



PERFORA, CHICO, PERFORA

*¿PUEDEN LOS COMBUSTIBLES NO CONVENCIONALES
INTRODUCIRNOS EN UNA NUEVA ERA DE ABUNDANCIA ENERGÉTICA?*

POR J. DAVID HUGHES

Visite shalebubble.org para ver mapas interactivos de los campos de lutitas, informes relacionados con ellos y otros materiales.

SOBRE EL AUTOR

J. David Hughes es un geocientífico que ha estudiado los recursos energéticos de Canadá durante casi cuatro décadas, incluyendo 32 años como científico y gestor de investigación en el Servicio Geológico de Canadá. Desarrolló el Inventario Nacional de Carbón de Canadá para averiguar las disponibilidades y las restricciones ambientales asociadas con los recursos carboníferos canadienses. Como investigador responsable del Grupo de Gas No Convencional de la Comisión del Potencial Gasífero Canadiense, coordinó un informe recién publicado sobre el potencial del gas no convencional canadiense. Durante la última década ha investigado, publicado y disertado sobre temas de energía y sostenibilidad en Norteamérica y en otras partes del mundo. Es miembro del Post Carbon Institute y su trabajo ha sido divulgado en prensa, radio, televisión y otros medios de difusión. Actualmente es presidente de Global Sustainability Research Inc., una consultora dedicada a investigar temas energéticos y de sostenibilidad.

AGRADECIMIENTOS

Al autor le gustaría agradecer a los siguientes revisores por su dedicación y esfuerzo: Jeffrey Brown, David Fridley, Jeremy Gilbert, Richard Heinberg, Daniel Lerch, Andrew Miall, Asher Miller, Deborah Rogers y Randy Udall. Fotógrafos: portada, Garth Lenz; página 2, Songquan Deng / Shutterstock; páginas 47 y 153, Mark Schmerling; página 162, Wesley Pohl / iStockphoto.

El Post Carbon Institute agradece al Profesor Manuel Peinado Lorca, de Universidad de Alcalá, España, la traducción al español de esta edición.

Título original: *Drill, Baby, Drill: Can Unconventional Fuels Usher in a New Era of Energy Abundance?*

Perfora, Chico, Perfora: ¿Pueden los combustibles no convencionales introducirnos en una nueva era de abundancia energética?

Por J. David Hughes. Traducción de Manuel Peinado Lorca.
Copyright © 2013 Post Carbon Institute. Todos los derechos reservados.
Post Carbon Institute, Santa Rosa, California, EEUU

La edición española fue producida con el apoyo de la Universidad de Alcalá, España.



PREFACIO A LA EDICIÓN ESPAÑOLA

La versión original en lengua inglesa del informe *Drill, Baby, Drill: Can Unconventional Fuels Usher in a New Era of Energy Abundance?* fue publicada por el Post Carbon Institute en febrero de 2013. Aunque el informe se centra principalmente en cuestiones relacionadas con la producción del petróleo y el gas de lutitas en Estados Unidos, ha merecido un notable interés en otros países donde se está extendiendo la posibilidad de implantar la tecnología de la fracturación hidráulica o *fracking*. El meticuloso análisis de los pronósticos gubernamentales, de los anuncios de la industria y de los datos actuales de producción de petróleo y gas realizado por David Hughes es un modelo para comprobar empíricamente las proclamas (a menudo desorbitadas) que rodean al gas y al petróleo de lutitas allí donde se pronuncien.

La traducción de este informe fue un desafío importante sobre todo teniendo en cuenta la necesidad de convertir las unidades de medida americanas (las “unidades imperiales”, la “escala corta”, y los puntos como marcas de los decimales) a las unidades convencionales usadas en Europa (sistema métrico, “escala larga” y la coma como signo de puntuación para los decimales). Hemos hecho un gran esfuerzo para asegurarnos de que todas esas conversiones hayan sido precisas, pero presento mis disculpas anticipadas si alguna ha pasado desapercibida.

Esta edición en lengua española ha sido posible gracias sobre todo al trabajo del Prof. Dr. Manuel Peinado Lorca, de la Universidad de Alcalá, España, quien ha dedicado muchas horas a traducir este documento complejo y extremadamente técnico. Le estamos muy agradecidos por su trabajo. Agradecemos también la revisión de la traducción realizada por un grupo de personas que han empleado en hacerlo muchas horas de trabajo: Carlos de Castro (Universidad de Valladolid, España); Jorge Cubillos (ingeniero, Chile); Luca Ferrari (Universidad Nacional Autónoma de México); Sergio González-Egido (Cátedra de Medio Ambiente, Universidad de Alcalá, España); Joaquim Ballabrera, Emilio García-Ladona, y Jordi Solé (Institut de Ciències del Mar, CSIC, España; Oil Crash Observatory); Juan Luis Chulilla (Euro-Mediterranean University Institute; onlineandoffline.net); y muy especialmente a Pedro Prieto (Asociación para el Estudio de los Recursos Energéticos, España).

Daniel Lerch
Director de Publicaciones, Post Carbon Institute

Diciembre de 2013

RESUMEN EJECUTIVO

El consumo energético del mundo se ha más que duplicado desde la crisis energética de los 70. Más del 80% de la energía la suministran los combustibles fósiles. En los próximos veinticuatro años las previsiones dicen que el consumo aumentará un 44% (el de los Estados Unidos lo hará un 7%) y los combustibles fósiles seguirán cubriendo alrededor de un 80% de la demanda total.

¿De dónde saldrán tantos combustibles fósiles? Recientemente ha surgido un gran entusiasmo por el renacimiento de la producción del petróleo y del gas natural, particularmente en Estados Unidos. Comenzando con las llamadas al “¡Perfora, chico, perfora!” de la elecciones presidenciales de 2008, los líderes políticos e industriales anuncian “cien años de gas” y pronostican que los Estados Unidos recuperarán su corona como el país mayor productor de petróleo. Gran parte de ese optimismo se basa en la aplicación de tecnologías como la fractura hidráulica y la perforación horizontal de depósitos de lutitas hasta ahora inaccesibles y a la explotación de yacimientos no convencionales tales como las arenas asfálticas y el petróleo de bituminosas. Globalmente, hay una gran esperanza puesta en regiones poco explotadas como Irak.

No obstante, los desafíos y los costes de producción de los combustibles fósiles en el siglo XXI sugieren que unos incrementos de suministros como los que se pronostican no serán fácilmente alcanzables si alguna vez lo son.

CONTEXTO: HISTORIA Y PRONÓSTICOS

A pesar de la retórica, los Estados Unidos distan mucho de transformarse en energéticamente independientes a menos que el consumo energético se reduzca drásticamente. La tan alabada reducción de las importaciones de petróleo en los últimos años ha sido más bien una consecuencia de la reducción del consumo básicamente relacionada con la Gran Recesión que a un descenso sostenido dentro de una larga historia de incrementos del consumo. La producción doméstica de Estados Unidos representa sólo el 34% del consumo de líquidos derivados del petróleo; las importaciones representan el 42% y el resto se completa con líquidos del gas natural, biocombustibles y ganancias de refinería. De hecho, la EIA cree que la producción de crudo doméstico estadounidense –incluyendo el petróleo de lutitas- alcanzará los 7,5 millones de barriles diarios (Mbd) en 2019, lo que está muy por debajo del récord de producción estadounidense de 9,6 Mbd en 1970, y que en 2040 la producción de crudo cubrirá un 32% del consumo, es decir, dos puntos menos que ahora. A pesar de eso, los medios insisten en el mensaje: “vienen tiempos de bonanza energética”.

PARÁMETROS: TAMAÑO, TASA DE SUMINISTRO Y ENERGÍA NETA

El parámetro que se cita más frecuentemente para sugerir una nueva edad de combustibles fósiles es la estimación de los recursos no convencionales in situ y la porción de los mismos que puede ser recuperada. A continuación, esas estimaciones se dividen por los valores actuales de consumo medio para pronosticar décadas o siglos de consumos futuros. Pero de hecho existen otros dos parámetros que son de importancia crítica para determinar la viabilidad de un recurso energético:

- **La tasa de suministro de energía**, es decir, la tasa según la cual el recurso puede producirse. Por grande que sea un recurso no rendirá servicios a la sociedad si no puede producirse sostenidamente y en grandes cantidades, unos factores que dependen de las características geológicas, geoquímicas y geográficas, lo que finalmente se traducirá en costes económicos. Por ejemplo, aunque recursos tales como el petróleo de bituminosas, los hidratos de gas y la gasificación in situ del carbón sean recursos con un gran potencial, la realidad demuestra que han sido explotados en cantidades insignificantes y después de haber gastado grandes sumas en

RESUMEN EJECUTIVO

proyectos pilotos. Las arenas asfálticas tienen también un potencial inmenso como recursos, pero más de cuatro décadas de grandes inversiones de capital y de daños ambientales colaterales solamente han logrado que su aportación al consumo mundial haya sido de un 2%.

- **El rendimiento energético neto** del recurso, que es la diferencia entre la energía que se necesita para producir el recurso y la energía que contiene el producto. Es lo que se conoce con el nombre de Tasa de Retorno Energético TRE (EROEI, por sus siglas en inglés) que es generalmente más pequeña en los recursos no convencionales que en los convencionales. Las TREs bajas significan costes de producción más altos, menos tasas de producción y por lo general también mayores daños colaterales a la salud y al medioambiente durante la extracción.

Así que, en realidad, a lo que la humanidad se enfrenta no es a un *problema de recursos*, sino a la *tasa de suministro* de los mismos junto a los problemas colaterales de impacto ambiental relacionados con la obtención de tales suministros.

DATOS: PRODUCCIÓN, TENDENCIAS Y RESTRICCIONES

Este informe contiene una evaluación en profundidad de varios recursos no convencionales incluidos en la actual retórica de la “independencia energética”, particularmente al gas de lutitas, al petróleo de lutitas y a las arenas asfálticas. En particular, los datos relativos a las lutitas están obtenidos de la base de datos DI Desktop/HPDI que es la que normalmente usan el gobierno y la industria.

Gas de lutitas

La producción de este gas ha crecido espectacularmente hasta constituir el 40% de la producción estadounidense de gas natural. No obstante, la producción entró en meseta desde diciembre de 2011; el 80% de la producción proviene de cinco campos, varios de los cuales están en declive. La elevada tasa de declive de los pozos de gas de lutitas requiere continuas inyecciones de capital –estimadas en 42.000 millones de dólares al año para perforar siete mil pozos- solo para mantener la producción. En comparación, el valor del gas de lutitas producido en 2012 fue de 32.500 millones de dólares.

Los mejores campos como el de Haynesville (que está ya en declive) son relativamente raros y el número de pozos y de capital requerido para mantener la producción irá aumentando a medida que los mejores yacimientos vayan vaciándose. Los daños colaterales van haciéndose cada vez más patentes lo que ha provocado movilizaciones y denuncias ciudadanas al alza y moratorias de producción en Nueva York y Maryland. Como los incrementos en la producción de gas de lutitas han ido acompañadas del declive en la producción de gas natural convencional, el resultado final es que el crecimiento en la producción ha sido modesto. Además, la viabilidad económica de muchos de los campos de gas de lutitas es más que cuestionable con los actuales precios.

Petróleo de lutitas

La producción de petróleo de lutitas ha crecido de forma impresionante hasta constituir el 20% de la producción de petróleo estadounidense. Esto ha ayudado a que la producción petrolífera de EEUU revierta la tendencia a disminuir que había mantenido en los últimos años para pasar a un incremento del 16% por encima del punto más bajo desde la crisis post-1970 que tuvo lugar en 2008. Más del 80% de la producción proviene de dos únicos campos: Bakken en Dakota del Norte y Eagle Ford en el sur de Texas. Los restantes

RESUMEN EJECUTIVO

diecinueve campos petrolíferos de esquisto representan menos del 20% de la producción total, lo que es una muestra de que los campos verdaderamente productivos escasean.

