



Refinería La Plata, la refinería del 2000

Por Rubén Tossici, YPF S.A.

© IAP

El interés cada vez mayor demostrado por la comunidad internacional con respecto a la preservación del medio ambiente, la evolución del mercado automotor y la declinación del consumo de productos pesados a expensas del incremento de productos livianos y medianos, impulsará en el mundo en los próximos años fuertes cambios en la estructura de producción de las refinerías.

El trabajo "¿Cómo refinar en el futuro? Refinería La Plata, la refinería del 2000" analiza la evolución proyectada en la calidad de los productos, las tecnologías disponibles y los probables desarrollos para afrontar los requerimientos futuros. Se muestra el camino elegido por la Refinería La Plata y los resultados de las inversiones, demostrando que existen tecnologías disponibles para afrontar la evolución del mercado y nuevas oportunidades de negocio para justificar esas inversiones.

Este trabajo recibió el premio empresario en el 1er Congreso Latinoamericano de Refinación, realizado en Buenos Aires el pasado mes de octubre, estipulado por varias firmas para incentivar los estudios en el sector.

Rubén Tossici, es Ingeniero Químico (1978) y en Petróleo (1980). Se desempeña en el Centro de Tecnología Aplicada (CTA) de YPF S.A. en la evaluación económica de nuevos proyectos, optimización de operaciones y reconfiguración de refinerías. Tiene una amplia experiencia en el desarrollo de combustibles convencionales y alternativos, en la aplicación de modelos de simulación y en la evaluación de nuevas tecnologías.

EVOLUCION DE LA CALIDAD Y EFECTOS DE LAS REGULACIONES AMBIENTALES

Motonaftas

El más dramático cambio en la calidad de las motonaftas en el mundo en los últimos años ha sido la eliminación de plomo. Las refinadoras que se adaptaron a este cambio han debido sufrir un incremento promedio en el octanaje del *pool clear* de entre 4 y 5 puntos (R+M)/2.

Nuevas restricciones en otras propiedades obligan a nuevos desafíos para la industria refinadora. Regulaciones en las emisiones evaporativas y composición química afectan directamente a la volatilidad y contenido de benceno y con ello son de esperar nuevas deficiencias en el octanaje del *pool*.

La presión de vapor es la propiedad que mide la tendencia a la emisión de hidrocarburos a la atmósfera vía evaporación. Los hidrocarburos y los óxidos de nitrógeno son los causantes de que los niveles de ozono en el aire excedan los niveles permitidos en varias ciudades de los Estados Unidos. El contenido de olefinas livianas también viene siendo cuestionado por la reactividad de sus emisiones evaporativas. Estas consideraciones indujeron una disminución en la presión de vapor de 2 a 3 psi en EE.UU., en los últimos años. En 1995 se limitó la tensión de vapor a 7.2 ó 8.1 psi, dependiendo de la región en verano. Los demás países del mun-

do no han variado sus especificaciones de tensión de vapor en los últimos años, pero se espera que por lo menos Europa y Japón acompañen a los EE.UU. en la reducción de la tensión de vapor en el corto plazo.

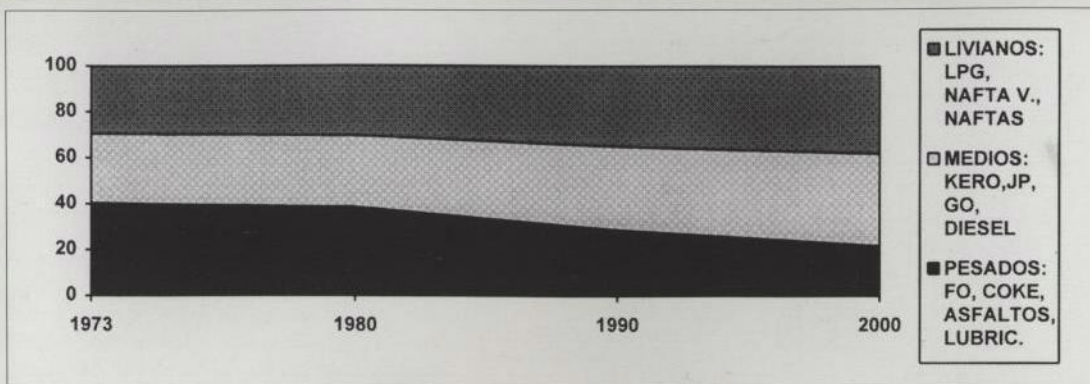
El otro parámetro bajo consideración es el contenido de benceno debido a su cancerígenidad y su relación con la leucemia. En los EE.UU., en 1990 se ha limitado al 1% el contenido de benceno en las nueve regiones más contaminadas. Dicho límite fue ratificado en 1995, mientras el resto de las regiones no podrán exceder el 20% del que presentaba la *baseline* 1990, el cual se encontraba cercano a este valor.

Las presiones ambientales en los EE.UU. controlando la calidad de las motonaftas en las áreas donde se superan los límites federales de monóxido de carbono y ozono, abrió el camino a la introducción de la nafta reformulada. Este combustible con límites en el contenido de benceno (1% vol.) y aromáticos (25% vol.) y conteniendo como mínimo 2.0% peso de Oxígeno parece mostrar satisfactorias respuestas al problema ambiental.

Con la utilización de nafta reformulada en las nueve regiones más contaminadas de los EE.UU., la EPA espera promover una reducción de las emisiones de componentes orgánicos volátiles formadores de ozono (VOCs) y tóxicos del aire. Los tóxicos del aire son una nueva categoría de poluentes que involucra a especies químicas como el benceno, 1,3

El interés demostrado por la comunidad internacional en la preservación del medio ambiente, la evolución del mercado automotor y la declinación del consumo de productos pesados a expensas del incremento en productos livianos y medianos, impulsará fuertes cambios en la estructura de producción de las refinerías en el mundo en los próximos años.

El propósito de este trabajo es analizar las distintas alternativas disponibles para afrontar estos nuevos desafíos intentando diseñar cual será la Refinería apta para iniciar el nuevo siglo, y cuál fue el camino elegido por refinería La Plata.



Esta tendencia se seguirá incrementando hacia el año 2000, completando los cortes pesados, (donde el fuel oil es aproximadamente un 80%), una reducción de un 50% en su participación en la distribución de productos originados por el crudo (Figura 1).

butadieno, materiales orgánicos policíclicos (POM), acetaldehído y formaldehído.

