

Revista Energética



Energy Magazine

Año 17
número 1
enero - abril 1993

Year 17
number 1
January - April 1993



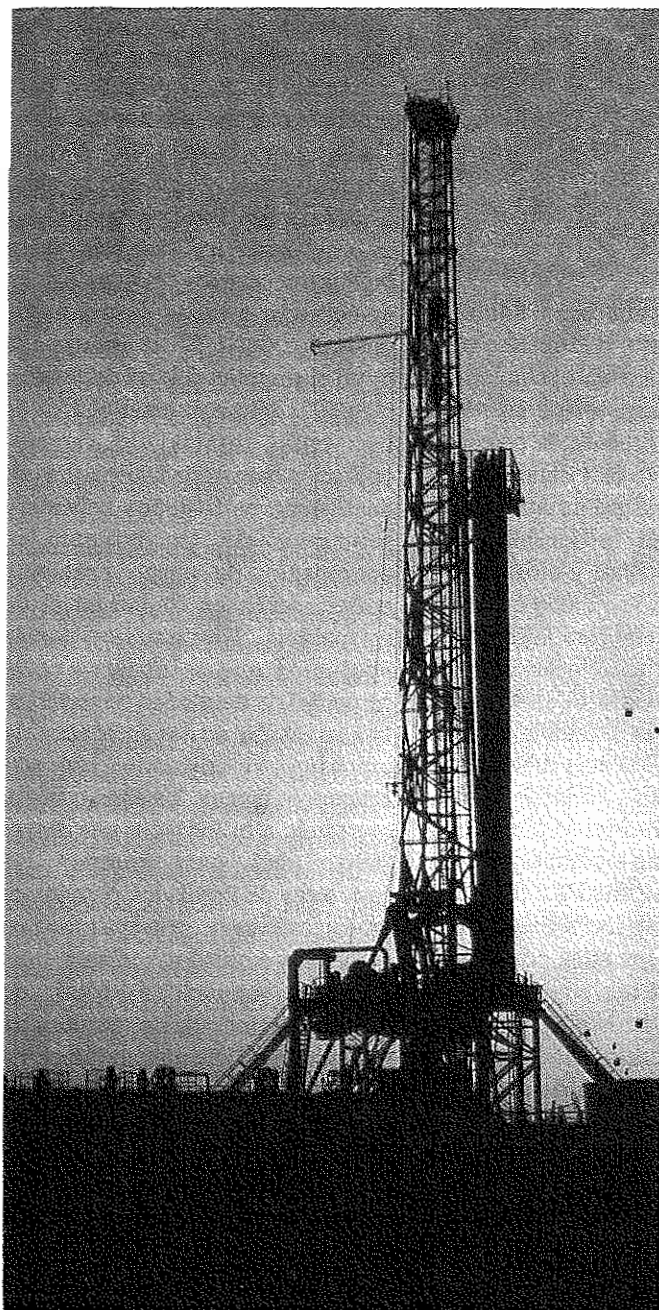
Tema: Conferencia Energética de América Latina y
El Caribe (ENERLAC 93)

Topic: Energy Conference of Latin America
and the Caribbean (ENERLAC 93)



MERCADOS, REFINACION Y COMERCIALIZACION GLOBALES DE PETROLEO EN LOS AÑOS NOVENTA

N. Foster Mellen*



1. INTRODUCCION

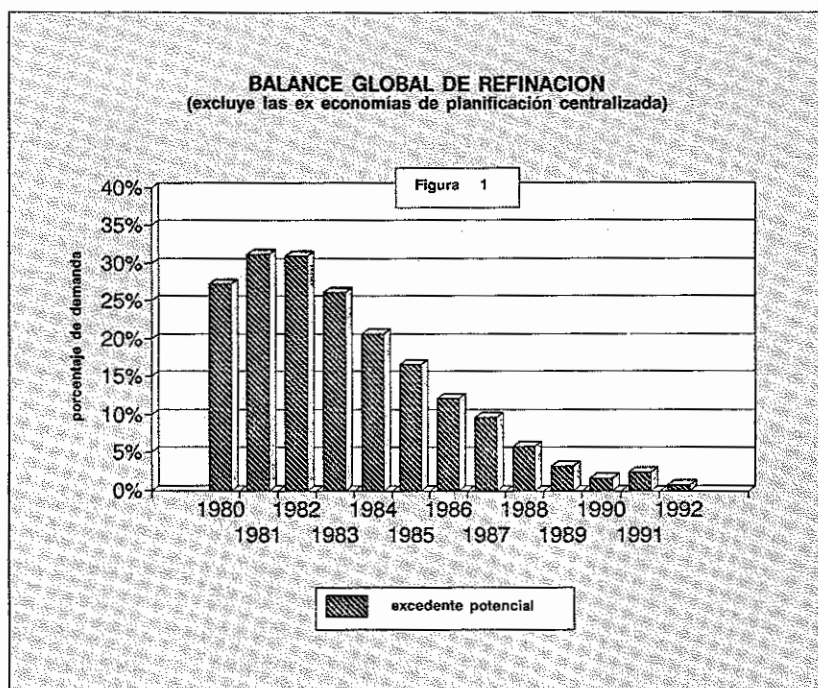
Más allá de la evolución geopolítica del petróleo y los aspectos relacionados con la formación de los precios del crudo, uno de los enfoques fundamentales del trabajo de Petroleum Economics Limited (PEL) es un área que denominamos “problemas de equipamiento”. Más específicamente, en su amplio enfoque para el análisis del mercado de petróleo, el PEL examina muy cuidadosamente a la capacidad del sistema global de refinación para satisfacer la demanda de derivados. Las características claves de este diagnóstico son la construcción o el desarrollo de “balances conceptuales” o, más precisamente, potenciales de destilación de crudo y de derivados. Mediante tales balances, podemos decir algo sobre:

- las presiones sobre el sistema de refinación en su conjunto, que generalmente se manifiestan en los márgenes de refinación, así como sobre los precios relativos de las fracciones individuales de los derivados;
- el comercio interregional; y
- las ventajas comparativas interregionales.

2. EL BALANCE DE REFINACION: LA PERSPECTIVA HISTORICA

A fines de los años setenta y a principios de los ochenta, con la llamada segunda crisis petrolera, los precios se duplicaron y en algunos casos se triplicaron. Estos choques de precios a su vez provocaron considerables reducciones en la demanda de petróleo, especialmente en los países

* Petroleum Economics Limited North America, Houston, Texas, EE.UU.



industrializados, a medida que se ejecutaron programas y políticas de sustitución y conservación. Desde su máximo en 1979 de alrededor de 52 millones de barriles por día, el consumo en las economías de mercado¹ declinaron en más de 6 millones de barriles por día durante los siguientes cuatro años.

Esta declinación en la demanda, especialmente para los combustibles más pesados, hizo que una gran parte de la capacidad de refinación global se volviera redundante y anti-económica y, a su vez, provocó una racionalización masiva de la capacidad. Durante el quinquenio 1980-1985, casi 10 millones de barriles por día de capacidad de destilación de crudo se suspendieron definitivamente. Sin embargo, a medida que se estabilizó la demanda y que se reactivó a mediados de los años ochenta, también se moderó este proceso de racionalización y la capacidad global de destilación mostró aumentos continuos a fines de los ochenta y en los noventa.

Al preparar el balance de destilación de PEL, se estima el potencial de refinación mediante el

ajuste de la capacidad nominal promedio del año, utilizándose para el efecto una tasa de operación de 85% (máximo histórico de largo plazo). A esa producción potencial se agrega el rubro otro suministro (es decir, líquidos de gas natural—LGN, ganancias del procesamiento, oxigenados, alcohol y otros hidrocarburos, y petróleo crudo quemado como combustible) para llegar a una medida del suministro potencial total. Luego se compara el suministro potencial con la demanda, permitiendo desarrollar una medida del excedente o déficit potencial. Cuando se expresa este excedente/ déficit potencial como porcentaje de la demanda, la magnitud del problema que enfrentaban los refinadores a principios de los años ochenta es inmediatamente aparente. (Véase la Figura 1. Los datos históricos para los balances de destilación se presentan en el Cuadro A al final del artículo.)

La consecuencia más directa del excedente a inicios y mediados de los años ochenta fue los márgenes generalmente reducidos de la refinación. Pero, a medida que se

erosionó el excedente debido a la racionalización, los márgenes mejoraron considerablemente. Los excedentes potenciales relativamente pequeños, tales como aquellos observados en los últimos años, significan que las presiones de demanda estacional o pérdidas transitorias de la capacidad de refinación pueden producir márgenes espectaculares a corto plazo. Por ejemplo, en el primer trimestre de 1991, las presiones de demanda (tanto reales como proyectadas) se asociaron con la pérdida de las refinerías de Kuwait e Iraq para producir márgenes tan altos como US\$8 por barril en Europa noroccidental y tan altos como US\$13 por barril en Singapur.

Durante los años ochenta, se produjeron cambios considerables en la estructura de la demanda de derivados (en 1980 se redujo a la mitad el consumo del fuel oil residual y en 1991 sólo representó el 15% de las ventas totales). La racionalización masiva de la capacidad de destilación en los años ochenta y principios de los noventa se acompañó de una creciente sofisticación en la industria de refinación. En contraste con la evolución que se observa en la capacidad de destilación atmosférica, la expansión de las unidades de cracking se difundió consistentemente durante los años ochenta, otorgando a la industria una mayor flexibilidad para romper las fracciones de destilados pesados en productos livianos, principalmente en gasolinas y destilados medianos.

La capacidad total de cracking, expresada en términos de unidades equivalentes de cracking catalítico,² aumentó en casi 50% durante el período 1980-1992, mientras que la capacidad de destilación atmosférica subió de aproximadamente 20% en 1980 a casi 35% en 1992. Como se podía

prever, las considerables inversiones en la capacidad de cracking a principios de los años ochenta erosionó algunos de los beneficios imprevistos del cracking. El aspecto económico del cracking mejoró dramáticamente a fines de los años ochenta a medida que aumentos en la capacidad desaceleraron y la demanda de productos livianos aceleró, principalmente estimulada por el crecimiento en la región Asia-Pacífico.