Los campos de petróleo de lutitas se caracterizan por sus rápidos declives productivos; se estima que son necesarios alrededor de 6.000 pozos (a un coste anual de 35.000 millones de dólares) para mantener la producción, de los cuales 1.542 pozos por un valor de 14.000 millones se necesitan en Eagle Ford y Bakken. Como algunos pozos de lutitas producen cantidades considerables de gas y petróleo, para compensar la disminución de gas y de petróleo de lutitas se requiere abrir 8.600 pozos al año con una inversión de 48.000 millones de dólares. Se pronostica que la producción de petróleo de lutitas crecerá sustancialmente desde sus actuales niveles hasta alcanzar un pico en 2017 de 2,3 Mbd. A partir de ese momento, todas las perforaciones que hayan sido utilizadas en los dos mayores campos (Bakken y Eagle Ford) entrarán en declive, su producción caerá a los niveles de 2012 y solo producirán 0,7 Mbd en 2025. Por lo tanto, la producción de petróleo de lutitas en esos dos yacimientos será una burbuja que habrá durado unos diez años.

Arenas asfálticas

Las arenas asfálticas se importan principalmente desde Canadá (el proveedor número uno de los Estados Unidos), aunque recientemente se han aprobado unas explotaciones en Utah. Se trata de un petróleo que rinde una energía neta muy baja, que requiere grandes inyecciones de capital (hay estimaciones que sitúan el coste de producción en 100 dólares por barril en algunas explotaciones) y que provoca grandes impactos ambientales. Además, hacer crecer la producción cuesta mucho tiempo y mucho capital, lo cual limita el crecimiento potencial de las tasas de producción.

Los pronósticos sobre el crecimiento de la producción suelen ser muy agresivos, pero es poco probable que se cumplan debido a las restricciones logísticas del desarrollo de infraestructura que requieren estas explotaciones y al hecho de que las partes más rentables de estos recursos ya están siendo explotadas. La rentabilidad económica de las futuras explotaciones es más que cuestionable y la energía neta irá decayendo progresivamente hasta ser negativa mucho antes de que el petróleo sea completamente extraído.

Otros recursos

Otras fuentes no convencionales de combustibles fósiles, tales como el petróleo de bituminosas (*oil shale*, no confundir con *shale oil*), el metano de carbón, los hidratos de carbono, el petróleo y el gas del Ártico, como también tecnologías tales como la licuefacción de gases y carbón y la gasificación in situ del carbón se han proclamado también como las grandes esperanzas energéticas del futuro. Pero todas ellas son recursos menores en términos de su tasa de suministro, aunque puedan ser mayores en términos de recursos potenciales in situ.

La producción de petróleo y gas desde yacimientos de aguas profundas representa un notable (aunque todavía pequeño) papel en el consumo energético estadounidense, pero las perspectivas de crecimiento para ambos recursos son mínimas, y abrir a la explotación áreas costeras que están actualmente sujetas a moratorias solamente serviría para acceder a unos recursos adicionales mínimos. La producción de biocombustibles (aunque no sean combustibles fósiles) se cree que permanecerá estable por los menos durante dos décadas (mientras necesiten consumir importantes cantidades de combustibles fósiles para producirlos) y jugarán un papel menor en términos de consumo.

CONCLUSIÓN

Los Estados Unidos son una provincia madura en lo que se refiere a la exploración y explotación de petróleo y gas. Las nuevas tecnologías de perforación horizontal con multifractura hidráulica han permitido acceder a yacimientos hasta ahora inaccesibles de petróleo y gas que han revertido por el momento el declive mantenido y constante de la producción de petróleo y gas estadounidense durante las últimas décadas. Este incremento en la producción es importante y ha dado un cierto respiro al desplome. No obstante, las proyecciones hechas por los operadores y por algunas agencias gubernamentales a partir de los resultados obtenidos por esas tecnologías según los cuales se abre una nueva era interminable de “independencia energética” mediante la cual los Estados Unidos dejarán de importar combustibles fósiles y se convertirán en exportadores de energía, carecen absolutamente de fundamento. Al fin y al cabo, los combustibles fósiles son finitos y esos pronósticos exuberantes son inalcanzables.

En Estados Unidos se necesita debatir acerca del verdadero potencial, las limitaciones y los costes tanto financieros como medioambientales y sanitarios de las varias panaceas energéticas de las que hablan la industria y algunas agencias gubernamentales. Estados Unidos no alcanzará su independencia energética fracturando y perforando. El gas y el petróleo de lutitas, el petróleo de arenas asfálticas y otros recursos no convencionales son un respiro temporal que no soluciona el problema real: los combustibles fósiles son finitos y su explotación es cada vez más costosa y más dañina medioambientalmente. Los combustibles fósiles son el fundamento de nuestra moderna economía global, pero continuar descansando sobre ellos irá incrementando los riesgos económicos, medioambientales y geopolíticos para la sociedad. Lo que conviene hacer es reflexionar en cómo modificar nuestra trayectoria energética.

Desgraciadamente, el retórico “perfora, chico, perfora” de las recientes elecciones desmiente cualquier entendimiento del problema real al que se enfrenta la sociedad. Los riesgos de ignorar los desafíos energéticos que se avecinan son inmensos. Las naciones desarrolladas como Estados Unidos consumen (en términos per cápita) cuatro veces más que China y diecisiete veces más que India. La mayoría del crecimiento energético que se nos viene encima procederá del mundo no desarrollado o emergente. Las restricciones en el suministro energético van a tensionar las relaciones internacionales y a llevarlas por caminos impredecibles que amenazarán la estabilidad económica y social de Estados Unidos. Cuanto antes los líderes políticos reconozcan el problema, más pronto se plantearán las soluciones para empezar a resolver nuestro problema energético a medio plazo.

CONTENIDOS

Prefacio a la Edición Española	ii
Resumen Ejecutivo	iii
Introducción	1
El Contexto Energético Producción y Consumo.....	2
Historia.....	4
Mundo.....	4
Estados Unidos	12
Pronósticos	24
Mundo.....	24
Estados Unidos	31
Entendiendo las Reservas y los Suministros.....	42
La Energía Neta y la Energía Obtenida en Relación con la Energía Invertida	45
Tasa de Suministros y Escalabilidad.....	46
Los Combustibles No Convencionales y Su Potencial	47
La “Revolución” de las Lutitas	48
Gas de Lutitas	50
Petróleo de lutitas.....	78
Otros Petróleos No Convencionales.....	108
Arenas asfálticas.....	109
Pizarras Bituminosas.....	121
Petróleo del Ártico y de Aguas Profundas.....	126
Petróleo Extrapesado	130
Biocombustibles	134
Conversión de Carbón y Gas a Líquidos.....	139
Recuperación Mejorada del Petróleo	141
Otros Gases No Convencionales.....	142
Metano del Carbón	143
Gas del Ártico y de Aguas Profundas.....	146
Hidratos de Gas	149
Gasificación In Situ del Carbón.....	151
Biogás.....	152
Consideraciones No Geológicas	153
Económicas	154
Geopolíticas	157
Protección Medioambiental	159
Conclusión.....	162
Abreviaturas	165
Glosario	166

Figuras

Figura 1. Población mundial, consumo energético per cápita y consumo energético total entre 1850-2011 expresados en porcentajes con respecto a 2011.	4
Figura 2. Consumo mundial de energía primaria por regiones y tipos de combustibles, 1965-2011.....	5
Figura 3. Consumo energético per cápita por países y regiones en 2011.	6
Figura 4. Producción y consumos mundiales de petróleo por región petrolífera, 1965-2011.	7
Figura 5. Consumo per cápita de petróleo por regiones en 2010.	8
Figura 6. Superávit y déficit de la producción china de petróleo, 1980-2011.....	9
Figura 7. Exportaciones e importaciones totales y netas por regiones en 2011.	10
Figura 8. Consumos y producción de gas natural entre 1965 y 2011.....	11
Figura 9. Producción y consumo de energía por combustible en Estados Unidos entre 1981 y 2011.	12
Figura 10. Consumo de líquidos del petróleo por origen en Estados Unidos entre 1975 y 2012.....	13
Figura 11. Importaciones, exportaciones e importaciones netas de líquidos del petróleo en Estados Unidos entre 1975 y 2012.	14
Figura 12. Consumo estadounidense de líquidos derivados del petróleo por sectores entre 1975 y 2012.	15
Figura 13. Producción petrolífera estadounidense por regiones entre 1985 y 2012.	16
Figura 14. Pozos operativos y productividad por pozo entre 1970 y 2010 en Estados Unidos.	17
Figura 15. Tasa de perforación anual de pozos y producción media de petróleo en Estados Unidos entre 1990 y 2012.....	18
Figura 16. Suministros estadounidenses de gas natural por orígenes entre 1998 y 2012.....	19
Figura 17. Consumo estadounidense de gas natural por sectores entre 1998 y 2012.	20
Figura 18. Producción estadounidense de gas natural comercializado desglosada por regiones entre 1998 y 2012.	21
Figura 19. Pozos en funcionamiento frente a productividad por pozo entre 1990 y 2010.	22
Figura 20. Producción estadounidense de gas frente a la tasa de perforación de pozos gasíferos finalmente productivos entre 1990 y 2012.	23
Figura 21. Pronóstico del consumo energético mundial por niveles de desarrollo y por tipo de recurso entre 2010 y 2035.	24
Figura 22. Pronóstico de la producción de petróleo entre 2011 y 2035 (IEA New Policies Scenario, 2012).	25
Figura 23. Pronóstico de la producción mundial de petróleo, 2010-2035 (Caso de Referencia de la EIA, 2011).	26
Figura 24. Pronóstico de la producción mundial de petróleo y de la producción de petróleo no convencional, 2010-2035 (Caso de Referencia de la EIA, 2011).	27
Figura 25. Pronósticos de la EIA para la producción mundial de petróleo 2000-2011 comparados con la producción real 1995-2011.	28
Figura 26. Pronóstico sobre la producción mundial de gas natural en tres escenarios (EIA, 2011).	30
Figura 27. Pronóstico sobre el consumo energético estadounidense entre 2010 y 2040 desglosado por fuentes (Escenario de referencia de la EIA, 2013).	31
Figura 28. Pronóstico del suministro de líquidos de petróleo por fuente entre 2010-2040. (Escenario de referencia de la EIA, 2013).	32
Figura 29. Producción estadounidense de crudo por fuentes para el período 2010-2040 (Escenario de referencia de EIA, 2013).	33
Figura 30. Producción total de petróleo y de petróleo de lutitas entre 2010 y 2040 pronosticado por la EIA en 2012 comparado con el previsto por la EIA en 2013.....	34
Figura 31. Producción y precios del petróleo en Estados Unidos en el período 1995-2012, <i>versus</i> pronósticos de la EIA (2013) hasta 2040.	35
Figura 32. Suministros de gas natural de Estados Unidos desglosados por fuentes entre 2010-2040 (Escenario de referencia de la EIA, 2013).	37

