



II Congreso Latinoamericano de Refinación 2009

Desde el 1 hasta el 4 de noviembre de 2009 se efectuó en Mendoza uno de los eventos de mayor importancia industrial petrolera. Organizado por la comisión de Refinación del IAPG y por su seccional Cuyo, el evento se instaló en el Hotel Aconcagua de la capital mendocina

Una vez más, Mendoza fue el marco de un exitoso Congreso. El clima cordial y hospitalario que se brindó a los participantes y el excelente trabajo realizado por los representantes de la seccional Cuyo del IAPG fueron factores indispensables para este evento. Se contó con la presencia de más de 300 participantes, provenientes de la Argentina, Brasil, Chile, Colombia, Estados Unidos, España, Francia, Holanda, México, Jamaica, Perú, Venezuela y Uruguay.



El encuentro fue una excelente oportunidad para intercambiar información y debatir acerca del estado actual de la refinación y de los desafíos que esta plantea para la industria. Los principales temas de interés se presentaron a través de 4 conferencias, 38 paneles técnicos, 3 mesas redondas y 35 posters. Todas las actividades fueron conducidas por expertos y especialistas en la materia.

El Teatro Independencia fue el escenario elegido para el acto de apertura. La bienvenida estuvo a cargo del presidente del Congreso, Ricardo Buyatti, y del subsecretario de Hidrocarburos, Energía y Minería de Mendoza, Walter Vázquez.

En representación de la provincia anfitriona, estuvieron presentes el ministro de Obras, Servicios Públicos y Energía, Francisco Pérez; el director de Hidrocarburos, Daniel Cibeira; el director de Energía, Ernesto Tamayo; el subsecretario de Promoción Industrial, Tecnología y Servicio, Javier Espina y el director de Protección Ambiental, Ricardo Debandi. También participaron otras autoridades gubernamentales, educativas y representantes de las fuerzas vivas, lo que reflejó la importancia del evento para la coyuntura nacional.

Ya desde el acto inaugural se puso de manifiesto el alto nivel técnico de las exposiciones. En esta jornada también se desarrolló la primera conferencia del Congreso, denominada *Contexto de Refinación en Latinoamérica*, a cargo del director Ejecutivo de Refino y Logística de YPF SA, Carlos Alfonsi.

Durante las tres intensas jornadas de trabajo se trataron temas de actualidad vinculados a las principales actividades que componen el complejo proceso de la refinación de petróleo. Entre ellas, se debatió sobre nuevas tecnologías; control de operaciones y de procesos; especificaciones de combustibles; combustibles alternativos; tendencias en la industria automotriz; elaboración de productos especiales.

También, sobre sistemas de gestión y confiabilidad del mantenimiento; matriz energética actual e impacto en los costos; salud y seguridad; medio ambiente; calidad y excelencia y relación con la comunidad.

La preocupación de los refinadores se evidenció al debatir la marcada afectación de las características de los crudos, relacionadas con los fenómenos de corrosión que tienen lugar por efecto de los ácidos nafténicos.

Asimismo, se expusieron dificultades y recomendaciones para la operación de los equipos desaladores, cuyo rendimiento resulta afectado por la presencia excesiva de sólidos filtrables en los crudos procesados.

Los estudios y exposiciones acerca de nuevas tecnologías tuvieron como objetivo común mostrar el aumento de la eficiencia y de la optimización económica, desde las unidades destilación hasta las de conversión. Se tuvieron en cuenta tanto las ópticas del diseño como las de la operación y del control avanzado.

El mantenimiento, la confiabilidad, la seguridad y la gestión energética fueron también tratados y destacados como procesos fundamentales para la sostenibilidad económica y social de la refinería actual.

Por su parte, el contexto económico fue abordado desde distintos ángulos, coincidentes con el concepto de que, para una optimización funcional del proceso de refino, resulta imprescindible una integración de actividades y objetivos. Para esto, el Congreso contribuyó como herramienta técnica y comunicacional entre las distintas empresas vinculadas a esta compleja actividad.

