



ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS PARA EL REEMPLAZO DE QUEMADORES A COMBUSTIBLE LÍQUIDO EN LOS GENERADORES DE VAPOR DE LA INDUSTRIA PETROQUÍMICA

(Technology alternatives for the replacement of liquid fuel burners in the steam generators for the petrochemical industry)

Esis Raúl

Petroleos de Venezuela (PDVSA).

esisr@pdvsa.com.

García Denys

Universidad Rafael Bellosó Chacín (URBE).

dgarcia@urbe.edu.

RESUMEN

El propósito de esta investigación fue proponer alternativas tecnológicas para el reemplazo de quemadores a combustibles líquidos en los generadores de vapor de la industria petroquímica. Estudio proyectivo, descriptivo, y documental; con diseño bibliográfico / bibliométrico, cuya población estuvo conformada por 89 patentes, publicaciones y documentos relacionados con quemadores en calderas, durante el período enero 1979 a junio 2008. Como instrumento de recolección de datos se utilizó la matriz de análisis, donde se agrupó información de interés, en función de las categorías y subcategorías. Para ello, se clasificaron las patentes de acuerdo al campo de aplicación. En los resultados se observó la existencia de tecnologías en el mercado de 3era generación de quemadores de ultra bajo Nox, que satisfacen los requerimientos técnicos, sistema de control de combustión y bajo Monóxido de carbono (CO) y adicionalmente cumplen con las regulaciones internacionales EPA, sin la necesidad de incorporar equipos o sistemas adicionales. Un TIR del 66% y un valor presente neto por encima de 68 MM\$, son valores satisfactorios que denotan una segura inversión. Lo más importante no es la parte económica, sino la reducción de emisiones de óxidos de nitrógeno y monóxido de carbono.

Palabras claves: Alternativas tecnológicas, Quemadores, Emisiones, NOx, Quemadores de ultra bajo Nox.

ABSTRACT

This research was aimed to propose technologies alternative for replacement of liquid fuel burners in steam generators for the petrochemical industry. The methodology used was typical of research, descriptive, and documentary; the literature design and / or Bibliometric. The population consisted by 89 patents, and publications for each of the documents that match burners in boilers, between January 1979 until June 30 of 2008, as a tool for collection and evaluation of the analysis matrix. Patents are classified according to the scope to deal with the application (utility) each. Technologically it was noted that there are technologies on the market for 3rd



generation of ultra low NO_x burners, which technically meet the requirements of low NO_x, combustion control system and low carbon monoxide (CO) and also meet international regulations without EPA the need for additional equipment or systems. An IRR of 66% and net present value in excess of \$ 68 MM are values that indicate a good safe investment. Most important is not the lure of economic indicators, most importantly, this technology is to reduce emissions of nitrogen oxides and carbon monoxide.

Keywords: Alternative technology, Burners, Emissions, NO_x, Ultra low NO_x burners.

INTRODUCCIÓN

El aceite es un subproducto del proceso de pirólisis de etano y propano en la producción de etileno y propileno de las plantas de olefinas del Complejo Petroquímico Ana María Campos (El Tablazo), estos se producen en el fondo de las torres depuradoras de gases, o torres “Quenchs” (101-E y T-2801) de las plantas de Olefinas I y II. Adicionalmente, se tiene una corriente de aceite pesado procedente de la columna redestiladora “Renrun Column” de la Unidad de Hidrogenación de Gasolina.

Desde el inicio de operación de las plantas se han presentado problemas respecto al manejo para la disposición final de dicho aceite, y a la disponibilidad de sistemas de almacenamiento en el Complejo.

Con la instalación de la nueva planta de Olefinas II en 1992, se construyó un tanque de 300 Toneladas Métricas (TM), adicional al tanque existente de Olefinas I (175-F) con capacidad para 80 TM para el almacenamiento de aceite, lo cual fue insuficiente para los lotes establecidos entre 1500 y 2000 TM de exportación de este subproducto.

Debido a ello, hasta finales de 1994 fue almacenado en las instalaciones de Borburata en conjunto con el aceite hidrogenado (Pygas), con los inconvenientes de riesgo para su manejo por las carreteras del país, así como también un mayor costo por flete.

En 1995 fueron instaladas tres esferas (D-7604, D-7605 y D-7606) con capacidad de 850 TM cada una, permitiendo así mayor flexibilidad para el almacenamiento de este aceite. Después de esto, no se habían presentado mayores inconvenientes hasta el año 2002, ya que desde finales de 1994, cuando finalizó el procesamiento de Pygas en Química Venoco, fue exportado en combinación con este producto a la empresa Shell.

Finalizado el contrato con la empresa Shell, Copequin, (Empresa comercializadora de productos de Pequiven), contrató la venta de dichos subproductos con la empresa Dow, la cual refirió en algunas oportunidades alto contenido de polímeros en el aceite de pirólisis, por lo que manifestó interés de recibir los dos productos mezclados y



homogenizados. Esta situación estuvo presente hasta finales del 2002.

Desde entonces, Copequín ha venido realizando gestiones para la colocación de estos subproductos a diferentes empresas, logrando su venta a empresas en los EEUU. Sin embargo, los retrasos en las colocaciones y gestiones para venta del aceite han colocado a las plantas de Olefinas en condición de disminuir la carga e inclusive considerar un paro de las mismas por efecto de altos inventarios de aceite de pirólisis.

Actualmente existen en el mercado tecnologías para poder consumir en generadores de vapor, aceites pesados o subproductos provenientes de efluentes de la Petroquímica. Estos aún conservan un alto poder calorífico para generar altas temperaturas y obtener en las calderas el vapor en cantidad y calidad requerida.

Para realizar este proyecto es necesario modificar las calderas de servicios, a fin de poder funcionar correctamente recibiendo combustible líquido, con viscosidad de 45-150 seconds saybolt universal (SSU).

Asimismo, se requiere la adecuación parcial del sistema de tuberías de recibo de productos desde el Muelle de Líquidos hasta el tanque 3201-F (antiguo tanque de butanos), y desde este último hacia cada una de las calderas.

Igualmente, es necesario realizar la adecuación del tanque anteriormente descrito para que pueda ser utilizado como lugar de almacenamiento del combustible líquido. Este planteamiento surge como respuesta al déficit que se ha presentado en los últimos años con la disponibilidad de gas combustible para la zona occidental del país, situación que tiende a agravarse por la necesidad de inyección de gas en los yacimientos agotados para la recuperación secundaria de pozos, así como por el requerimiento corporativo de optimizar el uso del gas.

En este sentido, la propuesta permite la liberación de gas residual, actualmente empleado en las calderas para su utilización en el proceso productivo de las Plantas de Fertilizantes.

Las ganancias esperadas son calculadas, en primer lugar, por el beneficio de restablecer la producción, ocasionado por la parada parcial o total de las plantas de Olefinas por altos inventarios de aceites de pirólisis, estimadas por históricos de los años 2006-2007, de hasta 12 días al año, es decir, más de 12000 TM de etileno no realizadas a un costo promedio de 1000\$/TM, totalizando una ganancia de 12 millones de dólares (MM\$) al año.

En segundo lugar, el gas residual no se utilizaría en los quemadores de calderas, se aprovecharía en la obtención de fertilizantes, se estima unos 12 millones estándar pie cúbico día (MMSPCD) de gas diario que no se quemaría, por lo cual se incrementaría un 25% la producción de fertilizantes, en el año equivale 6000TM de Urea a un costo de casi 300\$/TM, es decir, unas ganancias estimada de 1.8 MM\$.



Adicionalmente, garantizaría un trabajo más seguro por no contar con esferas de unos 20000 TM llenas de aceite de pirólisis, producto inflamable de alto poder calorífico.

El mayor impacto es que se impulsaría el desarrollo de la industria agropecuaria nacional, contemplado en las líneas estratégicas de gobierno nacional de soberanía en Venezuela, motivado a un incremento de la producción de fertilizantes en el complejo petroquímico Ana María Campos.

De esta forma Pequiven asegura la disponibilidad y la presencia en los distribuidores de fertilizantes de urea del país para el incremento de la producción agrícola nacional.

En vista de esta situación, Pequiven se ha planteado la alternativa de reemplazar, total o parcialmente, el combustible gaseoso empleado actualmente en las calderas de Servicios Industriales para la generación de energía eléctrica y de vapor, sustituyéndolo por combustible líquido.

