

ISSN 1727-9909

S E R I E

ESTUDIOS Y PERSPECTIVAS

OFICINA DE LA CEPAL
EN WASHINGTON, D.C.

Energía y políticas públicas en los Estados Unidos

Una relación virtuosa para el desarrollo
de fuentes no convencionales

Inés Bustillo
Raquel Artecona
Isabel Makhoul
Daniel E. Perrotti

ESTUDIOS
Y
PERSPECTIVAS



NACIONES UNIDAS

CEPAL

ESTUDIOS Y PERSPECTIVAS

OFICINA DE LA CEPAL
EN WASHINGTON, D.C.

Energía y políticas públicas en los Estados Unidos

Una relación virtuosa para el desarrollo
de fuentes no convencionales

Inés Bustillo
Raquel Artecona
Isabel Makhoul
Daniel E. Perrotti



NACIONES UNIDAS



Este documento fue preparado por Inés Bustillo, Directora de la Oficina de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) en Washington, Raquel Artecona, Oficial de Asuntos Económicos de CEPAL Washington, Isabel Makhoul, practicante del programa Carlo-Schmid, y Daniel E. Perrotti, Funcionario de la Oficina de CEPAL Washington.

Las opiniones expresadas en este documento, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de exclusiva responsabilidad de los autores y pueden no coincidir con las de la Organización.

Publicación de las Naciones Unidas

ISSN 1727-9909

LC/L.4093

LC/WAS/L.137

Copyright © Naciones Unidas, octubre de 2015. Todos los derechos reservados

Impreso en Naciones Unidas, Santiago de Chile

S.15-01040

Los Estados miembros y sus instituciones gubernamentales pueden reproducir esta obra sin autorización previa. Solo se les solicita que mencionen la fuente e informen a las Naciones Unidas de tal reproducción.

Índice

Resumen	5
Introducción	7
I. El panorama actual	9
II. La experiencia de Estados Unidos	13
A. Los cimientos de la revolución	14
B. La experiencia decisiva: “Eastern Gas Shale Program”(EGSP)	15
C. La importancia del Department of Energy (DOE)	20
D. El crédito fiscal	21
E. Instituciones, marco regulatorio y financiamiento	22
F. La complementariedad virtuosa entre el sector público y el sector privado	24
G. Algunas políticas más recientes	25
III. Perspectivas del sector e impacto en la economía	27
A. El sector manufacturero en transición	28
B. El resurgimiento de la energía y la industria manufacturera	28
IV. Reflexiones finales	31
Bibliografía	33
Serie Estudios y Perspectivas – Washington, D.C Números publicados	35

Cuadros

Cuadro 1	Resumen de Iniciativas Federales en materia de Energía, 1950-2010.....	14
Cuadro 2	Costos y Beneficios del Shale Gas Program (1976 – 1992).....	19
Cuadro 3	Costos de los Programas en Energía Fósil	20
Cuadro 4	Principales normas regulatorias de gas y petróleo de esquisto.....	22
Cuadro 5	Organismos Reguladores de la extracción de petróleo y gas	24

Gráficos

Gráfico 1	Proceso de extracción de gas de los esquistos.....	10
Gráfico 2	Producción de Gas de Esquisto - Cuenca Oriental.....	18

Resumen

En la última década, la producción de gas y petróleo a partir de formaciones de esquisto han crecido exponencialmente en los Estados Unidos. Este desarrollo se comenzó a gestar a mediados de los años setenta, cuando el país enfrentaba serios cuellos de botella en materia energética.

Una historia corta de la revolución del esquisto (tanto gas como petróleo) podría ser fundamentada en el hecho de que en la década de los 2000 los precios de estas fuentes energéticas subieron considerablemente, lo que habría llevado a varias *empresas* a reaccionar frente al nuevo costo de oportunidad, e invertir en recursos que anteriormente no resultaban rentables y pasaron a ser competitivos bajo el nuevo set de precios.

La anterior explicación dejaría de lado lo que fue el proceso verdaderamente enriquecedor que se llevó a cabo en connivencia entre el sector público, el sector privado, las universidades, y los centros de investigación. Fue el sector público el que dio los primeros pasos para que el resto de actores se acoplaran y pudieran desarrollar y hacer viables comercialmente los métodos de extracción con perforación horizontal y fracturación hidráulica, entre otras innovaciones.

En este trabajo se presentan los principales vínculos que existieron entre estos actores sociales, que permitieron alcanzar un resultado exitoso en el largo plazo.

Introducción

El panorama energético de los Estados Unidos se modificó radicalmente durante los últimos años. Estos cambios internos que derivaron en el boom del gas y petróleo de esquisto (shale gas and shale oil) tuvieron impacto a nivel mundial. Esta revolución — que hoy exhibe sus frutos — ha sido el producto de una larga historia. El anhelo de “independencia energética” y el consecuente y decisivo apoyo del sector público a la investigación y desarrollo, los incentivos a la inversión, y los estímulos fiscales que datan de hace más de treinta años han sido factores claves para los presentes resultados. Estas políticas públicas activas, se acompañaron de un sector privado predispuesto a trabajar conjuntamente con las instituciones públicas.

La Agencia Internacional de Energía (EIA, 2015) ha manifestado que “este resurgimiento energético tiene consecuencias de gran alcance para los mercados de la energía, el comercio, y, potencialmente, incluso para la seguridad energética, la geopolítica y la economía mundial”. A la fecha, esta revolución ha tenido impacto sobre otros sectores de la economía, principalmente el manufacturero. Asimismo, la energía se ha convertido en uno de los sectores más prometedores en toda América del Norte abriéndose un debate sobre las oportunidades y los desafíos de esta región como una nueva potencia energética.

El mayor impacto de la revolución de esquisto se dio en el mercado del gas, con un importante efecto sobre los precios domésticos, debido a que la producción de gas de esquisto es relativamente más abundante que la de petróleo, y que el comercio de gas natural posee elevados costos de transporte lo que dificulta su comercialización, contrariamente a lo que sucede con el petróleo, que tiene una alta penetración en los mercados internacionales. (Congressional Budget Office, 2014).

El documento aborda en su parte inicial una breve introducción del panorama actual en el sector energético estadounidense. Posteriormente, en la sección II se presenta el desarrollo histórico de las políticas públicas relacionadas con las fuentes de energía no convencionales, en donde se analizan diferentes aspectos de esta experiencia. Las perspectivas del sector e impacto en la economía son analizadas en el punto III. Finalmente se señalan algunas conclusiones del trabajo en la última sección.

I. El panorama actual

El desarrollo de las tecnologías para la extracción de las reservas de gas y petróleo de las formaciones de esquisto bituminoso, las cuales durante mucho tiempo se consideraron irrecuperables, es la pieza fundamental del actual auge energético. Desde los primeros hallazgos de gas de esquisto (shale gas) en la década de 1820 en el estado de Nueva York, hubo que esperar hasta el final del siglo XX y la conjunción de una importante participación pública y privada para aumentar la extracción de los recursos de manera rentable. (Trembath et al., 2012).

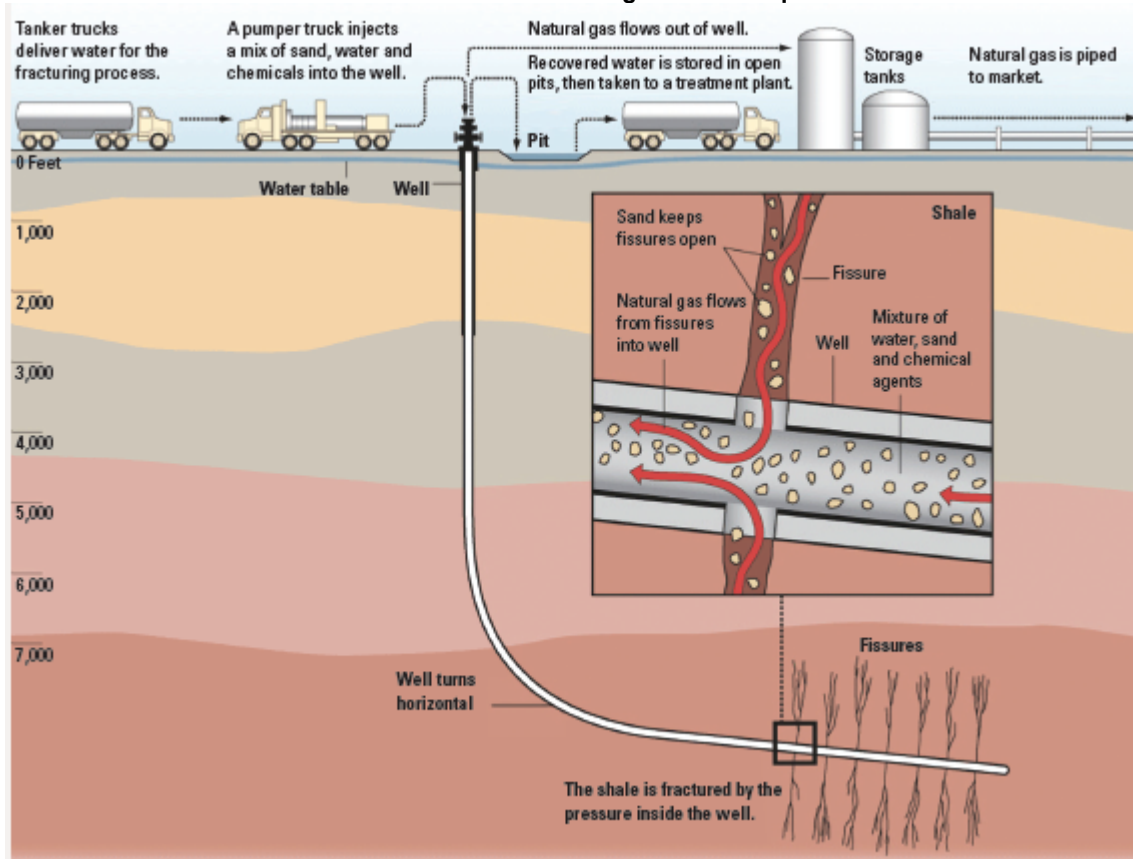
Los esfuerzos de investigación con apoyo del gobierno federal, como se verá más adelante, se intensificaron considerablemente en el decenio de 1970 a raíz de la crisis internacional de la energía y continuaron en la década siguiente. A finales de los años noventa, las nuevas técnicas de fracturación hidráulica (fracking), junto con la perforación horizontal, dieron lugar a una verdadera revolución energética. En pocos años la extracción de petróleo y gas de esquistos bituminosos se expandió rápidamente y en la década del 2000 la producción aumentó significativamente (particularmente aquella relacionada al gas).

