Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional
(USAID)
Oficina para Programas Globales, Soporte en Campo y
el Centro de Investigación para el Medio Ambiente
Oficina de Energía, Medio Ambiente y Tecnología
Y USAID/Mexico

en colaboración con Petróleos Mexicanos

Diseño, instalación y pruebas de una tecnología de combustión más limpia en una refinería de PEMEX

...trabajo de colaboración entre el sector público y privado en México

Diciembre de 2001

BORRADOR

Documento elaborado por:

Contratista principal: Nexant Inc.

Subcontratista: Electric Power Technologies

Número de contrato: LAG-00-98-00006, Orden de Trabajo 5

23865-105-0004A

A

Índice

Sección		Página
RESUMEN EJECUTIVO		III
1.	ANTECEDENTES	1
2.	DESCRIPCIÓN DE LA TECNOLOGÍA REACH	3
3.	OBJETIVOS DEL PROYECTO	4
4.	DISEÑO, FABRICACIÓN Y SERVICIO EN CAMPO DEL EQUIPO REACH	5
5.	PRUEBAS DE EMISIONES LÍNEA BASE PREVIAS A LA INSTALACIÓN DEL EQUIPO REACH	15
6.	INSTALACIÓN Y PUESTA EN SERVICIO DE LOS QUEMADORES MODIFICADOS CON TECNOLOGÍA REACH EN MADERO	22
7.	PRUEBAS A LAS EMISIONES CON EL EQUIPO REACH	26
8.	RECOMENDACIONES PARA LA OPERACIÓN DE LA CALDERA MP-B4 EN LA REFINERÍA MADERO	34
9.	RESUMEN TÉCNICO	42
10.	CONCLUSIONES	44
APÉNDICE A:	INFORME DEL IIE SOBRE LAS PRUEBAS DE EMISIONES LÍNEA BASE PREVIAS A LA INSTALACIÓN DEL EQUIPO REACH	1
APÉNDICE B:	INFORME DEL IIE SOBRE LAS PRUEBAS DE EMISIONES CON EL EQUIPO REACH	1
APÉNDICE C:	HOJAS DE DATOS DE EPT SOBRE LA CALDERA – PRUEBAS DE EMISIONES LÍNEA BASE PREVIAS A LA INSTALACIÓN DEL EQUIPO REACH	1
APÉNDICE D:	EPT HOJAS DE DATOS DE LA CALDERA – PRUEBAS DE EMISIONES REACH	1
APÉNDICE E:	ANALISIS DEL COMBUSTOLEO	1
APÉNDICE F:	PRESION VS. FLUJO DE GAS – GAS REACH	1
APÉNDICE G:	PRESION VS. FLUJO DE GAS – ATOMIZADORES DE COMBUSOLEO REACH	1
APÉNDICE H:	ESPECIFICACIONES DE LA VALVULA DE CONTROL DE FLUJO DE COMBUSTOLEO	1

Resumen ejecutivo

PEMEX, reconociendo la necesidad de evaluar las eficiencias operativas de sus refinerias, y la USAID, como parte de su misión de apoyar la mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero, han unido sus fuerzas con EPT con el objeto de ofrecer una solución económica para mejorar la eficiencia, reducir costos y, tal vez lo más importante, reducir de manera significativa las emisiones de gases de efecto invernadero.

En un proyecto de USAID de costos compartidos, cuyo objetivo fue el mejoramiento de una caldera generadora de vapor en la Refinería Francisco I. Madero de PEMEX, ubicada en Ciudad Madero, Tamaulipas, México, recientemente se alcanzaron reducciones importantes de partículas no quemadas, oxidos de nitrógeno, monóxido de carbono, y emisiones de gases de efecto invernadero. Mediante el mejoramiento de la eficiencia, los costos que supone esta innovadora tecnología se recuperarán en aproximadamente un año. Más aún, se esperan reducciones mayores en partículas suspendidas y monóxido de carbono cuando las calderas con quema de combustóleo pesado en las otras instalaciones de PEMEX se puedan equipar con la innovadora tecnología REACH (por *Reduced Emissions and Advanced Combustion Hardware*, o Equipo de Emisiones Reducidas y Combustión Avanzada).

El aumento en la eficiencia de sólo *una* caldera con la tecnología REACH representa una reducción anual de emisiones de CO_2 de aproximadamente 4,700 toneladas, y reducciones de 162 toneladas de NO_X y 196 toneladas de carbón residual. Reducciones del mismo nivel se podrían lograr en las otras 40 calderas en operación de PEMEX si se equiparan con esta tecnología. Por ejemplo, la reducción estimada de CO_2 sería de aproximadamente 200,000 toneladas al año. En otras palabras, para obtener una reducción comparable de CO_2 se necesitaría de un bosque maduro que abarque el territorio de la ciudad de Cincinnati (50,000 acres).

USAID apalanca fondos de Estados Unidos para la reducción de gases de efecto invernadero

USAID encabeza los esfuerzos del gobierno de Estados Unidos para ayudar a desarrollar estrategias dirigidas a canalizar capital privado y talento al objetivo de

enfrentar los crecientes retos en materia ambiental que presentan los países sede de los proyectos. Los programas de USAID tienen en su esencia la idea de que una economía sustentable requiere de un enfoque de mercado. Siguiendo esta estrategia, USAID colabora con la iniciativa privada de Estados Unidos y de los países sede, instituciones financieras internacionales e instituciones del país sede en el apalancamiento de recursos y promoción de la participación del sector privado mediante actividades de financiamiento y la creación de sociedades.

Para lograr el propósito de atenuar las emisiones de gases de efecto invernadero en México, USAID estableció una asociación de colaboración considerando la gran importancia de la participación del sector privado. En un trabajo de más de dos años, el Centro para el Medio Ambiente de USAID, USAID/México, PEMEX y Electric Power Technologies (EPT) iniciaron un proyecto destinado a acelerar la transferencia de tecnología para el control del medio ambiente mostrándola en condiciones reales.

Consciente de que el desarrollo económico no se puede dar sin estar firmemente integrado en el mercado mediante un mecanismo de aprovechamiento, USAID buscó socios en México con los recursos y el compromiso necesarios para combatir la contaminación. PEMEX se encontraba poniendo en práctica un importante programa de modernización y estaba buscando tecnologías que pudieran mejorar las operaciones y reducir las emisiones. USAID y PEMEX trabajaron en estrecha colaboración para descubrir la tecnología con mayores posibilidades de aplicación. PEMEX y EPT abarcaron cerca del 70 por ciento del costo del proyecto, que fue de US$750,000, y USAID proporcionó el 30 por ciento restante.

En este proyecto se eligió esta tecnología desarrollada en Estados Unidos para reducir gases nocivos porque ofrece posibilidades de mejorar las 40 calderas en seis refinerías de PEMEX. Una vez iniciadas las operaciones en las 40 calderas, ya no se arrojarán a la atmósfera aproximadamente 200,000 toneladas de CO_2 y 6,700 toneladas de carbón residual al año.

Esta medida no sólo beneficiará al medio ambiente, sino que también propiciará un ahorro en los costos de US$530,000 anuales gracias a una mayor eficiencia, ya que una caldera multiplicará su producción a ahorros anuales de más de US$10,000,000 cuando se integre a todo el sistema de PEMEX.

Cuestiones ambientales en México

La contaminación del aire es un problema grave en México. PEMEX ha realizado importantes esfuerzos para mitigar emisiones al aire – partículas de carbono no quemado, óxidos de nitrogeno, monóxido de carbono, y gases de efecto invernadero son ejemplos. México ocupa el duodécimo lugar en la producción de gases de efecto invernadero en el mundo y el aumento en la emisión de estos gases fue del 235% entre 1990 y 1997. La reducción de las emisiones en todas las operaciones de PEMEX tendría un impacto considerable en la disminución de estos gases.

Los dos objetivos de los esfuerzos continuos de USAID para proteger el medio ambiente son:

1. Reducir las amenazas a largo plazo para el medio ambiente, en particular la pérdida de biodiversidad, y atenuar las emisiones de gases de efecto invernadero.
2. Promover el crecimiento económico sustentable combatiendo las limitaciones ambientales que impiden el desarrollo.

Con el fin de cumplir estas metas USAID se propone promover la implementación de tecnologías con eficiencia de energía e introducir sistemas de energía más limpios mediante el establecimiento de asociaciones entre el sector público y la iniciativa privada.

Las 40 calderas generadoras de energía que tiene PEMEX ubicadas en refinerías distribuidas en todo México poseen una capacidad de generación de vapor máxima de aproximadamente 7,000 t/h combinadas. Estas calderas operan principalmente con combustóleo pesado complementado con gas natural y gas refinado. Como parte de su programa de modernización, PEMEX estaba buscando una tecnología para actualizar sus obsoletos quemadores de combustóleo que producían altos niveles de carbón residual y partículas suspendidas. Para mejorar quemado del combustóleo, PEMEX trata el combustóleo con un aditivo que tiene una eficiencia del 10 por ciento para reducir el carbón residual pero también reduce la eficiencia de la caldera. El costo anual de aditivo para una sola caldera es de aproximadamente US$300,000.

PEMEX adquirió nuevos quemadores Verloop para reemplazar los anteriores, pero éstos nunca se instalaron y permanecieron guardados durante años antes de iniciar este proyecto. PEMEX solicitó que se utilizaran los quemadores Verloop, de modo que el mismo procedimiento se pudiera aplicar directamente a muchas de las Calderas de la refinería Madero y otras refinerías de PEMEX, si el resultado de la demostración inicial era positivo en Madero.

Las asociaciones benefician a las empresas de la iniciativa privada

El socio de Estados Unidos, EPT, es una empresa con gran experiencia en la aplicación de soluciones efectivas y de bajo costo para mejorar la combustión.

En combinación con las capacidades técnicas y operacionales de PEMEX , USAID inició un programa dirigido a desarrollar una estrategia para reducir las emisiones y, por ende, la contaminación. Después de realizar un análisis para determinar las aplicaciones más apropiadas, USAID y PEMEX eligieron la tecnología REACH para la demostración. Los componentes de la tecnología REACH fueron diseñados y fabricados por EPT, quien estuvo cargo también de la supervisión de la instalación. Para equipar por completo todos sus quemadores con la nueva tecnología, se anticipa que PEMEX lanzará un proceso de licitación pública internacional en el que se contratará una cantidad importante de servicios de ingeniería, construcción y relacionados.

En la primera fase del proyecto, los quemadores REACH produjeron una disminución neta de carbón como resultado del mejoramiento de la combustión, así como de las emisiones de gases de efecto invernadero, ya que se requirió menos combustóleo para generar cantidades similares de vapor. Considerando que PEMEX cuenta con una capacidad de generación equivalente a más de 2,000 MW en las refinerías que operan principalmente con combustóleo pesado, una mejora en la eficiencia de la planta mediante el perfeccionamiento de la tecnología del quemador reduciría en gran medida las emisiones de gases de efecto invernadero y otras emisiones contaminantes.

Además de las otras mejorías de ingeniería en los quemadores de combustóleo REACH, la tecnología incluyó equipo REACH para gas con la capacidad de quemar gas natural y refinado, mismos que periódicamente se usan en este tipo de instalaciones. El diseño patentado del inyector de gas crea una flama de bajo NO_X. El equipo de combustión

proporcionado por EPT está conformado por lanzas de combustóleo, bloques de acoplamiento y tubos guía de las lanzas de combustóleo, inyectores de gas REACH, atomizadores y difusores REACH, mangueras para suministro de gas, manómetros de presión de combustóleo y de vapor de atomización, detectores de flama, y una válvula más grande para el control del flujo del combustóleo. EPT supervisó las pruebas de emisiones para establecer una línea base, previas a la instalación de la tecnología REACH, la instalación del equipo, el arranque, las pruebas de optimización de la combustión y las pruebas de aceptación de emisiones una vez instalada la tecnología REACH. El equipo y los servicios fueron proporcionados por EPT de conformidad con un subcontrato celebrado con Nexant, Inc.. El Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) proporcionó los servicios para la aplicación de pruebas de emisiones, así como el equipo necesario.

Resultados

Tabla 1
Reducción de emisiones con la tecnología REACH (Fase 1)

Configuración del quemado	Reducción de emisiones
100% quema de combustóleo	PM*: 75% NO_X: 25-30%
Quema simultánea de combustóleo y gas (67% combustóleo; 33% gas)	PM: 80% NO_X: 15-20%
100% quema de gas	NO_X: 30-35%

Se estima que REACH contribuyó a incrementos en la eficiencia de la caldera en aproximadamente 1.8%, incluyendo una reducción en el consumo de vapor para atomización (0.647%) y una reducción en el exceso de aire (0.070%). Las emisiones de partículas y requerimientos para REACH son estimados basados en pruebas realizadas en la refinería Madero con atomizadores nuevos del tipo "V-Jet" (con mayor angulo de rocío) que produjeron reducciones significativas en emisiones de partículas y exceso de aire comparado con los atomizadores V-Jet con un ángulo de rocío de 80

* PM:Partículas suspendidas.

grados. Se realizaron pruebas iniciales desde septiembre del 2000 al julio del 2001. En septiembre del 2001, una segunda serie de pruebas fue realizada con equipos optimizados para la mejor combinación de emisiones de partículas y óxidos de nitrógeno.

Este programa de colaboración ha producido resultados importantes. La combinación de recursos colectivos y geograficamente separados, en ocasiones generó opiniones diferentes, pero fue justo esta diferencia colectiva la que inicialmente reunió a cada uno de los participantes y fundamentalmente dio fuerza a nuestro equipo. Fueron, sobre todo, las aportaciones combinadas del equipo las que ofrecieron la resolución efectiva de los cuestionamientos que resultan inevitables en una tarea como ésta. Además, cada participante asumió una parte importante de los costos.

Tenemos la esperanza de que PEMEX y la iniciativa privada agreguen aciertos a este éxito. Al parecer el camino es directo. La tecnología, aunque tiene relativamente poco tiempo instalada, ha cumplido y superado las expectativas. La economía ha respaldado el cambio a una tecnología de combustión más limpia. El resultado final pueden ser reducciones significativas en las emisiones, incluyendo emisiones de carbón residual y gases de efecto invernadero.

Las siguientes secciones de éste informe ofrecen los detalles técnicos sobre esta asociación entre el sector público y la iniciativa privada:

1. Antecedentes
2. Descripción de la tecnología REACH
3. Objetivos del proyecto
4. Diseño, fabricación y servicio en campo del equipo REACH
5. Pruebas de emisiones línea base previas a la instalación del equipo REACH
6. Instalación y arranque de los quemadores modificados con tecnología REACH
7. Pruebas de emisiones con el equipo REACH
8. Recomendaciones para la operación de la caldera MP-B4 en Madero
9. Resumen técnico
10. Conclusiones

1. Antecedentes

La Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID) trabajó en colaboración con Petróleos Mexicanos (PEMEX), el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) y Electric Power Technologies (EPT) acelerando la transferencia de tecnología para el control ambiental, es decir, poniendo en práctica innovadoras tecnologías de combustión en la Refinería Madero de PEMEX. Con el fin de lograr los beneficios ambientales y reducir el efecto invernadero, USAID apalancó los fondos del sector público y de la iniciativa privada, estableció una asociación entre el gobierno de México y de Estados Unidos, así como entre el sector público y la iniciativa privada, e introdujo tecnologías que promueven el desarrollo sustentable. El costo total de este programa se calcula en US$750,000, de los cuales USAID aportará cerca del 30%.

La meta de los participantes en este proyecto fue el desarrollar un medio para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, responsabilidad que quedará a cargo de PEMEX y la iniciativa privada una vez que USAID haya terminado su compromiso. Para comenzar, una de las 40 calderas de PEMEX se equipó con la tecnología REACH. Si la demostración cumplía satisfactoriamente con los criterios previamente establecidos, PEMEX consideraría la modificación de las 39 calderas restantes, y empresas de Estados Unidos recibirán importantes ganancias por la prestación de sus servicios de ingeniería, construcción y relacionados.

En un periodo comprendido entre los años 2000 y 2001, USAID, PEMEX y EPT han llevado a cabo un proyecto para demostrar las ventajas operativas y reducción de emisiones de la tecnología REACH (Reduced Emissions and Advanced Combustion Hardware) en una caldera generadora de vapor operada con combustóleo pesado y gas natural en la Refinería Francisco I. Madero de PEMEX. Esta refinería se encuentra en Ciudad Madero, Tamaulipas, México, en el Golfo de México. Se evaluaron las especificaciones del sitio y posteriormente se diseñaron, fabricaron e instalaron los componentes de la tecnología REACH en una caldera de la refinería Madero. El IIE realizó pruebas previas y posteriores de emisiones. Las ventajas de la tecnología REACH incluyeron la reducción de emisiones de NO_X y PM, incremento en la eficiencia de la caldera, extensión de la vida útil de los componentes del quemador y eliminación de la emulsión PEP-99 para obtener una combustión aceptable. Se planea otra prueba posterior a las emisiones para determinar las ventajas específicas de un atomizador

REACH alterno instalado en algún futuro. Se espera que como resultado se reduzcan las emisiones aún más.

La refinería Madero tiene seis calderas con una capacidad combinada máxima para generación de vapor de aproximadamente 900 t/h. Las calderas se operan principalmente con combustóleo pesado mexicano. Los combustibles complementarios son gas natural y gas refinado. Actualmente PEMEX está en un programa importante de modernización y en busca de tecnologías que puedan mejorar las operaciones y reducir las emisiones en sus refinerías. A este respecto, PEMEX tiene intenciones de mejorar los quemadores Verloop instalados en la mayoría de las calderas de sus seis refinerías. Los quemadores Verloop producen altos niveles de carbón residual y, por lo tanto, altas emisiones de partículas suspendidas (PM). Para mejorar la quema del carbón residual PEMEX trata el combustóleo con PEP-99, una emulsión con un 10 por ciento de agua que reduce el carbón residual. Sin embargo, PEP-99 tiene un efecto negativo sobre la eficiencia de la caldera y su costo es de aproximadamente US$0.53 por barril (159 litros). Para una sola caldera de vapor de 160 t/h el costo anual de PEP-99 es de aproximadamente US$300,000.

La caldera MP-B4 de la refinería Madero es una caldera Cerrey VU-60 con quemadores frontales, con una generación de vapor máxima de 160 t/h. La caldera tiene dos elevaciones de quemadores con tres quemadores por elevación (que dan un total de seis quemadores). En operaciones normales se agrega emulsión PEP-99 al combustóleo para mejorar la combustión y reducir el carbón residual. Aunque el PEP-99 mejoró el rendimiento de la combustión, las emisiones de partículas suspendidas en la caldera siguieron siendo altas, entre 250 y 500 mg/Nm^3 dependiendo de las condiciones de operación específicas.

La operación normal de la caldera MP-B4 implica una quema simultánea de gas y combustóleo. Típicamente, a carga máxima de la caldera se operan dos quemadores con gas mientras que los otros cuatro quemadores se operan con combustóleo, aunque el número real de quemadores con quema de gas depende de la disponibilidad que la refinería tenga de gas. La selección de quemadores para la quema de gas depende de los operadores de la caldera.

Inicialmente la caldera MP-B4 estaba equipada con quemadores de gas y combustóleo Peabody, pero PEMEX solicitó que el equipo REACH se instalara en quemadores

Verloop TTL/30 que se habían adquirido antes para cambiarlos por los quemadores Peabody, y que nunca se instalaron y permanecieron guardados en la refinería Madero durante varios años antes de este proyecto. PEMEX solicitó esta medida porque los resultados se podrían aplicar en los quemadores Verloop de Madero y en otras refinerías de PEMEX.

2. Descripción de la tecnología REACH

La tecnología REACH instalada en la caldera MP-B4 es un equipo de bajo NO_X (LN-REACH) para combustión de combustóleo y equipo REACH para combustión de gas natural y refinado.

Equipo REACH de bajo NO_X para combustión de combustóleo

LN-REACH consta de atomizadores de bajo NO_X y estabilizadores de flama. Los atomizadores REACH forman internamente una mezcla de vapor y combustóleo y están diseñados para operar a un diferencial de presión vapor-combustóleo constante a cualquier carga. Para reducir las emisiones de NO_X y de partículas suspendidas, EPT suministró atomizadores V-jet (de chorro en V) que operan a un diferencial de presión vapor-combustóleo constante de aproximadamente 1 kg/cm^2 (14 psid) y una relación de masa vapor-combustóleo a carga máxima de aproximadamente 10%. EPT también suministró un conjunto de atomizadores I-mix convencionales en caso de que PEMEX requiriese emisiones más bajas de PM sin una reducción importante de emisiones de NO_X. Para este fin se proporcionaron lanzas de combustóleo nuevas.

Los difusores de los quemadores Peabody originales para la estabilización de flama eran cuerpos achatados con ranuras radiales cuyo propósito era minimizar el sobrecalentamiento y la formación excesiva de coque en la superficie del cuerpo achatado. Los difusores tenían varias características indeseables que afectaban de manera negativa la combustión. Entre éstas se encontraba la caída excesiva de la presión, deficiencia en el flujo de aire para la combustión en la zona primaria de flamas, ausencia de turbulencia en el aire de combustión, sobrecalentamiento y subsecuente reducción de la vida de los estabilizadores. EPT reemplazó los difusores de cuerpo achatado por difusores con álabes en curva compuesta equipados con un centro cónico para un mayor enfriamiento. El diseño de los estabilizadores de flama

(difusores) de EPT se adaptó al diseño de los atomizadores (es decir, ángulo de rocío, relación de flujo y número de orificios de salida) para alcanzar emisiones mínimas de NO_X y PM. Los estabilizadores se fabricaron con acero inoxidable 310 y tienen una expectativa de vida de por lo menos tres años.

Tecnología Gas REACH

La tecnología Gas REACH es una tecnología para quemadores de bajo NO_X que consta de innovadores inyectores de gas cuyo objetivo es controlar la relación combustible-aire local, así como la mezcla en la flama (es decir, las etapas de la combustión). El componente principal del equipo Gas REACH es el inyector de gas, con un diseño patentado, que introduce el gas a la base de la flama, es decir, a la garganta del quemador. Cada quemador contiene cuatro inyectores REACH que administran el gas alrededor del estabilizador de flama REACH. Los chorros de gas resultantes, combinados con los patrones aerodinámicos de flama y la mezcla de aire y combustible producida por el estabilizador, crean una flama de bajo NO_X. La tecnología Gas REACH fue diseñada de tal manera que el mismo estabilizador de flama utilizado para la combustión de combustóleo sería compatible para producir emisiones de bajo NO_X en la quema de gas.

3. Objetivos del proyecto

Los objetivos del proyecto fueron la instalación del equipo REACH para gas y combustóleo en los quemadores Verloop TTL/30 que PEMEX compró hace algunos años. Los quemadores modificados con la tecnología REACH se instalaron en lugar de los quemadores Peabody que ya existían. La tecnología REACH se diseñó para quemar combustóleo y gas con el fin de aumentar la eficiencia de la caldera y lograr los objetivos aquí descritos.

Quema de combustóleo	Quema de gas
1. Emisiones de PM <150 mg/Nm^3 para todas las cargas hasta 160 t/h sin emulsión PEP-99. 3. Las emisiones de NO_X se redujeron en un 40% en comparación con las emisiones línea base al mismo nivel de emisiones de PM.	1. Las emisiones de NO_X se redujeron 25% en comparación con las emisiones línea base previas a la instalación del equipo REACH. 2. Emisiones de CO <150 ppmv

4. Diseño, fabricación y servicio en campo del equipo REACH

La instalación de la tecnología REACH resultó complicada debido a que el diseño de los quemadores Verloop es muy diferente al de los quemadores convencionales de combustóleo/gas instalados en las calderas de quema frontal y éstos eran demasiado grandes para instalarse en la caja de aire de la caldera MP-B4. La particularidad más resaltante de los quemadores Verloop es el uso de grandes cantidades de aire a baja presión para la atomización del combustóleo. El componente primario del quemador es un ensamble en el cilindro que consiste en tubos coaxiales que atomizan aire (1) al ensamble del atomizador de combustóleo y (2) gas natural o refinado a los inyectores. Hay un pequeño estabilizador de flama de álabes múltiples unido al final del ensamble. Los quemadores también están equipados con un registro de aire con manga deslizante.

El equipo de combustión proporcionado por EPT constó de lanzas de combustóleo nuevas, bloques de acoplamiento, tubos guía de las lanzas de combustóleo, inyectores Gas REACH, atomizadores y difusores REACH, mangueras para gas, manómetros de presión de combustóleo y de vapor de atomización, detectores de flama, válvula para el control de flujo del combustóleo de mayor capacidad. EPT también supervisó las pruebas de emisiones línea base previas a la instalación del equipo REACH, la instalación del equipo, el arranque, las pruebas de optimización de la combustión y las pruebas de aceptación de emisiones posteriores a la instalación de la tecnología REACH. El equipo y los servicios fueron proporcionados por EPT bajo un subcontrato celebrado con Nexant Inc. La instalación de la tecnología REACH incluyó las actividades descritas a continuación.

Ingeniería

En la **Figura 1** se muestra un esquema de los quemadores Peabody. El quemador tenía registros de aire cónicos con álabes, un difusor para la estabilización de la flama y un anillo de gas. Los atomizadores I-mix se utilizaban junto con una lanza de combustóleo de tubos paralelos. Además, la profundidad de la caja de aire desde los tubos de pared hasta la pared de agua era de 42 pulgadas (1,067 mm), considerablemente más corta de lo necesario para la instalación de los quemadores Verloop TTL/30.

(diámetro exterior) y la longitud de 96 pulgadas (2,438 mm). Los quemadores Verloop se diseñaron específicamente para instalarse en una caja de aire con una profundidad de 7.5 pies (2,286 mm) pero la profundidad de la caja de aire en la caldera MP-B4 sólo era de 42 pulgadas (1,067 mm). Por lo tanto fue necesario reducir el ensamble del "cilindro" en aproximadamente 53 pulgadas (1,346 mm) antes de instalar los componentes del equipo REACH. La **Figura 3** muestra en dónde se hizo el corte en el ensamble del cilindro. También fue necesario reducir la longitud de los registros de aire en 7.5 pulgadas (190.5 mm). La instalación de los quemadores modificados representó un reto debido al espacio limitado en la caja de aire, en otras palabras, los quemadores Verloop modificados con la tecnología REACH apenas cabían en el espacio de 42 pulgadas (1,067 mm) que había entre la caja de aire y las paredes del hogar. La **Figura 4** es un esquema del quemador modificado. Se puede apreciar el equipo REACH para gas y combustóleo instalado en la caja de aire de la caldera MP-B4. En la **Figura 5a** se muestran fotografías del quemador Peabody original y la **Figura 5b** muestra el quemador Verloop modificado, tal como se ve desde el hogar.

EPT coordinó con PEMEX todos los trabajos de ingeniería para el equipo que requirió reubicación (por ejemplo, tuberías de vapor, combustóleo y gas, válvulas de cierre, etc.) para que los quemadores Verloop modificados estuvieran adecuadamente adaptados y en la interfase correcta. El sistema de Control de los Quemadores no sufrió cambios. A continuación se resumen los trabajos de ingeniería realizados por EPT.

1. Revisión de los suministros de gas natural y combustóleo, así como de los sistemas de atomización de vapor (incluyendo los diagramas de tubería e instrumentación) para determinar los criterios a aplicar en lo relacionado con el equipo REACH para combustóleo y gas.
2. Toma de las mediciones en la caldera MP-B4 necesarias para los trabajos de modificación.
3. Inspección detallada de los quemadores Verloop adquiridos por PEMEX para la Caldera MP-B4.

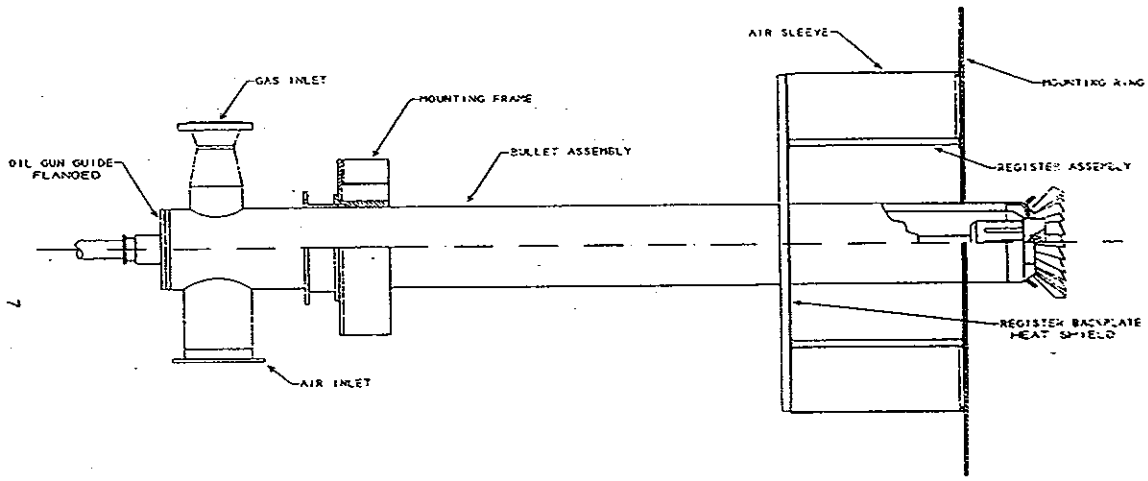


Figure 2. Sketch of the Verloop TTL/30 burner supplied for Madero MP-B4.

