

IMPACTO AMBIENTAL

Lucrecia Corró

I. INTRODUCCION

1. Antecedentes históricos.

Según lo atestiguan referencias bíblicas, el petróleo es conocido desde los orígenes del mundo.

Ya los sumerios en Oriente, hace 7000 años utilizaban el betún que surgía del suelo. Después de ellos fue usado también por otros pueblos que ocuparon la Mesopotamia. Así, los acadios, los asirios y los arameos lo empleaban para cimentar los ladrillos de sus construcciones y hasta en los caminos y carreteras.

Durante siglos el petróleo fue requerido como producto medicinal, de belleza y para el calefateo de buques.

En América del Sur, los indígenas utilizaron derivados del petróleo en las actuales regiones de los países de México y Perú, antes de la llegada de los españoles.

En nuestro país ya se empleaban los betunes mendocinos para el calefateo de buques hacia finales del siglo XVIII. En 1865 se constituyó la Compañía Jujeña de Kerosene y en 1886 la Compañía Mendocina de Petróleo, en la zona de Cacheuta.

Sin embargo, la industria del petróleo es reciente, data del siglo XIX, cuando el mineral ya no manaba sino que era necesario buscarlo en el subsuelo.

El 27 de agosto de 1859 en Tittusville, Pensilvania, el Coronel Drake descubrió e inició la exploración de un pozo y encontró la sustancia a 21 metros de profundidad usando un taladro que martillaba la tierra con un movimiento ascendente y descendente.

2. El petróleo: concepto y características.

El petróleo es una sustancia compuesta por una mezcla variable de hidrocarburos y otros materiales derivados de la transformación de cuerpos orgánicos. Los componentes principales son el carbono y el hidrógeno cuyo porcentaje varía en los diferentes crudos: en el caso del carbono, de un 82 a un 87 por ciento y en el hidrógeno, de un 12 a un 15 por ciento. Al variar su composición, también se modifican las propiedades físicas y químicas, variando entonces, en su densidad, volatilidad y color, pasando del tono ámbar al rojo, pardo, anaranjado hasta llegar al negro.

Es una sustancia compleja, formada a través de un proceso de millones de años, que se encuentra en reservorios naturales denominados cuencas, en los que se produjeron acumulaciones sedimentarias que formaron estratos superpuestos. Allí, la materia orgánica de plantas y pequeños animales fue sometida a la acción de bacterias que extrajeron el oxígeno y el nitrógeno y enriquecieron los sedimentos con carbono e hidrógeno.

Se han encontrado acumulaciones en distintos períodos de sedimentación, con excepción del precámbrico. Los más importantes depósitos del mundo pertenecen a la etapa terciaria. Los yacimientos argentinos de Comodoro Rivadavia, Neuquén y Mendoza corresponden a los períodos cretácico, jurásico y triásico de la Era Mesozoica.

El petróleo es un recurso natural no renovable, que se encuentra distribuido en una forma muy irregular en el planeta. Constituye, además, la materia prima a partir de la cual se concatenan una serie de actividades comerciales denominadas *industria petrolera* y una fundamental fuente de energía para el Mundo. Es, en la actualidad, base del progreso y la civilización.

Del petróleo se obtienen diferentes compuestos. El más conocido es la gasolina, obtenida a través de un proceso denomi-

nado ruptura, craqueo o craking. También se obtiene por ruptura el gasoil, carburante usado en los motores diesel. Es un subproducto menos volátil que la gasolina y mas económico. Otros derivados del petróleo son: el querosene, el alquitrán, los aceites lubricantes, la vaselina y las parafinas. A través de procesos químicos pueden obtenerse glicerinas.

3. Importancia internacional.

Con la utilización del petróleo como fuente de energía de la sociedad moderna, su extracción y consumo han llegado a convertirse en un tema de importancia internacional.

Hacia finales del siglo pasado, el petróleo era un factor primordial en la vida económica de las naciones. Así nacieron los grupos poderosos que acapararon las principales fuentes productivas.

Durante la Primera Guerra Mundial se habló de guerra del petróleo no sólo por su empleo en los medios de transporte sino también porque jugaba un papel muy importante en las zonas geográficas de influencia a las que aspiraban las fuerzas que estaban en pugna. El petróleo surgió como elemento de poder nacional, cuando el motor de combustión desplazó al caballo y a la locomotora impulsada por vapor de carbón.

En la Segunda Guerra Mundial y durante los años siguientes volvió a advertirse la importancia del petróleo y de qué manera las naciones que producen el mineral gravitan en los acontecimientos políticos mundiales. Japón invadió Pearl Harbor para proteger su flanco mientras se apoderaba de los recursos petrolíferos de las Indias Orientales. Hitler tenía como objetivo estratégico invadir la Unión Soviética y adueñarse de los campos petrolíferos del Cáucaso.

Distintas “crisis petroleras” fueron sucediéndose a través de los años posteriores a la Segunda Guerra Mundial: la primera

crisis petrolera en 1951, la “crisis de Suez” o segunda crisis petrolera en 1956, la tercera crisis en 1967, “la guerra de Yom-Kippur” y el embargo del petróleo árabe en 1973 provocaron la cuarta crisis de posguerra, la quinta crisis en 1979 cuando el precio del petróleo subió de 13 a 34 dólares el barril y en 1990, luego de la ocupación de Kuwait por parte de Irak, las Naciones Unidas impusieron un embargo a este último, iniciándose una crisis petrolera mundial. El petróleo siempre estuvo presente junto a las estrategias nacionales, a la política y al poder. Hasta que se encuentre alguna fuente alternativa, el petróleo seguirá afectando a la economía mundial. Las oscilaciones en los precios acrecentarán economías o, por el contrario, producirán inflación y recesión.

El siglo XX lo ha consagrado, acompañado por el gas natural, como fuente de energía para el mundo industrial. Esta sustancia es la que hace posible nuestra forma de vida, el sitio donde vivimos, la forma de trasladarnos. Es el componente principal de los fertilizantes, de los cuales depende la agricultura mundial y el que hace posible el transporte de alimentos a las distintas ciudades del mundo. Nos proporciona los plásticos y los productos químicos que constituyen el esqueleto de la civilización moderna.

Al ser, el petróleo un recurso natural no renovable, tiene que ser preservado y su uso debe ser racional. Pero también es un elemento que contamina el ambiente y, en tal sentido, es un arma poderosa, no solo como factor de poder y presión internacional sino también como instrumento bélico. Resulta decisivo para el poder nacional, además de ser un factor principal en la economía mundial y generador de guerra y conflictos internacionales. Sigue siendo, asimismo, la fuerza motora de la sociedad industrial y la base del mayor negocio mundial.

4. Aspectos ambientales.

“Desde el punto de vista ambiental el petróleo provoca la degradación del medio ambiente, amenazando a las generaciones presentes y futuras. La ignición de los combustibles fósiles provoca niebla artificial, contaminación del aire, lluvia ácida, destrucción de la capa de ozono, alteración climática y, además, colabora con el calentamiento global del planeta. Las actividades de la industria del petróleo y los residuos que se generan tienen su propio componente de afectación y, finalmente, los subproductos obtenidos, tanto su uso como su desecho, son también elementos deteriorantes del medio ambiente”¹.

Las operaciones de explotación y exploración de hidrocarburos son altamente riesgosas y contaminantes. También es muy grave la contaminación marina por hidrocarburos. Incluso es preocupante el uso abusivo y desinteresado de la sustancia.

En la década del 70, pero con mayor énfasis a partir de los 80, comenzó un fenómeno internacional que incluye la consideración de todo tipo de riesgo ambiental y cuya preocupación última es la existencia misma del planeta.

En los 80, dos incidentes fueron fundamentales y decisivos. El primero, en abril de 1986, cuando se perdió el control sobre un reactor nuclear en Chernóvil, Ucrania, creando una amenaza invisible, pero de consecuencias terriblemente peligrosas. El segundo tuvo lugar en marzo de 1989, en Alaska, e involucró la petrolera Exxon Valdéz, que derramó 240.000 barriles de petróleo.

La década del 90 vuelve a tener como protagonista al petróleo, pero esta vez no como drama ambiental sino desde el punto de vista de la lucha de los recursos petrolíferos del Golfo Pérsico

¹ De Benedictis, Leonardo, *La industria del petróleo. Impactos ambientales y regulaciones de preservación aplicables*, Buenos Aires, Monografía, 1999.

y su importancia estratégica internacional, llegando en 1991 al tan mentado “nuevo orden petrolero mundial”. Tanto los países productores como los consumidores tomaron nuevamente conciencia de la importancia del petróleo.

Se produjo, entonces, un inevitable enfrentamiento entre la seguridad del suministro de energía y el bienestar económico, por una parte, contra los temores por el ambiente por la otra. Por ello, es necesario reorientar el desarrollo hacia el “desarrollo sustentable”. En tal sentido, resulta pues imprescindible encontrar el equilibrio y la mejor forma de convivencia entre energía y ambiente.

Para lograr una utilización sustentable de los recursos energéticos, resulta indispensable estudiar y analizar profundamente la problemática ambiental con ellos relacionada. En tal sentido, será objeto del presente trabajo realizar un análisis exhaustivo de los aspectos ambientales asociados a la industria del petróleo, los impactos relacionados con cada etapa de la actividad, así como la situación normativa de preservación ambiental, nacional e internacional, que la regula.

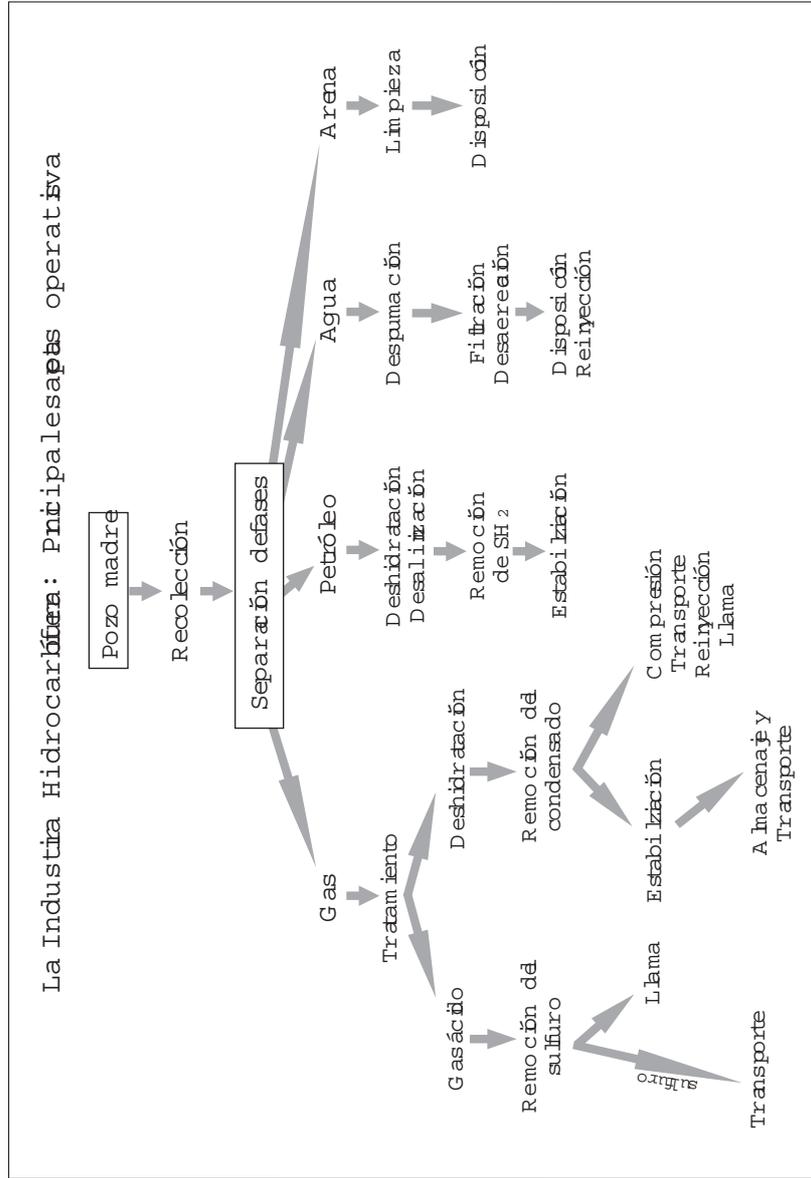
Para comprender la relación y situación de la explotación de petróleo líquido dentro de la industria hidrocarburífera, iniciaré este trabajo con una descripción general y esquemática de los operaciones de procesamiento involucradas en la explotación de un yacimiento. A continuación describiré la industria del petróleo detallando cada una de las etapas que la componen para comprender, posteriormente, los impactos ambientales asociados a ellas. Finalmente, haré un breve comentario sobre el comercio internacional de hidrocarburos, para brindar al lector el contexto necesario para comprender sus potenciales implicancias ambientales a nivel global.

La segunda etapa estará orientada al análisis crítico de la problemática ambiental asociada con la industria del petróleo. Detallaré los impactos que cada etapa tiene sobre el medio ambien-

te, ejemplificando tal situación, en la medida de lo posible, con alguna situación real.

En la tercera parte del trabajo, describiré la situación normativa de preservación ambiental, nacional e internacional. El objetivo de esta sección consiste en esbozar la situación legal como marco para comprender las causas y posibles consecuencias de los problemas ambientales de esta industria a nivel local, regional y global.

Por último y para finalizar, haré una breve reseña de los aspectos mas relevantes del tema mediante un diagrama de flujo, comentaré las conclusiones y posibles soluciones que pudieran contribuir con la minimización o eliminación de los problemas ambientales provocados por el desarrollo de la actividad hidrocarbúrfica.



II. DESARROLLO

1. La industria hidrocarburífera: principales etapas operativas.

1.1. Operaciones de procesamiento involucradas en la industria de hidrocarburos.

La industria hidrocarburífera comprende un conjunto de actividades que se inician con la exploración para finalizar con la comercialización de productos y subproductos obtenidos a partir del petróleo y gas como materias primas. Como puede apreciarse en el esquema anterior², la explotación de un yacimiento implica una serie de actividades a partir de las cuales se obtienen gas y petróleo como principales productos, mientras que el agua y la arena acompañantes son desechados luego de su adecuado tratamiento.

Dada la complejidad de las operaciones implicadas en el procesamiento de los distintos productos obtenidos, explicaré brevemente las principales etapas asociadas con cada una de ellas a modo de marco conceptual de la industria de hidrocarburos y para introducirnos, finalmente, en el procesamiento del petróleo líquido y sus implicancias ambientales, que constituye el tema del presente trabajo.

El petróleo se encuentra en el yacimiento junto con agua, arena y gas. Por sus diferentes densidades el agua y la arena se encuentran en el fondo de la formación, el petróleo en la parte intermedia y el gas por encima de éstos. La perforación y extracción de un pozo implica la salida del gas, en un primer momen-

2 Manning, F. - Thompson, R., *Oilfield processing of petroleum*, Oklahoma, Pennwell Publishing Company, 1991.

to y luego el petróleo mezclado con agua y arena. El gas es tratado en una primera etapa para la remoción de los gases ácidos (sulfuro de hidrógeno y dióxido de carbono) ya que estos gases son sumamente corrosivos en presencia de agua. En general el sulfuro de hidrógeno es convertido en sulfuro elemental ya que se encuentra prohibida la liberación de estos gases al ambiente. La deshidratación es necesaria para evitar la formación de hidratos que pueden ejercer altas presiones en los conductos de transporte del mismo. Los condensados constituyen hidrocarburos licuables bajo presión o enfriamiento y pueden generar dificultades en las cañerías de transporte. Por ello son removidos y estabilizados para convertirlos finalmente en un producto transportable. En cuanto a la disposición final, la situación común para el gas consiste en su transporte y comercialización, ya que esta prohibido por ley su incineración y desaprovechamiento.

La arena y otros materiales sólidos pueden acumularse en distintos sectores de las instalaciones utilizadas para el procesamiento, como cañerías, tanques, etcétera, ocasionando una reducción de la capacidad de carga de los tanques, así como del flujo en las cañerías, etcétera. Por ello es removida mediante conos centrífugos y tratada para su disposición ya que se encuentra acompañada de hidrocarburos.

El agua, llamada de formación, es generalmente reinyectada en la formación para favorecer la surgencia del petróleo. Trataremos mas adelante la situación de las aguas de formación.

El petróleo líquido se encuentra acompañado por agua emulsionada, por ello se procede a la deshidratación mediante distintas técnicas, como ser decantación, adición química, campos electrostáticos, etcétera. El sulfuro de hidrógeno que acompaña al petróleo es removido debido a su extrema toxicidad y corrosividad que produce en las cañerías de transporte. La estabiliza-

ción se refiere a la reducción de la presión de vapor, lo que permite el seguro transporte y tratamiento. El almacenamiento representa la etapa final del tratamiento preliminar para su posterior procesamiento definitivo y comercialización.

2. La industria del petróleo: etapas que la conforman y comercio internacional.

En cuanto a las actividades concernientes específicamente a la búsqueda y explotación del petróleo, podemos distinguir cinco etapas:

- Exploración } “up stream”
- Explotación } “up stream”
- Industrialización } “down stream”
- Comercialización } “down stream”
- Transporte

2.1. Exploración.

La exploración es la etapa de búsqueda del petróleo. Para ello se desarrollan actividades de exploración en superficie y en profundidad. Las actividades exploratorias de superficie comprenden tareas geológicas y geofísicas de reconocimiento superficial para las que se utilizan fotografías aéreas - satelitales, estudios geológicos y aplicación de métodos geofísicos como la gravimetría, la magnetometría y la sísmica.

En profundidad la tarea consiste en la perforación propiamente dicha en el lugar donde, sobre la base de los trabajos antes mencionados, se presume la existencia de un yacimiento. La perforación del subsuelo permite confirmar la presencia de petróleo.

La magnetometría y la gravimetría detectan variaciones en el campo magnético y gravedad terrestre producidos como resultado de la presencia de distintos tipos de rocas existentes en el subsuelo y permiten componer una idea precisa de las estructuras que hay por debajo de la superficie terrestre. Para ello se emplean gravímetros y magnetómetros montados en aviones.

Cuando el reconocimiento inicial delimita una zona con probabilidades de entrapamiento, comienzan los estudios sísmicos. Estos estudios consisten en producir ondas de sonido desde la superficie de la tierra, que se proyectan hacia el subsuelo y son reflejadas hacia aquella en función de los tipos de rocas existentes. En función del tiempo que tardan en regresar a la superficie se permite configurar un cuadro de situación de los distintos estratos y sus profundidades. Las ondas acústicas son generadas por cargas explosivas que se detonan a poca profundidad o por camiones vibradores que poseen una plancha que impacta con fuerza sobre la superficie, mientras se mide el tiempo de retorne de las ondas por medio de geófonos.

En el mar, se utilizan buques sísmicos que arrastran hidrófonos receptores de las ondas de rebote generadas por cargas de aire comprimido aplicadas sobre el agua.

La información obtenida a partir de procedimientos geológicos y geofísicos es analizada e interpretada por expertos para decidir si se justifica la perforación de pozos exploratorios en la zona estudiada, en la que aún no se han descubierto hidrocarburos.

La perforación de exploración, tanto en tierra “on shore” como en plataforma marina, “off shore”, implica la realización de varios pozos exploratorios ubicados en zonas posibles utilizando equipamiento muy sofisticado.

