

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)



Las Implicaciones de los Nuevos Reglamentos Ambientales en los Países Consumidores para la Industria Petrolera de Venezuela*

Juan Carlos Sánchez Martínez**

1. INTRODUCCION

Existen pocos temas que susciten tanta preocupación para la industria del petróleo como la protección del medio ambiente. Casos de contaminación del aire urbano, grandes derrames de petróleo, lluvia ácida y más recientemente el temor de un posible aumento en el efecto invernadero son todos ejemplos vinculados al consumo del petróleo y otros combustibles fósiles, que hasta cierto punto han contribuido en los últimos años a conscientizar a la opinión pública en favor del medio ambiente. Como respuesta, se están promulgando nuevos y más estrictos reglamentos ambientales en los principales países consumidores de petróleo, lo cual ha llevado a una reformulación de las estrategias del comercio petrolero y de las operaciones en los países exportadores de petróleo. Las prioridades incluyen el control de la contaminación del aire y del agua, el manejo de los desechos, la conservación de los recursos naturales y el control de los derrames de petróleo, entre otros.

El presente artículo hace un resumen de los reglamentos más significativos en los Estados Unidos y Europa y sus objetivos, así como sus implicaciones para Petróleos de

Venezuela S.A. (PDVSA) en cuanto a la reducción en la demanda de petróleo, a inversiones para cumplir con las nuevas especificaciones para los derivados y programas de prevención de contaminación.

Los reglamentos ambientales de Venezuela también fueron revisados recientemente. Se estima que las inversiones que se necesitan para cumplir con las nuevas normas nacionales en las instalaciones existentes alcanzan los US\$500 millones para el período 1992-1996. Las inversiones en la protección ambiental local para las nuevas instalaciones en Venezuela para producir derivados más limpios, durante el mismo período, están incluidas en el monto arriba mencionado y se presentan en este artículo.

2. REGLAMENTOS DE LOS ESTADOS UNIDOS

Desarrollar leyes para el medio ambiente en los Estados Unidos implica un proceso sumamente laborioso y complejo. Grupos de interés público interactúan con asociaciones industriales para trabajar con líderes del Congreso Nacional con el objeto de elaborar una legislación. Antes que se desarrolle una ley, el Congreso debe percibir que existe una necesidad para esa

El presente artículo hace un resumen de los reglamentos más significativos en los Estados Unidos y Europa y sus objetivos, así como sus implicaciones para Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) en cuanto a la reducción en la demanda de petróleo, a inversiones para cumplir con las nuevas especificaciones para los derivados y programas de prevención de contaminación

* Ponencia presentada en el Seminario sobre el Medio Ambiente de la OPEP en Viena, Austria, del 13 al 15 de abril de 1992.

** Asesor para Asuntos del Medio Ambiente, Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), Venezuela.

legislación por parte de los votantes o grupos de interés especial. Una vez que se haya identificado esa necesidad, el Congreso realiza audiencias sobre el asunto, usualmente mediante una comisión parlamentaria apropiada, para recopilar datos y determinar el impacto de los diferentes enfoques legislativos. Durante esas sesiones, todos los grupos interesados presentan datos científicos y proporcionan testimonios.

Una vez que el Congreso se ponga de acuerdo con el nuevo estatuto ambiental y que el Presidente lo firme, se convierte en un mandato para el organismo regulador apropiado para que desarrolle reglamentos que logren alcanzar las metas y objetivos de la ley. Por ejemplo, decenas de reglamentos han sido desarrollados por la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (Environmental Protection Agency - EPA) para leyes tales como la Ley del Aire Limpio (Clean Air Act) y la Ley del Agua Limpia (Clean Water Act). El proceso para desarrollar reglamentos puede implicar varios y diferentes procedimientos que generalmente incluyen la recopilación de datos científicos, el desarrollo de métodos de ejecución, la realización de audiencias públicas sobre los reglamentos propuestos y la elaboración de los reglamentos finales.

Los programas de regulación ambiental usualmente adoptan dos perspectivas diferentes para controlar la contaminación: normas ambientales y el control en la fuente. Las normas ambientales examinan la presencia de contaminantes en el medio ambiente proveniente de todas las fuentes (sectores industrial, municipal, residencial y privado) para mantener la calidad ambiental de una cierta región o área. Los controles en la fuente estudian el efecto de introducir contaminantes en el medio ambiente a partir de una fuente

particular. En lugar de interesarse por la cantidad total de contaminantes de todas las fuentes (como en el caso de las normas ambientales), el control en la fuente se interesa por las cantidades de contaminantes emitidos por fuentes individuales. Una fuente puede ser toda una planta industrial o un tubo o válvula de descarga individual específico.

Actualmente, las normas ambientales usualmente sirven de guía para medir y controlar el impacto combinado de las emisiones de fuentes múltiples. Además, los niveles ambientales de contaminantes, a menudo, sirven de base para establecer límites de emisiones para fuentes individuales.

Se exigen y se hacen respetar las normas de desempeño para los controles en la fuente por medio de permisos. Los permisos se emiten generalmente para cada fuente. Se puede requerir solicitudes de permisos separadas para construir una fuente o modificar una fuente existente y operar una fuente. Los permisos de operación especifican las condiciones, límites y requerimientos de monitoreo para las operaciones en una instalación existente. Ejemplos de esos permisos y requerimientos son:

- Nuevos permisos de fuentes emitidos bajo la Ley del Aire Limpio.
- Permisos de descarga de aguas servidas emitidos bajo la Ley del Agua Limpia.
- Permisos para instalaciones que emiten desechos tóxicos peligrosos.
- Limitaciones específicas de emisiones.
- Requerimientos para mantener registros.
- Requerimientos para la manipulación de materiales.

2.1 Ley del Aire Limpio

El Congreso de los Estados Unidos promulgó la Ley del Aire Limpio (Clean Air Act - CAA) y sus

modificaciones como una respuesta al deterioro de la calidad del aire en muchas áreas industrializadas y urbanas. Su meta global es proteger la calidad del aire para promover la salud y el bienestar público. La Ley establece las normas ambientales para contaminantes específicos del aire, tales como el monóxido de carbono, los óxidos de nitrógeno, el dióxido de azufre, el plomo, las partículas en suspensión y el ozono; también regula las emisiones de los contaminantes a la atmósfera provenientes de varias fuentes. Normas de fuentes pueden incluir no sólo límites para la concentración y límites para el ritmo de emisión sino los requerimientos para monitorear, reportar y comprobar esos límites.

El 15 de noviembre de 1990, hubo una revisión importante en la CAA. Las modificaciones se debían al hecho de que, dos décadas después de la promulgación de la Ley en 1970, aproximadamente 100 áreas urbanas todavía violaban la norma para el ozono y 52 violaban la norma para el dióxido de carbono (CO). Entre otros temas, la CAA modificada introdujo nuevos requerimientos para los combustibles para motores y las emisiones de contaminantes tóxicos al aire, que representaron un impacto significativo para las actividades de la industria de refinación.

Las modificaciones a la CAA definen dos categorías de gasolina regulada: la oxigenada y la reformulada. Para las áreas que no lograron alcanzar los niveles aceptables de CO (CO nonattainment areas), se estipula el uso de la gasolina oxigenada, que se define como la gasolina con un contenido de oxígeno de 2,7% con respecto a su propio peso (wt%), durante los meses del invierno cuando las emisiones de CO son altas. Empezando a más tardar el 1ro de noviembre de 1992, se deben suministrar esas gasolinas a 41 ciudades que están violando severa o

Cuadro 1
Requerimientos para la Gasolina Reformulada

1. Emisiones de NOx de un vehículo modelo año 1990 no mayores a aquellas producidas cuando se utiliza una gasolina de base representando el promedio de la gasolina estadounidense comercializado en 1990 (Cuadro 2).
2. Oxígeno, wt%2,0
3. Benceno, vol.%.....1,0
4. RVP verano (áreas más calurosas como Arizona, California), psi7,2
RVP verano (áreas moderadas como Illinois), psi8,1
5. Metales pesados.....nulo

Cuadro 2
Promedio Gasolina EE.UU.
1990

Propiedades de base	Verano	Invier.
Azúfre, ppm	339	338
Benceno, vol.%	1,53	1,64
RVP, psi	8,7	11,5
Sustancias aromáticas, vol.%	32	26,4
T 90%, of	330	331
Olefinas, vol.%	9,2	11,9
Oxígeno, wt%	0,0	0,0

moderadamente las normas federales de calidad de aire en cuanto a CO.