El programa del Congreso cumplió con las expectativas previstas por los organizadores y generó un punto de encuentro internacional para el debate e intercambio de experiencias relacionadas con la refinación en la industria latinoamericana, al analizar las condiciones necesarias y la problemática actual.

Por otro lado, para aprovechar el punto de encuentro que configuró el Congreso, los participantes pudieron disfrutar de distintas actividades sociales y culturales complementarias. Durante el acto de apertura, se presentó la Orquesta Filarmónica de Mendoza con la dirección del Maestro Pablo Herrero Pondal, junto con el Coro de Trabajadores de Refinería Luján de Cuyo. Una vez finalizado el primer encuentro en el Teatro Independencia, los invitados participaron del cóctel de apertura en el Hotel Aconcagua.

El cierre del evento constituyó en una cena en la Bodega del 900, a la que concurrieron alrededor de 300 personas. Durante la comida se escuchó nuevamente al celebrado coro de YPF, que interpretó temas folclóricos. El jueves siguiente, esta empresa ofreció una visita a la Refinería de Luján de Cuyo a la que asistieron 50 inscriptos al Congreso. La visita consistió en una presentación de su director y presidente de IAPG seccional Cuyo, Ricardo



Buyatti, y continuó con una recorrida por la planta, para finalizar con un asado en agasajo a los visitantes y un recorrido por la reserva natural de la refinería.

Taller ARPEL

En el marco del II Congreso Latinoamericano de Refinación 2009, se efectuó el taller de metodologías de gestión de grandes proyectos de refinación en América Latina y el Caribe, de ARPEL.

En esta actividad, se abordó la relación de la sociedad civil y los gobiernos, cuyas presiones sobre el sector industrial -para que elabore productos limpios por medio de tecnologías y procesos amigables al ambiente- son más grandes. En este sentido, el sector refinación se encuentra en un contexto complejo de especificaciones de combustibles cada vez más exigentes.

Los estrictos estándares de emisiones gaseosas, efluentes líquidos y residuos sólidos, la menor oferta de crudos livianos; la alta utilización de la capacidad instalada de refinación y una crisis financiera global que restringe el acceso a fuentes de financiamiento para proyectos de



mejora en infraestructura, fueron los lineamientos sobre los que se desarrolló esta actividad.

El taller convocó a gerentes de las grandes empresas refinadoras de la región, para analizar las diferentes metodologías que aplican para gestionar grandes proyectos de refinación en el contexto actual. Los participantes intercambiaron experiencias, mejores prácticas y lecciones aprendidas. En este sentido, se presentaron las actividades realizadas por Petrobras, Pemex, PCJ e YPF.

Mesa redonda, *Calidad de petróleos crudos*

Esta mesa redonda fue realizada durante el Congreso. Este encuentro estuvo a cargo de Silvia Zemborain y de Enrique Troncoso, ambos de YPF, acompañados por Fabián Lombardi de Esso. Luis Fredes actuó como moderador.

El debate se centró en la problemática que plantean los cambios en la calidad de los crudos, provocados por actividades relacionadas con las nuevas tecnologías aplicadas a los pozos, como la recuperación secundaria. La comisión de Refinación del IAPG amplió la información surgida de este encuentro.



Microfinos en suspensión

El contenido de sólidos finos en suspensión es un problema creciente en todos los petróleos crudos; se nota claramente en algunos tipos de crudos. En el caso de Refinería Campana, con una carga predominante de crudos Escalante y Cañadón Seco, se observaron cargamentos con contenidos muy altos, en el rango 500 a 1000 ppm, con máximos que llegaron a 1500 ppm y, rara vez, por debajo de 500 ppm.

Esta situación contribuye a la formación de emulsiones difíciles de romper. En esta refinería se contrataron máquinas centrífugas industriales para romper las emulsiones estabilizadas por la acción conjunta de microfinos y ácidos nafténicos presentes.

Otro factor que estabiliza las emulsiones, según representantes de YPF, es la mezcla de crudos de diferente composición química, como los crudos parafínicos de la cuenca neuquina (Puesto Hernández, El Trapial, Chihuidos y otros) con los de Mendoza sur, de alto azufre y de tipo nafténico.

