

PROGRAMA DE ASESORIA PARLAMENTARIA

Fundación Nuevas Generaciones

en cooperación internacional con

Fundación Hanns Seidel

Régimen nacional de hidrocarburos: reflexiones sobre el Decreto 1277/2012

Resumen ejecutivo

El presente trabajo analiza la crítica situación del sector de los hidrocarburos en Argentina durante la última década y como ello deriva en la sanción de la Ley 26.741 de Soberanía Hidrocarburífera y su reglamentación mediante el Decreto 1277/2012, constituyendo el hecho regulatorio más importante para el sector en los últimos tiempos, profundizando la intervención estatal y dejando abierta la posibilidad para una total discrecionalidad por parte de los funcionarios del Poder Ejecutivo Nacional.

I) Introducción

Argentina se encuentra en una situación crítica en materia de abastecimiento energético producto de las pésimas políticas aplicadas durante los últimos años por parte del Gobierno Nacional, las cuales provocaron la descapitalización y la desarticulación general en el funcionamiento del sector, lo cual trajo aparejada una caída en la inversión como consecuencia de la falta de perspectivas y del mal clima de negocios, y el consumo sin reposición los stocks energéticos.

En el año 2012 se ha producido un quiebre, problema que el Gobierno Nacional ya no niega, aunque esgrime argumentos técnicos insostenibles; descalifica cualquier voz crítica; y en algunos casos oculta o deforma la información, mediante la utilización de falsedades (Ex Secretarios de Energía, 2012).

FUNDACION NUEVAS GENERACIONES

Beruti 2480 (C1117AAD)
Ciudad Autónoma de Buenos Aires (Argentina)
Tel: (54) (11) 4822-7721
contacto@nuevasgeneraciones.com.ar
www.nuevasgeneraciones.com.ar

FUNDACION HANNS SEIDEL

Montevideo 1669 piso 4° depto "C" (C1021AAA)
Ciudad Autónoma de Buenos Aires (Argentina)
Tel: (54) (11) 4813-8383
argentina@hss.de
www.hss.de/americalatina

Son cuatro los factores de importancia reconocidos por el Gobierno Nacional durante 2012: 1) se admitió oficialmente que las importaciones energéticas del 2011 totalizaron los u\$s 9.400 millones, cifra insostenible para una economía como la argentina; 2) la caída en las reservas de hidrocarburos ya no es disimulable; 3) se admitió la permanente caída de la producción de hidrocarburos, lo cual, ante la imposibilidad de seguir satisfaciendo la creciente demanda, precipitó al país en la importación masiva y creciente de energía desde el 2008 en adelante; y 4) esta rectificación del discurso oficial se tradujo en una desautorización a los funcionarios a cargo de estas responsabilidades, y transfiriéndolas principalmente hacia la Secretaría de Política Económica y Planificación del Desarrollo del Ministerio de Economía.

En tanto, hay que entender que existen cuestiones naturales y que la producción de un yacimiento de petróleo o gas desarrollado, no puede mantenerse en el tiempo a menos que se invierta permanentemente en ellos (Fernández, H., 2013). Y, dependiendo de cada yacimiento, esta declinación natural puede oscilar entre el 5% y el 8% anual.

Por ello, el objetivo de este trabajo es demostrar como a raíz de las malas decisiones que el Gobierno Nacional ha venido adoptando en materia de hidrocarburos, hemos llegado a una situación de caída en las reservas y producción de hidrocarburos. Asimismo, y a partir de las cada vez más intervencionistas medidas regulatorias adoptadas, Argentina se ha alejado cada vez más de poder revertir el déficit energético que padece.

II) Situación crítica

Tal como lo expone el Instituto de Energía de la Academia Nacional de Ingeniería (2011), la matriz energética argentina depende significativamente del petróleo y del gas, que representan en conjunto el 87% del consumo de energía primaria del país, con un 35% y 52% respectivamente. Esta tendencia hacia los hidrocarburos se ha ido profundizando en los últimos años, siendo un factor crucial en el abastecimiento energético del país.

