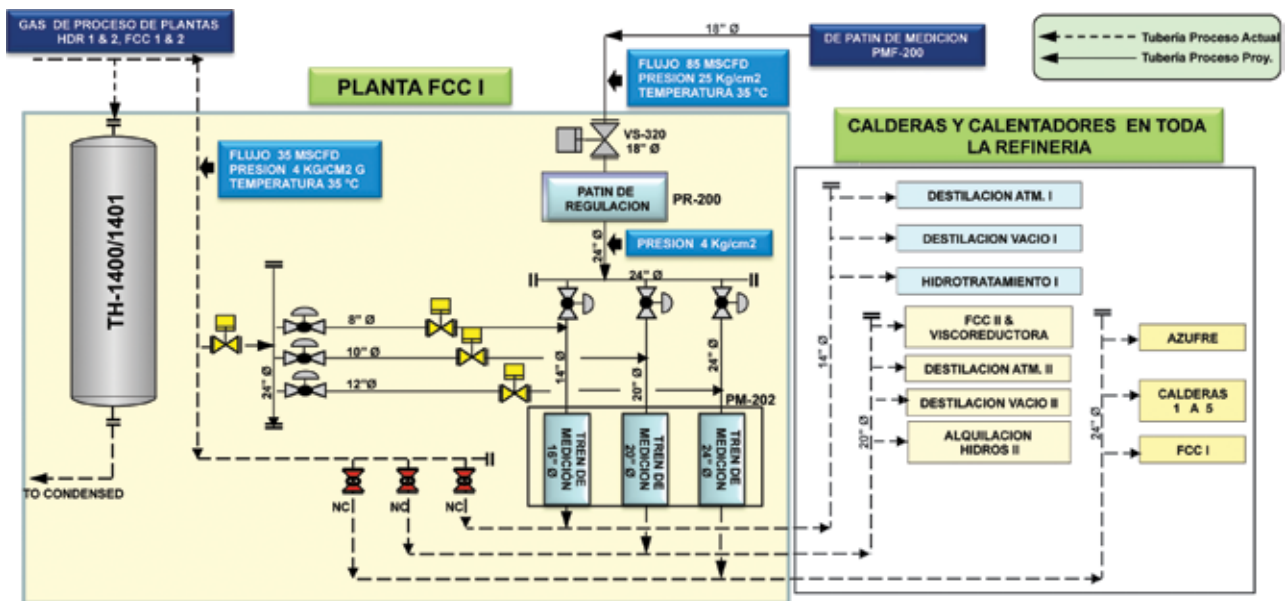


Figura 8b. DTI del arreglo para el suministro de gas en refinería.

ma de regulación cuenta con una válvula de corte llamada *slam-shut*, que opera en base a las presiones que detecta localmente. Si hay una fuga en el sistema, la presión bajará a un valor que los reguladores no podrán controlar e, inmediatamente, se mandará a cerrar la válvula *slam-shut*. Si de igual forma hubiera un rechazo de carga, los reguladores tratarán de controlar la presión pero el incremento de presión se presentará, y la válvula *slam-shut* cerrará cuando la presión suba más de 5 kg/cm².

A la salida del patín de regulación, la línea de gas natural se divide en

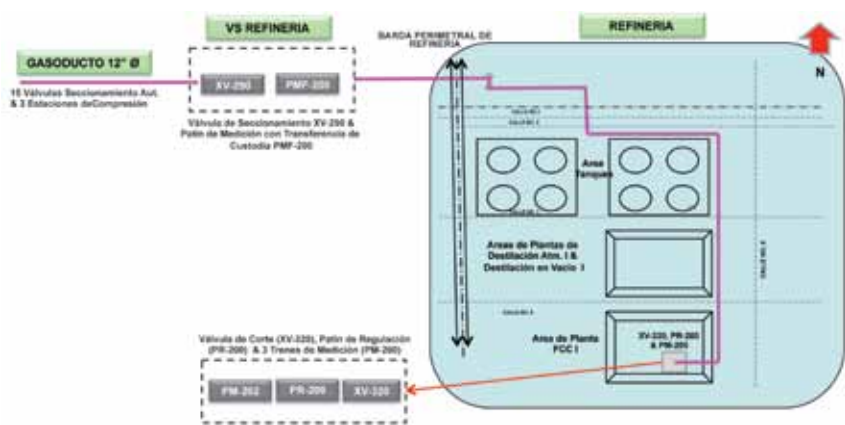


Figura 8c. Punto de Entrega en Refinería.