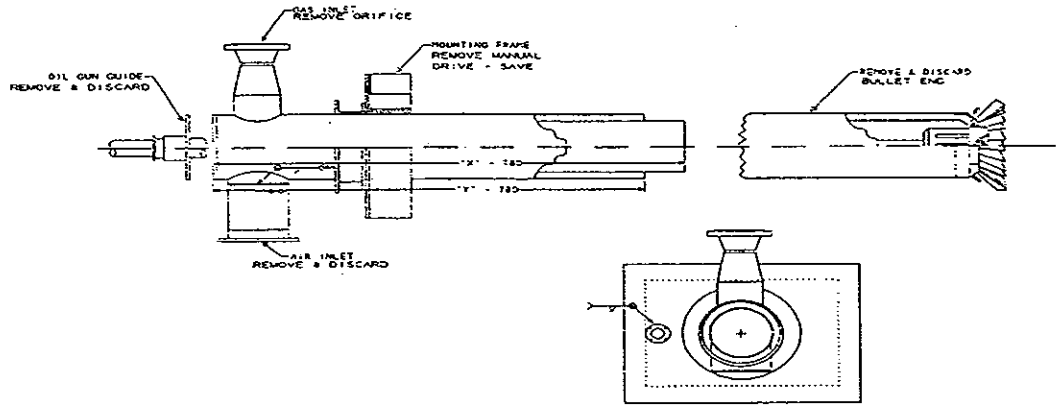


Figure 3. Sketch of the Verloop TTL/30 burner showing "cut" of the bullet assembly.

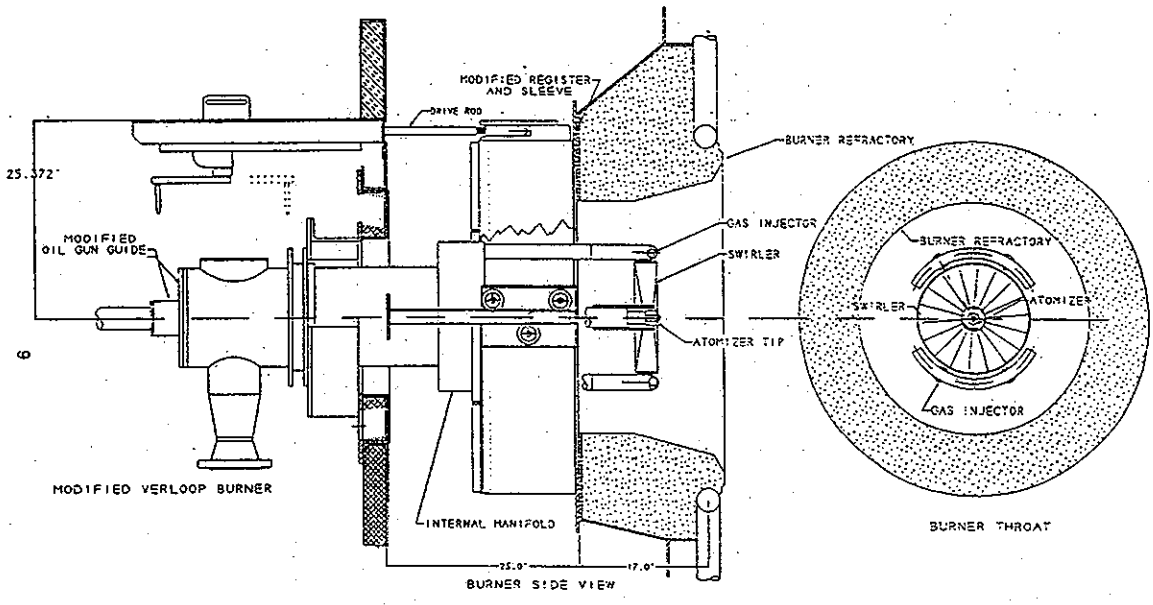


Figure 4. Sketch of the REACH-modified burner installed at Madero MP-B4.

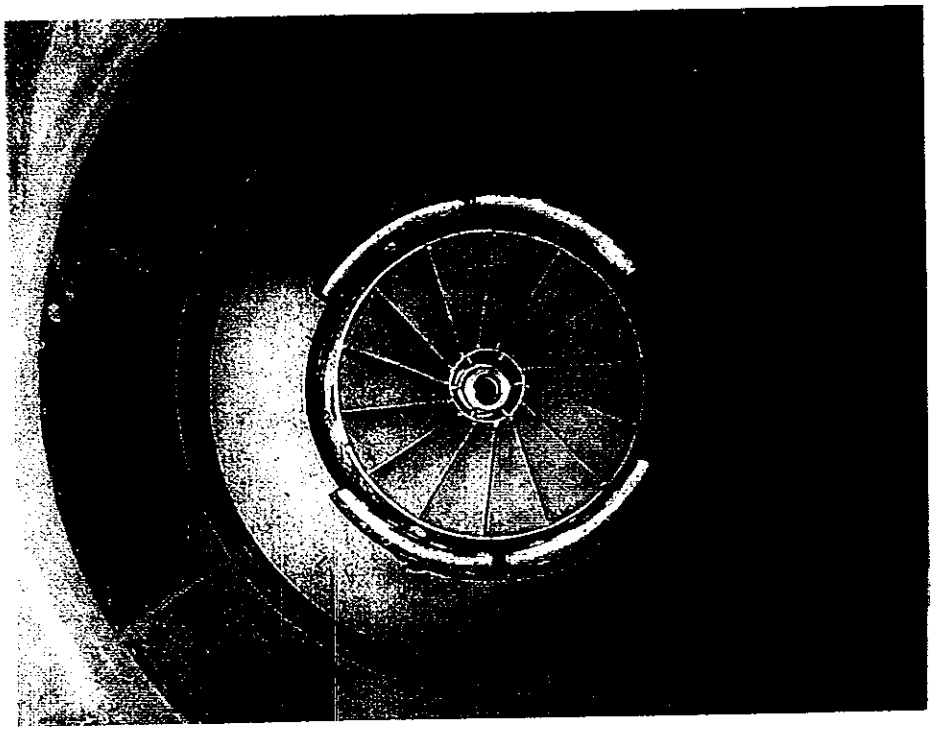


Figure 5b. Photograph of the REACH-modified burner

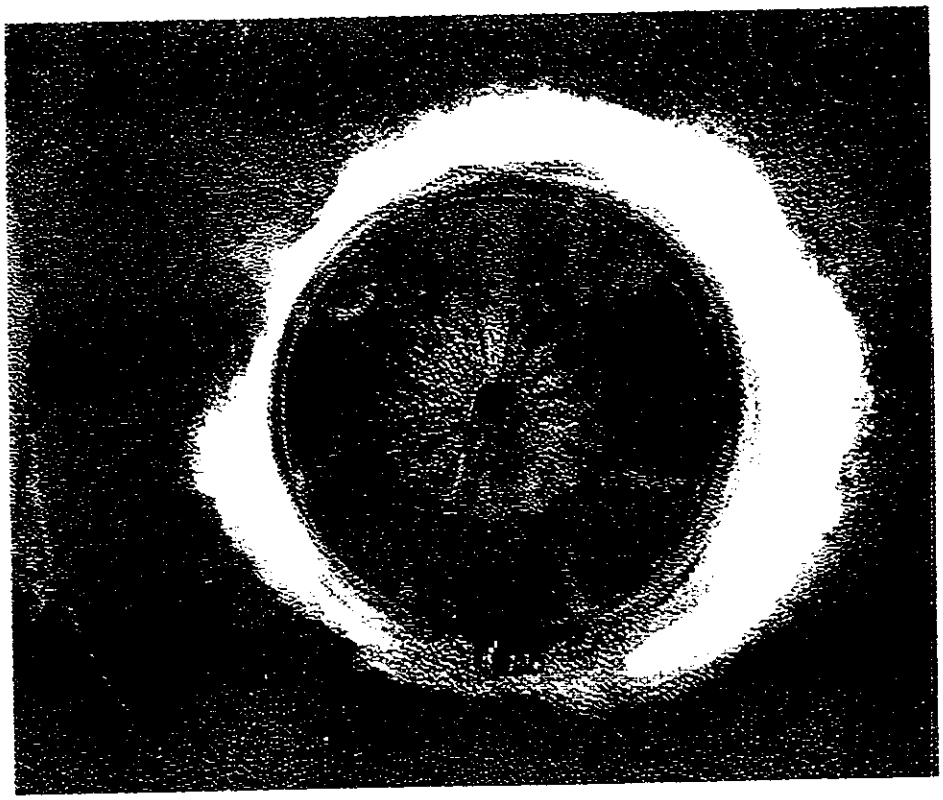


Figure 5a. Photograph of the original Peabody burner

4. Modificaciones al diseño original del ensamble de los quemadores Verloop y de los registros de aire, que incluyeron procedimientos para reducir los quemadores con el objeto de que cupieran dentro de la caja de aire, así como la limpieza de estos quemadores para eliminar la corrosión ocasionada por haber estado guardados a la intemperie durante varios años. La longitud del ensamble Verloop se redujo 53 pulgadas (1,346 mm) para que cupiera dentro de la caja de aire. Asimismo, la longitud del registro de aire se redujo de 19.5 pulgadas (594 mm) a 12 pulgadas (305 mm) para que cupiera dentro de la caja de aire. Esta modificación permitió que los quemadores Verloop modificados con la tecnología REACH se instalaran sin tener que retirar la pared de la caja de aire. Además, se esbozó un nuevo diseño de los tubos guía y bloques de acoplamiento de las lanzas de combustóleo, inyectores de gas, placa protectora del quemador y soportes para los quemadores Verloop.
5. Revisión de la ingeniería detallada por parte de PEMEX para reubicar el equipo del quemador en el frente de éste como se necesitaba para dar cabida a los quemadores Verloop.
6. Diseño de nuevas lanzas de combustóleo con tubos concéntricos (es decir, coaxiales) especiales para los atomizadores V-jet del equipo REACH. Para eliminar el peligro de una fuga de combustóleo entre el ensamble de la lanza y el atomizador, las nuevas lanzas de combustóleo y los atomizadores V-jet de EPT tienen un diseño que permite su operación con el vapor de atomización en el tubo exterior de la lanza y con el combustóleo en el tubo interior.
7. Diseño de nuevos bloques de acoplamiento en la lanza de combustóleo.
8. Conversión del sistema de sellado de la guía para la lanza de combustóleo; originalmente era de vapor de atomización y quedó modificado para manejar aire comprimido .
9. Diseño de un nuevo ensamble para atomizador REACH bajo NO_X de mezcla interna y de vapor atomizado (es decir, un atomizador V-jet). Se probó un prototipo del diseño en el laboratorio de flujos utilizando agua y aire como fluidos de trabajo para simular el patrón de atomización, la relación flujo-presión y la calidad de atomización medida mediante el método de Diámetro Promedio de Sauter. También se diseñaron atomizadores I-mix convencionales.

10. Diseño de nuevos difusores con álabes en curva compuesta y un centro cónico para mejor estabilización de la flama y combustión. Como parte del diseño se realizó un análisis aerodinámico del quemador destinado a determinar la proporción entre el flujo de aire del difusor y el flujo de aire total (es decir, el flujo de aire que atraviesa el difusor comparado con el flujo de aire total) y el número de turbulencias del estabilizador (es decir, la cantidad de turbulencia impartida al aire de combustión). EPT también ofreció a los ingenieros de PEMEX bocetos de ingeniería a escala del contorno de la garganta del nuevo quemador.11. Diseño de los inyectores REACH para gas y su distribuidor, el cual se instaló en el ensamble del quemador Verloop. EPT determinó las especificaciones del diseño, realizó los trabajos de ingeniería y trazó los bocetos para la fabricación del equipo de tecnología REACH para gas.
12. Diseño de las modificaciones en los registros de aire de manga deslizante (amortiguadores) para evitar que se traben debido al movimiento fuera de centro de las transmisiones manuales del quemador. En la posición de cerrado se instalaron topes que permitan el flujo suficiente de aire a través del registro del quemador y así lograr el enfriamiento.
13. Diseño de una nueva placa protectora del quemador para instalarse en la pared de la caja de aire, en el mismo lugar en donde estaba la cubierta protectora Peabody.
14. Trazo de los siguientes esquemas e instrucciones impresas:
    - Modificación en campo del ensamble del quemador Verloop, que consistió en cortar y reducir el quemador, así como en instalar nuevos tubos guía de la lanza de combustóleo, inyectores Gas REACH, difusores REACH para combustóleo y un distribuidor de gas soldado al quemador Verloop.
    - Modificación al contorno de la garganta del quemador e instalación de nuevos soportes del quemador.
    - Esquemas de instalación con instrucciones para los registros de aire deslizantes.
    - Esquemas de demolición con instrucciones.
    - Esquemas para la fabricación de una nueva cubierta para el quemador.
15. Administración del proyecto y coordinación de las actividades, incluyendo la elaboración de un plan de proyectos; enlace de la comunicación entre el personal

de EPT, USAID y PEMEX; administración de los subcontratistas y participación en las actividades relacionadas con el proyecto.

Materiales

EPT fabricó y realizó pruebas de control de calidad en todos los materiales. Todos los materiales se diseñaron para montarse en campo y en los talleres de México.

1. Seis nuevos tubos guía para el ensamble de los quemadores Verloop. Cada tubo guía fue fabricado en acero al carbón 304 SS junto con una pieza al extremo del difusor. El tubo guía se equipó con un inyector de aspiración sellado al aire, no de vapor, como se utilizaba en las lanzas de combustóleo anteriores.
2. Seis bloques de acoplamiento de las lanzas de combustóleo.
3. Veinticuatro inyectores de gas REACH, cuatro por quemador. Los inyectores de gas se equiparon con un distribuidor interno y los aditamentos necesarios, mismos que se soldaron al ensamble del quemador Verloop ya reducido.
4. Ocho lanzas de combustóleo (coaxiales) de tubos concéntricos (incluye dos piezas de repuesto).
5. Veinticuatro ensambles para atomizador V-jet con tecnología REACH bajo NO_X con un ángulo de rocío de 80 grados (incluye un juego de repuesto). Doce de los ensambles del atomizador eran adecuados para la operación a carga máxima con la emulsión PEP-99 (que requería de una relación de flujo 10% más alta), y doce de estos ensambles son adecuados para la operación a carga máxima sin emulsión PEP-99. Para la realización de pruebas se proporcionaron seis fichas de atomización V-jet con un ángulo de rocío de 90 grados y seis fichas de atomización V-jet con un ángulo de rocío de 100 grados. También para fines de pruebas, se proporcionaron seis fichas de atomización I-mix con un ángulo de rocío de 90 grados y seis fichas de atomización con un ángulo de rocío de 100 grados. El ensamble de cada atomizador constó de una ficha de atomización, una contra ficha y una tuerca de retención. El material para la elaboración de la ficha de atomización y la contraficha fue acero para herramientas H13 endurecido al nivel 53-56 Rockwell, en tanto que las tuercas de retención fueron fabricadas en acero inoxidable 440C.

6. Ocho difusores de álabes en curva compuesta REACH con un diseño de centro cónico (incluyó dos repuestos). Los difusores se fabricaron en acero inoxidable 310.
7. Seis bridas ciegas de aire primario. Las bridas de acero al carbón de un cuarto de pulgada de espesor cubrieron el ducto de aire primario que había en los quemadores Verloop.
8. Seis placas protectoras de los quemadores fabricadas en acero al carbón.
9. Seis mangueras para gas de seis pulgadas con las cuales se conectan los quemadores Verloop al cabezal del suministro de gas de cada quemador.
10. Seis detectores de flama Durag D-LE 601 UA 45 para reemplazar los detectores de flama originales que no están diseñados para una operación indistinta con gas o combustóleo.
11. Diez manómetros de presión para el vapor de atomización y combustóleo en los quemadores.
12. Válvula neumática para el control de flujo de combustóleo Fisher Controls, la cual reemplaza la válvula anterior (que presentaba una baja excesiva de presión).

Servicios de campo

EPT realizó los siguientes servicios de campo para garantizar la instalación adecuada, puesta en servicio y operación del nuevo equipo REACH de bajo NO_X y para gas en la Refinería Francisco I. Madero de PEMEX.

1. Soporte para la demolición del quemador existente y la instalación del equipo Gas REACH bajo NO_X. EPT realizó una inspección interna de la caja de aire y del hogar inmediatamente después de que se retiró de servicio la unidad con el fin de garantizar que los quemadores modificados se pudieran adaptar con algunas modificaciones mínimas en el campo. Para realizar las adaptaciones requeridas EPT trabajó junto con PEMEX en los cambios necesarios.
2. Inspección interna de la caldera y revisión mecánica del nuevo equipo antes de volver a poner la caldera MP-B4 en servicio. Después de la inspección de la caldera EPT se reunió con los ingenieros de PEMEX para revisar los cambios y ajustes al equipo requerido.

3. Junto con el personal de PEMEX, EPT proporcionó soporte en la puesta en servicio de la caldera con el nuevo equipo gas REACH bajo NO_X.
4. Después de la puesta en servicio de la caldera, EPT realizó pruebas para la optimización de la combustión del combustóleo y el gas. Para el combustóleo fue necesario evaluar varios ángulos de rocío del atomizador con el fin de determinar cuál sería la mejor ficha de atomización para las emisiones mínimas de PM. Las pruebas para la combustión de combustóleo se hicieron sin emulsión PEP-99.
5. Aplicando los parámetros del quemador y el ángulo de rocío del atomizador óptimos para minimizar las emisiones de PM y de NO_X se realizaron pruebas de aceptación para demostrar que se había logrado lo esperado en cuanto a emisiones de PM y NO_X.
6. Capacitación del personal de operación y mantenimiento para poner en funcionamiento la caldera con el nuevo equipo de combustión REACH para gas y combustóleo. EPT proporcionó instrucciones detalladas sobre la operación y mantenimiento, así como una lista de los repuestos.

Trabajo de PEMEX

Personal de PEMEX realizó los siguientes trabajos y ofreció los siguientes recursos en su participación en el proyecto:

1. Entrega de información técnica, dibujos, datos de pruebas e información operativa importante para el diseño y operación del equipo de combustión existente.
2. Mano de obra y herramientas para retirar el equipo de combustión a reemplazar.
3. Mano de obra, equipo, herramientas y material de apoyo para reubicar los detectores de flama y las mirillas de los detectores de flama, pilotos y tubos guía de pilotos, según las instrucciones proporcionadas por EPT.
4. Mano de obra, equipo, herramientas y material de apoyo requerido para transportar los quemadores Verloop existentes a un lugar en donde fácilmente se pudieran llevar en un camión de plataforma para embarcarse a un taller de maquinaria en México.
5. Instalación de los quemadores Verloop adaptados con la tecnología REACH en la Caldera MP-B4. EPT supervisó la instalación.

6. Materiales estándar de tubería propios para funcionamiento en refinerías con los cuales se modificaría el sistema de ductos para el vapor de atomización (es decir, el tubo estándar).
7. Mano de obra y materiales para la modificación física o reparación del equipo y controles de la caldera.
8. Mano de obra y materiales para modificar el contorno de la garganta del quemador de acuerdo con las instrucciones de EPT.
9. Contratación del IIE para realizar las pruebas de emisiones línea base previas a la instalación del equipo REACH para gas y combustóleo sin emulsión de PEP-99 y estas mismas pruebas posteriores a la instalación del equipo REACH.
10. Mano de obra y equipo para muestreo y análisis del combustóleo quemado durante las pruebas de combustión realizadas por el IIE.
11. Determinación del punto óptimo de los calentadores para lograr una viscosidad en el combustóleo entre 20 y 30 centistokes (15-20 SSF).

5. Pruebas de emisiones línea base previas a la instalación del equipo REACH

Previo a la instalación del equipo REACH se realizaron las pruebas de emisiones línea base del 21 al 25 de septiembre de 2000 para establecer los datos de referencia sobre las emisiones de partículas suspendidas, óxido de nitrógeno (NO_X) y monóxido de carbón (CO). El IIE llevó a cabo la medición de las emisiones a través de un contrato con PEMEX. EPT realizó la supervisión y documentación en sitio de las condiciones de operación de la caldera. Se realizaron pruebas para los tres modos de operación: (1) 100% quema de combustóleo, (2) combinación de gas y combustóleo (quema simultánea de gas y combustóleo) y (3) 100% quema de gas.

Durante las pruebas el combustóleo no se trató con la emulsión PEP-99 utilizado por la refinería para la reducción de emisiones de partículas suspendidas y control de opacidad en las chimeneas. Esto permitió una comparación con la tecnología REACH, que fue diseñada para operar sin PEP-99.

En la **Tabla 1** está contenida la matriz de las condiciones de las pruebas línea base. En

los apéndices A y C respectivamente se presentan un informe de los resultados de las pruebas del IIE y las hojas de datos de EPT.

Protocolo para medición de emisiones
Muestras de gas.

Con sondas colocadas en la chimenea se extrajeron muestras de gas para medir el NO_X, CO, y O_2 en cada uno de los dos ductos de gas al iniciar el flujo del calentador de aire de la caldera. Las sondas en los ductos se colocaron con el fin de obtener muestras representativas de todo el ducto, mediante el recorrido manual del paso del gas realizado en cada ducto. El resultado indicó un exceso de O_2 en la combustión que no había sido modificado por la fuga de aire normal hacia adentro en todo el calentador. Este exceso de O_2 en el ducto se utilizó como parámetro de correlación para los resultados que arrojaron las pruebas de emisiones de NO_X y PM.

Tabla 1
Matriz de pruebas de emisiones previas a la instalación del equipo REACH

No. de prueba	Flujo de vapor, t/h	% de exceso de O_2	Mediciones de prueba hechas por el IIE			
			NO_X	O_2	CO	PM
100 % Combustóleo – Sin PEP-99						
1	Max (160)	Normal	□	□	□	□
2	"	Bajo	□	□	□	□
3	140	Normal	□	□	□	---
4	"	Bajo	□	□	□	---
Operación normal con gas y combustóleo – Sin PEP-99						
5	Max (160)	Normal	□	□	□	---
6	"	Alto	□	□	□	□
7	140	Bajo	□	□	□	---
8	"	Normal	□	□	□	---
100% Gas (6 quemadores)						
9	Max (160)	Normal	□	□	□	---
10	"	Alto	□	□	□	---

Con las mediciones en la chimenea se informó sobre las emisiones oficiales de NO_X y CO en cada condición de pruebas, ya que las muestras de la chimenea representaron un compuesto promedio y bien mezclado de las emisiones de la caldera. Para fines de elaboración de los informes las emisiones de la chimenea se normalizaron al 5%, que es la norma en México para dilución de O_2, lo cual eliminó el impacto de las fugas de aire hacia adentro en el calentador de aire. Las mediciones de NO_X y CO en los ductos estaban en conformidad con las mediciones de la chimenea, aun cuando se tomaron en cuenta diferencias en las concentraciones de O_2.

La **Tabla 2** presenta los métodos y el equipo utilizado por IIE para medir las emisiones.

Tabla 2
Métodos y equipo para las pruebas a las emisiones

EMISIÓN	METODOLOGÍA	EQUIPO
Oxígeno (O_2)	Celdas electroquímicas	Lancom 6500
Monóxido de carbono (CO)	Celdas electroquímicas	
Óxidos de nitrógeno(NO_X)	Quimioluminiscencia	Fisher-Rosemount
Masa de partículas suspendidas (PM)	Muestra (Método 5, EPA)	Dispositivo para toma de muestras de la chimenea Andersen Universal
Velocidad del gas	Método 1, EPA	
Humedad	Método 4, EPA	

Emisiones de partículas suspendidas.

Las emisiones de PM se midieron utilizando como referencia el método 5 de la Oficina de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA) (filtro calentado fuera de la chimenea). Las muestras de PM se obtuvieron en un recorrido por un puerto para muestras localizado en la base de la chimenea. Las muestras de partículas suspendidas se pesaron en el sitio utilizando una pesa micrométrica proporcionada por PEMEX.

El IIE informó sobre emisiones de PM en unidades de miligramos por metro cúbico normal (mg/Nm^3), normalizadas a un 5% de exceso de O_2 según la norma Mexicana.

Resultados de las pruebas de emisiones previas a la instalación del equipo REACH – Quema de combustóleo

En todos los quemadores en servicio se realizaron pruebas de quema de combustóleo al 100% a una carga máxima de la caldera de 160 t/h del flujo de vapor a una carga reducida de 140 t/h. En cada condición de carga se probaron dos niveles de exceso de oxígeno: (1) nivel normal de exceso de O_2 como lo especifican los operadores de la caldera y (2) nivel reducido de exceso de O_2 de aproximadamente 1.0% por debajo del nivel normal de exceso de O_2. Las emisiones de PM se redujeron sólo 160 t/h, en tanto que las emisiones de gas se midieron a ambas cargas.

Emisiones de PM.

Las emisiones de PM medidas a 160 t/h fueron de 821 mg/Nm^3 y 948 mg/Nm^3 en condiciones normales y con un nivel de exceso de O_2 reducido en condiciones de operación, respectivamente. Estos valores estuvieron considerablemente por encima de los 150 mg/Nm^3, que son los valores propuestos para la tecnología REACH, lo que indicó condiciones deficientes de combustión y altos niveles de carbón residual.

A carga máxima se podían ver con facilidad las plumas de carbón de la chimenea, señal de altas emisiones de carbón y PM. A una condición de carga reducida la visibilidad de las plumas de humo se redujo significativamente, lo que sugiere que las emisiones de PM (no medidas) serán menores que en una carga completa. En ambas cargas también se pudo observar un componente blancuzco de las plumas de humo; este componente es el resultado de la condensación de ácido sulfúrico, que es común en las calderas que queman combustóleo pesado con alto contenido de azufre.

Emisiones de gas.

La **Tabla 3** muestra un resumen de las emisiones de NO_X y CO para quema 100% de gas.

Tabla 3
Emisiones de gas línea base – Quema de combustóleo

Carga, t/h	% de exceso de O_2	ppm de NO_X, (seco a 5% O_2)	ppm de CO, (seco a 5% O_2)
160	2.29 (bajo)	202	1
160	2.91 (normal)	222	0
140	2.16 (bajo)	197	3
140	3.20 (normal)	234	0

* Exceso de O_2 medido en la entrada del calentador de aire

Las emisiones de NO_X fueron similares a las dos cargas de prueba cuando se compararon a niveles equivalentes de exceso de O_2, lo que indica que el NO_X no sufrió efectos por los cambios en la carga de la caldera, en un rango de 160 t/h a 140 t/h. Las bajas emisiones de CO y altas emisiones de PM sugirieron que una atomización deficiente del combustóleo fue la principal causa de las emisiones de PM.

Resultados de las pruebas de emisiones previas a la instalación del equipo REACH – Quema simultánea de combustóleo y gas

La operación normal de la caldera MP-B4 requiere de la quema simultánea de gas y combustóleo. Típicamente, en condiciones de carga máxima de la caldera, se operan dos quemadores con gas en tanto que los otros quemadores se operan con combustóleo, aunque el número real de los quemadores que operan con gas dependió de la disponibilidad de gas en la refinería. Los operadores de la caldera fueron quienes eligieron los quemadores que operarían con gas.

Para las pruebas de emisiones previas a la instalación de la tecnología REACH se operaron con gas los quemadores No. 1 y No. 2 (los quemadores del extremo inferior izquierdo y de la parte inferior en el centro), en tanto que los otros cuatro quemadores se operaron con combustóleo. La proporción de entrada de calor en la caldera fue de aproximadamente una tercera parte de gas y 2/3 partes de combustóleo.

Emisiones de PM.

Las emisiones de PM se midieron en un solo punto de operación, a 160 t/h. Estas emisiones fueron de 799 mg/Nm^3 en condiciones normales de exceso de oxígeno. Dichas emisiones estuvieron un 15% por debajo de los niveles medidos en quema de combustóleo al 100% a una carga y con exceso de oxígeno comparables.

Durante la prueba de PM se pudo ver fácilmente una pluma de humo de color oscuro en la chimenea, que es indicativo de altas emisiones de carbón y PM. Aún habiendo elevando el exceso de O_2 en un 0.7% se siguió viendo una pluma de humo oscura continua. Al igual que en la prueba anterior, también se veía un componente blancuzco en la pluma de humo.

Emisiones de gas.

La **Tabla 4** muestra un resumen sobre lo observado en cuanto a las emisiones de NO_X y CO para la quema simultánea de combustóleo y gas.

Tabla 4
Emisiones de gas línea base – Quema simultánea de gas y combustóleo

Carga, t/h	% de exceso de O_2	ppm de NO_X, (seco a 5% O_2)	ppm de CO, (seco a 5% O_2)
160	2.27 (normal)	184	182
160	2.98 (alto)	163	31
140	2.26 (bajo)	169	599
140	2.88 (normal)	185	47

* Exceso de O_2 medido en la entrada del calentador de aire

Como se esperaba, las emisiones de NO_X fueron más bajas que las medidas para la quema de combustóleo al 100% debido a las características de NO_X más bajas para la combustión de gas (véase la información que aparece a continuación). Las emisiones de CO fueron más altas que las del 100% de quema de combustóleo, lo que refleja las

características de emisiones relativamente altas de CO para el quemador original durante la quema de gas.

A 160 t/h las emisiones de NO_X disminuyeron cuando se elevó el exceso de O_2. Se esperaba el efecto opuesto ante el incremento del exceso de O_2 y no hay explicación alguna para los efectos observados.

Resultados de las pruebas de emisiones previas a la instalación del equipo REACH – Quema de gas

Las pruebas de quema de gas al 100% se realizaron con todos los quemadores en servicio a una carga máxima de la caldera de 160 t/h de flujo de vapor. Se probaron dos niveles de exceso de O_2 en la caldera correspondientes a: (1) el exceso normal de O_2 especificado por los operadores de la caldera y (2) el exceso de O_2 aumentado aproximadamente un 1.0% sobre el nivel normal de exceso de O_2. Los últimos efectos se determinaron después de que se mostró que el exceso de O_2 normal ocasionó emisiones altas de CO.

Emisiones de gas.

La **Tabla 5** presenta un resumen de las emisiones de NO_X y CO para la quema de gas al 100%.

Tabla 5
Emisiones de gas línea base – Quema de gas

Carga, t/h	% de exceso de O_2	ppm de NO_X, (seco a 5% O_2)	ppm de CO, (seco a 5% O_2)
160	1.32 (normal)	127	6,259
160	2.31 (alto)	163	22

* Exceso de O_2 medido en la entrada del calentador de aire

Las emisiones de NO_X fueron más bajas que en la operación con combustóleo al 100% o la quema simultánea de gas y combustóleo. En las condiciones normales de exceso de O_2, las emisiones de CO fueron altas, lo que indicó que los quemadores estaban operando normalmente en condiciones inadecuadas de aire de combustión.