El optimismo ante el auge del sector ocurre luego de varias décadas de incertidumbre ante un futuro de posible escasez, descenso de la producción de petróleo en los EE.UU., aumento de las importaciones, y un incremento de la demanda mundial de energía, especialmente de los países emergentes de Asia.

El número de pozos de producción de petróleo y gas ha aumentado de 56 en 1996 a un total de 4 millones en los Estados Unidos en comparación con 1,5 millones de pozos en el resto del mundo (Hefner III, 2014; Houser, Mohan and Peterson, 2014). A su vez, las nuevas tecnologías han aumentado la productividad de los pozos de petróleo y gas de manera considerable y augura un panorama futuro prometedor. En su informe anual sobre las perspectivas energéticas de los Estados Unidos (U.S. Energy Information Administration, 2014), la U.S. Energy Information Administration (EIA, 2015) considera tres posibles futuros escenarios para el gas y el petróleo. Las proyecciones responden a una modelización del mercado de la energía e implican importantes supuestos sobre la producción, el consumo, las regulaciones, así como sobre el comportamiento de productores y consumidores.

El caso de referencia se basa en el supuesto de que los recursos energéticos disponibles actualmente, así como las normas y leyes que regulan el sector se mantienen inalterados durante el período considerado (2012-2040). Los otros dos casos reconocen incertidumbres con relación a los avances tecnológicos, cambios de política, diferentes escenarios macroeconómicos y del precio internacional del petróleo y muestran perspectivas de altos recursos de gas y petróleo y de bajos recursos de gas y petróleo, respectivamente.

Gráfico 1
Proceso de extracción de gas de los esquistos



Fuente: (Burwen and Flegal, 2013)

El caso de referencia muestra que es probable que la producción de crudo alcance su máximo de 9,6 millones de barriles por día (bpd) en 2019 y luego comience a disminuir su productividad en forma continua hasta el 2040. Este escenario se compara con un máximo de 1,3 millones de barriles por día (bpd) alcanzados recién en 2036 para el caso de altos precios de crudo y gas. En el caso de precios bajos del petróleo y gas, la producción de crudo se estanca aún más temprano que en el caso de referencia, en 2016, con un máximo de 9.2 millones de bpd antes de comenzar su descenso de productividad (EIA-2015).

La producción de gas natural se ve también afectada por los cambios en los precios del petróleo, sobre todo a través de cambios en el consumo de gas natural y exportaciones. En el caso de referencia se muestra un aumento del 56 por ciento de la producción total de gas natural desde el 2012 al 2040, el cual es el resultado de un aumento en el desarrollo del gas de esquistos y de la explotación de recursos de gas natural costas afuera. Con un 40 por ciento de la producción total de gas natural y 9,7 billones de pies cúbicos (Bpc) en 2012, el gas de esquisto se ha convertido en la fuente más importante del aumento total en la producción de gas natural y se espera que llegue a 53 por ciento de la producción total en 2040, equivalente a 19,8 tcf en el volumen.

El aumento en los niveles de producción ha llevado a una disminución en los precios del gas natural que representan un 25 por ciento del total del consumo doméstico de energía. En tan sólo un año, los precios bajaron de US\$13,50 por cada mil pies cúbicos en 2008 a US\$3-4 en 2009 por la misma cantidad y continuaron descendiendo, hasta alcanzar un tercio del precio mundial promedio e incluso dos tercios de los precios en Europa (Hefner III, 2014; Melick, 2014). Mientras que los precios del petróleo han alcanzado valores históricamente bajos de US\$45 el barril WTI en 2015.

La revolución energética ha cambiado de forma significativa el balance comercial de los Estados Unidos donde el déficit de la balanza comercial de 2 millones de barriles diarios en 2008 se convirtió en un superávit de 2 millones de barriles diarios a finales de 2013. Esto hace que los EE.UU. sea un exportador neto de productos del petróleo, compitiendo con Qatar y Rusia en el mercado de exportación (Cohen, 2014; Anagnos and Howard, 2014; Morse, 2014). Mientras que por el lado de las importaciones se observa un claro descenso de la entrada de combustibles fósiles de 12,9 millones de barriles diarios en 2008 a 9,9 millones en el 2013, la exportación de petróleo crudo y derivados aumentó constantemente hasta alcanzar 4,1 millones de barriles por día (bpd) durante el mismo período (EIA, 2015).

II. La experiencia de Estados Unidos

La disponibilidad de recursos naturales no explica por sí sola el auge energético actual en los Estados Unidos. Entre los factores clave para su desarrollo se encuentra la interacción virtuosa entre los incentivos públicos y un sector privado dispuesto a innovar. Desde la crisis energética de los años 1970, el desarrollo del sector en EEUU se convirtió en un componente importante de la agenda de políticas públicas.

El cuadro 1 muestra un resumen de todas las iniciativas federales que se han tomado en materia de energía desde 1950 a 2010. Desde 1950, de acuerdo a estimaciones del Management Information Services (Management Information Service, 2011), el gobierno federal ha invertido 837 mil millones de dólares (de 2010) en energía, en rubros que incluyen, entre otros, exenciones impositivas, investigación y desarrollo (R&D), regulaciones para promover o prevenir el uso/producción de determinados tipos de energía, producción directa por parte del gobierno, etc. La tabla muestra que el instrumento más utilizado ha sido la política impositiva (47%), seguido de regulaciones e investigación y desarrollo con 20% cada una. La mayoría de estos recursos se han dirigido al petróleo (44%) y gas natural (14%).

El desarrollo de políticas públicas activas dirigidas en particular a apoyar el sector de la energía y los 40 años de asociación entre los sectores público y privado en política energética son, como se analizará a continuación, cruciales para comprender el nuevo panorama energético en los EE.UU, su desarrollo tecnológico y su impacto en el sector industrial.

Cuadro 1
Resumen de Iniciativas Federales en materia de Energía, 1950-2010
 (miles de millones de dólares constantes de 2010)

Tipo de incentivo	Fuente de Energía							Resumen	
	Petróleo	Gas Natural	Carbón	Hidráulica	Nuclear	Renovables	Geotérmica	Total	Participación
Impuestos	194	106	35	13	-	44	2	394	47%
Regulaciones	125	4	8	5	16	-	-	158	19%
R&D	8	7	36	2	74	24	4	153	18%
Participación directa en el mercado	6	2	3	66	-	2	2	80	10%
Servicios gubernamentales	34	2	16	2	2	2	-	57	7%
Subsidios financieros	1	-	7	2	-18	2	-	-6	-1%
	369	121	104	90	73	74	7	837	
	44%	14%	12%	11%	9%	9%	1%		100%

Fuente: 60 Years of Energy Incentives. Analysis of Federal Expenditures for Energy Development. Octubre 2011. Management Information Services, Inc.

A. Los cimientos de la revolución

Durante los años setenta se produjeron un conjunto de factores que provocaron una respuesta activa por parte del gobierno de los Estados Unidos con relación a la política energética. Entre estos factores, Mershon et al. (Mershon and Palucka, 2013) señalan: *a) reformas en las leyes ambientales y de seguridad en minas, que provocaron restricciones en la producción de carbón; b) recortes de gas natural que afectaron la actividad industrial y de las familias; y, c) embargo de petróleo por parte de los países exportadores del Medio Oriente durante finales de 1973 y comienzos de 1974 (que implicaron estaciones de gasolina cerradas, precios muy elevados de las gasolinas, y retracción económica).*

El embargo petrolero fue quizás el factor más determinante de los mencionados. El 17 de Octubre de 1973 varios gobiernos de Medio Oriente declararon la prohibición de envíos de petróleo a los Estados Unidos, a lo que se sumaba la manipulación del precio de este recurso no renovable por medio de las políticas de cuotas del cartel de la OPEP. Estos acontecimientos provocaron un incremento en el precio del crudo que se triplicó durante el período del embargo, y un shock en la economía de los Estados Unidos. El impacto de esta medida externa afectó los intereses de la seguridad nacional, y requirió de acciones políticas concretas.

En este delicado contexto surgió la necesidad de una intervención estatal con el fin de asegurar una provisión confiable y estable de suministros energéticos. Según un documento de la época reflejado en Mershon et. al. (Mershon and Palucka, 2013), *“la crisis energética derivaba de un rápido incremento en la demanda, de una creciente dependencia de proveedores externos, y de un público insistente sobre temas de protección ambiental”*.

Durante la administración de Richard Nixon, se crearon y fusionaron el *Special Energy Committee* y la *National Energy Office*, que a partir de junio de 1973 formaron la *Energy Policy Office*. Las acciones fueron consideradas desde los más altos estratos políticos, a punto tal que el propio Presidente Nixon declaró el 7 de noviembre de 1973 que los Estados Unidos se focalizaría en el *“Independence Project”* (Proyecto Independencia) el cual tenía por objetivo eliminar para el año 1980 las importaciones (y por ende la dependencia) de petróleo. Siguiendo a Mershon et. al. (Mershon and Palucka, 2013) esta campaña incluía la reducción del consumo de energía, la expansión de la producción doméstica, y una

nueva composición en el consumo interno de energía con mayor presencia de la energía nuclear y de fuentes renovables.

En este mismo período, el 27 de Noviembre de 1973 el Congreso de los Estados Unidos sancionó la *Emergency Petroleum Allocation Act*, donde se autorizaba un incremento temporal en el precio del petróleo, incremento en la producción, y algunos controles a la comercialización. Posteriormente, durante diciembre del mismo año, el Presidente Nixon crea mediante decreto ejecutivo la *Federal Energy Office* (FEO) que reemplazaría, asumiendo mayores atribuciones, a la *Energy Policy Office*.