La suma de estas consideraciones afectarán otras propiedades fisicoquímicas (aromáticos, olefinas, azufre, etc.) induciendo nuevos cambios en la estructura de refinación.

En Europa también se han tomado medidas tendientes a reducir la contaminación. Sólo la nafta súper (RON 98) seguirá aditivada con plomo hasta el 2000 ó 2005 según la región. El contenido de azufre y benceno ha sido limitado, aunque estas restricciones son hasta ahora bastante más permisivas que en los EE.UU.

Aerokerosene

No se esperan cambios en la especificación de este producto para los próximos años ya que cuenta con una especificación muy exigente desde hace largos años. La utilización del JP1, debido al alto riesgo en los equipos que lo usan, ha derivado en especificaciones muy acotadas que si bien no fueron pensadas como restricciones ambientales, cumplen altamente con estas exigencias.

Gas oil

Es de esperar que sobre este producto recaigan fuertes restricciones ambientales en el mediano plazo. Actualmente las regulaciones que conciernen al gas oil se han basado, en general, en la emisión de partículas producto de su combustión, sin embargo

disminuciones en el contenido de azufre, modificación en el punto final de destilación, aumento en el índice de cetano y posible limitación en el contenido de aromáticos serán seguramente reguladas en un tiempo no muy lejano.

Fuel oil

Las altas capacidades de conversión instaladas en el mundo han degradado paulatinamente a los cortes residuales. Al mismo tiempo, las industrias que usan fuel oil vienen siendo restringidas en términos de emisiones contaminantes. En el futuro sólo fuel oil de alta calidad y estabilidad podrán ser utilizados por las industrias. Entre las propiedades que serán más comprometidas se incluyen: el contenido de azufre, nitrógeno, metales, densidad y viscosidad.

EVOLUCION DEL MERCADO PETROLERO

Las políticas de conservación de energía implementadas en la mayoría de los países han provocado una gran reducción en el consumo de fuel oil para calentamiento, destinándolo a otros usos como el transporte y la petroquímica. En consecuencia el consumo de fuel bajó notoriamente en los últimos años, incrementándose en porcentaje el consumo de destilados livianos y medios dentro del consumo total de crudos.

La carrera del octano que caracterizó la demanda de gasolinas en la década del 80 parece haber llegado a su fin, por lo que se espera un pequeño incremento de 0.1 a 0.5 en el número de octano en el *pool* de EE.UU. para las proyecciones al año 2000. Sin embargo las nuevas restricciones ambientales insumirán de las refineras un mayor aumento debido a que algunas propiedades afectadas inciden directamente sobre el octanaje del *pool*.

En las otras regiones desarrolladas, como Europa y Japón, tampoco se esperan grandes incrementos en el *pool* promedio. Solo las regiones retrasadas en la eliminación de plomo se verán afectadas por una gran demanda octánica en sus *pool* de naftas si deciden concretar dicha eliminación.

El aumento porcentual en el consumo de destilados medios se verá fundamentalmente por el incremento en la demanda de jet y aumento en el consumo de gas oil debido a una mayor dieselización del transporte de pasajeros. Este incremento influenciará también fuertemente a la estructura de refinación puesto que lleva implícita una mayor demanda de calidad por cuanto dentro de este sector disminuirá la demanda de diesel de calentamiento frente a la participación de jet y gas oil.

En Argentina, si bien en los últimos años ha habido un incremento sustancial del mercado automotor, las nuevas tecnologías en motores han evitado un gran incremento en

CERTIFICACION DE CALIDAD EN CARTELERIA INSTITUCIONAL

- HOMOLOGACIÓN DE MARCAS, INSUMOS, PRODUCTOS E INSTALACIONES
- NORMALIZACIÓN DE PROCESOS, TRANSPORTE E INSTALACIONES
- PLANES DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO, ACCIDENTE O CATÁSTROFE



大
君

TAIKUN S.A.

