

Informe Especial

**Análisis de la
Situación Ambiental
Petrolera Venezolana.
Caso estudio:
Estados
Anzoátegui- Monagas
2012 – 2014**

Contenido

Introducción

Marco legal ambiental petrolero en Venezuela

Legislación ambiental vinculada a la actividad petrolera

Situación ambiental derivada de la extracción, producción y refinación de los hidrocarburos en el país

Fase de Exploración

Fase de Producción

Aspectos Ambientales Resaltantes en esta fase

Refinación

Emisiones de gases a la atmósfera y su contribución al cambio climático global

Situación Ambiental de las actividades petroleras en Venezuela considerando los balances anuales de PDVSA

3.1 Derrames de Hidrocarburos

3.2 Aguas de Producción

3.3 Desechos Peligrosos

3.4 Manejo de efluentes líquidos (industriales y domésticos)

3.5 Emisiones a la atmósfera y Monitoreo de la calidad del aire

3.6 Pasivos Ambientales

Casos emblemáticos

El Complejo Industrial José Antonio Anzoátegui (Jose). Estado Anzoátegui y el daño ambiental ocasionado

Situación ambiental de Jose y la afectación a comunidades

Derrames de hidrocarburos en la zona centro sur de Anzoátegui y en Monagas

Derrame petrolero en la Estación Jusepín - Río Guarapiche. Estado Monagas.

Derrames en los municipios Freites, Anaco, Simón Rodríguez, Miranda y José Gregorio Monagas del Estado Anzoátegui

Comunidades Indígenas afectadas por Derrames que urgen respuesta

Conclusiones

Recomendaciones

Anexos



Introducción

Los derrames petroleros destacan entre los temas ambientales más resaltantes en Venezuela, de acuerdo con la lectura de los Informes Anuales de Provea de los años 2012 y 2013, así como con los reportajes de la prensa escrita del país. No obstante, los derrames, así como otras situaciones de la industria petrolera que implican un alto impacto contaminante, como las emisiones del Complejo Industrial José Antonio Anzoátegui (Jose) y las explosiones en la Refinería de Amuay, no han sido objeto de las respectivas indagaciones ambientales por parte del Estado venezolano con resultados presentados a la luz pública ni han tenido la respuesta adecuada de los entes responsables, especialmente Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) y el Ministerio rector de la gestión ambiental, en dar soluciones a los daños ambientales ocasionados, en realizar los reparos ante las comunidades afectadas y en ofrecer la debida información de los hechos acontecidos.

Con este trabajo se propone analizar las implicaciones ambientales de la actividad petrolera en sus fases de exploración, producción y refinación, lo cual se presenta junto a la evaluación del último balance anual publicado por PDVSA (2013), correlacionado con el de los 4 años anteriores, el marco legal, referencias de eventos ambientales petroleros reportados en la prensa, entrevistas, información del chequeo de campo, conclusiones y recomendaciones. Se tiene como contexto la región donde más se han originado denuncias de derrames entre los años 2012 y 2014: los estados Monagas y Anzoátegui.

Asimismo, se procura aquí visibilizar casos emblemáticos que llevan la huella ambien-

tal de la actividad petrolera en el país. Se trata de la contaminación atmosférica generada por el Complejo Industrial Jose que afecta a los habitantes de los centros poblados del área de influencia directa de estas instalaciones que abarca gran parte de los municipios Peñalver, Píritu y Bolívar del Estado Anzoátegui. Y por otro lado los derrames de hidrocarburos periódicos que vienen sometiendo a las comunidades indígenas de la etnia Kariña de la Mesa de Guanipa y a caseríos y fundos de la zona centro-sur y sur de esa entidad, referidos en este texto junto al caso más destacado en los últimos años; el del derrame de Jusepín que impactó al río Guarapiche en el Estado Monagas. Todos estos colectivos humanos soportan un grave daño ocasionado en su calidad de vida, unos afectados en el mismo aire que respiran sometido a emisiones de gases tóxicos que incluso corroen los techos de sus casas y perturban cultivos y ecosistemas.

Otros, impactados por crudos derramados que contaminan acuíferos y cursos de agua los cuales son fuente del preciado líquido necesario para el consumo doméstico y los quehaceres diarios de la gente, así como para el riego de sus siembras y permitir la cría de sus animales.

Se espera así contribuir a sensibilizar a la sociedad venezolana con relación al tema y motivar el diseño de políticas públicas ante hechos de este orden, de tal manera que se establezcan mecanismos institucionales que permitan resarcir los daños ocasionados al ambiente y a las comunidades afectadas por parte de la industria petrolera, y se apliquen medidas estructurales de corrección que beneficien al país y al planeta.



I. Marco Legal Ambiental Petrolero en Venezuela

Legislación ambiental vinculada a la actividad petrolera

A continuación se presenta el marco normativo nacional que parte de la Constitución Nacional, los Pactos y Convenios Internacionales ratificados por la República, leyes orgánicas, ordinarias y decretos que relacionan la actividad de los hidrocarburos con la materia ambiental, hasta las resoluciones y reglamentos internos de PDVSA¹.

La Constitución de la República Bolivariana de Venezuela. En especial en lo correspondiente al Capítulo IX de los Derechos Ambientales, artículos 127, 128 y 129.

Convenio sobre Biodiversidad (Publicado en Gaceta Oficial N° 4.780 Extraordinario del 12-09-1994).

Convenio Internacional para Prevenir la Contaminación Marina por Buques 1973 y su Protocolo de 1978 (MARPOL 73/78) (G.O. N°3.640 Extraordinario del 30-09-1985 y G.O. N° 4.633 Extraordinario del 15-09-1993).

Convenio de Viena para la Protección de la Capa de Ozono (G.O. N° 34.010 del 19-07-1988).

Protocolo de Montreal Relativo a las Sustancias Agotadoras de la Capa de Ozono (G.O. N° 34.134 del 11-01-1989).

Enmienda de Londres del Protocolo de Montreal (G.O. N° 4.580 Extraordinario del 21-05-1993).

1. Para hacer esta lista se tomó como guía, el trabajo Las actividades de la industria petrolera y el marco ambiental legal en Venezuela. Una visión crítica de su efectividad de Zamora, Alejandra y Jesús Ramos, 2008 publicado en Revista Geográfica Venezolana, Vol. 51(1) 2010, 115-144. http://www.saber.ula.ve/bitstream/123456789/32006/1/nota_tecnica1.pdf. Se actualizó dado la experticia propia, complementándose con normas obtenidas de Pdvsa y el Ministerio de Petróleo y Minas.

Enmienda de Copenhague del Protocolo de Montreal (G.O. N° 5.180 Extraordinario del 04-11-1997).

Enmienda de Montreal del Protocolo de Montreal (G.O. N° 32.217 del 12-06-2001).

Convenio Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (G.O. N° 4.825 Extraordinario del 27-12-1994).

Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (G.O. N° 38.081 del 07-12-2004).

Convenio de Basilea sobre el Control de los Movimientos Transfronterizos de los Desechos Peligrosos y su Eliminación (G.O. N° 36.396 del 16-02-1998).

Convenio de Estocolmo sobre Contaminantes Orgánicos Persistentes (G.O. N° 5.754 del 03-01-2005).

Ley Orgánica del Ambiente (G.O. N° 5.833 Extraordinario del 22-12-2006).

Ley Orgánica para la Ordenación del Territorio. (G.O. N° 3.238 Extraordinario del 11-08-1983).

Ley Orgánica de Hidrocarburos (G.O. N° 37.323 del 13-11-2001).

Reglamento de la Ley Orgánica de Hidrocarburos (G.O. N° 46 del 31-08-1943).

Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (G.O. N° 36.793 del 23-09-1999) y su Reglamento (G.O. N° 5.471 Extraordinario del 05-06-2000).

Ley Orgánica que reserva al Estado bienes y servicios de las actividades primarias de los hidrocarburos (G.O. N° 39.173 del 07-05-2009).

Ley Penal del Ambiente (G.O. N° 39.913 del 02-05-2012).

Ley de Bosques (G.O. N°40.222 del 06-08-2013).

Ley de Aguas (G.O. N°38.595 del 02-01-2007).

Ley de Gestión de la Diversidad Biológica (G.O.N° 39.070 del 01-12-2007).

Ley sobre Sustancias, Materiales y Desechos Peligrosos (G.O.N°5.554 Extraordinario del 13-11-2001).

Ley de Zonas Costeras (G.O. N° 37.319 del 07-11-2001).

Ley General de Marinas y Actividades Conexas. (G.O.N°37.570 del 14-11-2002).

Ley de Gestión Integral de la Basura (G.O. N° 6.017 Extraordinario del 30-12-2010).

Decreto N° 5.200, con Rango, Valor y Fuerza de Ley de Migración a Empresas Mixtas de los Convenios de Asociación de la Faja Petrolífera del Orinoco; así como de los Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas (G.O. N° 38.632 del 26.02.2007).

Normas para la Evaluación de Actividades Susceptibles de Degradar el Ambiente. (Decreto N°1.257, G.O. N°35.946 del 25-04-1996).

Reglamento sobre la Conservación de los Recursos de Hidrocarburos (Decreto N° 1.316, G.O. N° 28.851 del 13-02-1969).

Normas sobre Calidad del Aire y Control de la Contaminación Atmosférica. (Decreto N° 638, G.O. N° 4.899 Extraordinario del 19-05-1995).

Normas para la Clasificación y el Control de la Calidad de los Cuerpos de Agua y Vertidos o Efluentes Líquidos (Decreto N° 883, G.O. N°5.021 Extraordinario del 18-12-1995).