CONTENIDOS

Figura 33. Producción estadounidense total de gas y gas de lutitas según los pronósticos de 2012 de la EIA en cinco casos, comparados con el pronóstico de 2013 de la EIA, para el período 2010-2040.	38
Figura 34. Producción y precios del gas en Estados Unidos entre 1995 y 2012, vs pronósticos de la EIA (2013) hasta 2040.	39
Figura 35. Pronóstico de la producción de petróleo y gas natural frente al número de perforaciones requeridas entre 2010 y 2040 (Caso de referencia de la EIA, 2013).	41
Figura 36. Tres estimaciones de los costes de producción y de los volúmenes disponibles de petróleo líquido convencional y no convencional.	43
Figura 37. La pirámide de los recursos de gas y petróleo frente a la calidad de los mismos.	44
Figura 38. La energía disponible para hacer un trabajo en proporción con la energía total invertida.	45
Figura 39. Campos de lutitas en los 48 estados contiguos.	48
Figura 40. Producción de gas de lutitas por campo, desde 2000 a mayo de 2012.	51
Figura 41. Producción de gas de lutitas por campo, mayo 2012.	52
Figura 42. Producción de gas de lutitas y número de pozos productivos en campo Haynesville entre 2008 y mayo de 2012.	53
Figura 43. Curva de declive típica para los pozos del campo de gas de lutitas Haynesville.	54
Figura 44. Distribución de la calidad de los pozos en el campo Haynesville definida por la tasa de producción mensual más alta de toda la vida del pozo.	55
Figura 45. Declive general del campo Haynesville basado en la producción de los pozos perforados antes de 2011.	56
Figura 46. Distribución de los pozos en el campo Haynesville.	57
Figura 47. Producción de gas de lutitas y número de pozos productivos en el campo Barnett entre 2000 y mayo de 2012.	58
Figura 48. Curva típica de declive de los pozos de gas de lutitas del campo Barnett.	59
Figura 49. Distribución de la calidad de los pozos en el campo Haynesville definida por la tasa de producción mensual más alta de toda la vida de los pozos.	60
Figura 50. Declive general del campo Haynesville basado en la producción de los pozos perforados antes de 2011.	61
Figura 51. Distribución de los pozos en el campo Barnett.	62
Figura 52. Distribución de los pozos en el área de mayor concentración del campo Barnett.	63
Figura 53. Producción de gas de lutitas y número de pozos productivos en el campo Marcellus desde 2006 hasta diciembre de 2011.	64
Figura 54. Curva tipo de declive para los pozos de gas de lutitas del campo Marcellus.	65
Figura 55. Distribución de la calidad de pozos en el campo Marcellus definida de acuerdo con la tasa de producción mensual más alta de toda la vida útil de los pozos.	66
Figura 56. Declive general del campo Marcellus basado en la producción de los pozos perforados antes de 2011.	67
Figura 57. Distribución de los pozos en el campo Marcellus.	68
Figura 58. Distribución de los pozos en las zonas de mayor concentración del campo Marcellus.	69
Figura 59. Producción de gas de lutitas por campo entre mayo de 2011 y mayo de 2012.	70
Figura 60. Producción de petróleo de lutitas por campos desde 2000 a mayo de 2012.	79
Figura 61. Producción de petróleo de lutitas por campos a mayo de 2012.	80
Figura 62. Producción de petróleo de lutitas y número de pozos productivos en campo Bakken desde 2000 a mayo de 2012.	81
Figura 63. Curva tipo de declive para los pozos de lutitas de Bakken.	82
Figura 64. Distribución de la calidad de pozos en el campo Bakken definida de acuerdo con la tasa de producción mensual más alta en toda la vida útil de los pozos.	83
Figura 65. Declive general del campo Bakken basado en la producción de los pozos anteriores a 2011.	84
Figura 66. Perfil productivo futuro del campo Bakken, asumiendo la tasa actual de incorporación de nuevos pozos.	85
Figura 67. Perfiles productivos futuros para el campo Bakken asumiendo la tasa actual de adición de nuevos pozos comparado con un escenario de 2.000 nuevos pozos al año.	86
Figura 68. Distribución de pozos en el campo Bakken.	87

CONTENIDOS

Figura 69. Distribución de pozos en la zona del campo Bakken con mayor concentración.	88
Figura 70. Distribución de los pozos horizontales en la “mancha dulce” Parshall del campo Bakken.	89
Figura 71. Producción de líquidos del petróleo y número de pozos productivos en Eagle Ford desde 2009 hasta junio de 2012.	90
Figura 72. Curva tipo de declive para la producción de líquidos en Eagle Ford.	91
Figura 73. Distribución de la calidad de los pozos en el campo Eagle Ford, definida de acuerdo con la tasa mensual más alta en toda la vida del pozo.	92
Figura 74. Declive general del campo Eagle Ford basado en la producción de los pozos perforados antes de 2011.	93
Figura 75. Perfil de la producción futura para el campo Eagle Ford asumiendo la tasa actual de nuevas adiciones de pozos.	95
Figura 76. Perfiles productivos futuros para el campo Bakken asumiendo la tasa actual de nuevos pozos comparada con un escenario de 2.500 nuevos pozos al año.	96
Figura 77. Distribución de pozos en el campo Eagle Ford.	97
Figura 78. Distribución de pozos en la zona del campo Eagle Ford con mayor concentración.	98
Figura 79. Producción de petróleo de lutitas por campo desde mayo de 2011 hasta mayo de 2012.	100
Figura 80. Proyección de la producción de petróleo de lutitas por campo hasta 2025.	104
Figura 81. Producción y consumo canadiense, histórico y pronosticado, entre 2000 y 2035 (NEB, 2011).	110
Figura 82. Distribución de los yacimientos de arenas asfálticas en Alberta.	111
Figura 83. Distribución del grosor de la capa de bitumen (<i>bitumen pay thickness</i>) en el yacimiento Wabiskaw-McMurray.	112
Figura 84. Pronósticos sobre la producción y los suministros canadienses, 2010-2030 (CAPP, 2012).	114
Figura 85. Pronósticos de la producción de arenas asfálticas canadienses entre 2010 y 2030 realizados por la NEB (2011) y la CAPP (2012).	115
Figura 86. Tasas de adición durante cinco años en la producción de bitumen que implican los pronósticos de la NEB hasta 2035.	116
Figura 87. Pronósticos hasta 2021 de la producción de bitumen en Alberta según ERCB (2005-2012) y NEB (2011) comparados con la proyección a las tasas actuales del período 2000-2011.	117
Figura 88. Incremento de la huella superficial provocada por el desarrollo de las arenas asfálticas entre 1984 (0,17 Mbd) y 2011 (1,6 Mbd).	120
Figura 89. Producción de pizarras bituminosas en Estonia, Rusia (Leningrado y Kashpir), Escocia, Brasil, China (Fushun y Maoming) y Alemania, 1880-2000.	121
Figura 90. Localización de los depósitos de pizarras bituminosas en la cuencas Uinta, Piceance y Greater Green River de Wyoming, Utah y Colorado.	122
Figura 91. Localización de las áreas con petróleo y gas evaluadas existentes en las plataformas exteriores continentales estadounidenses.	126
Figura 92. Reservas remanentes y recursos técnicamente recuperables no descubiertos de petróleo en las plataformas continentales externas de los Estados Unidos.	127
Figura 93. Costes estimados para recuperar los recursos técnicamente recuperables no descubiertos de petróleo en las plataformas continentales externas de Estados Unidos (BOEM, 2012).	128
Figura 94. Localización del cinturón de petróleo extrapesado del Orinoco en Venezuela.	130
Figura 95. Distribución de la producción petrolífera de Venezuela, 1965-2011.	131
Figura 96. Producción de petróleo venezolano y reservas declaradas, 1980-2011.	132
Figura 97. Producción estadounidense de etanol y biodiésel, 1985-2012, comparada con la cantidad equivalente de gasolina y de combustible #2 diésel necesarias para suministrar el mismo rendimiento energético.	135
Figura 98. Pronóstico de la producción estadounidense de biocombustibles, 2011-2040 (Caso de referencia de la EIA, 2012).	136
Figura 99. Distribución de los cultivos estadounidenses de maíz para etanol y para otros usos, 1980-2012.	137

CONTENIDOS

Figura 100. Proyecciones de la producción mundial y estadounidense de carbón- y gas-a-líquidos según el pronóstico de la EIA, 2011 (a la izquierda), comparado con el pronóstico para Estados Unidos de la EIA, 2013 (derecha), en el período 2010-2035..	140
Figura 101. Pronósticos de la producción de la recuperación mejorada del petróleo, 2010-2040 (Casos de referencia 2012 y 2013 de la EIA).	141
Figura 102. Distribución de los campos con producción de metano de carbón y de las cuencas carboníferas estadounidenses.....	143
Figura 103. Producción estadounidense de metano de carbón por estados entre 1989 y 2010.....	144
Figura 104. Reservas estadounidenses de carbón de metano por estado (2006-2010) comparadas con el pronóstico de la producción hasta 2040 de la EIA (2013).....	145
Figura 105. Reservas remanentes y recursos técnicamente recuperables no descubiertos en las plataformas continentales externas de Estados Unidos (BOEM, 2012).....	146
Figura 106. Costes estimados de la recuperación de los recursos técnicamente recuperables no descubiertos de gas en la plataforma continental externa de los Estados Unidos (BOEM, 2012).	147
Figura 107. Pirámide de los recursos de hidratos de gas que muestra los volúmenes relativos en diferentes tipos de rocas.	149
Figura 108. M Mediana de las estimaciones de los recursos mundiales in situ de hidratos de gas distribuidos por regiones (Bpc).	150
Figura 109. Consumo acumulado de petróleo, gas y carbón desde 1850.....	154
Figura 110. Índice de precios para la energía, los metales, alimentos y productos no alimenticios, 1993-2012.	155
Figura 111. Intensidad energética mundial y estadounidense comparada con el consumo energético, 1965-2011.....	156
Figura 112. Importaciones y exportaciones netas de petróleo por regiones, 2011.	158
Figura 113. Población mundial y consumos energéticos per cápita y total desglosados por combustible y en porcentajes con respecto al consumo de 2011, entre 1850 y 2035..	163

Tablas

Tabla 1. Estadísticas de producción, calidad de los pozos y tasa de declive de los 30 pozos de gas de lutitas analizados en este informe.....	71
Tabla 2. Pronóstico de laproducción futura en los nueve campos de gas de lutitas más productivos de los Estados Unidos.	73
Tabla 3. Estimación de los costes anuales de perforación necesarios para mantener la producción de gas de lutitas en los 14 campos más productivos.....	74
Tabla 4. Pozos y recursos potenciales de gas de lutitas en Estados Unidos según las estimaciones de la EIA frente a las del USGS.	76
Tabla 5. Puntos claves de las estadísticas de producción, calidad de los pozos y tasas de declive para los 21 campos de petróleo de lutitas analizados en este informe.....	101
Tabla 6. Prognosis de la producción futura en los diez campos de petróleo de lutitas más productivos de Estados Unidos.	103
Tabla 7. Estimación de los costes anuales de perforación para mantener la producción de petróleo de lutitas en los 13 campos estadounidenses más productivos.	105
Tabla 8. Recursos y número de pozos potenciales de petróleo de lutitas según las estimaciones de la EIA frente a las del USGS.	107
Tabla 9. Reservas de arenas asfálticas en la provincia de Alberta y recursos estimados por métodos de explotación (ERCB, 2012).	113
Tabla 10. Costes de capital de las infraestructuras para la producción de bitumen y y la producción de petróleo sintético, costes suplementarios, compras de gas natural requeridas y Tasa de Retorno Energético (TRE).....	118
Tabla 11. Estimaciones del USGS de los recursos in situ de lutitas bituminosas y concentración media de petróleo en las cuencas Uinta, Piceance y Greater Green River.....	123
Tabla 12. Concentración de petróleo en galones por tonelada de los recursos de pizarras bituminosas en la cuenca Piceance.	123

INTRODUCCIÓN

Los combustibles fósiles han apuntalado el incremento exponencial del desarrollo humano durante los dos últimos siglos. El rendimiento energético se ha multiplicado por cincuenta desde 1850 mientras que la población lo ha hecho por cinco. Cada habitante actual del planeta consume casi nueve veces más energía de la que consumía otro de 1850 y más del 80% de esa energía procede de combustibles fósiles. Dado que los combustibles fósiles no son renovables y por lo tanto son finitos, se plantean dos cuestiones críticas: ¿Hasta qué punto se puede continuar con el actual modelo y cuáles son las consecuencias si no se puede?

Las apuestas son muy altas. El paradigma económico con el que operan los gobiernos exige un crecimiento continuo y el crecimiento en el PIB desde la Segunda Guerra Mundial ha ido acompañado del crecimiento en el consumo de petróleo y gas. Pero el crecimiento requiere energía relativamente asequible: Diez de las once recesiones experimentadas desde la Segunda Guerra Mundial están relacionadas con el incremento de precios del petróleo.¹

Los intereses creados sugieren que aun en el caso de que los consumos energéticos no pudieran ser mantenidos desde los recursos convencionales, los no convencionales como el gas y el petróleo de lutitas, de pizarras bituminosas o el petróleo de arenas asfálticas serán la salvación energética. Esta retórica sugiere que la “independencia energética” de Estados Unidos está a la vuelta de la esquina y que si se perforan los pozos que sean necesarios y se habilitan nuevas zonas para la exploración y el desarrollo, todo seguirá como hasta ahora.

¿Cuánto tienen de ciertas tales proclamas? La idea de que existen límites al crecimiento es ajena al pensamiento del mundo industrializado. Los políticos y sus votantes se empeñan en relanzar el crecimiento económico en medio de la pesadilla de la Gran Recesión. Este informe se empeña en subrayar la magnitud del problema de mantener y hacer crecer los actuales recursos energéticos y de cuáles son las realidades que rodean a las fuentes no convencionales de petróleo y gas. También examina las implicaciones de lo que parece ser un inevitable fracaso de la tecnología y la ingenuidad humana de continuar aumentando los suministros de energía en lugar de enfrentarse a las limitaciones de los recursos y a los daños medioambientales colaterales de intentar empeñarse en seguir creciendo. Finalmente, ofrece algunas reflexiones estratégicas para manejar algunos de esos asuntos.