CONTROL DE CALIDAD EN VIA PUBLICA

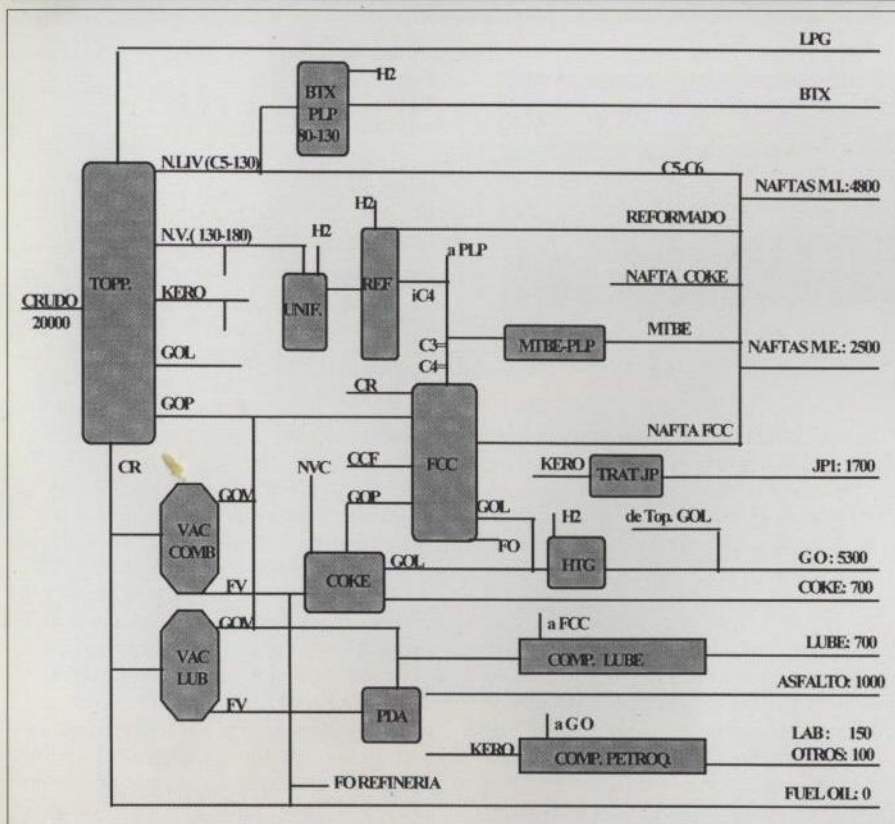
Esmeralda 740, 5° Piso Of. 505

(1007) Buenos Aires

Argentina

Tel./Fax 393-0964

CONFIGURACION ACTUAL DE LA REFINERIA LA PLATA



el consumo de combustibles. Se espera que el consumo de combustibles siga creciendo hacia el año 2000 pero a un ritmo muy suave. Se proyecta que la dieselización que sufrió nuestro mercado del transporte en la década del 80 y principios de los 90, se encuentre estabilizada, por lo que no se esperan cambios en la composición de consumos entre nafta y gasoil en los próximos años. Sí se espera un incremento de octanaje del *pool* demandado por una reducción de consumo de nafta normal (bajo octanaje) y reemplazo por naftas de alto octanaje. Nuestra empresa que ha completado durante 1994, la eliminación de plomo de las motonaftas verá incrementado el octanaje del *pool* en aproximadamente tres números de octano en el período 1995-2000. El constante aumento de oferta de gas natural para industrias y algunas restricciones ambientales que vienen siendo legisladas, reducirán la demanda de fuel a valores insignificantes, por lo que solo las refinerías de conversión total tendrán operaciones aliviadas.

PRESENTE DE LAS REFINERIAS

Procesos de incremento de calidad

Isomerización: La nafta liviana con una baja graduación octánica, aproximadamente 69 (R+M)/2, puede ser transformada en un corte de buen nivel octánico mediante isomerización. Por isomerización total de C5 y C6, su nivel octánico es elevado hasta 88, resultando un corte interesante para su incor-

poración al *pool* de naftas de alto octanaje.

La participación del isomerizado en el *pool* permite reducciones en la participación del reformado y consecuentemente la disminución de aromáticos y benceno. Solo EEUU presenta una gran participación de isomerado en su *pool* de naftas en relación al resto del mundo. Varias plantas están en la actualidad en construcción o planificación. Según las reportadas por *Hydrocarbon Processing*, serían 10 en Europa, 8 en EE.UU. y 6 en Latinoamérica.

Reformado: Normalmente la unidad de reformado es la que provee el octanaje necesario al *pool* y convierte eficientemente naftas de destilación directa de muy bajo octanaje en un componente de elevada calidad octánica.

La flexibilidad del *reforming* catalítico ha hecho de este proceso la unidad de control octánica de la refinería. La evolución del octanaje de las naftas en los últimos años fue acompañada en la mayoría de las refinerías por el *revamping* de la unidad de reformado de alta a baja presión. En general la tecnología de *reforming* respondió aceptablemente a los requerimientos del mercado en cuanto al octanaje haciendo operaciones de mayor severidad y eficiencia. Nuevos desarrollos en la actividad de catalizadores y alta estabilidad, la operación a baja presión y la regeneración continua de catalizador provee de mayor octanaje a la refinería con incrementos en producción de reformado e hidrógeno. Si bien no se esperan

grandes aumentos en la capacidad instalada de *reformer* en el mundo, es posible que sigan las transformaciones de los viejos reformados o reemplazos de los mismos por unidades de regeneración continua.

EE.UU. posee una alta capacidad de reformado instalada, por lo que no es extraño que con 270 refinerías, sólo dos *reformer* sean reportadas para la construcción. En América Latina han sido reportadas diez plantas aunque en su mayoría obedecen a remodelaciones de las viejas unidades. En Europa han sido reportadas quince unidades, en su mayoría pertenecen a los países surgidos del bloque socialista.

Alquilado: El aprovechamiento de las olefinas producidas por la unidad de FCC, se realiza tradicionalmente por alquilación. Las plantas de alquilación buténica, pueden ser convertidas para operar con mezclas de propileno-butilenos en forma práctica y económica. Esta propuesta es particularmente válida, cuando existe un suministro de isobutano producido en la misma refinería.

La utilización de corrientes de propileno de baja calidad, en la carga del reactor, produce una merma de 3-5 RON en el alquilado, si se lo compara con el obtenido en la operación tradicional con butilenos. El impacto de esta merma en la *pool* final, es compensado con el aumento de participación de alquilado en el mismo

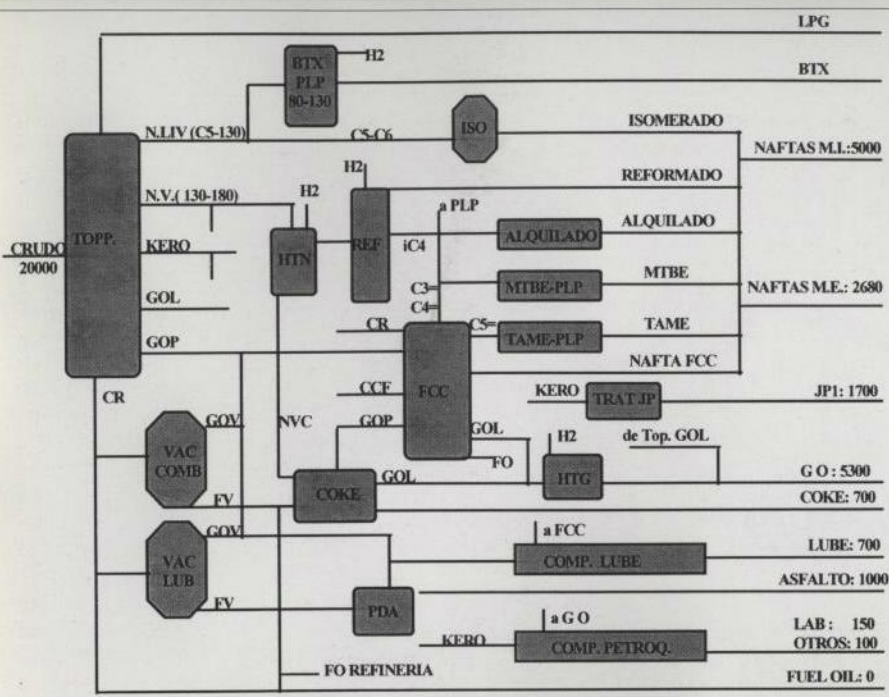
Tanto las unidades de alquilación con SO_4H_2 , como las de HF , pueden ser expandidas incluyendo propileno en la carga. Esta operación produce un aumento en el consumo de ácido, lo cual es agravado en el caso de HF cuando en la carga aparecen pequeñas cantidades de etano.

En la actualidad, nuevas tecnologías ya demostradas comercialmente, consiguen un aumento de 1 a 2 RON en el producto, con una disminución de 20 a 25% en el consumo de ácido. Algunas de estas ventajas pueden ser alcanzadas por *revamping* de la vieja unidad.