Normas para el Control de la Recuperación de Materiales Peligrosos y el Manejo de los Desechos Peligrosos. (Decreto N° 2.635, G.O. N° 5.245 Extraordinario del 03-08-1998).

Normas para la Protección de Morichales (Decreto N° 846, G.O. N° 34.462 del 08-05-1990).

Normas sobre Protección de los Manglares y sus Espacios Vitales Asociados (Decreto N° 1.843, G.O. N° 34.819 del 14-10-1991).

Normas sobre Movimientos de Tierra y Conservación Ambiental (Decreto N° 2.212, G.O. N° 35.206 del 07-05-1993).

Normas sobre el Control de la Contaminación generada por Ruido (Decreto N° 2.217, G.O. N° 4.418 Extraordinario del 27-04-1992).

Normas para Regular las Actividades Capaces de Provocar Cambios de Flujo, Obstrucción de Cauces y Problemas de Sedimentación (Decreto N° 2.220, G.O. N° 4.418 Extraordinario del 27-04-1992).

Normas Ambientales para la Apertura de Picas y Construcción de Vías de Acceso (Decreto N° 2.226, G.O. N° 4.418 Extraordinario del 27-04-1992).

Reserva de Exportación o Importación de Productos Derivados de Hidrocarburos a Favor de las Empresas del Estado (Decreto N° 1.648, G.O. del 24.04.2002).

Resolución N° 335 sobre Comercio Fronterizo de Hidrocarburos (G.O. N° 37.853 del 08.01.2004).

Norma para el Transporte Terrestre de Hidrocarburos Inflamables y Combustibles. Resolución 141 (G.O. N° 36.450 del 11.05.1998) /Resolución 357 y 359 (G.O. 38,083 del 09.12.2004)/ Resolución 36690 (G.O. N° 38.091 del 21.12.2004).

Resolución N° 168 y Resolución N°212 para la Determinación de Nuevas Áreas Geográficas de PDVSA Petróleo, S.A. G.O. N°37.952 del 03.06.2004 y G.O. N° 37.996 del 06.08.2004, respectivamente.

Norma PDVSA Ma-01-02-08 sobre Inyección subterránea de desechos derivados de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

Norma SI-S-04 “Requisitos de Seguridad Industrial, Higiene Ocupacional y Ambiente en el Proceso de Contratación”. PDVSA.

PDVSA MA-01-02-09 “Manejo Integral de Hidrocarburos”.

Norma PDVSA 01-02-01 “Manejo de Rípios y Fluidos Agotados”.

Queda pendiente por parte del Estado la actualización de estas normas, en especial las que se basan en parámetros, químicos y emisiones, con medidas mínimas permisibles.

En el año 2006 se constituyó en PDVSA el “Comité Técnico de Normalización de Ambiente” (CTNA), que ha actuado para crear normas internas que se diseñan para afrontar situaciones específicas de la realidad petrolera ambiental, como por ejemplo la disposición de los rípios (desechos de las perforaciones) dirigido a reducir su impacto ambiental.

II. Situación ambiental derivada de la extracción, producción y refinación de los hidrocarburos en el país

La producción de petróleo, gas asociado y derivados en Venezuela involucra un conjunto de actividades y procesos complejos que tienen consecuencias sobre los ecosistemas, afectando la calidad del ambiente y de la vida de las poblaciones que viven y/o laboran en las áreas de influencia de las instalaciones de esa industria.

Los aspectos ambientales de las distintas fases se resumen:

Fase de Exploración.

Los aspectos ambientales de la fase de exploración petrolera están asociados principalmente a las altas probabilidades de producirse daños creados por la generación de desechos peligrosos. Los fragmentos de roca que son taldrados emergen a la superficie mezclados con lodo de perforación y metales pesados procedentes de la profundidad. Si el lodo de perforación es del tipo aceitoso es peor ya que surgen mezclas combinadas con disolventes y contaminantes suspendidos que incluyen mercurio, cadmio, níquel, arsénico, e incluso hidrocarburos y combustible empleado en el pozo.

Por tal razón la disposición temporal y final de estos desechos puede comportarse como pasivos ambientales, y debe considerarse que pueden ocasionar contaminación del suelo y por ende de las aguas subterráneas y superficiales vía percolación, fuga o escorrentía.

También hay otros impactos sobre el ambiente como la intervención de la vegetación natural y topografía en el área de los pozos exploratorios y sus vías de acceso que ocurre al momento de construirse, la generación de desechos sólidos no peligrosos y afectación del paisaje.

Fase de Producción

Esta fase es la que permite la obtención del petróleo crudo (sin procesar) y/o el gas. Abarca las operaciones de los campos petroleros ya localizados, la perforación de los pozos, la preparación e instalación de las tuberías, centros de acopio, almacenamiento, plantas de tratamiento, manejo de oleoductos, entre otros procesos.

El petróleo bruto extraído de los pozos se mide, se des-gasifica en separadores especiales de gas, se libera del lodo, del agua emulsionada y arena y se transporta mediante bombas a través de oleoductos a los depósitos o para las refinerías.

Una característica básica que debe considerarse en la producción de hidrocarburos es el tipo de crudo que existe en los yacimientos del país, ya que hay un diferencial en los precios del barril, los más livianos son los más cotizados. Asimismo para efectos de costos en la extracción y procesamiento del crudo, incluyendo las implicaciones ambientales de las tecnologías aplicadas y la generación de desechos². Como escala internacional en la clasificación del petróleo se utiliza la Gravedad API (nomenclatura que proviene del Instituto Americano de Petróleo, por sus siglas en inglés). Según el documento oficial que presenta periódicamente el Ministerio de Petróleo y Minería, PODE, el rango de Gravedad API es el siguiente:

Extra pesados: 0,0° - 9,9° API

Pesados: 10,0° - 21,9° API

Medianos: 22,0° - 29,9° API

Livianos: 30,0° - 38,9° API

Condensados: 42,0° y más.

Los datos del PODE 2010 para Venezuela eran:

Producción total de petróleo: 1.083.418

Mb (miles de barriles), 2.968 Mb/d (miles de barriles por día) / Gravedad API: 0,9267.

Distribuidos de la siguiente manera según el tipo de petróleo:

Cuadro N° 1
Producción Petrolera de Venezuela
según tipo de crudo. 2010

Tipo de crudo	Producción (Mb/d)
Extra pesados	900
Pesados	610
Medianos	807
Livianos	536
Condensados	115
Total	2.968

Fuente: Ministerio de Petróleo y Minería. PODE 2010. Págs. 80-84.

Estas cifras del PODE 2010 indican que el volumen mayor en la producción petrolera en Venezuela corresponde a crudo extra pesado, cubriendo el 30% del total, después en orden descendiente corresponde a medianos, pesados, livianos y condensados. Entre extra pesados y pesados se produce el 51 % del total.

La distribución geográfica de la producción es la siguiente:

Cuadro N° 2
Producción según las regiones. 2010

Regiones petroleras	Producción (Mb/d)	Porcentaje
I. Maracaibo	831	28 %
II. Oriente	2.076	69,94 %
1. Areas Tradicionales	1.488	(50,13 %)
2. Faja del Orinoco	588	(19,81)
III. Apure – Barinas	61	2,05 %
IV. Falcón	0.63	0,02 %
Total	2.968	

Fuente: Ministerio de Petróleo y Minería. PODE 2010. Págs. 80-84. Las áreas tradicionales del Oriente es la región petrolera de mayor producción.

2. El tema de los desechos petroleros, aspectotratado más adelante, implica otras variables que tienen que ver con la calidad del crudo. Por ejemplo, la presencia de azufre y metales pesados.

2.2.1 Aspectos Ambientales Resaltantes en esta Fase

El subproducto primario obtenido en la extracción de petróleo es el agua de producción que aunado a algunas sustancias y elementos sólidos que persisten, después de la separación del crudo y del gas natural, forman parte de los desechos residuales de los hidrocarburos³. El agua de producción, también denominada agua salada, dado el alto contenido de sales -más otros elementos-, es uno de los dos fluidos que acompañan al crudo. Algunas plantas de producción petrolera del estado Anzoátegui manejan un alto volumen de agua salada. La alta proporción de sólidos suspendidos y disueltos dificulta el proceso de inyección de agua al subsuelo por obstrucciones tanto en pozos inyectoros como en tuberías y equipos con los cuales el agua entra en contacto⁴.

Esto se puede traducir en un problema ambiental cuando se dispone del agua salada que no puede ser inyectada, ya que una disposición inadecuada pondría en peligro la vida vegetal y animal de las zonas aledañas⁵ y afectaría la calidad de las aguas subterráneas y superficiales.

El agua de producción puede ser un grave foco de contaminación de las fuentes de agua potable, que en su mayoría se hallan

bajo tierra a pocos metros de la superficie, o en ríos y arroyos. Las operaciones con inyecciones de agua salada son de alto riesgo y han ocurrido varios problemas, uno de estos es el de la Estación de Descarga Nipa 9 (NED-9), en el Distrito petrolero de San Tomé, municipio Freites del Estado Anzoátegui⁶. Según el Instituto Americano de Petróleo, se obtienen cerca de 8 barriles de agua de producción por cada barril de petróleo producido anualmente. Algunas sustancias se pueden encontrar en elevadas concentraciones, tales como cloruro de sodio, calcio, magnesio y potasio⁷.

