

Reforma energética mexicana: Análisis de las transformaciones de la industria petrolera

México está pasando por un proceso de reforma que va a ser un cambio para el juego en la región. El proyecto de ley de energía aprobado recientemente supondrá duplicar o incluso triplicar las tasas de inversión en México. Por el momento, en virtud de la abolición de un monopolio de 76 años, Pemex es la única compañía que tiene permitido participar en la exploración y producción de los recursos. En diciembre pasado, el presidente Enrique Peña Nieto anunció planes para poner fin a los monopolios de la petrolera Pemex y la Comisión Federal de Electricidad (CFE). Las reformas también instan a la reducción de la presión fiscal sobre Pemex y la reestructuración de la empresa. Pemex pronto tendrá la capacidad para establecer asociaciones con particulares que podrían ayudar en la prestación de la experiencia, los equipos y el capital necesario para explorar y desarrollar recursos shale en el país, así como otras áreas con alto potencial en recursos, como las aguas profundas.

La clave para los inversores privados es un entorno regulatorio estable. Se espera que la nueva legislación ofrezca esto y las vibraciones que vienen del Congreso mexicano es que esta estabilidad es una prioridad clave para que la inversión de largo plazo requerida. La medida abre una mayor competencia y una ruptura de los monopolios que han estrangulado el mercado desde hace décadas. México se liberó de los grilletes de la limitada inversión extranjera, y la innovación y los ingresos aumentarán.

La reforma constitucional en materia energética, aprobada a finales del año pasado, permitirá que la petrolera mexicana pueda aliarse con firmas extranjeras para la explotación de yacimientos de alto riesgo como en aguas profundas, donde Pemex tiene una mínima presencia. México tiene las aguas profundas, el shale y los recursos onshore, así como la proximidad con Estados Unidos, donde el boom del gas shale se ha transformado en fortuna, hace que la reforma sea uno de los mejores prospecto de inversión en el sector de energía. Las compañías de petróleo, desde Estados Unidos a China han estado esperando la letra pequeña sobre la forma en que se llevará a cabo.

El hecho es que la afluencia de empresas internacionales en México va a crecer. Estas empresas van a necesitar oficinas, recursos humanos y, en muchos casos, maquinaria, entre otras cosas, lo que no sólo creará oportunidades de negocio en el sector petrolero, sino en muchos otros. La firma Colliers International Monterrey afirma que para el presente año, se espera que el sector inmobiliario a nivel nacional registre un crecimiento superior al de la economía mexicana, con un alza cercana al 7 por ciento respecto al cierre del 2013.

Offnews.info

Pero Pemex requiere acelerar los procesos de aprobación de los proyectos que desea explotar una vez que el mercado mexicano se abra, cuando se aprueben las leyes secundarias de la reforma energética. Estas leyes buscan permitir que Pemex haga una serie de cambios estructurales sobre sus áreas de trabajo, agrupando la exploración y producción de hidrocarburos con la refinación de gasolinas y otros productos. Actualmente la paraestatal requiere alrededor de cinco aprobaciones de diferentes órganos de control para implementar proyectos de más de 200 millones de dólares, en comparación a los procesos más sencillos de las petroleras privadas que irán a México.

El Gobierno de Enrique Peña Nieto pretende licitar la primera ronda de contratos a partir de mediados del siguiente año, con el fin de acelerar la producción de crudo del país que va en declive desde hace casi 10 años. *“Si el contrato no es lo suficientemente rentable contra otras oportunidades a nivel mundial, simplemente no van a entrar”*, dijo el director de la consultora energética IPD Latin America, John Padilla.

“Los contratos pueden ser un poco más rígidos en comparación a los estándares internacionales. Pero del otro lado se sabe que hay muchas otras oportunidades en el mundo, por lo que el Gobierno no estará en una buena posición para ser muy codicioso”, advirtió el jefe global de investigación de commodities de Citigroup, Edward Morse, al finalizar su participación en la XXIII conferencia de energía del Institute of the Americas en la Jolla en San Diego, California.

¿Qué traerá la apertura de Pemex? Elevar la producción de Pemex en 500 mil barriles diarios, desde los 2 millones 650 mil barriles (mdb) actuales, considerando los 96 dólares por barril - que es el precio de la mezcla mexicana en el mercado- equivale a ingresar 48 millones de dólares (mdd) más al día, es decir, 17 mil 520 mdd al año –una cifra que equivale, aproximadamente, al 1.5% del PIB-.