La situación es crítica. El petróleo parece haber alcanzado su máximo de producción en 1998 con 850 mil barriles diarios. En 2009 se bajó a un promedio de 625 mil barriles diarios, lo cual

representa actualmente una producción cercana al nivel de consumo interno. Como podemos apreciar, se ha producido una contracción acumulada del 26,2%. En tanto, el gas natural alcanzó su máximo en 2004, 143 millones de metros cúbicos de producción diarios, pasándose en 2009 a 132 millones de metros cúbicos diarios en 2009, lo cual muestra una caída del 7%.

Esta caída en la producción, fruto de la caída de las reservas, no es un hecho casual, afirman desde el Grupo de Ex Secretarios de Energía. Hubo en los últimos años “una tendencia fuertemente declinante de la ejecución de pozos exploratorios que marca claramente la caída de la inversión de riesgo para incorporar nuevas reservas”. Para ilustrarlo mejor: en la década del 80 se perforaron 101 pozos exploratorios por año; en los '90 el promedio bajó a 83; y a partir del año 2000 solo se perforaron 38 pozos en promedio al año, quedando así en evidencia la caída en la “vocación” por la inversión de riesgo.

La disminución en la producción de petróleo y de gas natural en nuestro país entre 2003 y 2011 se produjo en casi todas las cuencas y para la mayoría de las empresas, lo cual demuestra que no se trata de un hecho aislado sino de un problema estructural y generalizado del sector.

Desde la sanción de la Ley 26.197 en 2006, conocida como “ley corta”, las provincias asumieron el ejercicio pleno del dominio originario y la administración sobre los yacimientos de hidrocarburos en sus respectivos territorios. Esta ley, de acuerdo al mandato del artículo 124 de la Constitución Nacional, transfirió todos los permisos de exploración y el otorgamiento de las concesiones de explotación de hidrocarburos, así como todo aquel contrato de exploración y/o explotación otorgado o aprobado por el Estado Nacional en uso de sus facultades, sin que sean afectados los derechos y obligaciones contraídas por sus titulares.

Bajo este nuevo régimen legal de la “ley corta” es que se produjo un importante incremento de las adjudicaciones de áreas de exploración; adjudicándose 170 de las mismas. No obstante, 78 de esas áreas fueron adjudicadas a nuevos actores sin experiencia petrolera que no cumplen con los compromisos contractuales, tal como afirman los Ex Secretarios de Energía (2012): “Es evidente que a partir de 2006, con la transferencia a las provincias del pleno ejercicio del dominio originario, hubo una revitalización de la voluntad exploratoria que contrasta con la inacción previa del Gobierno Nacional. Pero, al mismo tiempo, quedó en evidencia que la mayoría de las provincias no

cuentan con equipos técnicos para controlar y supervisar las complejas operaciones tecnológicas que están contenidas en las labores de exploración requeridas en una campaña exitosa”.

El 4 de mayo del 2012 se sancionó la Ley 26.741, que declaró de Interés Público Nacional el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos; creó el Consejo Federal de Hidrocarburos y declaró de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S.A. y Repsol YPF Gas S.A. en manos de la empresa española Repsol. Esta ley pretendía explicar que el colapso energético argentino fue causado por las compañías privadas y que el Estado solo fue la “víctima” que tuvo que salir a subsanar la crisis del sector.

Pero, tal como analiza Jorge Lapeña (2012), la realidad este colapso energético puede explicarse por: a) la caída de las reservas de hidrocarburos producida particularmente durante la última década se debió a la inexistencia de una política pública coherente; b) la caída crónica de la producción de hidrocarburos, consecuencia de lo anterior, es la causa principal de la pérdida del autoabastecimiento energético; c) el incremento de las importaciones, que aún con una economía estancada, durante el 2012 rondaron los USD 10.000 millones; d) la irracional política tarifaria aplicada por el Gobierno Nacional desde 2003, ratificada en los últimos meses, ha llevado a numerosas empresas prestatarias de servicios públicos a la cesación de pagos, lo que es incompatible con la ampliación normal de la oferta energética; y e) la irracional política de subsidios energéticos que recarga el presupuesto nacional y distrae fondos públicos que deberían ser destinados a otros fines prioritarios.

Dentro de los principales problemas que ha padecido el sector hidrocarburífero argentino, el cual durante los últimos tiempos ha estado permanentemente sometido al cambio de reglas y la toma de decisiones de forma discrecional por parte de los funcionarios del Gobierno, la sanción del decreto 1277/2012 se muestra como el caso más relevante ya que agrava aún más la situación.