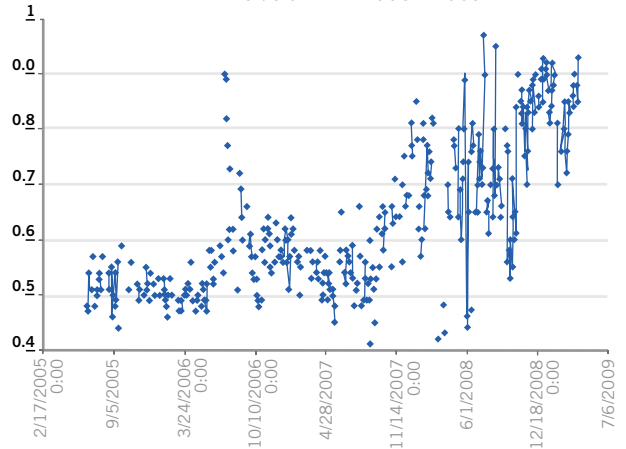
Por ejemplo, en Luján de Cuyo se observaron dificultades importantes con los sólidos microfinos, que exigieron la instalación de un nuevo desalador para mitigar el problema.

No obstante, Petrobras procesa crudo de Medanito en Bahía Blanca y no ha encontrado problemas mayores de sólidos; en cambio, halló problemas en los crudos procesados en Refisan. YPF está trabajando en algunos yacimientos, para bajar el contenido de sólidos microfinos a 400 ppm o menos.

El crudo de Medanito es procesado en dos refinerías que presentaron datos y, como se mencionó, se observa una menor cantidad de sólidos microfinos, (entre 250 y 400 ppm). En este crudo se observaron otros cambios, como por ejemplo:

- Un aumento constante de la densidad, que alcanzó, en los últimos embarques, valores superiores a 0,86 gr/cm³ (33 °API).
- Menor contenido de nafta, que ha descendido desde los valores históricos de 23 o 24% hasta contenidos cercanos al 17%. (Ver gráficos)
- Cambios en el contenido de crudo reducido (RAT). En los valores de destilación por encima de 350 °C se observó un aumento constante de aproximadamente 2% por año.

Evolución TAN 2005 - 2009



- Equilibrio de valores en el contenido de azufre: se mantuvo constante, con una leve tendencia a la baja hasta fines de 2006; luego ha aumentado nuevamente hasta a superar los valores de 0,50 wt% en la actualidad. Los valores históricos para crudo Medanito estaban en el orden de 0,40 – 0,42 wt%.
- Acidez total: históricamente, el crudo de Medanito presentaba valores de acidez total (TAN) menores a 0,10 mg KOH/g, es decir, un crudo con muy bajo potencial de corrosión. En los últimos años esta característica ha cambiado y los resultados a partir de 2007 muestran un gran aumento en el TAN, con valores promedio de 0,94 mg KOH/g, y datos que van desde 0,73 hasta 1,19 mg KOH/g.

Crudos cada vez más ácidos

En general, se ha observado un aumento de la acidez en todos los crudos del país. En el gráfico de arriba se muestran las mediciones en la carga completa de una de las refinerías, que se constituye con más de 90% de crudo de Escalante y de Cañadón Seco.

Similar evolución muestra la carga de otras refinerías. También se ha hallado acidez TAN de 0,9 a 1 en crudo y valores más altos en cortes intermedios, como el GOL y GOP.

En Refinería La Plata no se han encontrado problemas de corrosión nafténica, pero se han hecho cambios en sus unidades, al cladear la cabeza de torres, cambiar internos de intercambiadores carga- efluente. Además, ha cambiado el material del relleno ordenado del vacío por inoxidable 304 H. Y opera con aditivos anticorrosivos desde hace varios años.