Actualmente, en tierra se utiliza un sistema de perforación rotativo. Este equipo consiste en una torre que sostiene desde su parte superior un aparejo que, a su vez, soporta una serie de cañerías asociadas a una mesa giratoria que les confiere dicho movimiento. Una pieza de gran dureza denominada trépano, conectada a las tuberías mencionadas precedentemente es la encargada de perforar el subsuelo rompiendo las rocas que atraviesa, obteniendo los llamados “cuttings” o detritos del terreno perforado. El trépano perfora a una velocidad entre 50 y 400 vueltas por minuto y la velocidad de perforación varía según el tipo de roca, desde 60 metros por hora hasta 6 metros por día si se trata de una roca muy dura. Los trépanos se fabrican con aceros muy resistentes y normalmente se desgastan después de 100 metros de perforación. Sin embargo, en algunos casos, si la roca por perforar es muy dura, pueden quedar fuera de uso a los pocos metros. En el suelo, el diámetro de perforación es de 60 cm, medida que va disminuyendo al avanzar la perforación. Cuando aumenta la profundidad del pozo, se agregan nuevas secciones de barras de acero en la parte superior del tubo³.

La realización del pozo implica el uso de fluidos de perforación, los que cumplen distintas funciones. Por un lado refrigeran al trépano, que se ve sometido a fricciones que producen su recalentamiento. De no existir esta refrigeración habría que cambiar esta pieza con demasiada asiduidad, lo que obliga a la paralización de la actividad perforatoria con todos los inconvenientes y demoras que ello acarrea⁴.

Por otro lado, los fluidos en cuestión, cumplen otra serie de funciones como son las de transportar a la superficie los frag-

3 De Benedictis, Leonardo, *La industria del petróleo. Impactos ambientales y regulaciones de preservación aplicables*, Buenos Aires, Monografía, 1999.

4 Coria, Silvia - Devia, Leila - Lamas, Ana - Nonna, Silvia - Villanueva, Claudia, *El rumbo ambiental en la Argentina*, Buenos Aires, Ciudad Argentina, 1998.

mentos de roca triturada por el trépano, evitar el asentamiento de los mismos cuando, por algún motivo, se interrumpe la inyección, evitar que la pared del pozo se desmorone, impedir la entrada de fluidos al pozo ⁵.

Estos fluidos de perforación o lodos son recuperados, tamizados y enviados nuevamente al sistema de perforación, mediante bombas muy potentes.

Existe otra técnica de perforación, llamada “turboperforación”, que se realiza con tubos fijos, que no giran. Consiste en impulsar el trépano mediante una turbina colocada en la parte superior que es accionada por la corriente del lodo a presión.

Cuando en el pozo exploratorio se encuentra petróleo, se evalúan las posibilidades económicas del yacimiento y, en función de las conclusiones, se determina o no un programa de explotación

2.2. Explotación.

Esta etapa consiste en la extracción del petróleo del subsuelo, el transporte hacia lugares de almacenamiento y, finalmente, el tratamiento para dejarlo en condiciones de ser enviado a las refinerías, que se encargarán de transformarlo en los subproductos de consumo. Para extraer el petróleo del subsuelo se realiza la perforación hasta la formación que va a ser explotada.

La explotación puede desarrollarse en tierra o costa afuera.

Para la explotación en tierra la primera operación que se realiza es la de entubado, mediante la instalación de un tubo de acero de considerable largo. En el caso de producirse la surgencia natural del petróleo, impulsado por la presión de los gases contenidos en la roca, se coloca en la boca del pozo un conjunto de

⁵ De Benedictis, Leonardo, *La industria del petróleo. Impactos ambientales y regulaciones de preservación aplicables*, Buenos Aires, Monografía, 1999.

tuberías y válvulas a las que se denomina “árbol de Navidad”, utilizadas para controlar la presión y a través del cual circulara el petróleo hacia una cañería de conducción. Al disminuir la presión natural del pozo y no resultar suficiente para impulsarlo a la superficie, el petróleo deja de brotar espontáneamente, entonces es necesario recurrir al bombeo. Es posible ver entonces instalaciones de mayor porte encargadas de ello.

La explotación es el período destinado al desarrollo y producción del yacimiento. En esta etapa se establecen las reservas comprobadas del yacimiento, es decir, las cantidades estimadas de hidrocarburos, que, mediante datos geológicos y de ingeniería, se demuestra con razonable certeza que serán obtenidas en el futuro del reservorio que se esta explotando y en condiciones económicamente convenientes.

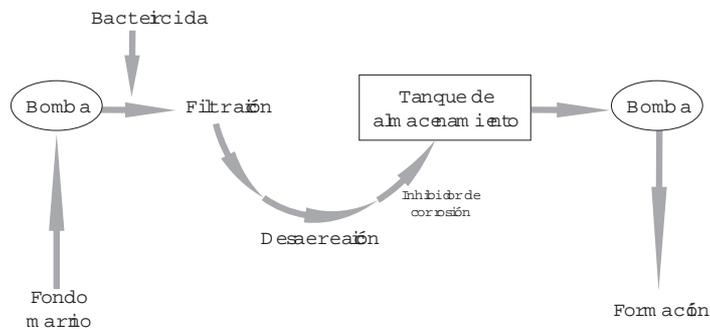
Las rocas de almacenamiento, además de petróleo, contienen gas y agua, ubicados en distintos niveles de acuerdo con sus diferentes densidades: gas en la parte superior, petróleo en la napa intermedia y agua en la inferior.

El producto extraído es conducido mediante cañerías de gran longitud a instalaciones intermedias de almacenamiento, conocidas con el nombre de baterías colectoras, que se encargan de reunir la producción de varios pozos conectados a ellas.

Finalmente, la producción de las distintas baterías de un yacimiento se envía a plantas de almacenamiento/tratamiento en las que se separa el agua de formación que acompaña al petróleo y, en definitiva, se lo deja en aptitud de ser enviado a las refinerías para su procesamiento, convirtiéndolo en los distintos subproductos de aplicación actual. En el caso en que no se disponga de cañerías a través de las cuales se envíe la producción a los lugares de recepción mencionados, se emplean camiones tanque.

Las operaciones costa afuera implican la explotación, desarrollo y producción de los recursos de petróleo y gas, es decir, la búsqueda y extracción del lecho de los espacios marinos.

Las unidades de producción pueden incluir varios tipos de plataformas con múltiples pozos de producción y reinyección, tanques de almacenamiento, separadores e instalaciones auxiliares de soporte, instalaciones de procesamiento y almacenaje, plataformas asociadas de perforación, unidades semisumergibles y tuberías para el almacenamiento y transporte a la costa.



El transporte usualmente es mediante tuberías, ocasionalmente mediante buques tanque, hacia refinerías ubicadas en tierra (costeras) y/o instalaciones de procesamiento de gas.

La exploración consiste en estudios geofísicos desde vuelos aéreos y/o buques que realizan travesías en red o lineales recorriendo grandes áreas, así como el muestreo del fondo mediante varios métodos, estudios sísmicos y perforación de prueba para datos geológicos. Esto es seguido de la perforación de estructuras seleccionadas y un extenso testeo de pozo y producción para determinar los parámetros del recurso. Las plataformas de perforación y producción cuentan con instalaciones propias, comodidades para los trabajadores, tanques de almacenamiento, etcétera. La producción requiere un ex-

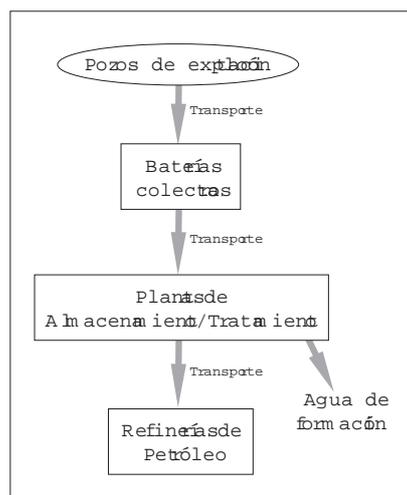
tenso soporte costero para alojar a los trabajadores, disponer los desechos y realizar la refinación. Las plataformas y buques de perforación son abastecidos mediante transporte aéreo y acuático.

La explotación costa afuera no fue desarrollada hasta después de la Segunda Guerra Mundial. A partir de ese momento empezaron a realizarse exploraciones, se intensificó la búsqueda y se perforó el primer pozo a 30 Km de la costa de Louisiana, en EE.UU.

Existen casi 30 países que explotan plataformas continentales y obtienen gran parte de su producción de petróleo costa afuera. Las primeras operaciones tuvieron que encontrar metodológicas especiales para realizar la actividad sísmica. En la actualidad se emplea aire comprimido para generar los primeros terremotos y sus ondas consecuentes de manera de lograr el efecto deseado, que consiste en obtener un conocimiento acabado de la estructura del suelo sobre el cual se encuentran las aguas.

Los equipos utilizados pueden perforar hasta 1500 mts. de profundidad, instalados en diferentes tipos de plataformas, capaces de operar en aguas con profundidades superiores a los 200 mts., ubicados a cientos de kilómetros de la costa y con una infraestructura que permite albergar a 50 hombres con buenas comodidades.

Las plataformas pueden estar asentadas en el suelo subyacente mediante patas o flotar e inmovilizarse con anclas (plataforma semisumergible).



2.3. Industrialización.

En esta etapa, que se realiza en refinerías, se produce la transformación del crudo en distintos subproductos, en general combustibles, lubricantes, grasas, asfaltos y otros, algunos de los cuales sirven de materia prima a la industria petroquímica, de la cual derivan materiales tan importantes como los plásticos.

Para la transformación del crudo en los distintos subproductos, se lo somete a tratamientos físico-químicos con el objeto de extraer productos destinados al consumo.

Existen cuatro tipos de procesos de refinación:

2.3.1. Separación o destilación fraccionada.

Consiste en el fraccionamiento del crudo a través de la destilación. Se trata de calentar el petróleo de manera que los distintos hidrocarburos se vayan obteniendo a medida que van alcan-

zando el punto de ebullición. El calentamiento se realiza a una presión próxima a la atmosférica, luego se vaporizan sus componentes más livianos y se los recupera nuevamente en torres de destilación. El residuo más pesado se destila nuevamente a presión reducida, al vacío, y se separan distintos cortes.

2.3.2. Transformación o craking.

Se combinan los efectos del calor y la presión para producir cambios en la estructura molecular. Se trata de una hidrólisis y recombinación de los componentes moleculares. Este proceso produce la ruptura de las moléculas grandes de los hidrocarburos más pesados, obteniéndose otros de moléculas más pequeñas. Uno de los procedimientos usados es el craqueo catalítico que emplea catalizadores que se regeneran y se reutilizan en el proceso. Otra técnica es la de coqueo técnico, que a través de una temperatura elevada transforma moléculas grandes en pequeñas.

2.3.3. Purificación.

Aquí se eliminan las impurezas y sustancias no deseadas de los productos obtenidos de los procesos anteriores.

2.3.4. Blending.

Consiste en la combinación o mezcla de diferentes productos.

Las refinerías actualizan permanentemente su tecnología y equipamiento. De esta manera, las técnicas de refinación han ido progresando con el tiempo, permitiendo obtener cada vez mayor rendimiento de crudos y productos de más alto valor comercial.

Los mejores crudos son los dulces y livianos, pero el mercado está cambiando el perfil y acepta refinar crudos con menor densidad y mayor contenido de azufre, es decir, más pesados y agrios. Esta tendencia obedece a la disponibilidad de mejor refinación, que permite obtener buenos productos de crudos baratos por su menor calidad.

De la refinación se obtienen: gas condensable, butano y propano, compuestos para aviación, compuestos para autos, naftas, aguarrás o white spirit, querosene de distintos tipos, gasoil de distintos tipos, fuel oil doméstico - industrial, asfaltos o bitumen, aceites plastificantes.

2.4. Comercialización.

En esta etapa, el petróleo, sus subproductos y derivados se colocan a disposición del mercado consumidor, ya sea nacional o internacional.

Los productos elaborados en las refinerías de petróleo son enviados a plantas, en las que, esencialmente, se opera el despacho de los mismos hacia el último eslabón de las operaciones petroleras que son las estaciones de servicio. Estas, a su vez, realizan la entrega de aquellos al mercado minorista.

En las plantas mencionadas en primer termino hay tanques de almacenamiento que reciben los combustibles, en algunos casos galpones, en los cuales se estiban los tambores de lubricantes y grasas, con instalaciones de bombeo para operar el trasvase de combustible almacenado en los tanques a las instalaciones de carga a granel, a camiones, etcétera.

Las estaciones de servicio constituyen el último eslabón de la industria del petróleo. Aquí también se realiza el almacenamiento de los productos que se reciben y el despacho de los mismos a los clientes. En algunos casos, además, se efectúan operaciones de lavado de unidades automotrices y servicios de cambios de lubricantes.

La comercialización es una actividad muy compleja y ágil, sujeta a cambios constantes y significativos, que pone en juego grandes sumas de dinero. Se trata de un negocio tan rentable como riesgoso.



2.5. Transporte.

Esta actividad conecta a las demás y resulta fundamental en la concatenación de etapas de la industria petrolera.

El transporte del crudo desde los yacimientos a las refinerías y de los subproductos elaborados desde éstas a los lugares de despacho, se efectúa por distintos medios terrestres o acuáticos. Dentro de los medios terrestres podemos mencionar a los oleoductos y poliductos, que son cañerías a través de las cuales se mueven el crudo y los subproductos respectivamente, también, medios carreteros y ferroviarios, empleándose camiones o vagones tanque según el caso. Para el transporte por agua se utilizan embarcaciones especiales denominadas buques tanque.

La ingeniería de los oleoductos ha ido adaptándose a los cambios permanentes de la exploración y producción, en tal sentido, los oleoductos de acero tradicionales están siendo reemplazados por tubos flexibles, hechos de capas de material termoplástico y acero⁶.

2.6. Comercio internacional de hidrocarburos.

En lo referente a la disponibilidad del recurso, podemos diferenciar tres grupos de países:

6 World Bank, Environmental department, environmental assessment sourcebook, *Guidelines for environmental assessment of energy and industry projects*, Washington, World Bank Technical Paper, 1991.

- *Países petroleros*: aquellos que tienen suficiente mineral para alcanzar su propio abastecimiento y asegurar suficientes reservas.
- *Países con petróleo*: los que pueden autoabastecerse con escasas reservas.
- *Países sin petróleo*: los que deben recurrir a otras naciones para satisfacer el consumo interno.
- *Países refineros*: los que sin poseer el recurso han sofisticado su tecnología y han centrado su capacidad en la etapa de refinación.

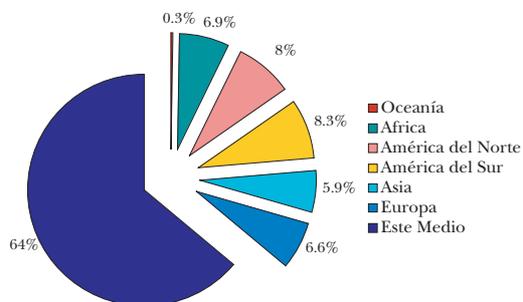
Los países de Europa Occidental carecen de petróleo y se han dedicado a la refinación del mismo. La refinación permite, a partir de crudos agrios y pesados de bajo costo, obtener subproductos que se comercializan a precios elevados en el mercado internacional. Este mecanismo le permite tanto abastecerse de buenos productos como comerciar ventajosamente con ellos.

Volviendo a los grupos de países enunciados, podemos diferenciar países productores, países consumidores, países exportadores y países productores-exportadores. Por ejemplo Japón no tiene petróleo pero su importante desarrollo industrial le exige un enorme consumo del mismo. Estados Unidos es un gran productor de petróleo, pero consume 50% más de lo que produce. Por otro lado, los países del Golfo Pérsico, cuya única industria importante es la petrolera, no consumen ni la quinta parte del petróleo que producen. Así también, la Comunidad de Estados Independientes, ex URSS, produce mucho más de lo que consume.

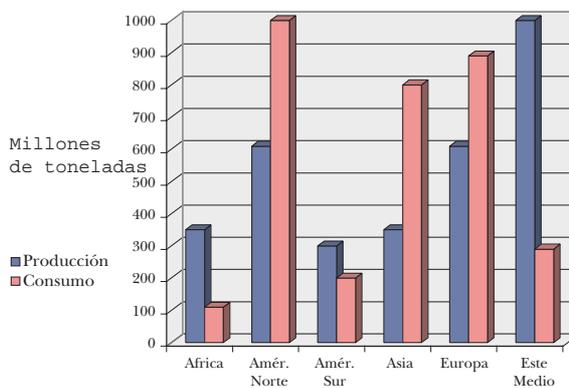
Por ello la nación que no tiene la cantidad de crudo que necesita o aquella que produce mucho más de lo que consume, simplemente compra o vende en el mercado internacional.

En las siguientes figuras podemos observar las reservas de petróleo comprobadas en los distintos continentes, así como la producción vs. el consumo de los mismos ⁷.

Reservas probadas de petróleo: porcentajes a fines de 1996



Producción y consumo de petróleo de 1996



⁷ "Survey of Energy Resources and Natural Gas Liquids, Crude Oil & Natural Gas Liquids" en <http://www.wec.com.ar.20-08-01>

Por otra parte, existen tres tipos de mercados internacionales de hidrocarburos:

Mercado Contractual

Implica que el crudo o los subproductos que un país necesita son adquiridos a través de contratos celebrados entre naciones o entre estas con las compañías de los países exportadores. Estos contratos, en general, comprenden cantidades considerables y varios embarques periódicos.

Las condiciones de venta implican la fijación del precio y las formulas de ajuste a utilizar para el producto.

Los términos de estos contratos son casi impuestos por los oferentes. Por ello en cuanto a la forma e instrumentos de pago son bastante inflexibles.

En cuanto a jurisdicción, en caso de controversias se exige la de los tribunales judiciales ordinarios de las naciones exportadoras.

Los países árabes como exportadores y oferentes en el mercado internacional, se aseguran que exista una "cláusula de prohibición de destino", la que impide que el petróleo transferido llegue a destinos no deseados, como podría ser Israel. Irán hace constar en sus contratos la formula "por voluntad de Ala" refiriéndose a fuerza mayor. Quien compra sujeto a estas condiciones esta comprando "a riesgo".

Mercado Spot

Se trata de un mercado de disponibilidad inmediata, instantáneo, a través del cual se satisface una demanda de uno o dos cargamentos. Si se diera el caso de mas de dos cargamentos ya no seria un spot puro o común. Este tipo de mercado cubre sólo un 20 % de las transacciones llevadas a cabo en el mundo.

En este tipo de operaciones no se utilizan contratos formales. Las operaciones se concretan en muchos casos mediante palabra, y el embarque y la transferencia son inmediatos.

Este mercado está localizado sólo en determinados puertos del mundo: Rotterdam, Golfo de México, Nueva York, Singapur. Son puertos que permiten el ingreso continuo de buques y en los que pueden operar barcos de gran porte y calado.

Mercado de Futuros de Petróleo y Derivados

Implica negociaciones a futuro. Los contratos de futuro se refieren a promesas de compra y/o venta de materias primas, bienes comerciales y de consumo para entregar en alguna fecha futura y a un precio determinado. En este tipo de transacciones se fijan tanto la fecha de entrega como el precio del bien.