La gasolina reformulada debe ajustarse a las nuevas especificaciones que buscan reducir las emisiones de compuestos orgánicos tóxicos y volátiles que producen ozono, en las nueve áreas de los Estados Unidos, calificadas de severas, que no cumplen con las normas de emisiones de ozono. Las especificaciones para la gasolina reformulada se aplicarán durante todo el año, empezando con el 1ro de enero de 1995. La legislación permite que otras áreas de incumplimiento severo, moderado y marginal en cuanto a ozono tengan la opción de utilizar esta gasolina pero solamente después que el gobernador del estado haya formulado una solicitud a la EPA. Los requerimientos generales para la gasolina reformulada se encuentran en el Cuadro 1.

La EPA estima que la transición de una gasolina convencional a una reformulada resultaría en una reducción de 19% en emisiones de CO y una reducción de 15% en

emisiones de compuestos orgánicos volátiles que producen ozono.

Los nuevos reglamentos afectan una gran parte del mercado de gasolinas de los Estados Unidos: las nueve ciudades de incumplimiento en cuanto a ozono representan el 20% de la demanda total de gasolina de los Estados Unidos pero el uso de la gasolina reformulada podría extenderse a otras ciudades contaminadas, como ya se mencionó, y por lo tanto podría afectar una gran proporción del consumo actual de los Estados Unidos (alrededor de 30%). Además, se ha estimado que el uso de la gasolina oxigenada para las áreas de incumplimiento en cuanto a CO es aproximadamente 12% del consumo total anual de gasolina de los Estados Unidos.

El uso de gasolina reformulada y oxigenada también tendrá un impacto sobre las importaciones estadounidenses de gasolina, ya que 6 de las áreas de incumplimiento con las normas de ozono y 15 de las áreas de incumplimiento con las de CO están localizadas por la costa noreste, donde se dirigen aproximadamente

90% de las importaciones totales de gasolina de los Estados Unidos, incluyendo casi el volumen total de la gasolina importada desde Venezuela (94.000 barriles por día).

Las refinerías y asociaciones de propiedad de PDVSA en los Estados Unidos producen 356.000 barriles por día de gasolina, pero solamente una parte de esta gasolina se distribuye en las áreas de incumplimiento con las normas de ozono o CO.

PDVSA, siendo una empresa de multirefinación, tiene la flexibilidad de intercambiar derivados entre sus refinerías para cumplir con las especificaciones de gasolina, pero la producción de gasolinas oxigenadas y reformuladas requiere inversiones significativas. Entre esas inversiones, las más importantes son aquellas relacionadas con la adición de oxigenados y la reducción de RVP. Los proyectos de PDVSA programados en las refinerías de Venezuela y los Estados Unidos durante el período de 1992 a 1997 incluyen plantas MTBE/TAME en casi todas las refinerías y otras

instalaciones, tales como la isomerización de la nafta, el fraccionamiento de la nafta, el hidrotratamiento de la nafta pesada, unidades de producción y alquilación de hidrógeno, así como almacenaje adicional. Esas inversiones harán que PDVSA pueda cumplir con los requerimientos de gasolinas oxigenadas y reformuladas en los Estados Unidos.

El mayor costo de las nuevas gasolinas resultará en más altos precios para el consumidor y por lo tanto habrá un impacto negativo sobre la demanda de gasolinas. Es difícil calcular este efecto de los más altos precios ya que será parcialmente compensado por el aumento en la demanda debido a la menor eficiencia de las gasolinas oxigenadas y reformuladas, que se estiman a 2,5% menos que los grados convencionales de gasolina.

Otro reglamento importante bajo la modificación de 1990 a la CAA es el mandato de reducir el nivel permisible de azufre en el combustible diesel que se utiliza en los vehículos de carretera. Específicamente, este reglamento requiere una reducción de azufre de los niveles actuales promedio de aproximadamente 0,25 wt% a niveles que no exceden 0,05 wt%. También requiere que el combustible de diesel para carretera tenga una especificación del índice de cetano mínimo de 40 o satisfaga el nivel aromático máximo de 35 wt%. El reglamento entra en vigencia para todos los puntos del sistema de distribución de combustible de diesel el 1ro de octubre de 1993.

Casi el volumen entero del diesel exportado de Venezuela a los Estados Unidos (120.000 barriles por día) consiste en petróleo térmico y no se introdujo ninguna modificación con respecto a las especificaciones para este derivado en la modificación de 1990 de la CAA; por lo tanto, se mantuvo el nivel permisible de azufre

en el petróleo térmico de 0,25 wt%. Sin embargo, la reducción de un contenido permisible de azufre en el combustible diesel utilizado en los vehículos podría producir una demanda que no se satisface para ese combustible y, al mismo tiempo, un excedente de petróleo térmico. Como resultado, se proyecta una oportunidad de mercado para el combustible diesel para carretera.

La respuesta de PDVSA a esta situación incluye varios proyectos en sus refinerías para cambiar del petróleo térmico a la producción de combustible de diesel para carretera. Los principales proyectos programados durante el período de 1992 a 1997 incluyen unidades para el nuevo Merox, hidrotratamiento, desulfurador de nafta, eliminación de mercaptano y recuperación de azufre, así como la rehabilitación, desembotellamiento y aumento de capacidad de algunas instalaciones existentes de desulfurización.

Las inversiones para controlar las fuentes de emisión de la contaminación del aire en las refinerías constituyen otro impacto significativo que la industria de refinación en los Estados Unidos está experimentando. Inversiones para la regulación de las refinerías por parte de PDVSA y sus asociados incluyen proyectos, tales como unidades de recuperación de vapor, reducciones de emisiones tóxicas al aire, programas de monitoreo del aire y control del benceno en desagües de proceso, entre otros.

Un costo definitivo de las inversiones totales para PDVSA para cumplir con las modificaciones de 1990 a la CAA es difícil de establecer debido a la diversidad de etapas de desarrollo en las cuales se encuentra cada proyecto, pero como cifra general, los costos totales para proyectos en Venezuela están alrededor de US\$1,9 mil millones y en los Estados Unidos cerca de US\$500 millones.

2.2 La Ley de Contaminación por Petróleo de 1990

La Ley de Contaminación por Petróleo (Oil Pollution Act—OPA) fue firmada por el Presidente de los Estados Unidos con el objeto de establecer nuevos límites sobre la responsabilidad por daños provenientes de la contaminación por petróleo y establecer un fondo para el pago de indemnizaciones para tales daños, entre otros propósitos.

La Ley aumentó la responsabilidad por derrames de petróleo de los propietarios y operadores de buques e instalaciones por encima de los niveles anteriores: para los buques petroleros y barcasas marítimas de más de 3.000 toneladas brutas, la responsabilidad subió de US\$150 por tonelada del buque a US\$1.200 por tonelada, con una responsabilidad mínima de US\$10 millones, mientras que para buques petroleros por debajo de 3.000 toneladas brutas (barcasas petroleras fluviales) la responsabilidad mínima es de US\$2 millones. La responsabilidad para instalaciones costa afuera se estableció en US\$75 millones y para instalaciones en la tierra o un puerto de aguas profundas en US\$350 millones.

La OPA también proporciona una indemnización adicional por daños desde un fondo fiduciario de derrame de petróleo de US\$1 mil millones financiado por la industria petrolera mediante un impuesto de 5 centavos el dólar EE.UU. por barril sobre el petróleo interno e importado. Hasta US\$1 mil millones podría utilizarse del fondo fiduciario para cualquier limpieza; el fondo se utilizaría para pagar los costos de limpieza federales y estatales, para costos de limpieza y daños donde tales costos superan los límites de responsabilidad de las partes responsables y para ciertas otras actividades.