Es decir, mediante la ejecución de este proyecto, la disposición final del aceite de pirólisis, específicamente, su consumo o utilización como combustible para las calderas, permitirá mantener en balance la producción del mismo, a fin de garantizar la continuidad operativa de las Plantas de Olefinas, eliminando o disminuyendo los problemas por altos inventarios de aceite pesado en las plantas de Olefinas en el Complejo Ana María Campos.

Actualmente el diseño de los quemadores ha evolucionado, siendo más eficientes y flexibles para quemar distintos subproductos fósil, eliminando emisiones de sustancias nocivas a la calidad del aire al ambiente; el trabajo de investigación busca evaluar las alternativas tecnológicas para reemplazar los quemadores actuales y permitir impulsar la soberanía agroalimentaria.

De no implementarse el reemplazo de los quemadores, Pequiven tendría que aumentar su capacidad de almacenaje de aceites pesados, involucrando una inversión millonaria para realizar el almacenaje de un producto contaminante y corrosivo.

Adicionalmente, involucra una disminución notable de la producción de etileno por la parada de la planta por alto inventario de subproductos. Pequiven debería buscar, junto con PDVSA, la forma de suministrar más gas metano para poder implantar un aumento en la producción de fertilizantes, y por ende realizar el plan de soberanía alimentaria que actualmente impulsa el Gobierno Nacional.

Por tal motivo, se realiza una revisión de las alternativas actuales de los quemadores para calderas, con el fin de revisar sus aspectos técnicos y económicos de manera de seleccionar y realizar una propuesta de reemplazo que permita quemar los aceites y los subproductos de las plantas de Olefinas, y evitar así el paro de las



mismas por altos inventarios y utilizar el gas para la producción de fertilizantes, garantizando la política del gobierno nacional de soberanía alimentaria.

El objetivo general de la investigación es proponer alternativas tecnológicas para el reemplazo de quemadores a combustibles líquidos en los generadores de vapor de la industria petroquímica.

Entre los objetivos específicos se encuentra: diagnosticar la situación actual de quemadores presentes en las diferentes calderas del Complejo Petroquímico Ana María Campos; identificar las tendencias tecnológicas en quemadores de combustibles líquidos apropiadas para las calderas del Complejo Petroquímico Zulia.

Además, determinar los aspectos técnicos y tecnológicos de las alternativas identificadas; determinar los aspectos económicos de las alternativas tecnológicas identificadas; y establecer la alternativa tecnológica apropiada para las calderas del Complejo Petroquímico Zulia

Entre las razones que conllevaron este estudio se encuentra, principalmente, la problemática de gas de occidente, el incremento de los combustibles fósiles en el mundo, las reservas petroleras de Venezuela predominantemente de petróleo pesado, y la voluntad del gobierno venezolano de impulsar el desarrollo petroquímico.

Todo lo anterior hace necesario el impulso de transferencia tecnológicas en la quema de combustible de fósil pesado, como: los aceites y diesel, para poder comercializar el petróleo e industrializar el gas en Venezuela, de manera de poder utilizar en la producción de vapor o en sistema de servicios industriales, quemadores de alto espectro con amplia gamma de poder calorífico, para tener sistemas flexibles para aprovechar los recursos naturales en el país.

La relevancia social y tecnológica en la ejecución de este proyecto se enmarca dentro de la estrategia nacional orientada al desarrollo endógeno, debido a que el gas no utilizado por las calderas de servicios industriales, permitiría, entre otras cosas, estabilidad en la producción de la planta de fertilizantes, con el subsiguiente aseguramiento de la producción de Urea y Amoníaco para uso interno, lo que aumentaría la capacidad del aparato agroindustrial nacional.

Entre los aportes prácticos se encuentra que: primero, la implantación del proyecto puede aumentar la confiabilidad de los sistemas de generación de energía eléctrica y de vapor, debido a las posibilidades de alimentación dual de combustible gas/líquido que tendrían las calderas de servicios industriales del Complejo.

Por otro lado, garantizar la operación de las plantas de Olefinas I y II, al permitir una adecuada disposición final del aceite de pirólisis, permitiendo una mayor flexibilidad operacional; y segundo la selección de los quemadores más eficientes y flexibles, eliminando emisiones de sustancias nocivas a la calidad del aire al ambiente, permitiendo impulsar la soberanía agroalimentaria del país.



Este trabajo está dirigido a países donde el estado de su economía se determina por el mercado petrolero, su mercado interno de gas y petróleo está sustentado por el Estado, y los niveles de ganancia en el mercado interno son marginales o no existe, de manera de utilizar combustibles de subproductos de refinerías y petroquímicos, aprovechando el gas para la industrialización del país, beneficiándose con la creación de nuevas planta de plásticos o fertilizantes por la liberación de combustible gaseoso.

Entres sus aportes, la metodología puede utilizarse para introducir nuevas tecnologías de alto desempeño para incrementar la producción y/o de confiabilidad operativa de los equipos, así como disminuir los efectos ambientales sobre el planeta, rompiendo con los paradigmas de comprar solamente producto con los parámetros o especificaciones del diseño original

Entre los aportes teóricos, se enmarcan los aspectos técnicos de las premisas que se deben considerar para la de selección de la tecnología, mediciones y parámetros que deben previamente evaluarse antes de un cambio de un quemador de caldera, en una era en la que el diseño de equipos, como los servicios de los mismos, se seleccionan con resoluciones y protocolos internacionales para poder proteger y cuidar el planeta tierra.

Este trabajo está limitado para quemadores para calderas de uso industrial, que posean desempeño dual o de combinación de quema tanto de combustible gaseoso y líquidos. El contexto actual está definido exclusivamente en las calderas de servicios de industriales de Complejo Petroquímico Ana María Campos.

La investigación se inició en el mes de octubre del 2007 y se extendió hasta el mes de junio del 2009. La línea de investigación es de gestión tecnológica y sus proyectos en la industria, abarcando temas referentes a alternativas tecnológicas e innovación.

MARCO TEÓRICO

TECNOLOGÍAS PARA LA REDUCCIÓN DE NOX PRODUCIDOS POR CALDERAS Y EQUIPOS CALENTADORES

TECNOLOGÍAS DE PRECOMBUSTIÓN

Según Texas Institute (2000), los métodos para la reducción de la formación de NOx se basan en el control de la temperatura y/o por la limitación de una o más de las concentraciones de oxígeno, el nitrógeno, o combustible. Seguidamente, breve descripciones de algunas de estas tecnologías de control para la reducción de la formación de NOx:

1. Menos exceso de aire (Less Excess Air, LEA): exceso de aire en la que se requiere para oxidar por completo el combustible se ha demostrado que son equivalentes a la cantidad de NOx formado. Limitar el exceso neto de flujo de aire por



debajo del 2%, limita la cantidad de exceso de oxígeno disponible para la formación de NOx.

2. Aire por etapas (Air Staging): para efecto del aire, el aire se divide en dos corrientes. En la primera secuencia, el combustible se mezcla con una cantidad insuficiente de aire para la combustión completa. El segundo flujo de aire se inyecta abajo de la llama con un ligero exceso de aire.

3. Más de fuego aéreo (OFA): ésta es otra técnica para reducir la temperatura de combustión, disminuyendo así la formación de NOx. En este enfoque, la principal fase de combustión se realiza con una mezcla rica de combustible.

La falta de oxígeno necesario para la combustión completa limita la temperatura de combustión. Después de que las etapas de la combustión se hayan completado, el resto del combustible se oxida en el aire sobre el fuego.

4. Combustible Reburning (FR), según Texas Institute (2000), cuando se enfría la combustión de gas y el combustible adicional se recircula, la combustión es absorbida por el gas enfriado lo que reduce la temperatura y la producción de NOx.

Asimismo, cuando la combustión de gas es enfriada y se añaden como combustible secundario en la etapa de combustión, el oxígeno en la oxidación de NOx tiende a producir el combustible molecular de nitrógeno (N₂) y oxígeno (O₂). El resto del combustible se quema en una etapa posterior

5. Quemadores de bajo NOx (LNB): en un quemador de bajo NOx (LNB), existen varias zonas diferentes de llama estable. Como ejemplo, la primera zona de combustión puede ser primaria, y el segundo puede ser el combustible reburning (FR), en la que se añade al combustible químicamente para reducir el NOx en nitrógeno molecular (N₂), y oxígeno (O₂).