También se informó sobre el cambio de la metalurgia de Luján de Cuyo. Se reemplazaron las líneas de transferencia del *topping* al vacío con material inoxidable 317, de mejor resistencia a la corrosión nafténica de alta temperatura. Hay cambios, asimismo, en el *topping*/vacío lubricantes de Refinería La Plata y también en el de combustibles. En estos casos, se mencionó el uso de baffles en codos y en el intento de evitar codos de 90°. Por otro lado, en las refinerías se implementó el seguimiento mediante cupones y radiografiado frecuente.

Según opiniones basadas en los trabajos citados más abajo, el incremento de la acidez nafténica se asocia con



el aumento de recuperación secundaria y a la biodegradación del crudo.

La recomendación, para el caso, es el adecuado tratamiento del agua de inyección y la selección del biocida que se le agrega. El contenido de oxígeno en el agua favorece la aparición de bioma en formación, que causa la biodegradación del crudo por ataque a las cadenas parafínicas en primera instancia y deja ácidos carboxílicos terminales en las moléculas atacadas.

Estos ácidos carboxílicos son surfactantes y estabilizan las emulsiones que contienen sólidos microfinos, agua y crudo, de tal manera que no se pueden separar correctamente con el tratamiento en las plantas de tratamiento de crudo de yacimientos y sistemas de separación de sólidos y lavado de refinerías.

Esta situación deja importantes volúmenes de emulsiones con microfinos, denominadas lodos o *sludge*, que deben ser tratados por centrifugación o enviados para ser procesados en plantas de conversión como el coque, lo que afecta la calidad del producto y baja la capacidad nominal de las refinerías en momentos en los que se necesita procesar todo el crudo posible, pues varias refinerías están a máxima carga.

Por ello, se sugiere un control afinado para el tratamiento del agua de inyección y para la selección y uso de biocidas y otros químicos que se utilizan en la recuperación secundaria; ya sea que el operador los agregue o a través de un contratista.

Además de los ensayos de compatibilidad entre el agua de inyección (que debe ser estéril) y la formación, tanto biocidas como desoxigenantes deberían ser probados sobre muestras del bioma presente en cada yacimiento y en condiciones comparables de presión y temperatura, para asegurar su efectividad y evitar el desarrollo bacteriano.

Contenidos de azufre

En paralelo con este fenómeno de aumento de acidez, se observa un incremento del contenido de azufre en los crudos.

Este factor podría atribuirse a cambios en las propias formaciones productivas, que para yacimientos multicapa se podrían originar al cambiar las zonas de extracción; lo más probable es que se deba a la acción de bacterias sulfato reductoras: el producto de la biosíntesis se incorpora al crudo y aumenta los porcentajes de azufre de manera notoria.

Si esta tendencia continúa, se comprometen parámetros de los productos, como el contenido de azufre en gasoil de destilación directa, componente del *pool* de gasoil y el contenido de azufre de las naftas.

Presencia de cloruros orgánicos, sales amoniacales y mercurio

Varias refinerías han notado la presencia de cloruros orgánicos y sales de amonio en las torres hidrotratadoras. Esto repercute en la calidad de naftas: se encontraron, en ellas, concentraciones de cloruros de hasta 4ppm. Además de los problemas de corrosión, esta situación aumenta el consumo de aminas neutralizantes, con su incremento paralelo en costos.

Se ha producido una corrosión por cloruro de amonio en las plantas de hidrotratamiento. Lo mismo se informó respecto de las plantas petroquímicas: en cabeza de las torres y en los equipos de intercambio se observó la presencia de cantidades inusuales de cloruros.

Se desconoce con certeza el origen, pero se sospecha de algún producto clorado agregado como aditivo durante la producción de crudo, o en altas concentraciones de cloruros en el agua coproducida, producto del reciclo del agua coproducida, o *make up* de aguas de altos contenidos de sal.

Mercurio

Se ha verificado presencia de mercurio en algunos crudos aunque en concentraciones bajas, del orden de las ppb, sobre muestras analizadas en los Estados Unidos. Este contaminante era conocido por presentarse en crudos de la cuenca austral.

Petrobras ha desarrollado un proceso para su tratamiento, se montó la planta y está trabajando con eficiencia. Esta tecnología es novedosa en el mundo.