La medida estipula la eliminación de los límites de responsabilidad federal (y los buques e instalaciones se volverían completamente responsables de los costos de limpieza y compensación) si ocurre un derrame debido a una gran negligencia, mala administración deliberada u otras razones específicas. El acuerdo también preserva también el derecho de los estados de tener normas de responsabilidad más estrictas (incluyendo responsabilidad ilimitada) y de mantener sus propios fondos y sistemas de indemnización para derrames de petróleo.

Como medida preventiva, la ley requiere que todos los nuevos buques petroleros y barcas marítimas tengan cascos dobles para ayudar a prevenir derrames de petróleo y que se elimine gradualmente la utilización de buques de casco simple empezando en 1995, de tal forma que virtualmente todos los buques que se utilizan en las aguas estadounidenses deben tener cascos dobles en 20 años. La medida también requiere que los buques sean navegados por pilotos calificados o escoltados por otros buques en aguas especificadas.

Otra característica clave de la OPA es el fortalecimiento de la autoridad federal para asegurar la limpieza inmediata de derrames de petróleo. Se requiere que el gobierno federal dirija los esfuerzos de limpieza de los grandes derrames. Un plan nacional de contingencia tendría que desarrollarse, estableciendo procedimientos y responsabilidades para limpiar los derrames de petróleo. Se prepararían planes de contingencia de área para todas las aguas y costas de los Estados Unidos. Los propietarios de los buques e instalaciones, como terminales en tierra, deben también preparar planes individuales de contingencia. Tales planes deben identificar y asegurar la disponibilidad de recursos privados suficientes para responder a un derrame del "peor caso".

Las implicaciones comerciales de la OPA son numerosas pero los impactos principales para PDVSA son los costos asociados con el fortalecimiento de las capacidades de responder a derrames, la provisión de buques petroleros de doble casco y la cobertura de seguro.

Para responder al mandato de la OPA, en 1991 PDVSA se afilió a la Asociación de la Preservación Marina (Marine Preservation Association—MPA), una asociación de las partes involucradas en las industrias de petróleo y transporte del petróleo en los Estados Unidos que proporciona a través de la Corporación de Respuesta ante Derrames Marinos (Marine Spill Response Corporation—MSRC) una preparación, respuesta, contención y limpieza de derrame de petróleo para derrames catastróficos (es decir, derrames más allá de la capacidad de los recursos locales). En práctica, la MPA responderá a derrames de alta mar estimados en exceso de 25.000 barriles y derrames en zonas del litoral o aguas de marea por encima de 40.000 barriles. Mediante esta asociación, PDVSA podrá someter el plan de respuesta requerido por los estatutos para derrames potenciales de petróleo que provienen de buques o instalaciones. El costo de afiliación al MPA para PDVSA es US\$75 millones durante el período de 1991 a 1998.

Una capacidad de respuesta adicional para derrames masivos de petróleo en los buques e instalaciones de propiedad de PDVSA en los Estados Unidos y en el mundo puede obtenerse de la Respuesta para Derrames de Petróleo (Oil Spill Response), que es una cooperativa internacional situada en Southampton, Inglaterra, a la cual se unió PDVSA en 1991. El Plan Nacional de Contingencia, establecido por PDVSA en Venezuela desde 1984, también puede proporcionar equipo y conocimientos técnicos si fuere necesario.

PDVSA, siendo una empresa de multirefinación, tiene la flexibilidad de intercambiar derivados entre sus refinerías para cumplir con las especificaciones de gasolina, pero la producción de gasolinas oxigenadas y reformuladas requiere inversiones significativas

La Comunidad Europea ha acordado reducir las emisiones de CO₂ para el año 2000 hasta los niveles de 1990 como primer paso para contribuir a la reducción de las emisiones de los gases de invernadero del mundo. Para alcanzar esa meta, la Comisión de las Comunidades Europeas está considerando la aplicación de un impuesto, la mitad gravada en todas las formas de energía y la otra mitad en los combustibles fósiles

Cuando se promulgó la OPA, la empresa estaba planeando incrementar el número de buques a 41; como consecuencia, se decidió adquirir buques petroleros de doble casco. Se consideró que la rehabilitación de los buques petroleros existentes de casco simple no resultaba ser una alternativa económica ya que cuesta aproximadamente 40% del precio de buque y hay una pérdida de 10 a 12% de la capacidad de carga en un buque rehabilitado.

Finalmente, las responsabilidades financieras establecidas bajo la OPA dificultó el seguro de los buques pasando por las aguas estadounidenses. Actualmente, PDVSA está analizando cuidadosamente esta situación.

2.3 Otros Reglamentos

Otros reglamentos ambientales con impactos relativamente menores sobre las instalaciones y asociaciones de propiedad de PDVSA en los Estados Unidos son: la reautorización de la Ley de Agua Limpia (Clean Water Act—CWA) que establecía normas más altas de tecnología para equipos de reducción de contaminación y la Ley de Conservación y Recuperación de Recursos (Resource Conservation and Recovery Act—RCRA) que

introducía reglamentos para tanques subterráneos de almacenamiento y procedimientos de caracterización de desechos peligrosos. Ejemplos de proyectos que están en línea con los nuevos reglamentos de la RCRA comprenden el desmantelamiento de depósitos y reemplazo con tanques subterráneos de almacenamiento de refinerías, así como la segregación y mejoramiento del pretratamiento de aguas de efluente.

3. REGLAMENTOS EUROPEOS

La mayoría de las leyes ambientales de la Comunidad Europea (CE) se presentan en forma de Directivas. Las Directivas son instrumentos legales que se imponen sobre el resultado que se busca lograr, tales como el nivel de calidad de un aire particular, aunque deja a cada Estado miembro la libertad de escoger la forma y el método para lograr ese resultado dentro de su propio marco constitucional y legislativo. La política de la EC está orientada a que los normas ambientales se aproximan al más alto nivel que existe entre los países miembros. Las normas armonizadas que resultan representan "pisos" y los Estados pueden aplicar normas más estrictas pero no pueden quedarse por debajo

de esos límites inferiores. Como consecuencia de tal armonización, los más dramáticos cambios en los estándares ambientales ocurren en los países australes. Las empresas que operan en Europa del sur, acostumbradas a estándares ambientales menos estrictos, ahora tienen que invertir más en la prevención y control de la contaminación. No es el caso para las asociaciones de PDVSA en Europa que concentran sus actividades en Alemania, Suecia y Bélgica.

La legislación recientemente adoptada por la CE sobre las emisiones de grandes plantas de combustión representa el mayor impacto en términos de inversiones y aumento de costos de operación para las asociaciones PDVSA en Europa, mientras que los reglamentos sobre contenido de azufre en los derivados de hidrocarburos que están surgiendo tendrán una implicación tanto para las refinerías venezolanas como para las asociaciones en Europa.

3.1 La Directiva sobre Grandes Plantas de Combustión

Con la Directiva 88/609/EC sobre Grandes Plantas de Combustión (Large Combustion Plants Directive—LCPD), que se adoptó en 1988, se reducen las emisiones de

dióxido de azufre y los óxidos de nitrógeno de las plantas industriales. Es un plan de 15 años para contrarrestar la contaminación por la lluvia ácida y el "smog" causado por las centrales eléctricas y otras plantas industriales pesadas.

De acuerdo con la LCPD que está en vigencia en todos los Estados miembros desde junio de 1990, toda nueva planta de combustión de 50 MW o más, autorizada después del 1ro de julio de 1987, cumplirá con los límites especificados de emisiones. Por otra parte, las emisiones que provienen de las grandes plantas existentes de combustión se reducirán progresivamente de sus niveles de 1980, con porcentajes especificados para Estados miembros diferentes, tomando en cuenta sus circunstancias particulares. Grandes plantas de combustión en Alemania, por ejemplo, deben reducir sus emisiones de dióxido de azufre en un 40% con respecto a niveles de 1980 para 1993, 60% para 1998 y 70% para el año 2003.