6. Instalación y puesta en servicio de los quemadores modificados con tecnología REACH en Madero

Los quemadores Verloop modificados con la tecnología REACH se instalaron en la Caldera MP-B4 de la refinería Madero durante un paro por mantenimiento mayor del 15 de enero al 20 de febrero de 2001. PEMEX realizó todo el trabajo de instalación. Las primeras actividades fueron la demolición de los quemadores Peabody existentes; la instalación de los quemadores Verloop adaptados a la tecnología REACH, registros de aire y tubería para los quemadores; la instalación de nuevas mangueras de gas; la instalación de nuevas mangueras para el vapor de atomización y el combustóleo; la reubicación e instalación de los pilotos originales; la reubicación e instalación de los detectores de flama Durag existentes, así como la instalación de nuevos bloques de acoplamiento para las lanzas de combustóleo. El personal de EPT estuvo en el sitio para supervisar la instalación y ofrecer apoyo a PEMEX. La instalación se condujo bien, considerando el trabajo extensivo realizado durante el paro de mantenimiento y los reducidos espacios en la caja de aire.

La **Tabla 6** y la **Tabla 7** presentan un resumen de las recomendaciones de EPT para las alarmas y medidas máximas para las operaciones de gas y combustóleo, respectivamente.

Tabla 6
Alarmas y medidas máximas recomendadas para los quemadores de gas REACH Caldera MP-B4

Alarma/Medida máxima	Recomendación
Alarma de presión máxima de gas	3.5 kg/cm^2
Alarma de presión mínima de gas	Medida de presión existente (0.1 kg/cm^2)
Medida de presión máxima de gas	4.0 kg/cm^2
Medida de presión mínima de gas	Medida de presión existente (0.05 kg/cm^2)

Tabla 7
Alarmas y medidas máximas recomendadas para los quemadores de combustóleo REACH
Caldera MP-B4

Alarma/Medida máxima	Recomendación
Alarma de presión máxima de gas	10.5 kg/cm^2
Alarma de presión mínima de gas	2.5 kg/cm^2
Medida de presión máxima de gas	11.5 kg/cm^2
Medida de presión mínima de gas	2.0 kg/cm^2

El 21 de febrero de 2001 la caldera MP-B4 inició operaciones con los quemadores modificados con la tecnología REACH. Los pilotos de gas se encendieron en cada quemador de manera secuencial. Posteriormente cada quemador se operó con gas de manera secuencial a un ritmo de encendido reducido para evaluar la forma de la flama y calentar la caldera. La caldera se calentó durante 24 horas encendiendo los seis quemadores, uno a la vez.

Antes de apagar los quemadores operados con combustóleo se retiró el atomizador de una lanza de combustóleo y se sopló con vapor de atomización a las líneas de vapor, la válvula de vapor de atomización y el quemador para eliminar cualquier material de soldadura que pudiera haber. El 23 de febrero se pusieron en servicio los primeros quemadores de combustóleo. Cabe mencionar que se agregó emulsión PEP-99 al combustóleo durante el arranque. Al igual que con el gas, cada quemador se puso en servicio a un ritmo de encendido reducido y se evaluó la forma de la flama. Para el 24 de febrero se habían revisado todos los quemadores y la caldera estaba en línea. Las condiciones de combustión y la estabilidad de la flama fueron excelentes, es decir, las flamas eran brillantes y claras y no llegaban a las paredes del hogar, además de que estaban bien ancladas a los estabilizadores de flama. Lo que se pudo observar fue un desempeño inconstante de los detectores de flama Durag. Las señales de flama fueron débiles y poco constantes para muchos de los quemadores al operarse con combustóleo. En la inspección de las flamas a través de la mirilla del detector se vieron flamas brillantes y con buena intermitencia (tanto la intensidad de la flama como su intermitencia son necesarias para obtener buenas señales en el detector de flama).

La composición y presión del gas suministrado a la caldera MP-B4 proveniente de la refinería por lo general varía con el tiempo por cambios en los procesos de la refinería. Los inyectores de gas fueron diseñados para lograr un flujo de combustóleo adecuado a las presiones de suministro de diseño para determinada composición de gas. Durante el arranque del equipo REACH se hizo evidente que se requerían presiones más altas en el quemador para lograr un flujo de combustóleo de acuerdo con el diseño, por lo que se requerían modificaciones a los inyectores de gas REACH. Considerando lo anterior, durante un paro de mantenimiento de la caldera se agrandaron los orificios de descarga en los inyectores de gas REACH con el fin de aumentar el área de flujo en un 40 por ciento. Aparentemente hubo una obturación en algún lugar desconocido del quemador Verloop que estaba aumentando las caídas de presión. En pruebas posteriores se demostró que el flujo de gas original de diseño se podría alcanzar con los límites de presión de operación propios del sistema de suministro de gas. En el apéndice E se muestra la composición del combustóleo quemado durante la puesta en operación y las pruebas línea base del equipo REACH. En el apéndice F se muestra una gráfica del flujo de gas en comparación con la presión del equipo gas REACH.

El equipo gas REACH produjo flamas estables que fácilmente fueron captadas por el detector de flama del quemador. Además, los quemadores de gas REACH se apagaron fácilmente mediante los procedimientos de operación normales de la refinería.

Al mismo tiempo se proporcionaron atomizadores de combustóleo con una mayor capacidad de flujo debido a las caídas de presión más bajas de los esperado en la válvula de control del flujo de combustóleo. Esta situación limitaba la presión del combustóleo que se podía alcanzar en los quemadores, que era demasiado baja para obtener un flujo de vapor máximo. Finalmente EPT también proporcionó una nueva válvula para el control del flujo del combustóleo con una mayor capacidad para reducir la baja de presión en la válvula, lo que aumentó la flexibilidad de funcionamiento para los operadores de la planta. En el apéndice G se proporcionan medidas del flujo de combustóleo en comparación con las curvas de presión para los atomizadores REACH y las especificaciones para la válvula de control del flujo de combustóleo aparecen en el apéndice H.

En cuanto al aumento de la capacidad de los atomizadores V-jet se alcanzó la carga máxima de 160 t/h a una presión del combustóleo de 7.0 kg/cm^2 y una presión de vapor de atomización de 8.2 kg/cm^2, medidas tomadas del quemador No. 2. Desafortunadamente el quemador No. 2 era el único quemador equipado con manómetros durante las pruebas iniciales, lo que dificultó la optimización y diagnóstico de la combustión debido a que no fue posible determinar si se habían hecho distribuciones incorrectas de combustóleo y vapor de atomización entre los quemadores. Poco después del arranque se tapó la única mirilla del hogar que permitía una buena visión de los quemadores en la primera elevación, lo que dificultó aún más la optimización del rendimiento del quemador. Vistas desde las mirillas que el quemador tiene al frente, las flamas de combustóleo y gas parecían brillantes y claras. Sin embargo, debido a que no había mirillas en el hogar no era posible inspeccionar las gargantas del quemador o las puntas de las flamas para verificar la calidad de la combustión.

Durante las pruebas de arranque se observó que los detectores de flama Durag D-LE 600 U 20 no estaban captando señales de intensidad fuerte de la flama o ritmo del pulso de las flamas de combustóleo. Aunque las flamas eran brillantes, firmes y mostraban una buena intermitencia al inspeccionarlas por la mirilla del detector de flama, la fuerza de la señal era débil en cinco de los seis quemadores. Se invitó al representante de Durag al sitio para que diagnosticara el rendimiento del detector. Durag llegó a la conclusión de que las flamas de combustóleo eran muy buenas, pero el detector de flama existente era más adecuado para la combustión de gas que para la del combustóleo; así lo demostraba la señal fuerte del gas, pero no del combustóleo. El representante de Durag recomendó que los detectores de flama se reemplazaran por Durag Modelo D-LE-601 UA 45. El detector recomendado fue diseñado específicamente para quema de gas y combustóleo y tiene un rango espectral mucho mayor (de 190 a 520 nm) que los detectores existentes (de 190 a 270nm). Se instaló un detector Durag de muestra modelo D-LE –601 UA 45 en un quemador en la caldera MP-B4 de Madero que produjo una señal muy fuerte, tanto para la combustión de gas como para la del combustóleo durante un mes. Aunque no estaba dentro de las responsabilidades de trabajo de EPT, EPT compró un juego completo de detectores D-LE-601 UA 45 para reemplazar los detectores de flama existentes. Los nuevos detectores de flama se entregaron en el sitio del trabajo en julio de 2001 para que PEMEX los instalara.

7. Pruebas a las emisiones con el equipo REACH

Las pruebas de optimización y de emisiones de la combustión con el equipo REACH se realizaron en dos fases. En la fase 1 se probaron los atomizadores V-jet con un ángulo de rocío de 80 grados. Aunque hubo una importante reducción de emisiones de PM y NO_X, se consideró que aún se lograría más si los atomizadores tuvieran características de atomización ligeramente diferentes.

Durante la fase 1 los esfuerzos de optimización de la combustión se vieron obstaculizados por falta de mirillas en el hogar y manómetros en los quemadores para el diagnóstico, y también por las débiles señales de los detectores de flama. Estas limitaciones se corrigieron y durante el 2001 se realizó un programa de pruebas de aceptación con equipo y condiciones de combustión optimizadas para la fase 2. En las pruebas de la fase 2 se evaluaron los atomizadores en diferentes ángulos de atomización para determinar la configuración del atomizador óptima para lograr la mejor combinación de emisiones de PM y NO_X.

En este informe se presentan los resultados de las pruebas practicadas en la Fase 1. Los resultados de la Fase 2 se presentan en un anexo de este informe. Al igual que las pruebas línea base, las pruebas formales para registrar las emisiones y rendimiento de la combustión con el equipo REACH se realizaron utilizando el equipo de pruebas para emisiones y los servicios del personal del IIE. Los ingenieros de EPT ofrecieron servicios administrativos y de soporte para las pruebas en el sitio. Al igual que las pruebas línea base, el combustóleo no se trató con emulsión PEP-99.

La **Tabla 8** contiene la matriz de las condiciones de las pruebas línea base. En los apéndices B, C y D se presenta el informe sobre las pruebas del IIE y las hojas de datos de EPT.

Tabla 8
Matriz de pruebas de las emisiones con el equipo REACH

No. de prueba	Flujo de vapor, t/h	% de exceso O_2	Mediciones de prueba hechas por IIE			
			NO_X	O_2	CO	PM
Combustóleo – Sin PEP-99 –Fase 1						
1	Max (160)	Alta	□	□	□	□
2	140	Alta	□	□	□	□
Operación normal con gas y combustóleo – Sin PEP-99 – Fase 1						
3	140	Normal	□	□	□	□
4	Max (160)	Normal	□	□	□	□
Quema 100% de gas (6 quemadores)						
5	140	Baja	□	□	□	-------
6	"	Alta	□	□	□	--------

Resultados de las pruebas con equipo REACH – Quema de combustóleo (Fase 1)

Como se describió anteriormente, los resultados de las pruebas que aquí se muestran representan la Fase 1 de la determinación de emisiones y combustión del equipo REACH para combustóleo. Por consiguiente, los datos sobre las emisiones para la quema 100% con combustóleo y simultánea con gas y combustóleo corresponden a la condición de combustión con equipo REACH para combustóleo parcialmente optimizado, por lo que no reflejan el potencial de reducción de emisiones completas que tiene esta tecnología.

Se realizaron pruebas de PM y emisiones gaseosas con quema de combustóleo al 100% en todos los quemadores en servicio a una carga máxima de la caldera de 160 t/h y a una carga reducida de 140 t/h. En ambas cargas se probó un nivel de exceso de O_2 en la caldera, el cual estaba en el límite inferior del sistema de control de las calderas. No fue posible reducir el exceso de O_2 debido a que los parámetros del sistema de control de la refinería no se podían cambiar fácilmente durante las pruebas. A 160 t/h, el exceso de O_2 estaba aproximadamente 0.6% por encima del exceso normal de O_2 evaluado durante las pruebas línea base a la misma carga.

Emisiones de PM.

Las emisiones de PM fueron de 195 mg/Nm^3 y 193 mg/Nm^3 a cargas de 160 t/h y 140 t/hr, respectivamente. Estos valores estaban considerablemente por debajo de los niveles previos a la instalación del equipo REACH pero por encima de los valores esperados para REACH, de 150 mg/Nm^3. Las emisiones de PM con equipo REACH representaron reducciones por encima del 75% sobre los niveles línea base.

En la **Figura 6** se comparan las emisiones de PM en la quema de combustóleo al 100% (6 quemadores de combustóleo), antes de la mejora con el equipo REACH.

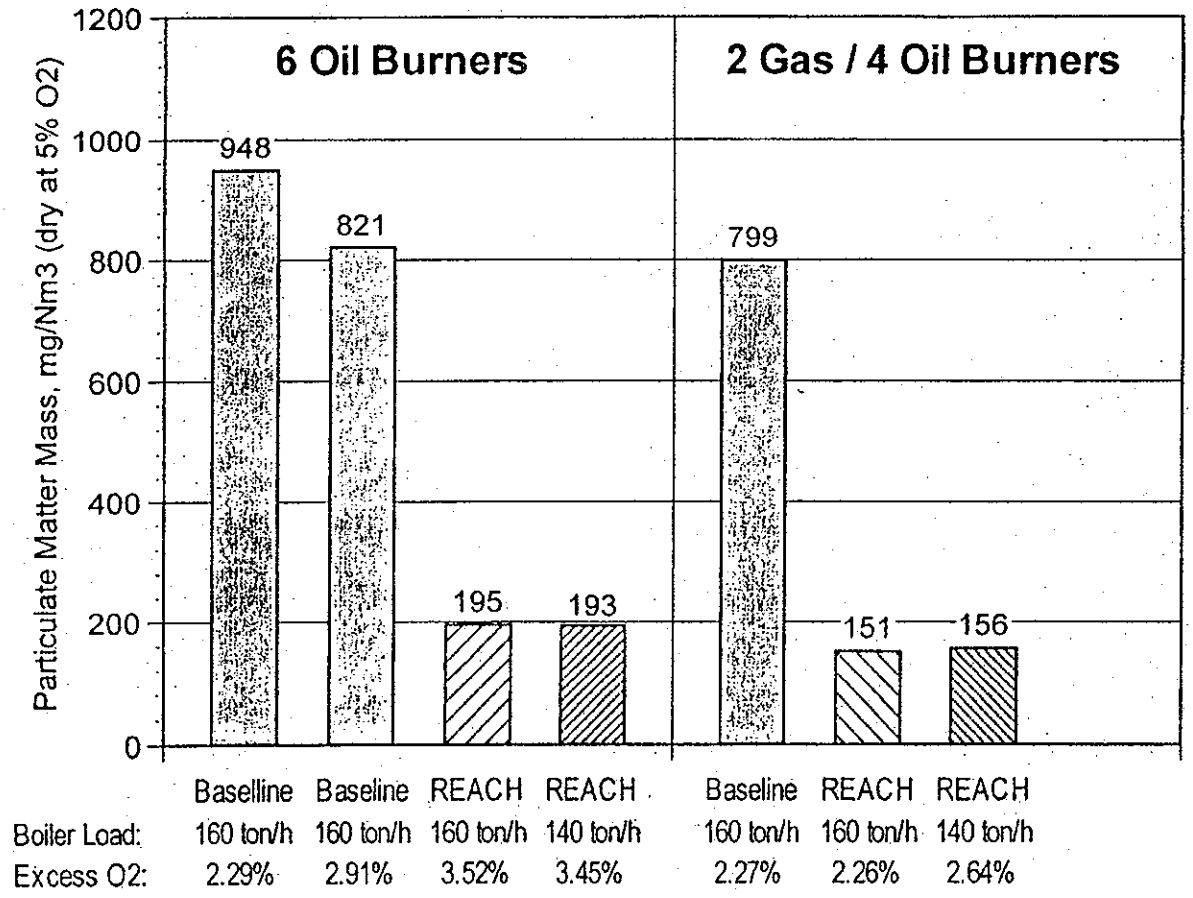


Figure 6. PM emissions for 100% oil firing and for oil/gas cofiring.

La pluma de la chimenea era predominantemente blancuzca debido a la condensación del ácido sulfúrico. En la columna de humo se observaron bocanadas periódicas de color café claro, lo que indica que el exceso de O_2 estaba cerca del nivel adecuado para la configuración particular con el equipo REACH.

Emisiones de gas.

La **Tabla 9** presenta un resumen de emisiones de NO_X y CO para una quema de combustóleo al 100%.

Tabla 9
Emisiones de gas con equipo REACH – Quema de combustóleo

Carga, t/h	% de exceso de O_2	ppm de NO_X, (seco a 5% O_2)	ppm de CO, (seco a 5% O_2)
160	3.52 (alta)	185	4
140	3.45 (alta)	180	15

* Exceso de O_2 medido en la entrada del calentador de aire

En la **Figura 7** las emisiones de NO_X línea base y con el equipo REACH se comparan con el exceso de O_2. Suponiendo que la sensibilidad de NO_X al exceso de O_2 para el equipo REACH es similar a los datos línea base, con el equipo REACH se redujeron las emisiones de NO_X de un 25 a 30 por ciento de los niveles línea base al compararse con el mismo exceso de O_2.

Resultados de las pruebas con el equipo REACH – Quema simultánea de combustóleo y gas (Fase 1)

Los quemadores No. 1 y No. 3 (inferiores a la derecha y la izquierda) se operaron con gas, en tanto que los otros cuatro quemadores se operaron con combustóleo. La proporción de entrada de calor a la caldera era aproximadamente una tercera parte de gas y dos terceras partes de combustóleo.

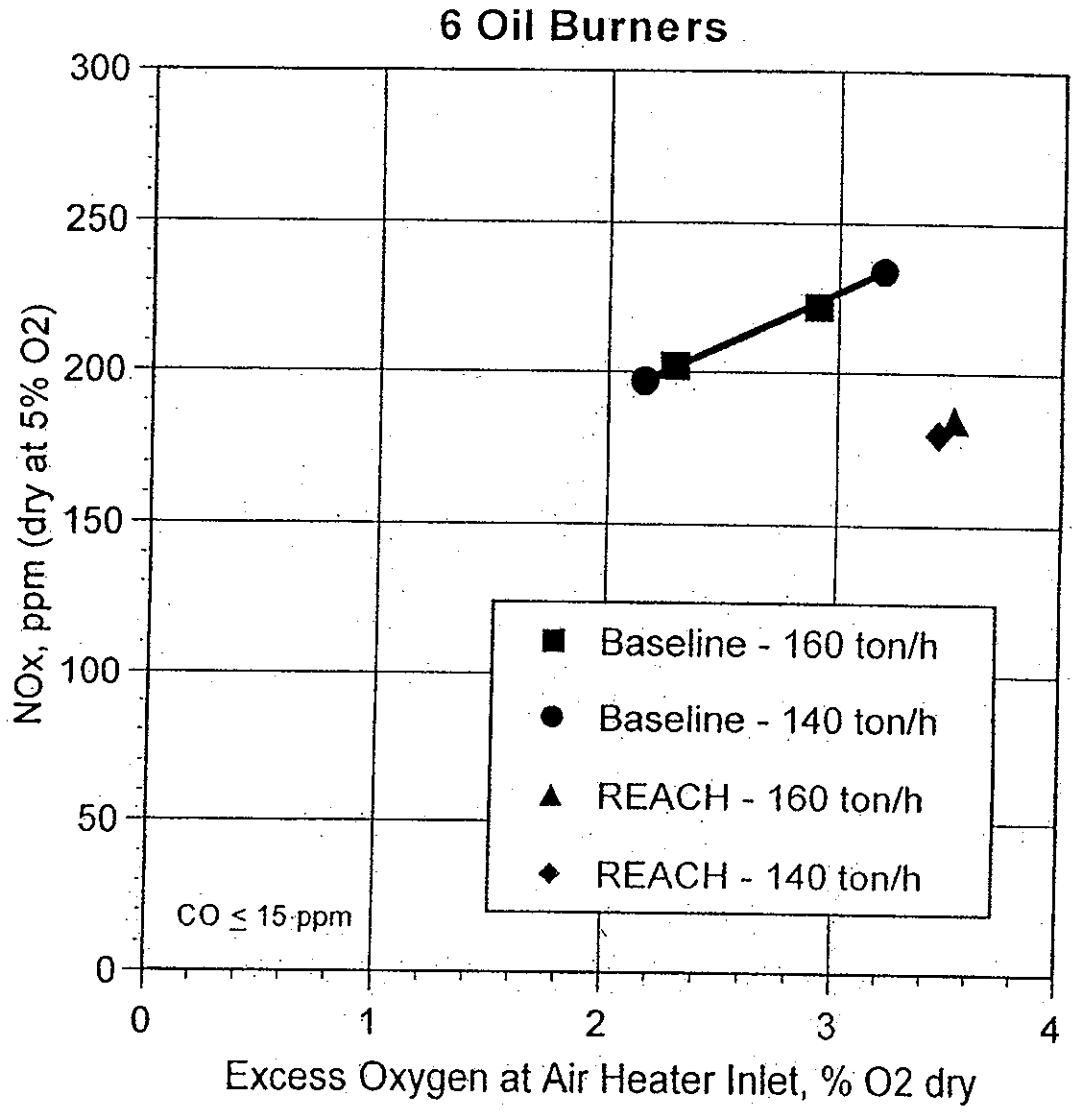


Figure 7. NOx vs. excess O_2 for Oil REACH and baseline – 100% oil firing.

Emisiones de PM.

Las emisiones de PM se midieron en condiciones normales de exceso de O_2 a 160 t/h y 140 t/h. Las emisiones de PM fueron 156 mg/Nm^3 y 151 mg/Nm^3, respectivamente. En comparación con la prueba línea base previa a la instalación de equipo REACH para la quema de combustóleo y gas a 160 t/h, las emisiones con el equipo REACH fueron 80 por ciento más bajas.

En la **Figura 6** (mostrada anteriormente) se comparan las emisiones de PM con la quema simultánea de combustóleo y gas para la línea base y el equipo REACH (2 quemadores de gas y 4 de combustóleo).

Durante la prueba de PM la apariencia de las plumas fue similar a la quema 100% con combustóleo.

Emisiones de gas.

La **Tabla 10** presenta un resumen de las emisiones de NO_X y CO para quema simultánea de combustóleo y gas.

Tabla 10
Emisiones de gas con el equipo REACH – Quema simultánea de gas y combustóleo

Carga, t/h	% de exceso de O_2	ppm de NO_X, (seco a 5% O_2)	ppm de CO, (seco a 5% O_2)
140	2.64 (normal)	151	5
160	2.26 (alta)	145	12

* Exceso de O_2 medido en la entrada del calentador de aire

Como se esperaba, las emisiones de NO_X fueron más bajas que las medidas para la quema 100% con combustóleo debido a las características de bajo NO_X en la combustión de gas (ver enseguida). Las emisiones de CO también están por debajo de los niveles línea base, reflejando la baja emisión de CO característica del equipo Gas REACH en comparación con el quemador original. En la **Figura 8** se comparan las emisiones de NO_X línea base y con el equipo REACH con el exceso de O_2.

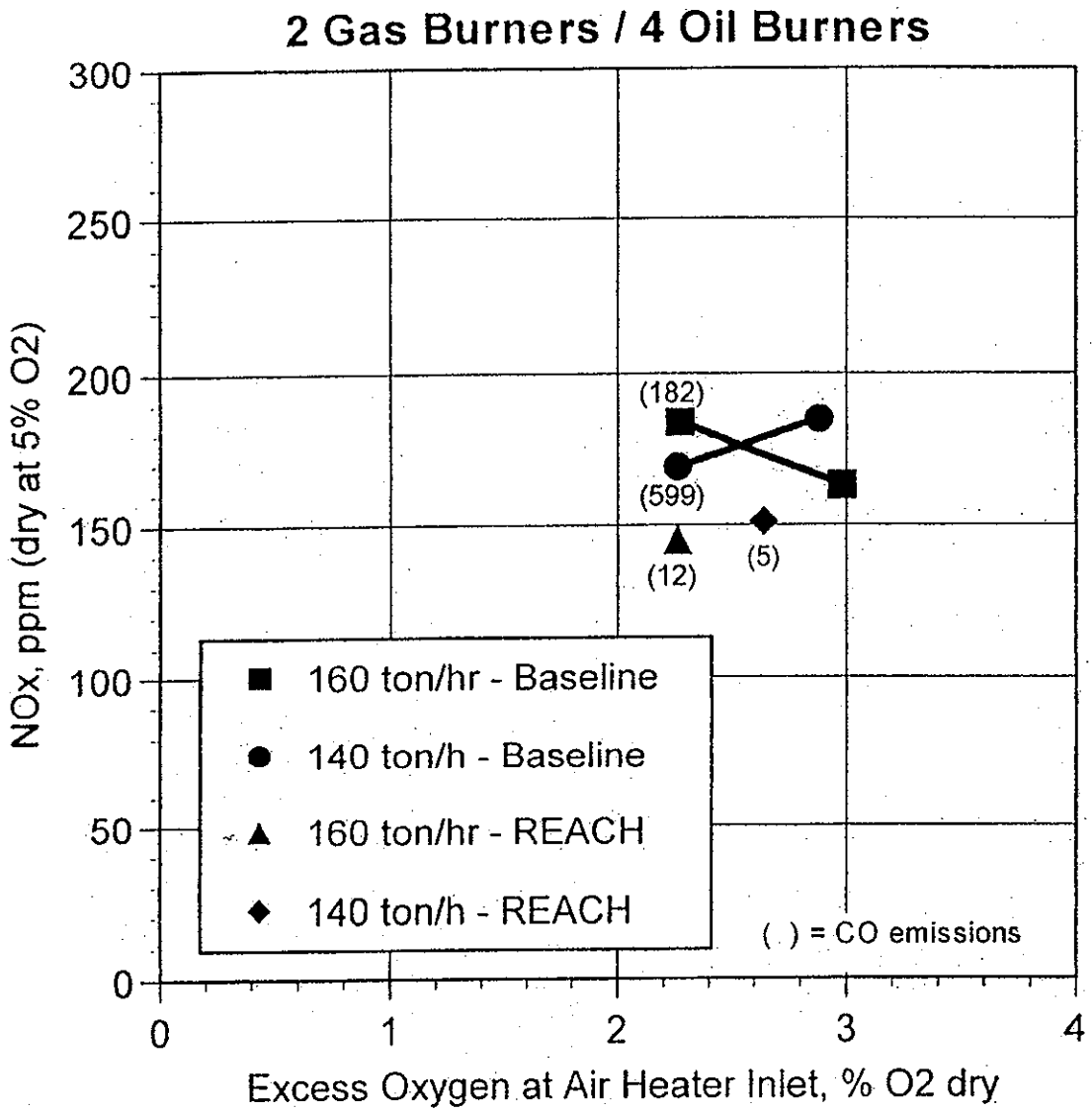


Figure 8. NOx vs. excess O2 for REACH and baseline – oil/gas cofiring.

Resultados de las pruebas con el equipo REACH – Quema de gas

Las pruebas de aceptación de la quema de gas con los seis quemadores se realizaron con una carga de caldera de 140 t/h. Esta fue la carga máxima que se podía lograr con la presión del cabezal de suministro de gas reducida debido a la baja producción de

gas de la refinería en el momento de la realización de las pruebas. Originalmente se había planeado que las pruebas se realizarían a una carga de 160 t/h.

Emisiones de gas.

En la **Figura 9** las emisiones de NO_X línea base obtenidas con los quemadores Peabody originales a 160 t/h se comparan con las del equipo Gas REACH. Las emisiones de NO_X del equipo Gas REACH están considerablemente por debajo de las emisiones de NO_X línea base. A un exceso de O_2 promedio de 2.0%, el equipo Gas REACH redujo las emisiones en aproximadamente 40 por ciento de los niveles línea base. La reducción real de NO_X se calcula entre el 30 y 35 por ciento y es lo que ocasiona una carga de la caldera más baja en las pruebas del equipo Gas REACH. Las emisiones de NO_X con equipo Gas REACH también muestran poca o nula sensibilidad al exceso de oxígeno, característica genérica de la tecnología del equipo Gas REACH.

Las emisiones de CO se redujeron con el equipo Gas REACH. Fue posible operar a 1.4% de exceso de O_2 con menos de 100 ppm de CO, mientras que con los quemadores originales las emisiones de CO estaban por encima de las 6,000 ppm con un exceso de O_2 comparable. La reducción en CO representa un aumento aproximadamente de 2 por ciento en la eficiencia de la caldera con 1.4% de exceso de O_2.