Esto posibilita vender en futuro sin contar físicamente con el producto, o comprar sin que se reciba el bien de la transacción. En la práctica la negociación rara vez desemboca en entregas reales, desarrollando un mercado paralelo al “real”. Así, un compromiso de venta en futuros se compensa mediante una compra en futuros o viceversa.

3. La industria del petróleo y su problemática ambiental.

Cada una de las etapas de la actividad afectan al medio ambiente si no se llevan a cabo con planificación, eficiencia, responsabilidad y conciencia. Sin embargo, existe un rasgo distintivo que caracteriza a la industria hidrocarburífera: los impactos ambientales son una consecuencia de tres factores esenciales. Por un lado, el petróleo en sí mismo, ya que constituye un líquido contaminante susceptible de afectar negativamente el ambiente. Por el otro, las actividades de la industria del petróleo, que tiene su propio componente de afectación. Finalmente, los sub-

productos obtenidos, cuyo uso o desecho constituyen también factores deteriorantes del medio ambiente.

3.1. Problemática ambiental asociada a la exploración petrolera.

En la primera sección de este trabajo he descripto las etapas en que puede dividirse la actividad hidrocarburífera. En cuanto a la etapa de exploración he mencionado los estudios satelitales, la gravimetría, la magnetometría y la sísmica como las herramientas utilizadas para los estudios de superficie. Estos análisis de superficie, así como los métodos utilizados para su realización, no tienen gran significación desde el punto de vista de los posibles impactos ambientales negativos.

La actividad sísmica merece mayor atención ya que los ruidos y vibraciones por ella producidos son susceptibles de alterar a la fauna existente en el lugar. Por otro lado, el empleo de elementos pesados como los equipos vibradores, provoca la compactación de los suelos con la secuela de consecuencias que ello pueda ocasionar.

Además, la actividad sísmica esta asociada al trazado de “líneas sísmicas”, que son sendas rectas que se realizan sobre el terreno, de varios kilómetros de longitud, que se cruzan entre sí y sirven para la realización de pozos en los que se enterrarán las cargas explosivas. Esto implica eventuales procesos de deforestación en el área afectada a esta actividad.

Por otra parte, el uso de explosivos trae consigo peligros asociados a la posibilidad de que queden algunos de ellos sin detonar, sin que esto haya sido advertido.

Finalmente, el resto de los impactos correspondientes a esta etapa son comunes a cualquier otra actividad en la que se tengan que levantar campamentos, construir caminos, picadas y desarrollar actividades en estos lugares, por ejemplo los resultados del disturbio del suelo ocasionados durante las activida-

des de construcción, tráfico de vehículos, erosión eólica que resulta en la contaminación del aire por material particulado, remoción de la vegetación y la topografía.

Las actividades de profundidad de esta etapa de perforación, deben ser consideradas con mayor atención. Podríamos diferenciar tres aspectos que, desde el punto de vista ambiental, deben ser responsablemente manejados para evitar consecuencias irreparables sobre el medio ambiente. En primer término es preciso evitar que puedan conectarse aguas dulces subterráneas con el petróleo del subsuelo. También hay que considerar y manejar especialmente los fluidos de perforación y las piletas asociadas a los mismos. Por último merece ser tenida en cuenta la emergencia conocida como blow outs o descontrol de pozo.

La conexión de fluidos a través del pozo y la contaminación que de ella deriva, puede evitarse mediante el empleo de los fluidos de perforación y, posteriormente, con el encamisado del pozo con caños destinados a ese efecto. Estas prácticas no solo se realizan para proteger los recursos hídricos del subsuelo, sino también para evitar que el pozo se desmorone o que se causen daños en el yacimiento de petróleo.

Las “piletas de perforación” son excavaciones que se hacen en cercanías del equipo perforador. Estas piletas han generado muchos problemas en los últimos tiempos de nuestro país, especialmente aquellas ubicadas en la costa patagónica, de las cuales fueron víctimas distintas especies entre las cuales se encuentra *el cauquen*, que es un ave migratoria que suele acuatizar y quedar atrapada en ellas.

Durante mucho tiempo, estas piletas fueron usadas como repositorio de distintos desperdicios, entre los cuales no solo se encontraban los lodos de perforación, los excedentes de las lechadas de cemento empleados para fijar las tuberías de encamisado a las paredes del pozo y los fragmentos de roca que destruía el trépano, como ocurre ahora, sino que también recibían tambó-

res y latas con restos de subproductos del petróleo, además de cartones, papeles y demás residuos varios. Además se solía colocar en ellas el petróleo que se extraía cuando se efectuaban ensayos de pozo para verificar las condiciones de surgencia. En estos casos el petróleo quedaba sobrenadando, lo que se agravaba por el hecho de dejarse abandonadas las piletas en cuestión en el estado en que se encontraban, luego de realizarse la actividad de perforación. Esto generó no solo afectaciones a la fauna que caía en las mismas, sino también daños en el suelo, así como, eventualmente, en las aguas dulces subterráneas que pudieran ser alcanzadas por la infiltración de los fluidos que allí eran almacenados.

Hay que destacar también, que los fluidos de perforación utilizados pueden ser de distinto tipo: existen algunos que tienen por base agua, son los que se utilizan mayormente y resultan, en principio, inofensivos para el medio ambiente. Por el contrario otros contienen hidrocarburos como base y merecen mayor cuidado en su manejo, en función de su peligrosidad.

Los primeros pueden volcarse en las piletas de perforación sin que ello ocasione problemas y los segundos se aconseja conducirlos, una vez usados, a tanques de almacenamiento destinados a ese efecto. Por otra parte, dado su mayor valor, se trata de recuperarlos para poder usarlos nuevamente.

Finalmente, debe evitarse convertir a la pileta de perforación, con los fluidos correspondientes, en un repositorio al cual se vuelquen todos los desechos de distinto tipo que se originan en el lugar, que es precisamente lo que ocurría antes. Obviamente esta prohibido volcar allí el petróleo extraído durante la realización de un ensayo de pozo.

El tercer aspecto ambiental de la perforación es el blow out o descontrol de pozo. Esta emergencia consiste en la irrupción en el pozo del fluido correspondiente a las capas productivas que se atraviesan, efectuada a gran presión y la salida por la superfi-

cie en condiciones descontroladas. Cuando algo así ocurre, las consecuencias son diversas: generación de incendios, pérdida de petróleo o gas y la afectación de un yacimiento así como daños ambientales varios. Precisamente, para evitar que estas contingencias ocurran mientras se está llevando a cabo la realización del pozo, se debe mantener el mismo lleno de fluidos de perforación.

Por último debemos mencionar el impacto socio-cultural resultante de estas actividades. El resultado puede ser una destrucción o daño de los recursos culturales, sitios históricos o religiosos de importancia para grupos nativos. Además, la presencia humana puede incrementarse y conducir al vandalismo de sitios desprotegidos.

Al igual que veremos más adelante, para la explotación y desarrollo, tanto on shore como off shore, la producción, transporte, instalaciones de procesamiento, etcétera, pueden interferir con otras actividades del área. De la misma manera, el ruido de camiones, aviones, bombas, etcétera, constituye un agente de disturbio y la inmigración de trabajadores puede provocar conflictos económicos, sociales y culturales.

3.2. Problemática ambiental durante la explotación petrolera.

Las perforaciones realizadas durante la etapa de explotación tienen las mismas implicancias sobre el medio ambiente que las correspondientes a la etapa de exploración mencionada precedentemente.

Sin dejar de considerar esto, podemos decir que la problemática ambiental de esta etapa tiene dos aspectos primordiales que la caracterizan. Por un lado esta la gran dispersión de instalaciones en el terreno, lo que incrementa los riesgos de contaminación por derrame y, por otro, la presencia del agua de formación, salitrosa, que por su capacidad contaminante, debe ser

manejada cuidadosamente, sobre todo si se consideran los importantes volúmenes de generación.

Respecto al primero de los aspectos mencionados cabe aclarar que, en la operatoria de un área de explotación nos encontramos con instalaciones existentes en la boca de los pozos que se encuentran en producción. Se trata de los equipos vulgarmente conocidos como “Arbol de Navidad” o instalaciones de mayor porte según la presión del petróleo.

Además de las instalaciones ubicadas en la boca del pozo existen las instalaciones de conducción, baterías colectoras, plantas de almacenamiento - tratamiento que ya fueron explicadas precedentemente.

En definitiva, las instalaciones de este complejo sistema pueden tener pérdidas de producto que transportan o almacenan dando lugar a la contaminación de cuerpos receptores. La cantidad y dispersión en el terreno acrecienta los riesgos en tal sentido. Por tal motivo revisten singular importancia para la preservación del medio ambiente, las actividades de prevención de emergencias, como el control y mantenimiento de instalaciones y la planificación de respuestas para enfrentar eventuales contingencias.

Con respecto a las “aguas de formación” o de “purga”, su poder contaminante puede producir deterioros de significación en el suelo o en aguas dulces, superficiales o subterráneas, si a tales recursos son vertidas. Las posibilidades de impactar negativamente en las aguas resulta de particular importancia cuando ellas son usadas para satisfacer las necesidades de la población de núcleos urbanos o de riego de explotaciones agrarias, con las terribles consecuencias que derivarían de la afectación de cultivos y hasta la fauna del lugar.

La gran cantidad de esta agua, que se extrae junto con el petróleo, dificulta su manejo y las posibilidades de disposición

hacia el medio ambiente. La solución más adecuada es la reinyección al subsuelo, ya sea al yacimiento que se está explotando para aumentar su presión y con ello mejorar la extracción de petróleo, o a otros sitios que reúnan condiciones que impidan su migración.

El volcamiento de esta agua en aguas superficiales resulta inadmisibles, sobre todo si se trata de cursos de agua dulce, aún si se trate de las aguas oceánicas salobres que bañan nuestras costas patagónicas. En tal sentido, debe tenerse en cuenta que el poder contaminante de las aguas de formación no está dado solamente por la presencia de sales, sino también por la de hidrocarburos y de trazas de metales pesados.

El vertido sobre el terreno constituye una solución transitoria aceptada por la Secretaría de Energía de la Nación (Resolución S.E. N° 105/92). Cuando esta es la forma de disposición se observan piletas de importantes dimensiones que constituyen verdaderos lagos de aguas salitrosas que, además, presentan variadas cantidades de petróleo sobrenadante. En estas piletas el agua sufre procesos de evaporación e infiltración, en este último caso con la posible secuela de afectación de aguas dulces subterráneas, sin perjuicio de los daños que se causan al suelo.

Además de estos factores, cabe mencionar un tercero que tiene una incidencia menor. Se trata de un residuo que se forma en el fondo de los tanques de almacenamiento al que se denomina "barro de fondo de tanque". Este es resultado de un proceso de decantación de sólidos que se van depositando en el piso de las instalaciones que almacenan o contienen petróleo. Estos barros, que se retiran al efectuarse operaciones de lavado, registran una importante presencia de hidrocarburos que les confiere su poder contaminante. Por esta razón deben ser manejados cuidadosamente.

Por otra parte, el aventamiento de gases constituye otro factor de importancia relacionado con las actividades de explotación.

Dijimos que el petróleo esta acompañado en el yacimiento por aguas de formación, pero, además, hay gases que están con él y emergen durante las operaciones de extracción. Pero en este caso no estamos en presencia de un elemento desechable, sino de un recurso.

En otros tiempos este gas, denominado “natural”, para diferenciarlo de otros provocados por la acción humana, era desechado y se lo ventaba, concretamente, era totalmente desaprovechado. La Secretaría de Energía de la Nación ha dictado una norma (Resolución S.E. N° 236/93) para evitar el desaprovechamiento de este recurso. En esta norma se establecen prohibiciones de aventamiento según la relación gas-petróleo que se verifica en cada pozo de explotación. Esta relación indica la cantidad de metros cúbicos de gas que se extraen por cada metro cúbico de petróleo producido. Cuanto más alto sea el número de esa relación, mayor será la proporción relativa de gas y mayor la prohibición de ventear.

En síntesis, la problemática ambiental en esta etapa tiene como principales factores de riesgo de contaminación al mismo petróleo extraído, a las aguas de formación que lo acompañan, y los barroes de fondo de tanque. El primero por la posibilidad de que se derrame en el terreno o en las aguas por pérdidas en las instalaciones en las cuales circula, las segundas por el inadecuado manejo a que pueden ser sometidas, igual ocurre con los barroes de fondo de tanque. En cuanto al aventamiento de gases, el desaprovechamiento del recurso está ya prohibido por la Secretaría de Energía de la Nación.

3.3. La exploración y explotación “Costa Afuera”.

Los impactos asociados con la exploración y explotación “costa afuera” se producen sobre un ecosistema marino. Ello implica que las consecuencias derivadas de un derrame de petróleo, del descontrol de pozo, etcétera, serán de muy diferente solución e impacto que si estos se produjeran en tierra firme. A continua-

ción detallaré los impactos característicos de la exploración y explotación de los fondos marinos.

Las consecuencias de los derrames de petróleo serán de mayor gravedad que si el incidente se produjera en tierra firme. El petróleo derramado en el medio acuático tiene mayores posibilidades de extenderse afectando a la flora y fauna del lugar y, por otra parte, el problema que le dio origen será en general de más difícil resolución. Establecer las consecuencias biológicas de la contaminación por petróleo de los ecosistemas marinos resulta extremadamente complejo, debido a las múltiples interrelaciones que se establecen en y entre los organismos de distintas especies así como las relaciones de estos con los distintos factores ambientales.

Al estudiar el impacto ecológico que esta situación puede provocar, podemos considerar varios factores: los relacionados con el petróleo en sí mismo, los relacionados con las condiciones oceanográficas, los relacionados con la distribución, abundancia y composición de los distintos organismos de las comunidades marinas y, por último, los relacionados con la adaptación de la comunidad a la contaminación. Solo considerando la complejidad de las interrelaciones de todos estos factores, se puede comprender la dificultad en prever el efecto del derrame sobre los ecosistemas.

Pero además de los desastres provocados por los derrames de petróleo, debemos considerar otros relacionados con el resto de las actividades correspondientes a la explotación costa afuera. En tal sentido, cabe mencionar que como resultado del muestreo, el establecimiento de plataformas y la extensión de tuberías se incrementa la dispersión de partículas en la columna de agua, lo que incrementa la turbidez y disminuye la entrada de luz solar necesaria para la realización del proceso fotosintético de algas y demás organismos autótrofos, que constituyen la base de la cadena trófica.

Las aguas de formación usualmente son mas salinas que el agua marina y carecen o tienen muy poco oxígeno disuelto y pueden contener metales pesados, azufre elemental, sulfuros y compuestos orgánicos incluyendo hidrocarburos. Los lodos de perforación con las aguas de formación son contaminantes y liberan hidrocarburos, metales pesados y otros contaminantes dentro de la columna de agua, los que perjudican de muy diversas formas a los organismos marinos. La toxicidad de estos compuestos puede verse incrementada según la compleja combinación de factores que mencionaba precedentemente. Pero en todos los casos los compuestos derivados de estas actividades resultan altamente tóxicos para los organismos marinos sometidos a su exposición.

Los desechos sanitarios generados en las plataformas son altamente variables, pero en general están menos diluidos que los desechos municipales y por lo tanto contribuyen también con la contaminación de las aguas en las proximidades de la plataforma.

Las actividades de producción de rutina resultan en una contaminación crónica y baja de hidrocarburos en las áreas próximas a la plataforma. Accidentes como derrames, descontrol de pozo, escapes y fallas de tuberías y tanques pueden producir una contaminación más severa.

En el caso de la contaminación del aire, podemos decir que las emisiones de rutina en los sitios de perforación y producción incluyen gases provenientes de generadores y bombas diesel, evaporación de petróleo en los puntos de transferencia y carga, venteo de gases y pequeños derrames de petróleo. Las mayores emisiones pueden resultar de eventos catastróficos como descontrol de pozo con fuego y liberación de sulfuro de hidrógeno, ruptura de tanques de almacenamiento y evaporación de grandes derrames, colisión de buques tanque, etcétera. En la refinería, las emisiones resultan de la combustión, evaporación y venteo durante las operaciones de rutina, y de eventos catastróficos como la ruptura de los tanques o el incendio.

Desde el punto de vista socio-cultural, la exploración y explotación costa afuera implica un no uso de las áreas de costa así como las áreas de mar abierto utilizadas para la producción. El desarrollo y producción en áreas remotas requiere la construcción de puertos y ciudades. El desarrollo y la construcción pueden destruir recursos culturales, sitios históricos o sitios religiosos significativos para grupos nativos. Son particularmente vulnerables los sitios arqueológicos off shore, ya que los mismos no son rápidamente apreciables. Por otra parte la explotación y producción, el tráfico de buques y el tendido de tuberías puede interferir con la pesca y el uso para la navegación del área de la costa. El ruido de los sobrevuelos del área, las operaciones de excavación y producción cerca de la costa, el tráfico portuario y las plantas de operación y procesamiento provocaran disturbio. La inmigración de trabajadores podría sobretasar los servicios comunitarios y causar conflictos económicos, sociales y culturales incluso hasta desplazar poblaciones locales, a menudo con efectos de boom y degradación. Las instalaciones off shore y on shore tienen un gran impacto visual. El riesgo de emergencias, el control y limpieza de un derrame, el descontrol de pozo o el incendio, etcétera, crean una disrupción severa de otras actividades en el área de la costa. Los efectos residuales de un derrame resultaran en costas manchadas de petróleo, embarcaciones, etcétera. Todas estas situaciones son percibidas negativamente por la comunidad. De esta manera, las comunidades locales pueden objetar el ruido, los olores y el riesgo de incendio o liberaciones de gases, etcétera, dificultando la realización de operaciones por parte de la industria petrolera, entre otras cosas.

3.4. La industrialización del petróleo.

He mencionado que los distintos procesos llevados adelante en las refinerías tienen por objeto separar el crudo en los distintos subproductos para su comercialización. La problemática ambiental que caracteriza a las refinerías es la gran cantidad y diver-

sidad de residuos que se generan, ya que se producen emisiones gaseosas, efluentes líquidos y residuos sólidos, además de los ruidos, olores e impacto estético producido por las mismas.

En cuanto a las emisiones gaseosas es importante tener en cuenta las condiciones climáticas y las características del entorno que rodea a las instalaciones, esencialmente la presencia cercana de poblaciones y la topografía del lugar, ya que de estos factores depende la magnitud de la importancia de las emisiones gaseosas.

La transformación del petróleo en subproductos que se elaboran requiere de hornos y calderas, en los que se produce calor a través de la combustión de elementos combustibles. Ello trae aparejado la generación de gases que llegan a la atmósfera a través de sus emisiones gaseosas. Debe tenerse en cuenta que en una refinería existen muchos tanques de almacenamiento, lo cual hace que estas emisiones, por su volumen, revistan una importancia que de otra forma no hubieran tenido.

Finalmente, es necesario considerar otro tipo de emisiones que no se dan en forma permanente, sino cuando se verifican situaciones de emergencia, que pueden dar lugar a la producción de gases en exceso, o cuando se realizan actividades esporádicas como los arranques y paradas de planta, el decoquizado de los hornos y los procesos de regeneración de catalizadores.

En resumen, en una refinería de petróleo se generan distintos contaminantes gaseosos como consecuencia de diversos hechos: las combustiones que se producen en hornos y calderas, los mismos procesos de elaboración que se llevan a cabo en sus instalaciones y las situaciones que se verifican eventualmente o en forma no permanente, como las emergencias, las paradas y arranques de planta, el decoquizado de hornos y la regeneración de catalizadores.