Para cumplir con la LCPD, se requiere la instalación de nuevas unidades de desulfurización en algunas refinerías o la expansión de unidades existentes. Las inversiones planificadas durante el período 1992 a 1995 en las asociaciones de PDVSA en Europa tienen un costo estimado total de US\$320 millones.

1.2 Contenido de Azufre y Otros Requerimientos que Están Surgiendo para los Derivados de Hidrocarburos

La Directiva 87/219 de la Comunidad Europea limita el contenido de azufre en el diesel y fuel oil liviano hasta un máximo de 0,3 wt% y 0,2 wt% en áreas ambientalmente sensibles. La Comunidad Europea está actualmente estudiando las medidas para establecer los límites de azufre para combustibles bunkers y fuel oil pesado. Los nuevos límites, bajo

discusión, son 2% para bunker y 1% para fuel oil pesado. Aunque el horizonte de tiempo para esta propuesta no es en el corto plazo (después del año 2000), la industria petrolera debe estar atenta en cuanto al avance de esta iniciativa. El mercado de fuel oil de la CE es aproximadamente 80 millones toneladas por año y el combustible bunker representa otros 20 millones de toneladas por año.

También se prevé que la Comisión de las Comunidades Europeas (CEC) bajará el límite del benceno en la gasolina y promoverá un aumento en el contenido de oxigenados. La decisión de revisar la legislación refleja el crecimiento rápido de la MTBE y otros éteres que se mezclan en la gasolina como resultado de la eliminación progresiva del plomo y la creciente preocupación por la contaminación que resulta del benceno y otras sustancias aromáticas.

La Directiva actual estipula que los Estados Miembros deben permitir mezclas que contienen éteres que no sobrepasan 10% del volumen de la gasolina pero los Estados tienen la opción de autorizar una mezcla que contiene 15% de éteres. La Comisión está planificando armonizar los estándares, subiendo el nivel permisible de éteres a 15% en todos los Estados miembros.

Como se mencionó anteriormente, PDVSA está llevando a cabo proyectos para satisfacer el crecimiento proyectado en la demanda de oxigenados.

3.3 La Estabilización de las Emisiones de Dióxido de Carbono

La Comunidad Europea ha acordado reducir las emisiones de CO₂ para el año 2000 hasta los niveles de 1990 como primer paso para contribuir a la reducción de las emisiones de los gases de invernadero del mundo. Para alcanzar esa

meta, la Comisión de las Comunidades Europeas está considerando la aplicación de un impuesto, la mitad gravada en todas las formas de energía y la otra mitad en los combustibles fósiles. Valdría el equivalente de US\$3 por barril sobre el petróleo en 1993, subiendo a US\$10 por barril para el año 2000. Al mismo tiempo, se diseñan medidas específicas para mejorar la eficiencia energética y aumentar el desarrollo de recursos energéticos nuevos y renovables. Las consecuencias de esas medidas serían una reducción en el consumo de energía y una importante caída en las importaciones de combustible, especialmente petróleo.

Tal impuesto seguramente ejercerá un impacto, sobre todo en el petróleo y carbón mineral, pero se debe indicar que los impuestos de la CE sobre derivados de petróleo ya están muy altos. Impuestos totales por barril de derivados de hidrocarburos han subido en la última década y ahora representan más del 50% del precio final. Sin embargo, no es probable que la CE considere alguna reducción compensatoria en los impuestos actuales sobre derivados de petróleo. La falta de impuestos similares sobre el carbón mineral en Europa distorsiona el consumo en favor de ese combustible de mayor emisión de CO₂, lo cual no tiene sentido considerando el propósito ambiental de la medida.

El impacto del impuesto sobre la competitividad internacional de las industrias de alta intensidad energética podría ser considerable. Debido a eso, la introducción del impuesto está condicionada a que los otros países de la OCDE implementen medidas similares. Si el impuesto se aplica en todos los países de la OCDE, la demanda anticipada de petróleo (importaciones) de esos países se reducirá en aproximadamente 2 millones de barriles por día para el año 2000.

Durante los años que quedan del presente siglo, es muy probable que se efectuarán cambios en la manera de utilizar la energía y que se logrará mayor eficiencia y mayor comprensión por parte del público sobre los diferentes riesgos para el medio ambiente provenientes del uso de diferentes combustibles, lo que resaltará la importancia de los logros ambientales de la industria petrolera

4. CONCLUSIONES

PDVSA, al igual que la mayoría de las otras grandes empresas petroleras, está comprometiendo importantes recursos para cumplir con los requerimientos de los reglamentos ambientales que se han promulgado recientemente o que están surgiendo en los países clientes (principalmente los Estados Unidos y Europa). La continua preocupación política y de la sociedad por la protección del ambiente local en estos países ha convertido este tema en un importante elemento en la estrategia comercial de la empresa, que ofrece en algunos casos oportunidades para crear una ventaja comparativa.

Sin embargo, el financiamiento de los proyectos ambientales que están en vías de realizarse para cumplir con los nuevos reglamentos representa una gran desafío para PDVSA en un período en el cual se requieren inversiones "upstream" para mantener o al menos incrementar moderadamente la capacidad de producción para satisfacer la demanda. PDVSA, como miembro de las comunidades donde se llevan a cabo sus actividades, comparte completamente su auténtica preocupación por el medio ambiente y se compromete a cumplir con los requerimientos de la legislación manufacturando derivados limpios. Con un mayor grado que antes, la empresa está consciente de que el futuro del negocio está vinculado a la calidad del medio ambiente mundial.

Sin embargo, la inversión en derivados "limpios" se hará realmente difícil en los países exportadores de petróleo si medidas fiscales, tales como el impuesto de carbono que representaría más del 50% del precio de petróleo, se adoptan en los países consumidores que intentan favorecer otras fuentes de energía, no necesariamente sin riesgos para el medio ambiente. El impuesto de carbono introduciría tal grado de

incertidumbre acerca del tamaño futuro de la demanda que se tendría que revisar la inversión tanto en la capacidad de producción como en los derivados limpios.

Durante los años que quedan del presente siglo, es muy probable que se efectuarán cambios en la manera de utilizar la energía y que se logrará mayor eficiencia y mayor comprensión por parte del público sobre los diferentes riesgos para el medio ambiente provenientes del uso de diferentes combustibles, lo que resaltará la importancia de los logros ambientales de la industria petrolera.

ANEXO

ACTIVIDADES AMBIENTALES DE PDVSA EN VENEZUELA

Las actividades de PDVSA relacionadas con la protección ambiental están orientadas por cinco políticas corporativas que instruyen a los empleados para que cumplan con todas las leyes y reglamentos ambientales y establecen programas para asegurar su cumplimiento. Esas políticas son:

- Mantener dentro de la corporación una organización fuerte y profesional dedicada a los asuntos ambientales y la seguridad industrial. Esta organización se denomina la Protección Integral y está constituida por más de 450 profesionales y técnicos en diferentes áreas. Su trabajo es coordinar, consultar, controlar y seguir las actividades industriales para asegurar que realmente cumplen con los requerimientos de protección ambiental y los estándares de calidad de vida.
- Asignar la principal responsabilidad de la protección ambiental a los supervisores y gerentes de las diferentes operaciones.
- Hacer cumplir las leyes y reglamentos ambientales nacionales e internacionales.
- Proporcionar todos los recursos

necesarios para aplicar las mejores tecnologías, procedimientos y procesos de control con un razonable coeficiente de costo-eficacia.

- Cooperar con el gobierno nacional en el desarrollo y el establecimiento de las nuevas leyes y reglamentos, con base en la evidencia y los requerimientos probados.

La estrategia para cumplir efectivamente con esta política incluye esfuerzos para detectar áreas críticas; acciones, estudios, proyectos y programas para prevenir los conflictos ambientales que estaban surgiendo; y la colaboración con las autoridades para crear leyes, reglamentos y normas responsables para salvaguardar la comunidad y el medio ambiente. Así, tres tipos de programas se han establecido:

- de prevención;
- de control; y
- de preparación para responder en caso de emergencias.