3. EL MERCADO DE PETROLEO EN LOS AÑOS NOVENTA: LA SITUACION

Con la prospectiva de aumentos sostenidos en la demanda de petróleo en el futuro, ¿los cambios en los aspectos económicos de refinación en los recientes años han desatado una nueva ola de planes de expansión de capacidad? ¿Cómo esos cambios en la capacidad afectarán el balance de refinación? ¿Las expansiones son suficientes para mantener el mismo ritmo que la demanda o puede ser que la tendencia de la industria a sobreaccionar empuje otra vez el balance decididamente hacia un excedente? Aún más importante, ¿ha habido un giro en el cómo y/o cuándo los refinadores harán sus inversiones bajo una óptica que tome en cuenta los aspectos económicos involucrados? Antes de abordar esos temas, deberíamos primero discutir brevemente los supuestos subyacentes para, o si prefiere, el contexto de, las perspectivas a mediano y largo plazo para los mercados de petróleo en términos de crecimiento económico, demanda de petróleo y formación de los precios de crudo.

El supuesto económico subyacente de PEL es que la actividad económica mundial se recuperará de sus recientes tasas bastante bajas y alcanzará un promedio cercano al 3% en los años noventa. Se especifican esos supuestos de crecimiento del PIB en el Cuadro 1.

Cuadro 1
Actividad Económica Mundial
Crecimiento Promedio del PIB por Año

	1992-1995	1995-2000
Países OCDE	+2,7%	+2,9%
Ex EPCs	+3,9%	+6,4%
Otros no OCDE	+3,4%	+3,8%
Mundo	+2,9%	+3,2%
Mundo (excluyendo EPCs)	+2,8%	+3,0%

Se proyecta que la demanda global de petróleo aumentará a más de 69,2 millones de barriles por día para el año 1995, en comparación con una estimación de 66,9 millones de barriles por día en 1992 (excluyendo las antiguas economías de planificación centralizada—EPCs, un aumento de 56 millones de barriles por día en 1992 a 58,5 millones de barriles por día en 1995). La proyección del escenario de base de PEL estima que la demanda global alcanzará los 75,8 millones de barriles por día para el año 2000 (63,4 millones de barriles por día si se excluyen las antiguas EPCs). Al preparar su más reciente evaluación a largo plazo,³ PEL también consideró un caso "verde", es decir de baja demanda, un escenario en el cual se restringió el crecimiento de demanda de petróleo (principalmente en los países industrializados) mediante y/o como resultado de una acción gubernamental, una acción que podría incluir una política tributaria (impuestos sobre el carbono, impuestos sobre combustibles para motores, subsidios para combustibles alter-

nativos, etc.) y normas más estrictas de eficiencia, así como otras restricciones ambientales. Los efectos sobre la demanda de un caso verde se harían sentir principalmente después del año 2000; sin embargo, la demanda de petróleo en el año 2000 podría bajar en hasta 2,2 millones de barriles por día bajo un escenario verde. El Cuadro B al final del artículo proporciona detalles sobre la proyección de demanda de petróleo de PEL. Las tasas implicadas de crecimiento se presentan en forma resumida en el Cuadro 2.

Por mucho tiempo, PEL ha opinado que no habrá cambios significativos en el precio básico del crudo durante los años noventa en términos reales. Eso no significa que no habrá volatilidad de precios; al contrario, los accidentes u otras condiciones naturales (tales como el clima), así como las agitaciones o trastornos políticos, continuarán afectando los precios, a menudo en forma dramática. En efecto, se puede inferir que la volatilidad de los precios aumentará, especialmente en el corto plazo, a medida que el Iraq se

Cuadro 2
Demanda Global de Petróleo
Crecimiento Promedio por Año

	1988-1992	1992-1995	1995-2000 Base	1995-2000 Verde
Países OCDE	+0,6%	+0,8%	+0,8%	-0,1%
Ex EPCs	-2,1%	-0,6%	+3,0%	+2,7%
Otros no OCDE	+4,0%	+2,9%	+3,3%	+2,9%
Mundo	+0,9%	+1,1%	+1,8%	+1,2%
Mundo (excluyendo EPCs)	+1,6%	+1,5%	+1,6%	+0,9%

reintegra al mercado y hasta que se estabilizan las condiciones en la antigua Unión Soviética. La creencia del PEL se radica primero en el reconocimiento que la base de recursos es ciertamente suficiente, cualquiera que sea el escenario de demanda durante este período. Más importante, la reciente historia ha mostrado que los miembros de la Organización de los Países Exportadores de Petróleo (OPEP) han estado preparándose para permitir que su producción satisfaga la demanda con los precios prevalentes, ya que:

- OPEP es una organización efectiva para defender los precios pero no es un cártel agresivo en términos de precios. Las tensiones internas dentro de la Organización son tales que puedan impedir cualquier cambio sostenido en esta situación fundamental.
- Aquellos miembros que disponen de recursos que durarán por muchas décadas en el futuro están interesados más en controlar el tope de los precios que en establecer su creciente nivel, para poder proteger su participación del mercado. Básicamente, eso les impide permitir que el mercado se quede desabastecido por cualquier período sostenido. (En un mercado corto, el mercado mismo determina el tope de precios, no el productor.)

Aunque la capacidad mundial de producción de excedente se redujo considerablemente a inicios de los años noventa, principalmente como resultado de la Guerra del Golfo Pérsico, ese excedente una vez más se está ampliando. Además, los miembros de la OPEP siguen invirtiendo en capacidad adicional, inversiones que en algunos casos se realizan solamente para asegurar que se siga teniendo un margen de capacidad sobrante, mientras que se realizan otras para maximizar el ingreso por volumen ya que parece poco probable que se maximice por el valor. La magnitud de ese excedente potencial se resume en el Cuadro 3.

A pesar de este creciente excedente, continuamos pensando que la OPEP será capaz de sostener la unión defensiva necesaria en esos períodos de competencia intensiva de precios. Como resultado, los períodos de gran debilidad en los precios serán de poca duración. Además, el nivel de demanda del crudo de la OPEP (es decir, los requerimientos sobre el crudo producido por OPEP) es suficientemente alta para que sea manejable, aún bajo un escenario de demanda de bajo crecimiento, es decir, suficientemente alta para permitir que todos los miembros estén razonablemente satisfechos cuando se les solicita apoyar a los precios. En el pasado (1986 en particular), la OPEP no tenía la

cohesión necesaria cuando el requerimiento sobre su crudo estaba demasiado baja para que se asigne esa demanda adecuadamente entre los miembros. Sin embargo, una demanda muy por encima de los 25 millones de barriles por día está, según nuestro punto de vista, suficientemente alta para permitir un manejo efectivo y defensivo del precio.

4. BALANCE DE DESTILACION EN LOS AÑOS NOVENTA

Nuestra evaluación del balance de destilación hasta el año 1995, con base en nuestra evaluación de la demanda y los planes de expansión que están en proceso de realizarse y/o que se consideran probables en el período 1992-1995, indica que el excedente potencial permanecerá relativamente pequeño -es decir, aproximadamente la misma magnitud que en 1992- implicando que la expansión de capacidad apenas podrá mantenerse al mismo ritmo que el crecimiento de la demanda. Más allá de 1995, otra vez con base en nuestras evaluaciones de la demanda (escenario de base) y de los planes anunciados de expansión que consideramos probables, el excedente potencial bien podría desaparecer para el año 2000, posiblemente entrando en un déficit potencial.

Nuestra evaluación del balance de destilación hasta el año 2000 se presenta en el Cuadro 4. Al examinar este balance, se deben plantear varias advertencias:

- Hasta cierto punto, el año 2000 está más allá del horizonte de planificación. Una capacidad mucho mayor de lo que indica la evaluación de los actuales planes probables podría empezar a funcionar para esa fecha.
- Más importante, se debe poner en relieve las palabras excedente o déficit potencial. Esos términos no necesariamente implican

Cuadro 3
Suministro, Demanda y Capacidad Globales de Crudo
(millones de barriles por día)

	1992	1995	2000 Base	2000 Verde
Demanda global de petróleo	66,9	69,2	75,8	73,6
Suministro no OPEP	39,0	39,5	42,0	42,0
Otro suministro*	3,8	4,0	4,7	4,7
Demanda de crudo OPEP	24,1	25,7	29,1	26,9
Capacidad OPEP	25,8	32,2	35,9	35,9
Capacidad excedente	1,4	6,5	6,8	9,0

* Incluye LGNs, condensados y ganancias de procesamiento de OPEP.

Cuadro 4
Balance Global de Destilación
(millones de barriles por día)

Año	Capacidad Destilación de Crudo	Producción Potencial Refinería (a)	Otro Suministro (b)	Suministro Potencial Total	Excedente/ (Déficit) Demanda Potencial	
1990	56,8	48,4	6,6	54,9	54,0	0,9
1991	57,6	49,0	6,7	55,7	54,4	1,3
1992	58,2	49,4	6,9	56,3	55,9	0,4
1995	60,6	51,5	7,7	59,2	58,5	0,6
2000	63,1	53,6	8,4	62,0	63,5	(1,4)

(a) Basada en una capacidad de año mediano operando con una tasa supuesta de operación de 85%.

(b) Incluye LGNs, alcohol y otros hidrocarburos, crudo utilizado para combustible y ganancias de procesamiento.

un excedente o faltante físico sino reflejan las presiones probables sobre el sistema de refinación y sirven de posible indicador de la fuerza proyectada o la falta de fuerza en los márgenes de refinación.

Los datos proyectados del balance de destilación indican que, en comparación con los mercados de crudo, el balance a corto plazo (es decir, hasta 1995) no está avanzando decididamente hacia un excedente. Así, podemos anticipar que los márgenes brutos de refinería en 1995 probablemente no serán peores que los que estaban en 1992 y muy posiblemente podrían ser considerablemente mejores ya que los márgenes de 1992 (¡o falta de ellos!) fueron negativamente afectados por varios factores, cada uno de los cuales tal vez no seguirá en el futuro o no necesariamente se presentará de nuevo:

- Inventarios de derivados excepcionalmente altos, especialmente para el derivado estacional. Se puede observar un excedente del stock de derivados al igual que una capacidad excesiva de refinación.
- Tres inviernos templados sucesivos en el hemisferio norte contribuyeron a los altos niveles de

stock de gas oil/destilados y que permitió a los refinadores producir un mayor rendimiento de gasolina de lo que se podría anticipar de otra manera.