El decreto 1277/2012 constituye uno de los hechos regulatorios más importantes de las últimas décadas. El motivo es que, al reglamentar la Ley Nro. 26.741 de Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina, establece el “Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas”, cuyos ejes son el incremento y la maximización de las inversiones y de los recursos empleados en la exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos para garantizar

el autoabastecimiento y la sustentabilidad de la actividad en el corto, mediano y largo plazo. También contempla la integración del capital público y privado, nacional e internacional en alianzas estratégicas dirigidas a la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales y no convencionales; así como la promoción de la industrialización y la comercialización de hidrocarburos de alto valor agregado; y la protección de los intereses de los consumidores relacionados con el precio, calidad y disponibilidad de sus derivados.

Asimismo, el Decreto 1277/2012 crea la “Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas”, en la órbita de la Secretaría de Política Económica y Planificación del Desarrollo del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, presidida por el titular de la Secretaría o quien él designe; teniendo a su cargo los siguientes objetivos:

a) asegurar y promover las inversiones necesarias para el mantenimiento, el aumento y la recuperación de reservas que garanticen la sustentabilidad de corto, mediano y largo plazo de la actividad hidrocarburífera;

b) asegurar y promover las inversiones necesarias para garantizar el autoabastecimiento en materia de hidrocarburos;

c) asegurar y promover inversiones dirigidas a la exploración y explotación de recursos convencionales y no convencionales;

d) asegurar y promover las inversiones necesarias para expandir la capacidad de refinación local, la calidad y la seguridad de los procesos, de acuerdo a los requerimientos de la economía local;

e) asegurar el abastecimiento de combustibles a precios razonables, compatibles con el sostenimiento de la competitividad de la economía local, la rentabilidad de todas las ramas de la producción y los derechos de los usuarios y consumidores;

f) asegurar y promover una leal competencia en el sector;

g) colaborar con la optimización de la fiscalización y el control de las obligaciones tributarias y previsionales;

- h) promover un desarrollo sustentable del sector; y
- i) controlar el cumplimiento de la normativa vigente.

Más allá de los objetivos enumerados, uno de los aspectos más sobresalientes de esta reglamentación es el avasallamiento que ejerce sobre la jurisdicción provincial, ya que pese a que las provincias son las titulares de los recursos, el decreto 1277/2012 no las tiene en cuenta cuando crea la Comisión de Planificación y Coordinación. La ley que este decreto viene a reglamentar, prevé la creación de un Consejo Federal de Hidrocarburos, representado por cuatro ministerios, así como por las provincias y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. La misma ley establece que el Consejo debe coordinar la acción entre el Estado Nacional y los Estados provinciales a los efectos de garantizar el cumplimiento de los objetivos de la política hidrocarburífera. Pero lo cierto es que de acuerdo al decreto 1277/2012, dicha Comisión estará conformada por un representante de la Secretaría de Política Económica, uno de la Secretaría de Energía y otro de la Secretaría de Comercio Interior, o sea el Ministerio de Economía y Finanzas Públicas y el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios y no deja espacio alguno de representatividad a las provincias.

En resumen, el Decreto 1277/2012 es inconstitucional, ya que no reconoce el dominio originario de los recursos naturales existentes en los territorios provinciales (Art. 124 de la CN) y contradice la Ley 26.197 (Ley corta de hidrocarburos); deja abierta la posibilidad de revocación de concesiones por una comisión de tres personas; genera incertidumbre en aspectos tan básicos como respecto a quién entregar la producción y es una forma de nacionalizar toda la cadena productiva, razón por la cual se ahuyenta a la inversión privada en el sector.

III) Modelos contractuales para la exploración y producción de hidrocarburos

A continuación expondremos algunos tipos contractuales aplicables a la explotación de hidrocarburos que se utilizan en el mundo. No está dentro de los objetivos del presente trabajo establecer un marco regulatorio general, pero si avanzar en esa línea y mostrar algunas alternativas

viales a aplicar en un contexto de reglas claras que reemplacen el escenario de discrecionalidad estatal que impera en la actualidad.

