



El punto de partida para agregar valor a los hidrocarburos

Por Guillermo C. Brudnick

Además de su posición dominante como recursos energéticos, tanto el gas natural como el petróleo constituyen una valiosa y casi insustituible fuente de materias primas para una industria de "sólo" 75 años: la petroquímica.

El punto de partida para agregar valor a los hidrocarburos está en las materias primas petroquímicas que se analizan en este trabajo: gas natural, etano, LPG y naftas.

Mientras que la industria petroquímica argentina empleó alrededor del 30% de la nafta virgen y el 35% del LPG producidos, en 1995 el consumo estimado de las siete empresas que utilizan el gas natural como materia prima representó apenas algo más del 1% de consumo total promedio de gas por redes.

Guillermo C. Brudnick es Licenciado en Ciencias Químicas de la Universidad de Buenos Aires. En la industria petroquímica desarrolló su actividad en Duperial y en Petroquímica General Mosconi, y como consultor de empresas. Actualmente integra el "staff" de CBR Consultores Asociados. Es además Profesor de Química Industrial en la Facultad de Ciencias Exactas y Naturales (UBA) y en la Escuela Superior Técnica (IESE).

El acelerado desarrollo de la refinación de petróleo en Estados Unidos, consecuencia de la masiva difusión del automóvil, marcó el origen de la industria petroquímica a principios de los años 20.

En efecto, en ese país comenzaron a aprovecharse las olefinas (etileno, propileno y butilenos) que estaban presentes en las corrientes gaseosas de las refinerías, para obtener productos químicos que encontraron una rápida aceptación en los mercados.

Estas olefinas de refinería fueron, por lo tanto, las primeras "materias primas petroquímicas".

Más tarde, durante la Segunda Guerra Mundial, en Estados Unidos se ge-

neralizó el empleo de la nafta obtenida por destilación atmosférica del crudo (nafta virgen), para la producción de hidrocarburos aromáticos (BTX), mediante el proceso de *reforming* catalítico.

En Europa Occidental y Japón, la industria petroquímica se desarrolló posteriormente y se basó, en gran medida, en el proceso de producción de etileno por *steam-cracking* de nafta.

Por su parte, el empleo del gas natural como materia prima también comenzó en Estados Unidos. En los años 30, el gas natural (en esencia, metano) empezó a sustituir al carbón como insumo para la producción de amoníaco.

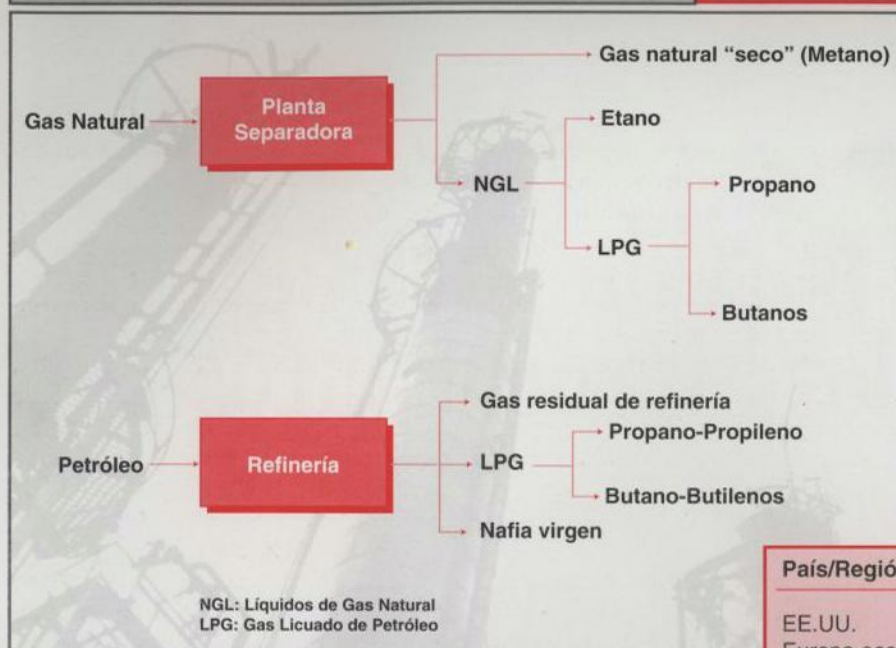
Varias décadas después, también se inició allí la utilización de las fracciones líquidas obtenidas por procesamiento del gas natural (etano y LPG), para la producción de etileno.