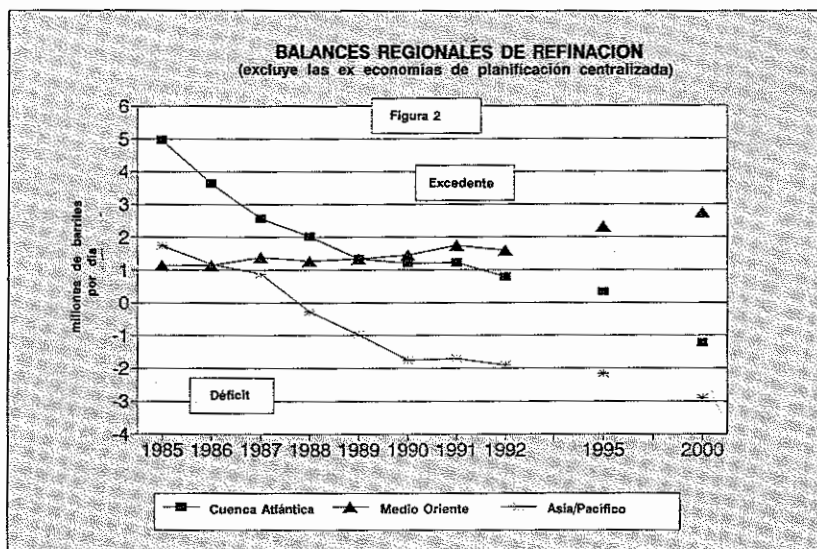
- Altos rendimientos de gasolina (anterior) en combinación con una demanda lenta de gasolina en los países industrializados, con la demanda que parecía postergada por las condiciones económicas generales.
- Aumentos sustanciales de la capacidad productiva de la gasolina para motores en forma de una capacidad de oxigenados como resultado de las modificaciones a la Ley de Aire Limpio en los Estados Unidos. Si bien se proyectaban aumentos en la capacidad, la velocidad con la cual esa capacidad empezó a funcionar no estaba prevista.

Para el más largo plazo hasta el año 2000, esos datos proporcionan poca evidencia de un sector de refinación endémicamente débil. Por el contrario, existe una buena posibilidad de que el sector esté muy fuerte, ya que la industria petrolera se enfrenta a una enorme inversión defensiva en los años noventa, es decir inversiones realizadas esencialmente para permanecer en el negocio

y para responder a limitaciones ambientales. Los refinadores probablemente estarán muy en contra de efectuar inversiones de expansión por adelantado o en anticipo de los márgenes. Más bien es probable que tales inversiones se realizarán solamente como resultado de, o en respuesta a, márgenes más altos.

La sensibilidad de este análisis a supuestos alternativos, tanto para la demanda como para la capacidad de refinación, apoya en forma abrumadora el punto de vista que los márgenes podrían estar muy fuertes para el año 1995 y ciertamente para el año 2000. Se llega a la conclusión que es posible que la legislación de la Ley del Aire Limpio en los Estados Unidos, con su sumamente alto costo, resulte en el amplio cierre de refinerías después de 1995 y al inicio de la era de la gasolina reformulada. Estimaciones de cierres de capacidad como resultado de la incapacidad de manufacturar productos limpios (o alternativamente, una incapacidad o falta de voluntad de realizar las inversiones necesarias para manufacturar tales productos) se elevan a hasta 2 millones de barriles por día de capacidad para fines de los años noventa. Al preparar supuestos de capacidad alternativa, se supuso que estos cierres debido a la Ley del Aire Limpio en los Estados Unidos llegarían a 750.000 barriles por día para 1995 y 1,5 millones de barriles por día para el año 2000.

Además, existe suficiente (y creciente) evidencia para pensar que algunos de los planes firmes para una expansión de capacidad fuera de los Estados Unidos se postergarán, o en algunos casos completamente cancelados, con atrasos y/o cancelaciones generalmente como resultado de problemas de financiamiento, problemas que se agravan aún más con los actuales niveles bajos de márgenes. Así, es razonable considerar la posibilidad de menos



capacidad fuera de los Estados Unidos también, tanto en el período de 1995 como en el del año 2000.

En términos de sensibilidad a supuestos de demanda de petróleo, se consideró un escenario de baja demanda, o verde, ya que una demanda inferior teóricamente resultaría en un excedente potencial mayor (o menor déficit), en vista de la capacidad. El efecto de esos supuestos alternativos para la demanda y la capacidad sobre el excedente y déficit potencial se resume en el Cuadro 5. (Se presentan datos detallados para esos balances en el Cuadro C al final del artículo.)

5. EL BALANCE DE DESTILACION: IMPLICACIONES REGIONALES

Tendencias similares se observan cuando se desagregan los datos del balance global de destilación en tres regiones bastante aproximadas: la Cuenca Atlántica (Europa Occidental, América del Norte -menos PADD V en los EE.UU.-, América Central y del Sur, el Caribe y África); el Medio Oriente; y la región Asia-Pacífico (que incluye PADD V de los EE.UU.). Los datos agregados, sin embargo, ocultan la situación que ha surgido en la región de Asia-Pacífico en recientes años ya que esa región, impulsada por una fuerte demanda, ha avanzado hacia un déficit sustancial (véase la Figura 2). Pese a los considerables aumentos planificados en la capacidad en la región Asia-Pacífico, el déficit potencial probablemente aumentará en el mediano plazo y no es probable que mejore notablemente en el largo plazo. Estos datos regionales se resumen en el Cuadro 6.

Se debe reiterar que el concepto de déficit no indica una

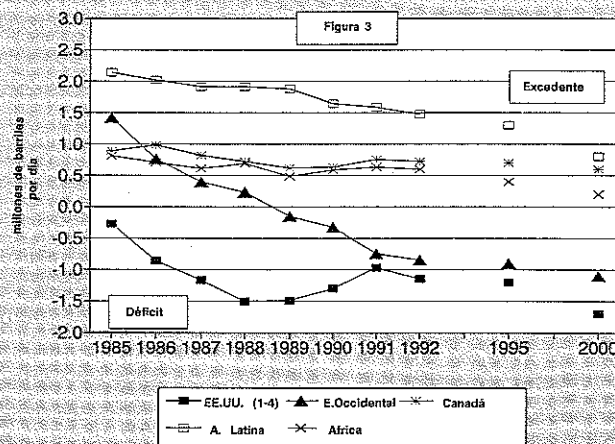
deficiencia; más bien señala que existe un desbalance regional de refinación y que el producto debe trasladarse desde fuera de la región hacia dentro de la región y/o que las refinerías en esa región deben funcionar con niveles de operación que sean significativamente superiores al promedio. En todo caso, ambas condiciones tienden a conducir a márgenes regionales superiores. Esos datos indican que es probable que las presiones sobre la refinación en la región de Asia-Pacífico se intensificarán. Las presiones en la Cuenca Atlántica igualmente pueden intensificarse, pero ciertamente menos que en la región Asia-Pacífico.

Desagregando esos datos aún más, podemos observar el papel clave que la refinación de la Cuenca de América Latina y El Caribe está desempeñando en la Cuenca Atlántica. Tal como se muestra en el Cuadro 7 y en la Figura 3, esa subregión históricamente ha proporcionado el mayor excedente potencial en la Cuenca Atlántica, una tendencia que se prevé continuará aún cuando el excedente potencial en la subregión de América Latina y El Caribe en sí declina en los años noventa.

Cuadro 5
(millones de barriles por día)

	1995	2000
Capacidad		
Base	60,6	63,1
Baja	59,2	59,1
Demanda		
Base	58,5	63,5
Verde	58,1	61,4
Excedente/(déficit)		
Base	+0,6	(1,4)
Bajo/verde	(0,3)	(3,1)

BALANCE DE REFINACION DE LA CUENCA ATLANTICA



6. BALANCE DE DERIVADOS EN LOS AÑOS NOVENTA

Aumentos sustanciales en la modernización de la capacidad de refinería están en proceso y/o están planeados en cada región. Para poder analizar cómo esos cambios en la capacidad se armonizan con los cambios proyectados en la demanda de derivados durante los años noventa y para evaluar las implicaciones para los aspectos económicos de la modernización, PEL utiliza un enfoque similar al enfoque utilizado para examinar el desarrollo de la capacidad de destilación de crudo. El enfoque PEL es de construir balances de derivados y observar el surgimiento/ desarrollo de excedentes o déficit en amplias agrupaciones de productos para formar nuestra visión general de los márgenes de refinería y precios relativos de derivados. Nuestro enfoque "balance de derivados" se concentra en los cambios en la demanda, capacidad, y producción que contribuyen al cambio en el excedente o déficit para las agrupaciones individuales de producto.

Durante el corto a mediano plazo hasta 1995, como se muestra en

Cuadro 6
Balances Regionales de Destilación

Year	Excedente/(Déficit) (millones de barriles por día)			(porcentaje de demanda)		
	Cuenca Atlántica	Medio Oriente	Asia-Pacífico	Cuenca Atlántica	Medio Oriente	Asia-Pacífico
1985	5,0	1,1	1,7	15	38	15
1986	3,6	1,1	1,2	11	37	10
1987	2,6	1,4	0,9	7	46	7
1988	2,0	1,3	(0,3)	6	40	(2)
1989	1,3	1,3	(1,0)	4	41	(7)
1990	1,2	1,4	(1,8)	3	44	(12)
1991	1,2	1,8	(1,7)	3	53	(12)
1992	0,8	1,6	(1,9)	2	45	(13)
1995*	0,4	2,3	(2,2)	1	61	(13)
1995**	0,0	2,1	(2,4)	0	56	(15)
2000*	(1,2)	2,8	(2,9)	(3)	61	(16)
2000**	(1,4)	2,0	(3,7)	(4)	45	(21)

* Supuestos del escenario de base.

** Supuestos de demanda de baja capacidad/verde.

Cuadro 7
Excedente/(Déficit) de Destilación en la Cuenca Atlántica
(millones de barriles por día)

	EE.UU.	Europa Occidental	Canadá	Africa	América Latina	Total
1985	(0,3)	1,4	0,9	0,8	2,1	5,0
1986	(0,9)	0,8	1,0	0,7	2,0	3,6
1987	(1,2)	0,4	0,8	0,6	1,9	2,6
1988	(1,5)	0,2	0,7	0,7	1,9	2,0
1989	(1,5)	(0,1)	0,6	0,5	1,9	1,3
1990	(1,3)	(0,3)	0,6	0,6	1,6	1,2
1991	(1,0)	(0,8)	0,7	0,6	1,6	1,2
1992	(1,1)	(0,9)	0,7	0,6	1,5	0,8
1995*	(1,2)	(0,9)	0,7	0,4	1,3	0,3
1995**	(1,6)	(0,7)	0,7	0,4	1,2	0,0
2000*	(1,7)	(1,1)	0,6	0,2	0,8	(1,2)
2000**	(2,2)	(0,6)	0,6	0,2	0,6	(1,4)

* Supuestos del escenario de base.