La tercera zona puede consistir en la final de la combustión que se realiza con un bajo exceso de aire para limitar la temperatura. Muchas variaciones de lo anterior existen.

6. Ultra-quemadores de bajo NOx (ULNB), según Texas Institute (2000), la última generación de los quemadores de bajo NOx (LNB) son los ultra-quemadores de bajo NOx (ULNB). Algunos de estos quemadores ULNB aún están en el proceso de desarrollo y pruebas.

Desde el origen de los ultra-quemadores de bajo NOx (ULNB) se prevé que sea una de las principales tecnologías utilizadas para la reducción de NOx. Hay actualmente al menos tres generaciones de ULNB, y la tercera generación sigue siendo objeto de desarrollo. Son las siguientes:

a) La primera generación ULNB no es probable que cumpla con los requisitos



calentadores de fuego en el área de Houston que sean menores de 40 MM Btu/hr. Los refinadores de petróleo y la asociación (NPRA) muestran que los UNLB no se ajustan a los requerimientos. Algunos de los quemadores ofrecidos por John Zink se han diseñado para ser del mismo tamaño que los actuales quemadores, para simplificar su intercambio.

b) La segunda generación se encuentra en el límite del cumplimiento de los requisitos para calentadores de fuego el rango de 40 a 100 MM Btu/hr.

c) Los quemadores de la tercera generación se encuentran actualmente en desarrollo con la esperanza de expectativa de reunión de las exigencias reglamentarias para calentadores dispararon más de 100 MM Btu/hr.

7. Quemadores fuera de servicio (BOOS): la tecnología BOOS es una técnica operativa que es utilizada con múltiples quemadores. Parte de los quemadores se colocan "fuera de servicio", estos proveen el suministro de aire, los que están "en servicio", el suministro de gas de combustible o de combustible y aire.

Los quemadores "fuera de servicio" se encuentran por encima de los quemadores "en servicio". El resultado es la combustión por etapas en las que la temperatura de combustión es inferior a lo que habría sido si todos los quemadores hubiesen estado en servicio normal.

8. Recirculación de gases de combustión (FGR): otro conocido método de reducción de NOx es la recirculación de los gases de combustión producida por el proceso de combustión a la entrada del horno. Esta recirculación refrigerada de gas de combustión reduce la concentración de oxígeno (o se diluye) en el flujo de combustión, reduciendo así la tasa de oxidación y, por tanto, la temperatura de combustión.

Asimismo, los gases enfriados de combustión absorben calor de la combustión, que también reduce la temperatura de combustión y reduce la formación de NOx. Si la temperatura de combustión se mantiene por debajo de 1400oF, la formación de NOx térmico es insignificante.

TECNOLOGÍAS DE POSTCOMBUSTIÓN

Hasta el momento se han vistos las técnicas para la reducción del NOX antes del proceso de combustión, los quemadores existentes poseen más de unas de estas técnicas, el objetivo es poder visualizar la gamma de métodos que se pueden utilizar para ser eficiente la reducción, adicionalmente existen en el mercado técnicas de postcombustión para reducir el NOx, las cuales se presentan a continuación:



Las dos mayores tecnologías de postcombustión diseñadas para reducción de emisiones son: (1) Reducción selectiva no catalítica (SNCR, selective non-catalytic reduction), y (2) Reducción selectiva catalítica (SCR, selective catalytic reduction).

1. La Reducción selectiva no catalítica (SNCR): según Texas Institute (2000), el proceso no catalítico implica la inyección de un nitrógeno que contiene el compuesto como el amoníaco (NH_3) o la urea (NH_2CONH_2) en una región donde la temperatura del gas está en la gama de 1600° a 2100°F ; esta gama de temperaturas varía algo de un autor al otro.

La ventana de temperaturas depende del amoníaco o la urea usada. En esta gama de temperaturas, el amoníaco o la urea son ionizados y reaccionan con NOX en la presencia de oxígeno para formar el nitrógeno molecular, el dióxido de carbono, y el agua.

La ventana exacta de temperaturas es importante porque fuera de ello hay una disminución de amoníaco, o más NOX es generado. Pueden alcanzarse reducciones de NOX entre 50 y hasta 70 %.

2. La Reducción selectiva catalítica (SCR): el uso más antiguo de reducción selectiva catalítica (SCR) fue en Japón en los años 1970 para la reducción de NOX generado para calderas. En los años 1980, el empleo de unidades SCR fue ampliado a la reducción de NOX emitido por motores, y a calderas industriales en Europa.

En los EE.UU., el empleo de sistemas SCR comenzó a finales de los años 1980 con usos a calderas que queman el gas natural y líquidos combustibles, y a turbinas de gas. En el proceso de reducción selectivo catalítico (SCR), el amoníaco es inyectado en el gas de conducto cerca del economizador y luego pasa sobre un catalizador. El NOX reacciona con el amoníaco para producir el nitrógeno molecular y el agua.

METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

Esta investigación fue de tipo descriptiva documental con modalidad de proyecto factible. El diseño de la investigación, con relación a las fuentes utilizadas, se enmarcó dentro del campo de la investigación bibliográfica, debido a que los datos e información que se emplearon han sido previamente recolectados en otras investigaciones y son conocidos a través de informes escritos presentados en diferentes medios de información.

La población de estudio estuvo conformada por 89 patentes, publicaciones, y por cada uno de los documentos que concuerden con los criterios y determinadas especificaciones, las cuales estructuran y concuerdan con las categorías planteadas, en el periodo de tiempo desde enero 1979 hasta el 30 de junio del año 2008.

Adicionalmente, para la categoría de la situación actual, se utilizaron 24 informes



de inspección desde el año 2005 hasta el año 2008, para definir la situación actual de los quemadores en las calderas de servicios industriales del Complejo Ana María Campos.

Cuadro 1
Categorías y subcategorías de análisis

Objetivo general: proponer alternativas tecnológicas para el reemplazo de quemadores a combustibles líquidos en los generadores de vapor de la industria petroquímica.			
Objetivos específicos	Categoría	Subcategorías	Elementos de análisis
Diagnosticar la situación actual de quemadores presentes en las diferentes calderas del Complejo Ana María Campos	Situación actual de los quemadores	Flexibilidad operacional	Eficiencia térmica sistema de seguridad de instrumentación
		Mantenimiento	Obsolescencia sistema de atomización integridad de refractario
Identificar las tendencias tecnológicas en quemadores de combustibles líquidos apropiadas para las calderas del Complejo Petroquímico Zulia	Tendencias tecnológicas de quemadores	Innovación tecnológica	Fecha de publicación de las patentes Campos de conocimientos
		Madurez	Embrionaria/Comercial/Madura
		Nivel de dominio	Incipiente/masivo/dominio
Determinar los aspectos técnicos y tecnológicos de las alternativas identificadas	Aspectos técnicos y tecnológicos	Bajo Nox	Menores 10 PPM
		Bajo CO	Menores 5 PPM
		Control combustión	Normas NFPA
Determinar los aspectos económicos de las alternativas tecnológicas identificadas	Aspectos económicos	VPN TIR Inversión Inicial	Costos/Beneficios
Establecer la alternativa tecnológica apropiada para las calderas del Complejo Petroquímico Zulia.	Se logra con los objetivos anteriores		

Fuente: Esis (2009)



El análisis documental en esta investigación se centró en el contenido de las matrices de análisis elaboradas con la información extraída de los trabajos (patentes, publicaciones, e investigaciones) en el área de los quemadores para combustibles líquidos en caldera.

Las patentes se clasificaron de acuerdo al campo de aplicación al cual se asoció la aplicación (utilidad) de cada una de ellas. Posteriormente se procedió a reagrupar los campos en función de la afinidad existente entre los mismos.

Una vez identificado el problema de la investigación, se procedió a efectuar un arqueo bibliográfico revisando para ello libros, revistas técnicas, publicaciones e internet, con el objeto de sustentar la investigación, específicamente en relación a las categorías del estudio: tendencias tecnológicas y oportunidades de negocio en el área de los quemadores para combustibles líquidos. Seguidamente se procedió a seleccionar alternativas tecnológicas según estudio bibliométrico, definiendo el tipo y diseño de la investigación (documental-bibliométrico).