Costos y riesgos en la extracción

Pemex cuenta con una de las inversiones más bajas en proyectos de elevados costos y riesgos de extracción en el mundo, en una carrera donde las mayores petroleras dedican cada vez más dinero a zonas de aguas profundas y ultra profundas para mantener sus volúmenes de

producción, según un estudio internacional sobre las perspectivas del sector hacia 2025 y 2050.

Hasta ahora, las inversiones de la paraestatal se mantienen en proyectos de bajo riesgo como Cantarell o Ku-Maloop-Zaap, donde los costos de producción pueden alcanzar apenas los 20 dólares por barril, pero que a su vez han registrado fuertes caídas en su producción. Esta región llamada Marina Noreste, que llegó a ser la segunda más prolífica del mundo, y donde se produce la mitad del petróleo mexicano, caído 36% en los últimos diez años y los expertos consideran que difícilmente se recuperará.

El Gobierno va a destinar 2.4 billones de pesos en inversión en exploración y producción de crudo durante su sexenio, de los cuales cerca de 500,000 millones de pesos (mdp) se dirigirán a Cantarell y Ku-Maloop-Zaap. Los campos de la Región Marina Noreste son de poca profundidad, una zona de la cual Pemex solicitó quedarse con 36 mil kilómetros cuadrados, que contienen 9.5 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

La producción en Cantarell se ha desplomado de su pico histórico en 2004, de 2.12 millones de barriles promedio al día a cerca de 355,000 en los primeros meses de 2014, una caída de 84%. El proyecto de Ku-Maloop-Zaap ayudó a compensar esta caída, al pasar de 304,000 a 864,000 barriles en el mismo periodo, aunque con respecto a 2013 ya no registra crecimiento.

Monserrat Ramiro, directora de proyectos de energía del Instituto Mexicano para la Competitividad (Imco), negó que sea posible detonar un mayor número de reservas en Cantarell, pues ya no es económicamente viable. *“Lo que conocemos técnicamente es que Cantarell es muy difícil, a menos que haya un cambio tecnológico que permita recuperar lo que hoy ya no es técnicamente recuperable. Seguir aumentando las reservas de ese campo no es factible ahorita. El objetivo debería ser invertir en aquellas en donde se conoce que hay un potencial de aceite y de gas, eso quiere decir sísmicas, un montón de ingenierías, y cuestiones técnicas”*, describió.

Los recursos de la Región Suroeste (en tierra), la segunda en importancia del país, también cayeron en los 10 años exactamente en 36 por ciento, igual que la Marina Noreste, pues al 1 de enero de 2004 se tenían tres mil 377 millones de bpce, mientras que para el inicio de este año se contabilizaron dos mil 139 millones de bpce. En esta región donde se ubican los activos Abkatún Pol-Chuc y el Litoral Tabasco se produce 25 por ciento del total del petróleo crudo del país. Sumado a la Región Marina Noreste, aportan 75 por ciento de la producción de petróleo de México.

El costo de producción de Pemex se incrementó 15.6% al cierre de 2013 respecto a un año atrás, con un promedio de 7.91 dólares por barril de petróleo crudo equivalente (lo que incluye también al gas). De acuerdo con información proporcionada por la petrolera, en el periodo de 2003 a 2013, el costo reportó un alza de 142.6 %, pues en aquel año llegó a tocar los 3.26 dólares por barril de petróleo crudo equivalente.

Offnews.info

El número de pozos que opera Pemex ha disminuido en los últimos dos años. El monto asignado este año para proyectos de exploración y producción, de 255 mil 854 millones de pesos es 2.88 por ciento menor a lo ejercido en 2013, año en que la paraestatal erogó 266 mil 191 millones de pesos, de acuerdo con datos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). En febrero de 2013 se registraron un total de nueve mil 987 pozos en operación, contra nueve mil 705 en el segundo mes de este año, último dato disponible de la CNH.

Parte del problema radica en la caída de los pozos en operación y perforados de Chicantepec, advirtieron analistas; donde en 2012 se invirtieron un total de 30 mil 704 millones de pesos, pero para 2014 se tiene un presupuesto asignado de 13 mil 83 millones de pesos. En febrero de 2014 el número de pozos perforados en este proyecto fue de cero.