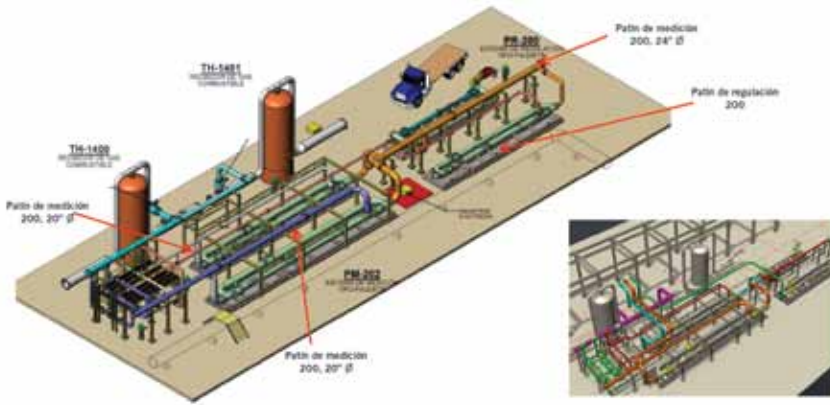


Figura 9a. Patín de regulación.

tres circuitos donde se integran las corrientes de gas combustible que produce la refinera, con una capacidad promedio de 35 MMFCD a una presión de 4 kg/cm².

Los aportes de gas de la refinera y del gasoducto hacen un total de aporte a la red de gas combustible de toda la refinera de 120 MMFCD, dividida en tres circuitos (Figuras 9a, 9b y 9c).

El primer circuito, de 14" de diámetro, tiene un aporte de gas de 32 MMFCD para suministrar gas a los quemadores de los calentadores de las plantas Primaria I (destilación atmo-

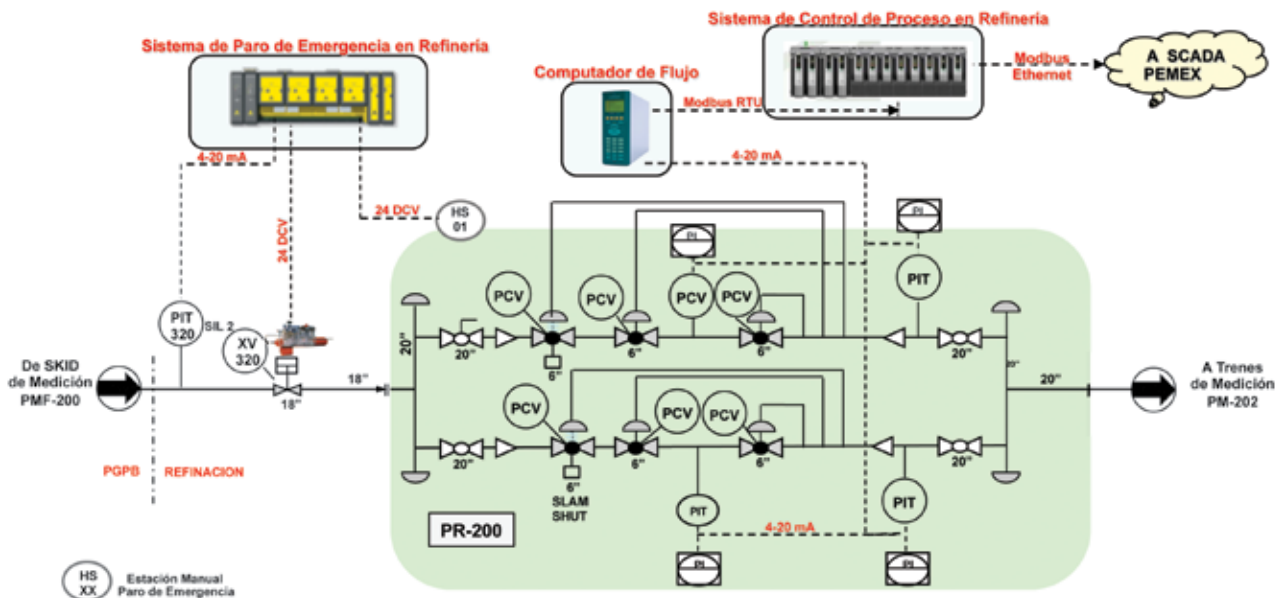


Figura 9b. Topología del patín de regulación del sistema PR-200 y ESD en la refinera.