En la figura 1 se muestra el esquema de generación de las principales materias primas petroquímicas, que actúan como una verdadera "interfase" entre las industrias del procesamiento de gas natural y de la refinación de petróleo, y la industria petroquímica.

De estas materias primas se obtienen los productos petroquímicos básicos (amoníaco, metanol, olefinas y aromáticos), y en ciertos casos, también algunos productos intermedios y finales. Por tal motivo, son consideradas como las "raíces" del "árbol petroquímico".

Globalmente representan una proporción menor de la demanda mundial de gas natural y de derivados de petróleo, demanda que está definida mayoritariamente por los mercados energéticos.

Fig. 1 Origen de las materias primas petroquímicas



Pero, en particular, la nafta virgen y el LPG, por su condición de "commodities" líquidos, de fácil transporte, tienen consumos petroquímicos significativos, en relación con sus usos como combustibles. Se estima que en 1994 la industria petroquímica empleó el 45% de la nafta virgen y el 18% del LPG producidos.

En cuanto al aprovechamiento de cada materia prima, éste varía según el país o la región, de acuerdo con su disponibilidad efectiva y la viabilidad económica de su empleo.

Al respecto, resulta adecuado referirse al etileno, dado que por sus aplicaciones es el principal petroquímico básico (su producción mundial en 1994 fue del orden de 66 MM t) y porque el proceso de *steam-cracking* con que se lo produce admite cargas alternativas.

En la figura 2 se indican las materias primas que emplean los países mayores productores de etileno. A título comparativo se ha incluido a Brasil y Argentina, que presentan un perfil productivo diferente.

Se observa que el etano y el LPG son las materias primas preferidas en aquellos países que disponen de gas natural, mientras que los países que son deficitarios en hidrocarburos, recurren a la nafta —de producción propia y/o de importación— como insumo principal para la producción de etileno.

ARGENTINA: EVOLUCION Y SITUACION ACTUAL

Gas natural

Su utilización comenzó a principios de los años 60 con la conversión de la planta de metanol de Atanor en Río Tercero (Córdoba), que hasta entonces empleaba carbón, y con la instalación de una planta de sulfuro de carbono por Duperial, en San Lorenzo (Santa Fe).

Ambas plantas aprovechaban el gas natural transportado por el gasoducto Campo Durán - Buenos Aires, inaugurado en 1960.

Durante esa década, también se instalaron otras tres plantas que procesaban gas natural procedente de los yacimientos de la Cuenca Noroeste. Eran las plantas de:

- metanol, de Compañía Casco, en Pilar (Buenos Aires);
- negro de humo, de Cabot Argentina, en Campana (Buenos Aires);
- amoníaco (integrada con la producción de urea), de Petrosur, también en Campana.

Más de una década después, en 1980, Fabricaciones Militares (FM) convertía su planta de amoníaco en Río Tercero, que empleaba carbón vegetal, y la integraba con una nueva planta de ácido nítrico.

Al año siguiente, en esa misma localidad cordobesa, Petroquímica Río Tercero iniciaba su producción de TDI, utilizando entre otras materias primas, gas de síntesis obtenido por *steam-reforming* de gas natural.

En 1990, se pusieron en marcha dos nuevas plantas de metanol, ambas con proceso de baja presión: la de Resinfor Metanol, situada en Puerto General San Martín (Santa Fe), y la de la entonces

Fig. 2

País/Región	Etano	LPG	Nafta	Otras
EE.UU.	44	21	30	5
Europa occidental	6	13	72	9
Japón	-	6	94	-
Corea del Sur	-	-	100	-
Canadá	65	15	19	1
Arabia Saudita	81	9	10	-
Brasil	-	-	100	-
Argentina	77	13	5	5
Mundo	27	13	56	4

Petroquímica General Mosconi (PGM), en Ensenada (Buenos Aires).

Casi en forma contemporánea, dejaron de operar las plantas precitadas de Atanor y de Compañía Casco, que ya no resultaban competitivas.

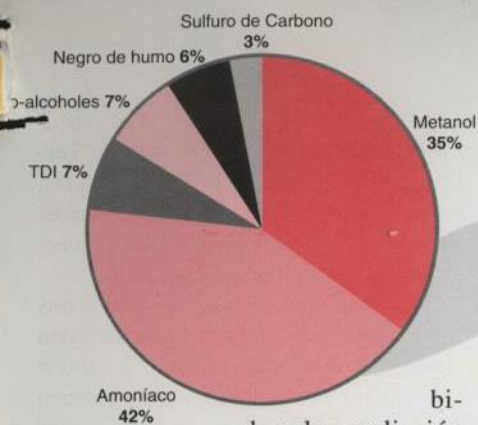
En 1992, PGM comenzó a producir también en Ensenada, oxo-alcoholes a partir de olefinas de refinería y gas de síntesis, éste último autoproducido a partir de gas natural.