Las decisiones públicas sobre la energía están frecuentemente contaminadas por la retórica, los intereses creados y las expectativas irreales. Esta sección quiere exponer las realidades de la situación energética actual en todo el mundo para que varios pronósticos y predicciones sean entendidos en su contexto.

¹ James Hamilton, “Historical Oil Shocks,” National Bureau of Economic Research, Working Paper No. 16790, Febrero 2011, <http://www.nber.org/papers/w16790.pdf>.

EL CONTEXTO ENERGÉTICO PRODUCCIÓN Y CONSUMO



PUNTOS CLAVES

- El consumo mundial de energía se ha triplicado en los últimos cuarenta y cinco años, y se ha multiplicado por cincuenta desde la llegada del petróleo hace siglo y medio. Más del 80% de la energía que se consume hoy procede de combustibles fósiles.
- El consumo de energía per cápita está enormemente desequilibrado. Los países desarrollados como Estados Unidos consumen cuatro veces más energía que la media mundial. Las aspiraciones de crecimiento en el consumo energético que desea el 80% de la población mundial que vive por debajo de la media per cápita mundial provocarán tensiones sin precedentes en el sistema energético mundial.
- El petróleo es un asunto de especial preocupación debido a las implicaciones geopolíticas de la concentración de los exportadores en Oriente Medio, Rusia y África Occidental, y de la dependencia de las importaciones de la mayoría del mundo desarrollado.
- Las previsiones indican que en los próximos 24 años el consumo mundial aumentará un 44% -en Estados Unidos será un 7%- y los combustibles fósiles seguirán siendo los proveedores del 80% de la demanda total. Suministrar combustible para ese incremento exigirá que en tan sólo 24 años se produzca el equivalente del 71% de todos los combustibles fósiles consumidos desde 1850.
- Dejando al margen el crecimiento reciente, toda la producción de petróleo y gas estadounidense ha estado desde hace tiempo sujeta a la ley de los recursos decrecientes. Desde el máximo de producción de petróleo en 1970, el número de pozos petrolíferos en Estados Unidos ha sido básicamente el mismo, mientras que la productividad por pozo decaía en un 42%. Desde 1990, el número de pozos de gas en Estados Unidos se ha incrementado en un 90% mientras que la productividad por pozo ha decrecido en un 38%.
- Los Estados Unidos están muy lejos de conseguir la “independencia energética” a menos que el consumo de energía decaiga muy sustancialmente. El último pronóstico gubernamental reconoce que hacia 2040 el país todavía tendrá que cubrir un 36% de la demanda doméstica de petróleo con importaciones incluso aunque se asuman crecimientos desorbitados de la producción de gas y de petróleo con la tecnología de la fractura hidráulica.
- Un análisis de las previsiones hechas hasta ahora por el Gobierno indica que siempre han sobreestimado la producción por encima incluso de las proyecciones más optimistas. Tal optimismo sin fundamento no ayuda a diseñar una estrategia energética para el futuro.
- Dadas las realidades geológicas, la madurez de las exploraciones y de las explotaciones estadounidenses de petróleo y gas y la estimación de precios, no es posible que se cumplan las expectativas gubernamentales de producción. Ninguna de las predicciones gubernamentales puede tomarse como un argumento serio para las proyecciones del futuro energético del país.
- Los recursos no convencionales futuros, que son de hecho muy grandes, deben ser evaluados no en términos de su potencial tamaño in situ, sino también en términos del ciclo total de costes (medioambiental y financiero) que supone su suministro, como también en su capacidad de rendir energía neta.

HISTORIA

Mundo

La Figura 1 ilustra los grandes parámetros del crecimiento del consumo total de energía durante los últimos 160 años junto con el correspondiente crecimiento en la población humana y el consumo per cápita de energía. Durante ese período, el consumo de combustibles fósiles creció hasta convertirse en la mayor fuente productora de energía. Mientras que en 1850 el 80% de la energía fue suministrada por biomasa renovable (madera y similares), en 2011 casi el 90% era suministrado por energías no renovables (petróleo, gas, carbón, uranio). El consumo total de energía es un producto de la población y del rendimiento energético por cabeza. Durante ese período, el consumo creció 50 veces mientras que la población creció 5,7 veces y el consumo por cabeza creció 8,8 veces. El 90% de los combustibles fósiles consumidos desde 1850 se ha quemado a partir de 1938 y un 50% a partir de 1986. El calentamiento global observado desde 1970 está fuertemente correlacionado con ese rápido incremento en el consumo de combustibles fósiles y sus emisiones asociadas de gases de efecto invernadero.

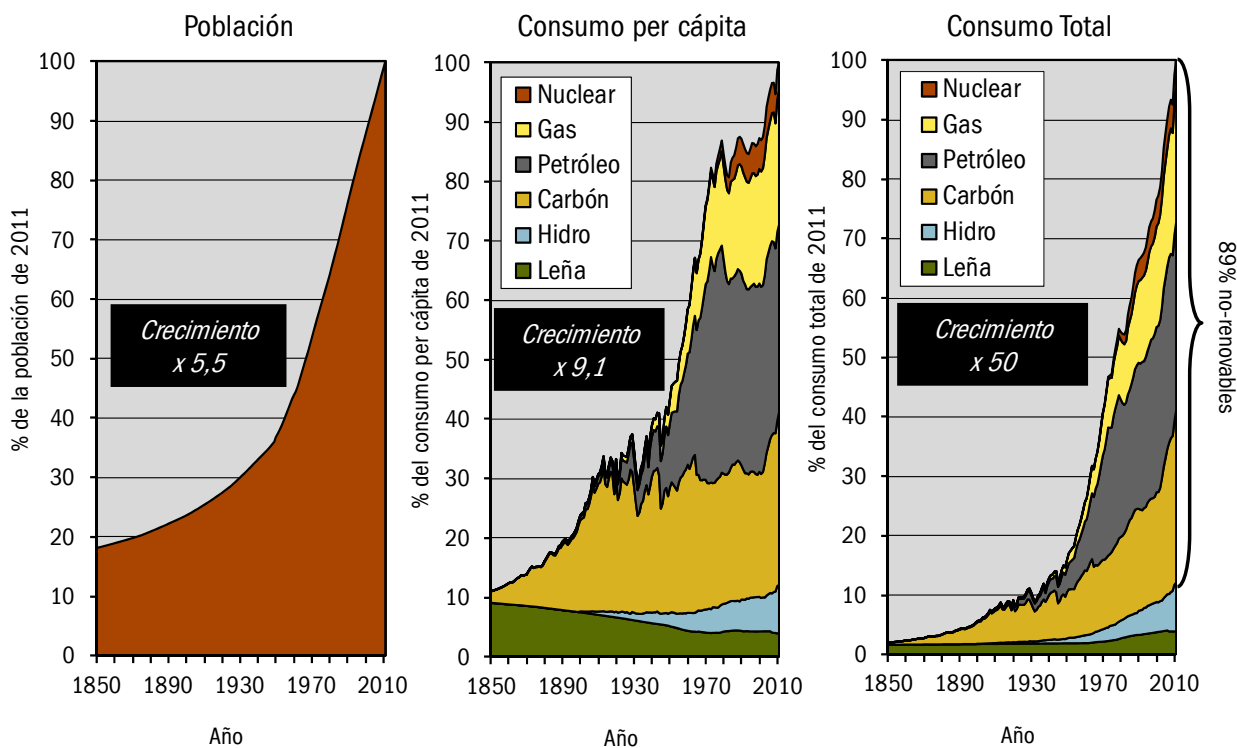


Figura 1. Población mundial, consumo energético per cápita y consumo energético total entre 1850-2011 expresados en porcentajes con respecto a 2011.²

² Datos procedentes de: Amulff Grubler, "Technology y Global Change: Data Appendix," 1998, <http://www.iiasa.ac.at/~gruebler/Data/TechnologyAndGlobalChange/>; BP, *Statistical Review of World Energy*, 2012, http://www.bp.com/assets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_y_publications/statistical_energy_review_2011/STAGING/local_assets/spreadsheets/statistical_review_of_world_energy_full_report_2012.xlsx; U.S. Census Bureau, 2012, <http://www.census.gov/population/international/data/idb/informationGateway.php>.

EL CONTEXTO ENERGÉTICO

PRODUCCIÓN Y CONSUMO

La Figura 2 ilustra el crecimiento del consumo energético mundial región por región y por tipo de combustible desde 1965. El consumo global de energía se ha triplicado en este período y se ha incrementado en casi un 8% tan solo en 2009 y 2010. El petróleo es la principal fuente de energía seguida por el carbón y el gas natural. En equivalentes energéticos, los hidrocarburos suponen el 87% de los suministros energéticos en 2011, de los cuales el petróleo y el gas natural suponen el 33 y el 24%, respectivamente. La energía renovable no hidroeléctrica supuso un 1,6% del consumo energético mundial en 2011 (sin incluir la tradicional quema de leña para cocinar y calentarse). La magnitud del consumo energético y la dependencia de los hidrocarburos son asombrosas.

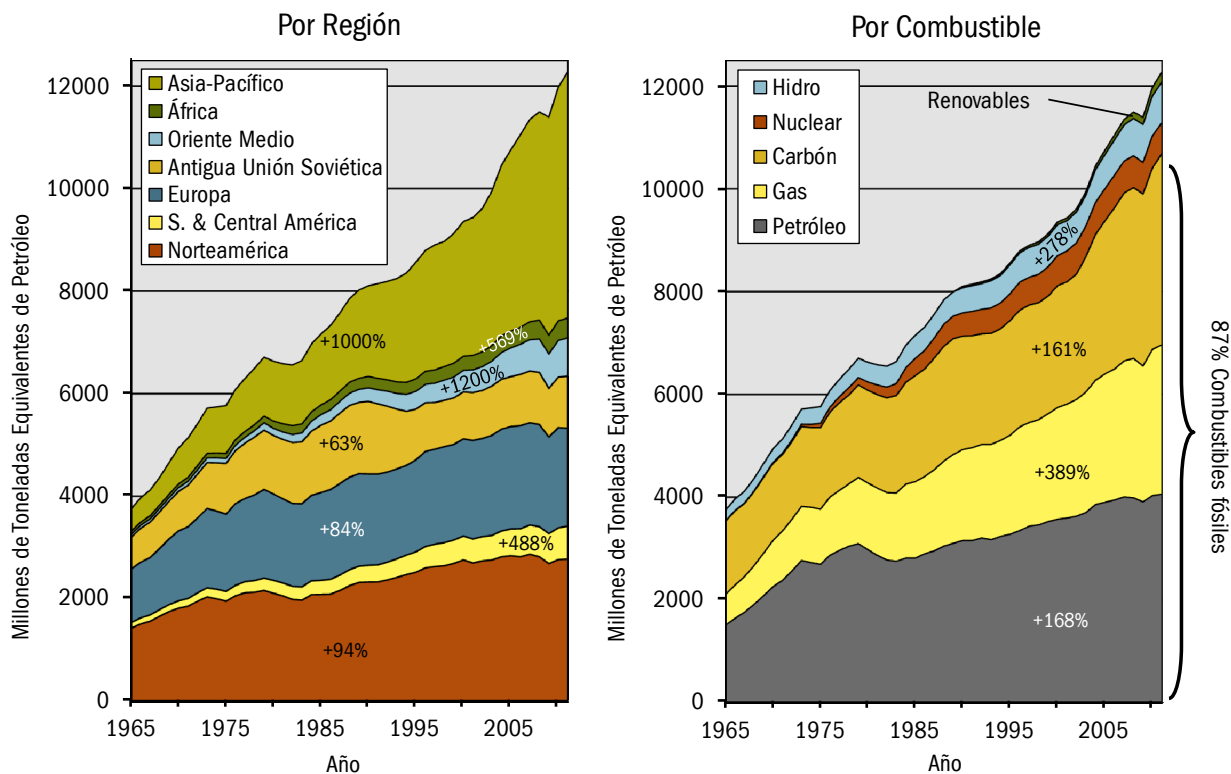


Figura 2. Consumo mundial de energía primaria por regiones y tipos de combustibles, 1965-2011.³

Entre 1965 y 2011 el consumo mundial de energía creció un 227%. Tan sólo en 2011, el crecimiento del consumo fue del 2,5%. Ese año, el consumo de carbón creció más que el de ningún otro combustible fósil, un 5,4%. Las renovables crecieron un 17,7%, pero todavía representan solo un 1,6% del consumo total.