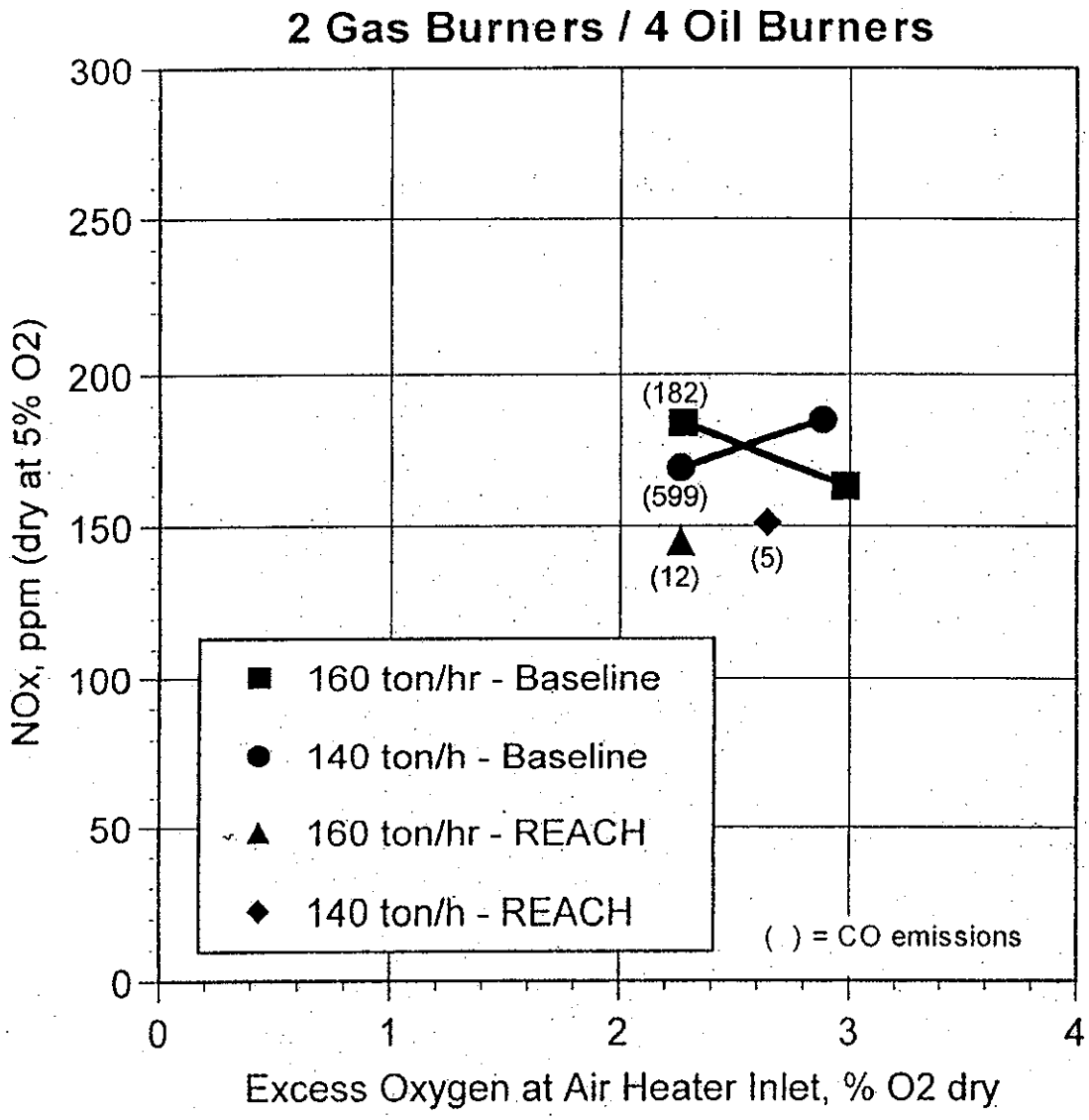


Figure 8. NOx vs. excess O_2 for REACH and baseline – oil/gas cofiring.

8. Recomendaciones para la operación de la caldera MP-B4 en la refinería Madero

Se evaluaron varios aspectos relacionados con la operación y se formularon recomendaciones durante las pruebas de arranque. En las siguientes subsecciones se mencionan estas recomendaciones.

Retiro de los quemadores en servicio

1 Cuando un quemador se retira de servicio, el registro de aire se debe cerrar para mantener la continuidad en el flujo de aire y combustóleo en el resto de los quemadores en servicio y minimizar los riesgos de humo de la chimenea.
2 Para evitar daños a los atomizadores por sobrecalentamiento, las lanzas de combustóleo que no estén en servicio deben enfriarse con un sistema de flujo de vapor de limpieza o deben retirarse del quemador, de lo contrario el atomizador se sobrecalentará y el metal se ablandará. Si se desea insertar y acoplar una lanza de combustóleo de manera que esté lista para encender, deberá cerrarse la válvula de aislamiento manual en la tubería de combustóleo y abrir la válvula de limpieza con vapor.

Desmontaje, limpieza y ensamble de la lanza y atomizador de combustóleo

Cuando sea necesario desmontar la lanza de combustóleo para inspección o limpieza, se debe tener cuidado en la manera en que ésta se maneja durante el proceso de desmontaje. Se recomienda al operador seguir las siguientes instrucciones.

1. Coloque la lanza de combustóleo en una superficie de trabajo pareja con algún dispositivo de soporte diseñado para esa lanza de combustóleo particular o una prensa para sostener el tubo. Asegure la lanza de combustóleo en el dispositivo o en la prensa de modo que se pueda desmontar el extremo del atomizador que tiene la lanza. Si se utiliza una prensa, nunca coloque los componentes del atomizador entre las uñas de la prensa. Asimismo, el tubo de la lanza de combustóleo debe colocarse en la prensa de manera tal que las uñas de la prensa no deformen la rosca de la tuerca de retención del tubo exterior. Revise que no haya coque ni depósitos incrustados de combustóleo en las superficies exteriores de la lanza de combustóleo. Si hay exceso de depósitos, avise al supervisor de operaciones, ya que puede ser necesario revisar las partes internas del quemador o del tubo guía de la lanza de combustóleo.

   NOTA: se recomienda que PEMEX fabrique o compre una estación para limpieza de lanzas de combustóleo en la que se puedan desmontar y limpiar los atomizadores. También se debe instalar un estante de almacenamiento en el frente del quemador para colocar las lanzas de combustóleo cuando se

retiran del quemador. EPT puede proporcionar los diseños o el equipo a solicitud de PEMEX.

2. Antes de intentar retirar la tuerca de retención de una lanza de combustóleo que se ha retirado de servicio y se ha limpiado, es muy importante dejar enfriar el ensamble de la lanza de combustóleo. Lo más seguro es retirar la tuerca de retención cuando el operador la puede tocar durante 1 ó 2 segundos sin quemarse.
3. Utilizando la llave inglesa que EPT proporcionó (o la llave del tamaño adecuado) retire la tuerca de retención del tubo exterior. Nunca utilice una llave para tubos al retirar la tuerca porque puede ocasionar daños, ya sea en la tuerca misma o en la rosca del tubo exterior.
4. Con cuidado retire las piezas del atomizador (es decir, la ficha, contraficha y tuerca de retención) y coloque cada componente sobre una superficie limpia.
5. Cada componente se debe enfriar, desengrasar (por ejemplo, dándole un baño de queroseno) y revisar. Al manipular las piezas del atomizador recuerde que cada una es un componente de fabricación muy fina. Al limpiar estas piezas no se deben usar herramientas manuales, como raspadores duros de metal, limas, barrenas ni algún objeto filoso, ya que el orificio o raspadura más mínimos pueden ocasionar una fuga de combustóleo o vapor entre los componentes unidos. Se recomienda un cepillo metálico suave o un torno.
6. Los componentes cubiertos de carbón deben sumergirse en una solución que corte el carbón (por ejemplo, queroseno o "Safety Clean 105") para suavizar la materia acumulada. Revise la rosca de la tuerca de retención. Se debe eliminar cualquier residuo de carbón de las roscas si se va a volver a utilizar la tuerca.
7. Haga una inspección visual de los componentes del atomizador, incluyendo los pasadizos en la ficha y la contraficha (o en el tapón del distribuidor). Se debe reemplazar el atomizador si: (a) los orificios perforados ya no quedan bien centrados, tienen bordes desgastados o raspaduras profundas; (b) las ranuras parecen desgastadas o (c) hay rupturas en las redes de los componentes. Se recomienda mantener y reemplazar los componentes del atomizador en juegos de tres piezas que consten de la ficha, la contraficha (o distribuidor) y la tuerca de retención. Debido al desgaste normal los atomizadores se deben reemplazar después de haber estado en servicio por un periodo de 9 a 12 meses, dependiendo del ciclo de operación de la unidad y las propiedades del combustóleo.

Si la superficie pulida de cualquier componente del atomizador muestra evidencias de desgaste, éste se debe reemplazado (junto con cualquier otro componente del

juego). Un componente desgastado del atomizador típicamente tendrá la apariencia de "sombras" alrededor de los orificios perforados o pasadizos maquinados.

Si se observan ligeras raspaduras en las superficies pulidas, se pueden pulir cuidadosamente durante el procedimiento de limpieza utilizando alguna herramienta de pulido. De este modo se logrará la uniformidad necesaria para mantener el paralelismo relativo que se necesita entre los componentes del juego.

8. Se deben examinar la superficie interna del tubo exterior, así como las superficies interna y externa del tubo interior de la lanza de combustóleo. Si en estas superficies hubiera acumulación de depósitos de combustóleo se deberán retirar los tubos del cabezal. Enseguida estos tubos se tienen que limpiar en un tanque de limpieza apropiado. Puede ser necesario pasar una lima del tamaño de un tubo a través de los tubos interior y exterior para eliminar cualquier depósito firmemente adherido. Examine la condición de estos tubos. Si encuentra en ellos combaduras o algún daño importante en sus roscas, éstos se deben reemplazar.
9. Si los componentes nuevos o recientemente limpiados del atomizador no se llevaran a servicio de mantenimiento de inmediato o se fueran a guardar durante algún tiempo, asegúrese de aplicar una capa delgada de aceite para motor (o un producto como el WD-40) en todas las superficies maquinadas para evitar la formación de óxido. Cualquier oxidación ocasionará un problema entre las superficies maquinadas, por lo que necesitará una limpieza y un nuevo pulido de los componentes.
10. Una vez que las piezas se han limpiado lo suficiente (o se han reemplazado), seque cuidadosamente cada componente con un paño libre de pelusa antes de instalarlo en la lanza de combustóleo. Se recomienda aplicar una pequeña cantidad de compuesto sellador y antiadherente a las roscas del tubo exterior de la lanza. Sin embargo, se debe tener cuidado de no aplicarlo en ninguna otra parte de los componentes del atomizador o superficies pulidas. Asegúrese de instalar los componentes del atomizador en la orientación adecuada, con las ranuras para el combustóleo en la parte superior e inferior de la ficha de atomización.

    Se debe tener mucho cuidado de asegurarse que ningún material extraño quede atrapado entre las superficies del atomizador al unirse durante el proceso de reensamblado, ya que las partículas atrapadas entre las superficies pueden afectar de manera importante el desempeño del atomizador. Si el operador sospecha que

hay material extraño atrapado entre las superficies pulidas se recomienda volver a limpiarlas antes de colocar la tuerca de retención.

11. Verifique que el atomizador esté bien centrado en relación con el eje central de la lanza y luego instale la tuerca de retención. Asegúrese de utilizar la llave del tamaño adecuado para instalar la tuerca; ajústela a un torque de 150 ft-lb (200 N/m).

Limpieza de la lanza de combustóleo

Los sistemas típicos para limpieza de lanzas de combustóleo están equipados con tuberías a todo lo largo y válvulas automáticas que permiten que tanto el lado de vapor como el de combustóleo se limpien con vapor simultáneamente después de que se cierra la válvula automática de combustóleo. En la caldera MP-B4 de Madero no hay un dispositivo para limpiar ambos lados de la lanza. El sistema de limpieza de la lanza de combustóleo únicamente limpia el lado de combustóleo. Para lograr una limpieza completa de la lanza durante el paro de un quemador de combustóleo se debe aplicar el procedimiento descrito a continuación. Implementar este procedimiento puede requerir la reprogramación del Sistema de Control del Quemador.

1. Abra la válvula de limpieza de vapor de la lanza inmediatamente después de que se cierre la válvula de combustóleo del quemador. Se debe minimizar el tiempo en el que la lanza se inserta en el quemador sin la válvula de limpieza de vapor abierta para evitar el sobrecalentamiento del atomizador.
2. Comience a limpiar el lado de vapor de la lanza antes de comenzar la limpieza del lado de combustóleo. Esto requerirá que la válvula de vapor de atomización permanezca abierta, de lo contrario el combustóleo entraría por el lado de vapor de la lanza, lo que podría llenar de coque y obstruir los orificios de la contraficha en el lado para vapor.
3. Abra la válvula de limpieza de vapor y comience la limpieza del lado del combustóleo de la lanza.
4. Deje que siga la limpieza durante un periodo mínimo de 3 minutos. Ajuste la duración, si es necesario, hasta que los pasadizos de combustóleo de la lanza se vean libres de residuos de combustóleo.
5. Detenga la limpieza del lado del combustóleo de la lanza (cierre la válvula de limpieza) antes de detener la limpieza del lado del vapor de atomización (cierre la válvula de vapor de atomización).

6. Una vez concluida la limpieza, saque de inmediato la lanza de combustóleo del quemador. Si deja la lanza insertada en el quemador sin vapor de limpieza el atomizador se puede sobrecalentar y su vida útil se verá reducida.

Presiones de operación del quemador de combustóleo

Ponga en servicio los quemadores de combustóleo con un diferencial de presión vapor-combustóleo constante entre 1.0 y 1.5 barg (medido en el cuarto de control). Esto producirá un diferencial de presión constante en los quemadores de aproximadamente entre 1.2 y 1.7 kg/cm^2. No se recomienda un diferencial de presión constante menor a cero psid (negativo) en los quemadores porque puede ocasionar que éstos arrojen humo.

Temperatura para la quema de combustóleo

Es muy importante que la viscosidad del combustóleo se mantenga en el rango de 20 a 30 Centistokes (100-150 SSU) para una buena atomización y quema del carbón residual. En el caso del combustóleo pesado mexicano, esto requiere una temperatura para el combustóleo entre los 120 y 130°C. Durante las pruebas de optimización de arranque y combustión del equipo REACH se observó que la temperatura para la quema de combustóleo estaba entre los 105 y 108°C, lo que ocasionaba una viscosidad muy por debajo del rango sugerido para este diseño. Se recomienda que PEMEX regularmente mida la viscosidad del combustóleo y lo mantenga a una temperatura adecuada para lograr una viscosidad de 20 a 30 Centistokes. Esta temperatura típicamente será de por lo menos 120°C.

Operación de quema simultánea en quemadores de gas y combustóleo

La caldera MP-B4 de la refinería de Madero normalmente funciona con dos quemadores de gas y cuatro quemadores de combustóleo, o con un quemador de gas y cinco quemadores de combustóleo. Bajo estas condiciones de quema simultánea, es importante que entre los quemadores se equilibren las entradas de calor y las proporciones entre el aire y el combustible, de no ser así, los quemadores pueden arrojar humo si se operan con una cantidad de aire insuficiente para la combustión. De igual manera, los quemadores de gas pueden generar emisiones excesivas de CO si

tienen una proporción demasiado baja de aire/combustible. La **Figura 10** presenta la cantidad total de flujo de combustóleo en la caldera (kg/s) requerida para determinado flujo de vapor en dicha caldera, para uno, dos y tres quemadores de gas en servicio (y el resto de los quemadores con combustóleo). El gas debe propiciar el balance de la entrada de calor para mantener la carga deseada.

Por ejemplo, la **Figura 10** muestra que para cuatro quemadores de combustóleo, dos quemadores de gas y un flujo de vapor deseado de 160 t/h, el flujo total de combustóleo debe ser de 2.26 kg/s. Por lo tanto, el operador de la planta debe ajustar la cantidad de flujo de gas (Nm^3/s) para mantener 160 t/h. De igual modo, a un flujo de vapor de 140 t/h, el flujo de combustóleo que se requiere será de 2.0 kg/s.

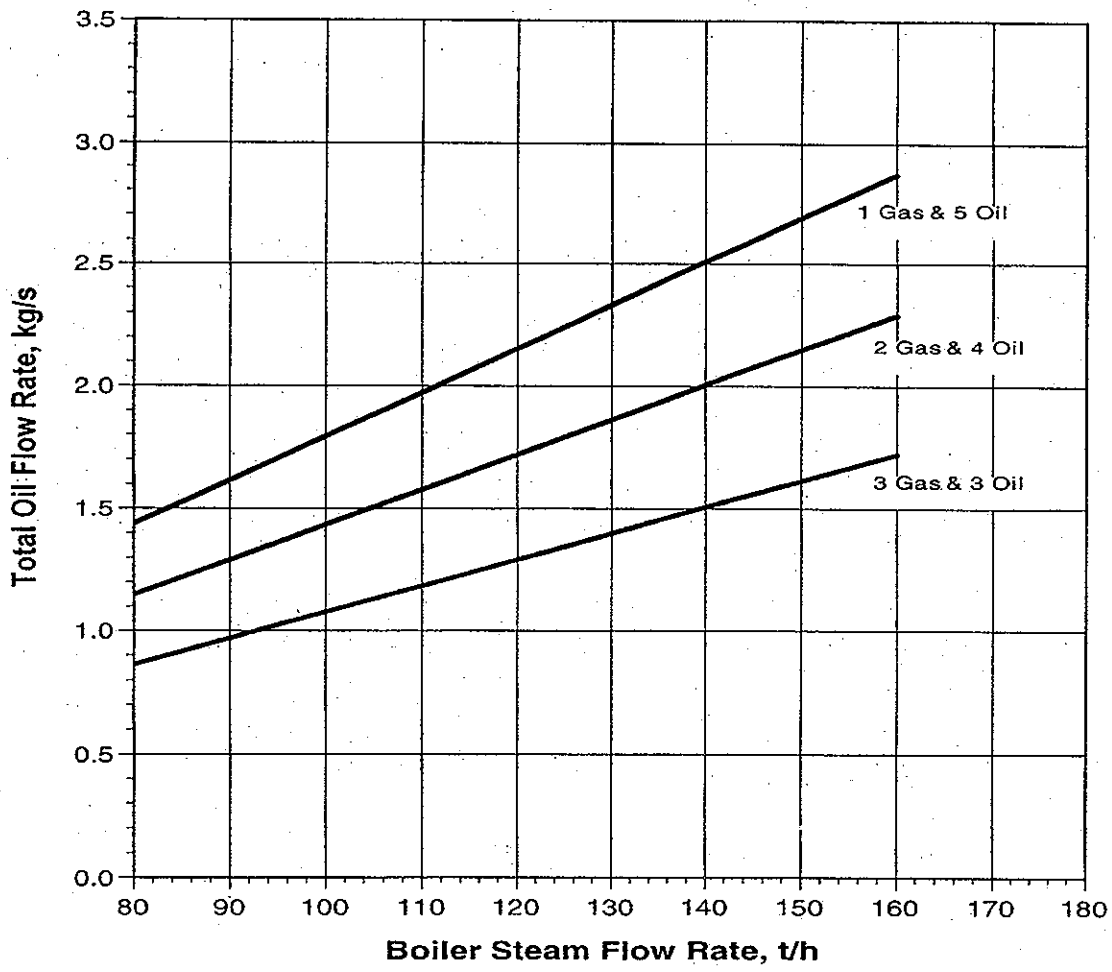


Figure 10. Total oil flow rate vs. steam flow for Madero MP-B4 for different numbers of gas burners in service.

Exceso de oxígeno según la carga

Para quema de combustóleo y gas, la refinería actualmente está operando con un exceso de oxígeno según el perfil de carga programado en el Sistema de Control Digital que se usaba para los quemadores Peabody. Las pruebas realizadas en la quema 100% con gas en Junio de 2001 indicaron que el exceso de oxígeno en proporción al flujo del vapor es satisfactorio. Para la quema de combustóleo los parámetros presentes son aceptables temporalmente. Las pruebas a la combustión que EPT aplicará durante 2001 determinarán el exceso de oxígeno definitivo en proporción a la carga para la quema de combustóleo. La **Tabla 11** presenta los parámetros recomendados para el exceso de O_2.

Tabla 11
Exceso de oxígeno recomendado para 160 t/h y 140 t/h

Configuración de operaciones	**Flujo de vapor en la caldera, t/h**	**% de exceso de O_2**
Quema 100% combustóleo	140	TBD
	160	TBD
Quema de gas/combustóleo	140	TBD
	160	TBD
Quema 100% gas	140	1.4
	160	1.4

Otras recomendaciones de operación

1. Las válvulas manuales de vapor de atomización en los quemadores individuales no se deben regular para mejorar la intensidad del detector de flama o ajustar el diferencial de presión vapor-combustóleo, *a menos que se instalen manómetros en las tuberías de combustóleo y vapor de todos los quemadores con el fin de poder determinar la relación de flujo de combustóleo en cada quemador.* De lo contrario se puede ocasionar una mala distribución del flujo de combustóleo entre los quemadores. El vapor de atomización se debe controlar en el cabezal.
   NOTA: sin alterar los otros factores, una menor presión de vapor en un solo quemador aumentará el flujo del combustóleo a ese quemador.

2. Los detectores de flama siempre deben recibir aire de enfriamiento.

9. Resumen técnico

Los siguientes son los pasos principales en el proceso de este proyecto y sus resultados:

Generalidades

1. La tecnología REACH de bajas emisiones se instaló con éxito en la caldera de vapor MP-B4 en la refinería Madero de PEMEX. La mejora implicó la modificación e instalación de los quemadores Verloop que anteriormente PEMEX había comprado para reemplazar los quemadores Peabody existentes. Las modificaciones incluyeron la instalación de un equipo de combustión bajo en PM y NO_X para quema de combustóleo (equipo REACH para combustóleo) y equipo para quema de gas bajo NO_X (equipo REACH para gas).
2. El quemador Verloop se está instalando en muchas calderas de refinerías operadas por PEMEX, por lo que la mejora con la tecnología REACH utilizando quemadores Verloop a la caldera MP-B4 demuestra la amplia capacidad de aplicación de esta tecnología en el sistema de PEMEX.
3. Con la tecnología REACH se lograron reducciones importantes de las emisiones de PM y NO_x en la caldera MP-B4. La reducción de emisiones es el resultado de una mejor atomización del combustóleo, mejor aerodinámica del quemador y la combustión que el equipo REACH produce internamente. A continuación se presentan las conclusiones sobre la reducción de emisiones.
4. El ahorro estimado de CO_2 por año para la caldera MP-B4 con la tecnología REACH se calcula en 4,700 toneladas al año.
5. Se calcula que el período para la recuperación de la inversión con la tecnología REACH será menor a un año.
6. El costo total estimado para este proyecto fue de US$750,000. EPT y PEMEX proporcionaron el 70% de los fondos.
7. La mejora de la caldera MP-B4 con tecnología REACH implicó esfuerzos conjuntos del Centro para el Medio Ambiente de la Agencia de Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID) y USAID/México, PEMEX Refinación (PEMEX), Electric Power Technologies, Inc. (EPT) y el IIE. Este proyecto prepara el camino para los futuros proyectos de mejoras con tecnología REACH en PEMEX.

Equipo REACH para combustóleo

1. Se mostró la operación con el equipo REACH para combustóleo en todos los quemadores de combustóleo (100% combustóleo) sin emulsión PEP-99 a una carga máxima de la caldera con un flujo de vapor de 160 t/h.
2. Las flamas de combustóleo fueron brillantes y estables, además de mostrar excelentes condiciones de apagado. La detección de flama fue óptima con el detector de flama Durag modelo D-LE-601 UA 45 que se reemplazó por recomendación de Durag y que EPT proporcionó.
3. Con el equipo REACH para combustóleo se lograron reducciones en las emisiones de PM por más del 75 por ciento durante la fase 1 sin PEP-99. Se esperan reducciones mayores después de la Fase 2, que consistirá en la optimización de la combustión de combustóleo.
4. Junto con las reducciones en emisiones de PM, se alcanzaron reducciones en las emisiones de NO_X entre 25 y 35 por ciento por debajo de los niveles línea base.
5. El nivel de exceso de oxígeno que se requiere para mantener limpia una chimenea durante la quema de combustóleo (~3%) fue más alto de lo esperado. Se anticipa que un cambio en el ángulo de rocío reducirá el requerimiento de exceso oxígeno. Este dato se evaluará durante las pruebas de optimización de la combustión en la Fase 2.

Equipo Gas REACH

1. El equipo Gas REACH se ha probado con todos los quemadores quemando gas (combustión 100% con gas) a cargas de la caldera hasta de 140 t/h. La operación a carga máxima (160 t/h) con gas en un 100%, aunque no es una práctica de operación normal, no deberá presentar problemas de combustión y esto lo puede confirmar la refinería.
2. Los quemadores Gas REACH mostraron excelentes condiciones de apagado de flama, buena apariencia y estabilidad de la flama, además de ser confiables para que los detectores de flama puedan captarlos.
3. Las emisiones de NO_X en la quema de gas en un 100% fueron entre 30 y 35% más bajas con el equipo Gas REACH en comparación con los niveles línea base a cantidades similares de exceso de oxígeno en el hogar.
4. La tecnología Gas REACH eliminó las altas emisiones de CO observadas en condiciones normales de exceso de oxígeno durante las pruebas línea base. La

reducción en las emisiones de CO representa un mejoramiento en la eficiencia de la caldera de aproximadamente 2 por ciento.

5. La operación con una quema de gas de 33% y de combustóleo en 67% (quema simultánea de gas y combustóleo) se evaluó a 140 t/h y 160 t/h. Las emisiones de NO_X y de PM estuvieron muy por debajo de los niveles línea base. Se espera una mayor reducción en las emisiones después de la optimización de la combustión de combustóleo que se llevará a cabo en la Fase 2.

10. Conclusiones

Este programa de colaboración tiene como propósito determinar la factibilidad de una tecnología de combustión innovadora para las calderas de PEMEX. En este aspecto, los recursos combinados de los asociados contribuyeron al éxito del programa. Igual de importante es el esfuerzo hecho por todos los participantes para establecer una sociedad basada en las ventajas de cada institución.

Los resultados de esta demostración son positivos. El aumento de eficiencia en la caldera es importante, ya con esto se lograron reducir los costos de operación para PEMEX al tiempo que se disminuyeron emisiones como la de dióxido de carbono y partículas suspendidas, además de ofrecer evidencias directas de las características de la tecnología REACH. Con estos resultados positivos, si PEMEX modificara todas sus calderas con tecnología REACH se reducirían las emisiones de dióxido de carbono en aproximadamente 200,000 toneladas al año y PEMEX recuperaría su inversión en un año. Asimismo, el valor de proporcionar equipo y servicios a PEMEX para mejorar sus calderas con tecnología para la combustión es muy significativo. Al cumplir con estos objetivos, USAID pudo apalancar su limitado presupuesto en una proporción de 2 a 1.

El desarrollo, diseño e implementación de este programa puede servir como modelo en muchas formas, directamente o por el proceso. Directamente, desde el punto de vista de que los grandes generadores de electricidad se pueden beneficiar con la disminución de sus costos de operación y la reducción de las emisiones. El proceso seguido en este programa al trabajar en colaboración con la empresa de servicios públicos del país sede para determinar sus necesidades y participar en la catálisis, ser intermediario y brindar asistencia en la formación de una asociación con el sector privado y la contraparte de la USAID, es un modelo que puede ser muy efectivo entre diferentes sectores y tecnologías.

Apéndice A Informe del IIE sobre las pruebas de emisiones línea base previas a la instalación del equipo REACH

(Septiembre de 2000)

INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELÉCTRICAS

UNIDAD DE PROCESOS TÉRMICOS

Convenio Específico No.
SMPT-33-2000

RESULTADOS PRELIMINARES

EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA CALDERA MP-B-4, COMO LÍNEA BASE, ANTES DEL CAMBIO DE QUEMADORES, REFINERÍA "FRANCISCO I. MADERO"

Septiembre de 2000

Jesús Espinoza Garza
Jorge A. Altamirano Bedolla
Adriana Penna García
Amando Martínez Aguilar
Jesús Padilla López

INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELÉCTRICAS

UNIDAD DE PROCESOS TÉRMICOS

RESULTADOS PRELIMINARES
PROGRAMA DE ACTIVIDADES CALDERA MP-B-4 REFINERÍA "FRANCISCO I. MADERO"

OBJETIVO:

Evaluación del sistema de combustión y medición de partículas suspendidas totales para obtener la LÍNEA BASE como punto de referencia para el cambio de quemadores en la caldera MP-B-4.

CONDICIONES DE PRUEBA:

- **Máquina estable a 75% y 100% de carga**
- **Variación de tipo de combustible (combustóleo, combustóleo/gas y gas)**
- **Operación sin soplado de hollín ni limpieza de quemadores durante las pruebas**

ACTIVIDADES REALIZADAS:

Miércoles 20 Septiembre 2000

- **Acondicionamiento de puertos de muestreo en ductos (antes PAR's) y en chimenea**
- **Instalación de equipos de medición**
- **Reunión con personal de la Refinería y de EPT, para establecer el programa de pruebas**

Jueves 21 Septiembre 2000

- **Mapeo de ductos**
- **Monitoreo de gases de combustión antes de calentadores de aire y chimenea a máxima carga, con 100% de combustóleo a 2.91% en exceso de oxigeno en ductos**
- **Monitoreo de gases de combustión antes de calentadores de aire y chimenea a máxima carga, con 100% de combustóleo a 2.29% en exceso de oxígeno en ductos**

Viernes 22 Septiembre 2000.

- **Monitoreo de gases de combustión antes de calentadores de aire y chimenea a 75% de carga, con 100% de combustóleo con oxígeno normal**
- **Monitoreo de gases de combustión antes de calentadores de aire y chimenea a 75% de carga, con 100% de combustóleo con oxigeno bajo**
- **Monitoreo de gases de combustión antes de calentadores de aire y chimenea a máxima carga con 4 quemadores de combustóleo y 2 de gas, con oxígeno normal**
- **Monitoreo de gases de combustión antes de calentadores de aire y chimenea a máxima carga con 4 quemadores de combustóleo y 2 de gas, con oxígeno bajo**

Sábado 23 Septiembre 2000.

- **Monitoreo de gases de combustión antes de calentadores de aire y chimenea a 75% de carga con 4 quemadores de combustóleo y 2 de gas, con oxígeno bajo**
- **Monitoreo de gases de combustión antes de calentadores de aire y chimenea a 75% de carga con 4 quemadores de combustóleo y 2 de gas, con oxígeno normal**
- **Cálculo de partículas suspendidas en el laboratorio**

Lunes 25 Septiembre 2000.

- **Monitoreo de gases de combustión antes de calentadores de aire y chimenea, con gas combustible, a máxima carga con oxígeno normal**
- **Monitoreo de gases de combustión antes de calentadores de aire y chimenea, con gas combustible, a máxima carga con oxígeno alto**
- **Elaboración de informe preliminar**

Martes 26 Septiembre 2000.

- **Entrega de informe preliminar**

RESULTADOS.