Los principales procedimientos preventivos son los siguientes:

Primero, efectuar diagnósticos de impacto ambiental. Son estudios que se llevan a cabo durante el diseño conceptual de los proyectos, que permiten incluir medidas de atenuación y consideraciones que armonizan su ejecución con las posibilidades ofrecidas por los recursos naturales en su localización; no se emprende ningún proyecto si no se ha completado una evaluación previa de su impacto ambiental y no se ha analizado ampliamente con las autoridades ambientales y las comunidades vecinas.

Segundo, realizar estudios de ingeniería ambiental para escoger las mejores tecnologías de reducción de contaminación que sean comercialmente disponibles y su adaptación a nuestros problemas específicos.

Tercero, los programas de

mantenimiento preventivo y de proyección. Esos programas dependen de una organización profesional adecuada y una importante provisión de recursos financieros para detectar y corregir el deterioro de las plantas (por envejecimiento o corrosión) que podría provocar derrames de petróleo o descargas accidentales de sustancias peligrosas.

Con respecto a los procedimientos de control, los más importantes programas de control establecidos por PDVSA son la reinyección en los yacimientos de petróleo de todo el efluente líquido de producción; tratamiento, reciclaje y desecho del efluente derivado de los procesos de refinación y petroquímicos; aplicación de sistemas para controlar las emisiones de gas; la reducción de la generación, reciclaje, tratamiento y eliminación de desechos peligrosos; y finalmente la realización de auditorías ambientales.

El plan para la reinyección del efluente líquido proveniente de los campos de producción petrolera empezó en 1986 y concluirá en 1993. Se puede tener una idea de la magnitud de este plan fijándose en la cantidad total de agua de desecho procesada únicamente en el área del Lago Maracaibo, que suma alrededor de 1 millón de barriles por día. Se cumplen con los reglamentos sobre el efluente líquido en las refinerías y las plantas petroquímicas mediante sistemas de tratamiento físicoquímico y biológico.

Las fuentes de emisiones atmosféricas también se controlan utilizando sistemas de tratamiento tales como unidades de desulfurización de gas, depuradores de gas húmedo, ciclones y mangas, unidades de recuperación de vapor e incineradores o mediante la modificación de las especificaciones para los derivados tales como la reducción del contenido de plomo en la gasolina venezolana, actualmente en proceso, de acuerdo con un

programa que se inició en 1986.

Para poder detectar rápidamente los derrames de petróleo, se realizan en forma rutinaria inspecciones aéreas y terrestres sobre amplias áreas de operación y las plantas principales como medida de control. Eso posibilita tener una respuesta apropiada y efectiva cuando hay un problema operacional.

Se iniciaron las actividades petroleras de Venezuela hace más de 70 años. Por esa razón, es fácil entender que tenemos muchos desechos de producción y refinería descargados en drenajes y botaderos especiales, de acuerdo con los procedimientos tecnológicos disponibles en ese entonces. Nuestro desafío hoy es realizar un inventario de tales desechos y establecer programas orientados a limpiar las áreas afectadas y reducir la generación presente y futura de los desechos, mediante el uso de tecnologías limpias en las operaciones. Para ese propósito, se ha establecido un plan comprensivo, que será ejecutado en los próximos tres años.

PDVSA también ha establecido, como procedimiento de control, la realización de auditorías ambientales. El principal objetivo de esas actividades es evaluar el cumplimiento con esos reglamentos y prácticas para la protección ambiental en nuestras operaciones y establecer las medidas adecuadas y correctas.

Sin embargo, aunque hemos desarrollado programas efectivos de prevención y control, todavía se corre el riesgo de tener descargas accidentales de petróleo, derivados de hidrocarburos y otras sustancias peligrosas. Para poder mitigar los efectos negativos de tales accidentes sobre la población y el medio ambiente, PDVSA ha desarrollado varios planes de contingencia. En 1984, PDVSA implementó un Plan Nacional de Contingencia para controlar derrames masivos de petróleo en el agua. Este Plan tiene

una estructura organizacional coordinada por un comité central presidida por un representante de PDVSA y que incluye representantes de las autoridades gubernamentales. De acuerdo con los lineamientos operacionales del plan, el país está dividido en siete regiones. Cada región tiene su propio comité operacional y sus propias organizaciones que actúan bajo la coordinación de las empresas asociadas de PDVSA. Este Plan Nacional de Contingencia ha sido muy efectivo en las pocas ocasiones que se haya aplicado.

Ya que nuestros países vecinos tienen un creciente desarrollo de su industria petrolera y han sufrido accidentes de contaminación que afectan nuestro litoral y áreas fronterizas, el gobierno venezolano

ha suscrito varios acuerdos de cooperación bilateral para combatir los derrames de hidrocarburos. Esos acuerdos han sido firmados con las autoridades de Trinidad y Tobago, Colombia, Aruba y Curaçao.

PDVSA también desarrolló otros planes de emergencia, a saber un plan de contingencia para responder a derrames de hidrocarburos y otros derivados inflamables, que se aplicó en 1988, y un plan de contingencia para reaccionar eficientemente en el caso de derrames de sustancias tóxicas.

PDVSA realiza investigaciones de apoyo en el campo de la ecología y el medio ambiente a través de INTEVEP, una sucursal de investigación y desarrollo. INTEVEP evalúa la calidad ambiental y las condiciones ecológicas de las áreas

operacionales; además, desarrolla y adapta tecnologías de control para necesidades específicas y efectúa estudios que apoyan el establecimiento de normas y reglamentos ambientales.

Las inversiones totales para que PDVSA mantenga esos programas ambientales durante el período 1993-1997 se estiman a US\$800 millones.

Finalmente, PDVSA está firmemente convencido que los programas de educación ambiental contribuyen al éxito de las acciones ambientales. Por lo tanto, esos esfuerzos no sólo se concentran en los empleados sino en los contratistas y las comunidades organizadas, incluyendo las escuelas, las municipalidades regionales y los gobiernos locales. ●

Implications for the Venezuelan Oil Industry of New Environmental Regulations in Consumer Countries*

Juan Carlos Sánchez-Martínez**

1. INTRODUCTION

Few issues today are of more concern to the oil industry than protecting the environment. Cases of urban air pollution, large oil spills, acid rain, and more recently the fear of a possible increase of the greenhouse effect are all examples linked to oil and other fossil fuel consumption, which to some extent have contributed in recent years to a "greening" of public opinion. As a response, new and tighter environmental regulations are being enacted in major oil consumer countries, which have led to a reshaping of oil business strategies and operations in oil exporting countries. The priority areas include air and water pollution control, waste management, conservation of natural resources, and oil spill control, among others. This article summarizes the most significant of these regulations in the U.S. and Europe, their aims, as well as the implications for *Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA)* in terms of reduction in oil demand, investments in new product specifications and pollution prevention programs.

Venezuelan environmental regulations have also been reviewed recently. The necessary investments to comply with the new national

standards in existing installations are estimated at US\$500 million for the period 1992-1996. The investments in local environmental protection, associated to the new installations in Venezuela for manufacturing cleaner products during the same period, are included in the costs of these installations and are presented in this article.

2. U.S. REGULATIONS

The development of environmental laws is a very laborious and complicated process in the U.S. Public interest groups interact with industrial trade groups to work with congressional leaders in developing legislation. Before a law is developed, Congress must perceive a need for legislation through constituents or special interest groups. Once a need is identified, Congress holds hearings on the subject, usually through the auspices of the appropriate congressional committee, to collect facts and determine the impact of different legislative approaches. During these hearings, all interested groups present scientific data and provide testimony.

Once the new environmental statute is agreed upon by the Congress and signed by the President, it becomes the mandate of

*This article summarizes the most significant of these regulations in the U.S. and Europe, their aims, as well as the implications for **Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA)** in terms of reduction in oil demand, investments in new product specifications and pollution prevention programs*

* Paper presented at the OPEC Seminar on the Environment, in Vienna, Austria, on April 13-15, 1992.

** Environmental Affairs Adviser, *Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA)*, Venezuela.

the appropriate regulatory agency to develop regulations that achieve the goals and objectives of the law. For example, scores of regulations have been developed by the U.S. Environmental Protection Agency (EPA) for laws such as the Clean Air Act and the Clean Water Act. The regulatory development process can follow several different steps that generally include compiling scientific data, developing methods of implementation, holding public hearings on proposed regulations, and establishing the final regulations.