³ BP, *Statistical Review of World Energy*, 2012.

EL CONTEXTO ENERGÉTICO

PRODUCCIÓN Y CONSUMO

La Figura 3 muestra los desequilibrios existentes en 2011 entre los países desarrollados y no desarrollados en función del consumo energético per cápita. Por ejemplo, ese año un ciudadano estadounidense consumía 4,2 veces la energía que consumía un ciudadano medio mundial y 17 veces más que uno indio. Casi el 80% del mundo vivía en un estado de pobreza energética comparado con Estados Unidos. El gran dilema energético para el presente siglo es que el mundo en desarrollo aspira a consumir energía con las mismas tasas que el Primer Mundo. ¿Quién puede culparles de ello? Eso aumentará la demanda de consumo energético haga lo que haga el Primer Mundo para reducir el consumo y, en una era de escasez de suministros energéticos, traerá consigo tensiones geopolíticas e intensa competencia por los recursos.

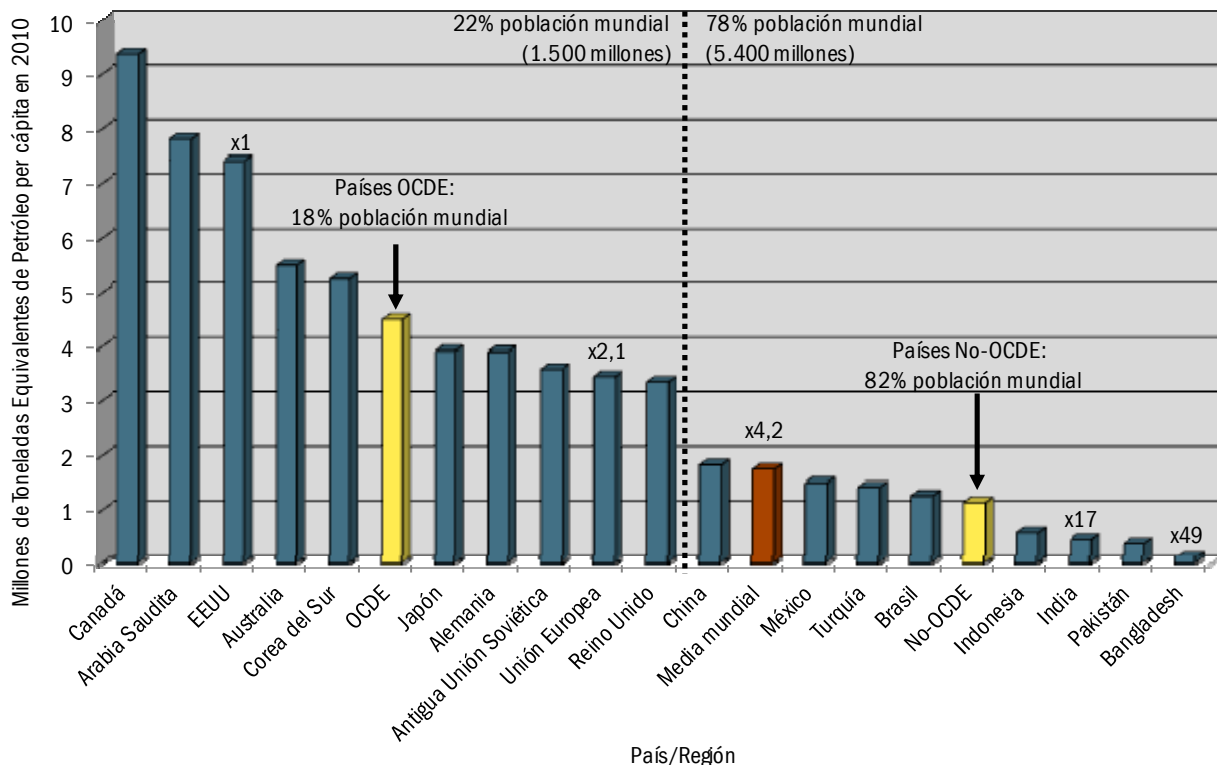


Figura 3. Consumo energético per cápita por países y regiones en 2011.

La comparación del consumo energético de los Estados Unidos con el de otros países aparece como múltiplos.^{4,5}

⁴ BP, *Statistical Review of World Energy*, 2011, http://www.bp.com/assets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_y_publications/statistical_energy_review_2011/STAGING/local_assets/spreadsheets/statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.xlsx.

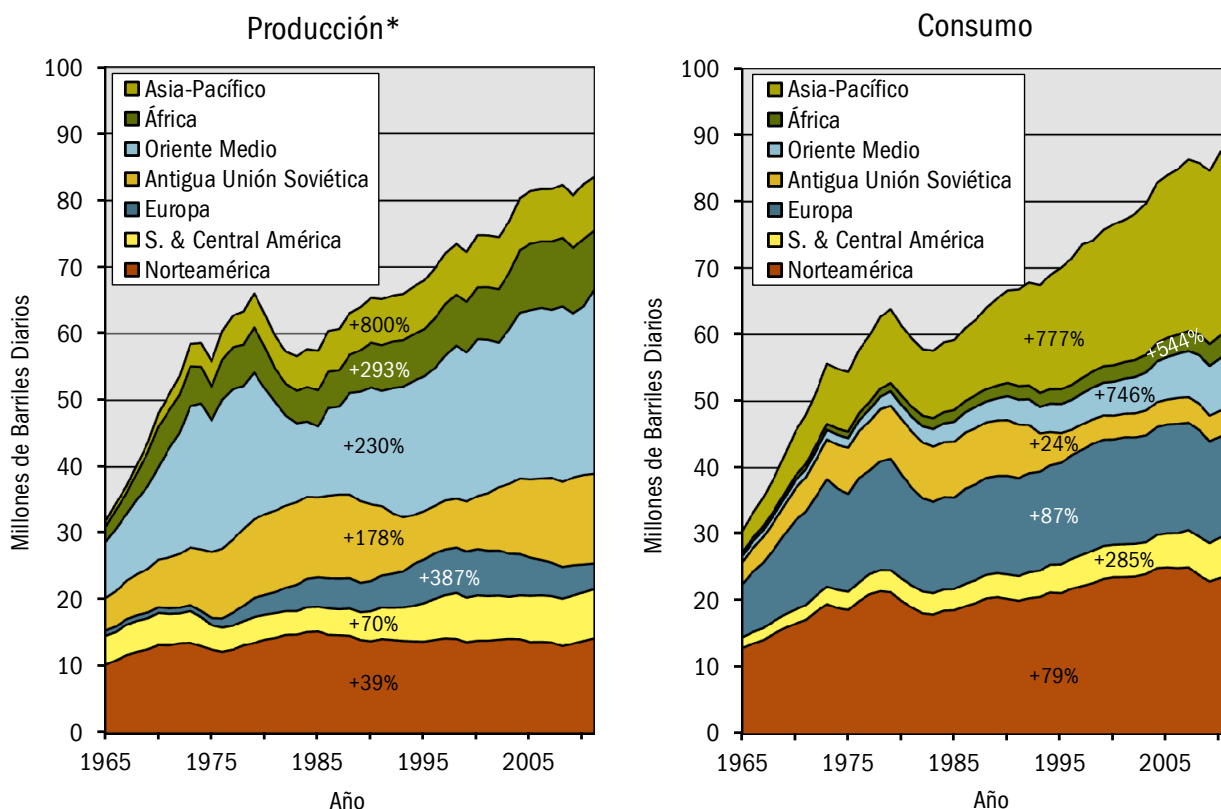
⁵ U.S. Census Bureau, 2011.

EL CONTEXTO ENERGÉTICO

PRODUCCIÓN Y CONSUMO

Petróleo

El consumo de petróleo casi se ha triplicado desde 1965 (Figura 4). El consumo se ha acelerado muy rápidamente en el mundo en desarrollo, particularmente en Asia-Pacífico, Oriente Medio y África. Aunque estas dos últimas regiones son grandes exportadoras de petróleo, el rápido crecimiento de su demanda doméstica pondrá pronto límites a su capacidad de incrementar las exportaciones.⁶ El consumo mundial asciende hoy a 32.000 Mba, mientras que en 1965 era de 11.000 Mba. En consumo acumulado desde que el primer pozo fuera perforado a finales de la década de 1850, el 90% de todo el petróleo se ha quemado a partir de 1960 y la mitad desde 1988.



*La producción excluye a los biocombustibles e incluye el líquidos del gas natural.

Figura 4. Producción y consumos mundiales de petróleo por región petrolífera, 1965-2011.⁷

En este período la producción creció un 163% y un 1,3% entre 2010 y 2011. El consumo se incrementó un 189% en este período y un 0,7% entre 2010 y 2011.

⁶ Export Land Model desarrollado por Jeffrey Brown http://en.wikipedia.org/wiki/Export_Land_Model.

⁷ BP, *Statistical Review of World Energy*, 2012.

EL CONTEXTO ENERGÉTICO

PRODUCCIÓN Y CONSUMO

El petróleo es la mayor fuente de energía del mundo y el principal combustible para el transporte. Observando al petróleo en función del consumo per cápita, las desigualdades en el consumo aparecen más acusadas que cuando se contempla el consumo global. Con la excepción de Arabia Saudita, el consumo de petróleo por cabeza es mucho mayor en los países desarrollados que en los países en desarrollo (Figura 5). Los estadounidenses consumen 22 barriles por persona y año, lo cual es cinco veces más que la media mundial y nueve veces más que China. China, empero, encabeza ahora las ventas mundiales de coches y se ha convertido en el tercer mayor importador de petróleo. La UE consume menos de la mitad que Estados Unidos pero el doble de la media mundial. Dos tercios de la población mundial consumen menos de un quinto de lo que consumen per cápita los estadounidenses y en muchos casos bastante menos. Como los países en desarrollo aspiran a incrementar su consumo, las tensiones y los conflictos están servidos por mucho que se empeñen los países en reducir su consumo.

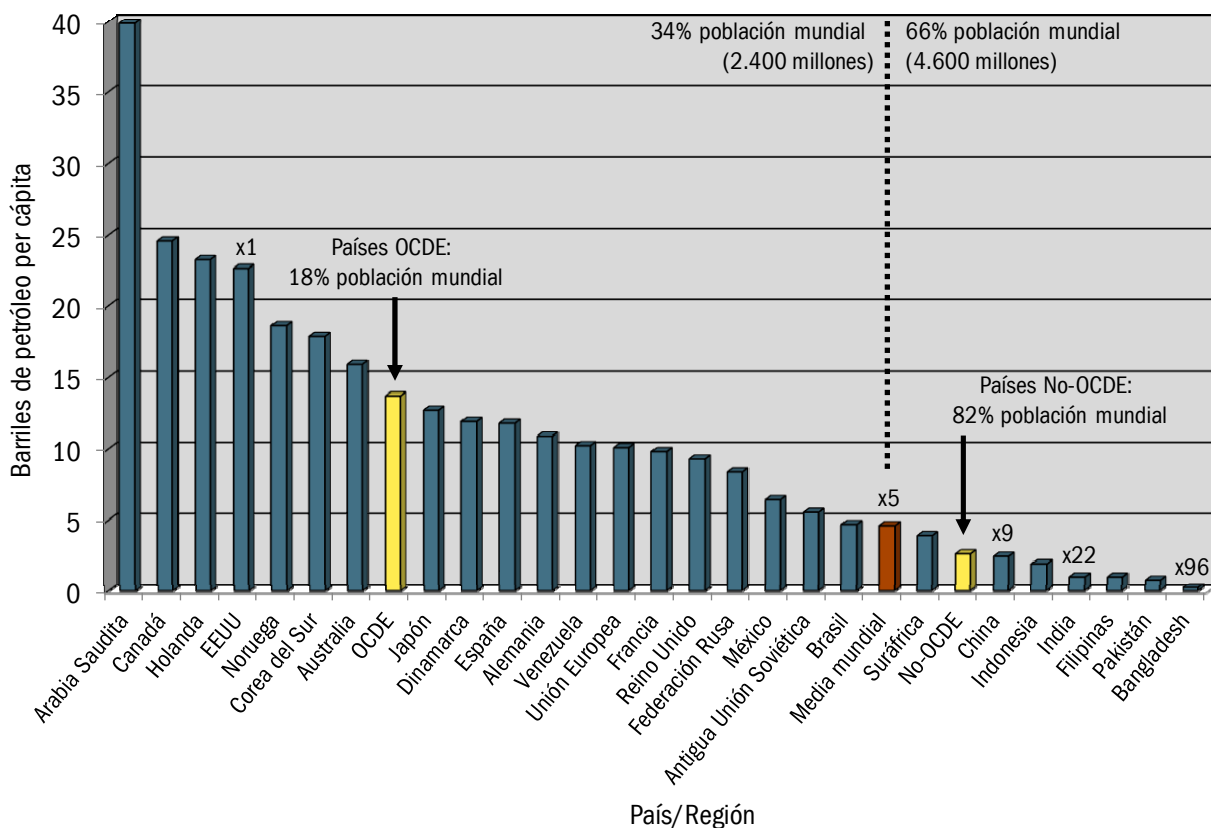


Figura 5. Consumo per cápita de petróleo por regiones en 2010.