Hay grandes esperanzas depositadas en el desarrollo de tecnologías de lecho fijo, con lo cual se evitarían los riesgos de accidentes que generalmente involucran a estas plantas.

En general la capacidad de alquilación instalada es bastante elevada y la disponibilidad de olefinas impide un mayor crecimiento. Han sido reportadas entre seis y siete nuevas plantas o remodelaciones por región.

Condensación catalítica: Este proceso convierte por polimerización, propileno o mezcla de propileno-butilenos, en una corriente de *blending* de buen octanaje. Tradicionalmente se prefiere procesar esta unidad con corriente de propileno, reservando los



butilenos para la planta de alquilado.

La nafta polimerizada, basada en una carga de propileno, tiene un octanaje de 93 RON y 82 MON, lo cual la hace poco atractiva cuando el déficit del *pool* se sitúa en el MON.

La unidad de condensación catalítica puede ser convertida vía *revamping*, para dimerizar el propileno en isohexeno. Este producto tiene 3 puntos más de RON que la nafta polimerizada y un MON algo inferior, sin embargo, su valor de *blending* es bastante mayor, dependiendo de la composición del *pool*.

Ambos procesos son interesantes cuando no es posible introducir propileno en la carga de alquilado, o cuando su inclusión arroja excedente, y sobre todo cuando no hay isobutano disponible en la refinería.

Eterificación: La producción de éteres ofrece grandes ventajas como componente del *blending* de naftas: alto octanaje, media o baja tensión de vapor, compatibilidad ambiental, y completa miscibilidad con los componentes del *blending* de naftas.

La producción de MTBE es altamente atractiva y brinda un producto de alto octanaje en el *blending*, comparable a la alquilación o condensación catalítica. Su valor en el *blending* es de aproximadamente 110 ((R+M)/2), dependiendo de la composición del *pool*.

La instalación de una planta de MTBE provoca una disminución en la carga de alquilación, pero mejora el número de octano de esta unidad al aumentar la relación isobutano-olefinas, por reducción de la carga de butilenos. En el caso de la alquilación con SO₄H₂ hay un aumento adicional, puesto que el alquilado de n-butileno tiene mayor

octanaje que el alquilado de isobutileno.

Por cada metro cúbico de isobutileno de carga se producen 1.25 m³ de MTBE, mientras que la alquilación produciría 1.75 m³. En contrapartida, la unidad de MTBE utiliza 0.43 m³ de metanol, mientras el alquilado requiere 1.16 m³ de isobutano por m³ de isobutileno.

Si bien el proceso de eterificación fue desarrollado para producir MTBE, puede ser adaptado para la producción de TAME a partir de los amilenos producidos en el FCC. También puede ser adaptado para la producción de los homólogos del etanol, como el ETBE y el ETAE.

Si bien la ganancia octánica del TAME es inferior a la del MTBE (los isoamilenos utilizados en la reacción poseen por sí solos un buen número de octano), comienza a presentarse como un gran atractivo por la necesidad de reducir las emisiones VOCs con lo cual es necesario reducir el contenido de amilenos en los *pool* de alta participación de FCC. Además la exigencia de un mínimo contenido de oxígeno en la gasolina reformulada no puede ser suplida únicamente por MTBE por la oferta limitada de isobutilenos.

En la actualidad 9 plantas de MTBE están en construcción en EE.UU. contra 3 de TAME. En América Latina las obras reportadas suman 18 plantas de MTBE y 5 de TAME mientras en Europa fueron 13 de MTBE y 1 de TAME.

El importante aumento en el precio del metanol está brindando una nueva oportunidad en el uso de etanol para la obtención de ETBE y ETAE. El precio del metanol y la extensión de impuestos con que en algunas regiones se beneficia a este producto como

derivado de la producción agrícola, han hecho que este tipo de plantas comiencen a analizarse en forma atractiva.

Nuevas tecnologías pueden aportar nuevas fuentes de obtención de éteres, incluso cortando la dependencia de los alcoholes para su producción. Una de las nuevas tecnologías asegura que la obtención de DIPE (Diisopropileter) puede aportar el oxígeno necesario a las gasolinas con buenas condiciones octánicas y partiendo de una materia prima abundante como el propileno y el agua.

Hidrotratamiento: Las restricciones de calidad de los productos finales dieron un gran impulso a las plantas de hidrotratamiento. Los productos derivados de los procesos de conversión ya no pueden integrar el *pool* de productos sin previo hidrotratamiento. El diesel producido en el coque y en el *cracking* catalítico no pueden integrar el *pool* por menor porcentaje de participación que tengan y aun cuando provengan de crudos muy dulces.

La mayoría de los procesos de aumento de calidad necesitan un hidrotratamiento previo. A excepción de alquilación y condensación catalítica, los demás procesos necesitan hidrotratar sus cargas para garantizar la actividad y vida del catalizador. Los tenores de azufre y nitrógeno requeridos por los nuevos diseños de catalizadores no pueden ser alcanzados por los tratamientos tradicionales como lavado por soda o similares, con lo cual plantas de hidrotratamiento son más necesarias en cualquier estructura de refinación. La demanda de hidrógeno de las refinerías ya no puede solventarse con el hidrógeno producido por el *reforming*, con lo cual nuevas plantas de producción de hidrógeno se hacen imprescindibles.

En la actualidad hay reportadas 40 nuevas plantas de hidrotratamiento planificadas o en construcción en los EE.UU., otras 40 en Europa y 30 en Latinoamérica. Estas tres regiones reportaron también 30 nuevas plantas para la producción de hidrógeno.

PROCESOS DE CONVERSION

Cracking catalítico: Este proceso transforma el gas oil pesado de vacío en olefinas livianas, nafta de buena calidad octánica y gas oil. Las unidades de FCC representan un 50-60% de la capacidad de conversión de las refinerías.

La participación mas frecuente en el *pool* de nafta de la corriente proveniente del FCC, se encuentra entre el 35-45%. Cuando se incluye Alquilación de propileno-butilenos, aproximadamente el 55% del *pool* de nafta es controlado por estos dos procesos.

Por lo tanto, las modificaciones que puedan introducirse en la operación de esta unidad provocará un gran impacto en la calidad del *pool* de naftas.

El aumento de severidad por incremento de temperatura y el uso de aditivos en el catalizador logran un considerable aumento octánico de la corriente de nafta y un aumento considerable en la producción de olefinas deseadas para el abastecimiento de plantas como alquilación y producción de éteres.