A continuación se presentan los resultados preliminares de las mediciones para línea base, en los que se incluyen los resultados de emisión de partículas para las pruebas que involucran combustóleo. Los resultados completos y conclusiones se presentarán como parte del informe final del proyecto.

REFINERÍA "FRANCISCO I. MADERO"

Tabla No. 1 INFORME DE EMISIONES MEDIDAS

Carga máxima:	**160 ton/h**	**100% combustóleo**			
	condición	**máxima carga**		**75% carga**	
Parámetro	Medición	Medición 1	Medición 2	Medición 3	Medición 4
O_2 (%)	Ductos	2.91	2.29	3.20	2.16
CO (ppm)	Ductos	7	17	3	13
O_2 (%)	Chimenea	3.26	2.77	3.63	2.62
CO (ppm)	Chimenea	0	1	0	4
NO_x (ppm)	Chimenea	246	230	254	227
PST (mg/m^3N)	Chimenea	918	1,081	-	-

Tabla No. 2 INFORME DE EMISIONES NORMALIZADAS

Carga máxima: 160 ton/h		**100% combustóleo**			
	Condición	**máxima carga**		**75% carga**	
Parámetro	Medición	Medición 1	Medición 2	Medición 3	Medición 4
O_2 (%)	Ductos	2.91	2.29	3.20	2.16
CO (ppm)	Ductos				
O_2 (%)	Chimenea	5.00	5.00	5.00	5.00
CO (ppm)	Chimenea	0	1	0	3
NO_x (ppm)	Chimenea	222	202	234	197
PST (mg/m^3N)	Chimenea	821	948	-	-

Tabla No. 3 INFORME DE EMISIONES MEDIDAS

Carga máxima:	**160 ton/h**	**66% combustóleo - 34 % Gas**			
	condición	**máxima carga**		**75% carga**	
Parámetro	Medición	Medición 5	Medición 6	Medición 7	Medición 8
O_2 (%)	Ductos	2.27	2.98	2.26	2.88
CO (ppm)	Ductos	239	43	735	54
O_2 (%)	Chimenea	2.62	3.27	2.42	3.18
CO (ppm)	Chimenea	209	34	696	52
NO_x (ppm)	Chimenea	212	181	197	206
PST (mg/m^3N)	Chimenea	918	-	-	-

Tabla No. 4 INFORME DE EMISIONES NORMALIZADAS

Carga máxima:	**160 ton/h**	**66% combustóleo - 34 % Gas**			
	condición	**máxima carga**		**75% carga**	
Parámetro	Medición	Medición 5	Medición 6	Medición 7	Medición 8
O_2 (%)	Ductos	2.27	2.98	2.26	2.88
CO (ppm)	Ductos				
O_2 (%)	Chimenea	5.00	5.00	5.00	5.00
CO (ppm)	Chimenea	182	31	599	47
NO_x (ppm)	Chimenea	184	163	169	185
PST (mg/m^3N)	Chimenea	799	-	-	-

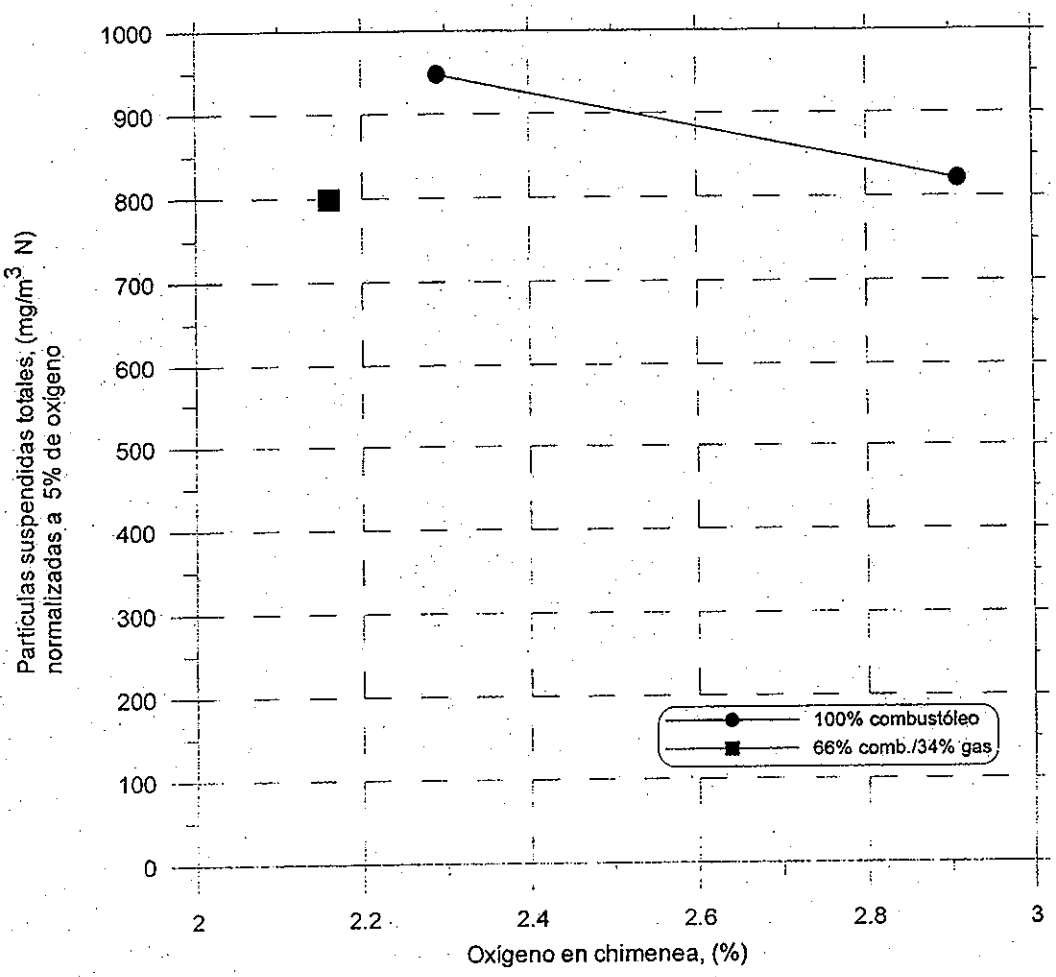
Tabla No. 5 INFORME DE EMISIONES MEDIDAS

Carga máxima:	160 ton/h	100% gas			
	condición	máxima carga			
Parámetro	Medición	Medición 9	Medición 10		
O_2 (%)	Ductos	1.32	2.31		
CO (ppm)	Ductos	7,882	150		
O_2 (%)	Chimenea	1.87	2.60		
CO (ppm)	Chimenea	7,491	25		
NO_x (ppm)	Chimenea	152	188		

Tabla No. 6 INFORME DE EMISIONES NORMALIZADAS

Carga máxima:	160 ton/h	100% gas			
	condición	máxima Carga			
Parámetro	Medición	Medición 9	Medición 10		
O_2 (%)	Ductos	1.32	2.31		
CO (ppm)	Ductos				
O_2 (%)	Chimenea	5.0	5.0		
CO (ppm)	Chimenea	6,259	22		
NO_x (ppm)	Chimenea	127	163		

Figura No. 1 Partículas suspendidas totales contra oxígeno medido en ductos, con combustóleo, combustóleo/gas a máxima carga.



7

52

Resultados de las presiones obtenidos en la Refinería de Cd. Madero, Tamaulipas el día 25 de Septiembre de 2000. Prueba con gas combustible.

FECHA: 25/09/2000
CALDERA: MP-B4
OPERACIÓN: GAS COMBUSTIBLE

Presión atrás de la válvula de control = 3.1 bar

Presión cabezal = 1.14 bar (a O_2 normal y a O_2 alto)

Presiones en quemadores (gas) en bar:

No.	1	2	3	4	5	6
O_2 normal	1.08	1.00	1.07	1.oo	0.97	1.09
O_2 alto	1.08	1.00	1.08	1.00	1.oo	1.07

Apéndice B Informe del IIE sobre las pruebas de emisiones con el equipo REACH

(Junio de 2001)

INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELÉCTRICAS

UNIDAD DE PROCESOS TÉRMICOS

PROYECTO 2521

RESULTADOS PRELIMINARES

EVALUACION DEL COMPORTAMIENTO DE LA CALDERA MP-B-4, DESPUES DEL CAMBIO DE QUEMADORES, REFINERIA "FRANCISCO I. MADERO"

Junio de 2001

Jesús Espinoza Garza
Angel Alberto Méndez Aranda
Adriana Penna García
Amando Martínez Aguilar
Jesús Padilla López

INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELÉCTRICAS

UNIDAD DE PROCESOS TÉRMICOS

RESULTADOS PRELIMINARES
PROGRAMA DE ACTIVIDADES CALDERA MP-B-4 REFINERÍA "FRANCISCO I. MADERO"

OBJETIVO:

Evaluación del sistema de combustión y medición de partículas suspendidas totales para obtener el comportamiento después del cambio de quemadores en la caldera MP-B-4.

CONDICIONES DE PRUEBA:

- **Máquina estable a 140 t/h y 160 t/h de carga**
- **Variación de tipo de combustible (combustóleo, combustóleo/gas y gas)**
- **Operación sin soplado de hollín ni limpieza de quemadores durante las pruebas**

ACTIVIDADES REALIZADAS:

Miércoles 6 Junio 2001

- **Acondicionamiento de puertos de muestreo en ductos (antes PAR's) y en chimenea**
- **Instalación de equipos de medición**
- **Mapeo de ductos**
- **Reunión con personal de la Refinería y de EPT, para establecer el programa de pruebas**
- **Medición 1. Monitoreo de gases de combustión antes de calentadores de aire y chimenea a 160t/h, con 100% de combustóleo a 3.52% en exceso de oxígeno en ductos**

Jueves 7 Junio 2001

- **Medición 2. Monitoreo de gases de combustión antes de calentadores de aire y chimenea a 140t/h de carga, con 100% de combustóleo a 3.45% en exceso de oxígeno en ductos**
- **Medición 3. Monitoreo de gases de combustión antes de calentadores de aire y chimenea a 140t/h, con 66% de combustóleo y 34% de gas a 2.64% en exceso de oxígeno en ductos**
- **Medición 4. Monitoreo de gases de combustión antes de calentadores de aire y chimenea a 160t/h, con 66% de combustóleo y 34% de gas a 2.26% en exceso de oxígeno en ductos**

Viernes 8 Junio 2001

- **Monitoreo de gases de combustión antes de calentadores de aire y chimenea, con gas combustible, a 140 t/h con oxígeno bajo**
- **Monitoreo de gases de combustión antes de calentadores de aire y chimenea, con gas combustible, a 140 t/h con oxígeno alto**

Sábado 9 Junio 2001.

- **Evaluación y obtención de promedios de datos preliminares para entrega al personal de REACH**
- **Procesamiento de muestras en el laboratorio**
- **Evaluación de partículas suspendidas**

Lunes 11 Junio 2001.

- **Elaboración de informe preliminar**

Martes 12 Junio 2001.

- **Entrega de informe**

RESULTADOS.

A continuación se presentan los resultados preliminares de las mediciones para línea base, en los que se incluyen los resultados de emisión de partículas para las pruebas que involucran combustóleo. Los resultados completos y conclusiones se presentarán como parte del informe final del proyecto.

REFINERÍA "FRANCISCO I. MADERO"

Tabla No. 1 INFORME DE EMISIONES MEDIDAS

Carga máxima:	**160 ton/h**	**100% combustóleo**	
Parámetro	condición	**160 Ton/h**	**140 Ton/h**
O_2 (%)	Ductos	3.52	3.45
CO (ppm)	Ductos	5	16
O_2 (%)	Chimenea	3.84	3.95
CO (ppm)	Chimenea	4	16
NO_x (ppm)	Chimenea	198	192
PST (mg/m^3N)	Chimenea	209	206
Tgases (°C)	Chimenea	245	248

Tabla No. 2 INFORME DE EMISIONES NORMALIZADAS

Carga máxima: 160 ton/h		**100% combustóleo**	
Parámetro	Condición	**160 ton/h**	**140 ton/h**
O_2 (%)	Ductos	3.52	3.45
CO (ppm)	Ductos	-	-
O_2 (%)	Chimenea	5.0	5.0
CO (ppm)	Chimenea	4	15
NO_x (ppm)	Chimenea	185	180
PST (mg/m^3N)	Chimenea	195	193

Tabla No. 3 INFORME DE EMISIONES MEDIDAS

Carga máxima:	**160 ton/h**	**66% combustóleo - 34 % Gas**	
Parámetro	condición	**140 ton/h**	**160 ton/h**
O_2 (%)	Ductos	2.64	2.26
CO (ppm)	Ductos	5	14
O_2 (%)	Chimenea	3.50	3.00
CO (ppm)	Chimenea	5	14
NO_x (ppm)	Chimenea	165	163
PST (mg/m^3N)	Chimenea	171	170
T gases (°C)	Chimenea	236	250

Tabla No. 4 INFORME DE EMISIONES NORMALIZADAS

Carga máxima:	**160 ton/h**	**66% combustóleo - 34 % Gas**	
Parámetro	condición	**140 ton/h**	**160 ton/h**
O_2 (%)	Ductos	2.64	2.26
CO (ppm)	Ductos	-	-
O_2 (%)	Chimenea	5.0	5.0
CO (ppm)	Chimenea	5	12
NO_x (ppm)	Chimenea	151	145
PST (mg/m^3N)	Chimenea	156	151

Tabla No. 5 INFORME DE EMISIONES MEDIDAS

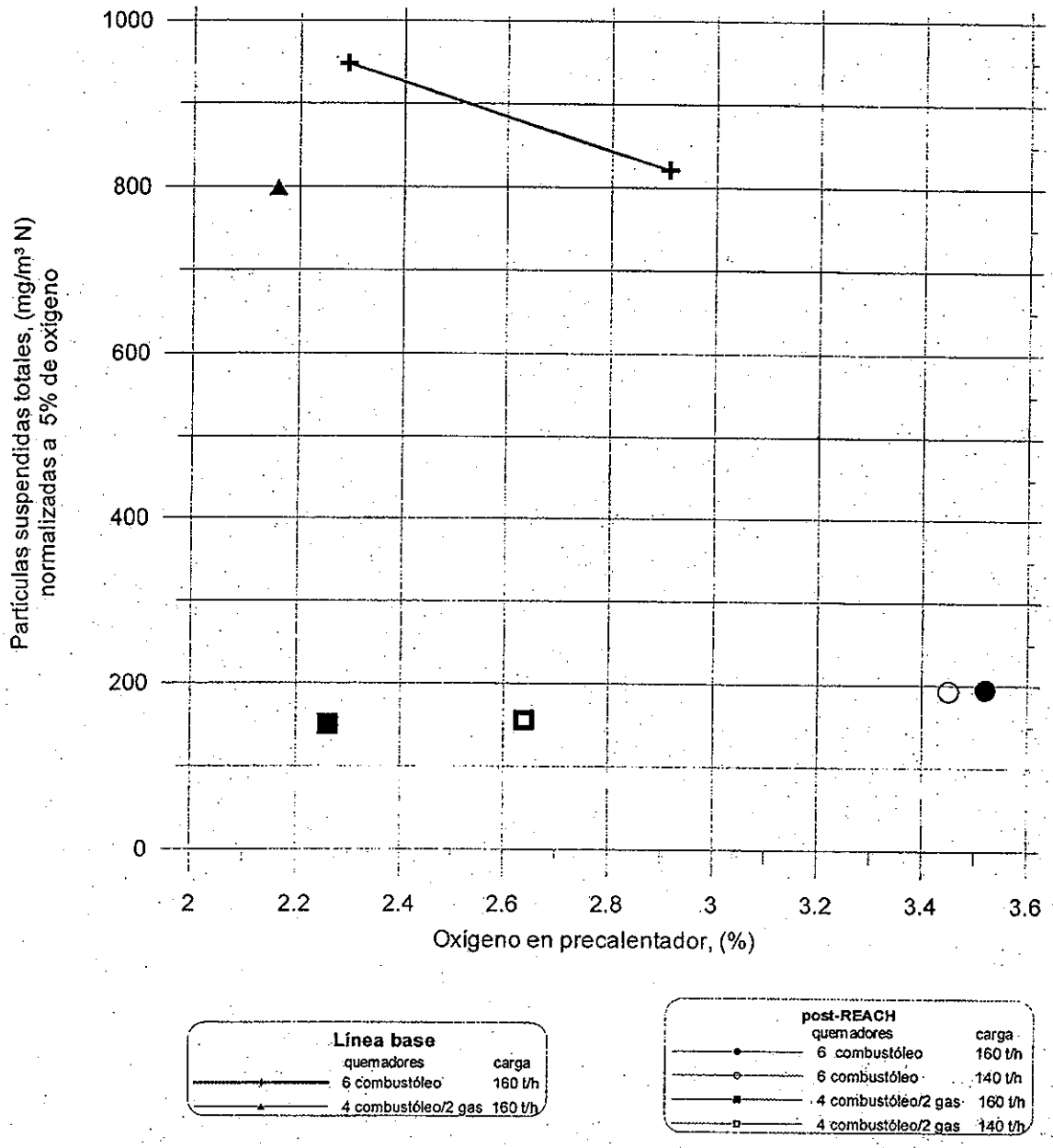
Carga máxima:	**140 ton/h**	**100% gas**	
	condición	**máxima carga**	
Parámetro	Medición	Medición 5	Medición 6
O_2 (%)	Ductos	1.40	2.68
CO (ppm)	Ductos	99	0
O_2 (%)	Chimenea	1.94	3.04
CO (ppm)	Chimenea	97	0
NO_x (ppm)	Chimenea	107	101

Tabla No. 6 INFORME DE EMISIONES NORMALIZADAS

Carga máxima:	**140 ton/h**	**100% gas**	
	condición	**máxima carga**	
Parámetro	Medición	Medición 5	Medición 6
O_2 (%)	Ductos	1.40	2.68
CO (ppm)	Ductos	-	-
O_2 (%)	Chimenea	5.0	5.0
CO (ppm)	Chimenea	81	0
NO_x (ppm)	Chimenea	90	90

6

Figura No. 1 Partículas suspendidas totales contra oxígeno medido en ductos, con combustóleo, combustóleo/gas a máxima carga.



7

OBSERVACIONES Y CONCLUSIONES.

1) Se realizó la evaluación del sistema de combustión de la caldera MP-B4, posterior al cambio de quemadores con la tecnología REACH, utilizando tres (3) tipos de combustibles, referidos de acuerdo al número de quemadores en servicio:
   a) 6 quemadores de combustóleo
   b) 4 quemadores de combustóleo y 2 quemadores de gas
   c) 6 quemadores de gas

   Las cargas de prueba fueron: 160 t/h, 160 t/h y 140 t/h, respectivamente como máximo para cada tipo de combustible.

2) El programa de pruebas de aceptación fue presentado por los representantes de la compañía EPT y aceptado de conformidad por el personal de PEMEX y del Instituto de Investigaciones Eléctricas (se anexa copia del mismo), en el cual se planteó la realización de las pruebas con los tres tipos de combustible, operando el sistema de combustión a 2 excesos de oxígeno: normal y mínimo. A solicitud de PEMEX-REFINACIÓN, para cualquier arreglo de quemadores con combustóleo, el exceso de oxígeno mínimo debería ser de un valor aproximado a 2%, con objeto de obtener la máxima eficiencia térmica de la caldera y al mismo tiempo lograr el valor comprometido en la emisión de partículas suspendidas totales (TPM, por sus siglas en inglés) de 150 mg/m^3 normalizadas a 5% en exceso de oxígeno. Sin embargo, lograr el 2% en exceso de oxígeno no fue posible debido a que el control automático del sistema de combustión detecta distorsiones en la flama y no permite la reducción de oxígeno, sin bajar la carga de la caldera. El personal del IIE y de EPT solicitaron al personal de operación de la Planta de Fuerza pasar el sistema de control a modo **manual** con le objeto de disminuir el exceso de aire al mínimo requerido, lo cual no fue autorizado por poner en peligro la producción de vapor para la refinería, ya que las calderas restantes se encontraban operando a mínimas cargas para mantener al máximo la generación de la MP-B4, la cual podría dispararse a causa de la mala detección de flama.

3) Para el arreglo de 6 quemadores de combustóleo (100% combustóleo), la caldera operó a niveles de 3.50% de exceso en oxígeno, medido en ductos antes del precalentador de aire, tanto para 160 t/h como para 140 t/h de vapor, obteniéndose emisiones de TPM de 195 y 193 mg/m^3 N; valores superiores a lo comprometido por la compañía EPT con el cambio de quemadores y para excesos de oxígeno del 2% o menores. Por lo tanto, no se consideró necesaria la medición de TPM a excesos de oxígeno menores al 3.5%, ya que la emisión tendría una tendencia a aumentar al reducir el exceso de aire.

4) Con el arreglo de 4 quemadores de combustóleo y 2 de gas fue posible operar la caldera con excesos de oxígeno cercanos al 2% (2.26% a 160 t/h y 2.64% a 140 t/h), con emisiones de TPM de 151 y 156 mg/m^3 normalizados a 5% de oxígeno, respectivamente.

5) Con 6 quemadores de gas la carga máxima obtenida fue de 140 ton/h de vapor, debido a la baja presión de gas en el cabezal (3.43 kg/cm^2). Para este combustible fue posible reducir el oxígeno en gases de combustión a menos de 2% con emisiones de CO inferiores a 100 ppm.

6) Los representantes EPT propusieron efectuar modificaciones a la tecnología REACH y volver a efectuar las pruebas de combustión en fechas posteriores, previos acuerdos con PEMEX-REFINACIÓN y el IIE.

Apéndice C Hojas de datos de EPT sobre la caldera – Pruebas de emisiones línea base previas a la instalación del equipo REACH

Madero Boiler MP-B4 Data

Test Number	21-SEPT-00 19:00 hrs NO. 1 (1ST PM TEST)
Test Description	MAX TEST LOAD (89% OF DESIGN MAX), NORMAL O_2, 6 BURNERS ON OIL
Excess O2 (Plant), %	2.1/2.7 (FURNACE OUT/AH OUT)
Steam Flow, ~~lb~~ kg/s	44.5 (160.4 t/h)
Feedwater Flow, ~~lb~~ kg/s	45.4
Oil Flow, ~~lb~~ kg/s, T/h	3.48 → 12.54 t/h ← (CALCULATED; AGREES WITH LOCAL T/h READOUT BELOW)
Oil Hdr Press, kg/cm²	MAIN HDR: 9.5 REG. OUTLET: 6.35 CONTROL VALVE OUT: 3.4
o Oil Burner Press, kg/cm²	Brnr 1: 3.0 Brnr 2: 3.0 Brnr 3: 2.4
o Oil Burner Press, kg/cm²	Brnr 4: 2.6 Brnr 5: 2.3 Brnr 6: 2.7
~~Atomiz. Steam, kg/cm²~~	~~Brnr 1: Brnr 2: Brnr 3:~~
~~Atomiz. Steam, kg/cm²~~	~~Brnr 4: Brnr 5: Brnr 6:~~
o Atomiz. Steam, kg/cm²	Upstream Valve: 19 Header: 4.8/4.8
Oil Temp, °C	118.9
Steam/Oil ΔP	1.5
o Gas Hdr Press, kg/cm²	VALVE IN: Ø VALVE OUT: Ø
o Gas. Burn. Press, kg/cm²	Brnr 1: Ø Brnr 2: Ø Brnr 3: Ø
o Gas. Burn. Press, kg/cm²	Brnr 4: Ø Brnr 5: Ø Brnr 6: Ø
SH Steam Temp L, °C	383
o ~~SH Steam Temp R, °C~~ OIL FLOW, T/h	~~4,600 LB/HR-BURNER~~ 12.52 (LOCAL METER READOUT)
~~SH Attemp, t/h~~ PLUME APPEARANCE	CONTINUOUS PLUME (CARBON), "HEAVY" MIN. O_2
Windbox Press, mBAR	50.6 } WB-FURN - 9.4 mbar = 3.8" H_2O
Furnace Press, mBAR	41.2
NOx, mg/Nm³ (plant) O_2/CO/NOx (ppm), lb/MBtu	
o ATOMIZ. STEAM VALVE POS, % (OUTSIDE)	

Page 1 of 4

Madero Boiler MP-B4 Data (continued)

Test Number	#1	
AIG 24 SCREEN		
STEAM COIL AIR IN TEMP, °C	40.4	
AIRHEATER AIR IN TEMP, °C	44.9	
AIRHEATER AIR OUT TEMP, °C	221.7 / 191.1	
AIRHEATER GAS IN TEMP, °C	375.6	
AIRHEATER GAS OUT TEMP, °C	242.1	
FD FAN DISCH PRESS, MBAR	57.4	
AIRHEATER OUT PRESS, MBAR	51.8	
WINDBOX PRESS, MBAR	50.6	
FURNACE PRESS, MBAR	41.2	X/Y
AIRHEATER GAS IN PRESS, MBAR	32.8	
AIRHEATER GAS OUT PRESS, MBAR	33.7	
(FD FAN DAMPER) AIR FLOW, %	70	X/Y
O_2/CO FURNACE OUT, %	2.11 / 005	
O_2 AIRHEATER OUT, %	2.68	
Σ AIR AND VAL. GUIA AIRE, %	89.7 / 89.4	X/Y
TUBE TEMP LEFT, °C	384. 372 378 381	W/X/Y/Z
TUBE TEMP RIGHT, °C	370 378 005 390	W/X/Y/Z
CMC 24 SCREEN		
BOILER MASTER/ REAC AIR/V, REAC GAS/O, %	89 / 89.2 / 0 / 94-96	X/Y/Z

Madero Boiler MP-B4 Data (continued)

Test Number	1	
COM 24 SCREEN		
COMBUSTOLEO HEADER PRESS, BAR	6.0	
COMBUSTOLEO VALVE POS, %	95.1	
COMBUSTOLEO FLOW, KG/S	3.48	
COMBUSTOLEO TEMP, °C	118.9	
COMBUSTOLEO HDR BURNER PRESS, BAR	3.04	X/Y
GAS HEADER PRESS, BAR	Ø	
GAS VALVE POSITION, %	Ø	
GAS FLOW, NM^3/S	Ø	
GAS BURNER HDR PRESS, BAR	Ø	
ATOMIZING STEAM PRESS, BAR	4.5	X/Y
ATOMIZING STEAM VALVE POS, %	42	
AGV 24 SCREEN		
FEEDWATER (ACUM) PRESS, BAR	58.4	
FEEDWATER (ACUM) FLOW, KG/S	45.4	
STEAM PRESS, BAR	41.6	
STEAM TEMP, °C	382.9	
STEAM FLOW, KG/S	44.5	
DRUM PRESS, BAR	43.4	X/Y

Madero Boiler MP-B4 Data

	Test Number	#2 21-SEPT-00 23:15 HRS		
	Test Description	MAX TEST LOAD, REDUCED O2, 6 BURNERS ON OIL 2ND PM TEST		
	Excess O2 (Plant), %	1.5 @ FURNACE OUTLET / 2.2 @ AIRHTR OUTLET		
	Steam Flow, ~~Kg~~ Kg/s	44.8 Kg/s		
	Feedwater Flow, ~~Kg~~ Kg/s	45.0		
	Oil Flow, t/h, Kg/s	3.49 Kg/s		
	Oil Hdr Press, kg/cm²	MAIN HDR:	REG. OUTLET:	CONTRL VALVE OUT:
o	Oil Burner Press, kg/cm²	Brnr 1: 3.1	Brnr 2: 3.0	Brnr 3: 2.4
o	Oil Burner Press, kg/cm²	Brnr 4: 2.5	Brnr 5: 2.3	Brnr 6: 2.8
	~~Atomiz. Steam, kg/cm²~~	~~Brnr 1:~~	~~Brnr 2:~~	~~Brnr 3:~~
	~~Atomiz. Steam, kg/cm²~~	~~Brnr 4:~~	~~Brnr 5:~~	~~Brnr 6:~~
o	Atomiz. Steam, kg/cm²	Upstream Valve: 19		Header: 4.8
	Oil Temp, °C	118.9		
	Steam/Oil ΔP	~ 1.8		
o	Gas Hdr Press, kg/cm²	VALVE IN:		VALVE OUT:
o	~~Gas. Burn. Press, kg/cm²~~	Brnr 1:	Brnr 2:	Brnr 3:
o	~~Gas. Burn. Press, kg/cm²~~	Brnr 4:	Brnr 5:	Brnr 6:
	SH Steam Temp L, °C	381.5		
o	~~SH Steam Temp R, °C~~ OIL FLOW, t/h	12.5		
	~~SH Attemp, t/h~~ PLUME APPEARANCE	NIGHT - PLUME VERY VISIBLE FROM REFLECTED LIGHT		
	Windbox Press, mBAR	47.7		
	Furnace Press, mBAR	38.8 > 8.9 mbar = 3.6 " H_2O		
	~~NOx, mg/Nm³ (plant)~~ O2/CO/NOx UNC/LB/MBTU			
o	ATOMIZ. STEAM VALVE POS, % (OUTSIDE)	~ 40%		

Madero Boiler MP-B4 Data (continued)

Test Number	#2	
AIG 24 SCREEN		
STEAM COIL AIR IN TEMP, °C	39.7	
AIRHEATER AIR IN TEMP, °C	44.3	
AIRHEATER AIR OUT TEMP, °C	220.9/189.7	
AIRHEATER GAS IN TEMP, °C	372.0	
AIRHEATER GAS OUT TEMP, °C	239.1	
FD FAN DISCH PRESS, MBAR	54.0	
AIRHEATER OUT PRESS, MBAR	48.7	
WINDBOX PRESS, MBAR	47.4	
FURNACE PRESS, MBAR	38.7	X/Y
AIRHEATER GAS IN PRESS, MBAR	30.8	
AIRHEATER GAS OUT PRESS, MBAR	31.7	
AIR FLOW, %	57.	X/Y
O_2/CO FURNACE OUT, %	1.45/ 00R	
O_2 AIRHEATER OUT, %	2.24	
Σ AIR AND VAL. GUIA AIRE, %	87.3/87.0	X/Y
TUBE TEMP LEFT, °C	382 369 374 377	W/X/Y/Z
TUBE TEMP RIGHT, °C	368 380 — 389	W/X/Y/Z
CMC 24 SCREEN		
BOILER MASTER/ REAL AIR/V, REAL GAS/G	C, % 89.4/87.1/0/95.2	X/Y/Z