La comparación del consumo energético de los Estados Unidos con el de otros países aparece como múltiplos.⁸

⁸ BP, *Statistical Review of World Energy*, 2011; U.S. Census Bureau, 2011.

EL CONTEXTO ENERGÉTICO

PRODUCCIÓN Y CONSUMO

El rápido crecimiento en el consumo de los países en desarrollo lo ilustra muy bien el caso de China (Figura 6). Hace muy poco, en 1992, China era exportadora neta de petróleo. Desde entonces, su consumo se ha multiplicado por cuatro y en 2011 tuvo que importar el 60% del petróleo que consumió. Ese año, China importó seis Mbd, un 7,2% de la producción mundial total y entró y en competencia con Estados Unidos, Japón o la UE. El consumo chino de petróleo ha igualado sus tasas de crecimiento anual: 5-10%.

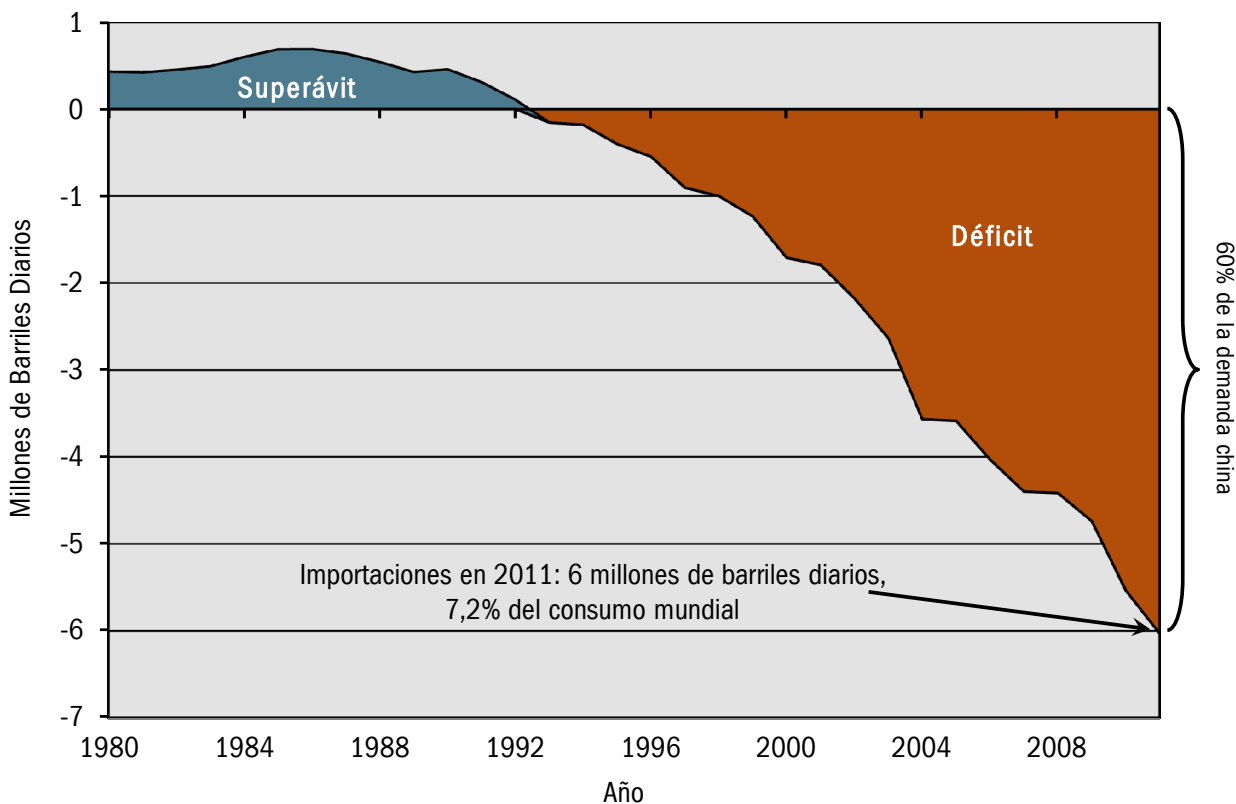


Figura 6. Superávit y déficit de la producción china de petróleo, 1980-2011.⁹

⁹ BP, *Statistical Review of World Energy*, 2012.

EL CONTEXTO ENERGÉTICO PRODUCCIÓN Y CONSUMO

El escenario para el inicio de los conflictos internacionales por el suministro de petróleo está servido. La dependencia de los países industrializados del petróleo proveniente de regiones desestabilizadas aparece en la Figura 7. El trío que encabeza a los importadores –Estados Unidos, China y UE- dependen de Oriente Medio, África Occidental y la antigua Unión Soviética, tres regiones altamente inestables. Los conflictos geopolíticos que podrían producirse con las expectativas del incremento del consumo y del descenso de los recursos resultan obvios.

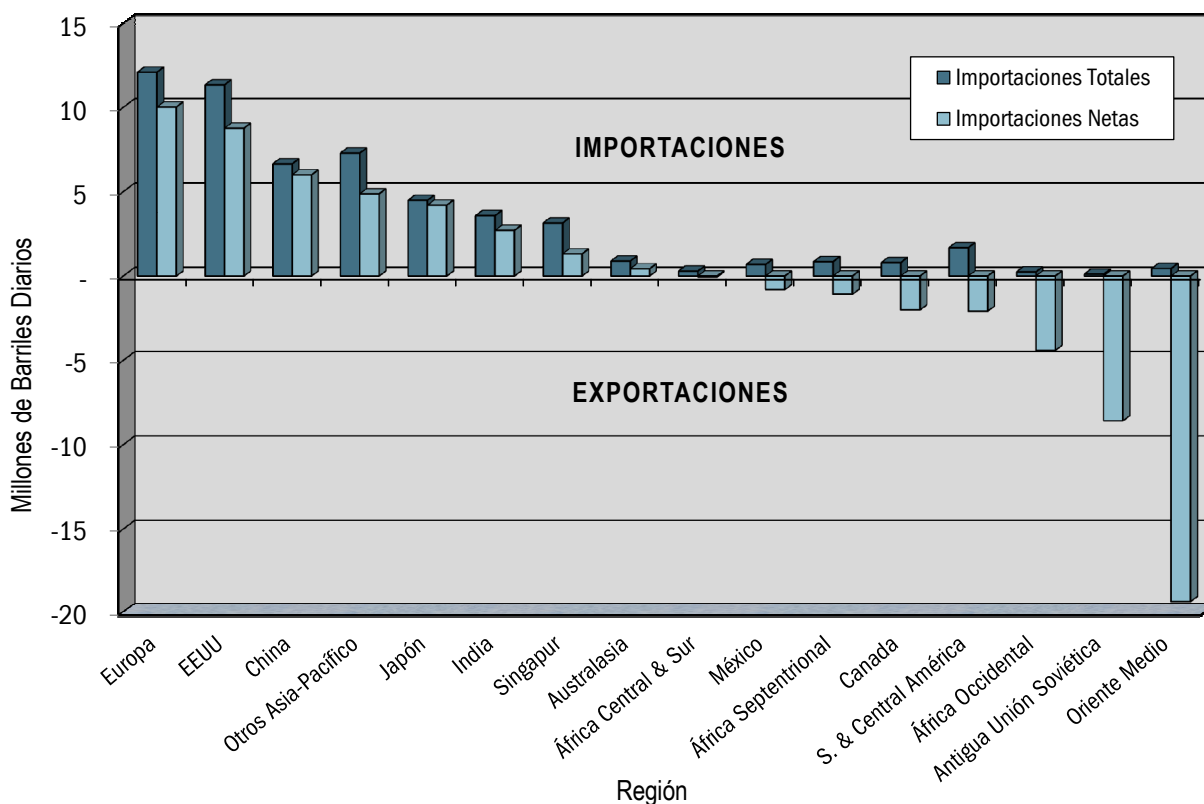


Figura 7. Exportaciones e importaciones totales y netas por regiones en 2011.¹⁰

Las importaciones petrolíferas de las economías industrializadas de Europa, Estados Unidos, Japón y Australia/Nueva Zelanda, junto con las economías en desarrollo como China, India y las emergentes asiáticas, son altamente dependientes de Oriente Medio, la antigua Unión Soviética y África Occidental.

¹⁰ BP, *Statistical Review of World Energy*, 2012.

Gas Natural

La producción y el consumo mundiales por regiones aparecen en la Figura 8. Los consumos se han más que triplicado desde 1970. A diferencia del petróleo, que se mueve con relativa facilidad por todo el mundo, el gas natural se comercializa a escala continental debido a las dificultades de hacerlo a escala intercontinental mediante el transporte en buques cisterna del gas natural licuado (GNL). Sólo un 10% del consumo mundial de 2011 fue con gas licuado. Esto ha traído como consecuencia la caída de los precios en Norteamérica comparados con los mercados de Europa y Asia y la política agresiva de los productores estadounidenses para que se construyan infraestructuras de gas natural licuado para exportar gas a los mercados con precios más altos. Como ocurría con el petróleo, el consumo de gas natural se ha incrementado muy rápidamente en Oriente Medio, Asia-Pacífico y África.

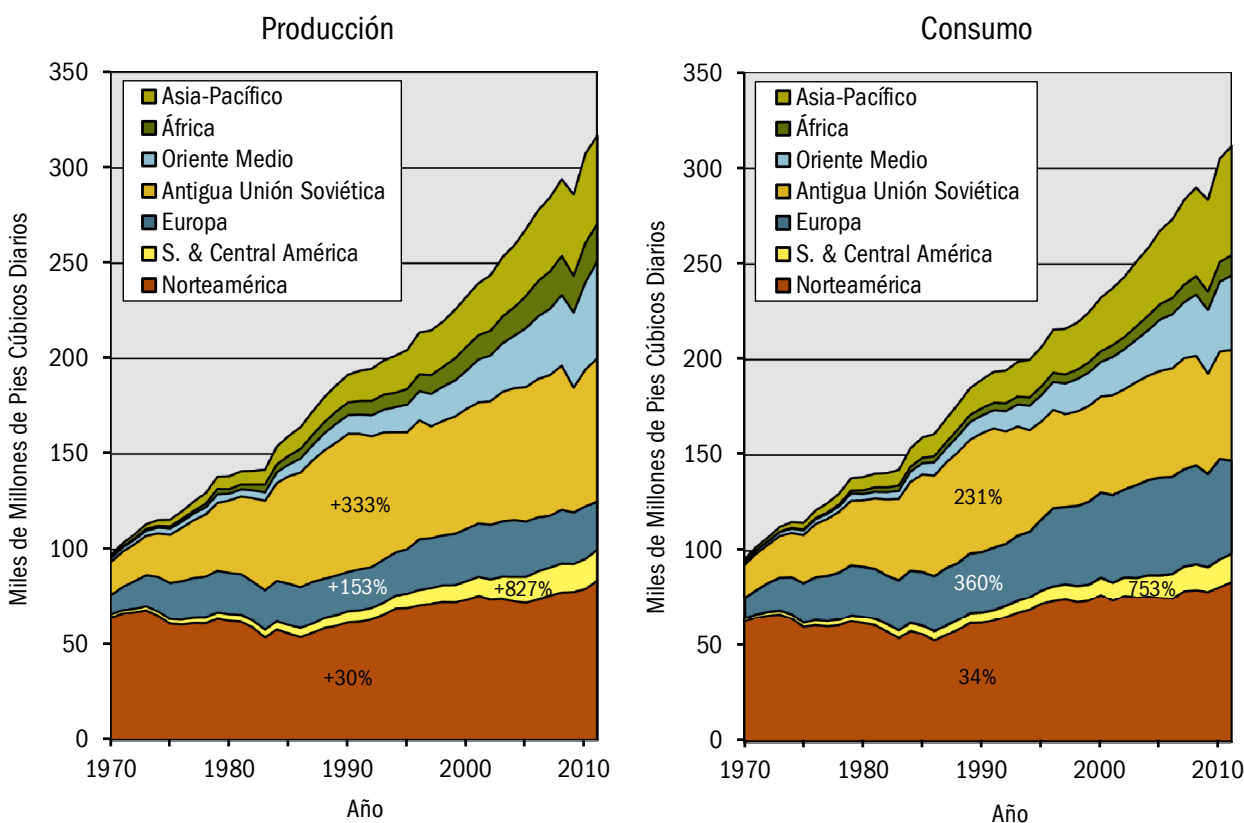


Figura 8. Consumos y producción de gas natural entre 1965 y 2011.¹¹

La producción se incrementó en un 227% en ese período y un 3,1% entre 2010 y 2011. El consumo se incrementó en un 227% en ese período y en un 2,2% entre 2010 y 2011.