Otro hito importante de esta década fue la firma y puesta en marcha de de la *Energy Reorganization Act*, en octubre de 1974, de la mano del presidente Gerald Ford. Fue a partir de esta Ley, que se puso en marcha en enero de 1975 la *Energy Research and Development Administration* (ERDA), institución que tomó muchas funciones y atribuciones de la antigua Bureau of Mines, incluyendo el control de los centros de investigación en energías (Energy Research Centers), los cuales tendrían un papel protagónico en el desarrollo de las energías alternativas. Estos centros tomaron un gran impulso derivado de la combinación de incrementos en fondos públicos y privados, lo que les permitió realizar investigaciones en temáticas bien diversificadas.

La particularidad de la ERDA radicaba en que aglutinaba la experiencia técnica y científica de la mayor parte de las formas de energía, ya que había fusionado a cinco proyectos que investigaban temáticas energéticas de manera independiente. Asimismo, los laboratorios nacionales que antes formaban parte del *Nuclear Weapons Program*, pasaron a depender de la ERDA. También esta institución se hizo cargo de trabajos en energía solar y geotérmica que eran previamente dirigidos por la *National Science Foundation*.

Por su parte, la *Energy Policy y la Conservation Act de 1975* introdujeron la Reserva Estratégica de Petróleo de los Estados Unidos y, entre otras medidas, la obligatoriedad de las normas de eficiencia de combustible para los vehículos. Además, se estimularon formas alternativas de energía y se diversificó el suministro de petróleo.

Como resultado de estas nuevas instituciones y normativas, y de la importancia que se le dio a la temática energética, entre 1973 y 1976 se duplicó el total de gasto del gobierno federal en materia de investigación energética, ejecutado en gran medida en asociación con compañías privadas, instituciones, y universidades.

Otra alerta que se produjo fue la Revolución Iraní en 1979, y el comienzo de la guerra entre Iraq e Irán en 1980, lo que llevó una recesión económica en los Estados Unidos. Como resultado de ello, el Presidente Carter, hizo un llamado a reducir importaciones de petróleo, intensificar el apoyo a fuentes alternativas, y mejorar la eficiencia (Houser, Mohan and Peterson, 2014), mientras que el Congreso sancionó la *Energy Security Act*, con el fin de acelerar el desarrollo de las industrias norteamericanas con uso de combustible sintético. Bajo este panorama, en 1981 el DOE anunció un programa de ayuda en dos grandes yacimientos comerciales de petróleo de esquisto en el oeste de Colorado: Oil Shale Project y el Parachute Creek Shale Oil Project.

B. La experiencia decisiva: “Eastern Gas Shale Program”(EGSP)

A pesar de los esfuerzos gubernamentales, hacia mediados de la década de los setenta, el panorama con relación al gas natural no era muy alentador. Si bien el gas natural era el más limpio de los combustibles fósiles, lo que brindaba incentivos a las industrias para cumplir con la “*Clean Air Act*”¹, su producción cayó durante mediados de los años setenta, pasando de 22,6 billones de pies cúbicos en 1973 a 19,3 billones de la misma unidad en 1978 (Mershon and Palucka, 2013). También en dicho período, y a pesar del incremento en la exploración, disminuyeron las reservas comprobadas. El invierno de 1976-1977 fue

¹ La Clean Air Act es una Ley Nacional, originalmente sancionada en 1963, con la finalidad de proteger al aire de la polución ambiental.

particularmente duro, con cortes de gas que forzaron cierres temporales en las fábricas y en los colegios en la parte central y noreste del país.

Las mejoras substanciales en las tecnologías requeridas para mejorar el atractivo de los recursos de gas no convencionales requerían de una compleja y onerosa inversión, con alto riesgo en investigación y desarrollo. Además, las explotaciones individuales resultaban demasiado pequeñas haciendo que los gastos en I+D por unidad de producción resultaran elevados. Todo ello conllevaba a la falta de incentivos para que las empresas destinaran los fondos necesarios para llevar a cabo las inversiones que posibilitaran desarrollar las tecnologías requeridas para extraer gas no convencional. Como resultado, la I+D estaba limitada a esfuerzos de corto plazo, en base a prueba y error, y con bajos recursos para la investigación.

En el trabajo de (Komar, 1980) se describen las dos siguientes razones que impulsaron al gobierno a desarrollar energías alternativas:

1. que las fuerzas del mercado pueden llevar a un nivel de gasto en I+D inferior al necesario desde una perspectiva nacional (ya mencionado anteriormente), y;
2. que el Gobierno Federal requiere particularmente la información para la formulación de políticas energéticas en el plano nacional y/o internacional.

En ese marco de baja inversión inicial en I+D, el *Morgantown Energy Research Center* (MERC), integrante de la ERDA, y luego del Department of Energy (DOE), jugaría un papel preponderante en los inicios del desarrollo e investigación del gas de esquisto. El MERC mantuvo una estrategia de financiamiento de largo plazo para alcanzar nuevas fuentes de gas natural. Su estrategia estuvo focalizada en buscar herramientas alternativas para la exploración y perforación en gas natural. Para ello, focalizó la investigación en los reservorios de gas natural no convencionales, en áreas de difícil alcance y muy costosas para explotar, donde las compañías eran reacias a invertir sin un buen conocimiento e información acerca de la localización y la potencialidad de los recursos gasíferos.

Con relación a la tecnología de fractura utilizada, el principal problema de los esquistos - además de la inaccesibilidad - era su impermeabilidad o la escasez de espacios a través del cual los fluidos podrían moverse hacia la superficie. Por ello, el MERC y sus contratistas experimentaron con pozos con inclinación y horizontales en los Apalaches centrales durante finales de 1980 y principios de 1990. La fracturación hidráulica y una nueva técnica denominada impulso de carga a medida (tailored impulse loading) lograron estimular el flujo de gas hacia la superficie.

Según se detalla en el trabajo de (Mershon and Palucka, 2013), durante 1976 el MERC lanzó el *Unconventional Gas Research Program*, el cual incluía un programa con una duración de cinco años denominado *Eastern Gas Shales Project* (EGSP), y que tenía tres objetivos principales: realizar un inventario de las formaciones de gas de esquisto devonianas en los Apalaches y sectores de Illinois y Michigan; determinar las reservas recuperables de gas de esquisto; y determinar las tecnologías más efectivas para su extracción al menor costo posible. Siguiendo a los autores, estas formaciones (denominadas Devonian shales), eran más profundas que las minas de carbón y los yacimientos de petróleo y gas tradicionales. Antes de la intervención del MERC, era muy poco lo que se conocía de la geología de estos lugares.

Además, el Programa también recibió un fuerte impulso con el *National Energy Plan* de 1977, y con la creación del DOE, bajo el amparo del denominado *Gas Recovery Research, Development, and Demonstration Program* (RD&D) que se focalizó en cuatro áreas de desarrollo potencial de fuentes de gas no convencionales: la zona oeste de los Estados Unidos, la cuenca de esquistos Devoniana y del Mississippi en la parte Oriental en los Apalaches, el gas natural presente en las capas de carbón, y los acuíferos de la región de la Costa del Golfo².

² Las metas que se planteaba el RD&D eran las siguientes:

Meta 1: desarrollar y mejorar las tecnologías de extracción al punto de que estén listas para su desarrollo comercial, por ejemplo, incrementar el atractivo económico de los recursos de gas no convencional para las industrias privadas. Los objetivos que soportan la

Los objetivos principales de este proyecto fueron: 1) desarrollar las tecnologías que permitieran establecer medios efectivos y amigables con el medio ambiente para localizar y producir gas natural en los esquistos Devonianos; y, 2) reducir la incertidumbre que rodeaba a la magnitud potencial de las reservas, de manera de permitir que el sector privado explotara estos recursos en gran escala. (Komar, 1980). Asimismo, los objetivos específicos eran: a) desarrollar estimaciones precisas del gas en dicho lugar y de los recursos económicamente recuperables; b) desarrollar la exploración para la identificación de posibles perforaciones; c) desarrollar y mejorar los métodos de extracción costo-efectivos.

El EGSP se componía de cuatro actividades diferenciadas: la evaluación; la caracterización de los recursos y el lugar; la investigación, instrumentación y modelación; y, el desarrollo tecnológico para la producción. Detalles de cada uno de estos procesos se pueden encontrar en (Komar, 1980). Aquí resta señalar que en cuanto al desarrollo tecnológico para la producción, un gran papel fue realizado en conjunto con “*Mitchell Energy Corporation*”, empresa con la cual, a la fecha de realización del estudio de Komar, se habían perforado 11 pozos en la región de Gallia, Ohio, para testear y verificar nuevos conceptos de exploración para la localización de reservas gasíferas.

La gran importancia que tuvo este programa fue que con anterioridad al mismo, la elevada incertidumbre acerca de la magnitud de los potenciales recursos de gas de esquisto imposibilitaban a las empresas a realizar las perforaciones, lo que se sumaba a que no se conocía nada sobre la geoquímica del gas de esquisto, ni había registros, mapas y/o muestras de su actividad tectónica, lo que convertía la exploración en una actividad de alto riesgo. Asimismo, tampoco se habían investigado anteriormente las técnicas de perforación horizontal. (Burwen and Flegal, 2013).

Por tanto, la primera etapa del EGSP se focalizó en resolver las anteriores incertidumbres, lo que llevó a realizar 35 pozos experimentales en los esquistos Devonianos de la cuenca de los Apalaches, donde se comprobó el impacto de la perforación horizontal en la recuperación del gas de esquisto. Complementando la información que se requería, el EGSP elaboró mapas, reportes técnicos, evaluaciones y demás instrumentos acerca de la explotación y producción del gas de esquisto.

Dentro de los resultados alcanzados por el EGSP, se destaca que este programa logró reunir e integrar una cantidad significativa de datos dispersos sobre el gas de esquisto en las formaciones devonianas, información más que fundamental para una evaluación sólida de los potenciales recursos (National Research Council (U.S.) and Committee on Benefits of DOE R & D on Energy Efficiency and Fossil Energy, 2001). El DOE patrocinó trabajos de análisis de núcleo y fracturografía (fractigraphic), como así también otras actividades tendientes a comprender la densidad y distribución de las redes de fracturas naturales.