Recomendaciones

Frente a esta situación, la comisión elaboró las siguientes recomendaciones:

- Establecer un límite para el contenido de microfinos a 400 ppm. Esto se puede conseguir al optimizar la ope-

ración de los sistemas de tratamiento de crudos desde el propio yacimiento, antes de la mezcla de corrientes de distintas calidades. Así, se evita, en la refinería, el tratamiento de grandes volúmenes generados por tales mezclas.

- En el caso de la acidez TAN, debe extremarse el cuidado de la esterilidad, la desoxigenación y el agregado de biocidas al agua de inyección en el proceso de recuperación secundaria o *waterflooding* y en cualquiera de los de terciaria. De esta forma, se evita la proliferación bacteriana en la formación, que no sólo causa problemas en el *downstream* sino que causa corrosión en las instalaciones de producción. Asimismo, en el caso de exportación de petróleo, disminuye su valor de mercado.
- Frente al contenido de azufre, las recomendaciones son las mismas que en el punto anterior. La presencia de bacterias sulfato reductoras produce corrosión, con el consiguiente aumento del costo de extracción, tanto en la extracción como en las refinerías.
- Respecto de los cloruros, se sugiere analizar la aditivación, a nivel productivo, y bajar -en lo posible- al mínimo la cantidad de sales en el agua de reciclo inyectada para la recuperación secundaria. Además de corrosión, se produce la aparición de sales amoniacales en los equipos de refinería, lo que aumenta los costos de aminas neutralizantes necesarias.

Resumen de las conferencias y mesas redondas

Caso real de Petrobras Refino

Alan Kardec - Petrobras

En los años noventa, la empresa tomó conciencia de la necesidad de evaluar su nivel de excelencia. Así, se realizó una evaluación de las Refinerías, realizada por Solomon, para conocer el estado de los indicadores.

En consecuencia, se tuvo acceso al conocimiento de las mejores marcas o *benchmarks* de las empresas vencedoras, lo que posibilitó establecer metas de corto, medio y largo plazos. Además, se conoció en profundidad la situación actual de la organización y, con esto, se apuntaron las diferencias competitivas.

La tecnología constituyó la base, mas no fue suficiente. La gestión estratégica ha resultado lo más importante y es un factor determinante en el éxito de una organización.

La misión de Petrobras es actuar en forma segura y rentable, con responsabilidad social y ambiental, en los mercados nacional e internacional, al suministrar productos y servicios adecuados a las necesidades de sus clientes y al contribuir al desarrollo de Brasil y de los países donde actúa.

Se destacan tres valores de la compañía: la búsqueda permanente del liderazgo empresarial; la focalización en

la obtención de resultados de excelencia y el liderazgo en cuestiones de salud, seguridad y preservación del medio ambiente.

En una industria de capital intensivo, como es el caso de refinería de petróleo, antes de reducir costos es preciso mantener altos índices de disponibilidad. En este sentido, se llevaron a cabo ciertas acciones de cambio sistematizado. Entre ellas, podemos mencionar:

- Establecimiento de metas anuales con plan de acción, indicadores y acompañamiento.
- Operación de los equipos en las condiciones que están proyectados.
- Cultura de integración de la producción, mantenimiento, ingeniería, inspección y seguridad del trabajo.
- Prioridad para el mantenimiento predictivo y la ingeniería de mantenimiento.
- Búsqueda sistemática de la solución de problemas repetitivos (causa raíz).
- Reducción de los trabajos (capacitación, repuestos, planeamiento, procedimientos).
- Implementación de mantenimiento productivo total – TPM.
- Elaboración, entrenamiento y aplicación de procedimientos para los principales trabajos.
- Acentuación de las paradas de mantenimiento de mínimo plazo.
- Garantía de los plazos de ejecución de servicios, especialmente en las paradas de mantenimiento programadas en las unidades.

- Plan de inspección que garantice los tiempos de campaña de las unidades.
- Plan de inspección que aumente la previsión de los servicios de parada.
- Incorporación de nuevas tecnologías.
- Capacitación del personal – propio y contratado.
- Maximización de contratación por resultados, y reducción de los de mano de obra y los de servicios.
- Implementación de auditorías periódicas por la sede de abastecimiento, con la participación de órganos operacionales.