Se realizó una investigación basada en la técnica del análisis documental, y como instrumento para el registro de información las matrices de análisis. Éstas se utilizaron para evaluar técnica y económicamente cada alternativa tecnológica, luego del análisis de los resultados se procedió a seleccionar el quemador. Para visualizar las categorías, subcategorías y elementos de análisis de cada uno de los objetivos específicos se puede observar el Cuadro 1.

CATEGORÍA: SITUACION ACTUAL

Luego de evaluar su operación con quema de gas de cola y aceites con diproleno en las calderas del área 45 de servicios industriales, en las calderas 9, 11 y 13, en donde los quemadores de diseño original poseen la factibilidad de quemar combustibles líquidos como gaseosos, se concluye que los quemadores poseen una flexibilidad operacional baja, y poca facilidad de mantenimiento debido a los siguientes planteamientos:

a) Llama no simétrica y corta luego de varias entonaciones de los quemadores existentes, originando calcinamiento y puntos calientes tempranos en la caldera, produciendo paradas no programadas. Se definen al menos dos (2) paradas mensuales con tiempo mínimo entre cada una de dos días.

b) El sistema de instrumentación de registro y de seguridad no cuenta con los requerimientos mínimos para la quema de combustibles líquidos, según las normas internas de Petroquímica de Venezuela vigentes.

c) Baja eficiencia térmica de la caldera a quemar combustibles líquidos, generando 10 TON de vapor por hora, menos que el estipulado en la hoja de diseño con dicho combustible.



d) Calcinamiento en elementos mecánicos que producen reemplazo o reacondicionamiento elevado.

e) Deterioro acelerado de la metalurgia de los tubos del banco del hogar de la caldera, debido a la formación de una película de carbón producida por los productos de la mala combustión. Dicha película aumenta el coeficiente térmico del tubo, produciendo fenómenos como creep o recalentamiento severo.

f) El sistema de empaquetadura posee una susceptibilidad al fluido del combustible (halógenos, alcoholes y aceites), produciendo múltiples fugas en todo el sistema, en especial en el de instrumentación.

g) Debido a un inadecuado sistema de atomización de combustible se han observado taponamientos o reducción de presión del sistema de combustible, especialmente en la boquilla de combustible.

h) Se han observado problemas de degradación del refractario por las dificultades de la combustión.

CATEGORÍA: ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS EN EL ÁREA DE QUEMADORES

INNOVACIÓN TECNOLÓGICA

En la figura 1 se observan las 89 patentes registradas y relacionadas en tiempo. En esta figura se observan los ciclos de vida de las patentes de quemadores en calderas, mostrando que los puntos más altos fueron en los años 1985, 1993, 2000, es decir en periodos de 7 a 8 años, esto debido a la necesidad de búsqueda de otros combustibles alternativos de bajo costo, y a desarrollar tecnologías para que el proceso sea eficiente y seguro para el ambiente.

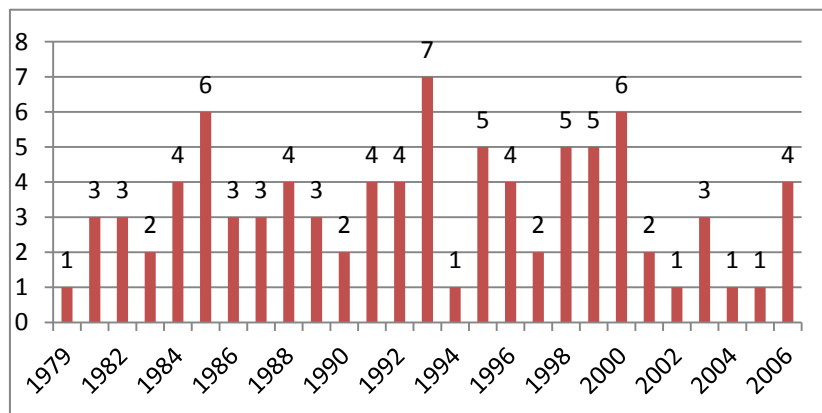


Figura 1. Publicación de patentes por año en el área de quemadores. Fuente: Esis (2009). Basado en datos suministrados por USPTO.GOV.

CAMPOS DE CONOCIMIENTO Y CENTROS TECNOLÓGICOS DE LAS PATENTES Y PUBLICACIONES

La figura 2 refleja la cantidad de patentes por área de aplicación, información obtenida de la USPTO.GOV. Las áreas de los quemadores en calderas con mayor desarrollo; las constituyen, en primer lugar, bajo NOx para las calderas, representando un 29,21% del total de la población objeto de estudio.

Luego siguen los sistemas de control para quemadores con un 15,73%, quemadores para combustible sólidos con un 12,35%, y los quemadores para combustible líquidos también con una proporción de 12,35% del total de las patentes analizadas. Tal y como puede observarse, estas cuatro áreas concentran el 69,66% del total de las aplicaciones en el área de quemadores en calderas.

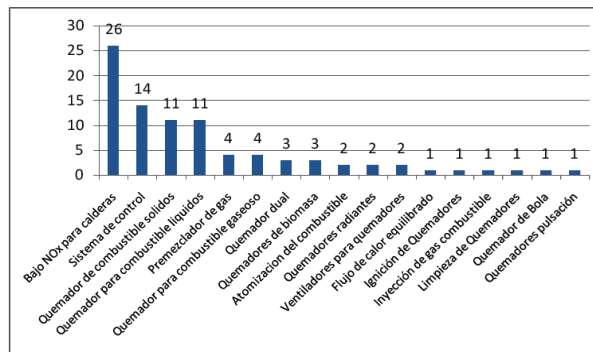


Figura 2. Patentes por área de aplicación de quemadores en calderas. Fuente: Esis (2009). Basado en datos suministrados por USPTO.GOV.

En la figura 3 se pueden visualizar las corporaciones y/o centros con más de una patente en esta área de quemadores de calderas. De esta figura se puede afirmar: John Zink y Coen Company, lo dejan en conjunto con The Babcock & Wilcox Company, como las empresas actualmente líderes en campo de adquisición de conocimientos y experiencia en la construcción de quemadores en el área industrial.

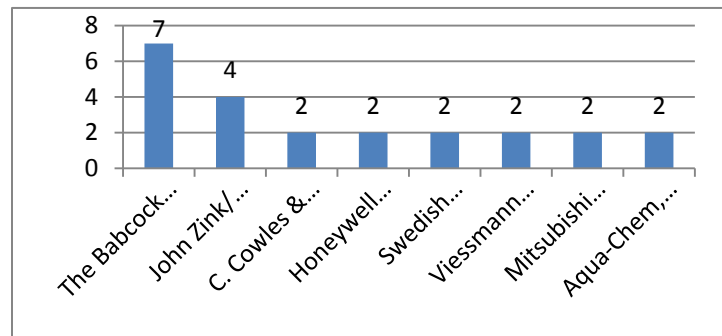


Figura 3. Patentes por centros tecnológicos de Quemadores en calderas. Fuente: Esis (2009). Basado en datos suministrados por USPTO.GOV.

Patentes publicadas en el campo de bajo NOx

El óxido de Nitrógeno (NOx) es un término general que pertenece a los compuestos de óxido nítrico (NO), dióxido de nitrógeno (NO₂) y otros óxidos de nitrógeno. Los óxidos de nitrógeno, típicamente, son creados durante procesos de combustión, y son contribuidores principales en la formación de niebla tóxica y la deposición ácida. NO₂ puede causar numerosos efectos adversos a la salud.

Tal y como se indica en la figura 4 (evolución de las patentes publicadas en el campo de bajo NOx), desde el año 1984 hasta el 2003, existieron muchas investigaciones sobre el área de quemadores de bajo NOx, en contraposición al diseño de casi todas las calderas del parque industrial petroquímico y petrolero, que fueron construidos en la década de los años 80 y principios de los años 90, se puede concluir con este punto que el parque industrial de quemadores del occidente es de tecnología obsoleta.