Madero Boiler MP-B4 Data (continued)

Test Number	#2	
COM 24 SCREEN		
COMBUSTOLEO HEADER PRESS, BAR	5.9	
COMBUSTOLEO VALVE POS, %	95.1 VAL GUIA / 75% VALVE POS	
COMBUSTOLEO FLOW, Kg/S	3.49	
COMBUSTOLEO TEMP, °C	118.9	
COMBUSTOLEO HDR BURNER PRESS, BAR	3.02	X/Y
GAS HEADER PRESS, BAR	X	
GAS VALVE POSITION, %	X	
GAS FLOW, Nm^3/s	X	
GAS BURNER HDR PRESS, BAR	X	
ATOMIZING STEAM PRESS, BAR	4.5	X/Y
ATOMIZING STEAM VALVE POS, %	41.9	
AGV 24 SCREEN		
FEEDWATER (AZIM) PRESS, BAR	58.0	
FEEDWATER (AZIM) FLOW, Kg/S	45.0	
STEAM PRESS, BAR	41.4	
STEAM TEMP, °C	382.0	
STEAM FLOW, Kg/S	44.7	
DRUM PRESS, BAR	43.3/43.7	X/Y

Friday
22-Sept-00

Madero Boiler MP-B4 Data

Test Number	#3 BOILER TRIP @ 11.10 am		
Test Description	NORMAL LOAD; NORMAL O2 6 BURNERS ON OIL (75% LOAD) GAS COMPOSITION DATA ONLY - NO PM		
Excess O2 (Plant), %	2.97 (Stack)		
Steam Flow, ~~kg/s~~	38 (~137 t/h)		
Feedwater Flow, ~~kg/s~~	38.7		
Oil Flow, t/h , ~~kg/s~~	2.98		
Oil Hdr Press, kg/cm²	MAIN HDR: 9.5	REG. OUTLET: 6.6	CONTROL VALVE OUT: 2.7
Oil Burner Press, kg/cm²	Brnr 1: 2.5	Brnr 2: 2.7	Brnr 3: 2.3
Oil Burner Press, kg/cm²	Brnr 4: 2.1	Brnr 5: 1.85	Brnr 6: 2.2
~~Atomiz. Steam, kg/cm²~~	~~Brnr 1:~~	~~Brnr 2:~~	~~Brnr 3:~~
~~Atomiz. Steam, kg/cm²~~	~~Brnr 4:~~	~~Brnr 5:~~	~~Brnr 6:~~
Atomiz. Steam, kg/cm²	Upstream Valve: 19	Header: 26% of 16 Bar = 4.2	
Oil Temp, °C	116.5		
Steam/Oil ΔP	~1.5 Bar (Inside to Inside)		
Gas Hdr Press, kg/cm²	VALVE IN:	VALVE OUT:	
Gas. Burn. Press, kg/cm²	Brnr 1:	Brnr 2:	Brnr 3:
Gas. Burn. Press, kg/cm²	Brnr 4:	Brnr 5:	Brnr 6:
SH Steam Temp ~~P~~, °C	382.4		
~~SH Steam Temp P, °C~~ OIL FLOW, T/H	10.7 (FLOW METER LOCAL)		
~~SH Attemp, t/h~~ PLUME APPEARANCE	LIGHT CONTINUOUS BLACK PUFFS		
Windbox Press, m~~B~~Ar	37		
Furnace Press, m~~B~~Ar	30		
~~NOx, mg/Nm³ (plant)~~ ELEC O2/CO/NOx UNC / lb/MBtu	3.2 / <10 / 254		
ATOMIZ. STEAM VALVE POS, % (OUTSIDE)	35-40		

Madero Boiler MP-B4 Data (continued)

Test Number	#3	
AIG 24 SCREEN		
STEAM COIL AIR IN TEMP, °C	40.8	
AIRHEATER AIR IN TEMP, °C	45.3	
AIRHEATER AIR OUT TEMP, °C	212.9/185.3 ← TC's on each side of Air htr	
AIRHEATER GAS IN TEMP, °C	357	
AIRHEATER GAS OUT TEMP, °C	226.6	
FD FAN DISCH. PRESS, MBAR	41.5	
AIRHEATER OUT PRESS, MBAR	37.6	
WINDBOX PRESS, MBAR	36.5 – 37.2	
FURNACE PRESS, MBAR	30	X/Y
AIRHEATER GAS IN PRESS, MBAR	23.6	
AIRHEATER GAS OUT PRESS, MBAR	24.8	
FD FAN DMPR ~~AIRFLOW~~, %	37	X/Y
O_2/CO FURNACE OUT, %	2.35 / –	
O_2 AIRHEATER OUT, %	2.97	
Σ AIR AND VAL. GUIA AIRE, %	77.8 / 77.9 38 % FD FAN DAMPER	X/Y
TUBE TEMP LEFT, °C	384 372 375 376	W/X/Y/Z
TUBE TEMP RIGHT, °C	367 376 – 380	W/X/Y/Z
CMC 24 SCREEN		
BOILER MASTER/ REAC AIR/V, REAC GAS/V	% 76/78/–/81.5	X/Y/Z

Madero Boiler MP-B4 Data (continued)

Test Number	#3	
COM 24 SCREEN		
COMBUSTOLEO HEADER PRESS, BAR	6.2	
COMBUSTOLEO VALVE POS, %	66	
COMBUSTOLEO FLOW, Kg/S	2.98 / 81.4 %	
COMBUSTOLEO TEMP, °C	116.5	
COMBUSTOLEO HDR BURNER PRESS, BAR	2.41/2.37	X/Y
GAS HEADER PRESS, BAR		
GAS VALVE POSITION, %		
GAS FLOW, NM^3/S		
GAS BURNER HDR PRESS, BAR		
ATOMIZING STEAM PRESS, BAR	4/3.8	X/Y
ATOMIZING STEAM VALVE POS, %	40.0	
AGV 24 SCREEN		
FEEDWATER (AZIM) PRESS, BAR	57.8	
FEEDWATER (AZIM) FLOW, Kg/S	38.7	
STEAM PRESS, BAR	40.9	
STEAM TEMP, °C	382.4	
STEAM FLOW, Kg/S	38-38.4 (136.8 - 138.2 T/h)	X/Y
DRUM PRESS, BAR	42.2	

22-Sept-04

Madero Boiler MP-B4 Data

Test Number	#4		
Test Description	NORMAL LOAD, 6 BURNERS ON OIL LOWEST O2 ALLOWED BY OPERATORS* DUE TO FLAME SCANNER ISTABILITY FLUE GAS CONCENTRATIONS; NO PM TEST		
Excess O2 (Plant), %	1.97 @ STACK		
Steam Flow, ~~t/h~~ kg/s	39 (140 T/h)		
Feedwater Flow, ~~t/h~~ kg/s	39.5		
Oil Flow, t/h, kg/s	2.98 ← "B4-PC-20C"		
Oil Hdr Press, kg/cm^2	MAIN HDR: 9.4	(REG.) OUTLET: 6.5	CONTROL VALVE OUT: 2.7
o Oil Burner Press, kg/cm^2	Brnr 1: 2.7	Brnr 2: 2.7	Brnr 3: 2.35
o Oil Burner Press, kg/cm^2	Brnr 4: 2.05	Brnr 5: 1.85	Brnr 6: 2.2
~~Atomiz. Steam, kg/cm^2~~	~~Brnr 1:~~	~~Brnr 2:~~	~~Brnr 3:~~
~~Atomiz. Steam, kg/cm^2~~	~~Brnr 4:~~	~~Brnr 5:~~	~~Brnr 6:~~
o Atomiz. Steam, kg/cm^2	Upstream Valve: 19		Header: 26% of 16 BAR
Oil Temp, °C	116		
Steam/Oil ΔP	1.5		
o ~~Gas Hdr Press, kg/cm^2~~	VALVE IN:		VALVE OUT:
o ~~Gas. Burn. Press, kg/cm^2~~	Brnr 1:	Brnr 2:	Brnr 3:
o ~~Gas. Burn. Press, kg/cm^2~~	Brnr 4:	Brnr 5:	Brnr 6:
SH Steam Temp L, °C	379.2		
o OIL FLOW, T/H ~~SH Steam Temp R, °C~~	10.7 @LOCAL METER READOUT		
~~SH Attemp, t/h~~ PLUME APPEARANCE	LIGHT-MODERATE BROWN STEADY		
Windbox Press, mBAR	32.9		
Furnace Press, mBAR	26.7		
~~NOx, mg/Nm^3 (plant)~~ O2/CO/NOx UNC 1/2/MBS			
o ATOMIZ. STEAM VALVE POS, % (OUTSIDE)	~40%		

NOTE: ALL 6 SIEMENS "FLAMA INTENSIDAD" LOCAL READOUTS @ 100% AND STEADY

* BURNER #1 FLAME FILLING THROAT, SOME MINOR FLICKERING @ SKIRT

Madero Boiler MP-B4 Data (continued)

Test Number	4				
AIG 24 SCREEN					
STEAM COIL AIR IN TEMP, °C	41.4				
AIRHEATER AIR IN TEMP, °C	45.8				
AIRHEATER AIR OUT TEMP, °C	211.8/184.4				
AIRHEATER GAS IN TEMP, °C	350.1				
AIRHEATER GAS OUT TEMP, °C	222.3				
FD FAN DISCH. PRESS, MBAR	36.8				
AIRHEATER OUT PRESS, MBAR	33.7				
WINDBOX PRESS, MBAR	32.9				
FURNACE PRESS, MBAR	26.7				X/Y
AIRHEATER GAS IN PRESS, MBAR	20.9				
AIRHEATER GAS OUT PRESS, MBAR	21.6				
FD FAN DAMPER ~~AIRFLOW~~, %	31				X/Y
O_2/CO FURNACE OUT, %	1.27/005				
O_2 AIRHEATER OUT, %	1.97				
Σ AIR AND VAL. GUIA AIRE, %	73.7/73.7				X/Y
TUBE TEMP LEFT, °C	379	367	373	376	W/X/Y/Z
TUBE TEMP RIGHT, °C	366	373	—	373	W/X/Y/Z
CMC 24 SCREEN					
BOILER MASTER/ REAC AIR/N, REAC GAS/O, %	78.1/74/0/81.7				X/Y/Z

74

Madero Boiler MP-B4 Data (continued)

Test Number	4	
COM 24 SCREEN		
COMBUSTOLEO HEADER PRESS, BAR	6.2	
COMBUSTOLEO VALVE POS, %	66	
COMBUSTOLEO FLOW, Kg/S, %	2.98 / 81.6	
COMBUSTOLEO TEMP, °C	116	
COMBUSTOLEO HDR BURNER PRESS, BAR	2.37 / 2.4	X/Y
GAS HEADER PRESS, BAR	—	
GAS VALVE POSITION, %	—	
GAS FLOW, NM^3/S	—	
GAS BURNER HDR PRESS, BAR	—	
ATOMIZING STEAM PRESS, BAR	3.9 / 3.8	X/Y
ATOMIZING STEAM VALVE POS, %	40	
A6V 24 SCREEN		
FEEDWATER (ALIM) PRESS, BAR	55.8	
FEEDWATER (ALIM) FLOW, Kg/S	39.5	
STEAM PRESS, BAR	40.0	
STEAM TEMP, °C	379.2	
STEAM FLOW, Kg/S	38.8 – 39.0	
DRUM PRESS, BAR	41.3	X/Y

Madero Boiler MP-B4 Data

	Test Number	#5 22-SEPT-00 16:30		
	Test Description	BURNERS #1 & 2 — FIRING GAS BURNERS # 3, 4-6 — FIRING OIL NORMAL MAX LOAD NORMAL EXCESS O2		
	Excess O2 (Plant), %	2.18		
	Steam Flow, ~~t/h~~ kg/s	45.3 (163 t/h)		
	Feedwater Flow, ~~t/h~~ kg/s	45		
	Oil Flow, t/h, kg/s	2.2		
	Oil Hdr Press, kg/cm²	MAIN HDR: 9.8	REG. OUTLET: 6.8	CONTROL VALVE OUT: 2.9
o	Oil Burner Press, kg/cm²	Brnr 1: —	Brnr 2: —	Brnr 3: 2.35
o	Oil Burner Press, kg/cm²	Brnr 4: 2.2	Brnr 5: 2.0	Brnr 6: 2.1
	~~Atomiz. Steam, kg/cm²~~	~~Brnr 1:~~	~~Brnr 2:~~	~~Brnr 3:~~
	~~Atomiz. Steam, kg/cm²~~	~~Brnr 4:~~	~~Brnr 5:~~	~~Brnr 6:~~
o	Atomiz. Steam, kg/cm²	Upstream Valve: 19.0		Header: 27% of 16 bar
	Oil Temp, °C	118.4		
	Steam/Oil ΔP			
o	Gas Hdr Press, kg/cm²	VALVE IN: 4.4		VALVE OUT: 1.0
o	Gas. Burn. Press, kg/cm²	Brnr 1: 0.75	Brnr 2: 0.75	Brnr 3: —
o	Gas. Burn. Press, kg/cm²	Brnr 4: —	Brnr 5: —	Brnr 6: —
	SH Steam Temp ~~L~~, °C	381		
o	~~SH Steam Temp R, °C~~ OIL FLOW, T/H	7.78		
	~~SH Attemp, t/h~~ PLUME APPEARANCE	See p. 3		
	Windbox Press, mBar	49		
	Furnace Press, mBAR	39		
	NOx, mg/Nm³ (plant) IFC O2/CO/NOx UEC/LB/MBTU			
o	ATOMIZ. STEAM VALVE POS, % (OUTSIDE)	35		GAS FLAMES YELLOW SMOKEY AT TIMES

Madero Boiler MP-B4 Data (continued)

Test Number	5	
AIG 24 SCREEN		
STEAM COIL AIR IN TEMP, °C	41.0	
AIRHEATER AIR IN TEMP, °C	45.6	
AIRHEATER AIR OUT TEMP, °C	223.9/190.4	
AIRHEATER GAS IN TEMP, °C	370.7	
AIRHEATER GAS OUT TEMP, °C	240.1	
FD FAN DISCH. PRESS, MBAR	55.8	
AIRHEATER OUT PRESS, MBAR	50.2	
WINDBOX PRESS, MBAR	49.1	
FURNACE PRESS, MBAR	3F.7	X/Y
AIRHEATER GAS IN PRESS, MBAR	30.8	
AIRHEATER GAS OUT PRESS, MBAR	32.0	
FD Fan DMPR POS AIR FLOW, %	69	X/Y
O_2/CO FURNACE OUT, %	2.06/—	
O_2 AIRHEATER OUT, %	2.18	
Σ AIR AND VAL. GUIA AIRE, %	86.0/86.5	X/Y
TUBE TEMP LEFT, °C	382 366 373 373	W/X/Y/Z
TUBE TEMP RIGHT, °C	370 382 — 407	W/X/Y/Z
CMC 24 SCREEN		
BOILER MASTER/ REAC AIR/V, REAC GAS/V, %	90.2/86.3/29.7/59.3	X/Y/Z

Madero Boiler MP-B4 Data (continued)

Test Number	5	
COM 24 SCREEN		
COMBUSTOLEO HEADER PRESS, BAR	6.4	
COMBUSTOLEO VALVE POS, %	53	
COMBUSTOLEO FLOW, Kg/S	2.17 (59.2%)	
COMBUSTOLEO TEMP, °C	118.4	
COMBUSTOLEO HDR BURNER PRESS, BAR	2.55/2.58	X/Y
GAS HEADER PRESS, BAR	3.7	
GAS VALVE POSITION, %	25	
GAS FLOW, NM^3/S	1.24 NM^3/S (29.6%)	
GAS BURNER HDR PRESS, BAR	0.92/0.91	
ATOMIZING STEAM PRESS, BAR	4.1/4.0	X/Y
ATOMIZING STEAM VALVE POS, %	39	
AGV 24 SCREEN		
FEEDWATER (AZIM) PRESS, BAR	57.6 – 58.2	
FEEDWATER (AZIM) FLOW, Kg/S	44.9 – 45.5	
STEAM PRESS, BAR	44.7 – 42.3	
STEAM TEMP, °C	381.6 – 379.7	
STEAM FLOW, Kg/S	45.0 – 45.6	
DRUM PRESS, BAR	44.2 – 42.3	X/Y

Burner #3 visible thru 2nd-pass → well attached & fitting throat. Smoke wisping back to firing wall at burners 1 & 2. Stack light–mod black puffs continuous. Burners 1 & 2 transparent except for periodic yellow streaking.

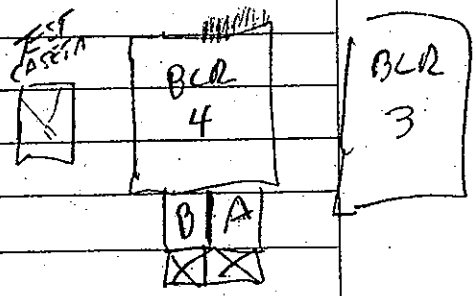
Madero Boiler MP-B4 Data

Test Number	SEPT. 22, '00 7:00 PM		No. 6
Test Description	BURNERS 1 & 2 - FIRING GAS BURNERS 3, 4-6 FIRING OIL NORMAL MAX LOAD MAXIMUM EXCESS O_2, NO PM TESTS		
Excess O2 (Plant), %			
Steam Flow, ~~t/h~~ kg/s	45.3 (163.1 T/h)		
Feedwater Flow, ~~t/h~~ kg/s	45.7		
Oil Flow, t/h, kg/s			
Oil Hdr Press, kg/cm²	MAIN HDR: 9.8	REG. OUTLET: 6.8	CONTROL VALVE OUT: 2.9
o Oil Burner Press, kg/cm²	Bmr 1: —	Bmr 2: —	Bmr 3: 2.35
o Oil Burner Press, kg/cm²	Bmr 4: 2.2	Bmr 5: 2.0	Bmr 6: 2.15
~~Atomiz. Steam, kg/cm²~~	~~Bmr 1:~~	~~Bmr 2:~~	Bmr 3:
~~Atomiz. Steam, kg/cm²~~	~~Bmr 4:~~	~~Bmr 5:~~	Bmr 6:
o Atomiz. Steam, kg/cm²	Upstream Valve: 19		Header: 27% + 16 bar
Oil Temp, °C			
Steam/Oil ΔP			
o Gas Hdr Press, kg/cm²	VALVE IN: 4.5		VALVE OUT: 1.0
o Gas. Burn. Press, kg/cm²	Bmr 1: 0.75	Bmr 2: 0.75	Bmr 3: —
o Gas. Burn. Press, kg/cm²	Bmr 4: —	Bmr 5: —	Bmr 6: —
SH Steam Temp L, °C			
o ~~SH Steam Temp R, °C~~ OIL FLOW, T/H	7.77		
~~SH Attemp, t/h~~ PLUME APPEARANCE	VISIBLE CARBON PLUME		CONTINUOUS - PUFFING EVEN AT higher O_2!
Windbox Press, ~~mm~~ mBAR			
Furnace Press, ~~mm~~ mBAR			
~~NOx, mg/Nm³ (plant)~~ TIG O_2/CO/NOx/UHC/LS/MRTU			
o ATOMIZ. STEAM VALVE POS, % (OUTSIDE)			

Page 1 of 4

Madero Boiler MP-B4 Data (continued)

Test Number	#6	
AIG 24 SCREEN		
STEAM COIL AIR IN TEMP, °C	40.8	
AIRHEATER AIR IN TEMP, °C	45.0	
AIRHEATER AIR OUT TEMP, °C	223.3/190.7	
AIRHEATER GAS IN TEMP, °C	373.0	
AIRHEATER GAS OUT TEMP, °C	241.9	
FD FAN DISCH PRESS, MBAR	58.9	
AIRHEATER OUT PRESS, MBAR	52.9	
WINDBOX PRESS, MBAR	51.6	
FURNACE PRESS, MBAR	40.9	X/Y
AIRHEATER GAS IN PRESS, MBAR	32.7	
AIRHEATER GAS OUT PRESS, MBAR	33.5	
FD FAN DAMPER ~~AIRFLOW~~, %	83.3	X/Y
O_2/CO FURNACE OUT, %	2.53/—	
O_2 AIRHEATER OUT, %	2.57	
Σ AIR AND VAL. GUIA AIRE, %	88.7/86.5	X/Y
TUBE TEMP LEFT, °C	382 366 373 373	W/X/Y/Z
TUBE TEMP RIGHT, °C	369 381 — 406	W/X/Y/Z
CMC 24 SCREEN		
BOILER MASTER/ REAC AIR/N, REAC GAS/O2, %	90.4/88.5/29.4/59.1	X/Y/Z



Madero Boiler MP-B4 Data (continued)

Test Number	#6	
COM 24 SCREEN		
COMBUSTOLEO HEADER PRESS, BAR	6.4	
COMBUSTOLEO VALVE POS, %	53	
COMBUSTOLEO FLOW, Kg/S	2.16 (59.2%)	
COMBUSTOLEO TEMP, °C	118.9	
COMBUSTOLEO HDR BURNER PRESS, BAR	2.55/2.58	X/Y
GAS HEADER PRESS, BAR	4.2	
GAS VALVE POSITION, %	23	
GAS FLOW, Nm^3/s	1.25 (29.6%)	
GAS BURNER HDR PRESS, BAR	0.90	
ATOMIZING STEAM PRESS, BAR	4.1/4.0	X/Y
ATOMIZING STEAM VALVE POS, %	39	
AGV 24 SCREEN		
FEEDWATER (ACUM) PRESS, BAR	56.9 -	
FEEDWATER (ACUM) FLOW, Kg/S	45.4 - 46.0	
STEAM PRESS, BAR	41.1	
STEAM TEMP, °C	379.4	
STEAM FLOW, Kg/S	45.1 - 45.5	
DRUM PRESS, BAR	42.9	X/Y

SO2

Madero Boiler MP-B4 Data

Test Number	7 23-SEPT-00 11:55
Test Description	NORMAL LOAD BURNERS 1,2 → GAS / 3-6 → OIL LOW O2 (CO-LIMITED)
Excess O2 (Plant), %	~1.8
Steam Flow, ~~kg/s~~	39 (140.6 T/h)
Feedwater Flow, ~~kg/s~~	39.3
Oil Flow, t/h, kg/s	1.86 Kg/s (6.7 T/h)
Oil Hdr Press, kg/cm²	MAIN HDR: 9.8 REG. OUTLET: CONTROL VALVE OUT:
o Oil Burner Press, kg/cm²	Brnr 1: — Brnr 2: — Brnr 3: 2.3
o Oil Burner Press, kg/cm²	Brnr 4: 1.85 Brnr 5: 1.65 Brnr 6: 2.0
~~Atomiz. Steam, kg/cm²~~ ATOM ST VV PURGE ST VV	~~Brnr 1:~~ CL CL Brnr 2: CL CL Brnr 3: OP OP } VISUALLY CONFIRM
~~Atomiz. Steam, kg/cm²~~ ATOM ST VV PURGE ST VV	Brnr 4: OP OP Brnr 5: OP OP Brnr 6: OP OP
o Atomiz. Steam, kg/cm²	Upstream Valve: 19 Header: 3.8 24% OF LOAD
Oil Temp, °C	118.4
Steam/Oil ΔP	~1.8 ← GAS VV 80% OPEN
o Gas Hdr Press, kg/cm²	VALVE IN: 5.2 VALVE OUT: 0.75
o Gas. Burn. Press, kg/cm²	Brnr 1: 6.2 Brnr 2: 5.8 Brnr 3: —
o Gas. Burn. Press, kg/cm²	Brnr 4: — Brnr 5: — Brnr 6: —
SH Steam Temp L, °C	379.6 (715 F)
o ~~Oil Flow, T/H~~ ~~SH Steam Temp R, °C~~	6.61 ~ 6.71
~~SH Attemp, t/h~~ PLUME APPEARANCE	CONTINUOUS BROWN/BLACK MODERATE INTENSITY (HEAVY BROWN ON O2 DIPS)
Windbox Press, ~~mBAR~~	35.1
Furnace Press, ~~mBAR~~	27.8
NOx, mg/Nm³ (plant) ~~O2/CO/NOx UNC/LB/MBTU~~	379.6.
o ATOMIZ. STEAM VALVE POS, % (OUTSIDE)	~35 %

82

Madero Boiler MP-B4 Data (continued)

Test Number	7	
AIG 24 SCREEN		
STEAM COIL AIR IN TEMP, °C	41.4	
AIRHEATER AIR IN TEMP, °C	45.9	
AIRHEATER AIR OUT TEMP, °C	215/185	
AIRHEATER GAS IN TEMP, °C	350.6	
AIRHEATER GAS OUT TEMP, °C	224.2	
FD FAN DISCH. PRESS, MBAR	38.7 ~ 39.0	
AIRHEATER OUT PRESS, MBAR	35.7	
WINDBOX PRESS, MBAR	35.1	
FURNACE PRESS, MBAR	27.8	X/Y
AIRHEATER GAS IN PRESS, MBAR	21.8	
AIRHEATER GAS OUT PRESS, MBAR	22.7	
FD FAN DMPR ~~AIR FLOW~~, %	38.6 NOTE: ONE SET OF FAN VANES WELDED INTO ~40% OPEN POS. IN PREPARATION FOR REPAIRS TODAY	
O_2/CO FURNACE OUT, %	~~1.86~~ 1.75/– ← O_2 DIPS TO ~1.6	
O_2 AIRHEATER OUT, %	1.84	
Σ AIR AND VAL. GUIA AIRE, %	74.5/74.1	X/Y
Tube TEMP LEFT, °C	379 363 368 370	W/X/Y/Z
Tube TEMP Right, °C	369 383 — 402	W/X/Y/Z
CMC 24 SCREEN		
BOILER MASTER/ V. REAC AIR/V. REAC GAS/OC, %	78.0/74.3/25.4/50.5	X/Y/Z

Madero Boiler MP-B4 Data (continued)

Test Number	7	
COM 24 SCREEN		
COMBUSTOLEO HEADER PRESS, BAR	6.5	
COMBUSTOLEO VALVE POS, %	44-43	
COMBUSTOLEO FLOW, Kg/S	1.86	
COMBUSTOLEO TEMP, °C	118.4	
COMBUSTOLEO HDR BURNER PRESS, BAR	2.01/2.05	X/Y
GAS HEADER PRESS, BAR	4.7	
GAS VALVE POSITION, %	20-20.5	
GAS FLOW, Nm^3/s	1.07 (25.3)	
GAS BURNER HDR PRESS, BAR	0.69	
ATOMIZING STEAM PRESS, BAR	3.6/3.5	X/Y
ATOMIZING STEAM VALVE POS, %	37	
AGV 24 SCREEN		
FEEDWATER (ALIM) PRESS, BAR	57.5	
FEEDWATER (ALIM) FLOW, Kg/S	39.3	
STEAM PRESS, BAR	41.6	
STEAM TEMP, °C	379.6	
STEAM FLOW, Kg/S	39.1-38.9	
DRUM PRESS, BAR	43.0	X/Y

Madero Boiler MP-B4 Data

Test Number	8 23-SEPT-06 13:00 HRS
Test Description	NORMAL LOAD 1,2 BURNERS → GAS 3-6 BURNERS → OIL NORMAL EXCESS O2
Excess O2 (Plant), %	2.4
Steam Flow, ~~kg/s~~	39.2 (141.3 t/h)
Feedwater Flow, ~~kg/s~~	~40
Oil Flow, t/h , kg/s	1.85 kg/s (6.67 t/h) ← OIL VV ~40% OPEN
Oil Hdr Press, kg/cm²	MAIN HDR: 9.8 REG. OUTLET: 6.9 CONTROL VALVE OUT: 2.6
o Oil Burner Press, kg/cm²	Brnr 1: — Brnr 2: — Brnr 3: 2.3
o Oil Burner Press, kg/cm²	Brnr 4: 1.8 Brnr 5: 1.65 Brnr 6: 1.9
~~Atomiz. Steam, kg/cm²~~	~~Brnr 1:~~ Brnr 2: Brnr 3:
~~Atomiz. Steam, kg/cm²~~	~~Brnr 4:~~ Brnr 5: Brnr 6:
o Atomiz. Steam, kg/cm²	Upstream Valve: 19 Header: 24% @ 16 BAR
Oil Temp, °C	118.6
Steam/Oil ΔP	379.5 ← gas regulating vv 80% OR CLOSED open ?
o Gas Hdr Press, kg/cm²	VALVE IN: 4.6 VALVE OUT: 0.75
o Gas. Burn. Press, kg/cm²	Brnr 1: 6.2 Brnr 2: 5.8 Brnr 3: —
o Gas. Burn. Press, kg/cm²	Brnr 4: — Brnr 5: — Brnr 6: —
~~SH Steam Temp A~~, °C	
o ~~OIL FLOW, t/h SH Steam Temp B~~, °C	6.61-6.76
~~SH Attemp, t/h~~ PLUME APPEARANCE	PULSING LIGHT - MEDIUM BLACK
Windbox Press, mBar	38.4
Furnace Press, mBar	30.0
NOx, mg/Nm³ (plant) ~~O2/CO/NOx~~ LOI	
o ATOMIZ. STEAM VALVE POS, % (OUTSIDE)	~35%

85

Madero Boiler MP-B4 Data (continued)