Todo esto resulta en emisiones gaseosas de distintos contaminantes entre los que cabe mencionar a los óxidos de carbono, de nitrógeno, de azufre, hidrocarburos y material particulado. Cabe destacar que la concentración de estos contaminantes, junto con la del ozono, es lo que se toma en cuenta, generalmente, como índice de la calidad del aire.

Los óxidos de carbono que se emiten a la atmósfera son el dióxido de carbono (CO_2) y el monóxido de carbono (CO). El primero es responsable, junto con otros, del fenómeno llamado efecto invernadero, gracias al cual la tierra retiene gran parte del calor proveniente de los rayos solares y, en consecuencia, su temperatura promedio es de 15°C y no de 18°C bajo cero. No obstante, se viene observando el incremento de estos gases en la atmósfera, como consecuencia fundamentalmente de la acción del hombre, lo cual está provocando el sobrecalentamiento del planeta con su correspondiente secuela de alteraciones ambientales. En el futuro, franjas costeras hoy habitadas serán cubiertas por las aguas que aumentaran su nivel por el derretimiento que irán sufriendo los hielos polares. Por lo mencionado, las emisiones de CO_2 que se efectúan en una refinería contribuyen al incremento del efecto invernadero.

El CO es un gas incoloro, inodoro, insípido y no irritante, por lo que su presencia no resulta evidente. Si bien se encuentra en emanaciones volcánicas, en el gas de los pantanos, junto con el metano (CH_4), y en los incendios forestales, la principal fuente productora es la combustión de compuestos que contienen carbono en una atmósfera pobre en oxígeno. Su peligrosidad se debe a que puede combinarse con la hemoglobina formando un compuesto bastante estable, la carboxihemoglobina (COHb) que impide el transporte de oxígeno a los tejidos, incluso ocasionar la muerte de una persona.

Los óxidos de nitrógeno que provienen de procesos de combustión son poderosos irritantes de las vías respiratorias. En el

aire existen varios de estos compuestos con diferente estructura molecular, entre los cuales podemos mencionar al óxido nítrico (NO) y al dióxido de nitrógeno (NO₂).

La presencia en el petróleo de compuestos con átomos de azufre, es determinante de las emisiones de óxidos de este elemento, concretamente, dióxido de azufre (SO₂), que también, como los anteriores se verifican en los procesos de combustión que se producen en las operaciones de una refinería. También producen trastornos en el aparato respiratorio.

Los hidrocarburos que se emiten a la atmósfera provienen tanto de los procesos de combustión como de la evaporación que se verifica en los tanques de almacenamiento. Existen distintos tipos de estos compuestos de carbono e hidrógeno. En general, la mayor parte de ellos son inofensivos a los niveles de concentración que se registran en el aire, excepción que debe hacerse con respecto al benceno y en particular con los hidrocarburos aromáticos policíclicos a los que se les asigna caracteres cancerígenos. Por último, cabe mencionar que la peligrosidad de los hidrocarburos en la atmósfera esta relacionada con la posibilidad de reaccionar uniéndose a otros compuestos para terminar formando gases de mayor poder contaminante.

Esta capacidad mencionada para los hidrocarburos es válida también para los otros compuestos enunciados precedentemente. Así, los óxidos de nitrógeno, en combinación con monóxido de carbono e hidrocarburos y expuestos a radiaciones solares intensas, forman los denominados oxidantes fotoquímicos, entre los cuales cabe mencionar al ozono (O₃), el nitrato de peroxiacetilo (NPA) y al nitrato de peroxibencilo (NPB). El ozono, produce efectos tóxicos sobre el aparato respiratorio y si la concentración es alta, puede ocasionar la muerte por hemorragias y edema agudo de pulmón. Los NPA y NPB provocan, a su vez, graves irritaciones en los ojos.

Por otra parte, los óxidos de azufre en gran medida y los de nitrógeno en menor, forman ácidos al unirse con agua en la atmósfera, ácido nítrico y ácido sulfúrico (SO_4H_2) por ejemplo. Cuando precipitan constituyen la “lluvia ácida” que tiene la particularidad de causar daños severos en recursos naturales y culturales. Este fenómeno ha destruido bosques, la vida acuática de aguas superficiales y ha causado el deterioro de muchas construcciones efectuadas por el hombre atacando especialmente a metales y mármoles.

La peligrosidad del material particulado que se emite desde la refinería puede ser consecuencia de su propia toxicidad, de su facultad de causar dificultades respiratorias, cuando la concentración alcanza tal magnitud que supera la capacidad pulmonar de eliminarlo, y de la posibilidad de convertirse en agentes difusores de otros contaminantes al servirles de elemento de transporte.

En síntesis, las emisiones gaseosas pueden tener efectos locales, regionales (a través de la lluvia ácida) y mundiales (por su contribución al aumento del efecto invernadero).

Otro factor de riesgo ambiental de una refinería es el concerniente a sus efluentes líquidos, que normalmente se vierten en aguas superficiales.

Los procesos de refinación requieren grandes cantidades de agua que son captadas de distintas fuentes. Luego de su empleo esas aguas sufren distinto grado de contaminación y al volcarse a un cuerpo receptor podrán ser el origen de su contaminación.

Hay que tener en cuenta que los impactos ambientales relacionados con los líquidos en las plantas de refinación no sólo son provocados por los efluentes desechables, sino también por la cantidad de agua que es necesario utilizar y en consecuencia debe captarse de alguna determinada fuente.

Los efluentes que se producen son, esencialmente, de tres tipos diferentes. Por un lado, los que podemos llamar aguas de proceso, que presentan un grado mayor de contaminación por estar vinculadas íntimamente a los distintos procesos. Por otro lado, las denominadas aguas aceitosas, que revisten un mayor grado de contaminación, como pueden ser las aguas de lavado o de lluvia que toman contacto con producto derramado. Finalmente, las aguas limpias, por ejemplo las de lluvia que caen en lugares limpios como las zonas de oficinas, o las purgas de calderas. Es importante hacer esta discriminación por cuanto la eficacia de un sistema de tratamiento, tendiente a la obtención de un efluente final cuya calidad sea satisfactoria, estará dada por la conveniente segregación de cada una de estas corrientes.

En otros casos es necesario efectuar determinados pre-tratamientos en los mismos lugares de proceso antes de acceder al sistema de tratamiento final. Esto ocurre con las aguas sulfídricas o amoniacales que se originan en ciertos procesos que se someten a un tratamiento previo para disminuir el contenido de distintos contaminantes entre los que se destacan el sulfuro de hidrógeno y el amoníaco. La idea es quitarle a esta agua residual la elevada demanda de oxígeno que registran, su alta toxicidad y el olor desagradable que producen.

Esencialmente, los efluentes líquidos de una refinería contienen hidrocarburos, fenoles, sulfuros, amoníaco y sólidos en suspensión y su vertido en aguas superficiales constituye un factor de contaminación de las mismas, cuya definición concreta en tal sentido estará dada por la concentración en que aquellos se encuentren.

Además de los efluentes líquidos y de las emisiones gaseosas, se generan también residuos sólidos y semisólidos. Así, podemos mencionar a los catalizadores agotados y por otro a los barros de fondo de tanque y de piletas recuperadoras.

En cuanto a los catalizadores (agentes que aceleran las reacciones químicas), se emplean distintos tipos, algunos de ellos

tienen metales pesados. Después de un cierto tiempo los catalizadores se agotan y, a partir de entonces, se convierten en un residuo, que, de registrar la presencia de metales pesados será peligroso y demandará especial atención.

Los barros oleosos se forman por decantación de sólidos, presentes con el crudo y sus subproductos, que se van acumulando en el fondo de instalaciones como los tanques de almacenamiento y las piletas recuperadoras. Estas últimas se encargan de recibir distintas aguas residuales contaminadas con restos de aquellos y se encargan de separarlos y recuperarlos, ya que debido a su menor densidad respecto del agua, terminan flotando en la misma y entonces pueden ser retirados y devueltos a los procesos de elaboración.

Por lo tanto cuando periódicamente se efectúa una limpieza, tanto de tanque como de las mencionadas piletas recuperadoras, se sacan estos barros oleosos convirtiéndose en consecuencia en un residuo semisólido que registra presencia de hidrocarburos y que, de no tratarse adecuadamente, puede contaminar distintos cuerpos receptores. Por ejemplo depositado sobre el suelo puede llegar a afectar a este y a aguas dulces subterráneas si estas se encuentran a poca profundidad.

Las fuentes de ruido de las refinerías incluyen los compresores de alta velocidad, las válvulas de control, los sistemas de cañerías, las turbinas y los motores, las llamas, los intercambiadores de aire calor-frío y torres de enfriamiento. Los niveles de ruido típico van de 60 a 110 dB a una distancia de un metro de la fuente de emisión.

Es decir que como resultado del proceso de industrialización se generan impactos ambientales en el aire, en el agua y en el suelo, de variada naturaleza y compleja interacción, sin dejar de considerar el impacto estético y auditivo de su funcionamiento. Por ello creo indispensable que una gestión responsable de los impactos generados permitiría la convivencia en equilibrio del

desarrollo y el medio ambiente, condición necesaria para alcanzar un desarrollo sustentable.

3.5. Comercialización: el despacho de productos y su incidencia sobre el medio ambiente.

Las pérdidas en las instalaciones como tanques, cañerías, bombas, brazos de carga del cargadero de camiones de las plantas de despacho y almacenamiento se traducirán en la contaminación del suelo sobre el que se produce el derrame y, eventualmente, de las aguas superficiales o subterráneas que pudieran ser afectadas.

También debe considerarse a los efluentes líquidos que se generan en este tipo de plantas y que son el resultado de operaciones de lavado y de purga de tanques. La purga de tanques se realiza como consecuencia de que los productos vienen acompañados con aguas que, por su mayor densidad, se depositan en el fondo de aquellos. De no efectuarse tal purga el nivel de las aguas aumentaría con el tiempo, limitándose seriamente la capacidad de almacenaje de la planta.

Dicha purga arrastra, dentro de la corriente de líquido que es retirada del tanque, algo de producto almacenado, por lo cual este efluente es agua contaminada con producto y se constituye así en un residuo que puede contaminar algún cuerpo receptor.

Las aguas de lavado también se contaminan cuando toman contacto con producto que pudo haberse derramado en el lugar. Esta situación puede presentarse en la limpieza del piso del cargadero de camiones tanque, en donde puede encontrarse producto derramado procedente de pérdidas en los brazos de carga correspondientes o de maniobras descuidadas de transferencia de producto a dichos camiones. De esta manera el agua de limpieza toma contacto con el producto derramado dirigiéndose al sistema de drenaje que en general desemboca, al igual que las purgas de tanque, en una pileta recuperadora. Aquí se

efectúa la separación del agua y del petróleo, ya que el producto al ser más liviano queda flotando formando una película sobrenadante que luego es retirada y consecuentemente recuperada.

El líquido que queda en estas piletas es vertido fuera de la planta y, por lo tanto, constituye el efluente de la misma. La eficiencia en la separación y recuperación del producto y/o las exigencias que pueden existir en cuanto a la calidad de las aguas residuales sería determinante de la necesidad de contar, además, con un sistema de tratamiento que permita cumplir con aquellas.

También hay que considerar el barro que se va formando con el tiempo en el piso o fondo de los tanques de almacenamiento y las piletas recuperadoras, ya que la limpieza de los mismos determinara que tales barros se conviertan en un residuo que debe ser eliminado.

Es decir que, además de las aguas residuales o efluentes líquidos, los barros oleosos que se forman en el fondo de tanques y piletas representan eventuales factores de contaminación si no son tratados y dispuestos convenientemente.

Finalmente, dentro de los residuos generados en una planta de almacenamiento y despacho, cabe mencionar a las emisiones gaseosas. Estas son el resultado de la evaporación de productos almacenados y, en principio, carecerían de relevancia en la contaminación de la atmósfera desde el punto de vista de su incidencia fuera del límite de la planta. En cambio, pueden revestir importancia desde el punto de vista de la higiene laboral, teniendo en cuenta la degradación del aire que aspiran los trabajadores. En tal sentido el cargadero de camiones tanques es el lugar de mayor peligrosidad. Aquí las emisiones se producen por las bocas abiertas de las cisternas en el momento en el que se efectúan las operaciones de carga (excepto que se trate de un cargadero que opere por carga ventral) y el operario puede verse afectado por esas emanaciones si se dan, además, ciertas

circunstancias coadyuvantes como las condiciones climáticas o la altura del techo del cargadero.

Por último, las estaciones de servicio constituyen el eslabón final de la industria del petróleo. En éstas también se realiza el almacenamiento de los productos que se reciben y el despacho de los mismos a los clientes. En algunos casos, además, se efectúan operaciones de lavado de unidades automotrices y servicios de cambios de lubricantes. El almacenaje de combustibles se efectúa a través de tanques subterráneos. La posibilidad de que ellos sufran deterioros y fugas del producto que contienen constituye uno de los principales factores de riesgo ambiental. El hecho de tratarse de tanques subterráneos que no pueden verse determina su mayor peligrosidad atendiendo a la contaminación que puede generarse en el subsuelo sin que sea advertida. En virtud de ello la normativa vigente apunta a evitar estos daños a través de la realización de pruebas de hermeticidad periódicas en dichos tanques de almacenamiento.

Otro factor de riesgo lo constituyen las operaciones de despacho de combustibles. Si estas se realizan en forma descuidada se produce el vuelco de productos en el piso de la estación y a los drenajes pluviales si no se dispone de un sistema de drenaje que evite que los mismos accedan a la vía pública, en el caso de tratarse de estaciones urbanas. Para que esto no ocurra es necesario contar con canaletas y drenajes que conduzcan los líquidos que puedan haberse derramado a un sistema separador que permita la recuperación de producto. Esto es válido también para las aguas de lavado de automotores. Dichas aguas normalmente se contaminan con restos de combustibles o lubricantes con los cuales toman contacto y, en consecuencia, resulta necesario evitar que puedan evacuarse directamente a la vía pública.

Por otra parte, es necesario considerar la implicancia ambiental que puede producir la actividad de cambio de lubricantes. El problema está ocasionado por los que han sido reemplazados y,

en consecuencia, se convierten en residuos contaminantes cuyo manejo exige cuidados especiales.

En resumen, podemos decir que una estación de servicio presenta riesgos de daños ambientales ocasionados por dos factores diferentes: por un lado la posibilidad de daño en las instalaciones, especialmente las de almacenamiento subterráneo y por el otro los residuos que genera la propia actividad (aguas de lavado, derrames y lubricantes usados).

Para ejemplificar la situación descrita en relación con los problemas ambientales generados por las estaciones de servicio y la magnitud que los mismos pueden alcanzar, citaré el caso de la empresa Shell y Subterráneos de Buenos Aires. Los tanques de almacenamiento subterráneos de la estación de servicio de esta empresa, ubicada en el centro de la Ciudad de Buenos Aires, tenían pérdidas que no fueron reparadas. Esto provocó la contaminación del suelo y las aguas subterráneas en las áreas adyacentes a la estación de servicio mencionada. La magnitud de dicha contaminación fue tal que las instalaciones de la línea de subterráneos que pasa por este lugar también se vieron perjudicadas, ya que los vapores generados por estos hidrocarburos eran inhalados por las personas que utilizaban este medio de transporte, además del peligro de explosión y la contaminación del suelo y aguas subterráneas que ellos provocaron.

3.6. Impactos ambientales del transporte de productos.

Los daños ambientales que pueden producirse como resultado del transporte terrestre o acuático son, en general, producto de emergencias como la rotura de cañerías o el vuelco de camiones o vagones, o los siniestros que pueden producirse durante la navegación de un buque tanque.

Los proyectos sobre la instalación de tuberías de petróleo y gas implican la construcción y operación de las mismas costa

afuera, cerca de la costa y/o en tierra. Estas tuberías pueden alcanzar hasta dos metros de diámetro y desde algunos kilómetros hasta cientos de kilómetros de largo. En el caso de encontrarse sobre la tierra o cerca de la costa, generalmente se encuentran enterradas, mientras que costa afuera, en general, se ubican sobre el fondo marino tan profundo como 350 o 450 metros, incluso debajo de los 1500 metros en casos especiales. Los elementos asociados con las tuberías de petróleo y gas incluyen las cañerías en sí mismas, el acceso o mantención de caminos, la estación de despacho y control y la estación compresora o de bombeo. También son necesarias estaciones elevadoras de presión debido a la fricción interna y los cambios de elevación que se encuentran a lo largo del trayecto. De esta manera se instalan estaciones de compresión a intervalos apropiados a lo largo de las líneas de transmisión de gas para mantener la presión dentro de las cañerías.

Estas tuberías tienen impactos ambientales de distinta naturaleza. Por un lado, podríamos considerar los impactos positivos sobre el ambiente, ya que las mismas contribuirían a la calidad ambiental en cuanto a hacer disponibles combustibles más limpios (por ejemplo gas con bajo contenido de sulfuro versus carbón con alto contenido de sulfuro) para la producción de energía y/o propuestas industriales. Costa afuera, las cañerías no enterradas facilitarían la creación de hábitats para organismos marinos. Por otro lado, no debemos olvidar los impactos negativos cuya magnitud depende del tipo y tamaño de las cañerías instaladas y su significancia del grado en que los recursos naturales y sociales se ven afectados, tanto para el caso de instalaciones on shore como off shore.

La instalación de tuberías off shore y near shore (cerca de la costa) puede resultar en la pérdida de organismos bénticos y detritívoros producida por la excavación y/o turbidez asociada con la extensión de las tuberías. La construcción de las mismas

puede resultar en la resuspensión temporaria de los sedimentos de fondo, los que al redepositarse pueden alterar las características del hábitat acuático y conducir a cambios en la composición de especies. El significado de estos efectos dependerá del tipo e importancia de los organismos acuáticos afectados. Por ejemplo, el significado de la alteración de hábitats para la reproducción y alimentación de los peces y otros animales puede ser mayor que la alteración de los hábitats bénticos profundos.

Por otra parte, si las tuberías se extienden en sedimentos en los que se han acumulado químicos tóxicos, como mercurio y bifenilos policlorados procedentes de canales de desecho industrial, los sedimentos tóxicos se resuspenderán disminuyendo temporariamente la calidad del agua inmediatamente por encima de la tubería. Puede ocurrir la bioacumulación de estos químicos tóxicos en los organismos acuáticos como peces, mariscos, crustáceos, etcétera, los que, en algunos casos, constituyen parte de la dieta humana, por lo tanto, estos tóxicos, terminan siendo ingeridos por el hombre.

Por último, en aquellas áreas usadas para pesca de fondo, las tuberías pueden interferir con este tipo de pesca, resultando en el daño o rotura del equipamiento de pesca así como también rupturas accidentales de las tuberías, también resultantes del arrastre del ancla.