En resumen, actualmente operan las siguientes empresas que utilizan gas natural como materia prima: ICI Argentina (antes Duperial), Cabot Argentina, PASA (que se fusionó con Petrosur en 1988), FM, Petroquímica Río Tercero, Resinfor Metanol e YPF (que absorbió a PGM en 1993).

En 1995, el consumo estimado de gas natural de estas siete empresas totalizó unos 290 MM m³, o sea alrededor de 800.000 m³/día. Este consumo representó apenas algo más del 1% del consumo total promedio de gas por redes.

Durante el presente año, el consumo de gas natural posiblemente aumente alrededor de un 10% respecto a 1995, de-

Fig. 3 Consumo petroquímico de gas natural (1995)



bi-do a la ampliación realizada por Cabot Argentina y a la reciente puesta en marcha por PASA de una nueva planta de amoníaco, en Campana.

Cabe agregar que a fines de 1996, el consorcio Bidas-Chauvco-YPF (a cargo del Area Tierra del Fuego), comenzará a exportar 2 MMm³/día de gas, posibilitando la entrada en operación de la segunda línea de Methanex, productor de metanol en Cabo Negro (Punta Arenas, Chile).

En la figura 3 se indica el perfil de usos correspondiente a 1995. Tal como sucede en otros países, las producciones de amoníaco y de metanol son las de mayor significación: aquí los dos derivados representan un 77% del consumo petroquímico de gas natural.

Etano

A mediados de la década del 60 se generó la idea de producir etileno y sus derivados en Bahía Blanca (Buenos Aires), a partir del etano contenido en el gas natural.

Esta localización fue definida por la disponibilidad de gas que aseguraba la confluencia en la zona del gasoducto Pico Truncado - Buenos Aires (hoy parte del gasoducto General San Martín) con el Neuquén-Bahía Blanca, concretado este último en 1970.

Gas del Estado tuvo a su cargo la instalación, en General Cerri, de la planta separadora de líquidos, que procesaría por turboexpansión 18 MMm³/día de gas natural. A su vez, Petroquímica Bahía Blanca (PBB) instaló el *steam-cracker* de etano para producir etileno.

Estas dos plantas y las primeras unidades *down-stream* productoras de po-

lietilenos, conformaron la primera etapa del denominado "Polo Petroquímico Bahía Blanca", que inició su operación integrada a fines de 1981.

Cabe indicar que existen en el país otras dos plantas que procesan gas natural por turboexpansión. Son las operadas actualmente por Refinor, en Campo Durán (Salta), y por YPF, en Loma La Lata (Neuquén), que separan solamente LPG y gasolina natural.

La recuperación de etano y la posible producción de etileno y derivados en esos dos sitios, fue estudiada en diversas ocasiones, pero no llegó a concretarse por factores logísticos y económicos adversos.

Por tal motivo, la planta separadora de General Cerri -transferida a Transportadora de Gas del Sur (TGS) con la privatización de Gas del Estado, a fines de 1992- continúa siendo la única productora de etano en la Argentina, y obviamente PBB, su único consumidor.

Se estima que en 1995 el consumo de etano de PBB alcanzó las 330.000 toneladas, debido a que TGS contó con una mayor disponibilidad de gas proveniente de la Cuenca Austral, lo que le permitió un mayor procesamiento.

LPG

El gas licuado (LPG) obtenido en plantas separadoras de gas natural y en refinerías de petróleo, ha llegado a ser una importante materia prima petroquímica en Argentina, tanto por la variedad de sus productos derivados como por la participación que tiene este consumo -alrededor del 35%- en el mercado local del LPG.

En relación con el LPG saturado (propano y butanos), su empleo se inició también en los primeros '60, cuando en Ensenada Ipako comenzó a producir etileno a partir de gas residual de refinería y por craqueo de propano, abastecido por la vecina refinería de YPF.

Por esos años, PASA puso en marcha sus plantas de etileno y butadieno, en Puerto General San Martín, por

steam-cracking de propano y deshidrogenación de n-butano, respectivamente. El suministro lo realizaba también YPF, con LPG obtenido por separación de gas natural en Campo Durán, y transportado por poliducto hasta San Lorenzo.