Los resultados de estos estudios contribuyeron al desarrollo y despliegue de la tecnología de la fractura de espuma (foam fracture), y al desarrollo masivo de la fractura hidráulica. Si bien es cierto, como ya se ha mencionado anteriormente, que con anterioridad a este programa se habían realizado pozos en cuencas de esquisto, fue en el marco de este proyecto cuando se alcanzaron los resultados que posibilitaron su explotación de manera permanente.

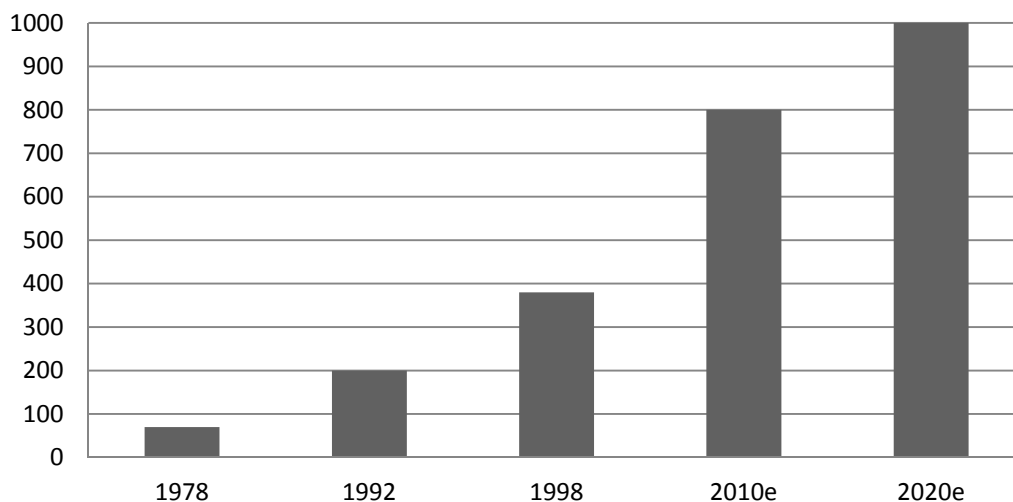
Los aumentos en la producción de gas de esquisto en esta cuenca han sido significativos. El siguiente gráfico 2 muestra la evolución en la producción en la cuenca para diferentes períodos, e incluye proyecciones para 2010 y 2020³. Se aprecia un crecimiento de casi 450% en la producción desde 1978 a 1998, lo que se duplicaría de cumplirse las proyecciones hacia 2020:

mejora en tecnología buscan incrementar el atractivo económico de las fuentes de gas no convencional para el sector privado mediante la disminución de los riesgos, el incremento de la confiabilidad, la reducción de costos, y/o mejoras en la eficiencia de recuperación.

Meta 2: reducir la incertidumbre vinculada a la magnitud de las reservas de gas no convencional, y las condiciones sobre las cuales se basa su producción.

³ En las proyecciones los autores también incluyen a la cuenca de Fort Worth.

Gráfico 2
Producción de Gas de Esquisto - Cuenca Oriental
(cifras en miles de millones de pies cúbicos)



Fuente: (National Research Council (U.S.) and Committee on Benefits of DOE R & D on Energy Efficiency and Fossil Energy, 2001)

A modo de resumen de los éxitos alcanzados, el EGSP contribuyó con la mitad del incremento del gas de esquisto extraído entre los años 1978 y 2005 en la cuenca de los Apalaches⁴ y con un 10% del incremento en la producción para las cuencas de Michigan y Fort Worth. El cuadro 2 presenta los costos y beneficios del programa estimados en el trabajo de (National Research Council (U.S.) and Committee on Benefits of DOE R & D on Energy Efficiency and Fossil Energy, 2001).

En resumidas cuentas, el MERC, a través del EGSP realizó un gran esfuerzo en la construcción de los primeros inventarios de esquistos en la cuenca Devoniana, mediante la realización de pozos de prueba, elaboración de registros históricos de la producción de gas, y la información geológica, lo que permitió identificar los lugares más favorables para la posterior explotación. Con esta información se elaboraron mapas, atlas y bases de datos que se pusieron a disposición de las industrias y del público en general. Asimismo, la informatización brindó grandes beneficios al permitir que sofisticados software – previamente inexistentes - ayudaran a los investigadores a monitorear la performance de los pozos de gas en el tiempo, y construir modelos matemáticos que simularan el comportamiento de los yacimientos.

⁴ Al compararlo con un escenario base sin la intervención del programa, según se cita en (National Research Council (U.S.) and Committee on Benefits of DOE R & D on Energy Efficiency and Fossil Energy, 2001).

Cuadro 2
Costos y Beneficios del Shale Gas Program (1976 – 1992)

	Costos/Beneficios Realizados	Opciones de Costos/Beneficios	Costos/Beneficios en Conocimiento
	I+D del DOE costó 137 millones de dólares	Ofrecer potencial para expandir la producción del gas de esquisto si el gas natural incrementa su precio	Descubrimiento de la Isla de Bass Desarrollo de análisis de fractiografía
	Costo de empresas privadas en I+D: 35 millones de dólares		Desarrollo de la tecnología de fractura espumosa (foam), filmación en el pozo, simulación de fractura hidráulica masiva
	50 Bcf de gas natural adicional se producen anualmente		Incremento en la habilidad de detectar y predecir la densidad y distribución de la fractura
Costo/Beneficio Económico	1260 Bcf adicionales de gas natural acumulados		Evaluación de la base de recurso
	3200 yacimientos adicionales perforados		Desarrollo de métodos para la integración geológica de
	Cerca de 600 millones de dólares en beneficios económicos		registro de pozos, información de núcleo, resultados de encuestas geofísicas, detección de interpretación remota, producción de mapas
			bibliografía de tecnologías de esquisto Devonianas, distribución de toma de muestras en pozos, y desarrollo de métodos de integración de información tecnológica.
Costo/Beneficio Ambiental	Mayor cantidad de métodos de perforación de pozos benignos con el medioambiente	Disminuir el impacto medioambiental de una producción de gas de esquisto mayor	

Fuente: (National Research Council (U.S.) and Committee on Benefits of DOE R & D on Energy Efficiency and Fossil Energy, 2001)

C. La importancia del Department of Energy (DOE)

En octubre de 1977, bajo la administración de Jimmy Carter, se creó el United States Department of Energy (DOE) el cual reemplazó a su antecesora la ERDA, y tomó la responsabilidad de continuar con los trabajos de investigación y desarrollo iniciados previamente. Esta nueva institución tenía en la visión de la administración Carter la necesidad de coordinar las diferentes agencias y programas en pro de una estrategia nacional de energía integrada, que diera respuestas rápidas, y provocara un incremento de la producción, incluyendo el desarrollo de nuevas tecnologías de producción y generación energéticas.

Al mismo tiempo de iniciado el EGSP, la *Federal Energy Regulatory Commission* aprobó una carga impositiva sobre las ventas de gas destinada a financiar investigación y desarrollo en tecnologías de gas, que fueron primeramente dirigidos al Gas Research Institute (GRI), el cual trabajó complementariamente con el DOE: mientras el DOE se concentraba en realizar I+D de base, para generar mayor información y nuevas técnicas de exploración y producción, el Programa del GRI se centraba en las tecnologías de implementación y de comercialización para la industria.

El impulso que brindó el Departamento de Energía (DOE) en programas de investigación y desarrollo ha sido cuantificado en el estudio (National Research Council (U.S.) and Committee on Benefits of DOE R & D on Energy Efficiency and Fossil Energy, 2001), el cual destaca que entre los años 1978 y 2000, el DOE financió programas por un monto de 10.571 millones de dólares (valuados a dólares de 1999), mientras que en igual período la contribución del sector privado en estos programas ascendió a 9.067 millones de dólares. Particularmente con relación a los yacimientos de esquisto orientales (Eastern Gas Shales) las erogaciones para igual período fueron mucho más importantes desde el sector público (con una contribución de 137,4 millones de dólares de 1999), que el apoyo privado (el cual ascendió a 35 millones de dólares de 1999), es decir que el sector público contribuyó con el 80% del total de gastos destinados a investigación y desarrollo de estos yacimientos. Esta información se puede apreciar en el cuadro 3:

Cuadro 3
Costos de los Programas en Energía Fósil⁵

Programa	Costos	
	DOE	Sector Privado
Producción y mejoras en petróleo y gas	1 467,6	3 616,0
Perforación, terminación y estimulación	79,3	32,0
Carbón metano	28,6	10,0
Tecnologías downstream	48,2	6,0
Gas de esquisto oriental	137,4	35,0
Recuperación de petróleo	177,1	47,0
Demostraciones de campo	259,0	368,0
Petróleo de esquisto	447,6	3,0
Tecnología sísmica	105,5	109,0
Arenas occidentales de gas compacto	184,9	9,0
Conversión y utilización de carbón	6 148,6	4 464,0
Preparación de carbón	292,1	15,0
Licuefacción directa	2 302,5	1 200,0

⁵ A diferencia de la Tabla 1, donde se presentaron los montos de todas las iniciativas federales, en esta tabla se exhiben solamente las erogaciones realizadas por el DOE.

Cuadro 3 (conclusión)

Programa	Costos	
	DOE	Sector Privado
Lecho fluizado de combustión	843,0	800,0
Líquido a gas	42,4	85,0
Licuefacción indirecta	320,4	164,0
Ciclo combinado de gas integrado	2 348,2	2 200,0
Control y caracterización del medioambiente	410,2	450,1
Desulfurización del fluido de gas	223,6	301,0
Mercurio y otros tóxicos del aire	42,4	6,2
Control de Nox	67,2	42,9
Manejo y utilización de residuos	77,0	100,0
Producción de electricidad	2 502,0	537,0
Turbinas avanzadas	314,7	155,0
Células de combustible	1 167,1	292,0
Dinámica hidromagnética	1 020,2	90,0
Total	10 571,0	9 067,1

Fuente: (National Research Council (U.S.) and Committee on Benefits of DOE R & D on Energy Efficiency and Fossil Energy, 2001)

Asimismo, cuando se analiza el cuadro con mayor detalle se observan las principales áreas donde el DOE invirtió en investigación y desarrollo destinadas a la producción de petróleo y gas: sismología; estimulación, terminación y perforación; aumento de la producción de gas, aumento en la investigación y estudios de campo para la recuperación de petróleo; réplica del esquisto occidental (retorting western shale); y actividades descendentes en la cadena industrial (downstream fundamentals). Estas inversiones, como se puede apreciar, estuvieron mayormente focalizadas en el upstream (exploración y producción), pues el objetivo principal del DOE consistía en incrementar la producción de petróleo y gas, en línea con las prioridades políticas del período.