En tierra, los impactos negativos que podemos destacar son la erosión provocada por la instalación de tuberías, en la vecindad de las mismas, lo que en zonas montañosas puede conducir a la inestabilidad del suelo y consecuentemente, derrumbe. La sedimentación puede reducir la calidad del agua en ríos y lagos durante la construcción. También pueden verse alterados los patrones de drenaje, incluyendo el bloqueo del flujo de agua y su acumulación hasta el lado superior de la tubería, lo que puede conducir a la muerte y reducción de la vegetación, como por ejemplo árboles, sobre todo cuando las tuberías atraviesan áreas

forestadas. De la misma manera, el suministro de agua para tierras húmedas puede verse alterado. La creación de caminos puede dar lugar a la invasión de plantas exóticas, las que pueden excluir a la vegetación nativa, lo que, al no ser controlado, puede tener un impacto significativo en el tiempo. El tendido de las tuberías puede, también, producir la fragmentación del hábitat de áreas naturales resultando en la pérdida de especies y disminución de la biodiversidad. En el caso de áreas agrícolas puede producirse una pérdida del uso de la tierra y un desplazamiento de los habitantes debido al tendido de tuberías y subestaciones. También pueden crearse barreras para los humanos y la vida silvestre, así como dañar o perder sitios arqueológicos durante la construcción de las mismas. La interrupción temporaria del tráfico puede ser significativa en áreas desarrolladas.

Además de ello, las rupturas y pérdidas así como los desechos generados en las estaciones de bombeo y transferencia pueden resultar en una contaminación potencial de suelos, aguas superficiales y subterráneas. Las rupturas producidas en cañerías que atraviesan ríos y otros cuerpos de agua pueden resultar en un daño ambiental significativo. En áreas desarrolladas, las explosiones o incendios, son de gran riesgo para la salud humana.

Además de las consecuencias directas generadas por el tendido de tuberías, existen impactos indirectos como la inducción de desarrollo secundario a lo largo de los caminos, lo que puede producir daño o tensión sobre la infraestructura existente del área afectada. La posibilidad de acceder a áreas que de otro modo serían inaccesibles puede resultar en la degradación y explotación de las mismas.

Finalmente, el transporte de gas y petróleo puede impactar sobre propiedades culturales, poblamientos, tribus nativas, diversidad biológica, bosques tropicales, cuencas y tierras silvestres.

Dados los impactos ambientales y socio-culturales que el transporte de productos trae aparejados, es necesaria una adecuada y

responsable gestión de los mismos para su minimización y la posible coexistencia del desarrollo y el ambiente. Para evitar la rotura de cañerías es necesario realizar un mantenimiento adecuado y, además, arbitrar las medidas orientadas a impedir que el evento se produzca, no ya por desgaste del material, sino por la acción humana, por ejemplo cuando una maquina vial que se encuentra realizando trabajos en una terreno, destruye un tramo de cañería que, por encontrarse bajo tierra, no resulta visible.

En el caso del transporte por buque, las posibilidades de causar daños ambientales no sólo serán el resultado de una situación de emergencia, sino que pueden surgir de operaciones voluntarias y rutinarias como son las de limpieza y las de deslastre, así como las operaciones de carga y descarga de productos que se efectúan en instalaciones portuarias a través de boyas construidas a tal efecto. En tales circunstancias, la rotura del manguerote empleado para conducir al producto que ha sido cargado o descargado de un buque tanque puede dar lugar a la contaminación de las aguas si este cae sobre las mismas. Las operaciones voluntarias de rutina, de ser realizadas en forma descuidada, son susceptibles también de producir efectos adversos sobre el ambiente. En los trabajos de limpieza de instalaciones de un buque el agua empleada toma contacto con los restos de hidrocarburos, convirtiéndose así en un residuo que debe ser manejado cuidadosamente para evitar la generación de daños. También merecen especial atención las operaciones de deslastre. Se llama lastre al agua que se carga en un buque para mantener su estabilidad durante la navegación. Si lo hiciera con sus bodegas vacías se encontraría en una situación muy desfavorable respecto a las olas y movimientos del agua sobre la cual se desplaza. Para que ello no ocurra se carga con lastre que le transfiera la estabilidad deseada.

En este caso el problema para el medio ambiente es el manejo o disposición que se haga de dicho lastre a fin de dejar libres

las bodegas para una nueva carga de producto. El agua a deslastrar se va contaminando con restos de los productos que se han transportado en las bodegas.

En cuanto a las situaciones de emergencia podemos mencionar algunos ejemplos como los casos del Amoco Cádiz en 1978 y el de Exxon Valdés en 1990, buques petroleros de bandera liberiana el primero y norteamericana el segundo que causaron afectaciones ambientales en áreas sensibles. En cada caso se produjo la rotura del casco con la consiguiente salida del petróleo transportado. En el caso del Amoco Cádiz se derramaron 200.000 toneladas que llegaron a dañar aproximadamente 300 Km de costa francesa. La varadura de Exxon Valdés significó el vuelco de 50.000 toneladas de petróleo en un área de muchísima sensibilidad como son las aguas y costas de Alaska.

La problemática considerada implica eventos que pueden producirse en aguas internacionales. De esta manera se fue gestando un vigoroso cuerpo normativo a través de convenios internacionales, leyes nacionales, que fue dando soluciones a diversos aspectos. Prohibiciones de descargas, descargas controladas, buques petroleros construidos con doble casco, bodegas destinadas al transporte exclusivo de lastre e instalaciones portuarias para recibir esta agua, son ejemplo de ello.

Los efectos del petróleo y sus subproductos sobre las aguas son de gran importancia. En esencia, un derrame de producto en espejos acuáticos causa una reducción de la transmisión de luz, con la consiguiente afectación de la fotosíntesis en la vida vegetal marina, perjudicando, consecuentemente a toda la cadena trófica. Se ha registrado una reducción del 90% respecto a la situación que se verificaría si las aguas fueran claras, a dos metros de profundidad de una mancha de petróleo. Por otra parte también se produce una disminución del oxígeno disuelto.

Las aves acuáticas son víctimas de estas situaciones. Sus plumas se pegan al tomar contacto con el producto derramado y no pueden volar, perdiéndose también su poder aislante. A continuación la combinación del agua fría con la imposibilidad de volar conduce a la muerte.

La vida vegetal desarrollada en costas alcanzadas por derrames también se ve perjudicada, ya que algas y líquenes mueren por la asfixia producida al quedar cubiertas por petróleo.

Finalmente, cabe destacar el poder tóxico del petróleo y sus subproductos sobre las distintas formas de vida animal acuática. Es así que en los primeros días de un derrame sobreviene una masiva mortandad que afecta a diversas especies de peces, mariscos, gusanos, cangrejos y otros invertebrados⁸.

Situaciones similares a las descriptas tienen lugar en la costa patagónica de nuestro país, ya que en la zona del Golfo Nuevo los buques petroleros cargan y descargan productos con los consecuentes derrames que ello trae aparejado. Las condiciones climáticas, vientos, así como las corrientes marinas conducen los hidrocarburos contaminantes hacia el norte, afectando las áreas sensibles ubicadas en la costa, al sur de la Península de Valdéz, lugar en el que se encuentran comunidades de pingüinos, aves variadas y ballenas, que se ven afectadas por tal situación. La solución sería, como ya he mencionado en reiteradas ocasiones, una adecuada gestión de dichas actividades.

4. Marco regulatorio de la industria petrolera. Situación de la República Argentina.

Como surge del Art. 41 de la CN (reformada en 1994), corresponde a la Nación dictar las normas que contengan los pre-

8 De Mahieu, Genoveva, *Efecto de los derrames de petróleo en los ambientes marinos costeros*, *Ecovida*, Buenos Aires, Universidad del Salvador, 1993, pp. 55

supuestos mínimos de protección del ambiente. Pero no existe aun en nuestro país una ley general de ambiente, a diferencia de lo que sucede en casi todos los países latinoamericanos⁹.

En el ámbito provincial, algunas provincias se han ocupado en forma específica del tema ambiental, dictando leyes con el objeto de sistematizar una política de gestión ambiental.

Las leyes provinciales establecen la obligatoriedad de la evaluación de impacto ambiental y la realización de los correspondientes estudios ambientales. En tal sentido, 14 de las 23 provincias argentinas tienen legislación al respecto. Algunas regulan el impacto ambiental dentro del marco de una ley general, otras lo hacen en forma específica a través de una ley o mediante la reglamentación en esa materia.

En el ámbito nacional, por ley 24.354 se creó el Sistema Nacional de Inversiones Públicas. Esta ley lleva como Anexo I una enumeración de los proyectos que deberán cumplimentar Estudios de Factibilidad o Impacto Ambiental. Como Anexo II agrega las “ Normas y Procedimientos a ejecutar en los Estudios de Factibilidad o Impacto Ambiental”.

En 1995 se agregó al código de minería de la Nación un título complementario, por Ley 24.585, que incorporó la “Protección Ambiental para la Actividad Minera”, exigiendo la presentación de un informe de impacto ambiental como instrumento de gestión ambiental.

La competencia para dictar normas regulatorias de las actividades mineras corresponde a la Nación en virtud del artículo 75 inc. 12 de la Constitución Nacional. En él se establece que corresponde a la Nación el dictado del código de minería, dentro del cual se encuentra la legislación de hidrocarburos. En tal sentido, el régimen de los hidrocarburos líquidos y gaseo-

9 Coria, Silvia - Devia, Leila - Lamas, Ana - Nonna, Silvia - Villanueva, Claudia, *El rumbo ambiental en la Argentina*, Buenos Aires, Ciudad Argentina, 1998.

sos esta regulado por la Ley Nacional 17.319 (actual Ley de hidrocarburos).

Conforme a ella, la regulación de actividades de exploración y explotación petrolera, incluidas las disposiciones sobre preservación ambiental, corresponde con carácter exclusivo a la Nación. Por lo tanto, la Ley se aplica en todo el territorio Nacional, pudiendo las provincias dictar sus propias regulaciones, siempre que estas se ajusten a aquella y con la posibilidad de que sean más estrictas, nunca más permisivas.

4.1. Normativa Nacional.

a. Ley 17.319

Esta Ley de Hidrocarburos fue sancionada en 1967. A pesar de que derogó la Ley 14.773, mantuvo el criterio de nacionalización de los hidrocarburos. De acuerdo con su primer artículo los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos pertenecen al dominio público del Estado Nacional.

Cabe destacar que conforme con el Código de Minería (1886), los hidrocarburos eran minerales de primera categoría y, como tales, pertenecían al dominio privado del Estado Nacional o provincial de acuerdo con el lugar donde se encuentren.

A partir de 1907, con el descubrimiento del petróleo en Comodoro Rivadavia, el Estado nacional interviene en la actividad petrolera modificando los principios del regalismo tradicional. A través de las reservas que se decretaron y la creación de Yacimientos Petrolíferos Fiscales, se instauró un régimen totalmente diferente que era necesario legalizar.

De esta manera, se sancionó la Ley 12.161 en 1935, que fue agregada al Código de Minería como Título XVII. Sin embargo, siguió el régimen de dominio establecido por el Código.

Recién en 1958 se estableció un nuevo régimen para los hidrocarburos mediante la Ley 14.773, según el cual los yacimientos de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos de la República Argentina, incluyendo los de la plataforma, eran bienes exclusivos, imprescriptibles e inalienables del Estado Nacional, criterio que repite la Ley vigente.

La Ley 17.319, hoy vigente, regula el régimen de los hidrocarburos líquidos y gaseosos. Conforme a la misma, la política nacional debe tener como objetivo principal el de “satisfacer las necesidades de país con el producido de sus yacimientos y, además, mantener las reservas que aseguren esa finalidad”.

Las actividades de exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización están contempladas por la ley y están a cargo de empresas estatales, privadas o mixtas.

Surgen nuevamente los permisos y las concesiones que habían sido suprimidos por la ley anterior, ya que corresponde al Estado otorgar permisos para la exploración y concesiones para la explotación y el transporte.

Las empresas estatales, YPF y Gas del Estado, pueden actuar directamente o a través de contratos de locación de obras y servicios, integrando sociedades y vinculándose con personas físicas y jurídicas. Además las empresas particulares pueden participar por su cuenta y riesgo. De esta manera, no queda limitada la participación particular.

Como los yacimientos son de dominio público del Estado Nacional, no pueden entregarse a perpetuidad. La Ley 17.319 establece plazos para la exploración y la explotación. El permiso de exploración otorga la exclusividad para la búsqueda en un plazo de 9 años dividido en períodos de 4, 3 y 2 años. Cada período se incrementa en un año más si la exploración se realiza en la plataforma continental.

La extensión del área de exploración es de 100 unidades de 100 Km². Ninguna persona física o jurídica puede ser titular de

más de cinco permisos de exploración. Finalizado cada uno de los períodos mencionados, el permisionario debe devolver la mitad de la superficie permitida.

Además, en la etapa exploratoria, cualquier persona civilmente capaz puede hacer reconocimiento exploratorio, entendiéndose por tal aquel que permite la realización de tareas de exploración en terrenos libres o vacantes con la previa aprobación de la autoridad de aplicación, que fijará el plazo de duración y extensión de la zona. Este tipo de reconocimiento no genera derecho alguno con respecto a las actividades petroleras, simplemente permite obtener datos ciertos de un área determinada.

La concesión de exploración se otorga por 25 años, contemplándose una prórroga de 10 años más, y el área mínima por conceder es de 250 Km². Al igual que en el caso de los permisos, no podrán otorgarse más de cinco concesiones por persona física o jurídica.

El plazo para las concesiones de transporte es de 55 años, prorrogable hasta por diez años más.

En el artículo 69 de la ley se prevé la necesidad de proteger el ambiente y los recursos naturales, estableciendo una serie de obligaciones para los permisionarios y concesionarios. En tal sentido, las operaciones de exploración y explotación deben realizarse observando las técnicas más modernas, racionales y eficientes; por ello es fundamental que los permisionarios y concesionarios adopten todas las medidas necesarias para evitar siniestros y daños, y, en su caso, respondan por los perjuicios causados.

La aplicación de la ley a corresponde la Secretaría de Energía de la Nación.

b. Ley 24.076

Esta ley fue sancionada en 1992 y establece el régimen aplicable al transporte y la distribución del gas natural como servicio

público nacional, actividades comprendidas en la vigente ley de hidrocarburos.

La ley creó el Ente Nacional Regulador del Gas, ENARGAS.

Por decreto 1189/92 fue privatizada la Sociedad del Estado Gas de Estado y se constituyeron sociedades para el transporte y la distribución.

El decreto 1738/92 reglamentó la Ley 24.076.

c. Ley 24.145

Con la sanción en 1992 de la Ley 24.145 de Federalización de Hidrocarburos, se privatizó la Sociedad del Estado YPF, transformándola en una Sociedad Anónima. La norma comprendía, además, la transferencia de los yacimientos del Estado nacional a las provincias.

La federalización aún no se ha podido concretar, pues la misma se perfeccionará después de sancionada y promulgada la ley que reemplace la vigente 17.319, conforme surge de los artículos 1 y 22 de la ley 24.145.

Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad del Estado se transformó en YPF Sociedad Anónima, regida por la Ley 19.550, con el objeto de que esta sea una empresa de hidrocarburos con estructura de capital abierto, integrada económica y financieramente equilibrada y rentable.

d. Ley 22.190

“Régimen de prevención y vigilancia de la contaminación de las aguas u otros elementos del medio ambiente por agentes contaminadores provenientes de buques y otros artefactos navales” Decreto reglamentario 1886/83.

Los principios insertos en esta ley son tres:

El primero de ellos es el que establece la prohibición, fuera del régimen que autorice la reglamentación, de cualquier acción u omisión, por parte de los buques y artefactos navales, capaces

de originar la contaminación de las aguas de jurisdicción nacional por hidrocarburos y sus derivados.

El segundo deriva de considerar que, para ser coherente con tal prohibición, el Estado debe asegurar y prestar los servicios necesarios, a fin de que los buques puedan efectuar en lugares adecuados la descarga de aguas sucias y de los hidrocarburos y sus derivados provenientes de la limpieza de tanques y sentinas.

El tercer principio es el que dispone que todo aquel que contamina, debe pagar los costos de la recuperación ambiental a que su acción u omisión de lugar. En virtud de ello y de acuerdo con la teoría de riesgos creados, se implementa un sistema de responsabilidad objetiva por el cual, aun cuando no mediare dolo o culpa del buque en la descarga, esta debería reintegrar el gasto correspondiente, a la repartición que efectúe la limpieza de las aguas.

En cuanto al decreto 1886/83, se incorpora como Título VIII al REGINAVE (Régimen de la Navegación Marítima, Fluvial y Lacustre). En general, las disposiciones de este decreto son similares a las del Convenio Marpol, mereciendo destacarse que lo integran 4 capítulos:

Capítulo 1: De la prevención de la contaminación de las aguas por hidrocarburos.

Capítulo 2: De la prevención de la contaminación de las aguas por aguas sucias.

Capítulo 3: De la prevención de la contaminación de las aguas por basuras.

Capítulo 4: De la prevención de la contaminación de la atmósfera por humo y hollín.

En lo referente al transporte por conductos, los riesgos significativos de contaminación de suelos y eventualmente también de aguas (superficiales y/o subterráneas) que genera el transporte de petróleo y derivados a través de cañerías ha dado lugar

al dictado de la Disposición 56/97 mediante la cual se aprueban las “Normas para la Protección Ambiental Durante la Construcción de Oleoductos y Poliductos, su Operación y Abandono”. La disposición es de aplicación obligatoria para “toda persona física o jurídica que proyecte construir y operar oleoductos, poliductos y/o instalaciones de infraestructura complementarias para el transporte del petróleo crudo y sus productos derivados, como así también para los actuales titulares de concesiones de transporte otorgadas en el marco de la Ley 17.319”.

En esencia dispone que tales personas deben elaborar y presentar para aprobación de la autoridad de aplicación estudios de impacto ambiental (con sus correspondientes estudios de monitoreo) y planes de contingencia conforme se reglamenta.

En cuanto a las normas de seguridad en el Expendio de Combustibles, el despacho de combustibles en estaciones de servicio u otras bocas de expendio (surtidores ubicados en garajes, vía pública o lugares de consumo propio) genera distintos riesgos de daños a las personas, a las construcciones próximas y, en definitiva, al ambiente en general.

En función de ello La Nación dictó primeramente, en 1983 el Decreto 2407/83, modificado parcialmente por el Decreto 1545/85 y complementado por la Resolución S.E. N° 173/90. Posteriormente, mediante la Resolución S.E. N° 404/94 se incorporan otras disposiciones, relacionadas estas con la inspección y control del denominado SASH (Sistema de Almacenamiento Subterráneo de Hidrocarburos) de las bocas de expendio. El Decreto 2407/83 contiene una serie de disposiciones “aplicables en todo el territorio de país, sin perjuicio de las facultades de otros organismos o autoridades nacionales y de las atribuciones inherentes a las jurisdicciones locales”. Las disposiciones contenidas en el decreto mencionado y en las normas modificatorias complementarias del mismo (Dec.1545/85 y Resoluc. 173/90), se complementan con las de la Resolución S.E. N° 404/94 sobre

“Técnicas para el control de pérdidas y contaminación (Dec.1545/85 y Resoluc. 173/90) en sistemas de almacenamiento subterráneo de hidrocarburos y derivados en bocas de expendio de combustibles líquidos”. Esta última resolución establece, esencialmente, normas sobre:

- Inspección y control de los SASH imponiendo, en tal sentido, el control de inventario mensual (que debe medirse y llevarse diariamente aunque debe compilarse mensualmente y los ensayos de detección de pérdidas o ensayos de hermeticidad que deben realizarse periódicamente, conforme una frecuencia que varía en función de la antigüedad de las instalaciones).
- Mejora de las instalaciones, consistente en exigir para las instalaciones subterráneas de acero desnudo sistemas de protección catódica anticorrosivos.
- La detección y reparación de daños producidos por pérdidas o derrames, originados estos últimos por la realización de malas maniobras o empleo de equipamiento defectuoso en las operaciones de superficie.
- Medidas correctivas frente a pérdidas o derrames.
- Antecedentes a conservar en una boca de expendio.