A mediados de la década pasada, Maleic convertía su planta productora de anhídrido maleico en Ensenada -que inicialmente procesaba benceno- para poder emplear n-butano, provisto por la entonces PGM (hoy YPF/PLP).

En 1989, Duperial reemplazó su viejo *sand-cracker* en San Lorenzo, que producía etileno a partir de cortes líquidos, por un nuevo horno de carga flexible que procesa propano o nafta, según disponibilidad y precio.

PBB puede también craquear hasta un 10% de propano, como carga complementaria. En general, no ha empleado más de 10.000 t/año de propano, dado su menor rendimiento en etileno y su precio mayor que el del etano.

Cabe señalar que en 1992, PASA discontinuó su producción de butadieno, por no resultar competitiva frente a la alternativa de importarlo desde países donde se lo obtiene como co-producto en plantas de etileno (el proveedor más cercano es Copesul, en Brasil).

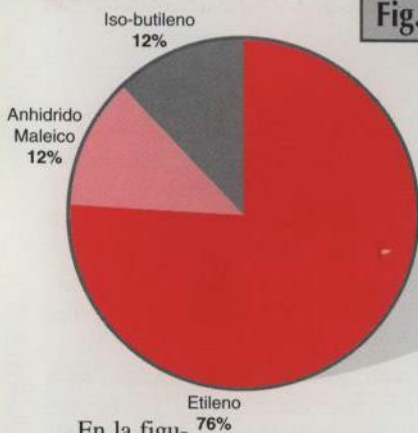
Por último, a mediados de 1995, Polibutenos Argentinos -actual División Petroquímica de Bidas- puso en marcha en Ensenada una planta productora de iso-butileno, por deshidrogenación de iso-butano.

De esta manera, existen al presente cuatro empresas petroquímicas que emplean propano como materia prima: PASA es el principal consumidor, mientras que Ipako, ICI Argentina (antes Duperial) y PBB son consumidores menores, a veces estacionales.

En cambio, se registran sólo dos empresas, Maleic y Polibutenos Argentinos, que consumen butanos, abastecidos ambas por YPF.

En 1995 el consumo estimado de LPG de estas seis empresas fue de 120.000 toneladas, de las que un 76% correspondieron al propano y el 24% a los butanos.

Fig. 4 Consumo petroquímico de propano-butanos (1995)



En la figura 4 se muestra el perfil de usos de estos insumos en 1995, correspondiendo a la producción de etileno el 76%.

En cuanto a las olefinas (propileno y butilenos) contenidas en el LPG de refinería, su aprovechamiento para obtener productos químicos se inició a mediados de la década del 40, con la producción de isopropanol (IPA) en la Destilería San Lorenzo de YPF, por hidratación de propileno.

Esta fue la primera planta petroquímica de escala industrial en el país y en América Latina. Años después fue reemplazada por otra de mayor capacidad que operó hasta 1962.

Luego, en 1968, Carboclor comenzó a producir, en Campana, isopropanol y sec-butanol (SBA), a partir de propileno y butilenos contenidos en cortes C₃ y C₄, respectivamente, provistos por la cercana refinería de Esso.

En los 80 Carboclor amplió la capacidad de sus plantas, debiendo recurrir a abastecimientos adicionales de LPG desde otras fuentes (La Plata, Bahía Blanca).

En 1982 se incorporó el segundo consumidor de olefinas de refinería: Polibutenos Argentinos comenzó a producir en Ensenada poliisobutilenos, por polimerización de iso-butileno contenido en corte C₄, suministrado por YPF desde su Destilería La Plata.

A fines de la década del 80, se concretaron tres importantes proyectos, sustentados por la mayor oferta de LPG resultante del aumento de conversión realizado por YPF en sus dos refinerías principales: La Plata y Luján de Cuyo.