Environmental regulatory programs usually approach pollution control from two different perspectives: ambient standards and source controls. Ambient standards look at the presence of pollutants in the environment stemming from all sources (industrial, municipal, residential, and private sectors), in order to maintain the environmental quality of a certain region or area. Source controls examine the effect of introducing pollutants into the environment from a particular source. Instead of focusing on the total amount of pollutants from all sources (as in ambient standards), source controls focus on the particular amounts of pollutants emitted from an individual source. A source can be an entire industrial plant or a specific, individual pipe or discharge valve.

Today, ambient standards usually serve as guides for measuring and controlling the combined impact of emissions from multiple sources. In addition, ambient levels of pollutants often serve as the basis for developing emission limitations for individual sources.

Source control performance standards are required and enforced using permits. Permits are generally issued on a source-by-source basis. Separate permit applications may be required to build a source or modify an existing source and to operate a

source. Operating permits specify the conditions, limitations, and monitoring requirements for operations at an existing facility. Examples of these permits and requirements are:

- New source permits issued under the Clean Air Act.
- Waste water discharge permits issued under the Clean Water Act.
- Hazardous waste facility permits.
- Specific emission limitations.
- Record-keeping requirements.
- Material-handling requirements.

2.1 The Clean Air Act

U.S. Congress enacted the Clean Air Act (CAA) and its amendments in response to deteriorating air quality in many industrialized and urban areas. Its overall intent is to protect the air quality so as to promote public health and welfare. The Act establishes ambient standards for specific air pollutants such as carbon monoxide, nitrogen oxides, sulfur dioxide, lead, suspended particulate matter and ozone; it also regulates the emissions of pollutants to the atmosphere from various sources. Source standards can include not only concentration limits and emission rate limits, but also requirements for monitoring, reporting, and performance testing.

The CAA underwent a major revision on November 15, 1990. The amendments were due to the fact that two decades after the Act's passage in 1970, about 100 urban areas still violated the ozone standard, and 52 the CO standard. Among other topics, the amended CAA introduced new requirements for motor fuels and emissions of toxic air pollutants, which exerted significant impacts on refining industry activities.

The CAA Amendments define two categories of regulated gasoline: oxygenated and reformulated. Oxygenated gasoline, which

is defined as gasoline with an oxygen content of 2.7 wt%, is specified for CO nonattainment areas during the winter months when CO emissions are high. Beginning no later than November 1, 1992, such gasolines must be supplied to 41 cities that are in serious or moderate violation of federal CO air quality standards.

Reformulated gasoline refers to new specifications for motor gasoline, which reduce the emissions of ozone-forming volatile and toxic organic compounds in the nine severe ozone nonattainment areas in the U.S. The specifications for reformulated gasoline apply for the entire year, starting on January 1, 1995. The legislation allows other serious, moderate, or marginal ozone nonattainment areas the option to use this gasoline but only after the EPA is petitioned by the state governor. General requirements for reformulated gasoline are shown in Table 1.

EPA estimates that switching from conventional to reformulated gasolines will result in a 19% reduction in CO emissions and a 15% reduction in ozone-forming volatile organic compound emissions.

The new regulation affects a large share of the U.S. gasoline market: the nine ozone nonattainment cities account for about 20% of the total U.S. gasoline demand, but the use of reformulated gasoline could potentially be extended to other ozone-polluted cities, as mentioned before, and could therefore affect a large percentage of present U.S. gasoline consumption (estimated around 30%). Additionally, the use of oxygenated gasoline for CO nonattainment areas has been estimated to be about 12% of the annual U.S. gasoline pool.

The use of reformulated and oxygenated gasoline will also exert an impact on U.S. gasoline imports, since 6 of the ozone nonattainment areas and 15 of the CO nonattain-

Table 1
Reformulated Gasoline Requirements

1. NOx emissions from a 1990 model vehicle not greater than those produced when using a baseline gasoline representing the average of U.S. gasoline marketed in 1990 (Table 2).
2. Oxygen, wt% 2.0
3. Benzene, vol% 1.0
4. Summer RVP (warmer areas like Arizona, California), psi 7.2
Summer RVP (moderate areas like Illinois), psi 8.1
5. Heavy metals nil

Table 2
1990 U.S. Average Gasoline

Baseline Properties	Summer	Winter
Sulfur, ppm	339	338
Benzene, vol%	1.53	1.64
RVP, psi	8.7	11.5
Aromatics, vol%	32	26.4
T 90%, of	330	331
Olefins, vol%	9.2	11.9
Oxygen, wt%	0.0	0.0

ment areas are located along the northeast coast, where approximately 90% of total U.S. gasoline imports go, including almost the entire volume of gasoline imported from Venezuela (94,000 barrels per day).

PDVSA-owned refineries and associations in the U.S. produce 356,000 barrels per day of gasoline, but only part of this gasoline is distributed in ozone or CO nonattainment areas.

PDVSA, being a multirefinery company, has the flexibility to trade products between their refineries to meet the gasoline specifications, but the manufacture of oxygenated and reformulated gasolines requires significant investments. Among these investments, the most important are those related to the addition of oxygenates and the reduction of RVP. PDVSA projects scheduled in Venezuela and U.S. refineries during the period 1992-1997 include MTBE/TAME plants in almost all the refineries, and other facilities such as naphtha isomerization, naphtha cracking (fractiona-

tion), heavy naphtha hydrotreatment, hydrogen production and alkylation units, as well as additional tankage. These investments will enable PDVSA to meet the requirements of oxygenated and reformulated gasolines in the U.S.

The higher cost of new gasolines will result in higher retail prices. Consequently, there will be an adverse impact on the demand for gasolines. This effect of higher prices is difficult to calculate because it will be partially offset by the rise in demand due to the lower efficiency of oxygenated and reformulated gasolines, estimated to be about 2.5% less than conventional grades of gasoline.

Another important regulation under the 1990 amendment of CAA is the mandate to reduce the allowable level of sulfur in diesel fuel used in on-highway vehicles. Specifically, this regulation requires a sulfur reduction from current average levels of approximately 0.25 wt% to levels not exceeding 0.05 wt%. It also requires that on-high-

way diesel fuel have a minimum cetane index specification of 40 or meet a maximum aromatic level of 35 wt%. The rule becomes effective for all points in the diesel fuel distribution system on October 1, 1993.

Almost the entire volume of diesel exported from Venezuela to the U.S. (120,000 barrels per day) consists of heating oil, and no modifications were introduced with regard to specifications for this production in the 1990 amendment of CAA. Therefore, the allowable level of sulfur in heating oil of 0.25 wt% was maintained. Nevertheless, the reduction of allowable sulfur content in diesel fuel used in vehicles could produce a demand not satisfied for this fuel and, at the same time, an overflow of heating oil. Consequently, a market opportunity for on-highway diesel fuel is foreseeable.

PDVSA's response to this situation includes several projects in their refineries to switch from heating oil to on-highway diesel fuel production. The main projects sched-

uled during the period from 1992 to 1997 include new Merox, hydro-treating, naphtha sweetener, mercaptan removal and sulfur recovery units, as well as revamp, de-bottle-neck, and capacity increase of some existing desulfurization facilities.

Investments to control the air pollution emission sources at the refineries are another significant impact that the oil refining industry is experiencing in the U.S. Refinery regulatory investments for PDVSA and their associations include projects such as steam recovery units, air toxic reductions, air monitoring programs, and benzene control in process drains, among others.

A definitive cost of total investments for PDVSA to comply with CAA amendments of 1990 is difficult to establish due to the diverse stages of development of each project, but as a general figure, total costs for projects in Venezuela are around US\$1.9 billion and in the U.S. close to US\$0.5 billion.

2.2 The Oil Pollution Act of 1990

The Oil Pollution Act of 1990 (OPA) was signed by the U.S. President to establish new limitations on liability for damages resulting from oil pollution, to establish a fund for the payment of compensation for such damages, and for other purposes.