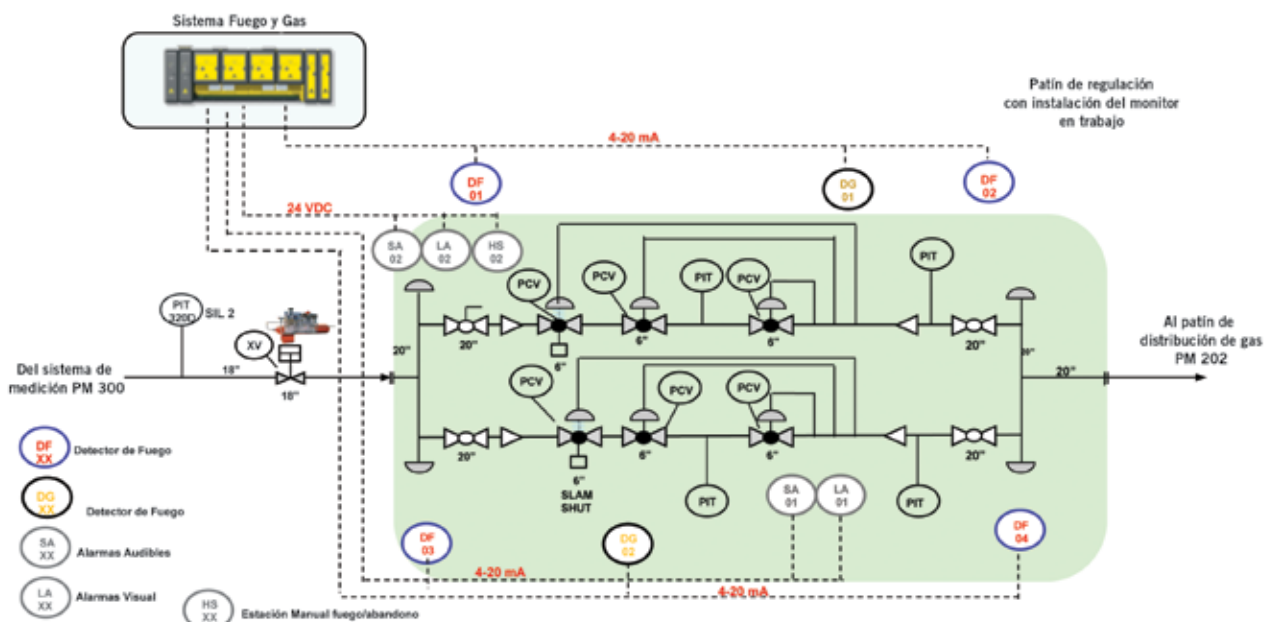


Figura 9c. Topología del patín de regulación del sistema PR-200 y F&G (Fuego y Gas) en la refinera.