Para ello presentamos tres tipos de modelos básicos de contratación referidos a la actividad hidrocarburífera: “concesión”, “producción compartida” y “servicios”, tal como fueron expuestos por el Dr. Agustín Castaño (UCES, 2012) en un seminario organizado por los Ex Secretarios de Energía de la Nación:

1. Concesión

- El concesionario/operador explora y produce a su propio riesgo, y es propietario del hidrocarburo una vez que éste ha sido elevado a la superficie, pudiendo disponer del mismo (libremente o con condicionamientos específicos) para su comercialización o transformación. Puede presentar como activos en garantía las reservas probadas en los campos respecto de los cuales es titular de la concesión.
- Dependiendo del marco regulatorio y del contrato de concesión, debe cumplir pasos bien detallados en todas las etapas: exploración, desarrollo y producción. En particular, una vez declarado comercial el recurso descubierto, debe presentar un plan de desarrollo del campo que cumpla con parámetros técnicos adecuados para una explotación racional del recurso.
- El Estado recibe el desembolso inicial (*down payment*), los pagos de regalías, de participaciones especiales (cuando existieren), de derechos de ocupación; y finalmente, el impuesto a las ganancias correspondiente.
- La aplicación más típica de la concesión se da en contextos de alto riesgo exploratorio (nuevas fronteras, poca información geológica inicial), con baja vocación del Estado para participar de las actividades.
- La existencia de una NOC (Compañía Nacional de Petróleo) no es imprescindible.

2. Producción Compartida

- Su principal característica es el estrecho vínculo entre el Estado y el operador, con una división porcentual de la propiedad y disponibilidad del petróleo y el gas natural extraídos de una zona determinada.
- Durante la fase de exploración el operador asume los riesgos de no descubrir, pero en caso de éxito, sus costos son reembolsados en petróleo equivalente (*oil cost*), de acuerdo con los criterios previamente establecidos en el contrato. Así, el *oil cost* es la proporción de petróleo y gas natural debida al operador sólo en el caso de descubrimiento comercial, destinada a cubrir los costos e inversiones realizados en la ejecución de las actividades de exploración, evaluación, desarrollo, producción y desmantelamiento de las instalaciones.
- Una vez descontadas las inversiones en exploración y desarrollo y los costos de producción, la parte restante del hidrocarburo producido (*oil profit*) se divide entre el Estado y el operador. Con respecto a este reparto, cada país establece sus criterios en función del potencial de producción de las áreas y las particularidades de su legislación.
- Generalmente el Estado es representado por una NOC, delegando en ella las actividades de monetización de la proporción de hidrocarburo que le corresponde.

3. Servicios

- El Estado tiene la propiedad y el control sobre las reservas y la producción, con pleno poder de decisión sobre la inversión y por ende, sobre los eventuales beneficios.
- Los ingresos del contratado provienen de la ejecución de los servicios convenidos y no de la explotación de los activos. Por lo tanto, hay muy poco o ningún potencial de beneficio extra para el prestador, compensado por un fuerte o total descenso del riesgo.
- Puede incluirse una compensación variable con la producción que reasigna algo del riesgo.

- La NOC tiene un rol predominante, como líder de las operaciones y contratante de los servicios.

Cuadro 1. Principales características de los regímenes de explotación de hidrocarburos.

Tipos	Descripción	Países donde este régimen es predominante
Concesión	<ul style="list-style-type: none"> • Generalmente utilizado en contexto de alto riesgo. • Recompensa el ciclo total de actividades (incluyendo el riesgo exploratorio) con la disponibilidad del hidrocarburo extraído. • La presencia de una Empresa Nacional de Petróleo (NOC) no es crítica. • El Estado se beneficia a través de pagos iniciales, regalías, participaciones especiales e impuestos. 	<p><i>Brasil</i></p> <p><i>Colombia</i></p> <p><i>EE.UU.</i></p> <p><i>Australia</i></p> <p><i>Reino Unido</i></p>
Producción compartida	<ul style="list-style-type: none"> • Utilizado principalmente en los casos en que el Gobierno considera fundamental su presencia en un sector estratégico. • Presencia relevante de una Empresa Nacional de Petróleo (NOC) a la cual pertenece un porcentaje de la producción y que es responsable por la transformación y/o comercialización de esa fracción. 	<p><i>Egipto</i></p> <p><i>Kuwait</i></p> <p><i>Arabia Saudita</i></p> <p><i>Angola</i></p> <p><i>Nigeria</i></p>
Servicios	<ul style="list-style-type: none"> • Utilizado en contexto de bajo riesgo (el riesgo exploratorio es absorbido por el Gobierno o la NOC). • Cubre principalmente la etapa de desarrollo del proyecto, en caso que el Gobierno (o NOC) necesite capacidad externa de ejecución. • Presencia dominante de una NOC a la cual pertenece la producción y es responsable por la transformación y/o comercialización del producto básico. 	<p><i>México</i></p> <p><i>Venezuela</i></p> <p><i>Irán.</i></p>