** Supuestos de la demanda de baja capacidad/verde.

el Cuadro 8, los datos indican que esperamos que la demanda de petróleo (excluyendo el GLP y el crudo utilizado como combustible) aumente en casi 4 millones de barriles por día. De ese aumento, la demanda de destilados livianos, principalmente gasolinas, se aumentará en aproximadamente 1,4 millones de barriles por día y se proyecta que la demanda de destilados medianos aumentará en más de 1,7 millones de barriles por día, mientras que el resto del aumento total de la demanda es para los destilados livianos, principalmente fuel oil residual. Como resultado de los cambios proyectados en la modernización de la capacidad, podemos anticipar incrementos en la refinación de destilados livianos y medianos, tal como se muestra en el Cuadro 8. Esos mismos cambios orientados a modernizar la capacidad, sin embargo, resultarían en una eliminación neta de aproximadamente 1,3 millones de barriles por día de destilados pesados (es decir, utilizadas para alimentar las unidades de cracking y convertidas en productos más livianos). Si los refinadores incre-

mentaran ciclos de crudo para las unidades existentes para poder equilibrar la demanda total, la producción de cada una de los destilados se incrementaría como se indica en el Cuadro 8.

Sumando los cambios a los suministros y comparando ese total con el cambio proyectado en la demanda, se obtiene el cambio proyectado en el excedente potencial o déficit para cada destilado. Tal como se muestra en el Cuadro 8, anticipamos que, en vista de los planes existentes de expansión de capacidad, los refinadores serán capaces de satisfacer la demanda de los destilados livianos, tal como lo indica el desarrollo de un pequeño excedente potencial. (En el caso de las gasolinas para motores, el excedente potencial se atribuye principalmente a la expansión de la capacidad de oxigenados y la utilización creciente de oxigenados, otra vez principalmente en los Estados Unidos.) En el caso de los destilados medianos, podemos observar que se proyecta que los suministros y demandas aumentados estarán relati-

vamente equilibrados. En contraste con la situación de años anteriores, el excedente endémico en la fracción pesada del barril no debería acumularse notablemente.

Otra vez, esos excedentes o déficit potenciales no son indicadores de excedentes o deficiencias físico inminentes de derivados sino indicadores de las presiones previstas sobre los mercados para esos derivados. Esos balances de derivados nos llevarían a concluir, sin embargo, que en el corto a mediano plazo, los retornos sobre el cracking probablemente permanecerán cerca de los recientes niveles, posiblemente declinando levemente por la falta de proyecciones con respecto a una creciente limitación en el suministro de refinados livianos y una declinación en el excedente crónico del fuel oil residual que caracterizó los mercados de productos durante todos los años ochenta.

En el más largo plazo, esos desequilibrios no son especialmente significativos ya que planes firmes para modernizar la expansión de capacidad más allá de mediados de los noventa son muy limitados. Los datos en el Cuadro 8 para el período 1996-2000 indican que, si las adiciones de capacidad estuvieran limitadas a los planes firmes actualmente anunciados, una considerable presión sobre el sistema de refinación provendría de los derivados livianos, tal como se indica en los déficit potenciales que están surgiendo. Aunque en el período 1996-2000 una capacidad modernizada considerablemente mayor de lo que se indica aquí podría empezar a funcionar, la probable ausencia de una presión considerable sobre el sistema de refinación a mediados de los noventa bien podría postergar una modernización adicional de capacidad de tal forma que las presiones se aumentarían a fines de los años noventa, fortaleciendo así las economías de refinación.

Cuadro 8
Balances Globales de Productos
(millones de barriles por día)

	Cambio en Demanda	Cambios en Producción Debido a Moderniz. de Capacidad (a)	Adicional Procesa. de Crudo	Cambio en Excedente/ (Déficit) Potencial
1991-1995				
Destilados livianos	+1,43	+0,89	+0,79	+0,25
Destilados medianos	+1,74	+0,54	+1,21	+0,01
Fuel oil	+0,29	-1,31	+1,66	+0,07
Otros productos	+0,43	+0,06	+0,04	(0,33)
Total(b)	+3,89	+0,12	+3,77	-
1996-2000				
Destilados livianos	+1,61	+0,10	+0,88	(0,63)
Destilados medianos	+1,92	+0,12	+1,34	(0,46)
Fuel oil	+0,36	-0,23	+1,86	+1,27
Otros productos	+0,29	+0,01	+0,10	(0,18)
Total(b)	+4,18	+0,00	+4,18	-

(a) Incluye oxigenados y ganancias de procesamiento.

(b) Excluye GLP y el crudo utilizado en el proceso (combustión directa).

El cierre posible de una capacidad sustancial de refinación en los Estados Unidos como consecuencia de la legislación de la Ley de Aire Limpio limitaría los balances de los derivados para el año 1995, ampliando así los márgenes. Si bien la mayor parte de la capacidad que se eliminaría sería la parte menos sofisticada, es también probable que alguna capacidad modernizada desaparecerá, provocando una escasez potencial, especialmente en la fracción de los destilados medianos.

Ya que la gasolina para motores representa aproximadamente una tercera parte de la demanda total de petróleo en la región de la Cuenca Atlántica (y la región en sí representa casi dos terceras partes de la demanda mundial de gasolina), los balances de derivados son notables para la región, puesto que no existe evidencia que podría llevar a pensar que se necesita más capacidad de manufactura de gasolina en el corto plazo. Como se explica a continuación, existen ciertamente importantes consideraciones de calidad, pero no necesariamente consideraciones de cantidad.

7. CALIDAD DE LOS REFINADOS: LA CONSIDERACION PRIMORDIAL

El tema subyacente que determinará los mercados de petróleo durante los años noventa es la calidad de los refinados. Las consideraciones de calidad de los derivados probablemente afectarán tanto la inversión de refinación y la rentabilidad como el comercio. En una gran parte del sector de refinación, especialmente los Estados Unidos, esas consideraciones de calidad están determinando la mayoría de las decisiones de inversión, haciendo que muchas de las inversiones se vuelvan estrictamente defensivas, realizadas solamente para permanecer en el negocio. Adicionalmente, los costos asociados al cumplimiento amenazan no sólo la rentabilidad de muchos refinadores, sino su viabilidad.

Un mayor control sobre normas de calidad de los derivados no se limitan a los Estados Unidos. Europa Occidental y mucho del Lejano Oriente están tomando acciones muy rápidamente para eliminar el plomo de las gasolinas para motores y reducir dramáticamente el azufre en el petróleo diesel y el fuel oil residual. Aunque solamente los Estados Unidos se ha comprometido para la gasolina reformulada en el futuro inmediato, se prevé que otros países no están demasiado atrás. Si bien no llevarían la reformulación tan lejos como los Estados Unidos, es probable que se imitarán muchos aspectos del modelo de los Estados Unidos.

Los temas de calidad afectarán al comercio de los derivados en varias maneras. Más obviamente, las regiones, países y/o refinerías que ya tienen una capacidad con mejoramiento de calidad (especialmente capacidad de desulfurización) se encontrarán con una ventaja competitiva comparativa. Segundo, normas diferentes de calidad entre regiones/países reducen la homogeneidad y fungibilidad del producto y reduce la flexibilidad de intercambio comercial. Las diferencias en normas y estándares de calidad generan nichos y oportunidades mercantiles entre productores y distribuidores.

Un aspecto del programa de gasolina reformulada de la Ley del Aire Limpio de los Estados Unidos que se prevé tendrá unas repercusiones comerciales notables es la disposición "anti-dumping". Esta disposición impide que los refinadores de los Estados Unidos satisfagan las normas de gasolina reformulada en una parte de su "pool" (es decir, aumentando la calidad de esa parte del pool) en detrimento de la otra parte del pool (es decir, permitiendo que decline la calidad del producto a esa parte del pool). En términos de reglamentos, la calidad futura de la gasolina de un refinador en las áreas de cumplimiento (es decir, aquellas áreas que

no están requeridas utilizar la gasolina reformulada) no puede deteriorarse con respecto a la calidad de base suministrada en 1990-1991. En términos aún más sencillos, no se puede agregar a la gasolina convencional (no reformulada) el benceno, butano y/o sustancias aromáticas que se han eliminado de la gasolina reformulada. Los refinadores estadounidenses sostienen que la disposición anti-dumping los coloca en una situación de desventaja comparativa con los refinadores de costa afuera, quienes teóricamente no se encuentran tan limitados. La disposición también podría aumentar las exportaciones potenciales de ciertos componentes de los Estados Unidos, especialmente reformados de mayor octanaje/mayor contenido de aromáticos.

8. CONCLUSIONES

Nuestra evaluación de la refinación hasta el año 1995 requiere un mercado más fortalecido para la capacidad existente, especialmente capacidad para manufacturar un derivado de mayor calidad. El balance de destilación permanecerá relativamente limitado en comparación con estándares históricos. Se puede esperar que los márgenes brutos estén similares a los de 1991, es decir levemente superiores a los de 1992, que creemos fueron afectados negativamente por factores que muy probablemente no continuarán o no se repetirán.

En vista de los planes actuales de expansión de capacidad y las expectativas razonables de demanda, existe poca evidencia para sostener un argumento en el sentido de que los márgenes serán considerablemente más fuertes o más débiles en 1995 que en recientes años. Un factor posible, sin embargo, amenaza de restringir el balance significativamente con márgenes de refinación que resultan más fuertes, es decir, el cierre potencial de importantes partes de la capacidad de refinación de los

Estados Unidos como resultado de los costos provenientes del cumplimiento con las disposiciones de la Ley del Aire Limpio. Más allá de 1995, los cierres potenciales en los Estados Unidos se vuelven cada vez más probables.

Del punto de vista regional, el excedente histórico potencial en la Cuenca Atlántica debería desaparecer casi completamente para el año 1995, lo que incrementaría la probabilidad de que aumente la utilización de refinerías y/o los productos importados desde fuera de la región. El déficit potencial en la región Asia-Pacífico debería continuar su tendencia ascendente pese al aumento sustancial en la capacidad. El papel del Medio Oriente como equilibrador del mercado tan-

to para el Oriente como para el Occidente crecerá con su excedente potencial.