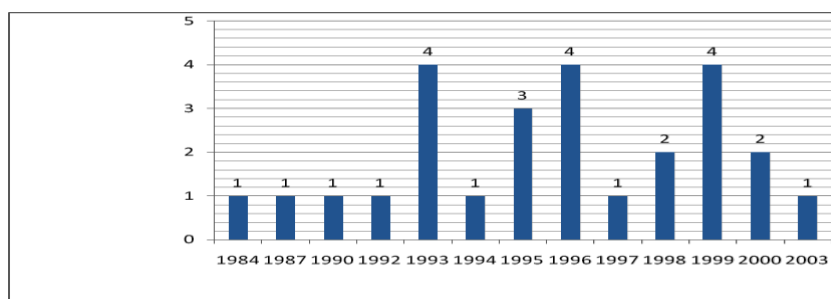


Figura 4. Patentes en el campo bajo NOx en quemadores de calderas. Fuente: Esis (2009). Matriz de análisis de tendencias tecnológicas.

Madurez tecnológica de quemadores en calderas para combustibles líquidos

En general, desde la década de los años 90, los países de Europa occidental poseen quemadores en sus generadores de vapor para la quema de combustibles líquidos con regulaciones para emisiones de gases tóxicos para el ambiente.

Para respaldar esta afirmación se tomó como ejemplo el Reino Unido y se evaluó el informe 2002 de IPPC (Integrated Pollution Prevention and Control). La prevención y control integrado de la contaminación es un sistema regulador que emplea un acercamiento integrado para controlar todos los impactos ambientales de ciertas actividades catalogadas industriales.

En el Reino Unido posee un órgano centralizado con poder para la regular los impactos industriales para proteger todos los medios ambientales. En este informe, se observa en primer lugar los tipos de combustibles usados, estos incluyen todos los tipos del aceite, emulsiones y carbón.

El segundo punto importante de este informe es el porcentaje de generación de



energía obtenida por la quema de combustible líquido. Se puede visualizar en el cuadro 2 que los combustibles líquidos son el cuarto combustible generador de electricidad en Reino Unido, después que la energía nuclear, el carbón y el gas, superior inclusive que la hidroeléctrica

Cuadro 2

Producción eléctrica del Reino Unido para el año 2002

Producción eléctrica del Reino Unido 2002	
	GWh
Nuclear	88.043
Hidroeléctrica	4.786
Eólica	1.256
Carbón	124.401
Aceite	4.821
Gas	152149
Otros renovables	5.306
Otros	3.728
Total Producción	384.490

Fuente: IPPC (UK, 2002).

En Venezuela, según CORPOELEC (Corporación Eléctrica de Venezuela), la producción es exclusiva entre el gas y la hidroeléctrica, y sólo se observan en 2005 algunas instalaciones de turbinas generadoras duales con diesel y gas en el occidente del país. El tercer punto evaluado en este informe es el de los sistemas y/o técnicas que se usan y los costos de inversión para reducir las emisiones tóxicas, ver cuadro 3.

Cuadro 3

Costos de técnicas para reducir las emisiones de NOx.

Técnica	Reducción de emisión	Capacidad (MWe)	Costos para inversión (£/kWe, 1999 precios)	Costos operativos (£/kWh, 1999 precios)
SCR	85%	500	60	0.0015
		100	90	0.0018
SNCR	50%	Varios	10	0.0008
Reburn	50%	Varios	30	0.0011
Over fire air (OFA)	35%	Varios	20	0.0001
Flue gas recirculation (FGR)	15 to 45%	Varios	10	0.0001
Low NOx burner (LNB)	30 to 50%	Varios	10	0

Fuente: IPPC (UK, 2002).

Nuevamente en el informe de Inventario Nacional del Reino Unido (NIR) sometido en 2004, el cual contiene estimaciones de emisiones de gas invernadero para el período 1990 a 2002, y describe la metodología en la cual las estimaciones están basadas en el Reino Unido, se observa una disminución de las emisiones, tanto en los



gases directos, como en los indirectos, que son los principales factores del efecto invernadero (cuadro 4).

Cuadro 4

Resumen de las emisiones de cada gas invernadero en UK, expresado en términos de dióxido de carbono y emisiones equivalentes de carbón respectivamente

Table ESI	Mt CO ₂ equivalent										% changes	
	Baseyear	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	1990-2002	Baseyear-2002
CO ₂ (Emissions)	603.6	573.0	564.0	584.3	559.7	562.7	554.2	557.9	571.1	551.0	-8.7%	-8.7%
CH ₄	76.9	64.9	64.3	62.8	59.6	56.4	52.6	48.8	46.0	44.1	-42.7%	-42.7%
N ₂ O	67.9	59.7	57.0	59.1	60.8	58.1	45.0	44.8	42.5	41.0	-39.6%	-39.6%
HFCs	15.5	14.0	15.5	16.7	19.2	17.3	10.8	9.1	9.7	10.4	-8.4%	-32.7%
PFCs	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4	0.5	0.4	0.4	-72.5%	-16.2%
SF ₆	1.3	1.2	1.3	1.3	1.3	1.3	1.5	1.9	1.5	1.6	47.3%	23.4%
Total (Emissions)	765.6	713.3	702.6	724.6	701.0	696.2	664.5	663.0	671.3	648.4	-14.9%	-15.3%
CO ₂ (Removals)	-10.6	-11.3	-11.5	-11.6	-11.6	-11.5	-11.5	-11.7	-11.6	-11.7	10.7%	10.7%
CO ₂ (Net Emission)	593.1	561.7	552.5	572.7	548.1	551.2	542.6	546.3	559.5	539.3	-9.1%	-9.1%
Total (Net Emissions)	755.1	702.0	691.1	713.0	689.4	684.7	653.0	651.3	659.7	636.8	-15.3%	-15.7%

Fuente: United Kingdom's National Inventory Report (NIR) (UK, 2004).

Se observa una reducción total de emisiones del 15,3% entre los años 1990 y 2002 para el Reino Unido, comprobando un verdadero compromiso de las regulaciones de Kyoto.

Cuadro 5

Tendencias de emisión separadas por categoría (Mt CO₂ equivalente)

Categoría	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
1. Energía	563.2	582.0	557.8	559.8	549.4	553.5	568.1	551.0
2. Procesos industriales	48.9	52.3	54.4	49.9	31.6	30.7	28.9	25.7
3. Agricultura	51.7	52.1	52.7	51.9	51.3	49.4	46.4	46.8
4. Uso de Tierra y cambios forestales (emisiones)	16.5	16.9	16.6	16.8	16.6	15.3	15.1	13.6
5. Uso de Tierra y cambios forestales (renovables)	-11.5	-11.6	-11.6	-11.5	-11.5	-11.7	-11.6	-11.7
6. Desechos	22.3	21.4	19.4	17.8	15.7	14.1	12.8	11.3
Total (CO₂)	691.1	713.0	689.4	684.7	653.0	651.3	659.7	636.8

Fuente: United Kingdom's National Inventory Report (NIR) (UK, 2004).

Desde 1990 las emisiones de todos los gases indirectos se han disminuido considerablemente en el Reino Unido. La fuente más grande de emisiones para todos los gases indirectos es el sector de energía. Para NO_x, CO y SO₂, más del 90 % de emisiones para cada gas proviene de actividades dentro de este sector de energía.

Para NMVOC, el 55 % de emisiones es la energía relacionada, con otras contribuciones significativas tanto de los procesos industriales como del solvente.

Finalmente, se observa en el cuadro 5 la importancia del sector industrial para poder reducir las emisiones de los gases directos e indirectos de efectos invernaderos. La contribución más grande de emisiones de gas invernadero proviene del sector de energía. En 2002, sostuvo el 85 % de la contribución total las emisiones.

Adicionalmente, se puede visualizar que existen empresas, tales como: **Coen**; DeltaNox, **Babcock & Wilcox**; Low-NoxXCL-s, y **Jhon Zink (TODD)**; Variflame, que han comercializado la marca con más de 20 años de experiencia y aplicaciones de hasta 5400 megavatios con desempeño de bajo NOx, con posibilidad de quema combustible como gas y líquido (diferentes gamma), en calderas de rango entre 20 a 400 BTUmm/hr.

Por todo lo anterior se puede asegurar que el nivel del dominio de la innovación ya está en etapa de desarrollo, y el nivel de madurez en etapa madura, ver figura 5.