Las inversiones destinadas al programa en los yacimientos de esquisto orientales dio por resultado un importante incremento en la producción de gas de esquisto de la cuenca de los Apalaches, Michigan y Fort Worth. Este programa también se vio favorecido por los gastos en investigación y desarrollo del Gas Research Institute y de créditos impositivos (Natural Gas Policy Act, Section 29, ver detalles en la siguiente sección). El aporte del DOE fue estimado con un incremento de 1740 bcf de gas adicional acumulado desde 1978 a 2005. Asimismo estos incrementos traducidos en términos económicos implicaron mayores recaudaciones impositivas, disminución en los precios del gas, y regalías sobre tierras federales, por un valor estimado en 600 millones de dólares.

Como resultado general, la contribución del DOE ha sido según (National Research Council (U.S.) and Committee on Benefits of DOE R & D on Energy Efficiency and Fossil Energy, 2001) la de alcanzar los objetivos de expansión de los recursos de gas y petróleo y de incremento en la producción de ambos, lo cual fue conseguido mediante la utilización de la experiencia y capacidad del DOE y del énfasis que dio esta institución a los proyectos de alto riesgo, al tiempo que apoyaba a pequeñas compañías productoras de gas y petróleo, las cuales tenían recursos limitados para realizar actividades en I+D.

D. El crédito fiscal

La *Windfall Profits Tax* de 1980 promulgó con la Sección 29, un crédito fiscal para la producción de gas natural a partir de recursos no convencionales. El monto fue fijado en USD 0,52 por mil pies cúbicos

para el gas procedente de arenas compactas, lo que equivalía a cerca de un cuarto del valor del precio del gas en dicha época. Para el gas de esquisto y carbón metano, el valor del crédito se calculaba mediante una fórmula basada en los precios del petróleo y alcanzó los USD 0,96 por mil pies cúbicos en 1991, un valor equivalente a casi la mitad de los precios del gas en dicha época. (Gilbert Metcalf, 2007)

La Sección 29 expiró en 1992, y la producción cubierta por esta sección terminó en 2002, cuando la empresa Mitchell Energy alcanzó su primera producción comercial y comenzó a vender el gas producido en los yacimientos de esquistos. El crédito de la Sección 29 estimuló a la industria para perforar más pozos y recoger más datos, contribuyendo al conocimiento aplicado de los operadores de pozos. Este aprendizaje condujo a mejoras incrementales en la tecnología que permitieron mantener una industria competitiva aun después de la expiración de la sección 29.

Los beneficios que trajo la Sección 29 fueron mensurados en un incremento de más del doble en la producción del gas no convencional desde 1980 a 2002, así como incentivos para las innovaciones en las tecnologías de perforación y terminación. (Cohen, 2014; Trembath et al., 2012; Yergin, 2011).

La existencia de este y otros beneficios estatales permitieron a las empresas madurar una industria que requería tiempo para dar sus frutos. La combinación de las innovaciones tecnológicas y las políticas de promoción realizadas en las décadas de los 80 y 90 posibilitaron brindar una rápida respuesta de la industria ante el incremento en el precio del gas en los 2000, lo que se ha reflejado en una cada vez mayor participación del gas de esquisto sobre el total de producción de gas natural en Estados Unidos, a lo que hay que agregar que la mayor parte del incremento en las reservas de gas natural comprobadas han correspondido a gas de esquisto (70% del total en el mismo período).

E. Instituciones, marco regulatorio y financiamiento

El desarrollo y la producción de gas y petróleo de esquisto se encuentran regulados por un conjunto complejo de leyes federales, estatales y locales. Las características y alcances de cada una de estas leyes y normas escapan a los objetivos de la presente investigación, sin embargo, en el cuadro 4 se han resumido las principales normativas agrupadas según el impacto que buscan legislar:

Cuadro 4
Principales normas regulatorias de gas y petróleo de esquisto

I - Que regulan el impacto en la calidad del agua
Clean Water Act
Safe Drinking Water Act
Oil Pollution Act of 1990 – Spill Prevention Control and Countermeasure
II - Que regulan el impacto en la calidad del aire
Clean Air Act
Regulaciones en la calidad del aire
Permisos vinculados al aire
III - Que regulan el impacto en la tierra
Resource Conservation and Recovery Act
Endangered Species Act
State Endangered Species Protections
IV - Otras leyes y requerimientos de protección del medioambiente
Comprehensive Environmental Response, Compensation, and Liability Act
Emergency Planning and Community Right-to-Know Act
Occupational Safety and Health Act

Fuente: Elaboración de los autores en base a datos de (U.S. Department of Energy - Office of Fossil Energy and National Energy Technology Laboratory, 2009).

La tierra y los respectivos derechos mineros que son propiedad federal o de los gobiernos estatales están sujetos a legislación específica que regula el régimen de la propiedad pública de la tierra. Casi un tercio del total de tierras y los derechos de propiedad sobre las minas (mineral estate⁶) son supervisados por el Bureau of Land Management (Oficina de Administración de Tierras (BLM)). De estas tierras, la mayoría ubicadas en los Estados del Oeste y en Alaska, sólo el 36 por ciento (~ 700 acres) se arrendaron para exploración en 2013. El gobierno federal también es dueño de los derechos mineros de unos 57 acres de tierra de superficies que son de propiedad privada (Fallon and Loh, 2015). En lo que se refiere a tierras federales, el *Department of the Interior* (DOI) es el responsable de la concesión a las empresas privadas de petróleo y gas, y adjudica los terrenos al mejor postor. Una empresa privada que opera en el sector de la extracción de petróleo y gas en tierras federales tiene que pagar lo siguiente: el arrendamiento de la tierra y los impuestos de acuerdo al número de hectáreas, el margen de beneficio y regulaciones del sistema fiscal de los Estados Unidos; las regalías, dependiendo de la cantidad y el valor de la extracción; y por último, todos los gastos y pasivos asociados al proceso de producción. Los gobiernos del respectivo estado y el gobierno federal comparten los ingresos de las actividades de extracción.

En el caso de la propiedad privada todo tipo de contrato comercial o exploración industrial de la tierra constituye un acuerdo entre entidades privadas. Esto ha llevado al surgimiento de los denominados "wildcatters", empresas independientes con un pequeño capital inicial que por lo general no existen en otros países. Su papel es el de actuar como intermediarios para convencer a los propietarios de vender sus tierras a los operadores cuando se sospecha de la existencia de depósitos de hidrocarburos o para convertirse ellos mismos en empresarios de las tierras que adquieren. La flexibilidad y el alto margen de beneficios es el gran atractivo para los empresarios. Aunque el negocio tiene altos riesgos financieros y sólo unos pocos empresarios independientes llegan a tener éxito, la capacidad y la voluntad de los mercados de capital para financiar estas exploraciones han sido un aspecto decisivo en la expansión del sector (shale sector) (Cohen, 2014; Hefner III, 2014; Morse, 2014; Verleger Jr, 2012).

En cuanto a las instituciones, el DOE es la principal agencia encargada de fomentar la investigación y la innovación tecnológica en materia energética y, por este medio, incrementar la eficiencia, el suministro y mantenimiento de las redes de energía e infraestructura. Además del DOE y de las normas y leyes mencionadas en el cuadro anterior, una gran cantidad de instituciones públicas y agencias apoyan la investigación en energía y desempeñan un papel crucial en el desarrollo de la extracción de petróleo y de gas. El cuadro 5 resume las responsabilidades principales de cada una de estas agencias. Los gobiernos estatales también desempeñan un papel crucial y a su vez cuentan con sus propios organismos responsables para apoyar los esfuerzos de investigación, para regular y supervisar el uso de la tierra (por ejemplo, emitiendo permisos para la perforación), el proceso de extracción, lidiar con problemas ambientales y de salud, y con la producción y distribución de petróleo y gas dentro de las fronteras del estado (Fallon and Loh, 2015).

El DOE tiene el financiamiento para la investigación y la innovación como uno de los principales objetivos del Plan Estratégico 2011-2018 de DOE (International Energy Agency, 2014).

⁶ Es el derecho del propietario de explotar, realizar actividades mineras y/o producir cualquiera y todos los minerales que yacen debajo de la superficie de la propiedad.

Cuadro 5
Organismos Reguladores de la extracción de petróleo y gas

Agencia o departamento	Responsabilidad
Bureau of Indian Affairs (Oficina de Asuntos Indígenas (BIA))	Junto con la BLM, regula el desarrollo del petróleo en tierras de indígenas
Bureau of Land Management (BLM)	Regula el desarrollo, la exploración y la producción de petróleo propiedades federales en tierra
Bureau of Ocean Energy Management (Oficina de Gestión de la Energía Oceánica) (BOEM) y Bureau of Safety and Environmental Enforcement (oficina de Seguridad y Cumplimiento de las Normas ambientales) (BSEE)	Gestiona operaciones de producción de petróleo costa afuera (offshore)
Departamento de Energía (DOE)	Gestiona la Reserva Estratégica de Petróleo, realiza investigación en energía, y recopila y analiza datos de la industria energética
Departamento del Interior (DOI)	Regula la extracción de petróleo y gas de las tierras federales
Departamento de Transporte (DOT)	Regula el transporte de petróleo y gas a través de gasoductos y de otros medios de transporte
Agencia de Protección Ambiental (EPA)	Supervisa el medio ambiente, la salud y las cuestiones de seguridad
Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC)	Regula tuberías interestatales
Office of Natural Resources Revenue (ONRR)	Recopila regalías del gobierno por producción en tierra y costa afuera
Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (PHMSA)	Control de seguridad y normas para el transporte de petróleo y gas

Fuente: CEPAL, sobre la base de Fallon, Archibald y Ji Nin Loh (2015), "Petróleo y gas en los Estados Unidos: resumen", King & Spalding LLP, Thomson Reuters solución jurídica.