De acuerdo a información obtenida de documentos que analizan los impactos ambientales y socio-culturales de actividades de producción de hidrocarburos en Venezuela⁸, más lo evaluado directamente, se puede referir una lista de estos problemas que surgen o pueden generarse en esta fase:

1. Derrames de hidrocarburos, aguas de producción o sustancias asociadas, en distintos biomas y ecosistemas, en acuíferos, ríos, mares, lo cual implica afectación de flora, fauna, hidrología y por ende a asentamientos humanos cercanos a las áreas afectadas. Dichos medios naturales tienden a deteriorarse cada

3. EPA. Profile of the Oil and Gas Extraction Industry. Office of Enforcement and Compliance Assurance. U.S. Environmental Protection Agency. Washington DC. 2000.
4. SALAZAR, Adriana. Op. Cit. Pág.34.
5. SALAZAR, Adriana. Evaluación del Sistema de Tratamiento de La Planta de Inyección de Agua Salada (Pias) del Campo Santa Rosa, PDVSA-Gas Anaco. Trabajo especial de grado para optar al título de ingeniero químico. Universidad de Oriente. Marzo 2010. Pags. 22-26 <<http://ri.bib.udo.edu.ve/bitstream/123456789/2791/1/102-TESIS.IQ.pdf>> Consulta del 7.11.14.
6. EL UNIVERSAL. Pdvsas confirma derrame de crudo en la estación de San Tomé. 19.04.12 <<http://www.eluniversal.com/economia/120414/pdvsas-confirma-derrame-de-crudo-en-la-estacion-de-san-tome>>
7. EPA. Profile of the Oil and Gas Extraction Industry. Office of Enforcement and Compliance Assurance. U.S. Environmental Protection Agency. Washington DC. 2000.
8. Dos de estos textos son: Uno, el de Eliana Guzmán. Propuesta para Mejorar las Evaluaciones de Impacto Ambiental de las Actividades de Explotación y Producción de Petróleo en Venezuela. Tesis para optar a Magister Scientiae. Universidad de Los Andes. Feb 2003. El otro, el de Eduardo Buroz, La gestión ambiental: Marco de referencia para las evaluaciones de impacto ambiental. Fundación Polar. Caracas. 1998.

vez más como resultado de los impactos ambientales petroleros recurrentes.

2. Alteraciones de la economía local, ya que muchos de los habitantes de las áreas donde se produce el petróleo cambian sus actividades económicas tradicionales por otras vinculadas directa o indirectamente a la industria de hidrocarburos.

3. Emisión a la atmósfera de gases contaminantes originados en las estaciones de flujo así como en los mechurrios (o Flares), dispositivos con quemadores y venteo de gas.

4. Generación de calor y ruidos procedentes de instalaciones que tiene la industria petrolera cercana a caseríos. Tal como ocurre en el caso de la Planta compresora de gas de Jusepín, que afecta a los habitantes del caserío Barrio Colombia, Estado Monagas, con la generación diaria de ruido, calor y emisiones contaminantes que se originan en los quemadores y demás instalaciones.

Refinación

La afectación ambiental del proceso de refinación se puede resumir así:

Los procesos de refinación utilizan y generan una enorme cantidad de químicos, muchos de los cuales son liberados de las refinerías en forma de descargas de emisiones, de desechos sólidos y agua contaminada. Los contaminantes característicos generados son: los componentes orgánicos volátiles (VOC), monóxido de carbono (CO), óxidos sulfurosos (SOx), óxidos nitrosos (NOx), partículas de amoníaco (NH3), sulfato de hidrógeno (H2S), metales, ácidos y numerosos componentes tóxicos orgánicos⁹.

Debido a la generación de los gases referidos, los procesos de refinación pueden causar un impacto a la atmósfera cuando no se tiene una política de manejo y control estricto de las emisiones. Éstas incluyen fugas de constituyentes volátiles presentes en el petróleo crudo, emisiones de los quemadores de combustibles que se utilizan en los calentadores y las emisiones propias de cada uno de los procesos de refinación¹⁰.

Las aguas superficiales y subterráneas pueden verse afectadas por las descargas de aguas contaminadas, que para el proceso de refinación pueden ser: Agua de enfriamiento, agua de procesos, aguas negras y agua de lluvia. Estas descargas deben estar precedidas por un tratamiento especial para que puedan ser descargadas a Plantas Públicas de Tratamiento de Aguas (POTW, de acuerdo a protocolos internacionales) o aguas superficiales, siguiendo lo que establece la normativa ambiental¹¹.

Fallas en el manejo de subproductos derivados del proceso de refinación (principalmente azufre y coque) generan contaminación de agua, aire y suelos. Altos valores en las emisiones de dióxido de carbono (CO2), dióxido de azufre (SO2) y óxidos nitrosos (NOx) en procesos de refinación y mejoramiento.

Incremento en la generación de gases responsables del calentamiento global, del efecto de invernadero (GEI) y en sí de la afectación del clima por la emisión excesiva de gases. Los incendios en las refinerías del país que en los últimos años han sido recurrentes, poniendo en riesgo al personal que allí labora e incrementando los factores generadores de gases contaminantes.

9. EPA. Profile of Petroleum Refining Industry. Office of Enforcement and Compliance Assurance. U.S. Environmental Protection Agency. Washington DC. 1995.

10. Ídem.

11. Ídem.

Emisiones de gases a la atmósfera y su contribución al cambio climático

Los hidrocarburos fósiles constituyen uno de los contribuyentes más importantes en el inventario de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). En los países productores de petróleo dichas emisiones no sólo se originan al usarse sus derivados como combustibles de millones de vehículos, en la producción de electricidad, en los procesos industriales o en otras aplicaciones que se dan en las grandes urbes; también se manifiestan a través de las emisiones atmosféricas que se originan en las distintas fases de la actividad petrolera.

Se trata de emisiones que van a la atmósfera procedentes de instalaciones tales como chimeneas de hornos, sistemas de venteos en refinerías y mejoradores, turbinas eléctricas, incineradores de gases y dispositivos de venteo de gas en general asociados a estaciones de flujo, apilamientos de coque y azufre, entre otras. Asimismo, originados en los mecurrios (o Flares) en sus distintos prototipos -incluyendo las denominadas estacas de venteo (pequeños mecurrios)- empleados en forma extensiva en la industria petrolera venezolana, aunque no analizados ambientalmente en los informes publicados.

A través de todos estos puntos en instalaciones petroleras se expulsan a la atmósfera diversas emisiones, tales como SO₂, CO₂, CO, NO_x, H₂S, compuestos orgánicos volá-

tiles (COV), CH₄, aparte de partículas totales en suspensión (PTS) y otros.

En Venezuela el volumen de gas que se pierde¹² y se convierte en contaminante contribuyente del efecto GEI, quemado o venteado en las instalaciones petroleras es muy alto, de acuerdo a la data recabada anualmente por el Ministerio de Petróleo y Minería y señalado por varios autores¹³. Las empresas petroleras usan mecurrios cuando los gases generados son difíciles de almacenar y reprocesar por lo que se ventean directamente a la atmósfera o alimentan un sistema abierto de incineración para después descargar los productos igualmente al aire. Si el gas de desecho contiene materiales orgánicos, la incineración puede producir emisiones de dióxido de carbono, óxidos de nitrógeno, óxidos de azufre y vapor de agua¹⁴. Igual queman los gases argumentándose razones de baja producción por la poca presión existente en los pozos y/o por su nivel de dispersión geográfica¹⁵.



Entre Maturín y Punta de Mata, estado Monagas, hay un número significativo de “mecurrios”. Foto: Jorge Padrón / Provea

12. La Patilla. Venezuela de noche, vista desde un satélite de la Nasa <http://www.lapatilla.com/site/2014/09/06/venezuela-de-noche-vista-desde-un-satelite-de-la-nasa-fotos/> Obsérvese como sobresale la luz captada en Monagas y el centro sur de Anzoátegui debido a la importante quema de gas.
13. Entre ellos: Julio César Centeno, Esmil Quijada, Eleuteria Uhurú, Einstein Millán Arcia.
14. NAVA, E. et al. Dispersión atmosférica desde un quemador chimenea. Rev. Fac. Ing. UCV, v.22, n.1. Caracas. 2007 http://www.scielo.org.ve/scielo.php?pid=S0798-40652007000100008&script=sci_arttext Consulta del 02.12.14). Estos autores precisan que la incineración es un proceso de combustión que se aplica para destruir algunos componentes tóxicos del gas, controla las emisiones orgánicas ya que se produce la oxidación completa de vapores o gases orgánicos.
15. Academia Nacional de Ingeniería y el Hábitat. Industria del Gas Natural en Venezuela. 2009. Pág. 123.

Cuadro N° 3
Producción anual de Gas Natural, Total arrojado e inyectado. Venezuela

GAS NATURAL	AÑOS							
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Producción (MMPCD)	7.109	6.921	6.941	6.992	6.939	7.089	7.330	7.407
Producción (MMM3)	73.471	71.535	71.945	72.269	71.720	73.274	75.967	63.758
Inyección	31.368	27.896	30.188	30.641	30.391	29.827	29.756	24.437
Arrojado	4.592	4.912	6.470	8.227	7.189	9.284	11.347	11.015

Fuente: Elaboración propia con datos de Memoria y Cuenta 2013 Ministerio de Petróleo y Minería. Pág. 599.

De acuerdo a la Memoria y Cuenta 2013 del Ministerio de Petróleo y Minería, los datos oficiales relativos al volumen de gas natural producido en Venezuela, junto al gas “arrojado” y el inyectado de los últimos años registrados, expresados en millones de pies cúbicos diarios (MMPCD) y en millones de metros cúbicos (MMM3), se pueden apreciar en el cuadro N° 3.