¹¹ BP, *Statistical Review of World Energy*, 2012.

Estados Unidos

Estados Unidos

En la Figura 9 aparecen los datos de producción y consumo en Estados Unidos en las tres últimas décadas. La producción energética procedente de todas las fuentes se incrementó en un 16% mientras que el consumo se incrementó en un 29%. Como consecuencia, el 20% del consumo energético estadounidense tuvo que importarse en 2011 mientras que en 1981 fue sólo el 11%. Más del 86% del consumo energético procedió de combustibles fósiles frente al 8,3% (nuclear), 3,3% (hidroeléctrico) y 2% (renovables).

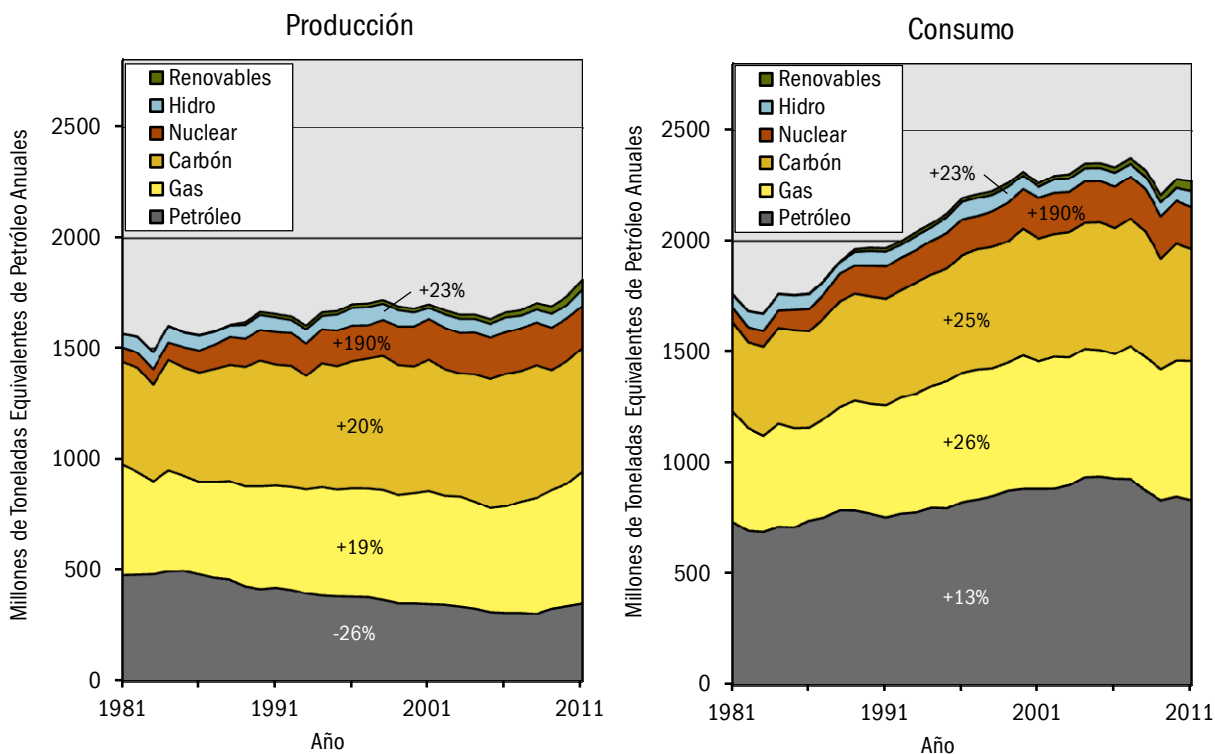


Figura 9. Producción y consumo de energía por combustible en Estados Unidos entre 1981 y 2011.¹²

La producción se incrementó en un 15,6% en ese período y en un 4,4% entre 2010 y 2011. El consumo subió un 29% en ese período aunque disminuyó un 0,4% entre 2010 y 2011.

¹² BP, *Statistical Review of World Energy*, 2012.

Petróleo

El desequilibrio entre producción y consumo es más pronunciado en el caso del petróleo. La producción del petróleo disminuyó el 26% en las últimas tres décadas mientras que el consumo aumentó un 13%. La Figura 10 ilustra el consumo de petróleo (definido como todo tipo de líquidos petrolíferos) por fuentes.

Aunque recientemente ha habido un montón de retórica acerca de la “independencia energética” estadounidense con respecto al petróleo merced al incremento en la producción del petróleo de lutitas y de biocombustibles, el 42% del consumo de petróleo en 2012 procedía de importaciones. Solamente un 34% del consumo de 2012 fue suministrado por el crudo doméstico, mientras que el balance se completó con el consumo de líquidos procedentes del gas natural, las ganancias de refinерías y biocombustibles que son energéticamente inferiores al petróleo y, en el caso de los líquidos del gas natural, varios autores han subrayado que no pueden sustituir completamente al petróleo.^{13,14}

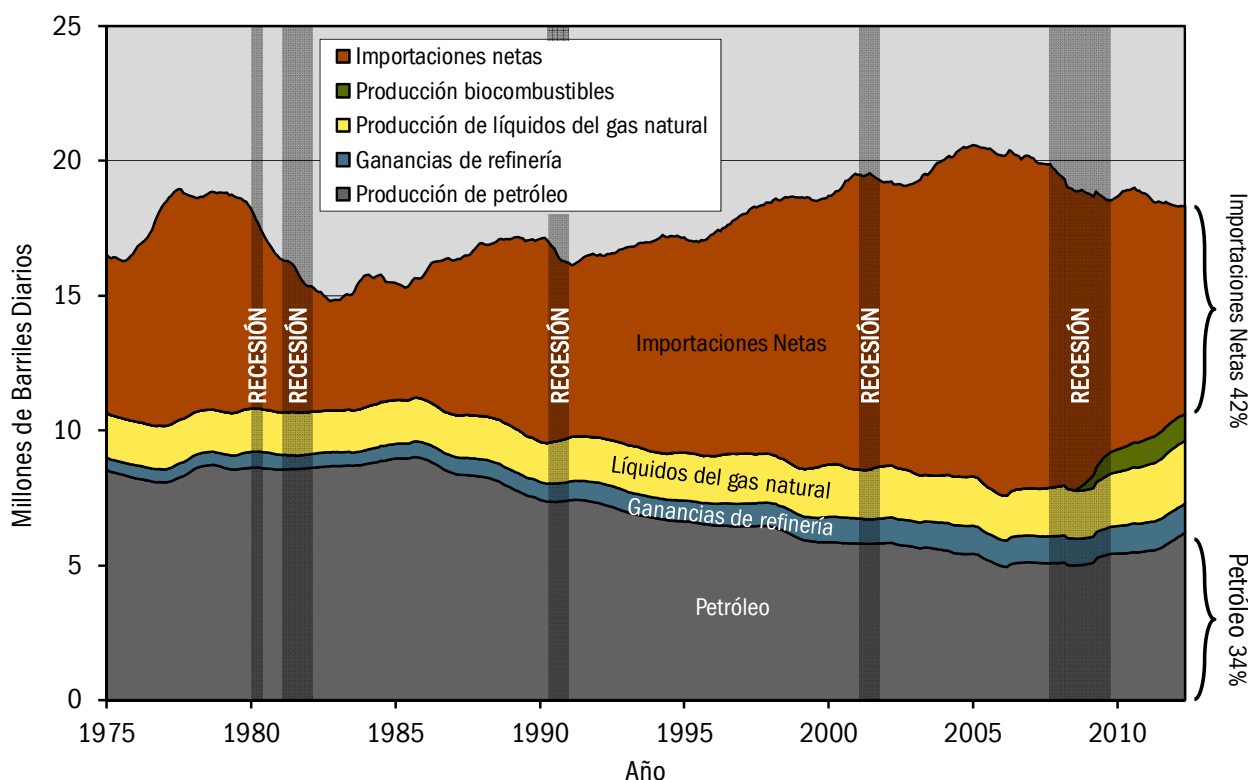


Figura 10. Consumo de líquidos del petróleo por origen en Estados Unidos entre 1975 y 2012.¹⁵

Se indican las recesiones para subrayar su correlación con la reducción del consumo.

¹³ Michael Levi, “Are natural gas liquids as good as oil?”, Council on Foreign Relations, julio 9, 2012, <http://blogs.cfr.org/levi/2012/07/09/are-natural-gas-liquids-as-good-as-oil/>.

¹⁴ James Hamilton, “Natural Gas Liquids”, Econbrowser, 2012, http://www.econbrowser.com/archives/2012/07/natural_gas_liq.html.

¹⁵ EIA, December, 2012, 12-month centered moving average, http://www.eia.gov/totalenergy/data/monthly/query/mer_data_excel.asp?table=T03.01;http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_crd_crpdn_adc_mbbldpd_m.htm.

EL CONTEXTO ENERGÉTICO PRODUCCIÓN Y CONSUMO

Como puede verse en la Figura 10, las recesiones económicas por lo general reducen el consumo de petróleo y de hecho en Estados Unidos el consumo ha disminuido un 10% desde que comenzó la Gran Recesión en 2008. Aunque parte de este reducido descenso del consumo estuvo indudablemente provocado por la mejora en la eficiencia energética en el uso del petróleo, la mayor parte se debió a las duras condiciones económicas, al desempleo y a los altos precios que alcanzaron niveles históricos y golpearon al transporte y al sector industrial. Como resultado del descenso en la demanda doméstica se incrementaron las exportaciones de los derivados refinados del petróleo, lo que redujo las importaciones totales de petróleo en 2012 de 10,8 Mbd a 7,7 Mbd netos (Figura 11).