El aumento de severidad, sin embargo no resuelve todos los problemas relacionadas con las nuevas y las futuras restricciones de calidad de productos. La nafta de *cracking* contiene valores de azufre superiores a las 200 ppm aún cuando la carga de la unidad provenga de un crudo de bajo azufre. El gas oil por su parte presenta bajo cetano debido al alto contenido de aromáticos y mayores contenidos de azufre. El hidrotatamiento de la carga a FCC se hace cada vez más inevitable.

EEUU posee el 60% de la capacidad instalada en el mundo, con lo cual no se prevén nuevas ampliaciones de capacidad. Sólo 2

nuevas plantas han sido reportadas mientras otras 13 serán revampeadas. En Latinoamérica 12 plantas fueron reportadas incluyendo 5 remodelaciones, mientras Europa prevé 19 con 10 remodelaciones.

Visbreaking: Este ha sido uno de los primeros procesos de conversión de residuos de vacío. El *visbreaker* transforma un residuo pesado en pequeñas proporciones de nafta y gas oil, devolviendo un residuo de mejores características de viscosidad y bombeabilidad que la carga. Sin embargo la reducción de viscosidad, hoy no es el único problema a resolver para el tratamiento de residuos con lo cual este proceso es poco atractivo para afrontar los nuevos desafíos de la refinación.

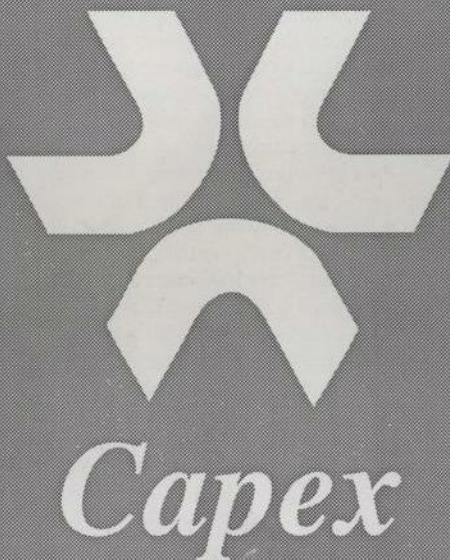
Europa tiene el 50 % de la capacidad instalada en el mundo, seguido por Latinoamérica con el 18%, mientras EE.UU. sólo representa el 8% de la capacidad instalada. Las tres regiones sólo reportaron 14 obras donde únicamente la mitad corresponde a nuevas plantas.

Coque: Entre los procesos de *deep* conversión, los procesos de coque y entre ellos el de coque retardado tienen un amplio predominio frente a los procesos de hidroconversión.

El residuo de vacío es transformado en olefinas livianas, nafta, destilados medios y coque. En la actualidad la baja graduación octánica de la nafta, el alto tenor de azufre y nitrógeno de la nafta y los destilados medios y el bajo valor del coque le han quitado algo de atractivo a este proceso. La severidad de la hidrogenación requerida para que la nafta sea apta para carga al *reforming* y la hidrogenación requerida en los destilados medios para hacerlos aptos para su utilización en el *pool*, están dando oportunidad al avance de los procesos de hidroconversión.

Si bien la capacidad instalada de *coking* en EE.UU. es el 80% de la capacidad del mundo occidental 9 nuevas obras fueron reportadas. Latinoamérica tiene 7 plantas en construcción o planificación y Europa 5 nuevas plantas.

Hidrocracking: Los procesos de hidro-



Una nueva Generación de Energía.

Av. Eduardo Madero 940 Piso 16 - 1106 - BUENOS AIRES - ARGENTINA
Tel.: (541) 313-3220/3227 Fax: (541) 313-3518 Telex: 23456 CAPEX AR

conversión parecen tener varias de las respuestas del futuro de la refinación. Mediante este proceso se pueden transformar variadas cargas de alto peso molecular en productos de bajo peso molecular, bajo contenido de azufre, nitrógeno y metales. Reducciones del 60 al 90% son de esperar en el nivel de conaminantes.

Los productos obtenidos son básicamente: LPG, nafta apta para reformar, JP, gas oil de buen índice de cetano y carga a FCC de alta calidad. Nuevos desarrollos permiten hidrocrackear crudo reducido, fondo de *visbreaker*, o fondo de vacío. De acuerdo a la severidad con que se trabaje la conversión en productos livianos puede llegar al 95% de la carga.

Las severas condiciones de operación hacen que estas unidades presenten un alto costo de inversión, pero las nuevas exigencias de calidad hacen posible su rentabilidad.

EE.UU. posee una gran capacidad instalada en hidroconversión por lo que tiene planificado o en construcción apenas un par de unidades para el período 95-98. Europa en cambio tiene previsto 12 nuevas unidades con lo que pretende aprovechar los residuales de su alta capacidad en *visbreaker*.

CÓMO REFINAR EN EL FUTURO

Las restricciones de calidad de los productos y la evolución de la demanda presentan varias facetas a resolver por los refinadores. Cualquiera sea la solución encontrada conllevará una mayor complejidad de la refinería.

Los requerimientos en la volatilidad de las naftas pueden ser resueltos por transformación de las olefinas livianas mediante oligomerización, eterificación y/o alquilación. Por otra parte la limitación de mínimo oxígeno en la gasolina reformulada demandará un gran incremento en la provisión de oxigenados por lo que aumentos en la severidad y selectividad de los FCC y procesos de iso-dehidrogenación serán necesarios para la obtención de olefinas livianas.

La limitación en el contenido de benceno exige el fraccionamiento del reformado para separar el benceno producido o levantar el punto inicial de carga al reformado para evitar su producción. Ambas soluciones presentan sendas complicaciones. Levantar el punto inicial de la carga resulta en una menor producción de reformado con el consiguiente defecto octánico en el *pool*, que no alcanzaría a ser compensado por una mayor carga al isomerizador. El reformado del corte medio de la nafta de FCC puede compensar esta disminución. La separación de benceno y su derivación petroquímica pre-

senta dudas sobre la capacidad de absorción de esta industria. El benceno puede ser introducido como carga al isomerizador para su saturación, sin embargo no todas las unidades de isomerización son aptas para manejar el alto calor de reacción resultante de la saturación del benceno. La otra opción para el benceno es la alquilación con propileno, en algunos casos puede adoptarse esta acción por *revamping* de la planta de condensación catalítica. La otra fuente de benceno proviene del FCC, generalmente la nafta de *cracking* posee de 1 a 2% de benceno. En la actualidad nuevos diseños de catalizador pueden reducir esta producción.