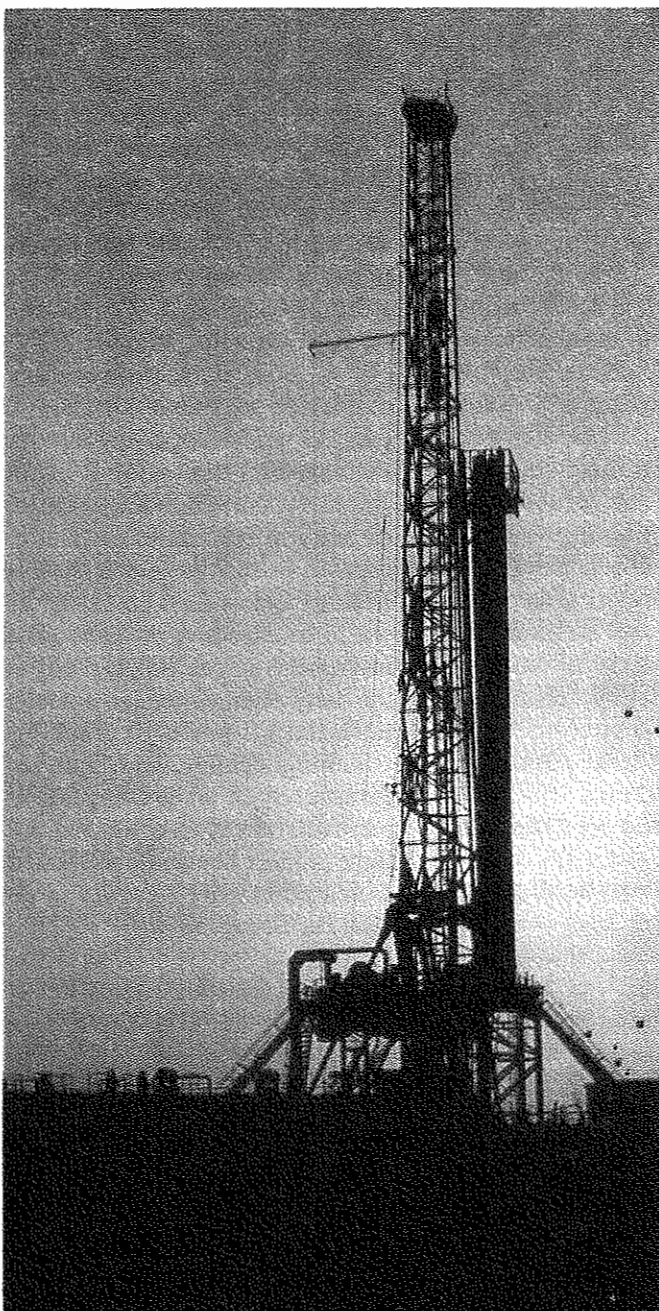
La subregión América Latina y El Caribe permanecerá en un excedente potencial y su papel como suministrador potencial dentro de la Cuenca Atlántica, así como en la región Asia-Pacífico, debería aumentar. Los refinadores latinoamericanos y caribeños, con una capacidad para satisfacer especificaciones de derivados de mayor calidad en los Estados Unidos y Europa Occidental, estarán bien colocados en términos competitivos para captar algo de la renta económica que acompañará implícitamente la restricción del balance de refinación en esas dos subregiones. ●

NOTAS

1. En el presente artículo, a no ser que se haya indicado lo contrario, todos los datos y análisis se refieren a lo que anteriormente se denominaban las economías de mercado, es decir, excluyendo las economías de planificación centralizada (EPC).
2. La equivalencia de cracking catalítico se calcula utilizando los siguientes factores: cracking catalítico = 1,0; hidrocracking = 1,3; coquificación = 2,0; y reducción de viscosidad/cracking térmico = 0,5.
3. Petroleum Economics Limited, "The World Long-Term Oil and Energy Outlook to 2010", diciembre de 1992.

GLOBAL OIL MARKETS, REFINING, AND TRADING IN THE NINETIES

N. Foster Mellen*



1. INTRODUCTION

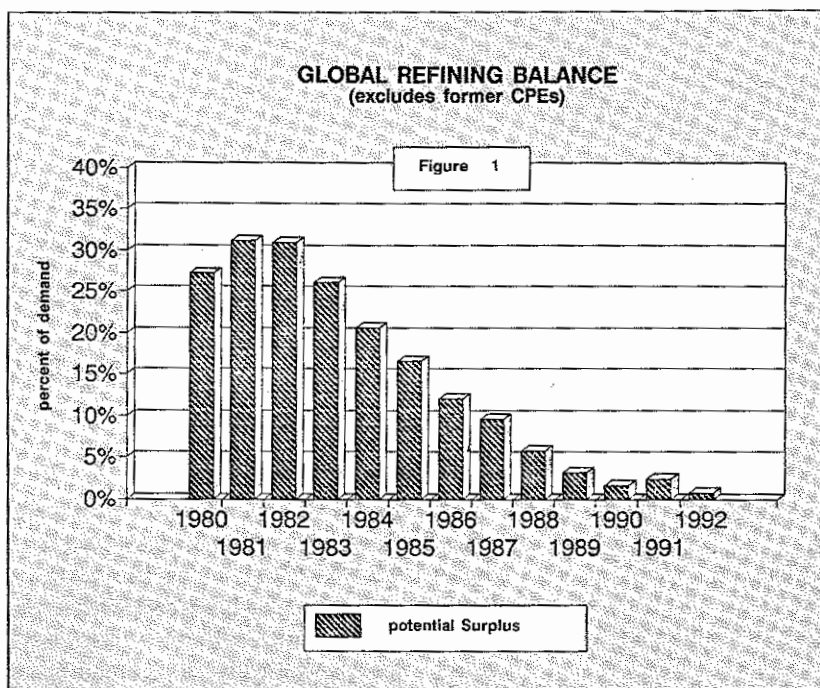
Beyond the geopolitics of oil and the related issues of crude oil price formation, one of the basic focuses of the work of Petroleum Economics Limited (PEL) is an area that we would call real "hardware issues". More specifically, in its broad-based approach to oil market analysis, PEL looks very carefully at the adequacy of the global refining system to meet product demand. The key features of such an assessment are the construction or development of notional or, more accurately, potential crude distillation and product balances. Through such balances, we can say something about:

- the pressures on the refining system as a whole, pressures that generally are manifested in refining margins, as well as on the relative prices of individual product fractions;
- inter-regional trade; and
- inter-regional comparative advantages.

2. THE REFINING BALANCE: THE HISTORICAL PERSPECTIVE

In the late seventies and early eighties, with the so-called second oil crisis, oil prices doubled and in some cases tripled. These price shocks in turn triggered substantial reductions in oil demand, particularly in the industrialized countries, as substitution and conservation programs and policies were implemented. From its peak in 1979 at about 52 million barrels per day, oil consumption in the market economies¹ fell by more than 6

* Petroleum Economics Limited North America (PEL), Houston, Texas, U.S.A.



million barrels per day over the next four years.

This decline in demand, particularly for the heavier fuels, made much of the global refining capacity redundant and uneconomical and, in turn, triggered a massive rationalization of capacity. Over the five-year period 1980-1985, almost 10 million barrels per day of crude distillation capacity were permanently closed or mothballed. As oil demand stabilized and started back up in the mid-eighties, however, so too did this rationalization process moderate, with global distillation capacity showing consistent increases in the late eighties and into the nineties.

In developing PEL's distillation balance, the mean-year distillation capacity is adjusted by an 85% utilization rate (the long-term historical maximum) to estimate potential refinery output. To this potential output is added other supply (that is, natural gas liquids—NGLs, processing gain, oxygenates, alcohol and other hydrocarbons, and crude oil burned as fuel) to derive a measure of total

potential supply. Potential supply is then compared to demand, allowing a measure of potential surplus or deficit to be developed. When this potential surplus/deficit is expressed as a percentage of demand, the magnitude of the problem that confronted refiners in the early eighties is readily apparent. (See Figure 1. The historical data for the distillation balances are presented in Table A at the end of the article.)

The most direct consequence of the surplus in the early to mid-eighties was the generally poor margins on refining. But, as the surplus was eroded by rationalization, margins improved considerably. The relatively small potential surpluses, such as those observed in recent years, mean that seasonal demand pressures or temporary losses of refining capacity can produce spectacular short-term margins. For example, in the first quarter of 1991, demand pressures (both real and anticipated) combined with the loss of Kuwaiti and Iraqi refineries to produce margins as high as US\$8 per barrel in northwestern Europe and as high

as US\$13 per barrel in Singapore.

As implied earlier, the eighties saw a substantial change in the mix of the product demand barrel (for example, the heavy end of the barrel, mainly residual fuel oil, saw its share halved since 1980, accounting in 1991 for only about 15% of oil consumption). The massive rationalization of distillation capacity in the eighties and early nineties has been accompanied by the increasing sophistication of the refining industry. In contrast to the trend in distillation capacity, the refining industry's ability to meet light product demand, measured in terms of cracking capacity (essentially the ability to break or "crack" the heavy distillation fractions into lighter products, principally gasoline and middle distillates), increased steadily over the eighties.

Total cracking capacity, expressed in terms of units of catalytic cracking equivalence,² increased by almost 50% in the period 1980-1992, while cracking capacity in relation to distillation capacity rose from about 20% in 1980 to almost 35% in 1992. As would be expected, the substantial investments in cracking capacity in the early eighties eroded some of the windfall profit to cracking. Cracking economics improved dramatically in the late eighties, as increases in capacity slowed and light product demand accelerated, fueled primarily by growth in the Asia-Pacific region.

3. THE OIL MARKET IN THE NINETIES: THE CONTEXT

Have the changes in refining economics in recent years, along with the prospect of sustained increases in oil demand in the future, triggered a new wave of capacity expansion plans? How will these capacity changes affect

the refining balance? Are the expansions sufficient to keep pace with demand, or might industry's tendency to overreact once again move the balance decidedly into surplus? More important, has there been a shift in how and/or when refiners invest in relation to refining economics? Before addressing these issues, we must first briefly discuss the underlying assumptions for or, if you will, the context of our medium -to-long-term outlook for the oil markets in terms of economic growth, oil demand, and crude oil price formation.

The underlying PEL economic assumption is that world economic activity will recover from the rather low recent growth rates and average close to 3% in the nineties. These gross domestic product (GDP) growth assumptions are specified in Table 1.