The Act increased the oil spill liability of ship and facility owners and operators over previous levels. For oil tankers and ocean-going barges of over 3,000 gross tons, the increase was from US\$150 per ton of the vessel to US\$1,200 per ton, with a minimum liability of US\$10 million, whereas for tank vessels under 3,000 gross tons (inland oil barges) the minimum liability is US\$2 million. Liability for offshore facilities was established at US\$75 million and for onshore facilities or a deepwater port at US\$350 million.

OPA also provides for addi-

tional compensation for damages from a US\$1 billion oil spill trust fund financed by the oil industry through a 5-cents-per-barrel tax on domestic and imported oil. Up to US\$1 billion could be used from the trust fund for any single cleanup. The fund would be used to pay for federal and state cleanup costs, for cleanup and damage costs where such costs exceed the liability limits of responsible parties, and for certain other activities.

The measure provides for the elimination of federal liability limits (and vessels and facilities would become entirely liable for all cleanup and compensation costs) if a spill occurs because of gross negligence, willful misconduct, or other specific reasons. The agreement also preserves the right of states to have stricter liability standards (including unlimited liability), and to maintain their own oil spill compensation funds and systems.

As a preventive measure, the Act requires that all new oil tankers and ocean-going barges have double hulls to help prevent oil spills, and it phases out the use of existing single-hull tankers beginning in 1995 so that virtually all tankers in use in U.S. waters must have double hulls in 20 years. The measure also requires that tankers be piloted by qualified pilots or escorted by other vessels in specified waters.

Another key feature of the OPA is the reinforcement of federal authority to ensure the immediate cleanup of oil spills. It is required that the Federal Government direct the cleanup efforts of major spills. A national contingency plan would have to be developed that establishes procedures and responsibilities for cleaning up oil spills. Area contingency plans would be prepared for all U.S. waters and shorelines, and owners of vessels and facilities like onshore terminals must also prepare individual contingency plans. Such

plans must identify and ensure the availability of private resources sufficient to respond to a worst-case spill.

The business implications of OPA are multiple, but main impacts for PDVSA are the costs associated to reinforcement of spill response capabilities, procurement of double-hull tankers, and insurance coverage.

In response to the OPA mandate, PDVSA joined in 1991 the Marine Preservation Association (MPA), an association of parties involved in the petroleum and petroleum transport industries in the U.S. which, through the Marine Spill Response Corporation (MSRC), provides oil spill preparation, response, containment, and cleanup for catastrophic oil spills (that is, spills beyond the capability of local resources). In practice, MPA will respond to open sea spills estimated to be in excess of 25,000 barrels and to coastal zones or tidal water spills in excess of 40,000 barrels. Through this association, PDVSA will be able to submit the statutorily required response plan for potential oil spills arising from their vessels or facilities. The cost of MPA membership for PDVSA is US\$75 million during the period from 1991 to 1998.

Additional response capability for massive oil spills at PDVSA-owned tankers and facilities in the U.S. and worldwide can be obtained from the Oil Spill Response. This is an international cooperative located in Southampton, England, joined by the PDVSA in 1991. The National Contingency Plan, established by PDVSA in Venezuela since 1984, can also provide equipment and expertise, if necessary.

When enactment of OPA took place, the company was planning to increase the number of tankers to 41 and, as a consequence, it was decided to acquire double-hull tankers. Retrofitting the existing single-hull tankers was considered

uneconomical because it costs about 40% of the tanker price, and there is a loss of 10% to 12% of cargo capacity in a retrofitted vessel.

Finally, the liabilities and financial responsibilities established under the OPA made the insurance of tankers travelling in U.S. waters a difficult matter. PDVSA is carefully analyzing this situation at present.

2.3 Other Regulations

Other environmental regulations with relatively minor impacts on the PDVSA-owned installations and associations in the U.S. are: the reauthorization of the Clean Water Act (CWA), which established higher technology standards for pollution abatement equipment, and the Resource Conservation and Recovery Act (RCRA), which introduced regulations for underground storage tanks and hazardous waste characterization procedures. Removal and replacement of the underground storage tanks of refineries, as well as segregation and enhancement of process-water pretreatment, are examples of projects conducted to comply with the RCRA.

3. EUROPEAN REGULATIONS

The majority of environmental legislation of the European Community (EC) is in the form of Directives. These are legal instruments that are binding on the result to be achieved, such as a particular air quality level, but leave to each member state the freedom to choose the form and method to achieve that result within its own constitutional and legislative framework. The EC policy is to make Community environmental standards approximate the highest of the levels that exist among member states. The resulting harmonized standards represent "floors". States can implement stricter standards but cannot fall below them. As a consequence of this harmoniza-

tion, the most dramatic changes in environmental standards occur in the southern countries. Companies operating in southern Europe, accustomed to less strict environmental standards, now have to invest more in pollution prevention and control. This is not the case for PDVSA associations in Europe, which concentrate their activities in Germany, Sweden, and Belgium.

The recently adopted EC environmental legislation on emissions from large combustion plants exerts a more significant impact, in terms of investments and increase of operating costs for PDVSA associations in Europe, while the emerging regulation on sulfur content in hydrocarbon products will have implications for both Venezuelan refineries and associations in Europe.

3.1 The Large Combustion Plants Directive

Sulfur dioxide and nitrogen oxide emissions from industrial plants are being reduced under the 88/609/EC Large Combustion Plants Directive (LCPD), adopted in 1988. This is a 15-year plan to counter acid-rain pollution and smog caused by power stations and other heavy industrial plants.

According to the LCPD in force in all member states since June 1990, all new combustion plants of 50 MW or more, authorized after July 1, 1987, shall comply with specified emission limits. On the other hand, emissions from existing large combustion plants are to be reduced in stages from 1980 levels, by specified percentages for different member states, taking into account their particular circumstances. Large combustion plants in Germany, for example, are required to reduce their sulfur dioxide emissions by 40% over 1980 levels by 1993, 60% by 1998, and 70% by 2003.

Compliance with LCPD

PDVSA, being a multirefinery company, has the flexibility to trade products between their refineries to meet the gasoline specifications, but the manufacture of oxygenated and reformulated gasolines requires significant investments

The EC has agreed to cut CO₂ emissions by the year 2000 back to 1990 levels, as a first step in contributing to the reduction of the world's greenhouse gas emissions. To reach this target, the Commission of the European Communities is considering the implementation of a tax, half of which would be levied on all forms of energy and half on fossil fuels

requires the installation of new desulfurization units in some refineries or expansion of existing units. Planned investments during the period from 1992 to 1995 in PDVSA associations in Europe have an estimated total cost of US\$320 million.

3.2 Sulfur Content and Other Emerging Requirements for Hydrocarbon Products

The European Community Directive 87/219/EC limits the sulfur content of diesel and light fuel oil to a maximum of 0.3 wt% and 0.2 wt% in environmentally sensitive areas. The European Community is now studying measures to establish sulfur limits for bunker fuels and heavy fuel oils. The new limits, under discussion, are 2% for bunker and 1% for heavy fuel oil. Though the time horizon for these proposals is not the short term (after the year 2000), the oil industry must be alert to the progress achieved by this initiative. The EC fuel oil market is about 80 million tons per year, and bunker fuel accounts for another 20 million tons per year.

It is also expected that the Commission of the European Communities will lower the limit of

benzene in gasoline and encourage an increase in oxygenates content. The decision to review existing legislation reflects the rapid growth of MTBE and other ethers blending in gasoline as a result of the phase-out of lead and increasing concern over pollution resulting from benzene and other aromatics.

The current Directive stipulates that member states must permit blends containing ethers not exceeding 10% of the volume of gasoline but states may choose to authorize a blend containing 15% ethers. The Commission is planning to harmonize standards by raising the permissible level of ethers to 15% in all member states.

As mentioned before, PDVSA is conducting projects to meet the anticipated growth in demand for oxygenates.