Al analizarse los números del cuadro N° 3 se tiene: entre los años 2006 y 2013 se evidencia, por un lado, que la producción nacional de gas natural se mantuvo casi igual. Aumentó de manera leve, un promedio de 7.091 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD) en ese periodo, en comparación con el año 2013 cuando fue de 7.407 MMPC. Por otro lado, en los últimos años registrados, 2012 y 2013, el gas arrojado a la atmósfera muestra cifras alarmantes de 11.015 y 11.347 MMM3, respectivamente, situación mucho mayor que en los años anteriores, por ejemplo si se com-

para con el 2006 cuando el gas arrojado fue de 4.592 millones de metros cúbicos.

Esto significa que el gas arrojado a la atmósfera, la suma del venteado con el quemado, representó el 17,23% del total de gas producido en el 2013 y el 14,93 % del 2012. Aparte, se inyectó en la recuperación de crudos en los yacimientos 29.756 MMM3 en el 2012 y 24.437 MMM3 en el 2013, lo que representa el 39,16% y 38,32%, respectivamente del total de gas producido. A esto se debe añadir lo que consume la industria petrolera como combustible dentro de sus mismas operaciones. El resto es el gas que se procesa, se fracciona y va para el consumo nacional.

Situación Ambiental de las actividades petroleras en Venezuela considerando los balances anuales de PDVSA

De acuerdo a la empresa estatal Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), en su última

publicación anual sobre datos relativos a su gestión ambiental¹⁶, más la correlación con dichos informes oficiales de los 4 años anteriores, el balance oficial sobre la situación ambiental vinculada a la actividad petrolera en el país es la siguiente:

3.1. Derrames de Hidrocarburos

Durante el año 2013, PDVSA y sus empresas filiales reportaron la ocurrencia de 10.722 derrames, de los cuales 10.660 de estos eventos

fueron de hidrocarburos, 99% del total; mientras que los 62 eventos restantes (el 1%) se trató de otro tipo de sustancias químicas o contaminantes. De los derrames ocurridos por hidrocarburos, 9.412 derrames (equivalente al 88%) generaron afectaciones en algún cuerpo de agua y el 12% restante, 1.248 casos, en los suelos¹⁷. No obstante, hubo mayor volumen derramado sobre el suelo, 67.210 barriles de crudo (82%), que en los cuerpos de agua, 14.698 barriles (18%). Siendo 81.909 barriles el total ocurrido en el 2013¹⁸.

Cuadro N°4
Derrames Petroleros en Venezuela 2010-2013

	Año			
	2010	2011	2012	2013
Derrames totales (hidrocarburos + otras sustancias químicas (N° de eventos))	2.393	4.052	3.608	10.722
Derrames de hidrocarburos* (N° de eventos)	2.369	4.019	3.527	10.660
Derrames de hidrocarburos en cuerpos de agua** (N° de eventos)	1.322	3.115	2.583	9.412
Derrames de hidrocarburos sobre suelos (N° de eventos)	1.047	904	944	1.248
Volumen total derramado de hidrocarburos (en Bls***)	121.527,42	124.373,43	143.597	81.909
Volumen derramado en cuerpos de agua (en Bls)	37.027,72	44.774,43	63.183	14.698
Volumen derramado sobre suelos (en Bls)	84.499,7	79.599	80.414	67.210

Fuente: Elaborado por Jorge Padrón con base a datos de los Balances de la Gestión Social y Ambiental de PDVSA 2010, 2011, 2012 y 2013. Nov. 2014.

* Eventos relativos a derrames con 1 o más barriles de petróleo.

** Derrames que generaron afectaciones en algún cuerpo de agua.

*** Bls: Barriles estándar de petróleo. (1Bl = 42 galones = 158,98 lt).

16. PDVSA. Balance de la Gestión Social y Ambiental 2013. Administración Soberana de Nuestro Recurso Natural <<http://www.pdvsa.com/interface.sp/database/fichero/free/8990/1656.PDF>> Consulta del 5.11.14

17. Op. Cit. Pág.53.

18. Op. Cit. Pág.54.

Las cifras oficiales plasmadas en el Cuadro N° 4 indican que en Venezuela ha venido incrementándose el número de eventos con derrames de hidrocarburos, de 2.369 casos en el 2010 a 10.660 derrames en el 2013. Sólo hay una salvedad en ese crecimiento de casos cuando pasó de 4.019 eventos en el 2011 a 3.527 en el 2012, para después triplicarse en el 2013. Dicha evolución que refleja la multiplicación de estos eventos no coincide con el volumen derramado, ya que el último año evaluado, el 2013, tiene menos barriles de hidrocarburos desbordados, (81.909 Bls), que en el 2012, el cual resultó con la cifra más alta de todo el periodo con 143.597 Bls. Estos datos concuerdan con el impacto que ocasionó a la opinión pública del país el significativo número de denuncias y reportes de derrames petroleros que se suscitaron durante casi todo el 2012, comenzando en febrero con el caso del río Guarapiche, Estado Monagas, y siguió con varios vertidos sucedidos en las zonas centro-sur y sur del Estado Anzoátegui (ver en Anexos mapa N°2).

Los 4 años analizados tienen relativamente la misma tendencia, aunque en el 2013 se agudiza: más cantidad de eventos de derrames de hidrocarburos acontecidos en cuerpos de agua que en los suelos y anualmente de manera creciente, en el 2010 en un 58% (el restante 42% en los suelos), en el 2011 en un 65%, en el 2012 en 72%, en el 2013 en un 88%. Y por otro lado, en cuanto a volumen, fue mayor lo derramado en los suelos, en el 2010 en un 69% (el 31% restante en los cuerpos de agua), en el 2011 en 65%, en el 2012 en 56 % y en el 2013 en un 82%. Es importante destacar que la afectación con estos fluidos a cuerpos de agua “(...) *Es considerablemente superior a la afectación en suelo, debido a que el comportamiento*

y desplazamiento de un hidrocarburo vertido en agua es diferente al comportamiento en suelo, motivado a que las propiedades físicas del crudo varían dependiendo de las condiciones ambientales del lugar donde ocurra el incidente”¹⁹.

De acuerdo con los datos oficiales de la empresa petrolera estatal, en el 2013 se saneó a nivel nacional 33.320.897 m² (3.332 Ha) de superficie afectada por derrames, de un total de 969.372.714 m² (96.937,27 Ha) que fue impactado por los hidrocarburos. Esto significa que sólo se saneó el 3,44 % de lo afectado, lo cual es evidentemente un record muy bajo, queda un 96,56 % de superficie (suelos y aguas) sin ser debidamente limpiado. Esto, más allá que en el balance se informa que esa área saneada se recolectaron 29.680 barriles de hidrocarburos, 36% del volumen total derramado.

Aguas de Producción

En el 2013, PDVSA registró un total de 991.106.862,3 Bls que fueron destinados para la recuperación secundaria de hidrocarburos en yacimientos petrolíferos no aprovechables. De ese número, 61,2% fue inyectado; 34% tratado y descargado en cuerpos de aguas superficiales; 4,7% descargado en fosas destinadas para tal fin, fue almacenado en patios de tanques mientras se espera para tratar; y sólo 0,1% fue descargado a cuerpos de agua superficiales sin tratamiento²⁰. Lo cual es un avance con respecto a los años anteriores beneficiando al ambiente, ya que se redujo el porcentaje de aguas de producción (o aguas saladas) que fueron descargadas en fosas o en patios de tanques en espera de tratamiento.

19. PDVSA. Balance de la Gestión Social y Ambiental 2011. Pág. 50.

20. Op. Cit. Pág.47.

3.3 Desechos Peligrosos

En la lista de desechos peligrosos que genera la industria petrolera en el país, el orden en cuanto a cantidad es el siguiente, de mayor a menor: lodos de perforación en base de agua, aguas industriales, rípios en bases de agua, suelos contaminados con hidrocarburos y arenas petrolizadas, rípios con base de aceite, lodos contaminados con hidrocarburos, lodos de perforación con base de aceite, lodos biológicos, otras sustancias peligrosas y aceites usados.

En el 2013 se produjo un total de 2.373.059,39 toneladas de desechos peligrosos, de los cuales 1.379.722,68Tn fueron relacionados con lodos y rípios de base de agua y base de aceite que se generaron en las actividades de perforación de PDVSA, y 993.336,71 Tn correspondientes a otras corrientes de desechos peligrosos que son producto de sus actividades operacionales.

En el 2013 el porcentaje de desechos peligrosos en proceso de tratamiento se incrementó en 10% con respecto al 2012, lo que redujo en 9% el nivel de almacenamiento. Aunque se debe hacer la salvedad que en estos documentos oficiales no se menciona la cantidad de desechos peligrosos acumulados, ya que se refieren a los generados en cada año, y se compara con el anterior.

3.4 Manejo de efluentes líquidos (industriales y domésticos)

Según el balance referido de PDVSA 2013 (pag.46), se plantea que respecto a la ejecución de las caracterizaciones fisicoquímicas y biológicas exigidas en la normativa, en los puntos fijos de descarga se realizaron 230 caracteriza-

ciones que representan un 40,7% de las que se debió haber realizado de acuerdo a la normativa vigente. Estas caracterizaciones permitieron evaluar un total de 7.860 parámetros físico químicos y biológicos, donde el 91% (7.123 parámetros) de las concentraciones obtenidas se encontraron dentro de límites permisibles en la normativa ambiental nacional. Pero queda un porcentaje muy alto, el 59%, sin que se sepa su contenido. En el 2013, PDVSA y sus empresas fueron objeto de la apertura de 10 procedimientos administrativos sancionatorios por parte del Ministerio del Ambiente, siendo el motivo principal el incumplimiento de las Normas para la Clasificación y el Control de la Calidad de los Cuerpos de Agua y Vertidos o Efluentes Líquidos (DecretoN°883 del 18.12.95).