Las restricciones en aromáticos afectarían en principio la operación del reformado, sin embargo esta capacidad en muchos casos parece hallarse a resguardo, según la complejidad de la refinería y la participación de esta corriente en el *pool*. La producción de éteres y alquilados aportan nuevos cupos de nafta diluyendo la concentración de aromáticos, por lo que una refinería de alta complejidad no debería limitar su capacidad de reformado. La isomerización de *n*-butano y la posterior dehidrogenación aportarían nuevos cupos para la eterificación y alquilación con lo cual nuevas diluciones de aromáticos se producen en el *pool*. La producción de TAME aportaría también un volumen incremental a partir de los isoamilenos colaborando en la disminución de TVR y dilución de aromáticos. La alquilación de amilenos también está disponible para producir volúmenes incrementales con baja TVR y alta parafinicidad.

Para el futuro se esperan desarrollos en procesos capaces de abrir los ciclos nafténicos y producir la hidro-isomerización de parafinas, con lo cual se abriría una alternativa especialmente para los cortes de C7-C8 como reemplazo del reformado.

Las restricciones de azufre aparecen algo atenuadas por las limitaciones en otros parámetros. La complejidad necesaria para alcanzar las otras restricciones, es decir, desaparición de cortes de destilación directa del *pool* de naftas, introducción de oxigenados, alquilados e isomerizados dejan como único componente asociado al azufre a la nafta de FCC que además viene mermada en su volumen por desagregado de butilenos y amilenos. Aun así, según el origen de la carga al FCC puede necesitarse una reducción en el contenido de azufre. El hidrotratamiento no es adecuado porque saturaría las olefinas con pérdida octánica, mientras los procesos de lavado tradicionales no son tan eficientes. En estos casos se requiere el hidrotratamiento de la carga al FCC.

En el gas oil las restricciones de azufre, aromáticos y cetano previstas para el futuro

afectan directamente al corte de gas oil proveniente del FCC. Esta corriente presenta un pésimo número de cetano, alto contenido de azufre y alto tenor de aromáticos. La hidrogenación de esta corriente soluciona el problema del azufre pero prácticamente no modifica el cetano ni el contenido de aromáticos. Mayor severidad en las plantas de hidrotratamiento pueden reducir el tenor de poliaromáticos y brindar una pequeña ganancia en el cetano pero no alcanzan a reducir el contenido de aromáticos. El gas oil de FCC puede ser reciclado a la unidad para aumentar su conversión con lo cual si bien se degrada aún más su calidad, se reduce el volumen y luego puede ser derivado como fuel de consumo en las plantas si el balance de fuel de refinería así lo permite. Esta acción mejora enormemente la calidad del *pool* de gas oil aunque disminuye el volumen producido.

El *hidrocracking* aparece como una de las soluciones al problema de los destilados medios. El kerosene y el gas oil liviano de esta planta son aptos para el *pool* mientras el gas oil pesado procesado en el FCC producirá un gas oil de bajo azufre, mejor cetano y aceptable tenor de aromáticos (también resuelve el problema de azufre en las naftas de FCC). Las refinerías que necesitan aumentar su conversión pueden encontrar excelentes respuestas en la combinación de *hidrocracking* de fondo de vacío y crudo reducido, hidrotratamiento de residuos y FCC. Esta combinación también ofrece excelentes resultados para mejorar las condiciones del fuel oil. El gas oil producido en el coque no representa graves problemas en el *pool* si se lo somete a hidrotratamiento para la reducción de azufre, sus contenidos de aromáticos y número de cetano son aceptables.

Son muchos los caminos para arribar a las nuevas restricciones del mercado. Existen tecnologías disponibles para adecuar las refinerías existentes a las nuevas exigencias. La elección adecuada dependerá del crudo a procesar, configuración base de la refinería, posibilidades de inversión, etcétera.

A continuación se mostrará el camino elegido por Refinería La Plata, la de mayor capacidad de nuestro país, para adecuar sus productos a exigencias mundiales de calidad.

CONFIGURACIÓN ACTUAL DE LA REFINERÍA LA PLATA

Reconfigurada hace más de una década, esta refinería fue diseñada para un mercado de alto consumo en naftas y menores cantidades de destilados medios. La dieselización del mercado argentino ocurrida en los

'80 le obliga a generar excedentes de naftas para abastecer el mercado de gas oil, por lo cual necesita adecuar estos saldos a las calidades de exportación.

Esta refinería eliminó totalmente la adición de plomo en las motonaftas a mediados del año 1994. Dicha eliminación se sustentó con el *revamping* del reformado concretado a principios de ese año (reduciendo la presión del reactor y cambio de catalizador de monometálico a bimetálico), acompañado por el aumento de severidad en su FCC, por medio del uso de catalizadores zeolíticos de mayor actividad y mayor temperatura de reacción. Su interconexión con Petroquímica La Plata, le aportó el octanaje faltante con el suministro de MTBE y aromáticos de bajo valor petroquímico. La eliminación de plomo de las naftas del mercado interno, acompañado por la introducción de la nafta ecológica y el incremento en los octanajes de las naftas súper y común (2 puntos por encima del especificado por decreto, por exigencias de mercado), produjo un incremento en el *pool* de naftas de mercado interno de la refinería, de aproximadamente 6

octanos (R+M)/2. Semejante aumento en el octanaje del *pool* interno, motivó una disminución en el octanaje de los excedentes de nafta para el mercado externo (también sin plomo), con lo cual los precios alcanzados en el mercado internacional por éstas son de bajo valor.

El alto grado de involucramiento de la nueva dirigencia de esta empresa, con los problemas ambientales y de seguridad, motivaron un redimensionamiento de las capacidades de esta refinería, discontinuando plantas de vieja construcción que no ofrecían garantías para los objetivos de remediación ambiental en los que se está inmerso. De esta manera se perdió capacidad de destilación al vacío (se discontinuó una planta de vacío de vieja construcción), y se redujo la capacidad de conversión de residuos al eliminar una planta de coque (también de vieja construcción) que no aseguraba retención de finos. Otras plantas que ya se encontraban en desuso, fueron también eliminadas y reemplazadas por espacios verdes, garantizando grandes espacios de oxigenación entre planta y planta. De esta

manera la capacidad de conversión de la refinería se redujo de 30.000 a 24.000 m³/día para una producción cero de fuel oil.