Una vez que concluya la Ronda Cero en que se asignen directamente a Pemex los campos que operará según sus capacidades técnicas o financieras, el Estado mexicano se reservará la posibilidad de participar en los proyectos que resulten de su interés en el nuevo esquema de apertura del sector energético.

Recursos a la baja

La explotación de yacimientos como Cantarell derivaron en una baja en los hidrocarburos contenidos en las principales cuencas del país.

Regiones marinas

► La mayor parte de la producción de Pemex se ha concentrado en yacimientos de poca profundidad en las costas de la Península de Yucatán.



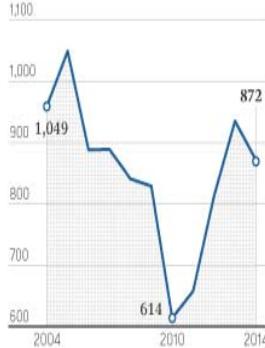
Reservas totales

► Incluye las 4 regiones (millones de barriles)



Región Norte

► Reservas probadas de crudo (millones de barriles)



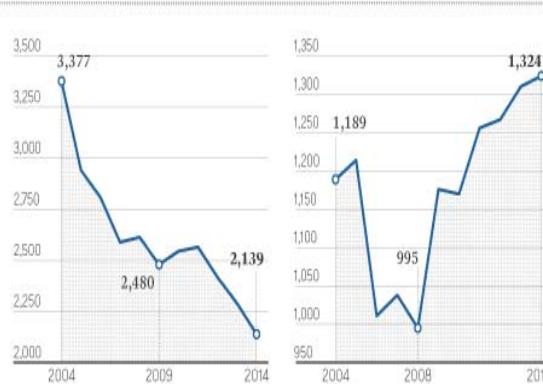
Región marina Noroeste

► Reservas probadas de crudo (millones de barriles)



Región Sur

Región marina Suroeste



FUENTE: PEMEX

El Gobierno ha subrayado que la “era del petróleo fácil terminó”, por lo que uno de los objetivos de la reforma constitucional aprobada a finales del año pasado es abrir la inversión privada en zonas como aguas profundas y *shale gas*, donde Pemex ha sido incapaz de explotar. México mantiene una base de recursos no convencionales de tamaño considerable. Con un estimado de 545 billones de pies cúbicos de recursos de *shale* técnicamente recuperables, el

Offnews.info

país ocupa el sexto lugar en el mundo en términos de potencial de esa clase de gas por detrás de China, Argentina, Argelia, Estados Unidos y Canadá (Tabla 1)

SHALE GAS RESOURCE RANKING		Table 1
Rank	Country	Shale gas*, tcf
1	China	1,115
2	Argentina	802
3	Algeria	707
4	US	662
5	Canada	573
6	Mexico	545
7	Australia	437
8	South Africa	390
9	Russia	285
10	Brazil	245
World total		7,299

*Technically recoverable shale gas resources

Source: EIA

Existe el potencial shale más grande conocido en la parte del Eagle Ford que se extiende desde el Sur de Texas hasta la cuenca de Burgos en México. Pemex ha perforado cuatro pozos exploratorios y publicados datos de producción inicial de dos de ellos. El primer pozo, Emergente-1, fue perforado a finales de 2010 a poco kilómetros al sur de la frontera de Texas y Coahuila a lo largo de la continuación de la tendencia de Eagle Ford en el sur de Texas. La perforación horizontal inicial alcanzó una profundidad vertical de cerca de 8,200 pies con un lateral de 8,366 pies. Pemex completó utilizando un tratamiento de estimulación de fractura de 17 etapas. Puso a prueba a una tasa de producción inicial modesta de 2.8 MMcfd de gas. La EIA estima que el costo de perforación de pozo será de 20-25 millones de dólares para perforar y es antieconómico con los actuales precios del gas.

