



Hoja de Datos- Tecnología de Control de la Contaminación del Aire

Nombre de la Tecnología: Reducción Selectiva No Catalítica (*Selective Non-Catalytic Reduction, SNCR*)

Tipo de Tecnología: Dispositivo de Control - Reducción Química de un contaminante por medio de un agente reductor.

Contaminantes Aplicables: Óxidos de Nitrógeno (NO_x)

Límites de Emisión Alcanzables/Reducción: Los niveles de reducción de NO_x varían del 30% al 50% (EPA, 2002). Pueden alcanzarse reducciones de 65% a 75% con *SNCR* aplicada en conjunto con controles de combustión, tales como los quemadores de bajo NO_x (ICAC 2000).

Tipo de Fuente Aplicable: Punto.

Aplicaciones Industriales Típicas: Hay cientos de sistemas de *SNCR* instalados comercialmente en un rango amplio de configuraciones de calderas incluyendo: calderas de fondo seco, de pared de fuego y de fuego tangencial, unidades de fondo húmedo, de fuego atizado y unidades de lecho fluidizado. Estas unidades queman una variedad de combustibles tales como carbón, combustóleo, gas, biomasa y residuos. Otras aplicaciones incluyen incineradores térmicos, unidades de combustión de residuos sólidos municipales y peligrosos, hornos de cemento, calentadores de procesos y chimeneas de vidrio.

Características de la Emisión:

- a. **Tamaño de la Unidad de Combustión:** En los Estados Unidos, la *SNCR* ha sido aplicada a calderas y otras unidades de combustión variando en tamaño de 50 a 6,000 MMBtu/hr (5 a 600MW/hr) (EPA, 2002). Hasta hace poco, era difícil obtener altos niveles de reducción de NO_x en unidades mayores de 3,000 MMBtu (300 MW) debido a las limitaciones en el mezclado. Las mejoras en la inyección de la *SNCR* y en los sistemas de control han resultado en reducciones altas de NO_x (> 60%) en calderas generadoras de electricidad mayores de 6,000 MMBtu/hr (600MW). (ICAC, 2000).
- b. **Temperatura:** La reacción de reducción de NO_x ocurre a temperaturas entre los 1600F y los 2100F (870C a 1150C) (EPA, 2002). Pueden agregarse al reactivo sustancias químicas patentadas, conocidas como aditivos o mejoradores para bajar el rango al cual ocurre la reacción de reducción de NO_x .
- c. **Carga de Contaminantes:** La *SNCR* tiende a ser menos efectiva en bajos niveles de NO_x no controlado. Los niveles típicos de NO_x no controlado varían de 200 ppm a 400 ppm (NESCAUM, 2000). La *SNCR* es más adecuada que la Reducción Catalítica Selectiva (*Selective Catalytic*

Reduction, SCR) para aplicaciones con altos niveles de materia particulada (MP) en la corriente de gas residual.

- d. Otras Consideraciones:** El escabullimiento de amoníaco se refiere a las emisiones de amoníaco no reaccionado que resulta de la reacción incompleta del NO_x y del reactivo. El escabullimiento de amoníaco puede causar: 1) formación de sales de amoníaco, los cuales pueden tapar o corroer los componentes del sistema corriente abajo, 2) la absorción de amoníaco en la ceniza flotante, la cual puede afectar la disposición o reutilización de la ceniza, y 3) aumento de la visibilidad de pluma de contaminante. En los Estados Unidos, los niveles permitidos de escabullimiento de amoníaco son típicamente de 2 a 10 ppm (EPA, 2002). El escabullimiento de amoníaco a estos niveles no resulta en la formación de pluma de contaminante ni en peligros para la salud. La optimización del proceso después de la instalación puede disminuir los niveles de escabullimiento de amoníaco.