Global oil demand is expected to rise to more than 69.2 million barrels per day by 1995, compared to an estimated 66.9 million barrels per day in 1992 (excluding the former CPEs, an increase from 56.0 million barrels per day in 1992 to 58.5 million barrels per day in 1995). The PEL Base Case forecast calls for global demand to reach 75.8 million barrels per day by the year 2000 (63.4 million barrels per day if the former CPEs are excluded). In preparing its most recent long-term assessment,³ PEL also considered a "green" or low-demand case, a case in which oil demand growth was restrained (principally in the industrialized countries) by and/or as a result of governmental action, action that could include tax policy (carbon taxes, motor fuel taxes, alternative fuel subsidies, etc.) and higher efficiency standards, as well as other environmental restrictions. The demand effects of a green case would be primarily felt after the year 2000; however, oil demand in

Table 1
World Economic Activity
Average GDP Growth per Year

	1992-1995	1995-2000
OECD countries	+2.7%	+2.9%
Former CPEs	+3.9%	+6.4%
Other non-OECD	+3.4%	+3.8%
World	+2.9%	+3.2%
World (excluding CPEs)	+2.8%	+3.0%

the year 2000 could be as much as 2.2 million barrels per day lower under a green case. The PEL oil demand forecast is detailed in Table B at the end of the article, while the implied growth rates are summarized in Table 2.

It is a view long held by PEL that there will be no significant changes in the underlying crude oil price over the course of the nineties in real terms. This is not to say that there will be no price volatility; on the contrary, accidents or other natural conditions (such as the weather), as well as political upheavals/disruptions will continue to move prices, often sharply. Indeed, a valid argument can be made that price volatility will increase, particularly in the shorter term as Iraq is reintegrated into the market and until conditions in the former Soviet Union are stabilized. PEL's belief is rooted first in a recognition that the resource base is certainly sufficient under any

reasonable demand scenario in this time-frame. More important, recent history has shown that the members of the Organization of the Petroleum Exporting Countries (OPEC) have been prepared to allow their output to meet demand at prevailing prices as:

- OPEC is an effective price-defensive organization, not a price-aggressive cartel. The internal tensions within the Organization are such as to preclude any sustained change in that underlying condition.
- Those members with oil resources that will last for many decades to come are more interested in controlling the ceiling on prices than in establishing its rising level, in order to protect market share. Essentially, this prevents them from allowing the market to be kept short for any sustained period of time. (In a short market, the market itself determines the price ceiling, not the producer.)

Table 2
Global Oil Demand
Average Growth per Year

	1988-1992	1992-1995	1995-2000 Base	1995-2000 Green
OECD countries	+0.6%	+0.8%	+0.8%	-0.1%
Former CPEs	-2.1%	-0.6%	+3.0%	+2.7%
Other non-OECD	+4.0%	+2.9%	+3.3%	+2.9%
World	+0.9%	+1.1%	+1.8%	+1.2%
World (excluding CPEs)	+1.6%	+1.5%	+1.6%	+0.9%

Although the world's surplus productive capacity tightened substantially in the early nineties, principally as a result of the Persian Gulf War, that surplus is now rapidly widening once again. Moreover, OPEC members continue to invest in additional capacity, investments that in some cases are only being made to ensure that there continues to be a margin of spare capacity, while others are being made to maximize income by volume as it seems unlikely to be done by value. The magnitude of this potential surplus is summarized in Table 3.

Despite this growing surplus, we continue to believe that OPEC will be able to sustain the necessary defensive cohesion in those periods of intensive price competition. As a result, periods of substantial price weakness will be very short-lived. Moreover, the level of demand on OPEC crude (that is, the "call" on OPEC) is sufficiently high so that, even under a low-growth demand scenario, it is manageable, that is, high enough to allow all members to be reasonably satisfied when allocated to support prices. In the past (1986 in particular), OPEC has lacked the necessary cohesion when the call was too low to be suitably allocated between members. However, a call well in excess of 25 million barrels per day is, in our view, high enough to allow effective, defensive management of the price.

4. THE DISTILLATION BALANCE IN THE NINETIES

Our assessment of the distillation balance through the year 1995, based on our assessment of demand and the expansion plans that are under way and/or considered likely in the 1992-1995 time-frame, is that the potential surplus will remain relatively small—that is, roughly the same magnitude as in 1992—implying that capacity expansion will just barely keep pace with demand growth. Beyond 1995, again based on our assessments of demand (base case) and of the announced expansion plans that we consider probable, the potential surplus could well disappear by the year 2000, possibly even moving into potential deficit.

Our assessment of the distillation balance through the year 2000 is presented in Table 4. In viewing the balance, several cautions should be raised:

- To some extent, the year 2000 is beyond the planning horizon. Substantially more capacity could be brought on-line by that date than an assessment of the current probable plans indicates.
- More important, emphasis should be placed on the words potential surplus or deficit. These terms are not necessarily meant to imply a physical surplus or short-

age, but rather reflect the likely pressures on the refining system and serve as a possible indicator of the expected strength or lack thereof in refining margins.

The forecasted distillation balance data indicate that, in contrast to the crude markets, the balance in the short term (that is, through 1995) is not moving decidedly towards surplus. Thus, we can expect that gross refinery margins in 1995 will probably not be worse than they were in 1992, and very possibly could be substantially better, in that the 1992 margins (or lack thereof!) were adversely influenced by several factors, each of which may not continue or necessarily recur:

- Unusually high product inventories, particularly for the seasonal product. An overhang of product stock can be seen the same as excess refining capacity.
- Three successive warm winters in the northern hemisphere, which contributed to the high gas oil/distillate stock levels, and which allowed refiners to produce a higher yield of gasoline than otherwise might have been expected.
- High gasoline yields (above) in conjunction with sluggish demand for gasoline in the industrialized countries, with demand seemingly retarded by general economic conditions.
- Substantial increases to motor gasoline productive capacity in the form of oxygenate capacity as a result of the Clean Air Act Amendments in the U.S. While increases in capacity were expected, the speed with which this capacity was brought on-line was not.

Over the longer term to the year 2000, these data provide little evidence for an endemically weak

Table 3
Global Crude Supply, Demand, and Capacity
(million barrels per day)

	1992	1995	2000 Base	2000 Green
Global oil demand	66.9	69.2	75.8	73.6
Non-OPEC supply	39.0	39.5	42.0	42.0
Other supply*	3.8	4.0	4.7	4.7
Call on OPEC crude	24.1	25.7	29.1	26.9
OPEC capacity	25.8	32.2	35.9	35.9
Surplus capacity	1.4	6.5	6.8	9.0

*Includes OPEC NGLs, condensates, and processing gain.

Table 4 Global Distillation Balance (million barrels per day)						
Year	Crude Distillation Capacity	Potential Refinery Output (a)	Other Supply (b)	Total Potential Supply	Demand	Potential Surplus/ (Deficit)
1990	56.8	48.4	6.6	4.9	54.0	0.9
1991	57.6	49.0	6.7	55.7	54.4	1.3
1992	58.2	49.4	6.9	56.3	55.9	0.4
1995	60.6	51.5	7.7	59.2	58.5	0.6
2000	63.1	53.6	8.4	62.0	63.5	(1.4)

(a) Based on mean-year capacity operated at an assumed 85% utilization rate.
(b) Includes NGLs, alcohol and other hydrocarbons, crude oil used as fuel, and processing gain.

Table 5 (million barrels per day)			
	1995	2000	
Capacity			
Base	60.6	63.1	
Low	59.2	59.1	
Demand			
Base	58.5	63.5	
Green	58.1	61.4	
Surplus/(deficit)			
Base	+0.6	(1.4)	
Low/green	(0.3)	(3.1)	

refining sector. On the contrary, there is a good possibility that the sector could be very strong. This is particularly true given that the oil industry faces tremendous defensive investment in the nineties, that is, investments made essentially to stay in business and primarily in response to environmental constraints. Refiners will probably be very averse to making expansionary investments in advance or in anticipation of margins. Rather, it is likely such investments will only be made as a result of or in response to higher margins.

The sensitivity of this analysis to alternative assumptions, both for demand and refining capacity, is overwhelmingly in support of a view that refining margins could well be very strong by 1995, and certainly by 2000. That conclusion is reached as a result of considering the possibility that the Clean Air Act legislation in the U.S., with its extremely high price tag, will result in extensive refinery closures after 1995 and the start of the reformulated-gasoline era. Estimates of capacity closures as a result of an inability to make the clean products (or alternatively, an inability or unwillingness to

make the necessary investments to make such products) range as high as 2 million barrels per day of capacity by the late nineties. In developing alternative capacity assumptions, it was assumed that these Clean Air Act closures in the U.S. would be 750,000 barrels per day by 1995 and 1.5 million barrels per day by the year 2000.

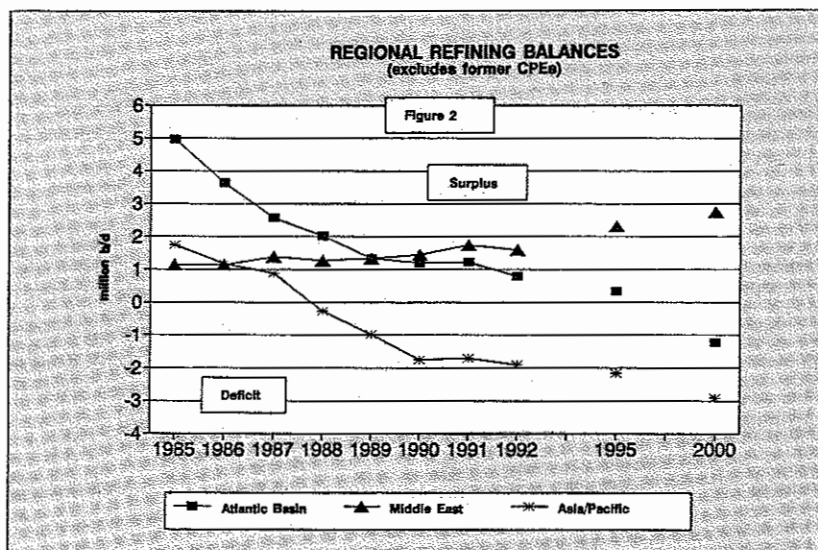
In addition, there is sufficient (and increasing) evidence to believe that some of the firm plans for capacity expansion outside the U.S. will be delayed, or in some cases canceled altogether, with delays and/or cancellations generally a result of financing problems, problems that are only worsened by the current low levels of margins. Thus, it is reasonable to consider the possibility of less capacity outside the U.S. as well, both in the 1995 and 2000 time-frame.