Los resultados también fueron publicados por Pemex para Habano-1 en el Eagle Ford. El pozo tenía una tasa de producción de 2.771 MMcfd de gas y 27 b/d de crudo. Las tasas de producción inicial no están disponibles para Nomada-1y para Montanes-1. Pemex planea

Offnews.info

perforar hasta 75 pozos exploratorios de shale en la cuenca de Burgos hasta 2015. Un quinto del pozo exploratorio shale Eagle Ford, Percutor-1, puso a prueba la formación de la cuenca Sabina, geológicamente más compleja hacia el suroeste. Ese pozo perforado en las áreas de gas seco, tuvo una tasa de producción inicial de 2.17 MMcf/d.

"El gobierno es muy consciente de que necesitan la tecnología, los recursos humanos y el dinero que Pemex no tiene actualmente si quiere levantar una producción petrolera en declive", dijo a Wall Street Journal, Carlos Solé, co-presidente en América Latina de la firma de abogados Baker Botts. Al mismo tiempo, la revista británica The Economist expresó su escepticismo de que la propuesta de legislación genere una expansión rápida en la frontera norte de México similar a la que se produjo en Texas.

Dado que los proyectos de aguas ultra-profundas pueden tomar de 8 a 10 años para comenzar a producir comercialmente, el aumento de la producción de aquí a 2018 probablemente vendría por la aplicación de nuevas tecnologías en los campos petroleros maduros. Otros depósitos que podrían ver la producción en el corto plazo son el petróleo shale, que tardaría dos o tres años, y los depósitos de aguas poco profundas.

La Ley sobre ingresos de hidrocarburos prevé no cobrar regalías a las empresas que exploten gas no asociado (como el gas shale) cuando el precio del gas natural de referencia se encuentre por debajo de los cinco dólares por millón de BTU.

La propuesta de legislación reglamentaria también prevé que el gobierno pueda imponer una participación de Pemex hasta el 30% en las licitaciones donde considere pueda aportarle conocimiento tecnológico, como en el caso de la extracción del gas shale, que requiere técnicas de excavación y uso de químicos específicos.

Offnews.info

PROSPECTIVE SHALE BASINS OF EASTERN MEXICO



SHALE TESTS COMPLETED IN MEXICO

Well	Objective	Total depth, ft	Assessed potential
Emergente-1	Cretaceous	13,360	Commercial gas production
Percutor-1	Tertiary	11,270	Commercial gas production
Montañez-1	Cretaceous	10,500	No commercial production
Habano-1	Cretaceous	12,370	Commercial gas, condensate production
Nomada-1	Cretaceous	9,350	Dry
Arbolero-1	Jurassic	13,150	Commercial gas production
Anhelido-1	Upper Jurassic	14,680	Commercial oil production

Source: Mexico National Hydrocarbons Commission and Pemex

Tras la reforma energética, GE ha volteado a ver a México. Quiere duplicar su negocio en los próximos cinco años y su clave está en el petróleo, el gas y los renovables. Además, busca que el país deje de ser un mercado manufacturero de exportación para la empresa y en vez de ello sea uno de consumo interno, tal como sucedió con Brasil a finales de los 90 cuando igualmente abrió su sector de energía.

Las opciones de negocios que plantea van desde productos para aguas profundas, hasta tubería flexible. La división Distributed Power ofrecerá turbinas y motores de gas de energías limpias a industrias pesadas y compañías petroleras y de gas. El segmento crecerá 40% más rápido que la demanda mundial de electricidad hasta 2020, explicó Lorraine Bolsinger, presidenta de GE Distributed Power, durante una reunión del equipo de la compañía en México realizada el 8 de abril de 2014. El conglomerado estadounidense invertirá en él 1,400 millones de dólares en los próximos cuatro años.

La empresa ayudará a Petróleos Mexicanos (Pemex) a investigar sobre tecnologías para optimizar sus trabajos en campos maduros y desarrollar proyectos en aguas someras, profundas y ultraprofundas.

Terminar con la pesada carga fiscal

El Poder Ejecutivo mexicano busca disminuir en 14 puntos porcentuales la carga fiscal para Pemex, hasta ahora el principal contribuyente del Gobierno federal, de acuerdo con su iniciativa de Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos. La compañía es una parte clave de la economía de México, con los ingresos del petróleo representando el 8,6% de producto bruto interno, y los ingresos fiscales que cubrieron aproximadamente el 30% de los gastos del gobierno federal en 2013, según un análisis de Barclays.