3.5 Emisiones a la atmósfera y Monitoreo de la calidad del aire

Para el año 2013, PDVSA contabilizaba 1.136²¹ puntos fijos de descargas de emisiones a la atmósfera (Balance de Gestión, pag.47) ubicados en las áreas de exploración, producción, refinación y mejoradores, en instalaciones tipo chimeneas de hornos, sistemas de venteos en refinerías, turbinas eléctricas, incineradores de gases, apilamiento de coque y azufre, entre otras. Para tener claridad de la magnitud del panorama ambiental, se trata de fuentes fijas de contaminación atmosférica con emisiones de dióxido de azufre (SO₂), dióxido de carbono (CO₂), monóxido de carbono (CO), óxidos de nitrógeno (NO_x), sulfuro de hidrógeno (ácido sulfhídrico H₂S), compuestos orgánicos volátiles (COV), metano (CH₄). Del total referido, indica la empresa petrolera en su último balance publicado, 528 puntos fijos de descargas de emisiones presentan modificaciones estructura-

21. En el 2012 la cifra de puntos fijos de descargas de emisiones atmosféricas fue de 1315, en el 2011 fueron 1081, 1162 en el 2010 y 863 en el 2009.

les, es decir cuentan con las condiciones para tomar muestras de gases y material particulado, disponiendo de escaleras, plataformas, entre otros elementos que posibilitan realizar las caracterizaciones exigidas por las Normas sobre Calidad del Aire y Control de la Contaminación Atmosférica²². Lo cual significa que cubren el 46% de los puntos inventariados.

En cuanto a la calidad del aire, el Balance 2013 PDVSA (pags.49-50), establece que en dicho año se usaron en total 25 estaciones de muestreo de calidad del aire de tipo semi-automáticas y automáticas en las zonas aledañas a sus instalaciones, para evaluar los siguientes parámetros: Dióxido de Nitrógeno (NO₂), SO₂, CO, Ozono (O₃), H₂S, Fluoruros, Cloruros, Cloruros de Hidrógenos, Partículas Totales Suspendidas (PTS), Material particulado menor a 10micras y menor a 2,5 micras.

Los resultados (PDVSA Balance 2013, pag.49) indicaron que los contaminantes del aire con concentraciones superiores a los límites máximos permitidos son: PTS, Ozono Troposférico (O₃), Dióxido de Nitrógeno (NO₂) y Dióxido de Azufre (SO₂), los cuales fueron medidos en las estaciones de manejo de sólidos, Complejo Industrial José Antonio Anzoátegui (CIJAA), Refinería Puerto La Cruz, Refinería El Palito y Procesamiento de Gas.

Esta información oficial verifica lo que las comunidades vienen padeciendo y denunciando desde hace unos años, que el Complejo Industrial José Antonio Anzoátegui (Jose) está generando emisiones contaminantes por encima de lo establecido en la normativa, específicamente en cuanto a los 4 parámetros indicados en el párrafo anterior.

3.6 Pasivos Ambientales

En la industria petrolera venezolana existen los distintos tipos de Pasivos Ambientales²³ que van desde fosas de petróleo hasta material petrolizado apilado, pasando por lodos con tetraetilo de plomo (ver lista en versión completa del informe).

Desde hace aproximadamente 8 años, PDVSA, con la participación de empresas consultoras, universidades nacionales y especialistas²⁴, ha emprendido una labor de saneamiento de estos pasivos ambientales, muchos de los cuales han sido heredados en décadas de actividad petrolera sin que existiese el adecuado control estatal en la materia ni marco legal específico para el manejo de estos desechos peligrosos. En el caso de las fosas petroleras, la aplicación de bio-remediación en el proceso de restauración, en especial el uso de bacterias, está dando resultados positivos, de acuerdo a los resúmenes de ponencias de investigaciones presentadas ante los Congresos de Ecología y el de Ciencia, Tecnología e Innovación. Aunque, se debe señalar que, paralelamente, la industria sigue produciendo pasivos ambientales.

Para el 2013, se gestionó en saneamiento y restauración ambiental un total de 448 fosas petrolizadas, de las cuales 1 fosa fue saneada (en El Palito), 378 fosas saneadas y cegadas y 69 fosas saneadas, cegadas y restauradas. Destaca en el Balance de ese año (pag.59) que reviste especial atención el caso del saneamiento de la macro fosa asociada al clúster San Diego norte, División Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco, la cual presentó al 31.12.2013 un avance de un 59,45 % en su ejecución, des-

22. Decreto N° 638, N° 4.899 Extraordinario del 19-05-1995.

23. De acuerdo a información obtenida del Informe de Gestión de Pdvsa 2009. Pág. 64.

24. Entre ellos el químico y profesor de la Universidad simón Bolívar, Fernando Morales.

tacando la recuperación de 6.745 barriles de crudo incorporándolos a la corriente de producción, así como el manejo y disposición en fosa para su cegado de 25.177,60 m³ de suelo y sedimentos contaminados que fueron previamente bio-tratados.

En la página 61 del documento referido, se informa que al 31.12.2013, el balance del inventario de fosas pendientes por sanear y cegar era de 7.949, de un total de 13.943 fosas que había para el año 2009²⁵.

IV Casos Emblemáticos

El Complejo Industrial José Antonio Anzoátegui (Jose) estado Anzoátegui y el daño ambiental ocasionado.

4.1.1 Situación ambiental del Complejo Jose y la afectación a comunidades

Se estima que en la actualidad las empresas que procesan el petróleo proveniente de la Faja Petrolífera del Orinoco producen aproximadamente entre 12.000 y 15.000 toneladas de coque diariamente en el Complejo Industrial José Antonio Anzoátegui²⁶. El coque es considerado un sub-producto de la industria petrolera el cual se obtiene como resultado de la aplicación de las tecnologías de mejoramiento de crudo, que en la actualidad se ejecutan en Venezuela a través del proceso de coquización retardada, anteriormente era vía la flexicoquización, de acuerdo con la química especialista en coque y profesora de la Universidad Simón Bolívar, Mónica Kraüter. El día 19.11.2014 se entrevistó a esta experta que viene investigan-

do sobre el tema desde la década de 1990 y quien logró una patente estadounidense para la USB sobre una tecnología que genera un impacto ambiental mínimo en obtención de coque petrolero. Ella explica:

“El problema del coque, que se remonta a los años 90, es grave, especialmente para los trabajadores de Jose y para las comunidades vecinas a ese complejo industrial y tiene que ver con sus características intrínsecas. El coque concentra lo que trae consigo la materia prima de donde se origina, en nuestro caso de petróleo pesado y extra-pesado proveniente de la Faja del Orinoco que es rico no sólo en azufre sino en metales pesados, principalmente níquel (Ni) y vanadio (V), ambos muy dañinos para los seres vivos. El vanadio no es excretado, se bioacumula. Es de valencia variable, tiene al menos tres estados de oxidación, 2+, 3+ y 5+. Actúa casi como un virus que se muta. Tiene tres efectos sobre la salud de los seres humanos: Uno, es carcinogénico (ataca a las células). Dos, es mutagénico (ataca al ADN). Tres es teratogénico (ataca al feto). Efectos casi iguales a los del cianuro. Por otra parte, la estructura física del coque incide en el problema debido a su alta porosidad que aunque tuviese la apariencia de una roca se desmorona fácilmente y puede dispersarse”²⁷.

El coque, previa separación de algunos elementos que lo componen, es usado en algunos países como recurso energético, en especial destinado para la industria siderúrgica y las cementeras. Pero sumado a las características arriba reseñadas, el coque venezolano actual

25. Óp. cit. Pág. 65.

26. ARELLANO, Ángel. Crisis del coque y el azufre en el Complejo Criogénico José Antonio Anzoátegui. Oct14 https://mail.google.com/mail/u/0/?ui=2&ik=4083fe63e1&view=att&th=14957d190d134087&attid=0.40&disp=inline&realattid=52c470081ae20390_0.1&safe=1&zw

27. Información dada por la Prof. Mónica Kraüter, de la Universidad Simón Bolívar, el 19.11.14.

está acumulado en cantidades casi incuantificables²⁸. Hay toneladas de coque en los patios de Jose y en distintos espacios del complejo industrial conformando unos “cerros” con dicho material residual, lo cual lo convierte en una problemática de orden ambiental, social, laboral y económica que viene siendo denunciada ya desde hace unos años en la opinión pública y por parte de parlamentarios de ese estado.

De acuerdo con información aportada por especialistas, el coque genera afectación en la salud de los que están en contacto y aquellos que están en las zonas de influencia debido a que contiene un grano fino y tóxico que al ser almacenado en espacios abiertos es llevado por el viento y por las precipitaciones.

La zona de influencia de la contaminación del Complejo Industrial Jose se puede apreciar gráficamente en el Mapa N°1 que contiene la ubicación de éste y de los centros poblados donde ha habido denuncias de impacto ambiental por razones que se asocian a las emisiones de gases y de partículas de coque. Éstas son desplazadas por la brisa marina y los vientos Alisios (predominantes del norte y noreste) hacia los alrededores geográficos del complejo petrolero-petroquímico, especialmente hacia el sur y el oeste. Dentro de esos poblados están: Puerto Píritu, Píritu, Pozo Hondo, Urucual, Caigua, Panamayal, San Miguel, El Merey, Tocomiche²⁹.