In terms of sensitivity to oil demand assumptions, a low-demand or green scenario was considered, since lower demand would theoretically result in a larger potential surplus (or smaller deficit), given capacity. The effect of these alternative assumptions for demand and capacity on the potential surplus or deficit are

summarized in Table 5. (Detailed data for these balances are presented in Table C at the end of the article.)

5. THE DISTILLATION BALANCE: REGIONAL IMPLICATIONS

Similar trends are apparent when disaggregating the global distillation balance data into three very gross regions: the Atlantic Basin (which is comprised of Western Europe, North America—except for PADD V in the U.S.—, Central and South America, the Caribbean, and Africa); the Middle East; and the Asia-Pacific region (which includes PADD V of the U.S.). The aggregated data, however, conceal the situation that has occurred in the Asia-Pacific region in recent years as that region, driven by strong demand, has moved into substantial deficit (Figure 2). Despite substantial planned increases in capacity in the Asia-Pacific, the potential deficit is likely to increase in the medium term and unlikely to improve appreciably in the longer term. These regional data are summarized in Table 6.



It needs to be repeated that deficit does not indicate a shortage, but rather indicates that there is a regional refining imbalance and that product must move into the region from outside the region and/or the refineries in that region must operate at significantly higher than average utilization rates—both conditions tending to lead to higher regional margins. These data do indicate that it is likely that the pressures on refining in the Asia-Pacific region will intensify. Pressures in the Atlantic Basin similarly may intensify, but certainly less so than in the Asia-Pacific region.

Disaggregating these data even further, we can see the key role that Latin American-Caribbean Basin refining plays in the Atlantic Basin. As shown in Table 7 and in Figure 3, that subregion has historically provided the largest potential surplus in the Atlantic Basin, a trend that is expected to continue even as the potential surplus in the Latin American and Caribbean subregion itself declines in the nineties.

6. THE PRODUCT BALANCE IN THE NINETIES

Looking forward in terms of refinery upgrading capacity, substantial increases are currently under way and/or planned in every region. In order to analyze how these changes in capacity match up with the expected changes in product demand over the nineties, and to assess the implications for upgrading economics, PEL uses an approach similar to that used in looking at the development of crude distillation capacity. The PEL approach is to construct product balances and to look at the emergence/ development of surpluses or deficits in broad product groupings to shape our general view of refining margins and relative product prices. Our "products balance" approach focuses on the changes in demand, capacity, and output that contribute to the change in potential surplus or deficit for the individual product groups.

Over the short to medium term to 1995, as shown in Table 8, the data show that we expect oil demand (exclusive of LPG and crude used as fuel) to increase by almost 4 million barrels per day. Of this

increase, demand for light ends, principally gasoline, will increase by about 1.4 million barrels per day and demand for middle distillates is expected to increase by more than 1.7 million barrels per day, with the remainder of the total demand increase for the heavy ends, principally residual fuel oil. From the expected changes to upgrading capacity, we can expect increases in refinery output of light ends and middle distillates as shown; these same changes to upgrading capacity, however, will result in a net destruction of about 1.3 million barrels per day of heavy ends (that is, used as feed in cracking units and converted to lighter products). If refiners were to increase crude runs to existing units in order to balance total demand, output of each of the fractions would be increased as shown in Table 8.

Adding the changes to supplies and comparing that total to the expected change in demand yields the expected change in potential surplus or deficit for each fraction. As shown in Table 8, we expect that, given existing capacity expansion plans, refiners will potentially be able to meet the

expected light-end demand, as indicated by the development of a small potential surplus. (In the case of motor gasoline, the potential surplus is principally attributable to the expansion of oxygenate capacity and the increasing use of oxygenates, again primarily in the U.S.) In the case of middle distillates, we see that increased supplies and demand are expected to be relatively balanced. In contrast to the situation in earlier years, the endemic surplus at the heavy end of the barrel should not build appreciably.

Again, these expected potential surpluses or deficits are not indicators of impending physical surpluses or shortages of product, but rather are indicators of the expected pressures on the markets for those products. These product balances would lead us to conclude, however, that in the short to medium term, the returns to cracking will likely remain near recent levels, possibly declining slightly as a result of the absence of expectations of increasing tightness in light product supply and the lessening of the chronic residual fuel oil surplus that characterized product markets throughout the eighties.

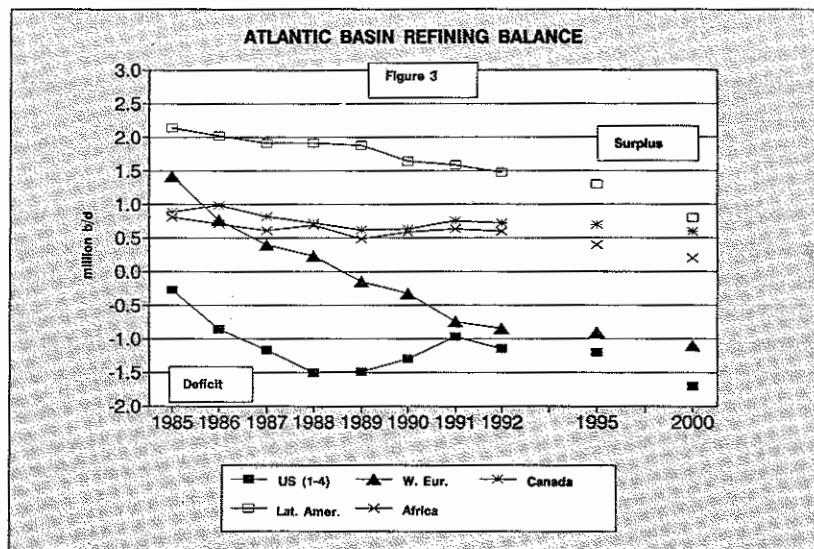


Table 6
Regional Distillation Balances

Year	Surplus/(Deficit) (million barrels per day)			(percent of demand)		
	Atlantic Basin	Middle East	Asia-Pacific	Atlantic Basin	Middle East	Asia-Pacific
1985	5.0	1.1	1.7	15	38	15
1986	3.6	1.1	1.2	11	37	10
1987	2.6	1.4	0.9	7	46	7
1988	2.0	1.3	(0.3)	6	40	(2)
1989	1.3	1.3	(1.0)	4	41	(7)
1990	1.2	1.4	(1.8)	3	44	(12)
1991	1.2	1.8	(1.7)	3	53	(12)
1992	0.8	1.6	(1.9)	2	45	(13)
1995*	0.4	2.3	(2.2)	1	61	(13)
1995**	0.0	2.1	(2.4)	0	56	(15)
2000*	(1.2)	2.8	(2.9)	(3)	61	(16)
2000**	(1.4)	2.0	(3.7)	(4)	45	(21)

* Base-case assumptions.
** Low-capacity/green demand assumptions.

Table 7
Distillation Surplus/(Deficit) in the Atlantic Basin
(million barrels per day)

	U.S.A	Western Europe	Canada	Africa	Latin America	Total
1985	(0.3)	1.4	0.9	0.8	2.1	5.0
1986	(0.9)	0.8	1.0	0.7	2.0	3.6
1987	(1.2)	0.4	0.8	0.6	1.9	2.6
1988	(1.5)	0.2	0.7	0.7	1.9	2.0
1989	(1.5)	(0.1)	0.6	0.5	1.9	1.3
1990	(1.3)	(0.3)	0.6	0.6	1.6	1.2
1991	(1.0)	(0.8)	0.7	0.6	1.6	1.2
1992	(1.1)	(0.9)	0.7	0.6	1.5	0.8
1995*	(1.2)	(0.9)	0.7	0.4	1.3	0.3
1995**	(1.6)	(0.7)	0.7	0.4	1.2	0.0
2000*	(1.7)	(1.1)	0.6	0.2	0.8	(1.2)
2000**	(2.2)	(0.6)	0.6	0.2	0.6	(1.4)

* Base-case assumptions.
** Low-capacity/green demand assumptions.

Over the longer term, these balances are not particularly meaningful in that firm plans for upgrading capacity expansion beyond the mid-nineties are very limited. The data in Table 8 for the 1996-2000 period show that, if capacity additions were limited to the currently announced firm plans, substantial pressure on the refining system would come from the light products, as indicated by the emerging potential deficits. While substantially more upgrading capacity could easily come on-line in the 1996-2000 time-frame than is indicated here, the likely absence of substantial pressure on the refining system in the mid-nineties may well delay additional upgrading capacity so that such pressures do develop in the late nineties, thereby strengthening refiner economics.

The possible closure of substantial refining capacity in the U.S. as a consequence of the Clean Air Act legislation would tighten the product balances by 1995, thereby freeing margins. While the largest portion of the capacity that

might be shut down would be the least sophisticated, some upgrading capacity is also likely to disappear, causing some potential tightness, particularly in the middle distillate fraction.

With motor gasoline accounting for about one third of total oil demand in the Atlantic Basin region (and the region itself accounting for almost two thirds of the world's gasoline demand), the product balances are noteworthy for the region, in that there is no evidence that would lead to believe that more gasoline manufacturing capacity is needed in the short term. As discussed below, there are certainly some important quality considerations, but not necessarily quantity ones.

7. PRODUCT QUALITY: THE OVERRIDING CONSIDERATION

If the oil markets of the nineties are to be shaped by one underlying issue, that issue is product quality. Product quality

considerations are likely to influence both refining investment and profitability, as well as trade. In a large portion of the refining sector, the U.S. in particular, these quality considerations are determining most of the investment decisions, rendering much of the investment strictly as "defensive", made only to stay in business. Additionally, the associated costs of compliance threaten not only the profitability of many refiners, but also their viability.

The tightening of product quality standards is not confined to the U.S. Western Europe and much of the Far East are moving rapidly to phase out lead in motor gasoline and to dramatically reduce the sulfur in diesel and residual fuel oils. Although only the U.S. is committed to reformulated gasoline in the immediate future, other countries are not expected to be too far behind. And while they may not take reformulation as far as the U.S. will, it is likely that much of the U.S. model will be copied.

The quality issues will affect product trade in several ways. Most obviously, regions, countries, and/or refiners with existing quality-upgrading capacity (desulfurization capacity in particular) will be at a comparative competitive advantage. Second, differing quality standards between regions/countries lessens the homogeneity and fungibility of the product and reduces trading flexibility. The changing standards also create some opportunities for "niche markets" and create increased incentives for supplier-outlet ties.