El énfasis del mantenimiento debe estar en el análisis de las causas básicas de las fallas y no solamente en hacer una buena reparación (ingeniería de mantenimiento). La operación es la dueña de los activos (por ejemplo, el TPM). La operación es la primera línea de defensa contra las fallas y la intervención humana innecesaria debe ser evitada.

Tanto el mantenimiento como la operación, la ingeniería y la inspección deben hacer énfasis en la aplicación en las refinerías, en la ingeniería de confiabilidad y en los grupos de campaña.

Sistematizar un método de trabajo a través de grupos permite identificar requisitos y encaminar acciones con foco en el desempeño operativo, para que sean implementadas en la campaña en vigor o en la próxima parada. A modo de ejemplo, se pueden citar los grupos de Mejora Continua, integrados por representantes de producción, mantenimiento, SMS, optimización, TE e ingeniería.

La confiabilidad implica comprender que la operación es la responsable de los equipos y sistemas. Se trata de entender que el liderazgo es la fuerza motriz del proceso de cambio y desarrollar la capacidad de analizar las causas básicas de las fallas son cuestiones fundamentales. También importa el desarrollo de las competencias.

La gestión con foco en la confiabilidad operativa es condición esencial para alcanzar la excelencia en los resultados de SMS y económicos. La consolidación de un modelo organizacional de trabajo, que fomente el concepto de la actitud de “querer hacer”, se suma a los conocimientos y a las habilidades de los equipos y, finalmente, converge en un resultado sustentable a nivel de unidades de alta performance.

De esta manera, se sucede un cambio conceptual, ya que la confiabilidad pasa de ser una prioridad a ser un valor. Entonces, en lugar de un “cambio de cultura”, es preciso que la gestión implemente una “cultura de cambios”.

Confiabilidad, mas allá del mantenimiento

Ellmann, Sueiro y Asociados

La sustentabilidad de los negocios está fundada en la confiabilidad de todos y cada uno de los procesos que integran su cadena de valor.

La confiabilidad implica que un objeto o alguien haga lo

que el usuario quiere que haga. Este concepto se aplica tanto en el mantenimiento de máquinas y equipos como en los procesos (productividad, calidad, seguridad, responsabilidad, utilización de recursos, costo-eficiencia y medioambiente).

No es posible lograr productividad, calidad total, seguridad, gestión medioambiental y utilización de recursos costo-eficacia sin confiabilidad sustentable. El proceso no es sostenible si no se centra en la confiabilidad, que nace en el seno del mantenimiento en el siglo XXI y que se expande a todos los ámbitos de la empresa.

Para iniciar un proceso de cambio hacia la confiabilidad, se requiere la comprensión e internalización de nuevos paradigmas. Antes, el objetivo del mantenimiento era maximizar la disponibilidad de planta al mínimo costo: se consideraba que la mayoría de los equipos eran más propensos a fallar cuando envejecían.

Hoy, el nuevo paradigma entiende que el mantenimiento y las operaciones son conjuntamente responsables de la seguridad, el medioambiente, la calidad, los costos, la utilización de recursos y la relación costo-eficacia, además de plantear que la mayoría de las fallas no son más probables al envejecimiento del equipo.

La confiabilidad está soportada por personas y aparece la necesidad de abordar un profundo cambio cultural, que implica:

- Lograr que cada integrante asuma las responsabilidades de su puesto.

- Transferir cada vez más responsabilidad al personal en cada uno de los puestos de trabajo.
- Lograr que las personas concreten la toma de decisiones.

Los modelos técnicos del cambio cultural pueden orientarse según distintos hilos conductores, como son: la alineación, los recursos humanos, la tecnología, los procesos, la información, la estructura organizativa, la cultura, el reconocimiento y la recompensa.