Por último, cabe mencionar la prevención de incendios en instalaciones de elaboración, transformación y almacenamiento de combustibles. Frente a los riesgos de incendio se sancionó en 1949 la Ley 13.660 y muchos años después el Decreto 10877/60 que la reglamentó. Esta normativa es de aplicación en todo el territorio nacional para las instalaciones de elaboración, transformación y almacenamiento de combustibles, incluyéndose entre estos no sólo a los líquidos y gaseosos (petróleo, sus derivados, gases hidrocarburíferos), sino también a los sólidos como el carbón.

El art. 1 de la ley expresa la finalidad de satisfacer la salubridad y seguridad de las poblaciones, la de las instalaciones mencionadas, el abastecimiento normal de los servicios públicos y privados y las necesidades de defensa nacional.

En esencia la normativa contempla, como se expresa en la “Introducción” del Decreto 10877/60, “disposiciones tendientes a lograr, en primer término, la prevención del fuego y luego, su inmediato bloqueo para evitar su propagación a otras instalaciones y asegurar su total extinción. En definitiva, se pretende que las instalaciones observen determinadas condiciones de seguridad, que se cuente con planes de respuesta que especifiquen las acciones que deben adoptarse para combatir el fuego y que el personal que deba intervenir conozca su rol en la emergencia y tenga un entrenamiento que posibilite un desempeño adecuado.

Como autoridad de aplicación, la Secretaría de Energía de la Nación ha regulado, a partir de 1992, la protección del ambiente en la actividad hidrocarburífera a través de una serie de resoluciones, entre las cuales, cabe mencionar a las siguientes:

- Resolución S.E. N° 105/92. Aprueba las normas y procedimientos para proteger el medio ambiente durante la etapa de exploración y explotación de hidrocarburos. Es la norma que sirve de base para el resto.
- Resolución S.E. N° 236/93. Aventamiento de gas natural. Establece un cronograma de disminución progresiva de venteo de gas en función de la relación gas - petróleo de los pozos que apunta a lograr la prohibición total de aventamiento a partir del 2000.
- Resolución S.E. N° 252/93. Aprueba guías y recomendaciones para la ejecución de los Estudios Ambientales (EIA) y Monitoreo de Obras y Tareas (MOT) establecidas en la Resolución S.E. N° 105. Con el objeto de establecer el alcance que deben tener los EIA y MOT y para que la presentación res-

ponda a una estructura homogénea que facilite su evaluación y control, la S.E. indica cual debe ser la estructura del estudio ambiental para áreas terrestres, la descripción de los aspectos por tratar y agrega una guía para los mismos.

- Resolución SE N° 342/93. Aprueba la estructura de los planes de contingencia. En función de los estudios ambientales, las empresas deben también presentar planes de contingencia que evalúen los daños parciales, detallen las medidas preventivas, la organización de respuestas y los medios de control. Establece la obligación de informar la ocurrencia de incidentes ambientales. Como eficaz herramienta de control de gestión, los planes de contingencia son necesarios tanto para las empresas operadoras como para la autoridad de aplicación, por eso es conveniente definir la estructura que dichos planes deben tener así como también los requisitos específicos a los que deben responder (Estos se fijan en el Anexo I de la Resolución). En el Anexo II se agrega un modelo de Informe Final de Incidentes.
- Resolución S.E.T. y C. N° 5/96. Aprueba normas y procedimientos para el abandono de pozos de hidrocarburos que deberán ser cumplidos por los permisionarios de exploración y concesionarios de explotación. Establece un sistema de categorización de pozos en función de su ubicación, estado y nivel de prioridad, y un cronograma para el abandono temporario o definitivo. Incluye recomendaciones sobre técnicas adecuadas para cada caso. Este cronograma es anual y debe presentarse antes del 31 de enero de cada año, junto con un informe de los trabajos realizados, sigla de los pozos intervenidos, tipo de abandono y esquema final de cada pozo.
- Resolución N° 27/93. Crea el registro de Consultores en Control y Evaluación Ambiental en las etapas de exploración y explotación de hidrocarburos. En función de la interdisciplina y la especialización que requiere la Evaluación de Impacto Am-

biental, los profesionales deben acreditar experiencia comprobada e idoneidad en diferentes áreas: geología e ingeniería del petróleo, hidrogeología e hidroquímica, fotointerpretación, edafología, biología y asesoramiento jurídico.

- Resolución N° 340/93. Prorroga el plazo para la presentación de estudios ambientales.
- Resolución N° 341/93. Establece un cronograma y las normas para el reacondicionamiento de piletas y la restauración de suelos. La ocurrencia de incidentes contaminantes que afectaron a las aves migratorias cuyas causas fueron las piletas de petróleo en superficie obligó a tomar medidas correctivas urgentes que deben aplicarse en todas las áreas del país.
- Resolución N° 419/93. Se crea el registro de empresas auditoras de seguridad en almacenamiento, bocas de expendio de combustible, plantas de fraccionamiento de GLP y refinarias de petróleo. Sin perjuicio del control que cada empresa refinadora realiza, el Estado no puede resignar la función específica de contralor que le compete en un mercado desregulado, tendiente a la protección y seguridad del consumidor, porque es esencial para el cumplimiento de su obligación de velar por el bien común. Resulta necesario seguir normas y procedimientos para corregir, mitigar y prevenir impactos sobre el ambiente. En el Anexo II se establecen las normas técnicas para el control de pérdidas y contaminación en Sistemas de Almacenamiento Subterráneo de Hidrocarburos (SASH) y derivados en bocas de expendio de combustibles líquidos.
- Resolución N° 404/94. Ordena el texto de la resolución 419/93. Disposiciones Generales, profesionales independientes y empresas auditoras de seguridad. Auditorías, sanciones.
- Resolución N° 54/96. Establece las especificaciones que deberán cumplir todos los combustibles que se comercialicen

para consumo en el territorio nacional en lo referente a la calidad del aire.

- Disposición 17/96. Precisa los alcances de la Resolución 54/96 de la Secretaría de Obras y Servicios Públicos en lo referente a las indicaciones en los surtidores de nafta.
- Resolución 201/96. Prorroga el plazo establecido en la Resolución 341/93 para el saneamiento de piletas.
- Disposición 76/97. Aprueba las normas técnicas referidas a tanques cisterna para el transporte por vía pública de combustibles líquidos y gases licuados derivados del petróleo.

Cabe destacar que la más importante de estas resoluciones es la Resolución 105/92, ya que contiene disposiciones que recaen sobre todas las actividades de exploración y explotación petrolera. El resto contiene solo regulaciones complementarias de aquella o que recaen sobre alguna actividad de la industria del petróleo.

e. Resolución S.E. N° 105/92

Esta norma ha sido dictada por la Secretaría de Energía de la Nación en uso de las facultades establecidas en el art. 97 de la Ley Nacional 17.319 (Ley de Hidrocarburos), reglamentando las obligaciones de los permisionarios y concesionarios de yacimientos hidrocarburíferos en materia de preservación ambiental. Sus disposiciones se aplican en todo el territorio de la República.

Las obligaciones establecidas por esta resolución pueden dividirse en dos categorías. Por una lado las concernientes a la elaboración de “Estudios Ambientales Previos” y “Monitoreo de Obras y Tareas” y por otro lado las precauciones concretas de preservación que tienen que observarse en cada una de las etapas contempladas: Etapa de Exploración (contemplada en el punto 2), Etapa de Perforación de Exploración (en el punto 3) y Etapa de Desarrollo y Producción (en el punto 4).

En cuanto a los Estudios Ambientales Previos, se establece la obligatoriedad de las empresas petroleras de realizarlo previo a:

- 1) La perforación del primer pozo exploratorio del área asignada en la etapa de exploración.
- 2) El desarrollo o explotación de un yacimiento.

Es decir que se impone la obligación de realizar Estudios de Impacto Ambiental, denominados en la norma Estudios Ambientales previos, que tienen que ser elaborados por personas físicas o jurídicas habilitadas por la Secretaria de Energía e inscriptas, consecuentemente, en el Registro de Consultores llevado por esta.

Para los yacimientos que se encontrasen en explotación al momento de promulgación de la norma, también se establece la obligación de realizar los citados estudios.

Una vez elaborados, dichos trabajos deben ser elevados a la Secretaria de Energía para su evaluación. Podríamos decir que la regulación en este punto resulta insatisfactoria. Teniendo en cuenta que el estudio de impacto ambiental es el primer paso del proceso denominado “evaluación de impacto ambiental” que finaliza con “la declaración de impacto ambiental” efectuada por el órgano estatal competente, resulta muy incompleta esta normativa ya que no establece otros controles dentro del proceso citado.

El control de la población se establece a través de audiencias públicas. Además el Estado suele buscar asesoramiento a través de la participación de entidades con capacidad de efectuar evaluaciones de los estudios elaborados. De esta forma, con lo manifestado por la gente en las audiencias públicas y lo dictaminado por el ente consultado, el Estado dicta una declaración en la cual autoriza o no a la realización del proyecto o lo hace estableciendo determinadas condiciones.

Pero nada de esto está regulado en la Resolución S.E. N° 105/92 y solo se determina que una copia de los estudios debe ser

entregada a la secretaría para su evaluación sin siquiera estipularse los efectos de la misma y el plazo para realizarla.

En cuanto al monitoreo de obras y tareas, la resolución dispone que corresponde su realización para controlar las actividades sujetas al “estudio ambiental previo”, es decir, la realización del primer pozo exploratorio y la explotación de un yacimiento, verificando que dichas actividades sean llevadas a cabo de una forma ambientalmente amigable.

El monitoreo de la realización del primer pozo exploratorio debe efectuarse “al comenzar la perforación y hasta el abandono del pozo si este resulta estéril”, mientras que el correspondiente a la explotación del yacimiento debe efectuarse en forma anual. En ambos casos se realizaran informes que deben elevarse a la secretaría.

Cabe destacar el dispar tratamiento que se da a la determinación de quienes vayan a realizar estos controles. Así, para el caso del primer pozo exploratorio, el monitoreo puede ser llevado a cabo por aquellos que sean designados por la Secretaría de Energía de la Nación y “los organismos provinciales” salvo que no exista nadie en capacidad de llevar a cabo esta tarea, en cuyo caso el operador petrolero debe contratar estos servicios a terceros. Contrariamente, el monitoreo de las actividades de explotación petrolera debe ser llevada a cabo, en todos los casos, por terceros contratados por las empresas petroleras.

Además de la confección de “Estudios Ambientales Previos” y la realización de “Monitoreos de Obras y Tareas”, la resolución establece las precauciones que deben observarse durante la realización de las distintas actividades de búsqueda o exploración petrolera y explotación de yacimientos.

En general, se determina la forma en que deben ser llevadas a cabo determinadas operaciones (ej.: la exploración sísmica), el manejo a que tienen que ser sometidos los residuos (ej.: lodos de perforación, aguas de formación) y las condiciones técnicas

de determinadas instalaciones (ej.: recintos de contención en tanques de almacenamiento).

Entre los aspectos ambientales de mayor relevancia dentro de las actividades de exploración y explotación petrolera, las soluciones que da la Resolución S.E. N° 105/92, se refieren a:

- Perforación de pozos.
- Piletas de perforación: construcción, operación, fluidos de perforación.
- Pérdidas, derrames de producto durante el transporte y almacenamiento.
- Generación de agua de formación.
- Generación de barros de fondo de tanques por actividad de limpieza.

Para el caso de la perforación de pozos y los riesgos consecuentes de accidentes (surgencias no controladas de petróleo, gas y agua de formación) y, en especial, de afectación de recursos hídricos de baja salinidad existentes en el subsuelo, el punto 3.2.6 “Programa de Cañerías de Entubación” establece las precauciones que deben adoptarse en el entubado o encamisado de dichos pozos.

Las piletas de perforación, excavaciones colocadas cerca de los equipos dedicados a hacer el pozo y destinadas a servir de receptáculo de residuos de perforación, están contempladas en los siguientes puntos de la Resolución:

- Punto 3.2.3. en lo concerniente a la construcción de la pileta en cuestión. Importa destacar lo establecido sobre la impermeabilización del fondo y bordes con la cobertura de arcillas impermeables o láminas plásticas removibles en caso de existir riesgos de infiltración que comprometan la calidad de aguas subterráneas de baja salinidad.
- Punto 3.2.7. relacionado con el manejo de los residuos gene-

rados en la perforación de pozos (rocas trituradas por el trépano, excedentes de las lechadas de cemento utilizadas para la fijación de cañerías y el sellado de sus perforaciones y excedentes de los fluidos de perforación) que se depositan en las piletas antes mencionadas. En este punto se insiste con la necesidad de revestir la pileta con láminas plásticas removibles si existen aguas dulces subterráneas. Además, para el caso de operarse con lodos de perforación a base de petróleo, que son considerados peligrosos, se dispone la inyección de sus excedentes residuales no reciclables en estratos superficiales o profundos que impidan migraciones contaminantes.

- Punto 3.2.11. sobre manejo de hidrocarburos de ensayo. Este punto, si bien no esta relacionado con las piletas de perforación ni con los residuos considerados en los puntos anteriores que se vierten en aquellas, resulta de interés porque tiene que ver con viejas prácticas contaminadoras. Durante mucho tiempo, esos hidrocarburos se volcaban en las piletas de perforación. En la actualidad, conforme a lo establecido en el punto considerado, debe disponerse en tanques de almacenaje destinados a ese efecto, colocados en cercanías del equipo perforador.

Las pérdidas y/o derrames de petróleo son considerados en los siguientes puntos:

- Punto 4.2.3. "Baterías colectoras y de Medición". Se trata de medidas destinadas a evitar que, eventuales pérdidas de petróleo, se difundan y contaminen el medio ambiente. Consecuentemente se establece la obligatoriedad de construir recintos de contención, con pisos y paredes impermeabilizadas, para los tanques de almacenamiento, cuya capacidad debe duplicar la de estos, no debiendo las paredes tener una altura inferior a los 0,80 mts. Se determina, asimismo, que el recinto no será necesario cuando existan en los tanques con-

ductos de rebase a pileta de emergencia u otro sistema que garantice el seguro alojamiento de fluidos eventualmente derramados. También se establece la obligación de contar con recintos en los parques de bombas de las baterías.

- Punto 4.2.6. “Oleoductos de Interconexión”. Frente a los riesgos de corrosión en las cañerías que conectan baterías con plantas de tratamiento, se establece la necesidad de su revestimiento y protección catódica, regímenes de operación adecuados para evitar roturas y pasaje periódico de elementos limpiadores (rascadores). Además, se establece que en el cruce de cursos de agua, ríos o arroyos, los oleoductos deben estar enterrados “a buena profundidad por debajo de los lechos”, las cañerías encamisadas y las cabeceras “debidamente protegidas”. Por último se establece que en los cursos de descarga de aguas pluviales temporarias y/o cañadones o quebradas, el cruce puede hacerse aéreo, “debidamente reforzado y anclado con cabeceras de resistencia adecuadas a las condiciones más adversas previsibles”.
- Punto 4.2.7. “Plantas de Almacenaje y Embarque” (son las encargadas de hacer llegar el petróleo a las refinerías o al sector comercial de exportación). Establece la obligatoriedad de que los tanques cuenten con recintos de contención.
- Punto 4.3.11. “Modalidades Operativas para los Pozos de Producción”. Dispone efectuar un adecuado mantenimiento de las juntas de estanqueidad que existen en las bocas de pozo y mantener la limpieza de las mismas para una detección precoz de pérdidas.
- Punto 4.3.12. “Modalidades Operativas para las Líneas de Conducción”. Establece la necesidad de una conveniente protección contra la corrosión. Además determina procedimientos a seguir en caso de derrames de petróleo de poco volumen:
a) Mezclarlo con suelo agrícola para provocar su biodegradación; b) Directamente laboreo agrícola con agre-

gado de Nitratos; c) Mezclarlos con gravilla para el asfaltado de caminos internos del yacimiento.

- Punto 4.3.1.4. “Modalidades Operativas para los Oleoductos de Interconexión de Batería a Planta de Tratamiento”. Insiste en la necesidad de evitar la corrosión mediante el mantenimiento de los revestimientos, la protección catódica y el uso de inhibidores de corrosión si se bombean fluidos corrosivos.

En cuanto a las aguas de formación:

- Punto 4.2.5. “Agua de Producción”. Establece como prioridad su confinamiento en reservorios que no contaminen el agua superficial o subterránea. Se mencionan como métodos de disposición la reinyección y/o confinamiento en el mismo nivel de proveniencia, en otro nivel estratigráfico o incluso en piletas de infiltración siempre que se constate la imposibilidad de dañar aguas dulces. Para el caso de optarse por el empleo de una pileta de infiltración, establece que no debe estar cerca de aguas dulces subterráneas o superficiales ni estar expuesta a aluviones y que debe tener un cerco perimetral que impida el acercamiento de ganado.
- Punto 4.4.1. “Captación de Agua para Recuperación Secundaria”. Menciona el empleo preferente de agua de formación para mejorar el nivel de presión del yacimiento y facilitar de esa forma la extracción de petróleo.

Los barros hidrocarburíferos que se encuentran en el fondo de los tanques y que deben disponerse cuando se procede a la limpieza de estos se encuentran contemplados en:

- Punto 4.3.1.6. “Manejo de Sedimentos de Fondos de Tanques, Emulsiones y Petróleo Pesado”. Luego de manifestar que dichos fondos “son mezclas de hidrocarburos pesados, sólidos, arena, parafina y emulsiones que se precipitan en los recipientes de recepción” establece la conveniencia de “maximizar la recuperación de hidrocarburos” mediante la adición de ca-

lor. Para aquellos hidrocarburos que no pueden ser reciclados deja la alternativa de utilizarlos para consolidación de caminos, esparcirlos en el campo “bajo ciertas condiciones” o comercializarlo como petróleo pesado.

4.2. Normativa provincial.

La industria de los hidrocarburos ha incorporado normas de protección ambiental mediante las resoluciones de la Secretaría de Energía de la Nación como autoridad de aplicación. Algunas provincias petroleras dictaron, a su vez, diversas normas a través de las cuales se establecen disposiciones de preservación que deben observarse en las actividades de exploración y explotación petrolera, en algunos casos manifestando adhesiones a la Resolución S.E. N° 105/92 y regulaciones sobre evaluación de impacto ambiental. La normativa nacional sienta los presupuestos mínimos y las provincias pueden establecer parámetros y regulaciones más estrictos.

Cabe, entonces, señalar las siguientes provincias y sus normas respectivas:

a. Chubut

- 1) Decreto 10/95. Reglamenta, en el plano local, ciertos aspectos de la resolución 105/92. Establece un régimen especial para los residuos generados por la industria petrolera que excluye de su ley provincial de residuos peligrosos (Ley 3742, reglamentada por el decreto 1675/93).
- 2) Ley 4112. Tasa anual de empresas petroleras para certificación ambiental.

b. La Pampa

Por el Código de Aguas, Leyes 607 y 894, si en la exploración y explotación de minas o hidrocarburos se hallaren aguas subte-

rráneas, el minero deberá impedir la infección o contaminación de los acuíferos e informar de inmediato al organismo competente sobre la profundidad y calidad de los mismos.