La configuración base se muestra en la figura 2. Como se observa, en esta refinería, la conversión de residuos está basada exclusivamente en técnicas de carbón *rejection*, como el *coker* y el FCC. Una corrida base, de acuerdo con la programación lineal de esta refinería, se muestra en la Tabla 1, incluyendo datos de calidad de productos y valorización económica.

Con esta configuración, la refinería alcanza ajustadamente el octanaje demandado por el mercado interno, mientras sus excedentes presentan baja graduación octánica, por lo cual los saldos exportables logran bajo valor económico. Dentro de los componentes del *pool* de bajo valor octánico, se encuentran la nafta liviana (C5-C6) y la nafta de coque. Esta última, además de su octanaje presenta como inconvenientes su contenido de azufre total y mercaptanos. Además, la refinería necesita incrementar la producción de nafta virgen, tanto para abastecer la producción de BTX como para llenar su re-

MINO COVO

SOCIEDAD ANONIMA

FILTRACION de FLUIDOS



DONALDSON Corp.
MINNEAPOLIS, MA.(U.S.A.)
GAS TURBINE SYSTEMS DIV.

FILTROS DE AIRE PARA
TURBINAS DE GAS



PALL Corp.
East Hills, N.Y. (U.S.A.)

FILTROS INDUSTRIALES
PARA LIQUIDOS Y GASES

FILTROS COALESCENTES PARA GAS



PUROLATOR
PRODUCTS
AIR FILTRATION Co.

FILTROS INDUSTRIALES
DE AIRE PARA VENTILACION

AMPLIO STOCK LOCAL DE CARTUCHOS FILTRANTES • ASESORAMIENTO

RIOBAMBA 1236 8 "C" - CAPITAL FEDERAL - TEL. 814-4730/31/32 - Fax: 814-4724

Tabla 1: Resultados de la programación lineal para las distintas opciones.

		BASE	OP. 1	OP. 2	OP. 3	OP. 4
CARGAS m3/día	CRUDO	20000	20000	20000	20000	20000
	MTBE DE PLP	100	150	150	100	100
PRODUCTOS m3/día	LPG	1760	1960	1813	1950	1330
	NAFTA MERC. INT.	4800	5000	5000	5000	5000
	NAFTA MERC. EXT.	2500	2190	1310	1700	2680
	RON 83	1250	—	—	—	—
	R+M/2 84	1250	2190	—	—	—
	REGULAR	—	—	850	—	—
	REGULAR RFG	—	—	—	700	—
	PREMIUM RFG	—	—	460	1000	2680
	NAFTA PETROQ.	900	900	1210	1750	1895
	AEROQUEROSENE	1700	1700	1700	1700	1700
	GAS OIL	5300	5300	5300	5300	5300
	FUEL OIL	—	—	—	—	—
	LUBRICANTES	700	700	700	700	700
	COQUE	700	700	700	700	700
	ASFALTOS	1000	1000	1000	1000	1000
PROPIEDADES						
NAFTAS MERC. INT.	RON+MON/2	86.86	89.3	89.8	90.0	89.5
	AROMATICOS	29.8	29.1	28.2	27.5	27.5
	BENCENO	1	0.95	0.89	0.88	0.80
	TVR	10	10	10	10	10
NAFTAS MERC. EXT.	RON+MON/2	81	84	88.7	90.9	92
	AROMATICOS	21.0	21.3	26.3	26.0	19
	OLEFINAS	20.4	23.6	21.3	18.0	17
	BENCENO	0.7	0.5	0.7	0.65	0.6
	TVR	9	9	8.6	8.1	8.1
AEROQUEROS.	OXIGENO	—	—	2	2	2
	DERD 2494	SI	SI	SI	SI	SI
	GAS OIL	IND. CETANO	51	55	55	55
ECONOMIA	INVERSION MMS	—	32.1	59.7	69.7	99.7
	INCR. M. NETO M\$/D	—	42.7	65.8	89.4	121.6
	INCR. VAN MMS	—	29.0	43.3	63.2	82.8
	(Tasa 16% anual)					

formado, que a una carga de 20.000 m3/día se encuentra con capacidad ociosa. El aumento en el consumo de aeroquerosene en los últimos años, generó una competencia entre la carga al reformado y la producción de JP. A su vez el reformado no puede alivianar su carga porque entraría en competencia con la carga a BTX. El probable aumento proyectado en el índice de cetano del gas oil puede ser alcanzado por desviación de parte del gas oil de FCC a fuel de refinería y el uso de aditivos mejoradores.

RLP, LA REFINERIA DEL 2000

Para la planificación de la reconfiguración de la refinería se definió el siguiente escenario:

La demanda del octanaje del *pool* interno tendrá un incremento de 3 puntos de (R+M)/2, en el período 1995-2000, por disminución de consumo de nafta normal, y aumento en el consumo de naftas de RON 95 y RON 97.

Las motonaftas del mercado interno verán limitado su contenido de aromáticos y benceno en máximo 30% y 1% respectivamente.

Los excedentes de naftas para exportación deben ser aptos para ser comercializados en la costa del Golfo, por lo que deben

cumplir las especificaciones de nafta convencional o reformuladas de los EE.UU. De esta manera se elige el mercado de mayor exigencia y menor precio, pero a su vez el mercado de menores incertidumbres.

Opción 1

La primera alternativa estudiada ha sido la instalación de un isomerizador de C5-C6. La corriente de nafta liviana que actualmente participa del *pool*, deprime el octanaje del *pool* promedio. Mediante isomerización esta incidencia es revertida produciendo un impacto en el octanaje del *pool* de 2.5 puntos de incremento. La corriente de nafta liviana de esta refinería tiene una relación C5-C6 muy rica en C5, puesto que buena parte de los C6 han sido reformados a benceno en PLP o utilizados en solvente n-hexano. Por esta causa, valores similares a un reciclo total se obtienen con la instalación de una deisopentanizadora, sin reciclar los C6. La instalación del isomerizador permite transformar la totalidad de las naftas de exportación de RON 83 en naftas (R+M)/2 = 84. La alta TVR del isomerizado reduce algo la cantidad total de naftas producidas debido a la disminución de butano capaz de ser absorbida por el *pool*, sin embargo el beneficio económico no se ve afectado por

esta circunstancia, debido a que los butanos presentan mayor valor de venta que la nafta de exportación de RON 83. La participación de esta nueva corriente en el *pool* de alto octanaje permite la reducción de aromáticos y benceno totales al diluir la participación del reformado en estas naftas. En la Tabla 1 se observan las variaciones de calidad, producciones y beneficios económicos de la instalación de esta planta.