Fuente: Castaño, Agustín (2012).

Estos tres modelos son de amplia aplicación ya sean en formatos puros, híbridos o mixtos; pero su selección más adecuada dependerá del contexto actual y futuro esperado, como los son el riesgo exploratorio o la capacidad de acceso a la inversión de cada país. Así como el grado de intervención estatal en la economía y en particular en el sector de hidrocarburos:

- Concesión: intervención estatal menor
- Producción compartida: intervención estatal media
- Servicios: intervención estatal mayor

IV) Conclusiones

La producción de hidrocarburos, en todo el Mundo, requiere de grandes inversiones de capital de riesgo. Argentina no es la excepción y para poder atraer esos capitales, ya sean nacionales o extranjeros, hacen falta confianza y reglas claras que se mantengan en el tiempo.

Como bien expresa Susan Kaufman Purcell del Centro de Estudios Hemisféricos de la Universidad de Miami, para que la Argentina sea atractiva a las inversiones extranjeras en materia energética, tendrá la necesidad de incrementar el respeto por los contratos y por el derecho de propiedad privada, para así convertirse en un socio más confiable.

Pero lamentablemente, el actual Gobierno Nacional sorprende permanentemente con nuevas medidas intervencionistas, con lo cual aumenta el riesgo empresario y se desalienta el ingreso de capitales e inversiones de largo plazo. El Decreto 1277/2012 es una norma que contribuirá a ahuyentar las inversiones de capital, en función de ello se recomienda su inmediata derogación. Asimismo, y aunque la Ley de Soberanía Hidrocarburífera va en contra de los principios de libre mercado y libre competencia, se sugiere que su reglamentación respete por lo menos la Constitución Nacional y la propiedad originaria que las provincias poseen sobre sus recursos naturales.

En definitiva, y si bien se entiende que todo el marco regulatorio de los hidrocarburos en Argentina es obsoleto y demuestra no estar a la altura de las circunstancias para revertir el enorme déficit energético, tampoco creemos que la regulación deba cambiar permanentemente. Sería dable

esperar en el mediano plazo un amplio consenso en materia energética general, para lo cual se debería reformar y actualizar toda la legislación en materia de hidrocarburos. Cuestión que no está dentro del alcance del presente trabajo.

No obstante lo antedicho, consideramos que una reversión de lo regulado por el decreto 1277/2012 y una reglamentación de la Ley de Soberanía Hidrocarburífera más “amigable” y que contemple los modelos contractuales anteriormente expuestos (puros, híbridos o mixtos), resultará ser altamente beneficiosa al momento de evitar ahuyentar inversiones y permitir al Gobierno una mayor receptividad a la hora de promocionar al país como un destino de ellas.

V) Propuesta legislativa

Artículo 1° - Derógase el Decreto Nro. 1277 del 25 de julio de 2012 del Poder Ejecutivo Nacional reglamentario de la Ley Nro. 26.741 de Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina.

Artículo 2° - El Poder Ejecutivo Nacional, en el plazo de sesenta (60) días corridos a partir de la sanción de la presente ley dictará una reglamentación de la Ley Nro. 26.741 .

Artículo 3° - Instrúyase al Consejo Federal de Hidrocarburos creado por la Ley Nro. 26.741, para que en un plazo no mayor a los ciento ochenta (180) días corridos a partir de la sanción de la presente elabore un Plan Nacional de Hidrocarburos ejecutable en un plazo de diez (10) años, el que deberá ser ratificado por este Congreso de la Nación.

Artículo 4° - Comuníquese al poder ejecutivo.