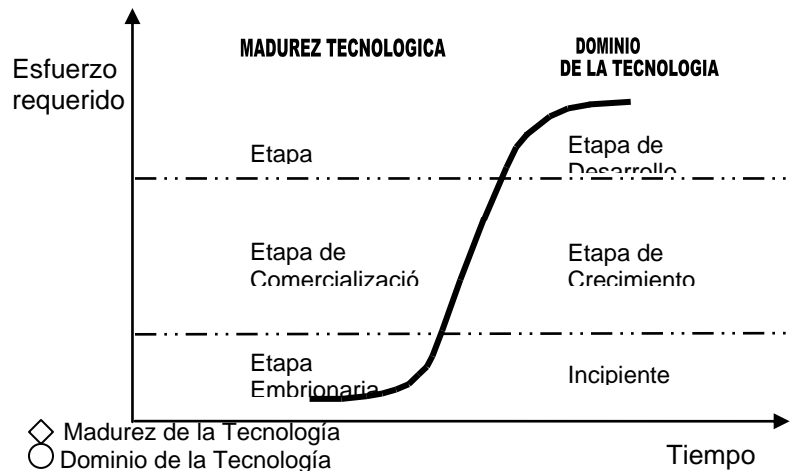


Figura 5. Curva “S” Madurez y Dominio de los quemadores de combustibles líquidos para calderas.

CATEGORÍA: ASPECTOS TÉCNICOS Y TECNOLÓGICOS DE LAS ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS

Elementos de análisis: emisiones de Nox

Un artículo denominado “Controlling NOx Emissions”, Control de Emisiones de NOx, realizado por Mike Bradford and Rajiv Grover, Jacobs Engineering Group Inc. y Pieter Paul (2002), Jacobs Consultancy Nederland B. V, contiene ilustraciones que se pueden utilizar para tener la visión general del uso de las tecnologías de control de NOx.



En el cuadro 6 se listan varias tecnologías disponibles para reducción NO_x, se define la reducción aproximada que puede ser alcanzada por cada tecnología, y la concentración aproximada NO_x que puede alcanzarse quemando gas natural.

Se puede observar que las tecnologías de Quemadores de Ultra bajo No_x (UNLB) de última generación, y la reducción selectiva catalítica SCR, son las tecnologías que pueden emitir por debajo de las 10 ppmv, valor máximo de emisión expuestos por TNRCC (Texas Natural Resource Conservation Commission), Capitulo 117-Control of Air Pollution from Nitrogen Compounds, Rule Log No. 2000-011H-117-AI.

Cuadro 6
Tecnologías de reducción de NO_x

TECNOLOGÍA	REDUCCIÓN APROXIMADA,%	EMISIONES LB/MMBTU	EMISIONES PPMV @ 3% O ₂
QUEMADORES ESTANDARD	CASO BASE	0.14	120
MODIFICACIONES DE PROCESO	100%	N/A	N/A
QUEMADORES DE BAJO NO _x (LNB)	60%	0.06	48
(UNLB), PRIMERA GENERACIÓN	80%	0.03	24
(UNLB), NIVEL ACTUAL	89%	0.015	13
(UNLB), EN DESARROLLO	95%	0.007	6
(FGR), RECIRCULACION DE GAS	55%	0.025	22
(SNCR) REDUCCION SELECTIVA. NO CATALITICA	40%	0.033-0.085	27 – 70
(SCR) REDUCCION SELECTIVA CATALITICA	90 – 97%	0.006- 0.015	2.5 – 12

Fuente: Control de Emisiones de NO_x por, Mike Bradford y Rajiv Grover, Jacobs Engineering Group Inc.y Pieter Paul (2002).

En el cuadro 7 se listan las tecnologías y sus aplicaciones más probables controladas por áreas como Houston y California del Sur, que tienen exigencias de control de NO_x estrictas.

La tecnología ULNBs reduce NO_x adicional si se incluye la tecnología FIR (induciendo la circulación interna de gas de combustible) dentro del calentador. Existen en el mercado al menos tres generaciones de ULNB.

La primera generación puede encontrarse en Houston y en California para pequeños calentadores. La ventaja de estas unidades consiste en que puede ser posible un retrofit si la necesidad de una parada.

Una segunda generación de ULNB proporciona más bajas emisiones de NO_x que la primera generación. Además, existen actualmente quemadores en desarrollo que



pueden ser capaces de manejar las exigencias para calentadores grandes en Houston sin la necesidad de otras tecnológicas.

Los quemadores de ULNB son la tecnología para calderas que pueden cumplir con los requisitos para emisiones de NOx actuales y futuras. Se deben evaluar las posibles marcas con tecnologías ULNB con el objetivo de buscar preferencias en el mercado y aplicaciones con quema de líquidos combustibles.

Cuadro 7

Tecnologías y sus aplicaciones para el control de NOx

UNIDAD	OPCIONES
TODAS	Reemplazar calderas con sistemas de cogeneración.
	Reemplazar calentadores ineficientes por nuevos más eficientes, o con sistema de aceite calientes.
	Rehabilitación al sistema de control para reducir requerimientos de excesos de aire.
	Reemplazar sellos de calentadores para minimizar pérdidas de calor.
Calentadores de fuego < 40 MMBTU/h	Primera y segunda generación de ULNBs.
	Posible dilución de combustibles (FIR) con vapor o FRG, para sistema con altas temperaturas en la caja de fuego.
Calentadores de fuego 40-100 MMBTU/h	Última generación de ULNB o SCR.
	ULNBS debe requerir sellos en las cajas de fuego, así como una instalación de sistema de control.
	SCR no pueden ser económicos en algunos casos, si las áreas son congestionadas o los conexiones son muy caros.
Calentadores de fuego >100 MMBTU/h	Última generación de ULNB o SCR.
	Los hornos de reformación deberán requerir SCR.
	ULNBS debe requerir sellos en las cajas de fuego, así como una instalación de sistema de control.
Calderas	ULNBS con FGR.
	Unidades grandes también pueden requerir SCR.

Fuente: Control de Emisiones de NOx por, Mike Bradford and Rajiv Grover, Jacobs Engineering Group Inc. y Pieter Paul (2002).

En el trabajo de investigación de Alberta Environment: Tecnologías para la Reducción de Emisiones de NOx en equipos Estacionario (Technologies for Reducing NOx Emissions from Gas-Fired Stationary Combustion Sources), preparado por: Allan Chambers, P.Eng. and Stephanie Trottier, EIT, 2007, se discuten varias tecnologías de ULNB.

La literatura comercial usa los términos quemadores de bajo NOx (LNB) y quemadores ultra bajo NOx (ULNB). Los quemadores de bajo NOx (LNB) típicamente alcanzan 20 a 50 ppm NOx, mientras los quemadores de ultra bajo NOx (ULNB) son generalmente aquellos capaces de alcanzar por debajo de 10 ppm de NOx con el 3 % O2



En el cuadro 8 se listan algunos ejemplos de quemadores de bajos NOx que están disponibles comercialmente. Los niveles de emisiones NOx y tamaños disponibles mostrados en la tabla son tomados de los catálogos y sitio web de la empresa. Los niveles de NOx reales que a ser alcanzados dependerán del uso, del diseño, el nivel de tecnología de control del quemador, propiedades de combustible y algunos otros parámetros.

Cuadro 8

Quemadores disponibles comercialmente de bajo NOx (LNB) y ultra bajos NOx (ULNB) para combustibles gaseosos

FABRICANTE	MODELO QUEMADOR	CAPACIDAD (MMBTU/hr)	EMISIONES NOX (ppm)	EMISIONES NOX (gr/ GJ)
MAXXON CORP	M-PAKT ULTRA	0.5 to 3.5	<9	<5.1
	KINEDIZER	0.5 to 40	30 a 40	17 a 23
	RADMAX	Aplicaciones especiales	<20	>11.3
Todd & John Zink	RMB	20 to 600	<9 with FGR	<5.1
	Variflame II	25 to 150	<30	<17
	LeanMix LM300	10 to 25	15 to 30	8.4 to 17
COEN	Delta-NOx	20 to 380	0 to 80	28 to 45
	Delta-NOx ULN		5 to 30 <9 with FGR	2.8 to 17 <5.1 with FGR
	Micro-NOx ULN	0.8 to 5	<20	<11.3
	QLN – ULN		15 <9 with FGR	8.4 <5.1
North American Manufacturing	Magnaflame	5 a 400	5 a 20 <9 con FGR <9 con excesos de aire	8.4 a 11.3 <5.1
Stork Thermeq	Impuls ULN	17 a 200	25	14
Alzeta Corp	Duratherm	0.02 a 16	<9 con excesos de aire	<5.1
	CSB	2 a 130	<9 con FGR <9 con excesos de aire	<5.1

Fuente: Tecnologías para la reducción de emisiones de NOx en equipos estacionario, Alberta Environment (2007).