El óxido nitroso (N_2O) es un subproducto formado durante la *SNCR*. La reducción con base de urea genera más N_2O que los sistemas de base en amoníaco. Como máximo, el 10% del NO_x reducido en la *SNCR* con base de urea se convierte a N_2O . El óxido nitroso no contribuye a la formación de ozono ni de ácido a nivel del suelo. (ICAC, 2000)

Requisitos del Pre-tratamiento de las Emisiones: Ninguno

Información de Costos: Los costos son expresados en dólares del 1999. (NESCAUM, 2000 y ICAC, 2000)

La dificultad de la reconversión de la *SNCR* en calderas grandes de carbón ya existentes es considerada mínima. Sin embargo, la dificultad incrementa significativamente en calderas pequeñas y unidades de paquete. La principal preocupación es la disponibilidad del espacio adecuado en la pared dentro de la caldera para la instalación de los inyectores. Puede ser necesario mover o retirar tuberías y asbesto existentes de la coraza de la caldera. Además, debe disponerse de espacio adecuado adyacente a la caldera para el sistema de distribución y para realizar mantenimiento. Ésto puede requerir la modificación de los conductos y de otros equipos de la caldera.

Un desglose típico de los costos anuales para calderas industriales sería de 15% a 35% para el capital de recuperación y de 65% a 85% para gastos de operación (ICAC, 2000). Puesto que la *SNCR* es una tecnología dominada por los gastos de operación, su costo varía directamente con los requisitos de reducción de NO_x y el uso del reactivo. La optimización del sistema de inyección después del arranque inicial puede reducir el uso del reactivo, y subsecuentemente, los costos de operación. Las mejoras recientes en los sistemas de inyección de *SNCR* también han reducido los costos operativos.

Hay una gran gama de opciones efectivas en costo para la *SNCR* debido a las diferentes configuraciones de calderas y las condiciones específicas de cada sitio, aún dentro de una misma industria dada. La efectividad de costo es impactada primordialmente por el nivel de NO_x no controlado, la reducción de emisiones requerida, el tamaño de la unidad y la eficiencia térmica, la vida económica de la unidad y el grado de dificultad de la reconversión. La efectividad de costo de la *SNCR* es menos sensible al factor de capacidad que la *SCR*.

Frecuentemente, se requiere el control de NO_x solamente durante la temporada de ozono, típicamente desde Junio a Agosto. Ya que los costos de la *SNCR* son una función de los costos de operación, la *SNCR* es una opción de control efectiva durante las reducciones estacionales de NO_x .

A continuación, se presentan los costos para calderas industriales mayores de 100 MMBtu/hr.

- a. **Costo Capital :** 900 a 2,500 \$/MMBtu/hr (9,000 a 25,000 \$/MW)
- b. **Costo de Operación y Mantenimiento (O&M):** 100 a 500 \$/MMBtu/hr (1,000 a 5,000 \$/MW)
- c. **Costo Anual:** 300 a 1,000 \$/MMBtu/hr (3,000 a 10,000 \$/MW)
- d. **Costo por Tonelada de Contaminante Removido:**

Control Anual: 400 a 2,500 \$/ton de NO_x removido
Control Estacional: 2,000 a 3,000 \$/ton de NO_x removido

Teoría de la Operación:

La *SNCR* está basada en la reducción química de la molécula de NO_x a nitrógeno molecular (N₂) y vapor de agua (H₂O). Un agente reductor (reactivo), a base de nitrógeno, tal como el amoníaco ó la urea, se inyecta en el gas después de la combustión. Se favorece la reacción de reducción con NO_x sobre otras reacciones químicas, a temperaturas que varían entre los 1600°F y los 2100°F (870°C a 1150°C), por lo tanto, es considerado un proceso químico selectivo (EPA, 2002).