Test Number	8				
AIG 24 SCREEN					
STEAM COIL AIR IN TEMP, °C	41.7				
AIRHEATER AIR IN TEMP, °C	46.0				
AIRHEATER AIR OUT TEMP, °C	215.6/185.0				
AIRHEATER GAS IN TEMP, °C	354				
AIRHEATER GAS OUT TEMP, °C	227				
FD FAN DISCH PRESS, MBAR	42.5				
AIRHEATER OUT PRESS, MBAR	38.9				
WINDBOX PRESS, MBAR	38.4				
FURNACE PRESS, MBAR	30.0				X/Y
AIRHEATER GAS IN PRESS, MBAR	23.8				
AIRHEATER GAS OUT PRESS, MBAR	24.5				
FD FAN CONTROL ~~AIRFLOW~~ %	44				X/Y
O_2/CO FURNACE OUT, %	2.38-2.43/—				
O_2 AIRHEATER OUT %	2.50				
Σ AIR AND VAL. GUIA AIRE, %	77.2/74.1				X/Y
TUBE TEMP LEFT, °C	379	364	369	370	W/X/Y/Z
TUBE TEMP RIGHT, °C	367	382	—	406	W/X/Y/Z
CMC 24 SCREEN					
BOILER MASTER/ REAC AIR/V. REAC GAS/	% 78.2/77.4/25.3/50.5/				X/Y/Z

Madero Boiler MP-B4 Data (continued)

Test Number	8	
COM 24 SCREEN		
COMBUSTOLEO HEADER PRESS, BAR	6.5	
COMBUSTOLEO VALVE POS, %	44 %	
COMBUSTOLEO FLOW, kg/s	1.85 (50.7%)	
COMBUSTOLEO TEMP, °C	118.6	
COMBUSTOLEO HDR BURNER PRESS, BAR	1.99/2.01	X/Y
GAS HEADER PRESS, BAR	4.2	
GAS VALVE POSITION, %	21.5 %	
GAS FLOW, Nm^3/s	1.06	
GAS BURNER HDR PRESS, BAR	0.71/0.70	
ATOMIZING STEAM PRESS, BAR	3.6/3.4	X/Y
ATOMIZING STEAM VALVE POS, %	36.5 %	
AGV 24 SCREEN		
FEEDWATER (AZIM) PRESS, BAR	57.2	
FEEDWATER (AZIM) FLOW, kg/s	41.6 - 38.8	
STEAM PRESS, BAR	41.6	
STEAM TEMP, °C	379.5	
STEAM FLOW, kg/s	39.0 - 39.4	
DRUM PRESS, BAR	43.0	X/Y

Apéndice D EPT Hojas de datos de la Caldera – Pruebas de emisiones REACH

Madero Boiler MP-B4 Data

Test Number/Date/Time	1-PRE-PM 6/6/01 19:22 hr
Test Description	V-JETS, MAX LOAD, ABIS, OIL V-JETS ORIENTED SIDEWAYS DATA DURING ITE GAS TRAVERSE
Excess O2 (Plant), %	Furnace Out: 3.12 AH Out: 3.01
Steam Flow, kg/sec	43.8-44.3 t/h (metric): 158-160
Feedwater Flow, kg/sec	
Oil Flow, kg/sec	3.57 t/h (metric):
Oil Hdr Press, kg/cm²	Main Hdr: 11.0 Regulator Outlet: 8.3 Control Valve Outlet: 7.0
Oil Burner Press, kg/cm²	Brnr 1: Brnr 2: 7.0 Brnr 3:
Oil Burner Press, kg/cm²	Brnr 4: Brnr 5: Brnr 6:
Atomiz. Steam, kg/cm²	Brnr 1: Brnr 2: 8.6 (Δ = +0.4) Brnr 3:
Atomiz. Steam, kg/cm²	Brnr 4: Brnr 5: Brnr 6:
Atomiz. Steam, kg/cm²	Upstream of Burners: 9.4 Header (% of 16): (barg):
Oil Temp, °C	116.9
Steam/Oil ΔP (DCS)	
Gas Hdr Press, kg/cm²	Valve In: 6.2 Valve Out: — Valve % Open: —
Gas. Burn. Press, kg/cm²	Brnr 1: Brnr 2: Brnr 3:
Gas. Burn. Press, kg/cm²	Brnr 4: Brnr 5: Brnr 6:
SH Steam Temp, °C	382
Oil Flow, t/h (local meter)	12.9 (2.15/burner) lb/h-burner: 4,730
Plume Appearance	SO3 with periodic brownish coloring, Good Mix O2.
Windbox Press, mbar	56.2
Furnace Press, mbar	48.2
Windbox-Furnace, mbar	mbar: 8.0 in. H2O: 3.2 (1 in. H2O = 2.49 mbar)

EPT

Madero Boiler MP-B4 Data (continued)

Test Number		
Atomiz Stm Vlv Pos, % (outside)		
IIE MEASUREMENTS		
O2 (%)/CO (ppmv) Duct/Stack,	Duct after AH:	Stack:
NOx (unc ppmv/lb/MBtu)	unc, ppmv:	lb/MBtu:
CONTROL ROOM DATA		
AIG 24 Screen		
Steam Coil Air In Temp, °C	39.1	
AH Air In Temp, °C	43.4	
AH Air Out Temp, °C	224.9/190.7	
AH Gas In Temp, °C	385.8	
AH Gas Out Temp, °C	NOT AVAILABLE	
FD Fan Disch Press, mbar	64.4	
AH Air Out Press, mbar	57.8	
Windbox Press, mbar	56.2	
Furnace Press, mbar (x/y)	48.2/48.2	
AH Gas In Press, mbar	38.7	
AH Gas Out Press, mbar (chimney)	-0.9	
FD Fan Damper, % (x/y)	95.4	
O2/CO Furnace Out, %	3.12	
O2 Airheater Out, %	3.01	
ΣAir/Val. Guia Aire, % (x/y)		
Tube Temp L, °C (w/x/y/z)		
Tube Temp R, °C (w/x/y/z)		

EPT

Madero Boiler MP-B4 Data (continued)

Test Number	
CONTROL ROOM DATA (continued)	
CMC 24 Screen	
Boiler Master/V. Real Air, V. Real Gas/Oil, % (x/y/z)	97.5 / 93.3 / 0 / 97.4
V. Real ~~Gas/Oil, %~~ COMB/AIR	1.04
COM 24 Screen	
Combust. Hdr Press, barg	9.5
Combustoleo Valve Pos, %	77 / 80% (OUTSIDE)
Combust. Flow, kg/sec, %	3.57
Combustoleo Temp, °C	116.9
Combust. Hdr Burner Press, barg (x/y)	7.01 / 7.06
Gas Hdr Press, barg	—
Gas Valve Position, %	—
Gas Flow, Nm^3/sec	—
Gas Brnr Hdr Press, barg (x/y)	—
Atomiz Steam Press, barg (x/y)	8.5/8.4
Atomiz Steam Valve Pos, %	50
AGV 24 Screen	
Feedwater (Alim) Press, barg	59.6
Feedwater (Alim) Flow, kg/sec	46.3
Steam Press, barg	41
Steam Temp, °C	382
Steam Flow, kg/sec	43.8
Drum Press, barg (xy)	42.7

EPT

Madero Boiler MP-B4 Flame Scanner Data

Test No: "A"
Scanner: _____
Date: 6/9/01

Burner No.	Intensity	Pulse Rate
1	JUMPERED	
2	100	750-900
3	100	1400-1700
4	100	900-1000
5	100	260-500
6	100	1400

99% GAIN

NEW SCANNER, 35% RANGE

Test No: 1 - PRE-DM (100% O2)
Scanner: DURAG
Date: 6/6/01 (1926 hrs)

Burner No.	Intensity	Pulse Rate
1	100	150-250
2	100	130-400
3	100	1200-1500
4	100	350-420
5	100	850-1,000
6	100	1,360-1,440

Jumpered

(DURAG NEW, 35% GAIN (OTHERS 99%)

Test No: 2
Scanner: _____
Date: 6/7/01 11:50am

Burner No.	Intensity	Pulse Rate
1	100	70-110
2	100	350-650
3	100	1,000-1,150
4	100	330-400
5	100	800-930
6	100	1,300-1,450

Jumped

NEW DURAG, 35% GAIN

Test No: 3
Scanner: _____
Date: 6/7/01 1510 hrs

Burner No.	Intensity	Pulse Rate
1	100	800-1,000
2	100	445-800
3	100	2,400-3,000
4	100	220-330
5	100	780-900
6	100	1350-1450

Test No: 4
Scanner: _____
Date: 6-7-01 20:00 HRS

Burner No.	Intensity	Pulse Rate
1	100	710-940
2	↓	170-560
3	↓	1800-3100
4	↓	330-430
5	↓	740-950
6	↓	1330-1480

Test No: 6
Scanner: _____
Date: 6-8-01 16:20 HRS

Burner No.	Intensity	Pulse Rate
1	100	750-900
2	↓	1050-1270
3	↓	2200-2800
4	↓	1150-1450
5	↓	620-720
6	↓	1030-1250

TEST 5 - NO SCANNER DATA

Madero Boiler MP-B4 Data

Test Number/Date/Time	2 6/7/01 11:41
Test Description	140 T/h, 6 O/C, NOMINAL (DCS) O_2 OIL VALVE SWINGING, IFE 2ND PM TEST
Excess O2 (Plant), %	Furnace Out: 3.22 AH Out: 3.18
Steam Flow, kg/sec	39.8 t/h (metric): 143
Feedwater Flow, kg/sec	43.0
Oil Flow, kg/sec	3.11-3.33 t/h (metric): 11.2-12.0
Oil Hdr Press, kg/cm²	Main Hdr: 10.8-11.2 (Supply swings) Regulator Outlet: 8.3-8.5 Control Valve Outlet: 6.2-6.5
Oil Burner Press, kg/cm²	Brnr 1: — Brnr 2: 6.1-6.4 Brnr 3: —
Oil Burner Press, kg/cm²	Brnr 4: — Brnr 5: — Brnr 6: —
Atomiz. Steam, kg/cm²	Brnr 1: — Brnr 2: 7.8 Brnr 3: —
Atomiz. Steam, kg/cm²	Brnr 4: — Brnr 5: — Brnr 6: —
Atomiz. Steam, kg/cm²	Upstream of Burners: 8.5 Header (% of 16): 50 (barg):
Oil Temp, °C	119.8
Steam/Oil ΔP (DCS)	1.5
Gas Hdr Press, kg/cm²	Valve In: 6.0 Valve Out: — Valve % Open: —
Gas. Burn. Press, kg/cm²	Brnr 1: — Brnr 2: — Brnr 3: —
Gas. Burn. Press, kg/cm²	Brnr 4: — Brnr 5: Brnr 6:
SH Steam Temp, °C	379.5
Oil Flow, t/h (local meter)	(OIL VALVE SWINGING) 11.3-11.8 lb/h-burner: 4,143 - 4,327
Plume Appearance	PERIODIC LIGHT PUFFS (CAUSED BY O/C FLOW SPIKES?)
Windbox Press, mbar	44.6
Furnace Press, mbar	38.4
Windbox-Furnace, mbar	mbar: 6.2 in. H2O: 2.5 (1 in. H2O = 2.49 mbar)

NG JAG →

IFE DUCT A: 3.57 % O_2. NOx = 188 CO = 11 NO_{xc} = 194 > 195
AVG DUCT B: 3.13 % O_2 Page 1 of 4 NOx = 195 CO = 19 NO_{xc} = 196

PLANT ROSEMOUNT O_2 IN TEST BUILDING: 2.9/2.8 % AVG NOx = 0.25
AVG O_2 = 3.35 lb/MBtu

Madero Boiler MP-B4 Data (continued)

Test Number	2
Atomiz Stm Vlv Pos, % (outside)	50
IIE MEASUREMENTS	
O2 (%)/CO (ppmv) Duct/Stack,	Duct after AH: Stack:
NOx (unc ppmv/lb/MBtu)	unc, ppmv: lb/MBtu:
CONTROL ROOM DATA	
AIG 24 Screen	
Steam Coil Air In Temp, °C	39.9
AH Air In Temp, °C	44.4
AH Air Out Temp, °C	220.6/188
AH Gas In Temp, °C	374.8
AH Gas Out Temp, °C	—
FD Fan Disch Press, mbar	51.2
AH Air Out Press, mbar	45.8
Windbox Press, mbar	44.6
Furnace Press, mbar (x/y)	38.4/38.4
AH Gas In Press, mbar	30.7
AH Gas Out Press, mbar	-0.9
FD Fan Damper, % (x/y)	46.7
O2/CO Furnace Out, %	3.22
O2 Airheater Out, %	3.18
ΣAir/Val. Guia Aire, % (x/y)	84.3/85.2
Tube Temp L, °C (w/x/y/z)	335.4/331.1/291.6/371.4
Tube Temp R, °C (w/x/y/z)	366.8/386.9

EPT

94

Madero Boiler MP-B4 Data (continued)

Test Number	2
CONTROL ROOM DATA (continued)	
CMC 24 Screen	
Boiler Master/V. Real Air, V. Real Gas/Oil, % (x/y/z)	80 / 83.5/0 / 87.6
V. Real ~~Gas/Oil~~, % Comb/Air	1.00-1.08
COM 24 Screen	
Combust. Hdr Press, barg	9.6
Combustoleo Valve Pos, %	65-70 LOCAL 70-80 (SWING)
Combust. Flow, kg/sec, %	3.11-3.33
Combustoleo Temp, °C	119.8
Combust. Hdr Burner Press, barg (x/y)	7.8/7.7
Gas Hdr Press, barg	5.1
Gas Valve Position, %	–
Gas Flow, Nm^3/sec	–
Gas Brnr Hdr Press, barg (x/y)	–
Atomiz Steam Press, barg (x/y)	6.2/6.2 ±0.1
Atomiz Steam Valve Pos, %	47.4
AGV 24 Screen	
Feedwater (Alim) Press, barg	59.5
Feedwater (Alim) Flow, kg/sec	43.0
Steam Press, barg	41.8
Steam Temp, °C	379.5
Steam Flow, kg/sec	39.7
Drum Press, barg (xy)	43.1

EPT

Madero Boiler MP-B4 Data

Test Number/Date/Time	3- 6/7/01 14:54 IIE PM
Test Description	140 T/h, 4 OIC, 2 GAS, O_2 AT DCS LIMIT (LOW)
Excess O2 (Plant), %	Furnace Out: 2.8 AH Out: 2.5
Steam Flow, kg/sec	t/h (metric):
Feedwater Flow, kg/sec	
Oil Flow, kg/sec	2.04 BYPASS OPEN t/h (metric):
Oil Hdr Press, kg/cm²	Main Hdr: 11.3 Regulator Outlet: 8.8 Control Valve Outlet: 6.2
Oil Burner Press, kg/cm²	Brnr 1: OOS Brnr 2: 6.2 Brnr 3: OOS
Oil Burner Press, kg/cm²	Brnr 4: Brnr 5: Brnr 6:
Atomiz. Steam, kg/cm²	Brnr 1: OOS Brnr 2: 7.8 Brnr 3: OOS
Atomiz. Steam, kg/cm²	Brnr 4: Brnr 5: Brnr 6:
Atomiz. Steam, kg/cm²	Upstream of Burners: 8.6 Header (% of 16): (barg): 50%
Oil Temp, °C	118
Steam/Oil ΔP (DCS)	1.5
Gas Hdr Press, kg/cm²	Valve In: 5.9 Valve Out: 2.4 Valve % Open:
Gas. Burn. Press, kg/cm²	Brnr 1: NO GAUGE Brnr 2: — Brnr 3: NO GAUGE
Gas. Burn. Press, kg/cm²	Brnr 4: — Brnr 5: — Brnr 6: —
SH Steam Temp, °C	
Oil Flow, t/h (local meter)	7.3 lb/h-burner:
Plume Appearance	
Windbox Press, mbar	
Furnace Press, mbar	
Windbox-Furnace, mbar	mbar: in. H_2O: (1 in. H_2O = 2.49 mbar)

EPT

Madero Boiler MP-B4 Data (continued)

Test Number	3
Atomiz Stm Vlv Pos, % (outside)	
IIE MEASUREMENTS	
O2 (%)/CO (ppmv) Duct/Stack,	Duct after AH: Stack:
NOx (unc ppmv/lb/MBtu)	unc, ppmv: lb/MBtu:
CONTROL ROOM DATA	
AIG 24 Screen	
Steam Coil Air In Temp, °C	40.6
AH Air In Temp, °C	45.1
AH Air Out Temp, °C	222.6/188.1
AH Gas In Temp, °C	370.5
AH Gas Out Temp, °C	—
FD Fan Disch Press, mbar	46.4
AH Air Out Press, mbar	42.0
Windbox Press, mbar	40.9
Furnace Press, mbar (x/y)	35.0
AH Gas In Press, mbar	28.0
AH Gas Out Press, mbar	-0.9
FD Fan Damper, % ~~(x/y)~~	42.5
O2/CO Furnace Out, %	2.9
O2 Airheater Out, %	2.5
ΣAir/Val. Guia Aire, % (x/y)	80.0/81.5
Tube Temp L, °C (w/x/y/z)	348.2/336.3/292.3/365.6
Tube Temp R, °C (w/x/y/z)	362.3/391.3

EPT

97

Madero Boiler MP-B4 Data (continued)

Test Number	3
CONTROL ROOM DATA (continued)	
CMC 24 Screen	
Boiler Master/V. Real Air, V. Real Gas/Oil, % (x/y/z)	78.3/80.3/27.8/55.2
V. Real Gas/Oil, %	1.04
COM 24 Screen	
Combust. Hdr Press, barg	10.0
Combustoleo Valve Pos, %	48.0 50 (LOCAL)
Combust. Flow, kg/sec, %	2.04
Combustoleo Temp, °C	118.0
Combust. Hdr Burner Press, barg (x/y)	7.7/7.5
Gas Hdr Press, barg	4.7
Gas Valve Position, %	~~1.15 1.19~~ ... → 0 (MIN, PRESS REG)
Gas Flow, Nm^3/sec	1.15 - 1.19
Gas Brnr Hdr Press, barg (x/y)	2.2
Atomiz Steam Press, barg (x/y)	7.5 - 7.7
Atomiz Steam Valve Pos, %	41
AGV 24 Screen	
Feedwater (Alim) Press, barg	59.5
Feedwater (Alim) Flow, kg/sec	42.1
Steam Press, barg	41.2
Steam Temp, °C	379.9
Steam Flow, kg/sec	39.1
Drum Press, barg (xy)	42.6

EPT

98

Madero Boiler MP-B4 Data

Test Number/Date/Time	4 6/7/01 1940 hours
Test Description	160 T/h, 4 OIL, 2 GAS, NOMINAL O2 IIE PM TEST
Excess O2 (Plant), %	Furnace Out: 2.06 AH Out: 2.13
Steam Flow, kg/sec	44.9 t/h (metric): 162
Feedwater Flow, kg/sec	48.4 Bypass cracked open
Oil Flow, kg/sec	2.29 t/h (metric):
Oil Hdr Press, kg/cm²	Main Hdr: 11.3 Regulator Outlet: 8.8 Control Valve Outlet: 6.9
Oil Burner Press, kg/cm²	Brnr 1: Brnr 2: 7.0 Brnr 3:
Oil Burner Press, kg/cm²	Brnr 4: Brnr 5: Brnr 6:
Atomiz. Steam, kg/cm²	Brnr 1: Brnr 2: 8.6 Brnr 3:
Atomiz. Steam, kg/cm²	Brnr 4: Brnr 5: Brnr 6:
Atomiz. Steam, kg/cm²	Upstream of Burners: 9.1 Header (% of ~~16~~ 10): 55 (barg):
Oil Temp, °C	120.4
Steam/Oil ΔP (DCS)	1.5
Gas Hdr Press, kg/cm²	Valve In: 5.8 Valve Out: 3.1 Valve % Open: ~12% (MIN GAS REG OPEN)
Gas. Burn. Press, kg/cm²	Brnr 1: No Gauge Brnr 2: Brnr 3: No gauge
Gas. Burn. Press, kg/cm²	Brnr 4: Brnr 5: Brnr 6:
SH Steam Temp, °C	380.9
Oil Flow, t/h (local meter)	8.18-8.26 lb/h-burner:
Plume Appearance	Lite to moderate puffs nearly continuous - minimal O2
Windbox Press, mbar	54.8
Furnace Press, mbar	46.7
Windbox-Furnace, mbar	mbar: 8.1 in. H2O: (1 in. H2O = 2.49 mbar)

EPT

Madero Boiler MP-B4 Data (continued)

Test Number	4	
Atomiz Stm Vlv Pos, % (outside)	60	
IIE MEASUREMENTS		
O2 (%)/CO (ppmv) Duct/Stack,	Duct after AH:	Stack:
NOx (unc ppmv/lb/MBtu)	unc, ppmv:	lb/MBtu:
CONTROL ROOM DATA		
AIG 24 Screen		
Steam Coil Air In Temp, °C	38.8	
AH Air In Temp, °C	43.6	
AH Air Out Temp, °C	230.6/194.4	
AH Gas In Temp, °C	391.6	
AH Gas Out Temp, °C	—	
FD Fan Disch Press, mbar	62.2	
AH Air Out Press, mbar	56.1	
Windbox Press, mbar	54.5	
Furnace Press, mbar (x/y)	46.4/46.6	
AH Gas In Press, mbar	37.3	
AH Gas Out Press, mbar	-0.9	
FD Fan Damper, % (x/y)	61.1	
O2/CO Furnace Out, %	1.98	
O2 Airheater Out, %	2.12	
ΣAir/Val. Guia Aire, % (x/y)	90.9/99.1	
Tube Temp L, °C (w/x/y/z)	356.3/341.7/293.8/363.8	
Tube Temp R, °C (w/x/y/z)	357.8/387.1/0/0	

EPT

100

Madero Boiler MP-B4 Data (continued)

Test Number	4
CONTROL ROOM DATA (continued)	
CMC 24 Screen	
Boiler Master/V. Real Air, V. Real Gas/Oil, % (x/y/z)	89.8/90.9/34.8/62.6
V. Real ~~Gas/Oil~~ COMB/AIRE, %	1.07
COM 24 Screen	
Combust. Hdr Press, barg	9,9
Combustoleo Valve Pos, %	58.4
Combust. Flow, kg/sec, %	2,29
Combustoleo Temp, °C	120.5
Combust. Hdr Burner Press, barg (x/y)	8.6/8.4
Gas Hdr Press, barg	4.7
Gas Valve Position, %	14.23
Gas Flow, Nm^3/sec	1,47
Gas Brnr Hdr Press, barg (x/y)	2.91/2.90
Atomiz Steam Press, barg (x/y)	8.5/8.4
Atomiz Steam Valve Pos, %	42
AGV 24 Screen	
Feedwater (Alim) Press, barg	59.8
Feedwater (Alim) Flow, kg/sec	48.1
Steam Press, barg	41.9
Steam Temp, °C	380.9
Steam Flow, kg/sec	45.0
Drum Press, barg (xy)	43.7

EPT

101

Madero Boiler MP-B4 Data

Test Number/Date/Time	#5 JUNE 8, 2001 15:00 HRS
Test Description	6 BURNERS ON GAS MIN O2 – BASED ON CO MAX LOAD LIMITED BY FUEL GAS HDR PRESS.*
Excess O2 (Plant), %	Furnace Out: 1.26 AH Out: X 3.6 = 141.1
Steam Flow, kg/sec	39.2 t/h (metric):
Feedwater Flow, kg/sec	41.1
Oil Flow, kg/sec	t/h (metric):
Oil Hdr Press, kg/cm²	Main Hdr: Regulator Outlet: Control Valve Outlet:
Oil Burner Press, kg/cm²	Brnr 1: Brnr 2: Brnr 3:
Oil Burner Press, kg/cm²	Brnr 4: Brnr 5: Brnr 6:
Atomiz. Steam, kg/cm²	Brnr 1: Brnr 2: Brnr 3:
Atomiz. Steam, kg/cm²	Brnr 4: Brnr 5: Brnr 6:
Atomiz. Steam, kg/cm²	Upstream of Burners: Header (% of 16): (barg):
Oil Temp, °C	
Steam/Oil ΔP (DCS)	
LOCAL Gas Hdr Press, kg/cm²	Valve In: 4.4 (suspect) Valve Out: 2.13 Valve % Open:
Gas. Burn. Press, kg/cm²	Brnr 1: — Brnr 2: — Brnr 3: —
Gas. Burn. Press, kg/cm²	Brnr 4: 2.12 Brnr 5: 2.1 Brnr 6: >2
SH Steam Temp, °C	421.5
Oil Flow, t/h (local meter)	lb/h-burner:
Plume Appearance	Clear
Windbox Press, mbar	38
Furnace Press, mbar	32
Windbox-Furnace, mbar	mbar: 6 in. H2O: (1 in. H2O = 2.49 mbar)

Flames blue/pink — near invisible clear viewed thru peep hole. EPT

* Plant could not open gas valve bypass (never opened) and didn't want to open gas valve further on their own.

Madero Boiler MP-B4 Data (continued)

Test Number	5	
Atomiz Stm Vlv Pos, % (outside)		
IIE MEASUREMENTS		
O2 (%)/CO (ppmv) Duct/Stack,	Duct after AH:	Stack:
NOx (unc ppmv/lb/MBtu)	unc, ppmv:	lb/MBtu:
CONTROL ROOM DATA		
AIG 24 Screen		
Steam Coil Air In Temp, °C	41.6	
AH Air In Temp, °C	46.4	
AH Air Out Temp, °C	224.8	
AH Gas In Temp, °C	359.7	
AH Gas Out Temp, °C	—	
FD Fan Disch Press, mbar	42.7	
AH Air Out Press, mbar	38.9	
Windbox Press, mbar	38.0	
Furnace Press, mbar (x/y)	32.3/32.4	
AH Gas In Press, mbar	25.6	
AH Gas Out Press, mbar	−1.0	
FD Fan Damper, % (x/y)	40	
O2/CO Furnace Out, %	1.26	
O2 Airheater Out, %	1.16	
ΣAir/Val. Guia Aire, % (x/y)	76.8/85.1	
Tube Temp L, °C (w/x/y/z)	367.5/362.5/315.1/412.8	
Tube Temp R, °C (w/x/y/z)	405.1/429.4	

EPT

Madero Boiler MP-B4 Data (continued)

Test Number	5
CONTROL ROOM DATA (continued)	
CMC 24 Screen	
Boiler Master/V. Real Air, V. Real Gas/Oil, % (x/y/z)	
V. Real Gas/Oil, %	
COM 24 Screen	
Combust. Hdr Press, barg	
Combustoleo Valve Pos, %	
Combust. Flow, kg/sec, %	
Combustoleo Temp, °C	
Combust. Hdr Burner Press, barg (x/y)	
Gas Hdr Press, barg	3.46 (Low due to low plant capacity)
Gas Valve Position, %	84
Gas Flow, Nm^3/sec	3.51
Gas Brnr Hdr Press, barg (x/y)	2.11/2.10
Atomiz Steam Press, barg (x/y)	
Atomiz Steam Valve Pos, %	
AGV 24 Screen	
Feedwater (Alim) Press, barg	59.72
Feedwater (Alim) Flow, kg/sec	41.1
Steam Press, barg	41.34
Steam Temp, °C	421.2
Steam Flow, kg/sec	39.3
Drum Press, barg (xy)	42.8

EPT

Madero Boiler MP-B4 Data

Test Number/Date/Time	#6 JUNE 8, 2001 16:20 HRS
Test Description	6 BURNERS ON GAS O2 AT AUTOMATIC CONTROL VALVE MAX LOAD LIMITED BY LOW GAS HDR. PRESS.
Excess O2 (Plant), %	Furnace Out: 2.37 AH Out: 2.09
Steam Flow, kg/sec	38.0 t/h (metric): 137
Feedwater Flow, kg/sec	41.4
Oil Flow, kg/sec	t/h (metric):
Oil Hdr Press, kg/cm²	Main Hdr: Regulator Outlet: Control Valve Outlet:
Oil Burner Press, kg/cm²	Brnr 1: Brnr 2: Brnr 3:
Oil Burner Press, kg/cm²	Brnr 4: Brnr 5: Brnr 6:
Atomiz. Steam, kg/cm²	Brnr 1: Brnr 2: Brnr 3:
Atomiz. Steam, kg/cm²	Brnr 4: Brnr 5: Brnr 6:
Atomiz. Steam, kg/cm²	Upstream of Burners: Header (% of 16): (barg):
Oil Temp, °C	
Steam/Oil ΔP (DCS)	
Gas Hdr Press, kg/cm²	Valve In: 3.45 Valve Out: 2. Valve % Open:
Gas. Burn. Press, kg/cm²	Brnr 1: — Brnr 2: — Brnr 3: —
Gas. Burn. Press, kg/cm²	Brnr 4: 2.09 Brnr 5: 2.05 Brnr 6: >2
SH Steam Temp, °C	
Oil Flow, t/h (local meter)	lb/h-burner:
Plume Appearance	Clear.
Windbox Press, mbar	
Furnace Press, mbar	
Windbox-Furnace, mbar	mbar: in. H2O: (1 in. H2O = 2.49 mbar)

EPT

Madero Boiler MP-B4 Data (continued)

Test Number	6	
Atomiz Stm Vlv Pos, % (outside)		
IIE MEASUREMENTS		
O2 (%)/CO (ppmv) Duct/Stack,	Duct after AH:	Stack:
NOx (unc ppmv/lb/MBtu)	unc, ppmv:	lb/MBtu:
CONTROL ROOM DATA		
AIG 24 Screen		
Steam Coil Air In Temp, °C	40.4	
AH Air In Temp, °C	44.9	
AH Air Out Temp, °C	223.0	
AH Gas In Temp, °C	361.8	
AH Gas Out Temp, °C	—	
FD Fan Disch Press, mbar	46.4	
AH Air Out Press, mbar	42.3	
Windbox Press, mbar	41.2	
Furnace Press, mbar (x/y)	34.9/35.2	
AH Gas In Press, mbar	27.9	
AH Gas Out Press, mbar	−1.0	
FD Fan Damper, % (x/y)	43	
O2/CO Furnace Out, %	2.37	
O2 Airheater Out, %	2.09	
ΣAir/Val. Guia Aire, % (x/y)	80.5/79.8	
Tube Temp L, °C (w/x/y/z)	366.4/362.2/315.1/412.1	
Tube Temp R, °C (w/x/y/z)	404.8/427.6	

REL COMB DATE 1.02 %

EPT

Madero Boiler MP-B4 Data (continued)

Test Number	6	
CONTROL ROOM DATA (continued)		
CMC 24 Screen		
Boiler Master/V. Real Air, V. Real Gas/Oil, % (x/y/z)	81.6/81.7/80.2/—	
V. Real Gas/Oil, %	81.7/0	
COM 24 Screen		
Combust. Hdr Press, barg		
Combustoleo Valve Pos, %		
Combust. Flow, kg/sec, %		
Combustoleo Temp, °C		
Combust. Hdr Burner Press, barg (x/y)		
		LOCAL
Gas Hdr Press, barg	3.45	4.4 ? (gauge surface ?)
Gas Valve Position, %	~70	~70
Gas Flow, Nm^3/sec	3.43	
Gas Brnr Hdr Press, barg (x/y)	2.06/2.05	2.12
Atomiz Steam Press, barg (x/y)		
Atomiz Steam Valve Pos, %		
AGV 24 Screen		Scanners
Feedwater (Alim) Press, barg	59.76	1) 750 - 900 100 %
Feedwater (Alim) Flow, kg/sec	41.1	2) 1050 - 1270
Steam Press, barg	41.27	3) 2200 - 2500
Steam Temp, °C	420.6	4) 1150 - 1450
Steam Flow, kg/sec	37.8	5) 620 - 720
Drum Press, barg (xy)	42.6	6) 1030 - 1250 ✓

EPT

Apéndice E Analisis del Combustoleo

Fuel Oil Characteristics at Madero MP-B4 (Typical)

Fuel Parameter	Value
Sulfur, wt %	3.9
Vanadium, ppm	327
Higher Heat Value, kcal/g (Btu/lb)	9.988 (17,980)
Asphaltenes, nC7 wt %	12.0
Specific Gravity	1.00
Viscosity, SSF at 50°C	150-550

PETROLEOS MEXICANOS
REFINERIA MADERO
LABORATORIO
ANALISIS CROMATOGRAFICO

PLANTA: gas combustible
FECHA DE MUESTREO: Abr-00
FECHA DE ANALISIS:

REFERENCIAS SOLICITUD

	17 al 25 comb.MA	18 al 29 /04/2000 comb.MB		11/05/00 com.MA	
COMPONENTES	% MOL	% MOL		% MOL	
INERTES	5.5	5.9		0.6	
HIDROGENO	26.5	26.5		12.1	
METANO	33.6	32.2		67.5	
CO	1.0	1.2		0.0	
CO2	0.2	0.1		0.4	
ETILENO	6.9	7.1		0.8	
ETANO	13.0	13.1		8.1	
H2S	0.0	0.1		0.4	
PROPILENO	6.5	6.5		0.9	
PROPANO	3.8	3.8		4.1	
ISOBUTANO	0.5	0.7		0.6	
ISOBUTILENO	0.2	0.2		0.1	
BUTANO-N	0.7	0.7		1.3	
TRANS-BUTENO	0.3	0.3			
CIS-BUTENO	0.2	0.2			
BUTENO-UNO	0.1	0.2		0.1	
ISOPENTANO	0.7	0.6		0.9	
PENTANO-N	0.1	0.2		1.0	
AMILENOS	0.0				
HEXANOS	0.2	0.4		1.1	
HEPTANOS					
BD 1,3					
ACETILENOS TOTALES					
TOTAL	100.0	100.0		100.0	

P.ESP. LIQ. 15.6/15.6oC	0.352	0.359		0.309	
P. ESP. GAS (AIRE=1)	0.690	0.703		0.688	
PODER CAL. TOTAL. (BTU/FT3)	1120	1132		1199	
PODER CAL. NETO (BTU/FT3)	1023	1033		1088	
FRACC. LIQ. TOTAL LT/M3	2.531	2.529		2.875	
PESO MOLECULAR	19.99	20.35		19.93	

*Cp (BTU/LB MOL-F)	9.8782	9.9667		10.0655	
*VISCOSIDAD (Cp)	0.0117	0.0117		0.0112	

observaciones: * calculados a presión = 1 atm y Temperatura = 20°C

ING. CARLOS OBLEDO TAPIA
ENCARGADO SECC. GASES.