F. La complementariedad virtuosa entre el sector público y el sector privado

Un punto extremadamente relevante consistió en que el EGSP realizó sus actividades en colaboración con la industria, lo cual promovió las inversiones privadas en desarrollo de tecnologías, compartiendo los riesgos y costos con el sector privado. Más de 40 instituciones participaron en este programa, incluyendo a empresas, universidades y centros de investigación. Hay que destacar que mucho del personal que trabajó en el sector público haciendo experiencia en este programa, pasó luego al sector privado. (Burwen and Flegal, 2013)

Las asociaciones público-privadas fueron fundamentales no sólo para que los esfuerzos de la industria estuvieran alineados con los objetivos estratégicos del DOE, sino también para que el conocimiento que iba adquiriendo la industria pudiera actualizar las prioridades del gobierno. Por ejemplo, *Mitchell Energy* que formaba parte – por el lado de las empresas – en el directorio del GRI, propuso al DOE reorientar recursos de los esquistos de gas Orientales hacia los de Barnett en Texas. Además, el vínculo público privado ayudó a asegurar la continuidad de los proyectos de I + D; mientras el Congreso redujo el financiamiento federal para la investigación de gas no convencional en la década de 1990, los socios de la industria mantuvieron numerosos proyectos de I + D. (Burwen and Flegal, 2013).

Las empresas con pocos recursos para financiar la I+D requerida para el desarrollo del gas de esquisto se vieron sustancialmente favorecidas por el trabajo complementario entre la industria, el DOE y el GRI, dado que el GRI requería que se publicaran y se compartieran los resultados de los estudios desarrollados por todas las empresas que participaban en el programa. Esto impedía que las grandes empresas protegiesen las ventajas que les daba la magnitud que podían destinar a I+D.

A finales de 1970 y principios de 1980, el DOE estimuló el trabajo experimental sobre los métodos masivos de fracturación hidráulica, proporcionando fondos para la perforación de pozos de experimentación por parte del sector privado. En 1986, el DOE colaboró activamente con la industria para lograr el primer pozo horizontal de esquisto Devoniano en la cuenca de los Apalaches. En la década de 1990, el DOE y GRI trabajaron conjuntamente con varias empresas privadas para realizar pozos adicionales en zonas hidráulicamente fracturadas, siendo famosa la colaboración con Mitchell Energy, donde se realizó el primero pozo horizontal en el Barnett Shale. Más adelante en el tiempo, Mitchell Energy utilizaría en 1988 su experiencia acumulada para desarrollar métodos de fracturación de baja fricción (slickwater fracking), lo que permitiría reducir los costos de forma tal de hacer del gas de esquisto una fuente de energía económica.

Varios laboratorios nacionales acumularon experiencia y produjeron desarrollos en cartografía microsísmica, lo que permitió un menor riesgo en la perforación, una mayor productividad, y con ello, menores costos.

Hacia finales de los 90, las erogaciones federales en I + D para la industria del gas se redujeron, a la par de la mejora en la eficiencia económica del gas no convencional, y del incremento en la producción por parte del sector privado. Esto se reflejó claramente en la fuerte disminución de los fondos del DOE, que pasaron de 117 millones de dólares en 1997 a 44 millones de dólares en 2001 y continuaron descendiendo hasta los 12 millones de dólares en 2007. (Burwen and Flegal, 2013).

G. Algunas políticas más recientes

La energía fue una de las principales preocupaciones durante el mandato del Presidente Bush, debido a que los precios del crudo se duplicaron y el precio de la gasolina aumentó casi un 40 por ciento (Houser, Mohan and Peterson, 2014). Las tensiones políticas y la mayor demanda mundial al comienzo del siglo XXI dieron lugar a un aumento del precio del petróleo de US\$31 por barril en 2002 (en 2012 dólares reales) a más de US\$140 el barril en el verano de 2008. El *Energy Policy Act* del 2005 allanó el camino para millones de dólares en nuevos subsidios así como normas ambientales como el *Safe Drinking Water Act* (la Ley de Agua Potable Segura) para la fracturación hidráulica. En su discurso *del State of the Union* en 2006, el Presidente Bush hizo un llamado a la independencia energética con mayor financiamiento e investigación de energías alternativas (electricidad y etanol) lo cual el Congreso formalizó en el 2007 en el *Energy Independence and Security Act* (Ley de Independencia y Seguridad Energética) (Houser, Mohan and Peterson, 2014; Verleger Jr, 2012).

En su revisión anual de energía de los Estados Unidos de 2008, la Agencia Internacional de Energía (AIE) hizo hincapié en que estaba haciendo falta "un claro vínculo a nivel de política del gobierno federal entre energía, política ambiental y políticas de seguridad" y que se estaba necesitando una política nacional de energía conceptualizada en forma coherente. En el mismo año el Presidente Obama introdujo cambios importantes en la política energética con una nueva agenda de largo plazo, con financiamiento y nueva legislación y estándares medioambientales y de eficiencia. Con la introducción del *Energy Improvement and Extension Act (EIEA)* en 2008 y la *American Recovery and Reinvestment Act (ARRA)*, la Administración Obama aumentó progresivamente los subsidios a la energía, a través de impuestos y garantías de préstamo, así como financiamiento en investigación y desarrollo (EIA, 2015). Estas legislaciones, diseñadas en respuesta a la crisis económica del 2008, estimularon la inversión en proyectos de infraestructura energética, así como energía limpia y en medidas de eficiencia.

En 2011, se introdujo el *Blueprint for a Secure Energy Future*, el cual incluyó un importante apoyo a las energías renovables (eólica, solar, y geotérmica) y una duplicación de la producción de electricidad a partir de estas fuentes para el año 2020 y, simultáneamente, la reducción de las importaciones de petróleo durante el mismo período.

En enero de 2012, el Presidente Obama propuso la estrategia llamada "All-of-the-Above. (Todo lo anterior) "EE.UU. necesita [...] (a) desarrollar(s) todas las fuentes disponibles de energía

estadounidense, una estrategia que es más limpia, más barata, y llena de nuevos empleos.", incluyendo un llamado a la seguridad energética nacional, la expansión de fuentes de energía como el gas y el petróleo, pero sobre todo de energías renovables y creación de nuevos puestos de trabajo. Con estos objetivos, junto con la aprobación de leyes a nivel federal y estatal se diseñaron nuevos programas, tales como un programa conjunto del *Department of the Interior* y el *Bureau of Ocean Energy Management* para iniciar el alquiler de petróleo y gas en altamar cinco años.

Otra de las innovaciones en materia de políticas, establecida por medio de un memorando presidencial en enero del 2014, fue el *Interagency Quadrennial Energy Review (QER)* del DOE. El objetivo de esta revisión de la política energética y de la estrategia rectora del sector, a cargo de un grupo amplio, heterogéneo, y al más alto nivel ha sido: dar una visión de conjunto de la situación del sector energético; recomendar medidas legislativas pertinentes; apuntalar nuevos programas de innovación y prioridades en materia de investigación; y, contribuir al desarrollo de políticas a través de la identificación de datos y el instrumental necesario (IEA, 2014). La primera Revisión se centrará en infraestructura y más precisamente en la transmisión, almacenamiento y distribución.

III. Perspectivas del sector e impacto en la economía

¿Se encuentra el sector energético de EE.UU. frente a una expansión estructural real o el aumento de la producción es sólo temporal? Algunos autores ven un potencial significativo no sólo para la economía nacional y el sector manufacturero, sino también con importantes consecuencias geopolíticas (Anagnos and Howard, 2014; Baily and Bosworth, 2014; Morse, 2014; Verleger Jr, 2012; Yergin, 2011). Otros se mantienen escépticos respecto a la producción futura y cuestionan el impacto en la economía en su conjunto, así como en materia de política exterior (Perry, 2014; Cohen, 2014). Otros destacan, a su vez, los posibles impactos ambientales y en la salud (Bloomberg and Krupp, 2014; Jopson, 2014; Krupp, 2014).

El aumento de la producción y su impacto en el medio ambiente es motivo de preocupación para muchos. Entre los principales riesgos se encuentran un mayor riesgo de terremotos, la contaminación del aire y de las aguas subterráneas, y las fugas de gas metano que se producen en el proceso de la exploración y refinación, así como el gas que se quema al extraer el aceite. El agua es un tema crucial para los críticos que temen la contaminación de acuíferos de agua potable (Cohen, 2014; Yergin, 2011). Los accidentes o errores durante el proceso han llevado a la contaminación del agua en varios estados (Bloomberg and Krupp, 2014). Por otra parte, la probabilidad de que el metano⁷ se libere durante el proceso de fracturación hidráulica o el cavado de pozos nuevos no se ha probado aún debido a la dificultad de medir la existencia de metano natural, la falta de datos de referencia, así como de las emisiones reales del gas (Yergin, 2011).

A la fecha, cuatro estados han impuesto una moratoria sobre el uso de técnicas de fracturación hidráulica y han diseñado nueva legislación para regular la contaminación y monitorear las actividades (Bloomberg and Krupp, 2014; Jopson, 2014).

Según (Morse, 2014), el actual boom energético de EE.UU. implica un cambio de paradigma desde una visión pesimista de la energía hacia una revolución duradera. Mayores niveles de eficiencia en

⁷ El metano es un gas de efecto invernadero que en los primeros 20 años luego de la extracción, emite más de 80 veces más CO₂ que las emisiones de dióxido de carbono (Bloomberg y Krupp, 2014).

el proceso de extracción y exploración de petróleo en aguas profundas junto con el aumento de las inversiones desembocarían en un aumento de los niveles de producción de gas natural y de petróleo.