Mesa redonda de cierre: la refinación frente al desarrollo de la tecnología para los próximos 20 años

Alternativas tecnológicas para los futuros desafíos de refinación

Gustavo Chaab - YPF

El objetivo de esta mesa fue analizar dónde se encuentra el interés de los refinadores en función de la tecnología para los próximos 20 años, puesto que los combustibles fósiles serán los predominantes para el mercado de automoción y transporte. A continuación se lista un resumen de las conclusiones principales.

Los procesos y tecnologías de estudio analizados abarcan a las materias primas (calidad de crudos), destilación, productos, procesos de producción de gasolinas, hidrotratamientos, *hidrocrackeo*, FCC y coquización, control y modelos, procesos de poca madurez y otros procesos.

La adecuación de tecnologías y *debottlenecking* será necesaria para procesar crudos difíciles y para elaborar productos más limpios, con la incorporación de hidrocarburos de fuentes renovables y una mayor optimización energética.

Se buscará mayor agregado de octano (valor) a las distintas corrientes al mejorar procesos de reacción y fraccionamiento con aumento de seguridad y reducción de capital. Al respecto de los hidrotratamientos, se presentarán ciclos largos e hidrotratamientos selectivos con alto porcentaje de remoción de azufre.

En el caso del *hidrocracking*, se exigirán también ciclos más largos y se buscarán reacciones selectivas (*isodewaxing*, entre otros); una máxima eficiencia en utilización de H₂ y resistencia a metales y contaminantes en catalizadores. Respecto del FCC, las tecnologías deberán orientarse a la maximización de olefinas livianas y procesamiento de residuos con reducción de contenidos de azufre y minimización emisiones de partículas y SOX.

La coquización presentará desafíos para la automatización de operaciones, mejoras medioambientales y agregado de valor al carbón de coque.

Asimismo, habrá cambios en los modelos y el control: miniaturización, *wireless*, analítica *online*, control multivariable integrado a programación, redes neuronales y sistemas expertos. También, se dará la programación lineal y no lineal asociada a simulaciones rigurosas y los controles y modelos complejos operando conjuntos de plantas.

Claves para encarar el futuro energético global

Luis Fredes - Esso

El escenario futuro, caracterizado por el crecimiento de la población mundial, impulsará una mayor demanda de energía (35 % en los próximos 20 años), con mayor impacto en destilados medios. En ese contexto, las fuentes convencionales seguirán jugando un rol clave, con mayor crecimiento en las menos contaminantes. Las emisiones crecerán a un ritmo menor que la demanda de energía y la fuerza laboral en industria tendrá un cambio demográfico desafiante.

En los próximos 10 años, entre el 30 y el 50 % de la fuerza laboral estará en condiciones de jubilarse y la cantidad de ingenieros egresados tenderá a decrecer.

Frente a estos desafíos, se requieren ciertas acciones estratégicas clave, como la de acelerar acciones de eficiencia energética para conservar el suministro, reducir las emisiones y minimizar el costo de la energía. También deberá expandirse toda fuente de energía económicamente viable para mejorar la disponibilidad, confiabilidad y capacidad de acceso a ellas.

Por otro lado, es necesario desarrollar y aplicar nuevas tecnologías para mitigar el crecimiento de emisiones asociadas al mayor uso de energía y alcanzar la excelencia operativa: seguridad, confiabilidad, integración, eficiencia, disciplina en inversiones y reforzar la capacitación para afrontar los desafíos. En esa línea, se debe perfeccionar el manejo y transferencia del conocimiento.

Situación de la industria petrolera en la Argentina

Ricardo Buyatti - YPF

En este caso, el escenario actual plantea una gran dependencia de combustibles fósiles (gas natural: 51%) en la matriz energética nacional, una declinación en la producción de petróleo y gas, una mayor participación en el procesamiento de petróleos pesados, ácidos y con alto contenido de azufre y un aumento sostenible de la demanda de combustibles (naftas y *gasoil*). Se dan, además, mayores volúmenes de importación de *gasoil* y *fuel oil*, en un mercado mundial con una tasa de déficit acentuado.

Será necesario mantener la capacidad de procesamiento de petróleo al máximo. Se requerirán inversiones en el sistema logístico, tanto para la importación de productos terminados, como para petróleo y gas natural licuado; y un mayor nivel de conversión en las refinerías e hidrotratamientos profundos.