Estos proyectos, que significaron una fuerte expansión del consumo petroquímico de propileno y butilenos "grado refinería" -alrededor de un

450% en el período 1988/93- fueron los siguientes:

- Petroquímica Cuyo: a principios de 1989 comenzó la operación comercial de su planta de polipropileno, en Luján de Cuyo (Mendoza), empleando corte C₃ de la vecina refinería.
- Petroken: en 1992 inició su producción de polipropileno, en Ensenada, con provisión de corte C₃ de varias fuentes, principalmente YPF (La Plata) y Shell (Dock Sud)
- Desde 1990 a 1992, la entonces PGM puso en marcha sus plantas de metil-ter-butil-éter (MTBE), buteno-1 y oxo-alcoholes, en Ensenada, aprovechando secuencialmente los butilenos contenidos en corte C₄ de la refinería cercana

En los últimos años se pusieron en marcha dos nuevas plantas de MTBE: Carboclor en Campana, a fines de 1994, e YPF en Luján de Cuyo, a principios de 1995. Ambas plantas consumen iso-butileno contenido en cortes C₄ de las refinerías de Esso e YPF, respectivamente, destinando su producción a la formulación de naftas sin plomo.

En síntesis, existen actualmente cinco empresas que consumen propileno y butilenos, a partir de LPG de refinería: Carboclor, Petroquímica Cuyo, Petroken, YPF (que se hizo cargo de las plantas de PGM) y, en menor medida, Polibutenos Argentinos, que prácticamente se autoabastece de iso-butileno.

Se estima que durante 1995 el consumo de olefinas de estas empresas totalizó unas 340.000 toneladas, de las que alrededor del 65% correspondieron al propileno y el 35% a los butilenos.

Se debe tener en cuenta que el 90% del consumo indicado correspondió efectivamente a olefinas originadas en refinerías, mientras que el 10% restante fue provisto por empresas petroquímicas (PASA, PBB, Ipako).

En la figura 5 se indica el perfil de usos del propileno y los butilenos, correspondiente a 1995, destacándose entre sus derivados el polipropileno (50%), el conjunto de los alcoholes (23%) y el MTBE (18%).

Nafta

El empleo de nafta virgen como materia prima para la producción de hidrocarburos aromáticos (BTX) se inició en el país a mediados de los años 40, con la planta que FM instaló en Campana.

Más adelante esta planta fue reemplazada por otra de tecnología más moderna y de mayor capacidad.

Pero fue en la década del 60, con la radicación de PASA en Puerto General San Martín, cuando la producción de BTX alcanzó una escala superior.

PASA reformaba nafta virgen provista por YPF desde sus refinerías en San Lorenzo y en Campo Durán, de esta última por poliducto. Producía benceno, tolueno y xilenos, y además formulaba motonaftas. La producción de benceno se integraba con la línea etil-benceno-estireno-caucho (SBR).

En 1974 entró en operación un segundo productor de BTX de magnitud: PGM iniciaba la producción en Ensenada de benceno, tolueno, orto y para-xileno. La producción de benceno estaba integrada con la de ciclohexano. PGM procesaba nafta virgen principalmente de la vecina Destilería La Plata de YPF.

Durante los '70, varias empresas estudiaron proyectos de producción de olefinas (etileno, propileno, butadieno) por *steam-cracking* de nafta, pero ninguno llegó a concretarse por la escasa disponibilidad de esta materia prima y por el desarrollo del Polo de Bahía Blanca, basado en etano.

Asimismo, con la puesta en marcha de PGM, Fabricaciones Militares dejó de operar el *reforming* de su planta en Campana, que continuó sólo formulando solventes.

Por su parte, Duperial debió volver a procesar nafta - había sido su materia prima original para producir etileno - por dificultades en la provisión de propano durante el invierno de 1992.

Posteriormente, se acentuó su consumo de nafta -más específicamente, de refinado paraafínico provisto por PASA- por el aumento registrado en el precio del propano, a partir de la desregulación del mercado de LPG.

De este modo, operan en la actuali-

dad tres empresas que emplean nafta para producir petroquímicos: dos de ellas, PASA e YPF/PLP (antes PGM), producen aromáticos y la tercera, ICI Argentina (antes Duperial), etileno.

Se estima que en 1995 estas empresas consumieron en conjunto unas 890.000 toneladas de nafta. Este valor incluye los cortes retenidos para la obtención de bases octánicas y la reformulación de motonaftas, operaciones que realizan tanto YPF como PASA, esta última integrada con Refinería San Lorenzo.

Cabe destacar que el consumo de nafta indicado –equivalente a 1,2 MMm³– habría representado alrededor del 30% de la producción bruta de nafta virgen en las refinerías locales, estimada con un rendimiento promedio del 15% sobre un volumen de crudo procesado de 26 MMm³.

Esto da idea del impacto de la actividad petroquímica –en rigor, de los *re-forming* de PASA e YPF/PLP (ex PGM)– en el sistema de refinación argentino.