One aspect of the U.S. Clean Air Act reformulated gasoline program that is expected to have substantial trade repercussions is the so-called anti-dumping provision. That provision prevents U.S. refiners from meeting reformulated gasoline standards in one part of

Table 8
Global Product Balances
(million barrels per day)

	Change in Demand	Changes in Output from Additional Upgrading Capacity (a)	Crude Thruput	Change in Potential Surplus/ (Deficit)
1991-1995				
Light Ends	+1.43	+0.89	+0.79	+0.25
Middle Distillates	+1.74	+0.54	+1.21	+0.01
Fuel Oil	+0.29	-1.31	+1.66	+0.07
Other Products	+0.43	+0.06	+0.04	(0.33)
Total(b)	+3.89	+0.12	+3.77	
1996-2000				
Light Ends	+1.61	+0.10	+0.88	(0.63)
Middle Distillates	+1.92	+0.12	+1.34	(0.46)
Fuel Oil	+0.36	-0.23	+1.86	+1.27
Other Products	+0.29	+0.01	+0.10	(0.18)
Total(b)	+4.18	+0.00	+4.18	

(a) Includes oxygenates and processing gain.

(b) Excludes LPG and crude oil used for direct burning.

their pool (that is, increasing the quality to that part of the pool) at the expense of another part of the pool (that is, allowing the quality of the product to that part of the pool to decline). In terms of the regulations, a refiner's future gasoline quality in attainment areas (that is, areas not required to use reformulated gasoline) cannot deteriorate from the baseline quality supplied in 1990-1991. In even simpler terms, the benzene, butane, and/or aromatics removed from reformulated gasoline cannot be added to conventional (non-reformulated) gasoline. U.S. refiners contend that the anti-dumping provision puts them at a comparative disadvantage with offshore refiners, who in theory are not so constrained. The provision could also increase potential exports of certain components from the U.S., in particular higher-octane/higher-aromatic reformate.

8. CONCLUSIONS

Our assessment for refining through the year 1995 calls for a strengthening market for existing capacity, particularly capacity to make higher quality product. The distillation balance will remain

relatively tight by historical standards, and gross margins can be expected to be roughly in line with those in 1991, that is slightly higher than those in 1992, which we believe were adversely influenced by factors not likely to continue or recur.

Given current capacity expansion plans and reasonable demand expectations, there is little evidence to support a contention that margins will either be substantially stronger or weaker in 1995 than in recent years. One possible factor, however, does threaten to tighten the balance substantially with resultingly stronger refinery margins—that is, the potential closure of substantial portions of U.S. refining capacity as a result of costs stemming from compliance with the Clean Air Act provisions. Beyond 1995, potential closures in the U.S. become increasingly likely.

On a regional basis, the historical potential surplus in the Atlantic Basin should all but disappear by 1995, enhancing the likelihood that refinery utilization and/or product imported from outside the region will increase. The potential deficit in the Asia-Pacific region should continue to

grow despite substantial increase in capacity. The Middle East's role as the swing supplier both east and west should grow with its potential surplus.

The Latin American and Caribbean subregion will remain in potential surplus, and its role as a potential supplier within the Atlantic Basin, as well as into the Asia-Pacific region, should increase. Latin American and Caribbean refiners with the capability to meet higher-quality product specifications in the U.S. and Western Europe will be competitively well placed to capture some of the economic rent that implicitly will accompany the tightening of the refining balance in those two subregions. 

NOTES

1. Throughout this paper, unless otherwise noted, all data and analysis refer to what were formerly known as the market economies, that is, the world excluding the centrally planned economies (CPEs).
2. Catalytic cracker equivalence is calculated using the following factors: catalytic cracking = 1.0; hydrocracking = 1.3; coking = 2.0; and visbreaking/thermal cracking = 0.5.
3. "The World Long-Term Oil and Energy Outlook to 2010," Petroleum Economics Limited, December 1992.

Year	Crude Distillation Capacity	Potential Refinery Output (a)	Other Supply (b)	Total Potential Supply	Demand	Potential Surplus/ (Deficit)
1980	66.4	56.4	6.2	62.6	49.2	13.4
1981	65.8	56.2	6.3	62.5	47.4	15.1
1982	63.0	54.7	6.4	61.1	45.8	15.3
1983	60.0	52.3	6.4	58.7	45.5	13.2
1984	58.2	50.2	6.6	56.8	46.5	10.3
1985	57.1	48.5	6.5	55.0	47.2	7.8
1986	56.6	48.1	6.5	54.6	48.7	5.9
1987	56.7	48.2	6.5	54.7	49.9	4.8
1988	56.8	48.3	6.4	54.7	51.7	3.0
1989	56.8	48.3	6.6	54.9	53.2	1.7
1990	56.8	48.4	6.6	54.9	54.0	0.9
1991	57.6	49.0	6.7	55.7	54.4	1.3
1992	58.2	49.4	6.9	56.3	55.9	0.4

* Excludes the former centrally planned economies.
 (a) Based on mean-year capacity operated at an assumed 85% utilization rate.
 (b) Includes NGLs, alcohol and other hydrocarbons, crude oil used as fuel, and processing gain.

Table B
Global Oil Demand
(million barrels per day)

	1990	1991	1992	1993	--- Base ---		--- Green ---	
					1995	2000	1995	2000
OECD								
U.S.A	17.0	16.7	17.0	17.3	17.5	18.2	17.2	17.6
West Europe	13.1	13.4	13.6	13.7	13.8	14.2	13.6	13.5
Japan	5.2	5.3	5.4	5.5	5.7	5.9	5.7	5.7
Other	2.5	2.3	2.4	2.4	2.4	2.6	2.4	2.4
Subtotal	37.8	37.8	38.4	38.9	39.3	40.8	38.9	39.1
Former CPEs								
Ex U.S.S.R.	8.4	8.2	7.2	6.3	6.5	7.5	6.5	7.4
East Europe	1.3	1.2	1.1	1.1	1.2	1.4	1.2	1.4
China	2.4	2.5	2.6	2.7	3.0	3.5	3.0	3.5
Subtotal	12.0	11.9	10.9	10.1	10.7	12.4	10.7	12.3
Other Non-OECD								
Latin America	5.3	5.4	5.5	5.7	5.9	6.8	5.9	6.7
Africa	2.1	2.1	2.2	2.2	2.4	2.8	2.4	2.8
Middle East	3.3	3.3	3.6	3.7	3.8	4.5	3.8	4.4
Asia-Pacific	5.6	5.8	6.3	6.7	7.1	8.5	7.1	8.3
Subtotal	16.3	16.6	17.6	18.3	19.2	22.6	19.2	22.2
WORLD	66.1	66.3	66.9	67.3	69.2	75.8	68.8	73.6
(excluding CPEs)	54.1	54.4	56.0	57.2	58.5	63.4	58.1	61.3

TABLE C
THE GLOBAL DISTILLATION BALANCE
(million barrels per day)

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	Base		Alternative*	
									1995	2000	1995	2000
Capacity												
Atlantic Basin	39.5	39.2	39.0	39.2	39.1	38.7	38.9	39.0	39.5	39.9	38.8	38.5
Middle East	3.8	3.9	4.2	4.3	4.5	4.8	5.0	5.1	6.0	7.0	5.8	6.0
Asia/Pacific	13.8	13.5	13.5	13.3	13.2	13.3	13.7	14.1	15.1	16.2	14.7	14.6
Total	57.1	56.6	56.7	56.8	56.8	56.8	57.6	58.2	60.6	63.1	59.2	59.1
Potential Output (at 85% utilization)												
Atlantic Basin	33.6	33.3	33.2	33.3	33.2	32.9	33.0	33.2	33.5	33.9	32.9	32.7
Middle East	3.2	3.3	3.6	3.7	3.8	4.0	4.3	4.3	5.1	6.0	4.9	5.1
Asia/Pacific	11.7	11.5	11.5	11.3	11.2	11.3	11.7	11.9	12.8	13.8	12.5	12.4
Total	48.5	48.1	48.2	48.3	48.3	48.3	49.0	49.4	51.5	53.6	50.3	50.2
Other Supply**												
Atlantic Basin	4.4	4.5	4.5	4.6	4.7	4.7	4.7	4.8	5.2	5.6	5.1	5.4
Middle East	0.9	0.8	0.8	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8	1.0	1.3	1.0	1.3
Asia/Pacific	1.2	1.2	1.2	1.1	1.2	1.2	1.2	1.3	1.5	1.5	1.4	1.4
Total	6.5	6.5	6.5	6.4	6.6	6.6	6.7	6.9	7.7	8.4	7.5	8.1
Total Supply												
Atlantic Basin	38.0	37.8	37.7	37.9	37.9	37.6	37.7	38.0	38.7	39.5	38.0	38.1
Middle East	4.1	4.1	4.4	4.4	4.5	4.7	5.1	5.1	6.1	7.3	5.9	6.4
Asia/Pacific	12.9	12.7	12.7	12.4	12.4	12.5	12.9	13.2	14.3	15.3	13.9	13.8
Total	55.0	54.6	54.7	54.7	54.9	54.9	55.7	56.3	59.2	62.0	57.8	58.3
Demand												
Atlantic Basin	33.0	34.2	35.1	35.9	36.6	36.4	36.5	37.2	38.4	40.8	38.0	39.5
Middle East	3.0	3.0	3.0	3.1	3.2	3.3	3.3	3.6	3.8	4.5	3.8	4.4
Asia/Pacific	11.2	11.5	11.8	12.7	13.4	14.3	14.6	15.2	16.5	18.2	16.3	17.5
Total	47.2	48.7	49.9	51.7	53.2	54.0	54.4	55.9	58.5	63.5	58.1	61.4
Surplus/ (Deficit)												
Atlantic Basin	5.0	3.6	2.6	2.0	1.3	1.2	1.2	0.8	0.3	(1.2)	0.0	(1.4)
Middle East	1.1	1.1	1.4	1.3	1.3	1.4	1.8	1.6	2.3	2.8	2.1	2.0
Asia/Pacific	1.7	1.2	0.9	(0.3)	(1.0)	(1.8)	(1.7)	(1.9)	(2.2)	(2.9)	(2.4)	(3.7)
Total	7.8	5.9	4.8	3.0	1.7	0.9	1.3	0.4	0.5	(1.4)	(0.3)	(3.1)

* The alternative scenario implies "low" refining capacity and other supply, along with low or "green" demand assumptions.

** Includes NGLs from gas processing plants, oxygenates and other hydrocarbons, crude oil used as fuel, and processing gain.