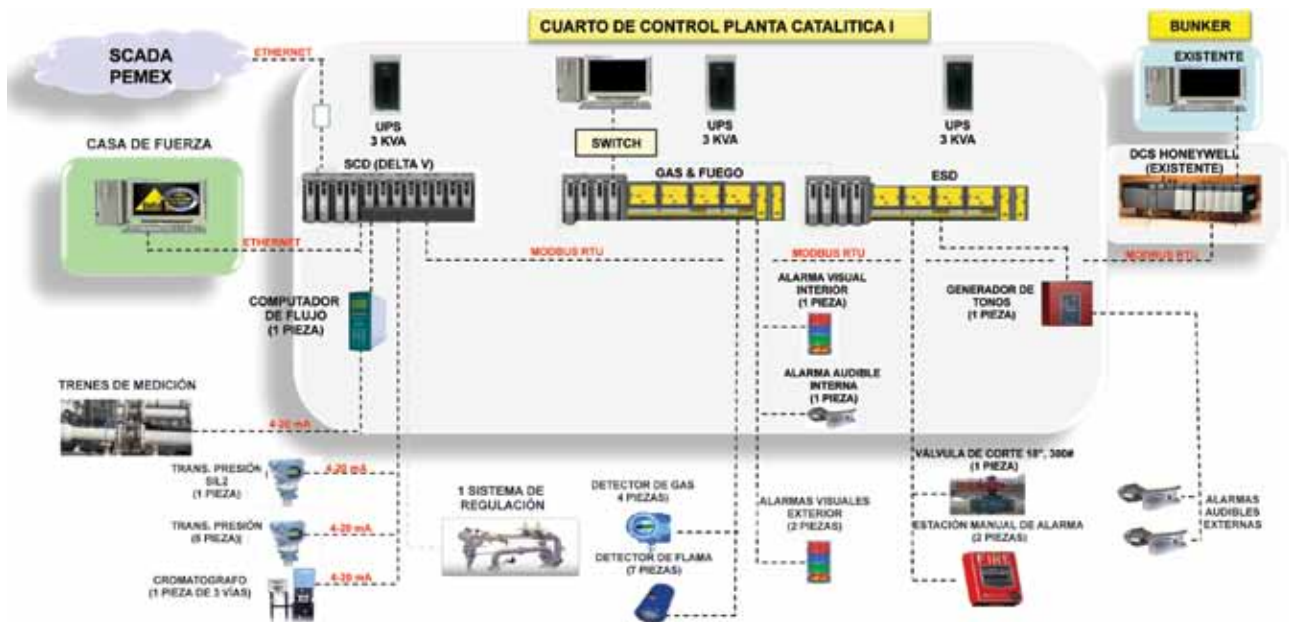


Figura 10a. Arquitectura general del SCD, G&F y ESD en la refinería.



Figura 10b. Patín de regulación (PR-200) y 3 patines de medición (PM-200) en la refinería.

férica), Destilación en vacío I y Planta Hidros I.

El segundo circuito, de 20" de diámetro, realiza un aporte de gas de 40MMFCD para suministrar gas a los quemadores de los calentadores de las plantas FFC II, Viscoreductora, Primaria II, Destilación en vacío II, Alquilación e Hidros II.

Finalmente el tercer circuito, de 24" de diámetro, tiene un aporte de gas de 48 MMFCD para suministrar gas a los quemadores de las calderas 1 a 5, y a los quemadores de los calentadores de las plantas de Azufre y FFC I.

Cada tren de medición tiene un computador de flujo que, mediante el lazo de control, se mantiene en combinación con el sistema de control de proceso, el control de flujo de las aportadoras de gas de la refinería y del gas del gasoducto, logrando que el aporte de gas a los circuitos de la refinería sea constante o en el valor determinado.

Una medición más es la medición del poder calorífico de la suma de las corrientes, la caracterización y el punto de rocío a la salida de la mezcla.

Cabe mencionar que para control del proceso y la seguridad de la distribución de gas en el punto de recibo de gas del gasoducto y el aporte de gas combustible de la refinería se ha implementado el concepto de seguridad funcional, basado en un sistema de control de proceso, sistema de Gas y Fuego y el sistema de paro por emergencia, como se indica en la figura 9c.

Para conceptualizar de manera resumida la importancia de la implementación de un sistema de monitoreo y de control integral de las cuatro partes que hemos explicado (válvulas de seccionamiento, estaciones de compresión, punto de entrega y medición con transferencia de custodia y la distribución y mezcla de gas en la

refinería "Antonio Dovalí Jaime" en Salina Cruz) se muestra en la topología de las figuras 10a, 10b y 10c, que integra por primera vez en México una refinería a un sistema SCADA.

Pruebas

Después de la instalación de los equipos se realizaron pruebas de manera parcial en las válvulas de seccionamiento, una a una, las estaciones de compresión, el sistema de medición de transferencia de custodia y en la refinería.

A medida que se fue implementando la automatización, la ventaja de tener una sola tecnología y un solo proveedor de automatización (Emerson), trajo como consecuencia más rapidez en el arranque debido a que no hubo trabajos reiterados, ni reingenierías ni compras de apuro.