Opción 2

La nafta de coque, además de su baja graduación octánica, aporta altos contenidos de azufre y mercaptanos al *pool* de nafta, degradando sus características. Si bien en esta refinería, su participación en el *pool* no es elevada, su presencia aporta una disminución de 1 RON en el *pool* de naftas. Una de las posibilidades que tiene esta corriente es el fraccionamiento, de manera de concentrar en su parte liviana su máximo contenido octánico (RON 77-80), mientras que la pesada puede ser inyectada en el *riser* del FCC para su recrackeo. De cualquier manera la nafta liviana conserva aún buena cantidad de contaminantes por lo que su utilización en el *pool* sigue siendo inconveniente. Los tratamientos convencionales de lavado con soda no son suficientes mientras que el hidrogenado no muestra incentivos por cuantos, se eliminarían los contaminantes pero se le reduciría aún más su octanaje, por saturación de olefinas, con lo cual su participación en el *pool* seguirá siendo limitada.

La opción tomada para esta refinería ha sido segregar totalmente esta corriente del *pool*, y mediante un hidrotreatmento severo, transformarla en carga para el isomerizado, BTX y reformado. La segregación de esta corriente del *pool*, y su reingreso como isomerizado y reformado aporta un incremento de 1.5 puntos en el (R+M)/2 del *blending*. Esta alternativa presenta nuevamente una inferior producción de naftas, parte transformada en BTX y parte por pérdida volumétrica en el reformado. Sin embargo el hecho de que toda la nafta de exportación de bajo octanaje se transforme en su totalidad en nafta regular convencional y premium reformulada, permite un beneficioso balance económico. En la Tabla 1 se observan las variaciones de calidad, producciones y beneficios económicos de la instalación de esta planta.

Opción 3

Si bien las opciones analizadas hasta aquí, permiten la producción de naftas de exportación de alto valor agregado, la posibilidad de incrementar la producción de naftas reformuladas para la exportación tiene buen incentivo económico. Además, las limitaciones en olefinas y aromáticos de las naftas en la costa

del Golfo, exigen el uso de mucho isomerizado en este *pool* y baja utilización de naftas de FCC, con lo cual el contenido de olefinas y aromáticos en el *pool* interno presenta valores muy cercanos a los límites proyectados. También el contenido de azufre de la corriente de FCC presenta limitaciones, sobre todo si se alcanza la especificación en el Golfo de Max. 0.005 de azufre tal cual lo planeado para los próximos años. Para sortear estas restricciones, y aportar el oxígeno necesario para la producción total de naftas reformuladas, se evaluó la instalación de una planta de TAME. Como se ha dicho, si bien la ganancia octánica del TAME no es muy alta (los isoamilenos utilizados en la reacción poseen por sí solos un buen número de octano), tiene como atractivo la reducción producida en las emisiones VOCs, debido a su baja volatilidad y la disminución en el contenido de amilenos, y el aportar el oxígeno suficiente como para valorizar una nafta convencional en nafta reformulada. La instalación de una planta de TAME permite transformar toda la nafta regular convencional en regular y premium reformulada. Si bien esta planta está en construcción en PLP, en la Tabla 1 se observan las variaciones de calidad, producciones y beneficios económicos de la instalación de esta planta, como si la instalación se hiciera en RLP.

Opción 4

Si bien las características del *pool* alcanzan son óptimas, nuevos beneficios pueden obtenerse a partir de la instalación de una planta de alquilado. Esta refinería presenta una alta demanda por parte del polo petroquímico que lo circunda, de las olefinas livianas produci-

das en el FCC. Para su abastecimiento, se requiere de altas temperaturas de reacción y uso de aditivos zeolíticos para aumentar la conversión en olefinas livianas. La mayor demanda se concentra en propileno e isobutilenos, con lo cual se generan excedentes de buteno 1-2 que junto a excedentes de isobutano pueden ser aprovechados para la alquilación. La planta de alquilación no sólo mejora las condiciones del *pool*, disminuye aromáticos, benceno, TVR, olefinas; mejora el octanaje y además aumenta la producción de motonaftas. Con su instalación toda la nafta de exportación se transforma en premium reformulada. En la Tabla 1 se observan las variaciones de calidad, producciones y beneficios económicos de la instalación de esta planta.

Como se observa en la Tabla 1, la instalación de las nuevas plantas incrementa la calidad de productos del mercado interno y adecua la calidad de las naftas de exportación al mercado más exigente, obteniendo además excelentes retornos en la inversión.

BIBLIOGRAFÍA

Refining Processes '94. Hydrocarbon Processing, Noviembre 1994.

Mutations of World Refining: Challenges and Answers. Gérard Heinrich. IFP. 13th World Petroleum Congress. 1991.

Options for Pool Octane Enhancement. Ruben Tossici. YPF. 13th World Petroleum Congress. 1991.

Licensing Trends and Opportunities. J.C. Barbier, A. Hennico, C. Virondaud, P. Bonnifay. IFP. Hydrocarbon Technology International, Spring 1995.

CONCLUSIONES

- Las restricciones ambientales en el mundo y la evolución del mercado requieren mayores esfuerzos de la industria refinadora. Como respuesta, las refinerías deberán aumentar su complejidad y conversión acompañadas de fuertes inversiones.
- No existe una única solución a los problemas planteados ni una solución universal. Cada refinería debe responder de acuerdo con su posición, estrategia y limitaciones particulares. La planificación a largo término combinada con las estrategias de inversión y los costos de las tecnologías disponibles darán las respuestas adecuadas para cada refinería en particular.
- Existen tecnologías adecuadas, probadas y reconocidas comercialmente para afrontar las nuevas restricciones de calidad de los productos, y existen nuevas oportunidades de negocio para justificar nuevas inversiones.
- La profunda transformación operada en YPF ha permitido la implementación de un gerenciamiento orientado a la toma de decisiones de inversión, con retornos aceptables, atendiendo a las restricciones ambientales y a la evolución futura del mercado.



*Eficiencia
en la Exploración y Producción
de Gas y Petróleo*

Pluspetrol S.A.
La Rioja 301 - Buenos Aires - Argentina