VI) Glosario

Upstream: Expresión que abarca el segmento de la industria que se ocupa de la extracción del producto y hasta su llegada a proceso industrial. Para el caso del petróleo/gas, la definición cubre los trabajos de exploración, perforación, explotación y hasta su entrega en refinería, plantas de proceso o fraccionamiento.

Downstream: Expresión referida a los últimos tramos de un proceso industrial o la etapa de comercialización del producto o subproductos. Para el caso del petróleo y del gas define al momento en que se cumplen los procesos de refinación, separación, fraccionamiento, distribución y comercialización.

Exploración: es el término usado en la industria petrolera para designar la búsqueda o prospección de petróleo y/o gas. Es una etapa que, de ser exitosa, concluye con el descubrimiento de un yacimiento de hidrocarburos.

Hidrocarburos: Cada uno de los compuestos químicos resultantes de la combinación del carbono con el hidrógeno.

National Oil Companies (NOC): Son las compañías estatales de hidrocarburos. El Estado posee la totalidad o la mayoría del capital de la misma. Se puede poner como ejemplos a YPF SA en Argentina o PEMEX en México.

Recursos: son todas las cantidades estimadas de hidrocarburos líquidos, gaseosos o de ambos, contenidos naturalmente sobre o dentro de la corteza terrestre, descubiertas o no descubiertas (recuperables y no-recuperables), además de aquellas cantidades ya producidas. Incluye, asimismo, todas las clases de petróleo que actualmente se consideran “convencional” o “no-convencional”.

Reservas: Consisten en el volumen estimado de petróleo crudo, gas natural, gases líquidos naturales, y otras sustancias asociadas que se consideren comercialmente recuperables de acumulaciones conocidas conforme a información previa, bajo condiciones económicas existentes, prácticas operativas establecidas, y bajo leyes y regulaciones en vigencia en ese momento. La información necesaria para la determinación estimada de dichas reservas se obtiene de interpretaciones geológicas y/o datos de ingeniería disponibles al momento de dicha estimación.

VII) Bibliografía

1. Castaño, Agustín: “*Modelos contractuales para la exploración y producción de hidrocarburos*”. Seminario El Sector Energético Argentino. UCES. 16 de octubre de 2012.

2. Decreto Nro. 1277 del año 2012 del Poder Ejecutivo de la Nación.
3. Ex Secretarios de Energía: *“Consensos para recuperar la confianza y transformar en riqueza nuestro potencial energético”*. Buenos Aires. 27 de noviembre de 2012.
4. Fernández, Horacio: *“La energía en la Argentina en los últimos diez años”*. CADAL. Documento Nro. 131, año XI. Buenos Aires, 25 de enero de 2013.
5. Fundación Pensar: *“Ejemplos del derroche fiscal”*. Ficha de políticas públicas Nro. 53. Buenos Aires. 9 de agosto de 2012.
6. Instituto Argentino del Petróleo y Gas: *“El abecé del petróleo y del gas: en el mundo y en la Argentina”*. Tercera edición. Buenos Aires. 2009.
7. Instituto de Energía: *“Reflexiones sobre una matriz energética sostenible”*. Academia Nacional de Ingeniería. Buenos Aires. Septiembre de 2011.
8. Kaufman Purcell, Susan: *“Petroleum geopolitics”*. Center for Hemispheric Policy, University of Miami. Publicado en Revista América Economía. Diciembre de 2012.
9. Lapeña, Jorge: *“Superar la crisis energética requiere acuerdos”*. Diario Clarín. Buenos Aires. Lunes 3 de diciembre de 2012.
10. Ley Nro. 17.319: *“Ley de Hidrocarburos”*.
11. Ley Nro. 26.197: *“Ley corta de Hidrocarburos”*.
12. Ley Nro. 26.741: *“Soberanía Hidrocarburífera”*.
13. Resolución Nro. 324 del año 2006 de la Secretaría de Energía de la Nación.
14. Sabsay, D. y Onaindia, J.: *“La Constitución de los argentinos”*. 5ta. Edición. Errepar. Buenos Aires. 2000.
15. Scibona, Néstor: *“Ahuyentando al capital”*. Diario La Nación. Buenos Aires. Domingo 8 de julio de 2012.
16. Sociedad de Ingenieros de Petróleo: *“Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos”*. Texas. 2009.