A su vez, en el perfil de usos de la nafta correspondiente a 1995, la producción de BTX representa el 94%.

Perspectivas

Sin dudas las posibilidades de desarrollo de la industria petroquímica en la Argentina, al menos en el futuro próximo, están sustentadas por la oferta de gas natural y de los líquidos de gas natural: etano y LPG.

En lo que hace al gas natural, el significativo aumento del consumo de fertilizantes registrado en los últimos años, está alentando proyectos de plantas pro-

ras de amoníaco-urea, como el de PASA-YPF (1.000.000 t/año de urea) y el de Agrium Inc. (600.000 t/año).

De concretarse estos dos proyectos, el consumo de gas natural como materia prima prácticamente se cuadruplicaría, pasando de los 900.000 m³/día actuales a casi 4 MMm³/día hacia el año 2000.

Por ahora no se prevén ampliaciones de los dos productores actuales de metanol –Resinfor Metanol e YPF– ni tampoco la instalación de una nueva planta.

En cambio, sí podría concretarse una nueva ampliación de Methanex, en el sur de Chile, que requeriría mayores exportaciones de gas desde la Cuenca Austral.

En cuanto a los líquidos de gas natural, existe un importante proyecto encariado por YPF, en asociación con Petrobras, que asegurará en el mediano plazo una mayor disponibilidad de etano y de LPG.

Se trata del denominado “Proyecto Mega”, que consiste en el procesamiento en Loma La Lata de 36 MMm³/día de gas natural y en el envío de los líquidos separados (NGL) por un poliducto hasta General Cerri, para su fraccionamiento y despacho.

Se estima que su puesta en marcha sería en el año 2000, con una producción anual de 540.000 toneladas de etano y 630.000 toneladas de LPG.

El “Proyecto Mega” posibilitará una ampliación sustancial de la capacidad productiva de PBB, del orden de 400.000 t/año de etileno, también hacia el 2000. En principio, tal expansión de PBB considera sólo la utilización del etano, no contemplándose el craqueo de otras cargas.

En lo que hace al LPG, las empresas PASA e YPF continúan estudiando el proyecto de instalar en San Lorenzo una planta de MTBE, de 250.000 t/año, a partir de butanos de gas natural.

La factibilidad del proyecto está condicionada a la evolución del mercado local de motonaftas y a las posibilidades de exportación. La planta en estudio re-

queriría unas 150.000 toneladas anuales de butanos.

Cabe señalar que si se expandiera la capacidad de transporte para evacuar una posible mayor producción de gas natural de la Cuenca Noroeste –por ejemplo, un gasoducto a Brasil– Refinor podría procesar en Campo Durán hasta 19-20 MMm³/día.

De este modo podría aumentar su producción de LPG, lo que significaría una mayor oferta potencial de propano y butanos en San Lorenzo.

En relación con la nafta virgen y las olefinas, su disponibilidad está condicionada, respectivamente, por el nivel global de procesamiento de crudo y por la utilización de la capacidad de conversión en las refinerías locales, más específicamente en las de YPF (La Plata y Luján de Cuyo).

De continuar la tendencia de los últimos años –la producción creciente de petróleo se vuela masivamente a la exportación, mientras que se mantiene el volumen de crudo procesado– la oferta de propileno, butilenos y nafta virgen sólo permitiría sostener la producción de los actuales usuarios petroquímicos en los niveles presentes.

BIBLIOGRAFIA

Waddams, A.L. - *Chemicals from petroleum* - J.Murray, 4th Edition (1978)

Las materias primas para la industria petroquímica argentina - Instituto Petroquímico Argentino (Octubre 1995)

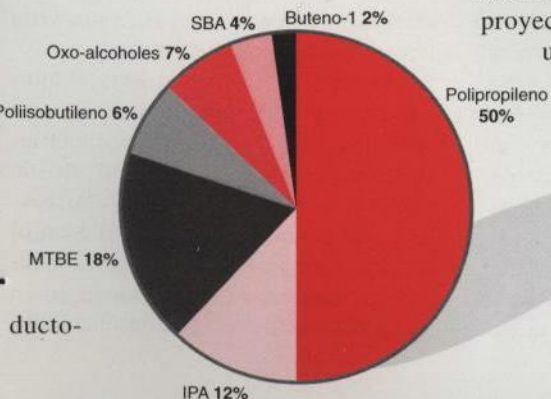


Fig. 5 Consumo petroquímico de propileno-butilenos