Michael Cohen, analista de Barclays, dijo que Pemex pagó más o menos 65% de sus ingresos en impuesto en 2012. *"Las obligaciones tributarias casi han eliminado la utilidad neta de Pemex, lo que es difícil para una empresa reemplazar las reservas totalmente durante los últimos tres años"*, dijo Cohen. La compañía registró una tasa de reemplazo de reservas del 96% en 2012.

La iniciativa, que forma parte de la legislación secundaria de la reforma energética, considera reducir la carga impositiva para la paraestatal, al pasar de 79% a 65% en los próximos 10 años,

a partir de su entrada en vigor. Esta medida buscaría que la petrolera se ponga en línea con sus competidores, ya que se reconoce que entre 2006 y 2012 su carga tributaria ha sido de hasta 90%.

La iniciativa de Ley de Ingresos sobre los Hidrocarburos indica que el actual modelo de Pemex no resulta adecuado, ya que es rígido e impone una tributación a los rendimientos que se obtienen con indiferencia a los costos e impone una carga administrativa onerosa y no garantiza la plena alineación de intereses entre el Estado y Pemex.

Asimismo se establece que Pemex se incorporará al régimen de tributación general, por lo que pagará Impuesto Sobre la Renta (ISR). Aunque se propone no considerar los ingresos derivados de las asignaciones como acumulables para efectos del gravamen. Lo anterior para que Pemex obtenga una recuperación neta por la realización de las actividades, asegurando que el Estado perciba la mayor parte de la renta, ya que sujetar los ingresos de asignaciones al ISR impediría un recuperación razonable a Pemex, disminuyendo sus ganancias y limitando la inversión.

El nuevo régimen fiscal responde a prácticas internacionales y busca que Pemex no tenga ventajas o desventajas ante sus nuevos competidores. En la actualidad, el régimen fiscal de la paraestatal consta de 11 derechos, cuatro impuestos y otras contribuciones, lo que es considerado por Instituto Mexicano para la Competitividad (Imco) como un esquema sumamente complejo y excesiva bajo estándares internacionales, lo que le impide competir en condiciones equitativas con otras empresas operadoras.

El esquema fiscal de Pemex es muy complejo y extrae prácticamente toda la renta, no a través del ISR sino de impuestos diseñados para que la cantidad de recursos que se queda sea decidida por la lógica política. El Imco asegura que si se abre el sector se detonaría un aumento tanto de la inversión como de la producción y se incrementaría la recaudación por los ingresos generados con la entrada de nuevos operadores en actividades de exploración y producción, lo que fortalecería las finanzas públicas.

La iniciativa plantea actualizar el sistema nacional de coordinación fiscal para establecer la participación que corresponda a las haciendas públicas de las 32 entidades federativas y además aclara que ahora el Estado percibirá los ingresos provenientes de las transferencias del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y Desarrollo, así como los ingresos del ISR las nuevas empresas que participen en el sector.

Se propone establecer en la Ley de Coordinación Fiscal un coeficiente de 79.3% para que los ingresos petroleros participables integrados por el monto total de las transferencias conforme a la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria que realice el Fondo Petrolero y por el ISR que se genere por los contratos. Además, se pretende modificar el monto que actualmente destina el Fondo de Extracción de Hidrocarburos (FEXHI) de los ingresos petroleros a los municipios colindantes el equivalente a 0.051% de los ingresos petroleros desde el actual 0.65%

Entre otros datos destacan que habrá un cerco fiscal para delimitar exactamente los resultados de cada contrato que se realice con las empresas privadas, tanto inversiones, gastos e ingresos, permitiendo determinar de forma precisa a la rentabilidad de cada área contractual pueda erosionar la base impositiva. El punto anterior evitara que las sociedades que sean titulares de más de un contrato consoliden las posibles pérdidas de un área contractual con los resultados positivos en otra.

La Secretaría de Hacienda administrará y supervisará los aspectos financieros de los contratos relacionados con las contraprestaciones y deberá hacer públicos mensualmente en internet de manera clara y ordenada información que permita conocer de forma sencilla la verdadera dimensión la renta petrolera del Estados. En los informes trimestrales de la situación económica Hacienda incluirá los ingresos obtenidos por el Estado que deriven de los contratos y derechos.