Al menos desde el año 2001, varios habitantes de las comunidades de la zona de influencia del Complejo Industrial vienen denunciando que Jose es un foco de contaminación de gases y polvillo que sienten en carne propia, en sus pulmones, en sus familias, casas, cultivos, animales. Exigen que

el Estado les responda con soluciones y les permita acceder a la información de los análisis de la calidad del aire de las estaciones que colocó PDVSA en Puerto Píritu (municipio Peñalver), Panamayal y Urucual, municipio Bolívar del Estado Anzoátegui (los dos últimos). Dicho planteamiento lo expresa Pedro Lavana, poblador de Puerto Píritu y una de las personas que lleva más tiempo luchando para que se consagre lo establecido en la Constitución en cuanto al derecho a un ambiente sano y el debido derecho a la información.

4.2. Derrames de hidrocarburos en la zona centro sur de Anzoátegui y en Monagas

Derrame petrolero en la Estación Jusepín - Río Guarapiche. Estado Monagas

En el capítulo Derecho a un Ambiente Sano del Informe Anual de Provea 2012 se relata lo acontecido de acuerdo a la información recabada en los medios y documentos de distintas fuentes. En esta investigación se sopesa la data oficial ya pasado un tiempo del derrame de petróleo en el Guarapiche y se incorporan algunas entrevistas de personas relacionadas con el caso cuyo texto está en la versión completa del presente trabajo.

Derrames en los municipios Freites, Anaco, Simón Rodríguez, Miranda y José Gregorio Monagas del Estado Anzoátegui

A partir del derrame acontecido en el Campo Jusepín, Monagas, en febrero de 2012, sucedieron varios eventos de ese orden especialmente en las zonas centro-sur y sur del Estado Anzoátegui (ver Mapa N° 2). Durante todo el

28. En el 2010 se producía en Jose 24,93 MBFOE (miles de barriles de fuel oil equivale diario) de coque y 1,58 MBFOE de azufre, según el PODE 2010 del Ministerio de Petróleo y Minería, pág. 94.

29. Videos de testimonios de estas comunidades afectadas, en: Coque en los hogares de la zona rural de Píritu. Caserío Pozo Hondo: http://youtu.be/ZjvkDOW7_4Y vía @YouTube 25.10.2014.

año 2012, el 2013 y 2014, se realizaron denuncias en la prensa por parte de personas afectadas por derrames de hidrocarburos en distintos sitios de estas entidades, información que se sistematiza en el cuadro siguiente:

Es importante señalar que casi todas estas denuncias fueron recogidas por el periódico regional El Tiempo y otras en la prensa nacional. Lo que se aprecia en el cuadro es apenas una muestra de la cantidad de eventos de derrames

Cuadro N° 10:
sitios, fechas y origen de derrames en Anzoátegui y Monagas 2012-2014

Sitio	Municipio	Estado	Fecha del Derrame	Origen
Morichalito	Maturín	Monagas	27/01/2012	Tubería
Jusepín – Río Guarapiche	Maturín	Monagas	04/02/2012	Tuberías
Comunidad indígena Tascabaña	Freites	Anzoátegui	23/02/12 Actualmente	Tubería crudo/ gas
Comunidad indígena Mapiricurito	Freites	Anzoátegui	14/04/12 ... 16/12/13	Nipa-9
Comunidad indígena Barbonero	Freites	Anzoátegui	14/04/2012	Nipa-9
Comunidad indígena Santa Rosa de Tácata - sector San Vicente	Freites	Anzoátegui	08/05/14 22/05/14	Tuberías
Sector La Culebra	Freites	Anzoátegui	14/04/12 18/08/12 02/09/12	Nipa-9
Puente sobre Río Capavera	Freites	Anzoátegui	06/06/2013	Tubería
Zona de Güepe	Freites	Anzoátegui	01/08/2012	Leona-20
Sector Granadillo de Cantaura, carretera vieja	Anaco	Anzoátegui	06/09/2013	Tubería
Crucero de Los Muertos, Anaco	Anaco	Anzoátegui	23/11/2013	Tubería
Barrio Los Olivos II de Anaco	Anaco	Anzoátegui	12/08/12 15/01/13	Tubería 26"
Sector Guarío (al lado del río homónimo)	Anaco	Anzoátegui	06/09/2013	Tubería 26"
Colinas II. Distribuidor Buena Vista. Anaco	Anaco	Anzoátegui	01/08/2013	Tubería 26"
Adyacencias Estación El Carmen	Anaco	Anzoátegui	01/08/2013	Tubería 26" *
Boca del Caño Río Caris	Simón Rodríguez	Anzoátegui	Aprox. 29/05/2014	Estación de Flujo-15
La Peña (afueras de El Tigre)	Simón Rodríguez	Anzoátegui	09/07/2012	Bare 1
Cachipo	Simón Rodríguez	Anzoátegui	11/07/2012	Bare 4
Fundo El Triunfo	Miranda	Anzoátegui	06/05/2012	Bare 8 (con diluyente)
San Diego de Cabrutica	J.G. Monagas	Anzoátegui	25/04/2012	Macolla PQ- 23

Fuente: Elaboración propia. Con base a entrevistas in situ y reportajes de prensa regional. Noviembre 2014.

producidos en el país, tal como lo reflejan las estadísticas de PDVSA. De los datos recopilados se puede interpretar que el 35% corresponden a casos del municipio Anaco, 30% al municipio Anaco, 15% al municipio Simón Rodríguez, 10% al municipio Maturín del Estado Monagas, 5% al municipio Miranda e igual porcentaje al municipio José Gregorio Monagas. Aunque esto puede cambiar si siguen en pie los proyectos de la Faja del Orinoco, y no son afectados por la baja internacional de los precios del barril de petróleo. Si continúa la actual política petrolera se incrementará el número de eventos de derrames en la zona de San Diego de Cabrutica, uno de los ejes de desarrollo de la Faja.

El otro elemento importante a destacar son los orígenes de los derrames. En esta muestra de casos que salieron a luz pública y que en gran parte se verificaron in situ³⁰, el 50% de estos eventos se debió a tuberías fracturadas pertenecientes a líneas de hidrocarburos que existen desde hace años y que requieren ser sustituidas. Al ver el Mapa N° 2 se puede apreciar que en los casos del municipio Anaco se concentran espacialmente los casos, casi todos alrededor de la red de tuberías Cantaura – Anaco-Puerto La Cruz y según lo reportado es reiterativo la ruptura de una tubería de 26 pulgadas que requiere su cambio, son recurrentes los sitios de los eventos.

El otro 50 % de las fuentes de estos derrames son plantas petroleras de muchos años de existencia cuyas fosas de retención y/o almacenamiento de hidrocarburos tienen gra-

ves fallas, por ejemplo muros de contención deteriorados que no resisten incrementos de volúmenes de fluidos o de aguas de lluvia de aguaceros ocasionales. Lo más increíble, en cuanto a sus condiciones, es que las dos primeras están cercanas a San Tomé, el campamento petrolero más importante de la región, y las dos últimas relativamente no distantes del Centro de Operaciones Bare (COB) dotado de instalaciones de gran envergadura.

La Estación de Flujo-15 que fue construida hace varias décadas está ubicada en las adyacencias del Balneario del río El Caris, cerca de la población de El Tigre y no hace más de 6 meses se desbordaron sus fluidos asociados a los hidrocarburos que igual son contaminantes, llegando hasta el caserío vecino, la Boca del Caño Río Caris. Los habitantes de esa comunidad reclaman que el “saneamiento ambiental” no se hizo adecuadamente, observación reiterada en todos los casos visitados³¹.



Cicatrices de derrame de la Estación de Flujo-15, adyacente a comunidad El Caris. Latitud: 8.79000 Longitud: - 64.2614. Foto: Google Maps

30. Entre los meses de septiembre y octubre del 2014 se realizaron recorridos de campo por el territorio de Monagas y Anzoátegui referido en la prensa de ser afectados por derrames y contaminación petrolera, lo que permitió hacer entrevistas y chequeos de buena parte de los sitios indicados en el cuadro N°10.
31. Son frecuentes las denuncias por parte de las comunidades afectadas por los derrames que plantean que el saneamiento no se hizo adecuadamente, como lo plantea la Sra. Yajaira del sector Granadillo de Cantaura: “... *tapan el bote (crudo derramado) con tierra amarilla, sólo se llevan una parte, dejan estos montículos de tierra y escombros que hace que se formen esos charcos y lagunas verdes, donde nacen los zancudos y hay animales*” que de acuerdo a lo visto en el terreno ayuda a tapar la visual del siniestro desde la carretera sin menoscabo de que se afecte el drenaje natural.

4.2.2.1 Comunidades Indígenas afectadas por Derrames que urgen respuesta

De los casos visitados en las inspecciones, realizadas en Anzoátegui en octubre del 2014, los más graves que requieren soluciones urgentes son los que implican a comunidades indígenas de la etnia Kariña de la Mesa de Guanipa, en el municipio Freites, especialmente:

Comunidad indígena Mapiricurito

El día 19.10.2014 se visitó esta comunidad y se pudo entrevistar a su Gobernador, Oswaldo Martínez, título que se le otorga al jefe de cada poblado Kariña a quien periódicamente eligen entre sus integrantes. Se conversó con él sobre el caso de los derrames teniendo como referencia previa lo reportado por los periodistas de El Tiempo de fecha 15.04.2012 en el que se denunciaba que la estación de descarga de PDVSA NED-9 de Campo Nipa, ubicada en el sector rural La Culebra en el municipio Freites, había sido desbordada y sus fluidos contaminantes habían llegado a la quebrada homónima con el poblado, afluente del río Guanipa. En el reportaje se señalaba que la zona fue cercada, como hicieron en Monagas “(...) *Efectivos de la Guardia Nacional y del Ejército Bolivariano se desplegaron y montaron un punto de control a unos 40 metros de la planta, a fin de impedir el paso de vehículos y personas*”³².