La disminución de los precios de la energía, junto con el actual repunte de la industria manufacturera, ha llevado a un debate sobre la correlación entre el boom de la energía y lo que algunos autores han bautizado el "renacimiento" del sector manufacturero. Un shock de oferta positivo en el sector manufacturero estadounidense implicaría el aumento de la producción y los niveles de empleo, el aumento de las exportaciones manufactureras, así como el descenso de importaciones y la atracción de nuevas inversiones al sector. De hecho, la disminución del precio del gas natural ya ha beneficiado a algunos sectores con alto uso de energía.

A. El sector manufacturero en transición

En los años cincuenta, los EE.UU. era responsable del 40 por ciento de la oferta global de manufacturas. Esto empezó a cambiar progresivamente con la recuperación económica de Europa luego de la Segunda Guerra mundial y con el fortalecimiento industrial de Japón. El crecimiento económico de los "tigres asiáticos" y su mano de obra a menor costo impactaron aún más al sector manufacturero estadounidense principalmente en las industrias intensivas en mano de obra (por ejemplo, textil y juguetes). Sumado a esto, el incremento de los niveles de educación y la acumulación de capital humano transformó a la región asiática en un nuevo centro industrial de alta tecnología y en un importante competidor global. Estos acontecimientos derivaron en un proceso de ajuste en los EE.UU. con cierre de fábricas, bancarrota de empresas, pérdidas en bancos e instituciones de crédito, y la necesidad de volver a capacitar a trabajadores. La forzosa adaptación implicó un cambio en el sector manufacturero estadounidense hacia industrias de alto valor (Sirkin, Zinser and Hohner, 2011), las cuales atraieron al comienzo nuevas inversiones y estimularon la producción y el empleo.

Sin embargo, la reducción del empleo en el sector manufacturero continuó como una tendencia general en los EE.UU. y en otros países de altos ingresos. El aumento de las exportaciones "hecho en China" junto con una mayor competencia global desde el comienzo del siglo XXI llevaron a un nuevo proceso de ajuste. Entre 2001 y 2007, por ejemplo, el empleo en el sector manufacturero disminuyó en aproximadamente 19 por ciento y, en otro 15 por ciento durante la recesión de 2008/2009 (Celasun et al., 2014). Esto significa una pérdida total en el empleo manufacturero de 5,7 millones entre 2000 y 2010, lo que representa alrededor de 1/3 de los puestos de trabajo en el sector (Baily and Bosworth, 2014).

B. El resurgimiento de la energía y la industria manufacturera

El impacto de la reducción de los precios de la energía sobre la actividad industrial y manufacturera es objeto de gran debate. Sin duda, la caída de los precios de la energía han implicado una ventaja competitiva para muchos productores pero hasta la fecha los beneficios parecen estar concentrados en particular en las industrias de alto consumo energético.

Unos cuantos otros estudios presentan estimaciones cuantitativas sobre el incremento de la producción industrial. Melick (Melick, 2014) estima que la caída en el precio del gas natural desde 2006 está asociada con un incremento del 2 a 3 por ciento de la actividad del sector manufacturero, con un impacto más grande en las industrias intensivas en energía. Por su parte, las estimaciones de Celasun (Celasun et al., 2014) encuentran que una disminución a la mitad de los precios del gas natural están asociados a un incremento del 1,5 por ciento de la producción manufacturera mientras que (Morse, 2012) estima un 1,6 por ciento. Las estimaciones del impacto de menores precios de gas natural de IHS Cambridge Energy Research Associates (CERA) indican un aumento de la producción industrial de 3,5 por ciento en 2020 y 3,9 por ciento en el año 2025.

En cuanto al impacto sobre el PIB estadounidense debido al crecimiento de la industria, varios autores estiman que el efecto sólo sería limitado y añadiría alrededor de 0,1-0,3 puntos porcentuales (pp) anuales hasta 2020. Una mayor contribución de alrededor de 0,2 y 0,3 puntos porcentuales al año se

puede esperar para las industrias de bienes no durables especialmente los productos de la refinería (Celasun et al., 2014).

La caída de los precios de la energía beneficia principalmente a las industrias intensivas en gas natural. Por lo general, son empresas de productos petroquímicos y fertilizantes, pero también incluyen otras como las de metales y maquinaria. En total, su producción asciende a 400 mil millones de dólares y representan el 18 por ciento de la producción manufacturera (McKinsey, 2012). La producción industrial del sector intensivo en energía crecería en promedio un 2.0 por ciento anual para luego disminuir entre 2025 y 2040 a un 0,7 por ciento anual (EIA, 2015).

En cuanto a la relación entre el auge de la energía y su impacto en el empleo, las cifras muestran un panorama similar. Para el sector de la industria manufacturera en su conjunto, se espera que el empleo aumente en alrededor de 2 por ciento mientras que en las industrias intensivas en energía se espera un aumento del empleo en un 30 por ciento (Melick, 2014).

Otros autores alertan sobre factores que podrían poner en peligro la ventaja competitiva asociada a menores precios de la energía. Estos incluyen, por ejemplo, la utilización de la fracturación hidráulica por competidores globales e inclusive el peligro de síntomas de la "enfermedad holandesa". Esto último surgiría si a raíz de las crecientes exportaciones de energía, el dólar se apreciara y afectara principalmente a industrias tales como la electrónica, la aviación y de maquinaria. En consecuencia, la producción manufacturera, se volvería menos competitiva y por lo tanto, generaría menos empleo y beneficios (Baily and Bosworth, 2014; Houser, Mohan and Peterson, 2014).

La caída de los precios de la energía y el aumento de la producción manufacturera en las actividades intensivas en energía ha llevado a un aumento en los niveles de rentabilidad de varios sectores. Esto ha atraído nuevas inversiones tanto de empresas nacionales como internacionales. Encuestas a inversores dan indicios de intenciones de aumentar inversiones en sectores de gran consumo energético. Las empresas europeas, así como los inversionistas asiáticos, ya han reaccionado a los cambios energéticos actuales y han comenzado a ampliar sus inversiones y operaciones en sectores como las telecomunicaciones o el automovilístico (IHS, 2013). Por otra parte, aumenta el atractivo de trasladar la producción a los Estados Unidos donde el costo de la energía sólo representa aproximadamente 2 por ciento de los costos totales de producción, en comparación con entre el 5 y el 8 por ciento en Japón, y el 6 por ciento en China (Barteau and Kota, 2014).

Por ejemplo, las empresas químicas, que como ya se mencionó, dependen en gran medida de gas natural y otros productos energéticos de fracturación hidráulica, se encuentran entre las primeras en realizar nuevas inversiones. El *American Chemistry Council* (ACC) ha reportado nuevas posibilidades de inversión de alrededor de \$100 millones de dólares para 148 proyectos químicos y plásticos (Barteau and Kota, 2014). Las industrias manufactureras como la del acero, el aluminio y diversos productores de materias primas también han ampliado sus operaciones y realizado nuevas inversiones. Por otra parte, el sector del transporte es probable que también se beneficie con el cambio progresivo de los sistemas de transporte basados en el diesel hacia gas natural, que están siendo desarrollados por GM, Navistar, Cummins (Smith 2012). La demanda por camiones en base a gas natural ha aumentado en un 150 por ciento. (Baily and Bosworth, 2014).

IV. Reflexiones finales

Una historia corta de la revolución del esquisto (tanto gas como petróleo) podría ser fundamentada en el hecho de que en la década de los 2000 los precios de estas fuentes energéticas subieron considerablemente, lo que habría llevado a varias empresas a reaccionar frente al nuevo costo de oportunidad, e invertir en recursos que anteriormente no resultaban rentables y pasaron a ser competitivos bajo el nuevo set de precios.

La anterior explicación dejaría de lado lo que fue el proceso verdaderamente enriquecedor que se llevó a cabo en connivencia entre el sector público, el sector privado, las universidades, y los centros de investigación. Fue el sector público el que dio los primeros pasos para que el resto de actores se acoplaran y pudieran desarrollar y hacer viables comercialmente los métodos de extracción con perforación horizontal y fracturación hidráulica, entre otras innovaciones.

Los altos costos y riegos de la perforación horizontal desincentivaban a las empresas a invertir en estas tecnologías. Las empresas privadas necesitaban reducir el riesgo al que se enfrentaban antes de tomar las decisiones de inversión. Más aun, la falta de conocimiento de la geología y otras características de los yacimientos de esquisto eran un claro desincentivo para las inversiones iniciales de los actores privados. Según (Burwen and Flegal, 2013) el consenso en la industria era que las formaciones de esquisto en profundidad, no eran económicamente viables.

Entonces, el sector público tomó el impulso. Colaboró con el sector privado en diferentes formas, por ejemplo, mediante la realización de mapas, la coordinación y complementariedad de esfuerzos, investigación básica y desarrollo, y subsidios para la producción de gas no convencional.

Aquí se podría alegar que fue producto de necesidades coyunturales (como el bloqueo de la OPEP, el incremento en la demanda interna, etc.). Pero son justamente la aparición de estas necesidades, las que justifican y dan sentido a la aplicación de las políticas públicas que permitan solucionarlas. En esta temática un cuello de botella se convirtió en una oportunidad para desplegar políticas tendientes, no solamente a atenuar en el corto plazo el impacto de la escasez energética, sino a solucionarlo en el largo plazo.

Como alertó el Presidente Jimmy Carter en el discurso del 18 de Abril de 1977 al presentar el Plan de Energía: *“muchas de las medidas serán impopulares”*, pero estas medidas eran necesarias para alcanzar un bienestar superior en la sociedad, llevando a cabo las transformaciones energéticas que se

necesitaban. En la actualidad, los precios bajos del gas que pagan los hogares, son el resultado de los esfuerzos de las décadas pasadas.

El sector público realizó inversiones que funcionaron como crowding in de los procesos de inversión privada. Está claro que muchas de las investigaciones que se llevaron a cabo conjuntamente con el sector privado no llegaron a ser económicamente rentables. Pero la colaboración entre ambos actores posibilitó el desarrollo de otras innovaciones que sí fueron rentables en el mediano y largo plazo, exhibiendo los frutos del trabajo conjunto de estos actores sociales.