Por otro lado, debe tenerse en cuenta que es necesaria la incorporación de biocombustibles en el *blending* de *gasoil* y naftas. Asimismo, se darán nuevas legislaciones ambientales que implicarán mayores inversiones en procesos de desulfurización.

Nuevas fronteras de refino en Petrobras

José Luis Cosenza - Petrobras

La estrategia de la empresa está enfocada para agregar valor al petróleo doméstico. Los desafíos se orientan a incrementar el procesamiento de crudo pesado ácido nacional y crudo pre-sal; también, a desarrollar los requerimientos medioambientales, a incorporar biocombustibles y a responder a un nuevo perfil de demanda, enfocado principalmente en destilados medios, sumado a una demanda para la calidad progresiva de productos.

En este sentido, las acciones se orientará a maximizar destilados medios en las refinerías existentes, en función al incremento en la demanda, y a mejorar la calidad de gasolinas y del *diesel* (27 nuevas unidades de HDT en 4 años). Además, se espera construir cinco refinerías en un periodo de 4 años. ■

Bibliografía

- Larter, S y di Primio, R. (2005) *Effects of biodegradation on oil and gas field PVT properties and the origin of oil rimmed gas accumulations*. Org. Geochem N° 36, pp 299-310.
- Huang et al (2004). *The effect of biodegradation on polycyclic aromatic hydrocarbons in reservoir oils from the Liaohe basin*. NE China, Org. Geochem. N° 35, pp 1619-1634.
- Huang, Larter et al (2004). *A dynamic biodegradation model suggested by petroleum compositional gradients within reservoir columns from the Liaohe basin*. NE China, Org. Geochem 35, pp 299-316.
- Oldenburg et al. *Molecular weight aromatic nitrogen and other novel hopanoid-related compounds in crude oils*. Org. Geochem N° 35, pp 665-678.
- Aitken, Carolyn M; Jones, D M; Larter, S R (2004). *Anaerobic hydrocarbon biodegradation in deep subsurface oil reservoirs*. En *Nature* N° 431, pp 291-294.
- Larter S. (2003). *Migration of petroleum into Brent Group reservoirs: some observations from the Gullfaks Field, Tampen Spur area, N. Sea*. En *Geology of the Brent Group*, J. Geol. Soc. Special Publication N° 61, pp. 441-452.
- Larter et al (2003) *The controls on the composition of biodegraded oils in the deep subsurface - part 1: biodegradation rates in petroleum reservoirs*. Org. Geochem N° 34, pp 601-613.
- Huang H.P et al (2003). *Influence of biodegradation on carbazole and benzocarbazole distributions in oil columns from the Liaohe basin*. NE China. Org. Geochem N° 34, pp 951-969.
- Head I.M., Jones D.M., Larter S.R. (2003) *Biological activity in the deep subsurface and the origin of heavy oil*. En *Nature* N° 426, pp 344-352.
- Wilhelms et al (2001). *Biodegradation of oil in uplifted basins prevented by deep-burial sterilization*. En *Nature* N° 411, pp 1034-1037.
- Larter S. y Horstad I. (1992). *Migration of petroleum into Brent Group reservoirs: some observations from the Gullfaks Field, Tampen Spur area, N. Sea*. En *Geology of the Brent Group*, J. Geol. Soc. Special Publication N° 61, pp. 441-452.
- Horstad I., Mills N. and Larter S.R. (1992). *A quantitative model of biological petroleum degradation within the Brent Group reservoir in the Gullfaks Field, Norwegian North Sea*. Org. Geochem N° 19, 1-3, pp.107-117.
- Horstad I et al (1990). *Degradation and maturity controls on oil field petroleum column heterogeneity in the Gullfaks field, Norwegian North Sea*. Org. Geochem N° 16, pp 497-510.

Para ver las presentaciones completas de las exposiciones y de las mesas redondas del Congreso:
www.iapg.org.ar/congresos/2009/Refinacion/cronograma.swf