Asimismo se tenía presente que en septiembre del 2012 salió una nueva noticia en la prensa de Anzoátegui relativa otro vez a la NED-9 que impactó igual en Mapiricurito, Vecinos reportaron nuevo derrame petrolero en Freites³⁴.



Quebrada Mapiricurito, con aguas aceitosas. Octubre 2014



Huellas del derrame petrolero en la Qda. Mapiricurito. Oct. 2014



Tanque de agua salada de la Estación Nipa 9, origen de derrames

32. El Tiempo. Derrame petrolero afectó quebrada de Mapiricurito. 15.04.12 <http://eltiempo.com.ve/locales/regionales/ambiente/derrame-petrolero-afecto-quebrada-de-mapiricurito/49871>

33. Ídem.

34. El Tiempo. Vecinos reportaron nuevo derrame petrolero en Freites. 02.09.12 <http://eltiempo.com.ve/locales/zonasur/situacion/vecinos-reportaron-nuevo-derrame-petrolero-en-freites/63867>

Comunidad Indígena Tascabaña

Tascabaña se hizo conocida porque a los pocos días de haberse desencadenado el episodio del vertido de crudo en el río Guarapiche, un nuevo derrame en la misma sub-región del Oriente venezolano alertó a la opinión pública. Esta vez en la Mesa de Guanipa y afectando a una comunidad indígena, acontecimiento ocurrido el 23.02.2012³⁵. Se trataba de una filtración ocurrida en tuberías que llevan crudo a los tanques de almacenamiento tipo Tank-farm de PDVSA lo que condujo a que se derramara aproximadamente 300 barriles de petróleo, de acuerdo a la información de prensa.

El 18.10.2014 se visitó esta comunidad perteneciente a la etnia Kariña ubicada en el municipio Freites del Estado Anzoátegui. Allí se dialogó con su Gobernador, quien junto con su familia nos informó de la situación que afecta a Tascabaña con relación a la producción de hidrocarburos que les impide consumir el agua del río homónimo que pasa por su comunidad, afluente del río Guanipa.

En el caso Tascabaña se evidencia la misma estrategia aplicada por los entes responsables en la materia del Ejecutivo Nacional: el cerco, la falta de información hacia las comunidades afectadas por las actividades petroleras y la no solución de la problemática. Agréguesele la presunta carencia de estudios geológicos y/o de ingeniería petrolera que diagnostiquen la

situación con respecto a las emanaciones de gas en la cuenca del río Tascabaña. Igualmente es clara y lamentable la falta de aplicación de medidas mitigantes y de restricción que deriven del debido Estudio de Impacto Ambiental y Socio Cultural de la actividad petrolera y gasífera en la zona. Se requiere además la ejecución de medidas de corrección en el caso de la fuga de gas. Acciones que son urgentes dado que está en riesgo la salud y calidad de vida de toda la comunidad de Tascabaña y más aún al ser conformada ésta por indígenas que el Estado está forzando a cambiar sus patrones de vida, desconociéndose sus derechos. Dichas acciones, que están en deuda con los Kariñas, se enmarcan en el ordenamiento jurídico nacional.



35. El Tiempo. Derrame petrolero afecta río en Tascabaña. 24.02.12.<http://eltiempo.com.ve/locales/zonasur/denuncia/derrame-petrolero-afecta-rio-en-tascabana/45451>

Conclusiones

La situación ambiental derivada de la actividad petrolera en Venezuela es crítica, en especial en las zonas de influencia de los complejos industriales y refinerías donde se genera contaminación por emisión de gases tóxicos, como Jose. Asimismo, en las zonas de producción de hidrocarburos de vieja data cuyas tuberías y demás infraestructuras se han deteriorado. También en las áreas donde no ha habido suficiente control ambiental o cuyos factores tecnológicos en su extracción y procesamiento (como el de los mejoradores) implican exigencias en la gestión ambiental aun no satisfechas, dando resultados negativos reflejados en el número de derrames petroleros, acumulación de subproductos como el coque y en la quema y venteado de gas natural.

Falta incorporar al marco legal en materia ambiental relacionada con el tema petrolero normativas específicas relativas al manejo de los ríos y otros desechos de los hidrocarburos de manera que su disposición ocasione el mínimo daño ambiental. Aparte, se requiere actualizar las normas basadas en parámetros de sustancias y emisiones cuyos límites permisibles deben ser estipulados considerándose la opinión de la comunidad científica y entes competentes a nivel internacional, más la experiencia propia. Tales como el Decreto N° 638 y el Decreto N° 883, ambas de 1995.

En todas las fases implicadas en la obtención de hidrocarburos se generan efectos ambientales de consideración en la exploración, la producción, como en la refinación y en los procesos intermedios de mejoramiento.

El agua de producción, o agua salada, es un subproducto primario obtenido en la extracción de petróleo, que junto a sustancias

y elementos sólidos que persisten después de la separación del crudo y del gas natural, forman parte de los desechos residuales de los hidrocarburos. Esta agua asociada al petróleo requiere del debido manejo para evitar que derive en un foco grave de contaminación a las fuentes de agua.

Los principales impactos ambientales y socio-culturales que surgen de las actividades realizadas en la fase de producción de hidrocarburos en el país se resumen en:

- Derrames de hidrocarburos, de aguas de producción o sustancias asociadas.
- Alteraciones de la economía local.
- Emisión a la atmósfera de gases contaminantes originados tanto en los procesos inherentes en las estaciones de flujo así como en los mechorrios (o Flares).
- Generación de calor y ruidos procedentes de instalaciones que tiene la industria petrolera cercana a caseríos.

Las cifras oficiales indican que en Venezuela ha venido incrementándose el número de derrames de hidrocarburos, de 2.369 casos en el 2010 a 10.660 en el 2013. El hecho que el mayor número de estos eventos haya sido en el último año publicado, evidencia que las medidas de prevención tomadas por PDVSA no han sido suficientes. En ese lapso ocurrieron derrames con volúmenes no altos pero igual generando impactos ambientales, contaminando en algunos lugares de manera recurrente (ejemplos: la tubería de 16" a nivel de Anaco y Mapiricuri-to). Hasta la fecha, el 2012 es el año con mayor volumen derramado de hidrocarburos con 143.597 barriles, en el 2013 alcanzó 81.909.

Es evidente que en el Complejo Industrial José Antonio Anzoátegui (Jose) existe contaminación por emisiones de gases tóxicos. Específicamente, y de acuerdo a los resultados reseñados en el Balance de la Gestión Social y Ambiental 2013 de PDVSA, se están produciendo concentraciones superiores a los límites máximos permitidos en la normativa ambiental en las emisiones de: Partículas Totales Suspendidas (PTS), Ozono Troposférico (O3), Dióxido de Nitrógeno (NO2) y Dióxido de Azufre (SO2).

En los casos de derrames petroleros y emanaciones de gases que afectan a comunidades ha sido reiterativo por parte del Estado, a través de PDVSA y demás entes vinculados, la aplicación de una estrategia basada en el cerco a los medios de comunicación, la falta de información técnica hacia las comunidades afectadas por las actividades petroleras y la no solución a los impactos ambientales.

El gas arrojado a la atmósfera por la industria petrolera, la suma del venteado con el quemado, representó el 17,23 % del total de gas producido en el 2013 y el 14,93% del 2012. Entre los años 2006 y 2013 la producción nacional de gas natural se mantuvo, con un

promedio de 7.091 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD) en ese periodo. En el 2013 fue de 7.407 MMPC. En los últimos años registrados, 2012 y 2013, el gas arrojado a la atmósfera muestra cifras alarmantes de 11.015 y 11.347 MMM3, respectivamente; situación mucho mayor que en los años anteriores, si se compara con el 2006 cuando el gas arrojado fue de 4.592 millones de metros cúbicos.

Ni PDVSA ni el Ministerio tutor de la gestión ambiental en el país llevan controles de las emisiones generadas en los mechurrios (Flares) que son extensivos en las zonas petroleras del país, en especial en los estados Monagas y Anzoátegui. Los gases generados en el proceso de producción petrolera son fuentes fijas de emisiones de gases tóxicos y contribuyen con el efecto de invernadero a nivel global (GEI).

En la región de Oriente, donde está la mayor producción de hidrocarburos del país, PDVSA y sus filiales sólo disponían para el 2013 de 126 puntos fijos de descarga de emisiones a la atmósfera, del total contemplado en ese año (1136 puntos), según el Balance de la Gestión Social y Ambiental de PDVSA 2013.

Recomendaciones

El Estado, a través de PDVSA, debe hacer las inversiones necesarias para corregir estructuralmente los focos de contaminación recurrentes de la industria petrolera.

Entre las obras que se requieren están:

- Cambiar las tuberías que estén deterioradas, dándole prioridad a las que ya han dado muestras de filtraciones de hidrocarburos y de rupturas, ejemplos: la tubería de 26 pulgadas que pasa por Anaco y las que están en la adyacencias a la comunidad indígena Tascabaña.