En la provincia queda prohibida la realización de trabajos de prospección, excavación o alumbramiento de aguas subterráneas que signifiquen una alteración, cambio o transformación de la superficie del suelo en predio propio o ajeno sin permiso del organismo competente.

c. Tierra del Fuego

- 1) Resolución SRN y AH 544/96. Tasa de fiscalización y control para la actividad petrolera.

d. Neuquén

- 1) Ley 1926. Dec. reglam. 2247/96. Política de hidrocarburos. Establece que el poder de policía en materia de hidrocarburos líquidos y gaseosos corresponde a la Secretaría de Energía y Minería provincial a través de la Policía de Hidrocarburos. Este cuerpo está facultado para realizar controles sobre las técnicas de perforación empleadas a fin de evitar la contaminación de aguas subterráneas, el aventamiento de gas, los derrames de producto y el manejo de aguas de formación.
- 2) Decreto 293/93. Crea la Comisión Provincial de Monitoreo Permanente de Obras y Tareas producto de la exploración y explotación de hidrocarburos.
- 3) Ley 2175. Venteo de gases en el ámbito provincial. Esta ley no ha sido aplicada pues los límites permisibles están por debajo de los indicados por la Resolución 236/93 de la SE, lo cual la convierte en inconstitucional. Asimismo, los plazos establecidos en el cronograma provincial son más benignos que los nacionales.

- 4) Decreto 567/97. Normas ambientales aplicables a la exploración petrolera. Mediante este decreto se aprobó el instructivo N°1, que abarca los procedimientos administrativos, las inspecciones, las sanciones y las recomendaciones que se deberán tener en cuenta en la actividad hidrocarburífera para la etapa de exploración.
- 5) Decreto 835/97. Normas ambientales aplicables a la explotación petrolera.

e. Río Negro

- 1) Ley 3156. Ratifica acta – acuerdo para incorporar al COIRCO el sistema de contralor técnico operativo de las actividades hidrocarburíferas.
- 2) Ley 2342, reglamentada por el decreto 1511/92, de efectos degradativos del medio ambiente, regula sobre la evaluación del impacto ambiental. Establece que todas las personas cuyas acciones, obras o actividades degraden o sean susceptibles de degradar el ambiente quedan obligadas a tomar las medidas necesarias para evitar dicha situación. En particular, considera incluidos los proyectos relacionados con la explotación, extracción transporte e industrialización de hidrocarburos y sus derivados.
- 3) Ley 2391. Establece el régimen de Control de Calidad y Protección de recursos Hídricos provinciales COCAPHRI. Su decreto reglamentario 1891/91 veda el vuelco o descarga de efluentes, aguas industriales y/o hidrocarburos de todo tipo a cualquier cuerpo receptor hídrico producto de la exploración y/o explotación de los hidrocarburos sin previo tratamiento, así como también su vuelco en el suelo o subsuelo cuando las características de los mismos permitan la contaminación de los recursos hídricos.

- 4) La Resolución 1302/92 del Departamento Provincial de Aguas define cuáles son considerados, a los efectos del decreto 1894/91, efluentes y/o aguas residuales industriales y/o hidrocarburos capaces de contaminar directa o indirectamente los recursos hídricos. Establece cuál es la calidad que los mismos deben tener para su vuelco en aguas provinciales.
- 5) La Resolución 378/92 del Departamento de Aguas, es reglamentario de la actividad hidrocarburífera. Indica parámetros y límites permisibles de vuelco en cada cuerpo receptor.

f. Mendoza

- 1) Decreto 437/93 y Decreto 691/93 modific. del anterior. EIA en la industria petrolera.
- 2) Resoluc. DS y CA 51/97. Presentación del plan especial de contingencias meteorológicas de empresas petroleras ante la DS y CA.
- 3) Resoluc. DGI 673/97. Restricción de perforación petrolera ante posible alteración del equilibrio acuífero.

g. Salta

- 1) Mediante el Decreto 2222/97, la provincia de Salta adhirió a la Resolución 105/92 de la SE. Pero tratándose de una normativa nacional emanada de la autoridad de aplicación nacional, la adhesión provincial no era necesaria.

El fundamento de la adhesión es la adopción en carácter de reglamento específico para la protección ambiental con referencia a la producción de hidrocarburos en el territorio de la provincia.

El decreto designa como autoridad de aplicación local de la Resolución 105/92 y del Decreto 2222/97 a la Dirección General de Industria, Minería y Recursos Energéticos de la provincia de Salta.

En lo que respecta al régimen del gas, Salta adhirió por Decreto 2435/97 a la Resolución 186/95 del Ente Nacional Regulador del Gas. Adoptó el Modelo para la Regulación de la protección del Medio Ambiente para los ductos de gas y su posterior operación.

En lo relativo al gas, la provincia también designó a la Dirección General de Industria, Minería y Recursos Energéticos como autoridad de aplicación.

4.3. Normativa internacional.

El problema de la contaminación de los mares como consecuencia del transporte de hidrocarburos a través de buques tanque y de las operaciones portuarias de carga - descarga asociadas a aquél, se focaliza en los siguientes aspectos:

- Pérdidas y/o derrames del producto transportado como consecuencia de una emergencia durante la navegación (ej.: abordaje, varadura).
- Operaciones de limpieza de instalaciones (tanques / sentinas).
- Operaciones de deslastre (también originan un efluente consistente en una mezcla de agua y restos de hidrocarburos).
- Operaciones de carga y/o descarga en puertos de los productos hidrocarburíferos transportados.

“La importancia de tales temas dio lugar a una significativa normativa internacional que, además, encuentra su correlato a nivel local, en el dictado de leyes propias”¹⁰.

Las normas internacionales se refieren a la contaminación de las aguas marítimas que son aquellas que indefectiblemente necesitan de una protección brindada a través de convenios supranacionales.

10 De Benedictis, Leonardo. *La industria del petróleo. Impactos ambientales y regulaciones de preservación aplicables*, Buenos Aires, Monografía, 1999.

La contaminación por el transporte marítimo dio lugar, en primer lugar, a la “Convención Internacional para Prevenir la Contaminación del Mar por Hidrocarburos” realizada en Londres en 1954 (el convenio es conocido con el nombre de Oil-Pol) y enmendada en 1962, 1969 y 1971, y seguidamente a la “Convención Internacional para Prevenir la Contaminación por Buques”, realizada también en Londres en 1973 (conocido con el nombre de MARPOL), que se completa en un protocolo incorporado en 1978.

a. Convenio Oil-Pol

Constituyó el primer instrumento internacional destinado a prevenir la contaminación de las aguas por hidrocarburos y se aplicaba a los buques petroleros o no (circunstancia esta que determina variación en las soluciones y/o exigencias que mencionaremos mas adelante), matriculados en estados contratantes.

Tuvo como objeto enfrentar la contaminación resultante de las operaciones ordinarias de los buques tanque y de la descarga de los desechos oleosos de los espacios de máquinas que eran causantes principales de la contaminación por los buques.

El convenio establecía las siguientes soluciones:

- Prohibición para los buques tanque de efectuar descargas de hidrocarburos o mezclas de hidrocarburos, salvo que se cumplan determinadas condiciones (que el buque se encuentre navegando, que la cantidad y calidad de lo descargado se ajuste a determinados requisitos preestablecidos y que el buque se encuentre lejos de la tierra más próxima).
- Equipamiento en los buques para impedir “en la medida de lo razonable y factible” escapes de hidrocarburos en las sentinas a no ser que se disponga de medios eficaces para “garantizar que el hidrocarburo de las sentinas no sea descargado en contravención con el Convenio”.

- Instalaciones de recepción y almacenamiento de residuos hidrocarburiíferos de los buques, en puertos de los países contratantes.
- Asiento de operaciones susceptibles de generar contaminación en el Libro de Registro de Hidrocarburos (carga y/o descarga de hidrocarburos, lastre / deslastre, limpieza de tanques de carga, eliminación de residuos, etcétera.).

Con la promulgación de la Ley 21.353, el 15 de julio de 1976 la Argentina aprobó la Convención Oil Pol de 1954.

b. Convenio Marpol

Es un Convenio internacional para prevenir la contaminación por los buques, que data de 1973, modificado por protocolo de 1978. El desarrollo del transporte marítimo de hidrocarburos y las dimensiones cada vez mayores de los buques tanque, así como el aumento del transporte de productos químicos por vía marítima y la reciente preocupación por el ambiente, hicieron observar a muchas naciones que el Convenio de 1954, a pesar de las modificaciones que se le habían hecho, estaba desactualizado.

En 1973 la Asamblea de la OMI (Organización Marítima Internacional) convocó a una conferencia que se celebró en Londres. Se adoptó un convenio que es considerado el más ambicioso de los tratados internacionales en materia de contaminación marina. Además de los hidrocarburos se ocupa de otra clase de contaminación marina.

Las medidas de carácter técnico están contenidas en cinco anexos que tratan los siguientes temas:

- Anexo I: Reglas para prevenir la contaminación por hidrocarburos.
- Anexo II: Reglas para prevenir la contaminación por sustancias líquidas nocivas transportadas a granel.

- Anexo III: Reglas para prevenir la contaminación por sustancias perjudiciales transportadas por vía marítima en paquetes, contenedores, tanques portátiles y camiones cisternas o vagones tanque.
- Anexo IV: Reglas para prevenir la contaminación por las aguas sucias de los buques.
- Anexo V: Reglas para prevenir la contaminación por las basuras de los buques.

Se esperaba que el convenio MARPOL 73 entrara pronto en vigor. Pero existían una serie de dificultades técnicas en cuanto a los Anexos I y II. Por lo tanto, se celebró una conferencia internacional a principios de 1978.

El convenio MARPOL y su Protocolo se conocen como un sólo instrumento, normalmente llamado MARPOL 73/78.

El 3 de junio de 1992 se sancionó la Ley 24.089, que ratificó el Convenio Internacional para prevenir la contaminación por los buques, MARPOL 73/78.

Con relación a la contaminación por hidrocarburos se establecen las siguientes exigencias:

- Inspección y/o emisión de Certificados Internacionales de Prevención de la Contaminación por Hidrocarburos para buques petroleros o no que, superando determinado tonelaje, cumplan con determinadas especificaciones de seguridad.
- Prohibición de descargar hidrocarburos o mezclas oleosas en el mar salvo, como en el caso del "Oil Pol", que se cumplan determinadas condiciones (buque navegando a determinada distancia de la costa y descarga ajustada a especificaciones de calidad y cantidad).
- Prohibición absoluta de descarga en "zonas especiales" (mares Mediterráneo, Rojo, Báltico Negro y zona denominada de los "dos golfos").

- Asiento de operaciones riesgosas en el Libro Registro de Contaminantes, solución también adoptada en el “Oil Pol”.
- Instalaciones de recepción de descargas en tierra (también previsto en el “Oil Pol”).
- Instalación de tanques de lastre separados en buques nuevos e idéntica solución o empleo de tanques de lastre limpios en buques existentes al momento del convenio.
- Empleo de equipos de vigilancia y control de descargas (oleómetros) destinados a garantizar que toda descarga de mezclas oleosas se detenga automáticamente cuando el contenido de hidrocarburos del efluente exceda la proporción autorizada.

En definitiva, las mejoras relevantes respecto a las soluciones del convenio anterior (Convenio Oil Pol) son las referidas a la utilización de lastre que no contaminado, sea por el empleo de tanques destinados exclusivamente a tal finalidad (lastre segregado) o por la utilización de tanques de carga que previamente han sido lavados (lastre limpio) y las relacionadas con el empleo de los equipos de vigilancia y control de descargas. Por otra parte se reestablece la prohibición de efectuar vertidos en determinados espacios marinos, aspecto este que había sido contemplado inicialmente en el Convenio MARPOL siendo luego eliminado del mismo.

Además de estos Convenios Internacionales, existen otros a los que adhirió nuestro país y que se relacionan con la problemática de la contaminación de los mares producida por hidrocarburos, incluyéndose también otras sustancias. En tal sentido, cabe citar a los siguientes:

- Convenio de Bruselas de 1969 sobre “Intervención en alta mar en caso de accidentes que causen contaminación por hidrocarburos” (ratificado por Ley 23.456) o Convenio Internacional sobre responsabilidad civil.

- Convenio de Londres de 1972 sobre “Prevención de la contaminación del mar por vertimiento de desechos y otras materias” (ratificado por Ley 21.947).
- Convenio de Londres de 1990 sobre “Cooperación, preparación y lucha contra la contaminación del mar por hidrocarburos”.
- Convenio internacional sobre la constitución de un fondo internacional de indemnización de daños (1971).
- Convenio de cooperación entre la República Oriental del Uruguay y la República Argentina.
- Organización Marítima Internacional.
- Estándares internacionales.

c. Convenio de Bruselas de 1969 sobre responsabilidad civil

El caso que impulsó a la realización de este convenio fue el derrame provocado por un accidente que afectó al buque tanque Torrey Canyon en 1967. Este siniestro creó varios problemas jurídicos, entre ellos, el fundamento y grado de responsabilidad de los propietarios del buque o de la carga nacida de daños sufridos por los estados u otras personas como consecuencia del siniestro marítimo que signifique contaminación por hidrocarburos.

Este Convenio tiene por objeto garantizar que se otorgue indemnización adecuada a las víctimas de la contaminación por hidrocarburos resultante de siniestros marítimos en los que intervienen petroleros.

El Convenio hace responsable de esos daños al propietario del buque que haya derramado o desde el que se haya descargado el hidrocarburo contaminante. Se trata de una responsabilidad estricta.

Se aplica a todos los buques de navegación marítima que transporten hidrocarburos a granel, pero sólo los que superan las 2000 toneladas deberán mantener un seguro de daños provocados a partir de la contaminación por hidrocarburos. No es extensible a los buques de guerra ni a otras naves que sean propiedad de un Estado o explotadas por éste o que se empleen en servicios gubernamentales sin fin comercial.

En 1984 se convino que los límites de responsabilidad eran demasiado bajos para proporcionar indemnización adecuada ante un suceso importante de contaminación.

El Protocolo de 1984 establece un nuevo procedimiento simplificado para modificar los límites de responsabilidad establecidos.

En 1992 se modificaron y se redujo de 6 a 4 el número requerido de países con grandes flotas petroleras.

d. Convenio de Londres de 1972

Este Convenio, a diferencia del anterior, no está referido a problemas de contaminación derivados de la navegación. Se trata del vertido de residuos generados en tierra que son embarcados para depositarlos en el mar.

El convenio define al “vertimiento” como toda evacuación deliberada en el mar de desechos u otras materias, desde buques, aeronaves, plataformas u otras construcciones o todo hundimiento deliberado de éstos. Divide a los mismos en tres categorías, cada una de las cuales se integra con distintas sustancias de diversa peligrosidad. Conforme a dicha clasificación establece para una de esas categorías la prohibición absoluta de vertido y para las otras la necesidad de contar con permisos especiales o generales según la importancia que tengan esas fuentes de contaminación. La prohibición absoluta de vertido corresponde, entre otras sustancias, al “petróleo crudo, fuel oil, aceite pesado diesel y aceites lubricantes, fluidos hidráulicos y mezclas que contengan esos hidrocarburos, cargados con el fin de ser vertidos”.

e. Convenio de Londres de 1990

Este convenio está orientado a fomentar la cooperación internacional en la preparación y lucha contra la contaminación por hidrocarburos, estableciéndose, entre otras cosas y como solución a la problemática de la contaminación accidental durante operaciones de carga y/o descarga en puerto, la obligación de contar con planes de emergencia que prevean las respuestas a implementar para dichas contingencias.

El convenio se fundamenta en:

- La necesidad de preservar el medio humano en general y el medio marino en particular.
- La importancia de las medidas de precaución y de prevención.
- La necesidad de hacer preparativos eficaces para luchar contra los sucesos de contaminación por hidrocarburos y el papel fundamental de los sectores petrolero y naviero.
- La importancia de la asistencia mutua y la cooperación internacional en temas como información, investigación y desarrollo.

A pesar de que el Convenio fue firmado por diez países y debe ser adoptado por 15 estados para su entrada en vigor, fue aplicado con gran eficacia para proteger zonas ecológicamente sencibles, amenazadas por el derrame ocurrido en el Golfo Pérsico en 1991.

La República Argentina aprobó este convenio internacional a través de la Ley 24.292.

f. Convenio internacional sobre la constitución de un Fondo Internacional de Indemnización de Daños (1971)

Este Convenio tiene como objetivo principal proporcionar una indemnización adicional a las víctimas de los daños por contaminación de hidrocarburos.

Si bien el Convenio de Responsabilidad Civil (1969) hace recaer la obligación indemnizatoria en el propietario del buque,

también limita el monto que debe pagar al damnificado. Algunos estados objetaron que el régimen se basaba en la responsabilidad estricta del propietario del buque por daños que no podía prever. Además los límites en las cifras de indemnización no resultaban adecuados.

La Organización Marítima Internacional (OMI) organizó un sistema que cumpliera la doble finalidad de aliviar al propietario del buque de la carga impuesta, y por otro lado, que proporcionara una indemnización adicional a las víctimas del daño.

En virtud del convenio del fondo, las víctimas de daños debidos a contaminación por hidrocarburos pueden recibir indemnización adicional a la responsabilidad del propietario del buque. La suma total de indemnización entre la pagada por el propietario y la abonada por el fondo no puede superar los 30 millones de dólares por suceso.

Si el propietario del buque responsable no puede satisfacer su responsabilidad, le corresponde al fondo pagar el total de la indemnización debida.

El fondo sólo está obligado a pagar indemnización a las víctimas de daños originados en la contaminación por hidrocarburos sufridos en los estados de los territorios contratantes.

También está obligado a indemnizar por medidas adoptadas por un estado contratante fuera de su territorio.

Otra de las funciones del fondo es prestar ayuda a los propietarios de buques respecto de la carga financiera adicional impuesta por el Convenio de responsabilidad civil.

El fondo se constituye mediante contribuciones efectuadas por los importadores de hidrocarburos, o sea todas las personas que reciben hidrocarburos por mar en los estados contratantes.

g. Convenio de Cooperación entre la República Oriental del Uruguay y la República Argentina

Su objeto es prevenir luchar contra incidentes de contaminación del medio acuático producido por hidrocarburos y sustancias perjudiciales.

Se prevee una serie de medidas para desarrollar y fortalecer la capacidad conjunta y con el propósito común de intensificar la cooperación.

Fue firmado en Buenos Aires en 1987 y ratificado en Montevideo en 1993.

h. Organización Marítima Internacional

El Convenio por el que se constituyó la Organización Marítima Internacional fue adoptado en 1948 por la Conferencia Marítima de las Naciones Unidas. El nombre de la organización fue modificado mediante una enmienda en 1982.

Los objetivos de la organización están enumerados en el artículo 1 a) del Convenio Constitutivo. Estos son:

- Depurar un sistema de cooperación entre los gobiernos de la esfera de la reglamentación y de las prácticas gubernamentales relativas a cuestiones técnicas de toda índole concernientes a la navegación comercial internacional.
- Facilitar la adopción general de normas tan elevadas como resulte factible en cuestiones relacionadas con la seguridad marítima, la eficiencia de la navegación y la prevención y contención de la contaminación del mar ocasionada por los buques.

La organización no se dedicó demasiado al tema de la contaminación por buques sino hasta finales de la década del 70. Para entonces, se había incrementado el comercio del petróleo y estaba naciendo una nueva generación de superpetroleros con ca-

pacidad para transportar en un sólo viaje varios cientos de miles de toneladas de hidrocarburo.

i. Estándares internacionales

“La International Organization for Standardization (ISO) ha dictado una serie de normas que tienen por objeto organizar, sistematizar y estandarizar la gestión de distintos sectores industriales y económicos”¹¹.