ING. CARLOS GARCIA BORBOLLA
SUPTE. DE QUIMICA

110

PEMEX
REFINACION

REFINERIA FCO. I. MADERO
SUPERINTENDENCIA DE QUIMICA
LABORATORIO DE GASES ANALISIS CROMATOGRAFICO
INFORME No. 225/00 EXP. 7-2

MUESTRA : RED DE GAS COMBUSTIBLE

FECHA DE MUESTREO 1,2,3 DE NOVIEMBRE DEL 2000

REFERENCIAS: SOLICITUD DEL ING. JORGE VARGAS MALAGON

		1NOV	2NOV	3NOV		
COMPONENTES	% MOL.	% MOL.	% MOL.	% MOL.	% MOL.	% MOL.
HIDROGENO		26.3	27.3	26.3		
INERTES		1.2	1.3	1.4		
METANO		59.3	58.6	60.0		
CO MONOXIDO						
CO_2						
ETILENO						
ETANO		5.9	5.8	5.6		
H2S		0.2	0.2	0.2		
PROPILENO						
PROPANO		4.0	3.9	3.6		
ISOBUTANO		1.0	0.9	0.9		
ISOBUTILENO						
BUTANO-N		1.0	1.0	1.0		
TRANS-2-BUTENO						
CIS-2-BUTENO						
BUTENO-1						
ISOPENTANO		0.4	0.4	0.4		
PENTANO-NORMAL		0.3	0.3	0.3		
AMILENOS						
BUTADIENO 1,3						
HEXANOS Y MAS		0.4	0.3	0.3		
TOTAL		100.0	100.0	100.0		
PODER CAL. NETO A 15.6 C Y 700 mm Hg BTU/pie^3		986	986	985		

NOTA: ESTE INFORME NO PODRA REPRODUCIRSE TOTAL O PARCIALMENTE SIN LA PREVIA AUTORIZACION DE ESTE LAB

Ing. Carlos R. Obledo Tapia
Enc. Sec. Gases.

ING. CARLOS GARCIA BORBOLLA
SUPTE. QUIMICO

Nghm

111

PEMEX
REFINACION

REFINERIA FCO. I. MADERO
SUPERINTENDENCIA DE QUIMICA
LABORATORIO DE GASES ANALISIS CROMATOGRAFICO
INFORME No. 225/00 EXP. 7-2

MUESTRA : RED DE GAS COMBUSTIBLE

FECHA DE MUESTREO 12 DE DICIEMBRE DEL 2000

REFERENCIAS: SOLICITUD DEL ING. JORGE VARGAS MALAGON

		12DIC				
COMPONENTES	% MOL.	% MOL.	% MOL.	% MOL.	% MOL.	% MOL.
HIDROGENO		38.6				
INERTES		0.8				
METANO		39.3				
CO MONOXIDO		0.1				
CO_2		0.3				
ETILENO		0.8				
ETANO		7.3				
H2S		0.2				
PROPILENO		1.2				
PROPANO		4.1				
ISOBUTANO		1.3				
ISOBUTILENO		0.2				
BUTANO-N		2.3				
TRANS-2-BUTENO		0.2				
CIS-2-BUTENO		0.2				
BUTENO-1		0.2				
ISOPENTANO		1.1				
PENTANO-NORMAL		0.5				
AMILENOS						
BUTADIENO 1,3						
HEXANOS Y MAS		1.3				
TOTAL	100.0	100.0	100.0	100.0		
PODER CAL. NETO A 15.6 C Y 700 mm Hg BTU/pie^3		965				

NOTA: ESTE INFORME NO PODRA REPRODUCIRSE TOTAL O PARCIALMENTE SIN LA PREVIA AUTORIZACION DE ESTE LAB

Ing. Carlos R. Obledo Tapia
Enc. Sec. Gases.

ING. CARLOS GARCIA BORBOLLA
SUPTE. QUIMICO

Nghm

PEMEX
REFINACION

REFINERIA FCO. I. MADERO
SUPERINTENDENCIA DE QUIMICA
LABORATORIO DE GASES ANALISIS CROMATOGRAFICO
INFORME No. 225/00 EXP. 7-2

MUESTRA : RED DE GAS COMBUSTIBLE

FECHA DE MUESTREO 2 DE FEBRERO DEL 2001

REFERENCIAS: SOLICITUD DEL ING. JORGE VARGAS MALAGON

		2 FEBRERO				
COMPONENTES	% MOL.	% MOL.	% MOL.	% MOL.	% MOL.	% MOL.
HIDROGENO		32.7				
INERTES		0.6				
METANO		34.8				
CO MONOXIDO		0.1				
CO_2		0.7				
ETILENO		1.0				
ETANO		10.6				
H2S		1.2				
PROPILENO		1.6				
PROPANO		7.5				
ISOBUTANO		1.9				
ISOBUTILENO		0.3				
BUTANO-N		3.0				
TRANS-2-BUTENO		0.3				
CIS-2-BUTENO		0.2				
BUTENO-1		0.3				
ISOPENTANO		1.3				
PENTANO-NORMAL		0.7				
AMILENOS						
BUTADIENO 1,3						
HEXANOS Y MAS		1.2				
TOTAL	100.0	100.0	100.0	100.0		
PODER CAL. NETO A 15.6 C Y 700 mm Hg BTU/pie^3		1114				

NOTA: ESTE INFORME NO PODRA REPRODUCIRSE TOTAL O PARCIALMENTE SIN LA PREVIA AUTORIZACION DE ESTE LAB

1241 HHV

Ing. Carlos R. Obledo Tapia
Enc. Sec. Gases.

ING. CARLOS GARCIA BORBOLLA
SUPTE. QUIMICO

Nghm

113

PETROLEOS MEXICANOS
REFINERIA MADERO
LABORATORIO
ANALISIS CROMATOGRAFICO

PLANTA: RED DE GAS COMBUSTB
FECHA DE MUESTREO:
FECHA DE ANALISIS:

REFERENCIAS SOLICITUD

		14-02-01			
COMPONENTES	% MOL	% MOL	%MOL		
INERTES		1.8			
HIDROGENO		26.2			
METANO		43.7			
CO		0.1			
CO2		1.0			
ETILENO		1.3			
ETANO		10.0			
H2S		1.0			
PROPILENO		1.8			
PROPANO		5.8			
ISOBUTANO		1.2			
ISOBUTILENO		0.2			
BUTANO-N		2.3			
TRANS-BUTENO		0.2			
CIS-BUTENO		0.2			
BUTENO-UNO		0.3			
ISOPENTANO		1.2			
PENTANO-N		0.6			
AMILENOS					
HEXANOS		1.1			
HEPTANOS					
BD 1,3					
ACETILENOS TOTALES					
TOTAL	0.0	100.0	0.0		

P.ESP. LIQ. 15.6/15.6oC					
P. ESP. GAS (AIRE=1)					
PODER CAL. TOTAL. (BTU/FT3)					
PODER CAL. NETO (BTU/FT3)		1079			
FRACC. LIQ. TOTAL LT/M3					
PESO MOLECULAR					

ING. SOFIA GARCIA CRISTIANO
ENCARGADO SECC. GASES.

ING. CARLOS GARCIA BORBOLLA
SUPTE. DE QUIMICA

PETROLEOS MEXICANOS
REFINERIA MADERO
LABORATORIO
ANALISIS CROMATOGRAFICO

PLANTA: COMBUSTIBLE
FECHA DE MUESTREO:
FECHA DE ANALISIS: 15-05-01

REFERENCIAS SOLICITUD — RED DE GAS

COMPONENTES		% MOL	%MOL		
INERTES		0.7			
HIDROGENO					
METANO		93.7			
CO		0.5			
CO2					
ETILENO					
ETANO		3.6			
H2S		0.5			
PROPILENO					
PROPANO		0.7			
ISOBUTANO		0.1			
ISOBUTILENO					
BUTANO-N		0.1			
TRANS-BUTENO					
CIS-BUTENO					
BUTENO-UNO					
ISOPENTANO					
PENTANO-N					
AMILENOS					
HEXANOS		0.1			
HEPTANOS					
BD 1,3					
ACETILENOS TOTALES					
TOTAL		100.0	0.0		

P.ESP. LIQ. 15.6/15.6oC					
P. ESP. GAS (AIRE=1)					
PODER CAL. TOTAL. (BTU/FT3)					
PODER CAL. NETO (BTU/FT3)		939			
FRACC. LIQ. TOTAL LT/M3					
PESO MOLECULAR					

ING. SOFIA GARCIA CRISTIANO
ENCARGADO SECC. GASES.

ING. CARLOS GARCIA BORBOLLA
SUPTE. DE QUIMICA

PETROLEOS MEXICANOS
REFINERIA MADERO
LABORATORIO
ANALISIS CROMATOGRAFICO

PLANTA: RED DE GAS
FECHA DE MUESTREO:
FECHA DE ANALISIS:

REFERENCIAS SOLICITUD

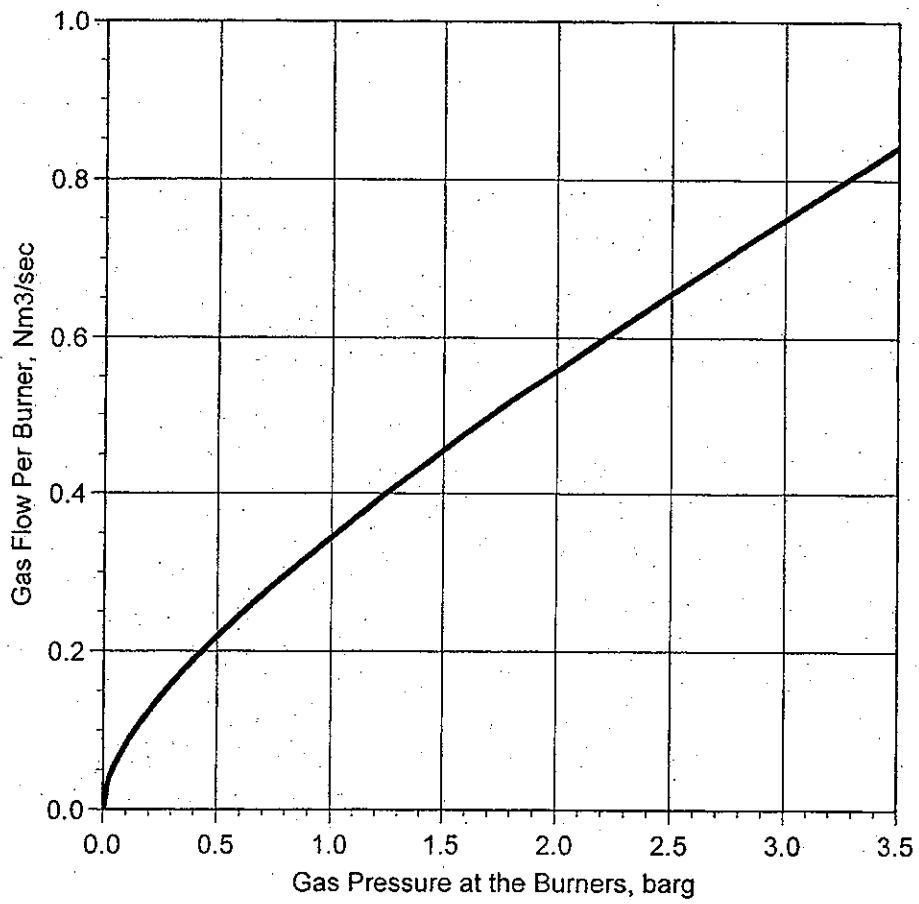
		08-01-01		
COMPONENTES	% MOL	% MOL	%MOL	
INERTES		1.5		
HIDROGENO		37.0		
METANO		35.3		
CO				
CO2		0.2		
ETILENO		0.6		
ETANO		9.5		
H2S		0.1		
PROPILENO		1.2		
PROPANO		7.5		
ISOBUTANO		1.9		
ISOBUTILENO		0.2		
BUTANO-N		1.9		
TRANS-BUTENO		0.2		
CIS-BUTENO		0.2		
BUTENO-UNO		0.2		
ISOPENTANO		1.2		
PENTANO-N		0.6		
AMILENOS				
HEXANOS		0.7		
HEPTANOS				
BD 1,3				
ACETILENOS TOTALES				
TOTAL	0.0	100.0	0.0	

P.ESP. LIQ. 15.6/15.6oC				
P. ESP. GAS (AIRE=1)				
PODER CAL. TOTAL. (BTU/FT3)				
PODER CAL. NETO (BTU/FT3)		1020		
FRACC. LIQ. TOTAL LT/M3				
PESO MOLECULAR				

Apéndice F Presion vs. Flujo de gas – gas REACH

Gas REACH Fuel Flow Versus Pressure

Madero MP-B4

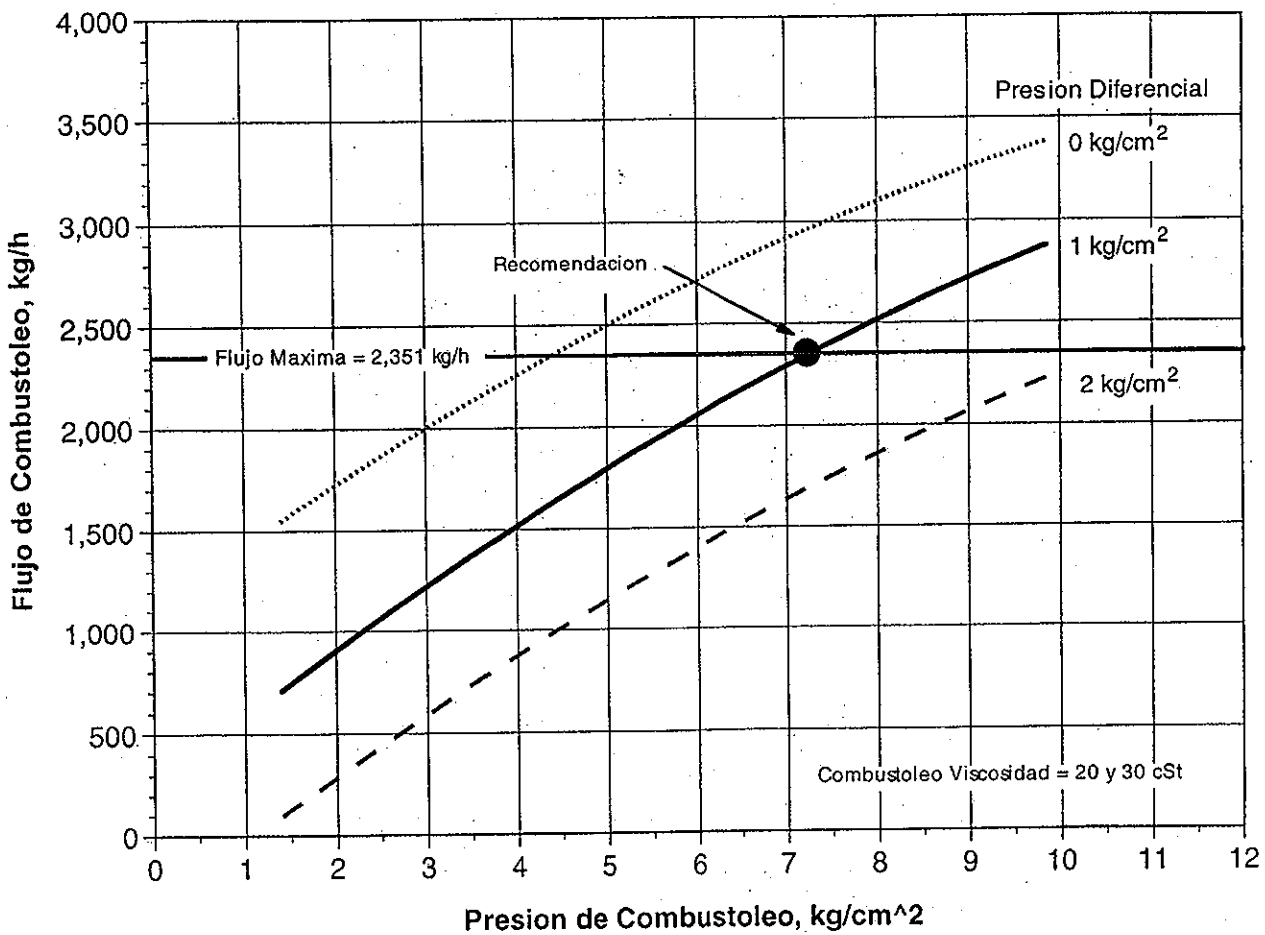


EPT Inc. Rev 7/01

Apéndice G Presion vs. Flujo de gas - Atomizadores de combusoleo REACH

Madero MP-B4

Curvas Carasteristicas de Flujo de Combustoleo vs. Presion Para un Quemador
EPT V-Jet 2S-104-168-80-120/8I-28-157 (A)
(Presione a el Quemador)

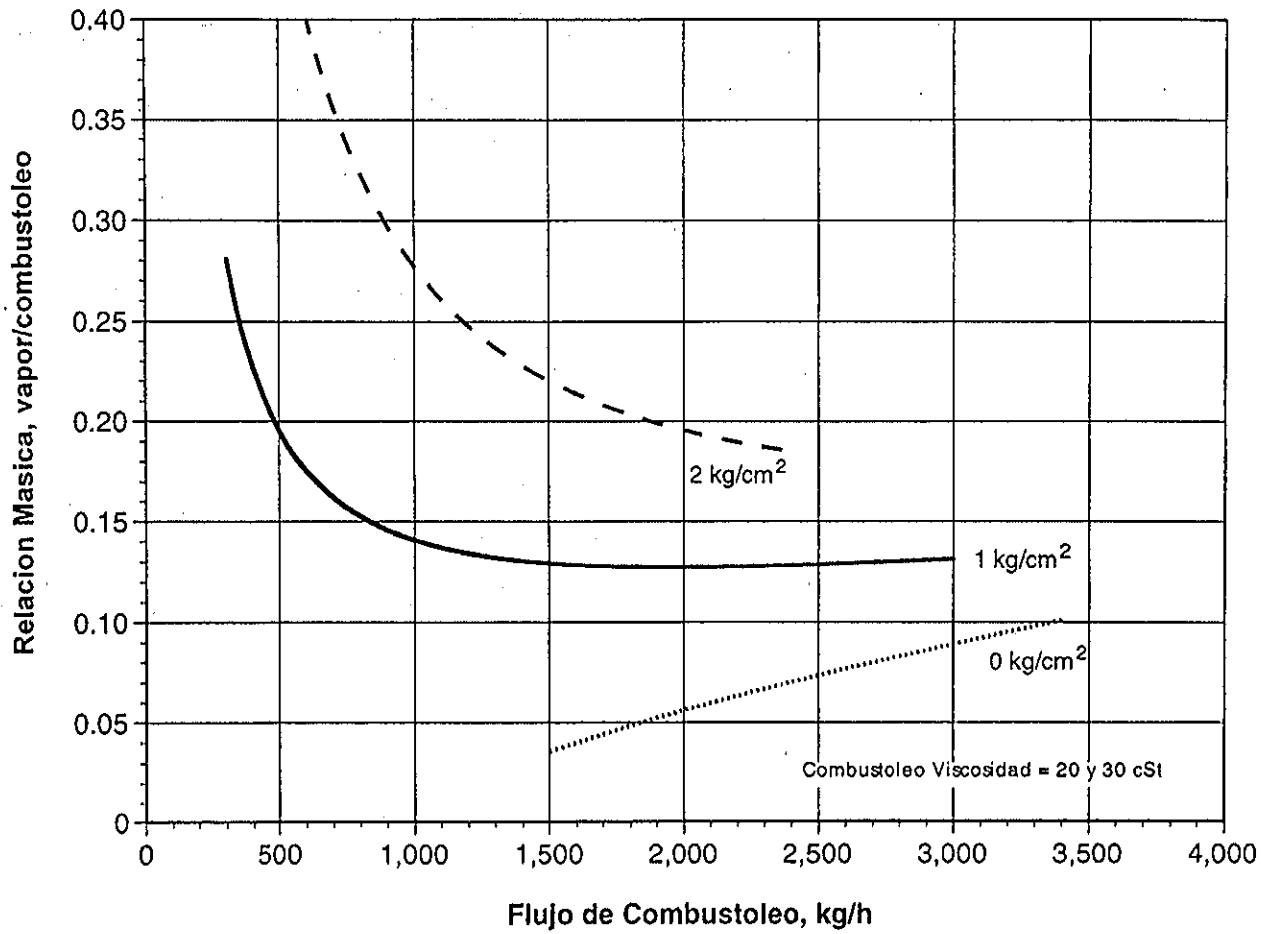


G-2

120

Madero MP-B4

Curvas Carasteristicas de Flujo de Relacion Masica Vapor de Atomizacion/Combustoleo vs. Flujo Combustoleo Por un Quemador EPT V-Jet 2S-104-168-80-120/8I-28-157 (A)



12

Apéndice H Especificaciones de la valvula de control de flujo de combustoleo

SLIDING STEM CONTROL VALVE SPECIFICATION

FISHER

Customer: Combustion Technologies, LTD.
Contact:
Reference:
Project:
Item: 001 Rev: Qty: 1

R.E. MASON
Contact:
Quote: KC314RD86 Rev: 00 20 MAR 01
Data Sheet:

Service:

Tag:
Size and Type: 3 inch ET Body

Body Style: Globe
Design Temp:
Design Press:
End Connect: Class 150
In: RF Flanged
Out: RF Flanged
Material: WCC Steel
Ports: Single Port
Flow Directn: Down

Trim Number: 57
Cage Matl: 17-4 PH
Retainer Matl: None
Bushing Matl:
Seat Ring Matl: 316 SST PTFE
VALVE PLUG
Material: 416 SST HD
Guiding: Cage
Balance: Balanced
Shutoff Class: Std Test
Port Size: 2 5/16 inch
Characteristic: Equal %
Stem Material: 316 SST
Stem Size: 1/2 inch

Bonnet Style: Plain
Boss Size: 2 13/16 inch
Packing: PTFE
Access: Not Tapped
Bolt, Bonnet: B7/2H (NCF2)
PackFlg/Bltg: SST/SST

Actuator: Spg & Diaph
Type/Size: 667/40
Travel: 1 1/2 inch
Bench Set: 7-15 psig
Push Down To: Close
Supply:
To Actuator: 3-15/0-15 psig
Fails Valve: Close
Handwheel: None

Positioner Type: 3582I
Input Signal: 4-20 mA dc
Access: Airset
Gauges: Yes, , Supply, Output
Action: Direct
Certification: None

Controller Type: None
Action:
Measure Element:
Range:
Output:
Mounting:
Airset:
Mounting:

Transducer: None
Input Signal:
Output Signal:
Action:
Mounting:
Airset:
Certifications:

Line In:
Line Out:
Insulation:
Service Cond:
Process Fluid:

		Minimum	Normal	Maximum
SG		0.951	0.951	
T	deg F	200.000	200.000	
P1	psig	148.000	140.000	
dP	psid	20.000	10.000	
Q	lb/h	17000.000	31500.000	
Cv		8.086	21.088	
Km		0.756	0.756	0.756
% Open		42	63	

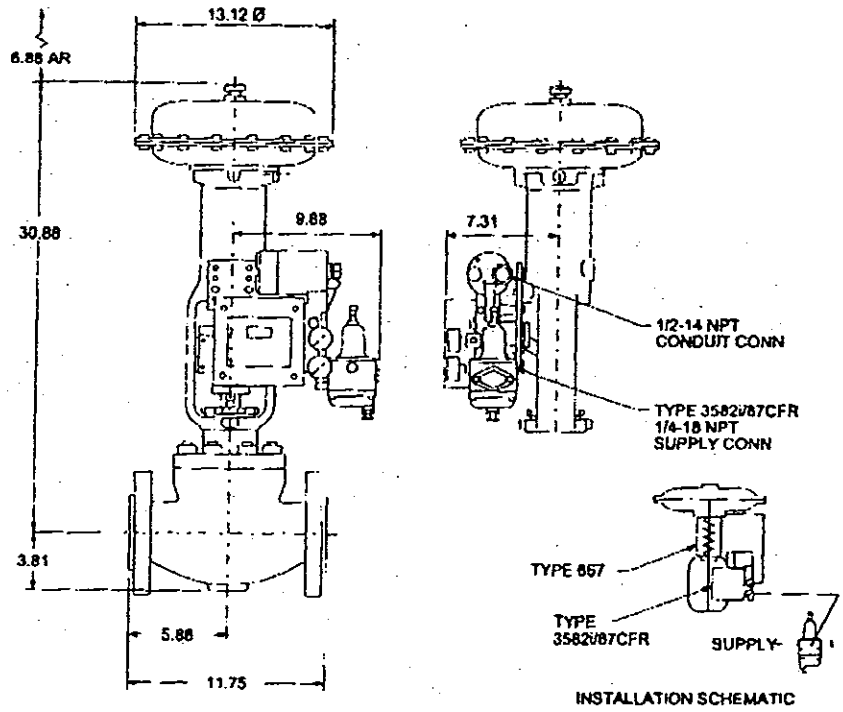
Maximum Rated Flow Coefficient: 70.7 Cv

00301-1.2.33-SQLSERV 20 MAR 01 03:04:46 pm

123

FISHER Fisher Controls R.E. MASON

Purpose of drawing is for dimensional reference only. Total Calculated Assembly Weight: 177 lb



INSTALLATION SCHEMATIC

Unit of Measure = inches, scale=none. Envelope Dimensions are +/- .25. Face to Face Tolerance per ANSI.

3/14/01 DIMENSIONS CERTIFIED CORRECT BY © 2001 Fisher Controls Intl. Inc. FISHER-ROSEMOUNT

ET 3 IN 150 RF 667 SZ 40	CUSTOMER: Combustion Technologies, LTD. CUST REF #: TAG NO:
AR = Actuator Removal Clearance	FISHER REF #: KC314RD86-00 ITEM NO: 001 REV: 00301-1.2.33-1.177-1187-1799