- Reconstruir diques y bordes de las fosas de los distintos fluidos depositados en los campos petroleros donde hayan ocurrido ya eventos de derrames. Casos que requieren respuesta inmediata: los sitios con plantas de producción y/o áreas de pozos que tienen más de 20 años de existencia que han presentado ya problemas.

PDVSA está obligada a resarcir los daños ocasionados a los habitantes de los centros poblados del área de influencia del Complejo Jose, dada la contaminación generada en sus instalaciones que ha perjudicado a la salud de estas personas, así como a bienes, tales como: cultivos, animales de cría, materiales de las casas e infraestructura en general, entre otros. Para cumplir esta misión se plantea crear una comisión inter-institucional con participación del Ministerio de Salud, UCV, el IVIC y una ONG que trabaje el tema salud - ambiente.

PDVSA debe aplicar las mejores tecnologías y medidas de control ambiental en el Complejo Industrial José Antonio Anzoátegui (Jose), de manera de eliminar o en su defecto bajar a la mínima expresión las emisiones de gases contaminantes.

El Estado debe resolver el problema de la acumulación de coque petrolero de manera sostenible, lo cual implica primero solventar la problemática ambiental existente ejecutándose un plan de acción con base a estudios técnicos ambientales. Segundo, que se aproveche el recurso energético del coque acumulado y demás componentes minerales vendiéndose al exterior o a las empresas básicas de Guayana, posterior a ser sometido a tratamientos que generen el mínimo impacto ambiental. En tal sentido, la Universidad Simón Bolívar tiene una patente de tecnología sobre el particular que separa el coque del resto de componentes sin causar efectos contaminantes.

Es importante que PDVSA y el ente rector del ambiente (para la fecha el Ministerio de Ecosocialismo y Aguas) publiquen los resultados de las mediciones de calidad del aire, tanto la de los puntos específicos del Complejo Industrial José Antonio Anzoátegui, como las realizadas en las estaciones de Puerto Píritu, Urucual y Panayamal, Estado Anzoátegui. Dicha información debe ser transferida a las alcaldías y juntas parroquiales pertinentes y a los consejos comunales y organizaciones socio-ambientales de los poblados del área de influencia de Jose.

Con respecto a las comunidades afectadas por derrames de hidrocarburos, en especial las de los indígenas que se ubican en territorio rodeado por explotación petrolera, PDVSA debe resarcir los daños ocasionados a sus cultivos, pastizales y áreas de plantas medicinales. E igualmente financiar los estudios pertinentes y obras que se requieran hacer para descontaminar los cursos de agua impactados con petróleo, gas, aguas de producción u otro fluido

asociado. El Estado debe garantizarles a las comunidades sometidas a estos impactos petroleros agua potable.

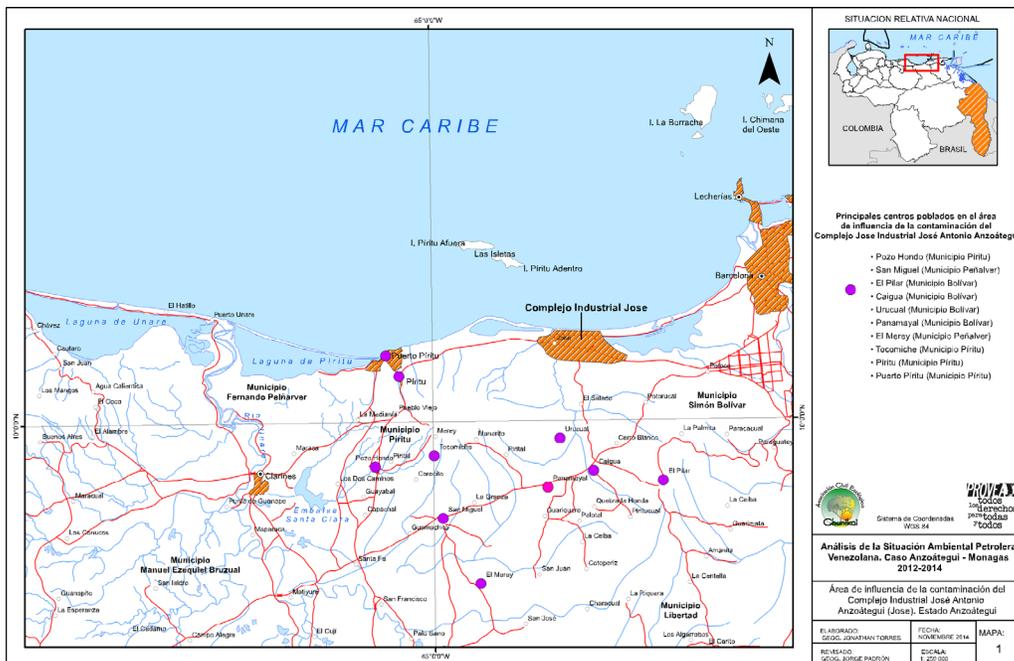
Se debe usar parte de las soluciones técnicas que ha empleado PDVSA en resolver los pasivos ambientales en los últimos años, en particular el saneamiento de las fosas petroleras, en el asunto de los derrames de hidrocarburos. Igual se debe hacer el debido monitoreo en el tiempo y aplicar la bio-remediación,

de manera que las condiciones ambientales impactadas puedan recuperarse lo mejor posible y en un tiempo más rápido.

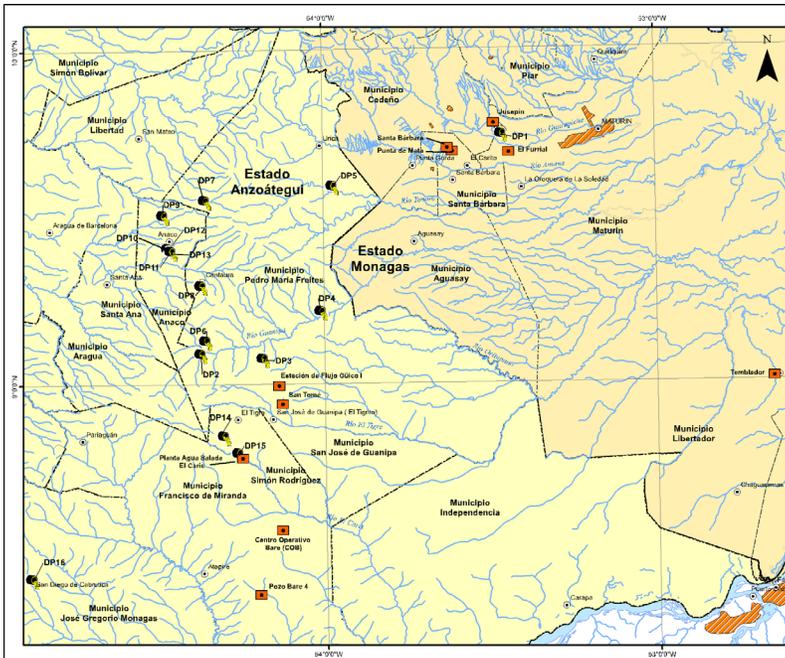
Se requiere que PDVSA y el ministerio responsable de la materia ambiental cumplan con lo establecido en la normativa ambiental y se haga el debido control técnico ambiental de los gases contaminantes generados en los mecurrios (Flares) existentes en las zonas petroleras.

Anexos

Mapa N° 1



Mapa N° 2



SITUACIÓN RELATIVA NACIONAL

LEYENDA

- Derrames petroleros denunciados años 2012-2014.
- Centros y referentes de la industria de los hidrocarburos.

Sitios afectados por los derrames petroleros

DP1	Uzuaga - Rio Cuarepiche (Mon. Monagas)
DP2	Comunidad indígena Tapatá (Mon. Páez, Edo. Anzoátegui)
DP3	Comunidad indígena Mapichiche (Mon. Páez, Edo. Anzoátegui)
DP4	Comunidad indígena Barbaroa (Mon. Páez, Edo. Anzoátegui)
DP5	Comunidad indígena Santa Rosa de Tilita - sector San Vicente (Mon. Páez, Edo. Anzoátegui)
DP6	Sector La Cabaña (Mon. Páez, Edo. Anzoátegui)
DP7	Finca Sabón Rio Carretera (Mon. Páez, Edo. Anzoátegui)
DP8	Sector Guayulilla de Caraca, Caraca Vieja (Mon. Páez, Edo. Anzoátegui)
DP9	Finca de Angua (Mon. Anzoátegui)
DP10	Finca Cañón de San Roque (Mon. Anzoátegui)
DP11	Finca Guayulilla (El Tado del no hamonil) (Mon. Anzoátegui)
DP12	Finca de Araya la Calada, de Araya por el Distribuidor Nueva Vista (Mon. Anzoátegui)
DP13	Alfombrera y Estación El Carmen, zona del Distribuidor Nueva Vista (Mon. Anzoátegui)
DP14	La Peña el Codo El Tigre (Mon. Simón Rodríguez, Edo. Anzoátegui)
DP15	Finca el Codo La Cruz (Mon. Simón Rodríguez, Edo. Anzoátegui)
DP16	San Diego Calabota (Mon. Monagas, Edo. Anzoátegui)

ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN AMBIENTAL PETROLERA VENEZOLANA. CASO ANZOÁTEGUI - MONAGAS 2012-2014

Sitios de derrames petroleros denunciados 2012 - 2014 Estados Anzoátegui y Monagas

EL ABRADO: GEOC. JONATHAN TORRES	FECHA: NOVIEMBRE 2014	MAPA: 2
REVISADO: GEOC. ROSA MARION	ESCALA: 1:200.000	