La industria petrolera no permaneció ajena a estas normas.

En tal sentido, en marzo de 1997 la empresa Pérez Companc S.A. hizo pública la certificación de su gestión ambiental en tres operaciones como la primera petrolera del mundo en obtener la ISO 14001.

11 Coria, Silvia - Devia, Leila - Lamas, Ana - Nonna, Silvia - Villanueva, Claudia, *El rumbo ambiental en la Argentina*, Buenos Aires, Ciudad Argentina, 1998.

III. RESUMEN

Problemática ambiental de la industria del petróleo

Exploración

- Ruido y vibraciones de la actividad sísmica.
- Conexión de aguas dulces subterráneas con petróleo del subsuelo.
- Residuos de perforación.
- Emergencias y/o descontrol de pozo.

Explotación

- Perforación de explotación.
- Derrames por pérdida y/o rotura de instalaciones.
- Aguas de formación.
- Barros de fondo de tanques.
- Venteo de gases.

Comercialización

- Generación de residuos: líquidos (aguas de lavado, purgas de tanque, lubricantes usados), gaseosos (evaporación), sólidos.
- Pérdida y/o derrames de producto.
- Incendios.

Industrialización

- Generación de residuos: (emisiones gaseosas, efluentes líquidos, residuos sólidos).
- Emergencias (incendios, derrames de producto).

Transporte

- Emergencias (vuelco de camiones, vagones, rotura de casco, de buques tanque, rotura de conducto, oleoductos y/o poliductos).
- Vertidos voluntarios.

Segmentos de la industria del petróleo alcanzados por las normas de preservación específicas

Exploración y explotación petrolífera

- Resoluciones de la Secretaría de Energía de la Nación (Resoluciones SE 105/92, 252/93, 342/93, 5/95).
- Disposiciones provinciales (Neuquén, Mendoza, Río Negro, Salta, Tierra del Fuego, Chubut, La Pampa)

Transporte por buques y conductos

- Convenios Internacionales.
- Disposiciones Nacionales (Leyes de adhesión a los convenios, ley 22.190).
- Disposición SE 56/97.

Expendio y comercialización de subproductos

- Decreto 2407/83.
- Decreto 1545/85.
- Resolución SE 173/90.
- Resolución SE 404/94.

IV. CONCLUSIONES

La industria hidrocarburífera comprende una serie de etapas que se desarrollan a partir del petróleo, el que constituye un recurso natural no renovable que representa, en nuestros días, la base del progreso y la civilización.

El petróleo, formado a través de un proceso de millones de años, se encuentra confinado en el subsuelo, ubicado en reservorios y asociado con agua y gas. Durante la etapa exploratoria de la industria del petróleo se realizan estudios destinados al hallazgo de las reservas de este recurso. Una vez comprobadas las reservas del mismo, se procede a su extracción (explotación), procesamiento (industrialización) y comercialización. Para la concreción de cada una de las etapas es necesario transportar los productos y/o subproductos desde los pozos de extracción hacia las baterías colectoras, desde estas a las plantas de almacenamiento, a las refinerías y finalmente a las estaciones de servicio, que constituyen el último eslabón de la industria petrolera. El transporte por conductos (oleoductos, poliductos), vagones tanque, camiones tanque o buques tanque es la etapa que posibilita la concatenación de las actividades mencionadas, lo que da existencia a la industria del petróleo.

Cada una de las etapas, así como la industria en su totalidad, están orientadas a extraer del medio ambiente el recurso que permite nuestra existencia y desarrollo. En tal sentido, los estudios orientados al hallazgo de las reservas de hidrocarburos, así

como las operaciones destinadas a su extracción y procesamiento interactúan e interfieren con el medio ambiente.

Los aspectos ambientales asociados a estas actividades comprenden una amplia gama de situaciones cuyo impacto ambiental tiene una intensidad y magnitud que dependerá de la responsabilidad de los gestores ambientales encargados de hacer posible la comunión entre energía y ambiente. En tal sentido, es necesario conocer las alternativas y posibles soluciones a los problemas ambientales que surgen del desarrollo de las actividades relacionadas con la industria hidrocarburífera.

La mejor alternativa para impedir el impacto ambiental de estas actividades sería la no realización de los proyectos de explotación de hidrocarburos. Pero esta solución no resulta compatible con el desarrollo ni con las necesidades energéticas de la población. Por lo tanto es necesario encontrar las alternativas de menor impacto para el ambiente o, en lo posible, aquellas que pudiesen favorecerlo. Esta tarea requiere de la búsqueda e implementación de las medidas de mitigación adecuadas para cada proyecto y cada situación.

Toda actividad y obra a realizar debería iniciarse posteriormente a la realización de un Estudio de Impacto Ambiental Previo destinado a identificar los problemas operativos y naturales que el medio origina y brindar las recomendaciones y medidas para una correcta gestión ambiental que permita minimizar los impactos adversos sobre los recursos naturales y culturales. También debería incluir la identificación de los distintos sectores del área según su sensibilidad ambiental, lo que permitiría al operador, durante las diferentes etapas del desarrollo del área, seleccionar, para la ubicación de las instalaciones, las zonas en donde el impacto ambiental sea de menor magnitud.

Por otra parte, las empresas dedicadas a la exploración y explotación de hidrocarburos deberían adoptar como principios rectores de su política ambiental cumplir con toda la legislación y

normativa aplicable, prevenir o minimizar las emisiones o descargas nocivas al aire, agua y suelo provenientes de la exploración y explotación de hidrocarburos líquidos y gaseosos, reducir dentro de lo posible, la generación de residuos, reciclando todo cuanto sea razonable y asegurando un manejo responsable de los mismos, operar las instalaciones haciendo un uso racional de la energía y de los recursos naturales, establecer programas de entrenamiento y un sistema de comunicación adecuado, para asegurar al personal el conocimiento de la política ambiental y dotarlo de la capacitación necesaria para el cuidado del medio ambiente, establecer objetivos y metas ambientales anuales, compatibles con la política ambiental corporativa, que conduzca a un mejoramiento continuo del desempeño ambiental, informar a los interesados y poner a su disposición esta política y los objetivos ambientales para el área, desarrollar programas de prevención y control de emergencias ambientales, evaluar los efectos ambientales de los nuevos proyectos, evaluar periódicamente el cumplimiento de ésta política y revisarla cuando sea necesario, etcétera.

Los distintos procesos operativos de los proyectos generan impactos ambientales específicos que deben ser contemplados en un plan de protección ambiental. Una buena planificación del derecho de vía, previo a la construcción de las obras, contribuiría a reducir las perturbaciones ambientales, así como los problemas con los productores agropecuarios, situación que normalmente se presenta en la región patagónica de nuestro país, y los impactos ambientales producto de desmontes para accesos, construcción de instalaciones y tendido de las líneas de conducción.

Tampoco deberían ubicarse las instalaciones en zonas que sean de alta o muy alta sensibilidad, con el fin de evitar la contaminación de recursos naturales, la fragmentación de hábitats, los conflictos de uso con agropecuarios, etcétera.

A fin de que la afectación producida por la remoción de la capa vegetal y del suelo sea la mínima necesaria para la construcción de la obra es recomendable desmontar y remover el suelo sólo de la superficie estrictamente involucrada en las obras, no realizar “pisoteos” innecesarios de la vegetación para lo que debería optimizarse el uso de caminos preexistentes, el suelo extraído para la construcción de fosas o de piletas de emergencia o para el tendido de ductos, debería acopiarse en forma ordenada, sin mezclar los diferentes horizontes y disponerlo luego, en el mismo lugar, respetando la secuencia natural del perfil, una vez tapadas las fosas y finalizada la etapa de construcción se recomienda escarear la superficie del suelo en dirección perpendicular a la de los vientos predominantes a fin de favorecer la revegetación natural y para minimizar los desmontes a realizar, se recomienda aprovechar en cada pozo, la misma traza para la línea eléctrica, la línea de conducción y el camino de acceso, colocar señales preventivas e informativas durante la ejecución de las obras para evitar accidentes.

En cuanto a los estudios sísmicos, las cargas explosivas deberían disponerse a lo largo de áreas de baja sensibilidad y aprovechando, en lo posible, las fallas naturales del terreno.

Para la etapa de operación deberían acondicionarse las explanadas de los nuevos pozos de desarrollo para fomentar la revegetación y minimizar la erosión hídrica y eólica, los acuíferos deben ser protegidos para evitar la contaminación de aguas subterráneas durante la perforación de nuevos pozos de desarrollo. Para evitar la afectación del medio el predio de la batería y la/s planta/s de tratamiento deberán estar adecuadamente cercados, recintos o terraplenes de tierra con un volumen de acuerdo a la reglamentación nacional existente deben ser colocados, sería conveniente que el piso de los recintos tuviera pendiente hacia una cámara de drenaje desde donde el líquido fuese conducido hasta la pileta de emergencia. Los tanques deben presentar es-

pesores adecuados, arrestallamas, puesta a tierra de acuerdo a la conductividad del suelo y señalización de seguridad. Se deberían tomar todos los recaudos para evitar salpicaduras en combustión incompleta.

Las piletas de emergencia deben ser mantenidas adecuadamente para evitar el impacto al agua subterránea, a la fauna, el suelo, el ganado, etcétera. Para ello es recomendable verificar periódicamente que la impermeabilización se encuentre en buen estado para lo cual deberá permanecer la mayor parte del tiempo vacía o con un fondo de agua limpia sin hidrocarburos, señalizada y protegerla adecuadamente con cerco perimetral y malla protectora para aves a fin de evitar caídas de fauna o de ganado.

En cuanto a los residuos sólidos debe evitarse la contaminación del suelo. Para ello, el recinto de acopio debería ubicarse dentro de una cantera o dentro de un predio alambrado con tejido fino con el fin de que los papeles o residuos livianos no sean dispersados con el viento. Los residuos deberían ser quemados en un foso de dos metros de profundidad y rodeado por bordos en tres de sus lados y una vez quemados deberían ser adecuadamente enterrados. El recinto de acopio no debe ubicarse en áreas de sensibilidad moderada o alta. Los suelos contaminados deben ser acopiados en un sector impermeabilizado, cercado y no ubicado en áreas sensibles.

Se sugiere también realizar inspecciones periódicas a ductos, tanques, etcétera, con el fin de corroborar el normal funcionamiento de las instalaciones y poder detectar a tiempo eventuales contingencias.

En cuanto a la etapa de abandono el sitio debería ser restaurado a fin de mitigar los impactos ambientales. La restauración debería aproximarse lo más posible a las condiciones iniciales, para lo cual deberían desmantelarse todas las instalaciones, plataformas de hormigón, recintos de tanques, etcétera. y disponer

adecuadamente el material que no pueda ser reutilizado para otras instalaciones o proyectos.

En caso de que los ductos permanezcan enterrados, deberán ser limpiados y desgasificados.

Todos los residuos generados deben ser retirados y dispuestos adecuadamente.

Las fosas, piletas de emergencia y cualquier otra excavación debe ser tapada respetando el orden original de los horizontes del suelo extraído previamente.

Los pozos deben ser abandonados según la normativa vigente.

La superficie debe ser escareada en dirección perpendicular a la de los vientos predominantes para favorecer el proceso de revegetación natural.

En todas las etapas de las obras y de la operación se sugiere instalar carteles identificatorios de pozos, batería, cantera, planta de tratamiento, ingreso y salida de camiones, etcétera. También deben brindarse charlas informativas y programas de entrenamiento al personal interviniente para evitar impactos sobre los recursos arqueológicos, naturales y accidentes, desde el personal técnico y operario hasta el personal de las agencias ambientales locales, regionales y nacionales. Ello permitiría la realización de tales proyectos siguiendo pautas específicas de gestión y manejo, así como el asegurar la capacidad de respuesta ante situaciones de emergencia, lo que, además de reducir el impacto ambiental, evita los riesgos para los trabajadores. Todo esto no es posible sin la contribución de un efectivo y competente staff de inspección, debidamente capacitado y responsable para cumplir la tarea que le corresponde.

El entrenamiento y capacitación del personal debe estar acompañado por el equipamiento de seguridad adecuado, sin el cual, ningún plan de capacitación y manejo se haría posible.

A estas situaciones hay que sumarle el impacto visual que una planta de tratamiento puede tener sobre el paisaje, como ocurre en el caso de aquellas ubicadas en la región patagónica de nuestro país. Normalmente tal impacto se minimiza pintando las instalaciones de manera tal que se confundan con los colores del terreno, evitando el uso de colores contrastantes.

Debería darse aviso a las autoridades de aplicación ante el hallazgo de restos arqueológicos.

A partir de este análisis podemos observar que existe una amplia gama de alternativas que hacen posible la convivencia entre energía y medio ambiente. La sustentabilidad en la utilización de los recursos naturales resulta, en nuestros días, la única forma de alcanzar el desarrollo, de lo contrario la creciente contaminación de las aguas subterráneas, el suelo, la atmósfera, así como el agotamiento de los recursos que constituyen nuestra fuente de subsistencia nos conducirá a un deterioro tan progresivo del medio en que vivimos, que no será compatible con la vida.

Por ello, está en cada uno de nosotros contribuir con esta tarea y hacer de nuestro ambiente el hogar en que vivimos.

V. BIBLIOGRAFIA

- Canosa Usera, Raúl, *Constitución y medio ambiente*, Madrid, Dykinson, 2000.
- Consortio de Intendencias de Desarrollo Regional, *Combustible ecológico, petroquímica, petróleo, gas y química*, ed. n° 168, 2000, pp. 56-59.
- Coria, Silvia - Devia, Leila - Gaudino, Erica, *Integración, desarrollo sustentable y medio ambiente*, Buenos Aires, Ciudad Argentina, 1997.
- Coria, Silvia - Devia, Leila - Lamas, Ana - Nonna, Silvia - Villanueva, Claudia, *El rumbo ambiental en la Argentina*, Buenos Aires, Ciudad Argentina, 1998.
- De Benedictis, Leonardo, *La industria del petróleo. Impactos ambientales y regulaciones de preservación aplicables*, Buenos Aires, Monografía, 1999.
- Defensoría del Pueblo de la Ciudad de Buenos Aires, "La nafta chorreaba hasta el subte" en <http://www.defensoria.gov.ar>, 25-10-01.
- De Mahieu, Genoveva, *Efecto de los derrames de petróleo en los ambientes marinos costeros, Ecovida*, ed n° 1, Buenos Aires, Universidad del Salvador, 1993, pp. 9-14.
- Department of Energy U.S. Government, "Energy Information Administration Homepage" en <http://www.eia.doe.gov>, 1-11-01.
- Fundación para la defensa del ambiente, "Noticias Nacionales" en <http://www.funam.org.ar>, 25-10-01.
- Guadagni, Alieto, *La nueva frontera petrolera ¿Riesgo político o riesgo empresarial?*, Buenos Aires, Energeia, 1990.
- Instituto Argentino del Petróleo, "Estudios de superficie" en <http://www.iap.com.ar>, 25-9-01.
- Instituto Argentino del Petróleo, "Petroleum" en <http://www.iap.com.ar>, 25-9-01.
- Manning, Francis - Thompson, Richard, *Oilfield processing of petroleum*, Oklahoma, EE.UU., Pennwel Publishing Company, 1991.
- Ma, Wei-Chun - van Kleunen, André - Immerzel, Jaap - Maagd, Gert-Jan, *Bioaccumulation of polycyclic aromatic hydrocarbons by earthworms: assessment of equilibrium partitioning theory "in situ" studies and water*

- experiments, Environmental Toxicology and Chemistry*, Florida, SETAC Press, 1998, pp. 1730-1737.
- Ministerio de Economía, “Energía” en <http://www.mecon.ar/combustibles/menu.htm>, 17-9-01.
- Monson, Philip - Ankley, Gerard - Kosian, Patricia, *Phototoxic response of lumbriculus variegatus to sediments contaminated by polycyclic aromatic hydrocarbons*, *Environmental Toxicology and Chemistry*, Florida, SETAC Press, 1995, pp. 891-894.
- Phillips, Charles - Clayton, John - Evans, John - Hom, Wilson, *Evidence for long-range transport of a low to medium molecular-weight petroleum product off central California, EE.UU.*, *Environmental Toxicology and Chemistry*, Florida, SETAC Press, 1998, pp. 1662-1672.
- Piniella Corbacho, Francisco, *Transporte marítimo y medio ambiente: un binomio reconciliable*, Cádiz, Servicio de Publicaciones Universidad de Cádiz, 1996.
- Pratt, Joseph - Priest, Tyler - Castaneda, Christopher, *Offshore pioneers, brown and root and the history of offshore oil and gas*, Houston, Gulf Publishing Company, 1997.
- Repsol-YPF, *San Alberto y San Antonio: dos nuevos yacimientos gigantes de gas y condensado en Bolivia*, Buenos Aires, Boletín de Informaciones Petroleras, 2001.
- Revista petroquímica, Petróleo y Gas en <http://www.petroquímica.com.ar>, 25-10-01.
- Sánchez Saucedo, Patricia, *Environment, quality and safety, PEMEX y el desarrollo sustentable*, Tecnoil, ed. n° 225, 2001, pp. 40-44.
- Saterbak, Ann - Toy, Robin - Wrong, Diana - McMain, Bruce - Williams, Patty - Dorn, Philip - Brzuzy, Louis - Chai, Eric - Salanitro, Joseph, *Ecotoxicological and analytical assessment of hydrocarbon-contaminated soils and application to ecological risk assessment*, *Environmental Toxicology and Chemistry*, Florida, SETAC Press, 1999, pp. 1591-1607.
- Secretaría de Desarrollo Sustentable y Medio Ambiente, “Desarrollo Sustentable” en <http://www.medioambiente.gov.ar>, 15-10-01.
- Short, Jeffrey - Heintz, Ron, “Source of polynuclear aromatic hydrocarbons” en Prince William Sound, Alaska, *Subtidal sediments*,

- environmental toxicology and chemistry*, Florida, SETAC Press, 1998, pp. 1651-1652.
- “Survey of energy resources and natural gas liquids, crude oil and natural gas liquids” en <http://www.wec.com.ar>, 20-8-01.
- The American Society of Mechanical Engineers, *Chemical plant and petroleum refinery piping*, Nueva York, ASME, 1993, 300.
- The American Society of Mechanical Engineers, *Liquid transportation system for hydrocarbons, liquid petroleum gas, anhydrous ammonia and alcohols*, EE.UU., ANME, 1992.
- Valls, Mariana, *Derecho Ambiental*, Buenos Aires, Ciudad Argentina, 1999.
- Van Gestel, Corneils - van der Waarde, Jaap - Dekens, Anja - van der Hoek, Eline - Veul, Martín - Bouwens, Sandra - Rusch, Ben - Kronenburg, René - Stokman, Gerard, *The use of acute and chronic bioassays to determine the ecological risk and bioremediation efficiency of oil-polluted soils*, Environmental Toxicology and Chemistry, Florida, SETAC Press, 2001, pp. 1438-1449.
- World Bank, “Environmental Department, Environmental Assessment Sourcebook, Guidelines for environmental assessment of energy and industry projects”, en *World Bank Technical Paper*, Washington, 1991.
- YPF S.A., *La exploración de petróleo y gas en la Argentina: el aporte de YPF*, Buenos Aires, YPF, 2000.