Siguiendo el trabajo de (Burwen and Flegal, 2013), una lección importante que dejó el camino al desarrollo del gas no convencional es que la intervención gubernamental no suplanta la innovación del sector privado, sino que reduce los riesgos de la misma, al tiempo que proporciona insumos complementarios. Asimismo, la innovación en materia energética es por definición incierta, y requiere por tanto, de una visión de largo plazo. Es más, según los autores, el éxito sólo fue evidente en retrospectiva, pasaron décadas antes de que los beneficios de algunos (de todos los intentos) en avances tecnológicos lograran realizarse plenamente.

Programas de investigación y desarrollo del gobierno federal, que incluyeron demostraciones tecnológicas particulares, bajaron los riesgos de exploración de la industria y demostraron el potencial del mercado de gas no convencional.

Asimismo, las asociaciones público-privadas fueron fundamentales para garantizar complementariedad y el direccionamiento efectivo de los esfuerzos en I + D, así como la rapidez en la difusión de los nuevos resultados de las investigaciones.

Además del incremento en la producción de gas y petróleo de esquisto, otra de las señales del éxito del impulso estatal radicó en el hecho de que una vez que los subsidios (créditos impositivos) fueron levantados, la industria siguió extrayendo cada vez en mayor escala estos recursos, demostrando que ya había alcanzado la madurez necesaria para subsistir en el mercado.

La posibilidad de replicar estos logros en otros países debería sostenerse sobre la base de una mirada conjunta de los actores públicos y privados. Los antecedentes presentados en este documento brindan la enseñanza que con la sola dotación de recursos no se garantiza su explotación económica. Por tanto, políticas activas en materia energética son necesarias, a la vez que oportunas.

Bibliografía

- Anagnos, Jeremy and Hins Howard (2014), “Master Limited Partnerships: Globalization of Energy Markets Leading to Secular Growth.”
- Baily, Martin Neil and Barry P. Bosworth (2014), “US Manufacturing: Understanding Its Past and Its Potential Future †,” *Journal of Economic Perspectives*, vol. 28, No. 1, February .
- Barteau, Mark and Sridhar Kota (2014), “Shale Gas: A Game-Changer for U.S. Manufacturing.”
- Bloomberg, Michael R. and Fred Krupp (2014), “The Right Way to Develop Shale Gas,” *The New York Times*, April 29.
- Burwen, Jason and Jane Flegal (2013), “Unconventional Gas exploration & Production,” *American Energy Innovation Council*, March .
- Celasun, Oya et al. (2014), *The US Manufacturing Recovery: Uptick or Renaissance?*, International Monetary Fund.
- Cohen, Isaac (2014), “Revolución energética,” *Fundación Ciudadanía y Valores Funciva*, vol. 210, No. 10.
- Congressional Budget Office (2014), “The Economic and Budgetary Effects of Producing Oil and Natural Gas From Shale.”
- EIA (2015), “Natural Gas and Petroleum,” [online] <<http://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=MTTEXUS2&f=M>> [date of reference: 31 August 2015].
- Fallon, Archie and Ji Nin Loh (2015), “Oil and gas regulation in the United States: overview.”
- Gilbert Metcalf (2007), “Federal Tax Policy towards Energy,” *Tax policy and the economy*, Cambridge, Mass., MIT Press.
- Hefner III, Robert A. (2014), “The United States of Gas,” *Foreign Affairs*, [online] <<https://www.foreignaffairs.com/articles/united-states/2014-04-17/united-states-gas>> [date of reference: 31 August 2015].
- Houser, Trevor, Shashank Mohan and Peter G. Peterson (2014), *Fueling Up: The Economic Implications of America’s Oil and Gas Boom --*, Institute for International Economics.
- IHS (2013), “Americas New Energy Future: The Unconventional Oil and Gas Revolution and the US Economy. Volume 3: A Manufacturing Renaissance – Executive Summary,” IHS.
- International Energy Agency (2014), “Energy Policies of IEA Countries: The United States: 2014 Review.”
- Jopson, Barney (2014), “Fracking: In the path of the ‘shale gale,’” *Financial Times*, October 28.
- Komar, C. A. (1980), “Unconventional Gas Resources: a research program in cooperation with industry to reduce the uncertainties associated with the size of the resources and the methods of extraction.”
- Krupp, Fred (2014), “Don’t Just Drill, Baby -- Drill Carefully,” *Foreign Affairs*, June .
- Management Information Service (2011), “60 Years of Energy Incentives: Analysis of Federal Expenditures for Energy Development.”

- Melick, William R. (2014), “The Energy Boom and Manufacturing in the United States,” FRB International Finance Discussion Paper.
- Mershon, Sherie and Tim Palucka (2013), A Century of Innovation: From the U.S. Bureau of Mines to the National Energy Technology Laboratory, U.S. Department of Energy.
- Morse, Edward L. (2014), “Welcome to the Revolution: Why Shale is the Next Shale,” Foreign Affairs, vol. May/June 2014, June .
- (2012), “Energy 2020: North America, the New Middle East?,” document presented in Citi GPS: Global Perspectives and Solutions.
- National Research Council (U.S.) and Committee on Benefits of DOE R & D on Energy Efficiency and Fossil Energy (2001), Energy Research at DOE, Was it worth it? Energy Efficiency and Fossil Energy Research 1978 to 2000, Washington, D.C., National Academy Press.
- Perry, George L. (2014), “The Two Sides of Cheaper Gas,” The Brookings Institution, [online] <<http://www.brookings.edu/research/opinions/2014/10/17-two-sides-of-cheaper-gas-perry>> [date of reference: 31 August 2015].
- Sirkin, Harold L., Michael Zinser and Douglas Hohner (2011), “Made in America, Again: Why Manufacturing Will Return to the U.S.”
- Trembath, Alex et al. (2012), “Where the Shale Gas Revolution Came From,” Government’s Role in the Hydraulic Fracturing of Shale. The Breakthrough Institute. Oakland.
- U.S. Department of Energy - Office of Fossil Energy and National Energy Technology Laboratory (2009), “Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer.”
- U.S. Energy Information Administration (2014), “Annual Energy Outlook 2014 with projections to 2040.”
- Verleger Jr, Philip K. (2012), “The Amazing Tale of US,” International Economy.
- Yergin, Daniel (2011), The Prize: The Epic Quest for Oil, Money & Power, Free Press, April.



Serie Estudios y Perspectivas – Washington, D.C.

Números publicados

Un listado completo así como los archivos pdf están disponibles en

www.cepal.org/publicaciones

15. Energías y políticas públicas en Estados Unidos: una relación virtuosa para el desarrollo de fuentes no convencionales, Inés Bustillo, Raquel Artecona, Isabel Makhoul, y Daniel E. Perrotti, LC/L.4093, LC/WAS/L.137, 2015.
14. Puerto Rico: economic headwinds and fiscal challenges, Inés Bustillo and Helvia Velloso, LC/L.4078, LC/WAS/L.136, 2015
13. Global financial rulemaking and small economies, Raquel Artecona and Inés Bustillo, LC/L.4048, LC/WAS/L.134, 2015
12. Organic food market in the United States: Market access opportunities for Latin American and Caribbean producers, Anne-Christine Scherer, LC/L.3696, LC/WAS/L.125, 2013.
11. Estimating the effects of U.S. food safety and agricultural health standards on agro-food exports from Latin America and the Caribbean, Raquel Artecona and Robert Grundke, LC/L.3255-P, LC/WAS/L.112, Sales number: E.10.II.G.60, 2010.
10. Cambio y Oportunidad: la responsabilidad social corporativa como fuente de competitividad en pequeñas y medianas empresas en América Latina y el Caribe, María Emilia Correa, Bernhardus Van Hoof y Georgina Núñez, Coordinadora, LC/L.3197-P, LC/WAS/L.110, Sales number: S.10.II.G.9 (US\$ 10), 2010.
9. Antidumping and the global financial crisis: The impact on Latin America and the Caribbean, Robert Feinberg, LC/L.3200-P, LC/WAS/L.108, Sales number: E.10.II.G.13 (US\$ 10), 2010.
8. Aspectos determinantes del estado de situación de la facilitación del transporte en América Latina: El caso de Perú y Colombia, Marelia Martínez Rivas, LC/L.3148-P, LC/WAS/L.106, Sales number: S.09.II.G.121 (US\$ 10), 2009.
7. The migration of healthcare workers in the western hemisphere: issues and impacts, Patricia Weiss Fagen, Ph.D., LC/L.3319-P, LC/WAS/L.105, Sales number: E.09.II.G.98, (US\$10), 2009.
6. Latin America: the missing financial crisis, Arturo C. Porzecanski, LC/L.3059-P, LC/WAS/L.104, Sales number: E.09.II.G.57, (US\$10), 2009.
5. Observatorio del control aduanero a las importaciones de Estados Unidos: estándares técnicos, Raquel Artecona y Fernando Flores, LC/L.3058-P, LC/WAS/L.103, Sales number: S.09.II.G.56, (US\$ 10), 2009.
4. The global financial crisis: what happened and what's next, Inés Bustillo and Helvia Velloso, LC/L.3009-P, LC/WAS/L.101, Sales number: E.09.II.G.15 (US\$ 10), 2009.
3. Promoting corporate social responsibility in small and medium enterprises in the Caribbean: survey results, Georgina Núñez (coord.), LC/L.2930-P, LC/WAS/L.98, Sales number: E.08.II.G.62 (US\$ 10), 2008.
2. La exportación de alimentos a Estados Unidos: principales desafíos para América Latina y el Caribe y guía de acceso a la información, Raquel Artecona and Carlos Seneri Berro, LC/C.2865-P; LC/WAS/L.96, Sales number: E.08.II.G.10 (US\$ 10), 2008.
1. Status of agrifood regulatory coordination under the North American Free Trade Agreement, Ronald D. Knutsen and Rene F. Ochoa, LC/L.2797-P, LC/WAS/L. 91, Sales number: E.07.II.G.131 (US\$ 10), 2007.

ESTUDIOS Y PERSPECTIVAS

Series

C E P A L

COMISIÓN ECONÓMICA PARA AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE
ECONOMIC COMMISSION FOR LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN
www.cepal.org