Del cuadro 8 se observa que los quemadores más eficientes para reducir las emisiones de NOx son Duratherm de Alzeta Corp. Y M-PAKT ultra de Maxon Corp, sin embargo, dentro de la información se manejan capacidades pequeñas sólo hasta 16 y 3.5 MMBTU/hr, y no se manejan combustibles líquidos.

Las capacidades de las calderas en estudio son entre 20 y 115 MMBTU/hr. Para estas capacidades, y con la premisa de que se manejen líquidos combustibles, los quemadores más eficientes son: CSB de Alzeta Corp, Magnaflame de North American Macnufacturing, Delta Nox ULN de COEN, RMB de Todd Combustion, todos por



debajo de 9 ppm con FGR.

Sin embargo, solo existe registro para quemadores duales de alto espectro para Delta Nox ULN de COEN, RMB de Todd Combustion.

Elementos de análisis: Emisiones de CO / Sistema de control para quemadores

Las tecnologías de ULNB, tanto de los productos COEN y JOHN ZINK (TODD), es decir, Delta NOX ULNB y RBM ULNB respectivamente, prometen tecnologías que mejoran las emisiones de CO en el ambiente, reduciendo sus emisiones por debajo de 5 ppm, los niveles de concentración permitidos se encuentran tabulados en NAAQS.

El nivel permitido de monóxido de carbono es de 9 ppm, para promedios de 8 horas y para picos de una 1 hora de 35 ppm, que sólo pueden excederse una vez en el año. Los dos sistemas de control de los respectivos quemadores, dan flexibilidad de realizar lazos automáticos muy complejos, evaluando hasta tres variables al mismo tiempo, garantizando eficiencia y disminuyendo las emisiones ambientales.

CATEGORÍA: ASPECTOS ECONÓMICOS PARA LA SELECCIÓN DEL SISTEMA DE QUEMADORES

Unos de los trabajos más recientes de Alberta Environment, Febrero 27, 2007 “Tecnología para reducir emisiones de NOx para sistema de combustión estacionarios de quema de gas” (Technologies for Reducing NOx Emissions from Gas-Fired Stationary Combustion Sources), por Allan Chambers, P.Eng. y Stephanie Trottier, EIT, manifiesta que la tecnología de ULNB, nueva generación de quemadores de bajo NOx es una de las más eficientes y económicas del mercado.

Así se refleja en el cuadro 9, a continuación:

Cuadro 9
Costos de las diferentes tecnologías de bajo NOx

TECNOLOGÍA	COSTO DE INVERSIÓN (US\$,2000)	COSTO DE OPERACIÓN	EMISIONES NOx (ppm)	COSTO DE REDUCCIÓN DE NOx
Quemador de bajo NOX	\$130.000,00	Caso base	25	\$332,00
FGR y quemador de bajo NOx	\$430.000,00	\$12.000,00	20	\$1.291,00
FGR y dilución de combustible	\$220.000,00	Caso base	20	\$527,00
Sólo SCR	\$860.000,00	\$68.000,00	10	\$3.148,00
SCR y quemador de bajo NOx	\$878.000,00	\$56.000,00	10	\$2.954,00
Nueva generación de bajo NOx	\$280.000,00	Caso base	12	\$610,00

Fuente: Alberta Environment, Allan Chambers, P.Eng. y Stephanie Trottier (2007).



En EPA (Environmental Protection Agency), agencia de protección del ambiente de los Estados Unidos. EPA-453/R-93-034, "Técnica Alternativas para el control de emisiones para proceso con calentadores" permite observar una metodología para la estimación de los costos de inversión para los quemadores con tecnología ULNBS, aquí sólo se presenta como ejemplo el costo de un quemador de 40MMBTU/h, ver Cuadro 10.

Cuadro 10
Costos de tecnología ULNB para un calentador de 40 MMBTU/hr

ap. del Quemador MMBTU/H	Técnica de control NOx	Gasto de inversión (\$)	Costos anuales (\$)			
			Recup. de capital	Costo de operación y mantenimiento @Factor de capacidad		
				0.1	0.5	0.9
40	LNB	130.000	17.100	14.000	14.000	34.000
	ULNB	136.000	17.900	14.100	14.100	34.100
	SNCR	258.000	34.000	15.900	26.100	36.200
	SCR	1.430.000	188.000	102.000	118.000	134.000
	LNB+FGR	234.000	347.000	20.200	23.800	27.400
	LNB+SNCR	388.000	51.000	29.800	40.000	50.200
	LNB+SCR	1.560.000	205.000	116.000	132.000	148.000

Fuente: EPA-453/R-93-034 (1993).

La inversión total y costos de mantenimiento y operacionales para los quemadores ULNB para todas las calderas del Complejo Ana María Campos se refleja en el Cuadro 11, que se encuentra a continuación.

Cuadro 11
Inversión total, costos de mantenimiento y operacionales para los quemadores ULNB para las calderas del Complejo Ana María Campos

CAPACIDAD	CALDERAS	TIC/CALDERA	TIC/TOTAL	COSTO MANT/OPE ANUALES
MMBTU/Hr	CANTIDAD	\$(ESTADOS UNIDOS)	\$(ESTADOS UNIDOS)	\$ 16% TIC (OPE / MANT)
70	5,00	\$289.342,27	\$1.446.711,35	\$231.473,82
150	2,00	\$529.526,75	\$1.059.053,50	\$169.448,56
330	4,00	\$873.021,47	\$3.492.085,88	\$558.733,74
Fuente: Esis (2009)		TIC-TOTAL	\$5.997.850,73	\$959.656,12



Para el estimado total del proyecto se debe incluir la inversión de la recuperación del tanque para el almacenaje de diesel, instalación de 3 Km de tubería desde el tanque a los receptores o recipientes de combustibles a calderas, y la rehabilitación de las bombas, los cuales se observan en el cuadro 12.

Cuadro 12

Estimado de la inversión total del proyecto de reemplazo de quemadores de los generadores de vapor del Complejo Ana María Campos

Estimado Total de Proyecto	\$(americanos)
Costo total de Quemadores	5.997.850,73
Rehabilitación del Tanque (1)	5.000.000,00
Instalación de tubería interplantas (1)	2.000.000,00
Rehabilitación de Bombas (1)	500.000,00
Total de proyecto	13.497.850,73

Fuente: Estimados Clase V de Costos de la Gerencia de Proyecto Pequiven (2007). Proyecto de Suministro de Gas para quemadores.

Ahora se calcula el valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR). Los ingresos se obtienen por dos vías: la primera, calculada por el beneficio de restablecer la operación de la planta de Olefinas por la producción no realizada (PNR).

Ocasionados a su vez por la parada parcial o total de las plantas por altos inventarios de aceites de pirólisis, estimadas por históricos de los años 2006-2007 de hasta 12 días al año, es decir, más de 12000 TM de etileno no realizadas a un costo promedio de 1000\$/TM; una ganancia de 12 millones de dólares (MM\$) al año.

En segundo lugar, el gas residual no se utilizaría en los quemadores de calderas, lo cual se aprovecharía en la obtención de fertilizantes. Se estiman unos 12 millones estándar pie cúbico día (MMSPCD) de gas diario que no se quemaría, lo cual se pudiera incrementar 25% la producción de fertilizantes por día. En el año equivale 6000TM de urea a un costo de casi 300\$/TM, es decir, una ganancia estimada de 1.8 MM\$.

Los egresos también se dividen en dos vías: el primero, el mantenimiento de los quemadores ULNB, calculado en la tabla 24; y el segundo, el mantenimiento de las instalaciones, calculado en un 2,5% del total de la inversión.

El resultado del cálculo del TIR y el VPN se muestra en el cuadro 13. Un TIR del 66% y un valor presente neto por encima de 68 MM\$, son valores muy robustos que denotan una segura inversión sin la necesidad de cálculos estadísticos de sensibilidad para observar varianza de precios de mercado.