El periodo de 10 años para que el gobierno federal reduzca la dependencia financiera que tiene de Pemex “parecería ser demasiado largo”, según un estudio del grupo financiero BBVA. En la publicación ‘Observatorio Económico México, “*las leyes secundarias en materia energética impulsarán la renta petrolera si el sector privado incursiona decididamente*”, BBVA consideró que las reglas de contenido nacional, que indican que éste crecerá hasta 25 por ciento para el promedio de los proyectos en 2025, “*no deberían aplicarse en casos que representen una ventaja en licitaciones subsecuentes*”.

El nuevo organigrama

La nueva ley Pemex establece que el secretario de Energía permanece como presidente del Consejo de Administración mientras que el secretario de Hacienda tendrá un puesto fijo en el mismo, lo que a decir de expertos será uno de los mayores retos para la estatal en términos de autonomía presupuestaria y de gestión en el entorno de apertura del sector. Por otra parte, si bien se le otorga a Pemex mayor flexibilidad para tomar decisiones presupuestarias en su interior, con la elaboración del Reglamento de esta Ley la empresa se ajustará de nuevo a la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, con lo que también podría haber incidencia hacendaria en la forma en que se ejecutarán los gastos de la empresa estatal.

La nueva Ley establece que el Consejo de Administración de la empresa contará con 10 consejeros asignados de la siguiente manera: el secretario de Energía en la presidencia; el secretario de Hacienda; tres consejeros del gobierno federal nombrados por el presidente de

la república y cinco consejeros independientes, que trabajarán de manera parcial en la empresa y serán asignados también por el Ejecutivo.

Las recomendaciones específicas de la OCDE hacia una mejor práctica de gobierno corporativo de Pemex detallan que el dinamismo y la flexibilidad serán factores clave en la nueva etapa del Consejo de Administración, cuyos nombramientos se realizaron en función de alinear intereses. Esto significa que los consejeros realizarán una labor de orientación sin elaborar juicios de las decisiones de la empresa, práctica de las empresas privadas.

10 puntos principales de esta iniciativa que consta de 21 leyes, de las cuales ocho son nuevas y 13 van a sufrir modificaciones.

1.-Se abre al sector privado la extracción, transformación, y logística de los hidrocarburos y la electricidad, excepto, la venta pública de gasolinas que se abrirá a las empresas de forma gradual.

2.- Los contratos serán adjudicados por licitación pública y se elegirá al participante que ofrezca las mejores condiciones económicas al estado

3.-Se establecen cinco reglas de transparencia: todas las rondas de licitación serán públicas y serán transmitidas en tiempo real en Internet, tendrán cláusulas de transparencia para ser consultados por cualquier interesado. Las empresas deberán hacer públicos los costos incurridos y los pagos que reciban del estado. Serán públicos los recursos que reciba el Estado por los hidrocarburos que se extraigan y el uso y destino que se les dé.

4-La Secretaría de Energía (Sener) hará los lineamientos técnicos; la Secretaría de Hacienda fijará el régimen económico y fiscal; la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) realizará las licitaciones, asignará los contratos y los administrará, y el Fondo Mexicano del Petróleo, fiduciario de Banco de México (Banxico), hará los pagos correspondientes a los contratos y administrará los fondos petroleros.

Offnews.info

5-Se cancelarán los contratos cuando las empresas incumplan con los planes de exploración, cuando proporcionen información falsa, no hagan los pagos convenidos con el estado, causen daños a personas o al medio ambiente, o desacaten una resolución del poder judicial.

6-Pemex tendrá una participación de 20% en cada uno de los proyectos donde se estime que pudiera existir un yacimiento transfronterizo.

7 -Se reducirá la carga impositiva de 79% a 65% para Pemex, lo que le dará utilidades tres o cuatro veces superiores que en la actualidad.

8-Pemex podrá decidir si reinvierte sus utilidades o las entrega al fondo para que se destinen en becas universitarias, creación de escuelas y hospitales.

9-Se cambia el régimen fiscal de CFE para que sólo pague el Impuesto Sobre la Renta como cualquier empresa y tendrá su propia Ley Orgánica.

10-Se creará la Agencia Nacional de Seguridad de proyección al Medio Ambiente, la cual se encargará de implementar medidas de prevención contra catástrofes o accidentes y también impondrá sanciones a empresas que incumplan.