Ambos, el amoníaco y la urea son usados como reactivos. Los sistemas de base de urea tienen ventajas sobre los sistemas de base de amoníaco. La urea no es tóxica, es un líquido menos volátil y puede ser almacenado y manejado con mayor seguridad. Las gotas de la solución de urea pueden penetrar más adentro en el gas de combustión cuando se inyectan dentro de la caldera, mejorando el mezclado con el gas, lo cual es difícil en calderas grandes. Sin embargo, la urea es más cara que el amoníaco. La razón estequiométrica normalizada (*Normalized Stoichiometric Ratio, NSR*) define la razón de reactivo a NO_x requerida para alcanzar la meta de reducción de NO_x. En la práctica, se necesita inyectar al gas en la caldera, más reactivo que la cantidad teórica para obtener un nivel específico de reducción de NO_x.

En el proceso de la *SNCR*, la unidad de combustión actúa como una cámara de reacción. El reactivo es generalmente inyectado dentro de las regiones radiantes y convectivas del supercalentador y del recalentador, donde la temperatura del gas de combustión está dentro del rango requerido. El sistema de inyección está diseñado para promover el mezclado del reactivo con el gas de combustión. El número y la ubicación de los puntos de inyección están determinados por los perfiles de temperatura y los patrones de flujo dentro de la unidad de combustión.

Ciertas aplicaciones son más adecuadas para la *SNCR* debido al diseño de la unidad de combustión. Las unidades con temperaturas de salida del fogón de 1550°F a 1950°F (840°C to 1065°C), con tiempos de residencia mayores a un segundo y con altos niveles de NO_x no controlado son buenos candidatos. Durante la operación con baja carga, la ubicación de la temperatura óptima sube dentro del interior de la caldera. Para las operaciones con cargas bajas, se requieren puntos adicionales de inyección. Para bajar el rango de temperatura al cual ocurre la reacción de reducción de NO_x, pueden agregarse mejoradores al reactivo. El uso de los mejoradores reduce la necesidad de puntos de inyecciones adicionales.

Ventajas:

- Los costos de capital y de operación están entre los más bajos entre todos los métodos de reducción de NO_x.
- La reconversión de la SNCR es relativamente simple y requiere poco tiempo de paro en unidades grandes y medianas.
- Es efectivo en costo para uso estacional o aplicaciones de carga variable.
- Acepta corrientes de gas residual con niveles altos de MP.
- Puede aplicarse con controles de combustión para proporcionar mayores reducciones de NO_x.

Desventajas:

- La corriente de gas debe estar dentro de un rango de temperatura específico.
- No es aplicable a fuentes con bajas concentraciones de NO_x tales como las turbinas de gas.
- Menores reducciones de NO_x que con la Reducción Selectiva Catalítica (SCR).
- Puede requerir limpieza del equipo corriente abajo.
- Resulta en amoníaco en la corriente del gas residual, lo cual puede impactar la visibilidad en la pluma y la reventa o la disposición de la ceniza.

Referencias:

EPA, 1998. U.S. Environmental Protection Agency, Innovative Strategies and Economics Group, "Ozone Transport Rulemaking Non-Electricity Generating Unit Cost Analysis", Prepared by Pechan-Avanti Group, Research Triangle Park, NC. 1998.

EPA, 1999. US Environmental Protection Agency, Clean Air Technology Center. "Technical Bulletin: Nitrogen Oxides (NO_x), Why and How They Are Controlled". Research Triangle Park, NC. 1998.

EPA, 2002. U.S. Environmental Protection Agency, Office of Air Quality Planning and Standards. EPA Air Pollution Control Cost Manual, Section 4 Chapter 1. EPA 452/B-02-001. 2002.
<http://www.epa.gov/ttn/catc/dir1/cs4-2ch1.pdf>

ICAC, 2000. Institute of Clean Air Companies, Inc. "White Paper: Selective Non-Catalytic Reduction (SNCR) for Controlling NO_x Emissions". Washington, D.C. 2000.

NESCAUM, 2002. Northeast States for Coordinated Air Use Management. "Status Reports on NO_x Controls for Gas Turbines, Cement Kilns, Industrial Boilers, and Internal Combustion Engines: Technologies & Cost Effectiveness". Boston, MA. 2002.