3.3 Stabilization of Carbon Dioxide Emissions

The EC has agreed to cut CO₂ emissions by the year 2000 back to 1990 levels, as a first step in contributing to the reduction of the world's greenhouse gas emissions. To reach this target, the Commission of the European Communities is

considering the implementation of a tax, half of which would be levied on all forms of energy and half on fossil fuels. It would be equivalent to US\$3 a barrel on oil in 1993 and would rise to US\$10 a barrel by 2000. At the same time, specific measures are being designed to improve energy efficiency and to increase the development of new and renewable energy resources. The consequences of these measures would be a reduction in energy consumption and an important drop in fuel imports, especially oil.

Such a tax will certainly exert its greatest impact on oil and coal, but it must be pointed out that EC taxes on petroleum products are already high. Total taxes per barrel of hydrocarbon products have risen over the last decade and now account for well over 50% of the final price. It is unlikely, however, that the EC will consider any offsetting reduction in existing petroleum product taxes. The absence of similar taxes on coal in Europe distort consumption in favor of the more CO₂-emitting fuel, which in some way makes no sense, considering the environmental purpose of the measure.

The impact of this tax on the international competitiveness of ener-

gy-intensive industries could be substantial. For this reason, the introduction of the tax depends on other OECD countries' implementing similar measures. If the tax is implemented in all OECD countries, the expected oil demand (import) of these countries will be reduced by about 2 million barrels per day in the year 2000.

4. CONCLUSIONS

PDVSA, like most other major oil companies, is committing large amounts of resources to meet the requirements of recently enacted or emerging environmental regulations in their customer countries (mainly U.S. and Europe). The continuing societal and political concern for protecting the local environment in these countries has made this issue an important element in the company's business strategy, which in some cases provides opportunities to act in ways that produce competitive advantage.

Financing the necessary mid-term environmental projects to comply with the new regulations, however, represents a great challenge for PDVSA during a period when upstream investments are required to maintain and at least moderately increase production capacity to meet demand. PDVSA, as a member of the communities where their activities are carried out, entirely shares their genuine concern for their environment and is committed to comply with legislative requirements by manufacturing the clean products. To a greater degree than ever before, the company is aware of how the future of the business is linked to the world's environmental quality.

The investment in "clean" products, however, will become really difficult in oil exporting countries, if fiscal measures, such as a carbon tax accounting for more than 50% of the oil price, are adopted in consumer countries attempting to favor

other sources of energy, not necessarily without risks for the environment. The carbon tax would introduce such a degree of uncertainty about the future size of demand that investment in both production capacity and clean products will have to be reviewed.

The remaining years of this century will probably see shifts in the way consumer countries use energy, greater efficiency, and greater public understanding of the different risks posed to the environment by the use of different fuels. This will confirm the substantive nature of the environmental achievements of the petroleum industry.

ANNEX

PDVSA ENVIRONMENTAL ACTIVITIES IN VENEZUELA

PDVSA activities related to environmental protection are guided by five corporate policies instructing employees to comply with all environmental laws and regulations and to establish programs to ensure compliance. These policies are:

- To maintain within the Corporation a strong and professional entity devoted to environmental affairs and industrial safety. This entity is called Integral Protection and is comprised of more than 450 professionals and technical experts in different areas. Its task is to coordinate, consult, control, and follow-up on industrial activities to ensure that they actually fulfill the requirements for environmental protection and living quality standards.
- To assign the main responsibility for environmental protection to the supervisors and managers of the different operations.
- To enforce the fulfillment of national and international environmental laws and regulations.

- To provide all the resources necessary to implement the best demonstrated control technologies, procedures, and processes with a reasonable cost-effectiveness ratio.
- To cooperate with the national government in the development and establishment of new environmental laws and regulations, based on scientific evidence and proven requirements.

The strategy for an effective fulfillment of this policy includes efforts to detect critical areas; implementation of actions, studies, projects, and programs to prevent the emergence of environmental conflicts; and participation with authorities in creating responsible laws, regulations, and standards to safeguard the community and environment. Thus, three types of programs have been established:

- prevention;
- control; and
- preparation to respond in the event of emergencies.

The main preventive procedures are:

First, there is the performance of environmental impact assessment studies. These are studies carried out during the conceptual design of projects. They enable the inclusion of mitigatory measures and considerations that match the possibilities provided by the natural resources available in a project's location. No project is undertaken unless a prior assessment of its environmental impact has been completed and widely analyzed with the environmental authorities and neighboring communities.

Second, there are environmental engineering studies, aimed at choosing the best pollution-abatement technologies that are available and their adaptation to specific problems.

Third, there are preventive and predictive maintenance programs. These programs rely on a suitable professional organization and an important supply of financial resources to detect and correct the deterioration of plants (caused by aging or corrosion) that could provoke oil spills or the accidental discharge of hazardous substances.

With regard to control procedures, the most important control programs established by PDVSA are the reinjection in oil reservoirs of all liquid effluent of production; treatment, recycling, and disposal of effluent stemming from refining and petrochemical processes; implementation of systems to control gas emission; reduction of generation, recycling, treatment, and disposal of hazardous wastes, and finally the performance of environmental audits.

The plan for reinjection of liquid effluent from production oil fields started in 1986 and will conclude in 1993. An idea of this plan's magnitude is provided by the total amount of waste water processed: just in the Maracaibo Lake area, it amounts to about 1 million barrels per day. Regulations on liquid effluent in refineries and petrochemical plants are complied with by applying physico-chemical and biological treatment systems.

Sources of atmospheric emissions are also controlled using treatment systems such as gas desulfurization units, wet scrubbers, cyclones, steam recovery units, and incinerators, or by changing product specifications, such as the reduction of the lead content in Venezuelan gasoline, in progress at present, in accordance with a program started in 1986.

In order to quickly detect oil spills, routine air and land inspections of extensive operation areas and main plants are carried out as a

control measure. This makes it possible to have an appropriate and effective response when an operational problem occurs.

Venezuelan oil activities started more than 70 years ago. For this reason, it is easy to understand that we have a great deal of production and refining wastes discharged in drains or special dumps, utilizing the technological procedures that were available at the time. Our challenge today is to make an inventory of such wastes and establish programs geared to cleaning up affected areas and reduce the present and future generation of wastes, through the use of clean technologies in operations. A comprehensive plan, to be implemented during the next three years, has been established for this purpose.

PDVSA has also established, as a control procedure, the implementation of environmental audits. The main objective of these activities is to evaluate the compliance with regulations and practices for environmental protection in our operations and to establish adequate corrective measures.

Although we have developed effective prevention and control programs, there is still the risk of accidental discharges of oil, hydrocarbon products, and other hazardous substances. In order to mitigate the negative effects of such accidents on people and environment, PDVSA has developed various contingency plans. In 1984, PDVSA implemented a National Contingency Plan to control massive oil spills in water. This plan has an organizational structure, which is coordinated by a central committee presided over by a PDVSA representative and which includes representatives from government authorities. According to the plan's operational outline, the country is divided into seven regions.

Each one of them has its own operating committee and its own organization, acting under the coordination of PDVSA affiliate companies. This National Contingency Plan has been highly effective for the few times it has been activated.

As neighboring countries have also been developing their oil resources steadily and have had pollution accidents affecting our coastal and border areas, the Venezuelan government has subscribed several bilateral cooperation agreements to combat hydrocarbon spills. These agreements have been signed with Trinidad and Tobago, Colombia, Aruba, and Curaçao.

PDVSA has also developed other emergency plans, namely, a contingency plan for response to hydrocarbon and other flammable product spills, implemented in 1988, and a contingency plan to react efficiently in the case of a toxic substance spill.

PDVSA conducts supporting research in the field of ecology and environment through INTEVEP, a research and development affiliate. INTEVEP assesses the environmental quality and ecological conditions of the operational areas. Moreover, it develops and adapts control technologies to specific needs and carries out studies supporting the establishment of environment standards and regulations.

Total investments for PDVSA to maintain these environmental programs for the period 1993-1997 are estimated at US\$800 million.

Finally, PDVSA is firmly convinced that environmental education programs contribute to the success of the environmental actions. Therefore, these efforts not only focus on employees, but also on contractors and organized communities, including schools, regional municipalities, and local governments. ●