Cuadro 13

Cálculo del TIR y el VPN del proyecto de reemplazo de quemadores de los generadores de vapor del Complejo Ana María Campos

Año	Inversión	Ingresos		Egresos		Balance de Pagos
		Adicional de Etileno	Adicional de Fertilizantes	Costo MANT/OPE	Mant Inst (2.5% Inve)	
2010	\$8.098.710,44					-\$8.098.710,44
2011	\$5.399.140,29					-\$5.399.140,29
2012		\$12.000.000,00	\$1.800.000,00	\$959.656,12	\$337.446,27	\$12.502.897,61
2013		\$12.000.000,00	\$1.800.000,00	\$959.656,12	\$337.446,27	\$12.502.897,61
2014		\$12.000.000,00	\$1.800.000,00	\$959.656,12	\$337.446,27	\$12.502.897,61
2015		\$12.000.000,00	\$1.800.000,00	\$959.656,12	\$337.446,27	\$12.502.897,61
2016		\$12.000.000,00	\$1.800.000,00	\$959.656,12	\$337.446,27	\$12.502.897,61
2017		\$12.000.000,00	\$1.800.000,00	\$959.656,12	\$337.446,27	\$12.502.897,61
2018		\$12.000.000,00	\$1.800.000,00	\$959.656,12	\$337.446,27	\$12.502.897,61
2019		\$12.000.000,00	\$1.800.000,00	\$959.656,12	\$337.446,27	\$12.502.897,61
2020		\$12.000.000,00	\$1.800.000,00	\$959.656,12	\$337.446,27	\$12.502.897,61
					TIR	66%
					VPN	\$68.649.023,93

Fuente: Esis (2009)

CONCLUSIONES

Luego de evaluar la operación actual de los generadores de vapor del Complejo Ana María Campos con quema de gas de cola y aceites con diproleno en las calderas del área 45 de servicios industriales, en las calderas 9, 11 y 13, en donde los quemadores de diseño original poseen la factibilidad de quemar combustibles líquidos como gaseosos, se concluye que los quemadores no poseen flexibilidad operacional.

Lo anterior, a la imposibilidad de quemar tanto gas como los subproductos petroquímicos, y baja facilidad de mantenimiento por no disponer un diseños de fácil mantenimiento, además, por contar en su registros alta tasas de fallas y largos tiempos entre reparación.

Las áreas de conocimientos de los quemadores en calderas con mayor desarrollo las constituyen, en primer lugar, bajo NOx para la calderas, representando un 29,21% del total de la población objeto de estudio, seguida de los sistema de control para quemadores con un 15,73%.

Quemadores para combustible sólidos con un 12,35%, y los quemadores para combustible líquidos también con una proporción de 12,35% del total de las patentes analizadas. Estas cuatro áreas concentran el 69,66% del total de las aplicaciones en el área de quemadores en calderas hasta junio del 2008.

La unión de dos expertos, como son: John Zink y Coen Company, en conjunto con The Babcock & Wilcox Company, son las empresas actualmente líderes en campo de adquisición de conocimientos y experticia en la construcción de quemadores en el área industrial.



Se observa una reducción total de emisiones del 15,3% entre los años 1990 y 2002 para el Reino Unido, comprobando un verdadero compromiso de las regulaciones de Kyoto. Los combustibles líquidos son el cuarto combustible generador de electricidad en Reino Unido, después que la energía nuclear, el carbón y el gas, superior inclusive que la hidroeléctrica.

Se puede decir que la quema de combustibles líquidos es una tecnología madura internacionalmente, que puede tener quemadores de calderas duales, flexibles y al mismo tiempo con diseños que reduzcan las emisiones al medio ambiente, aprovechando el gas en otras actividades, como lo es la repotenciación del sector agrícola.

La tecnología de los quemadores de ultra bajo NOx (ULBN) es efectiva, no posee impacto grande en inversión, reduce en gran medida las emisiones de NOx. Existe una experiencia práctica demostrada de la reducción de hasta 10 ppm de emisiones de NOx, utilizando quemadores de ultra bajo NOx, sin la necesidad de utilizar técnicas de SNCR y/o SCR de mayor desembolso y mayor complejidad.

La selección del quemador debe estar entre Delta NOx ULN de COEN, RMB de Todd Combustion (John Zink) y Coen Company, empresas que han conformado una unión empresarial, constituyendo un grupo financiero y tecnológico en las aplicaciones de quemadores en calderas.

Estos Quemadores tienen casos de estudios con emisiones de NOx y CO por debajo de 9 ppm, quemadores duales de alto espectro con sistemas de control que cumplen con las regulaciones de NFPA 85.

RECOMENDACIONES

Presentación a la alta gerencia de la propuesta tecnológica y adoptarla como un caso de negocio en el que se debe realizar un estudio de sensibilidad, así como asegurar las premisas económicas y análisis de riesgos para reevaluar su factibilidad económica.

Exploración de otros combustibles líquidos alternativos de bajo costo (sub-productos de Planta de Refinación o Petroquímicas).

Realización de un análisis técnico-económico a los quemadores de las empresas John Zink y Coen Company.

Cumplimiento de la Legislación de las regulaciones ambientales de las emisiones de las calderas en Venezuela, realizando un informe del inventario anual para su seguimiento y control.

Realización de un estudio ambiental para los quemadores de ultra bajo NOx (ULBN) en Venezuela.



Identificación de las oportunidades de negocio de los quemadores de ultra bajo NOx del portafolio alineadas con los objetivos trazados por la corporación petroquímica.

Elaboración de un análisis técnico de la aplicación de la tecnología de quemadores de ultra bajo NOx en la industria petrolera nacional, con el fin de garantizar un país que respalde y proteja el ambiente y el planeta.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Alfonzo y otros., (2002). "Planeación de Negocio. Apuntes de Gerencia Estratégica". URBE 2003.

Chambers A. and Trottier S. (2007). Tecnologías para la Reducción de Emisiones de NOx en equipos Estacionario (Technologies for Reducing NOx Emissions from Gas-Fired Stationary Combustion Sources). Alberta Environment.

DeHaan T. (1998). "Applications of low nox burners in petrochemical plants". Coen Company, Inc. Burlingame.

EPA 600/R-05/004bF (2006). EPA Air Quality Criteria for Ozone and Related Photochemical Oxidants Vol III.

EPA-453/R-93-034 (1993), EPA Office of Air and Radiation, Office of Air Quality Planning and Standards.

Four Corners Air Quality Task Force (2007). Report of Mitigation Options Version 6. Reportes de opciones de mitigación.

INTEVEP (2004). Resultados de los análisis Físicos Químicos de aceites de Pirólisis Plantas Olefinas El Tablazo.

Jhon Zink (2004), Manual de Operaciones y Mantenimiento del quemador Vari flame, John Zink, LLC, 11920 E. Apache, Tulsa, OK 74116, (800) 421-9242.

Méndez (2006), Alternativas para la automatización del manejo de tubulares en empresas de servicios de perforación y rehabilitación de pozos petroleros

PEQUIVEN (2006). Manual de Operaciones de las plantas de Servicios Industriales.

PEQUIVEN (2006). Manual de Operaciones de Olefinas y Servicios.

Postnote (2006), Número 268, "Carbon footprint of electricity generation". Huella de Carbón para la generación eléctrica". Parliamentary office of Science and Technology.

Registro nacional de inventarios de los Estados Unidos del 2002. Según ICCSR



(2009), las emisiones de dióxido de carbono en el sector de electricidad estadounidense.

Rini Michael/ Kuck Noel. (2004). "Discusión de Tecnologías Disponibles que controlan emisiones de NO_x para Refinación y Usos de Horno Petroquímicos" (NO_x Control Technologies for Refining and Petrochemical Furnace Applications). Alstom Power INC.

The Texas Institute (2000). Special report a summary of NO_x reduction technologies. Reporte sumario especial de tecnologías de reducción de Nox.

TNRCC (2000), Control of Air Pollution from Nitrogen Compounds. Capítulo 117. Rule Log No. 2000-011H-117-AI.

Vera (2007), Portafolio tecnológico en el área de explotación de crudos pesados basados en recuperación mejorada para las empresas estatales en Latinoamérica.