Figura 10c. Sistema de monitoreo y de control general.

Cronograma del proyecto

El planeamiento y la conceptualización del proyecto se inició en 2012, y en ese momento Pemex, acorde a los conceptos de *Main Automation Contractor* (MAC), acudió a la sede del proveedor de automatización para un involucramiento temprano en el proyecto de automatización del gasoducto Jáltipan-Salina Cruz, lo que permitió la reducción de costos y tiempos de ejecución.

Esto se debió a que el proveedor de MAC tomó la responsabilidad de los trabajos de ingeniería básica y de detalle de la automatización, la inspección, los dictámenes técnicos y la logística de traslado, entre otras actividades, teniendo como prioridad la inspección crítica que se inicia desde el primer momento, con la capacidad y la flexibilidad de hacer cambios y adiciones en el proyecto.

Resultados obtenidos

Se obtuvo automatización en el gasoducto, en las estaciones de compresión, en el punto de medición con transferencia de custodia y en el área de recibo de gas en la refinería Antonio Dovalí Jaime en Salina Cruz, Oax. Todas las áreas mencionadas fueron controladas y monitoreadas por un sistema SCADA.

Las innovaciones tecnológicas en

las válvulas de seccionamiento fueron reflejadas en las funciones de mostrar los valores de presión unos segundos antes y después del cierre de estas válvulas, función conocida como *Trip Table*, o la verificación de que la válvula puede operar mediante la función llamada *Partial Stroke*.

Las innovaciones tecnológicas en las estaciones de compresión se demostraron en la interacción de los sistemas de control, en la lógica de control del paro de los compresores, en la integración de los PLC's de los compresores de la estación y en la conectividad con el SCADA a través del sistema de control de proceso, entre otras.

La innovación del sistema de medición con transferencia de custodia se observó en la implementación del computador de flujo S+600; las características técnicas de estos equipos permitieron una mayor precisión de la medición de flujo de acuerdo con AGA-9.

Las innovaciones del lado de la refinería Antonio Dovalí Jaime, simplemente se observó en la implementación de la "Seguridad funcional", es decir, en las capas de protección de valores de proceso y alarmas de proceso mediante el sistema de control de proceso, la capa de protección a base de detección de fuego y mezclas explosivas mediante el sistema de Gas y Fuego, y la capa de protección mediante del sistema de paro por emergencia.

Beneficios alcanzados por el proyecto

Como se mencionó al comienzo de este artículo, los objetivos del proyecto fueron disminuir los costos de la energía y disminuir las emisiones de contaminantes.

Al realizar el análisis de consumo previo de combustóleo y el consumo de gas natural proyectado y si consideramos los costos de promedio de ambos por un año, se obtiene un ahorro en combustible de 200 billones de dólares anuales.

En relación con las emisiones de contaminantes, el cambio de combustóleo a gas natural disminuyó las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) a la atmósfera a 1,2 millones de toneladas por año. Si se considera la disminución en las emisiones de dióxido de carbono de 1,2 miles de toneladas, considerando el crédito de carbón a 5,3 dólares/tonelada, y si se colocan las emisiones en el mercado, se tiene un crédito total de carbón de 6,5 MMUSD por año.

Por otro lado, las emisiones de óxidos de azufre (SO_x) disminuyeron a 50,3 miles de toneladas por año.

Adicionalmente, se produjeron ahorros en la compra de químicos para el tratamiento de combustibles, sumando 3,2 MMUSD en ahorros.

También se disminuyó la generación y el consumo de vapor utilizado como atomizador de combustóleo a 138 miles de toneladas por año, y ahorrando un promedio de 138 MUSD por año en energía.

Por lo tanto, el cambio de uso de combustóleo en la Refinería Salina Cruz por gas natural produce un ahorro anual de 400 MUSD.

Cabe destacar, que el proyecto de transformación del consumo de combustóleo a gas natural de la refinería Salina Cruz está en evaluación por parte de la ONU por ser el principal proyecto en América Latina que busca disminuir las emisiones de carbono a la atmósfera.

De cara al futuro de la refinería y considerando dentro de la planificación un aumento en la demanda, se considera la adición de una nueva planta de generación, ya que el gasoducto de 12" no será suficiente para abastecer a toda la planta. ■