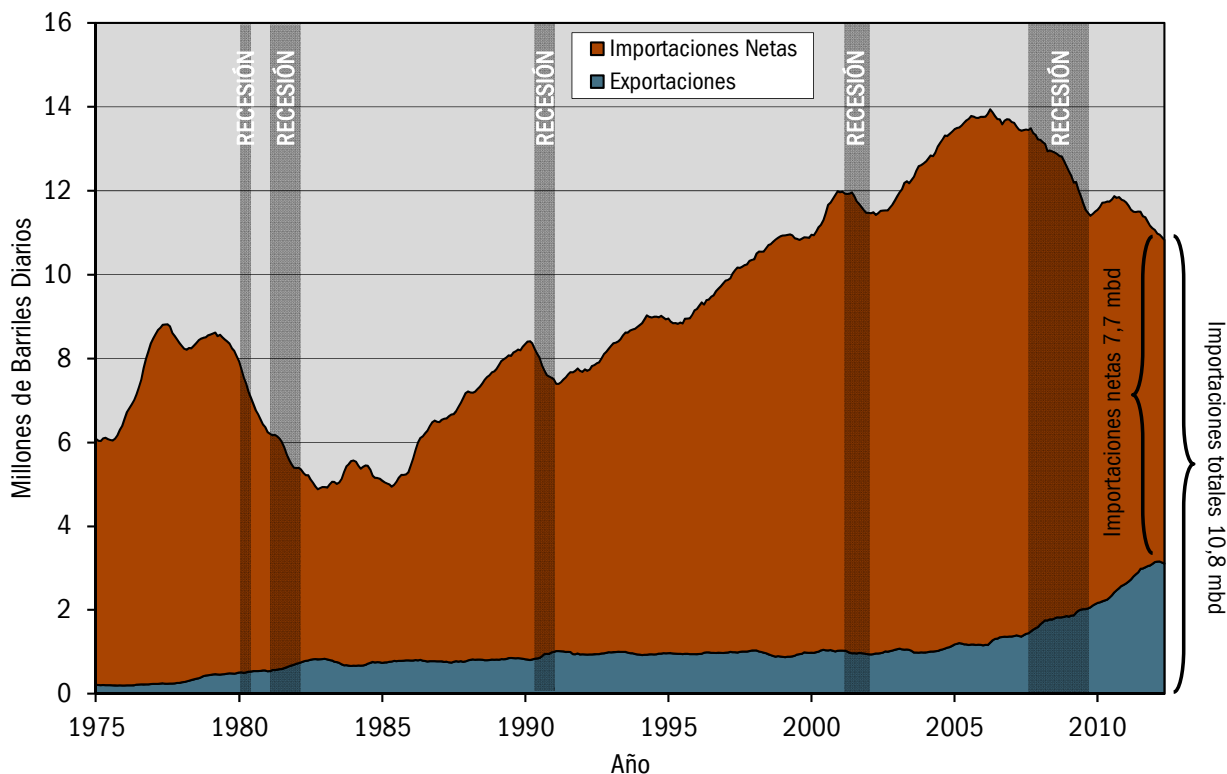


Figura 11. Importaciones, exportaciones e importaciones netas de líquidos del petróleo en Estados Unidos entre 1975 y 2012.¹⁶

Se indican las recesiones para subrayar su correlación con la reducción del consumo y, por tanto, con menores requerimientos de las importaciones de petróleo.

¹⁶ EIA, diciembre, 2012, ajustados con una media móvil centrada de 12 meses, http://www.eia.gov/totalenergy/data/monthly/query/mer_data_excel.asp?table=T03.03B.

EL CONTEXTO ENERGÉTICO

PRODUCCIÓN Y CONSUMO

El 70% del consumo de petróleo en Estados Unidos se usa en el sector transportes, el 23% en el industrial y el resto en los sectores comercial, residencial y eléctrico (Figura 12). Dado que el máximo de consumo de petróleo se alcanzó en 2006 con 20,8 Mbd, el consumo en Estados Unidos ha caído en 2,1 Mbd, con un descenso del 8% en el sector transportes y un 16% en el sector industrial.

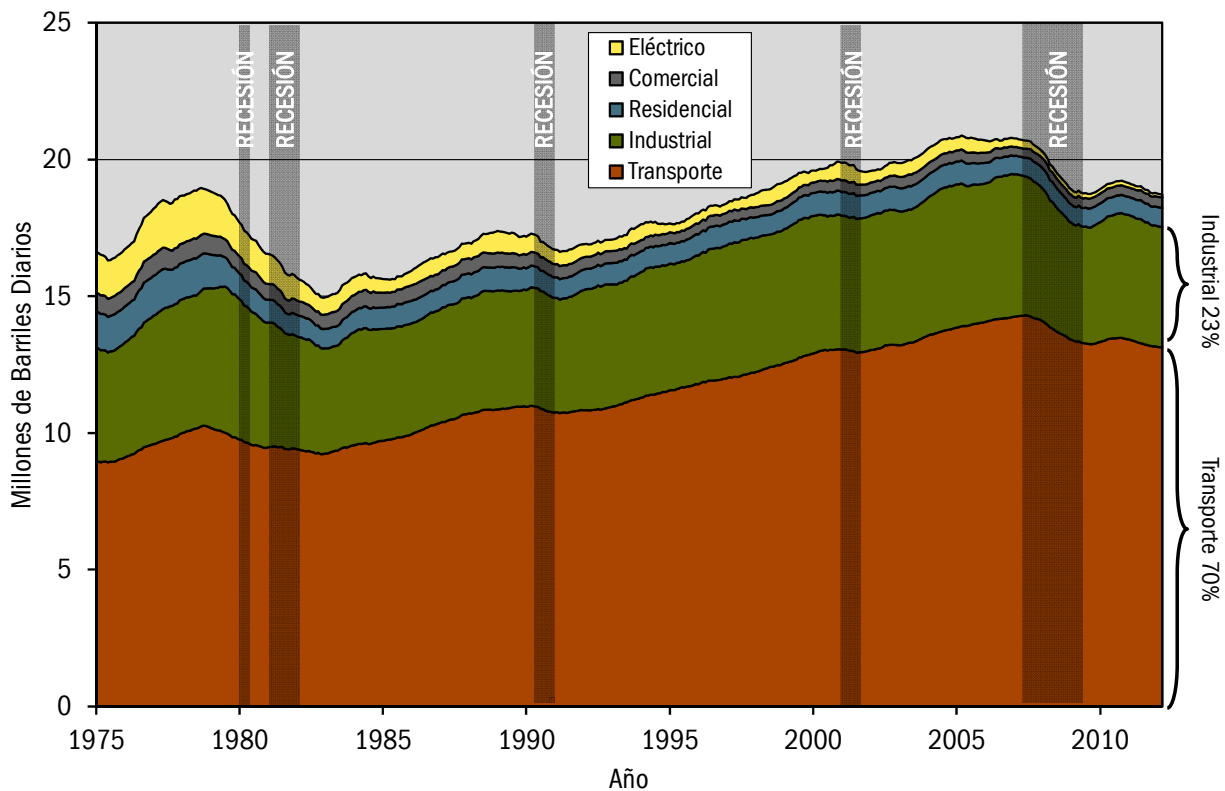


Figura 12. Consumo estadounidense de líquidos derivados del petróleo por sectores entre 1975 y 2012.¹⁷

Se indican las recesiones para subrayar su correlación con la reducción del consumo y, por tanto, con menores requerimientos de las importaciones de petróleo.

¹⁷ EIA, Diciembre, 2012, ajustados con una media móvil centrada de 12 meses,
http://www.eia.gov/totalenergy/data/monthly/query/mer_data_excel.asp?table=T03.07A;
http://www.eia.gov/totalenergy/data/monthly/query/mer_data_excel.asp?table=T03.07B;
http://www.eia.gov/totalenergy/data/monthly/query/mer_data_excel.asp?table=T03.07C.

EL CONTEXTO ENERGÉTICO

PRODUCCIÓN Y CONSUMO

La producción petrolífera estadounidense aumentó rápidamente tras la Segunda Guerra Mundial y alcanzó su punto máximo en 1970 con 9,6 Mbd. Hacia 2011 la producción había caído hasta 5,9 Mbd. La producción en Prudhoe Bay y otros yacimientos de Alaska, los descubrimientos más grandes de petróleo estadounidense desde 1960, habían caído un 72% desde su producción máxima en 1988 y se están aproximando a la capacidad mínima operativa del oleoducto de Alyeska.

La Figura 13 ilustra la producción estadounidense de petróleo por regiones desde 1985. Con excepción de Texas y Dakota del Norte, donde se encuentran los yacimientos Eagle Ford y Bakken, respectivamente, la producción disminuye sin cesar o permanece estable. El que se mantenga estable obedece al reciente renacer de la producción debido al petróleo de lutitas que algunos proclaman como “independencia del petróleo”. Pero la realidad es otra: la producción es un 31% inferior a la de 1985 y un 36% menos que el récord histórico de 1970.

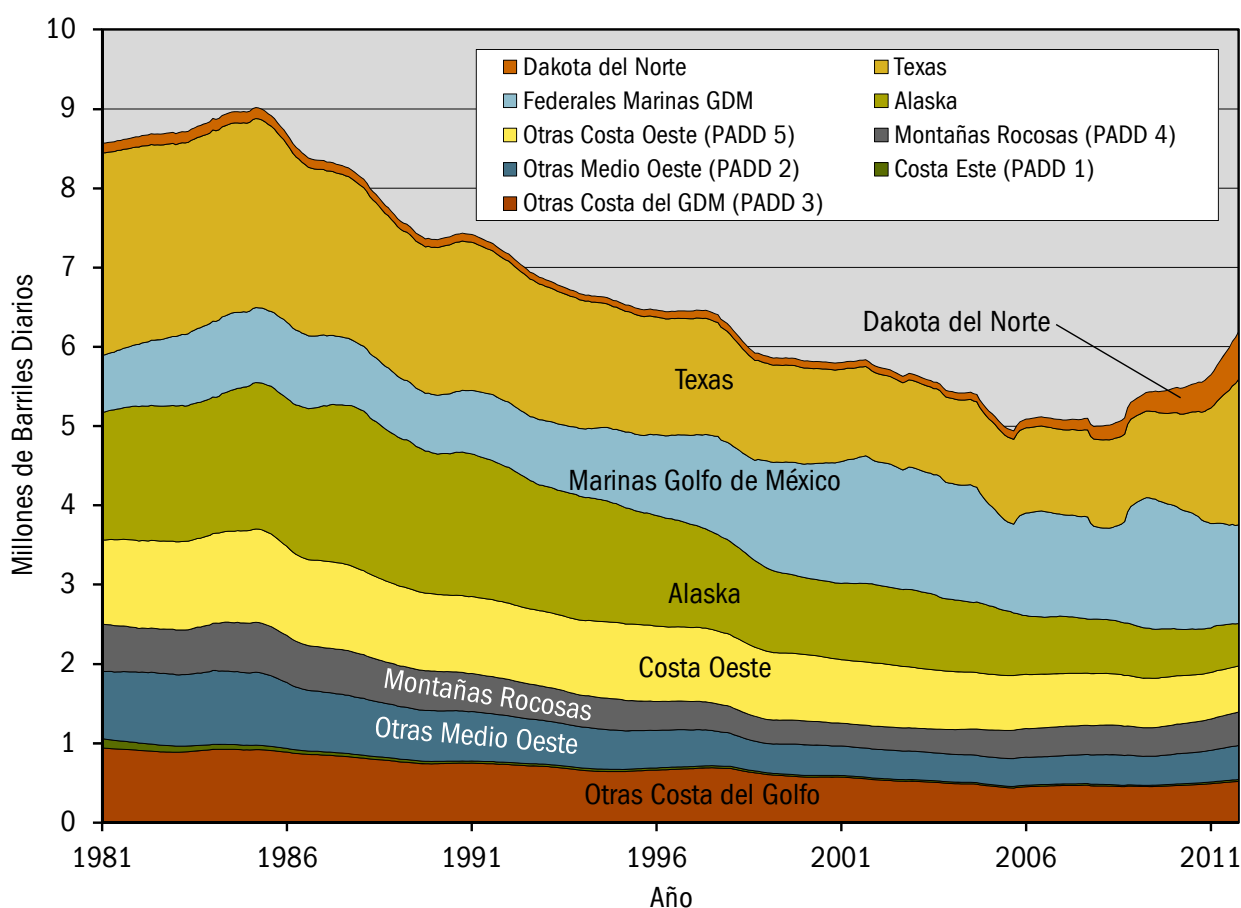


Figura 13. Producción petrolífera estadounidense por regiones entre 1985 y 2012.¹⁸

La producción disminuyó un 31% durante ese período.

¹⁸ Datos procedentes de: EIA diciembre, 2012, ajustados con una media móvil centrada de 12 meses, http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_crd_crpdn_adc_mbbldp_m.htm.

EL CONTEXTO ENERGÉTICO

PRODUCCIÓN Y CONSUMO

La Ley de los Rendimientos Decrecientes aplicada al caso de la producción estadounidense de petróleo se ilustra en la Figura 14. Cuando la producción estaba en su punto álgido en 1970, Estados Unidos tenía 531.000 pozos operativos que producían poco menos de unos 18 bls/d cada uno. En 2010, los Estados Unidos tenían aproximadamente el mismo número de pozos operativos (530.000) pero la productividad media había caído a 10,4 bls/d. Es decir, la productividad media por pozo ha decaído en un 44% en las últimas cuatro décadas. La cuestión de cuántos pozos y cuánta infraestructura productiva se requerirá para alcanzar la independencia de las importaciones con los nuevos yacimientos de petróleo de lutitas se tratará más adelante en este informe.

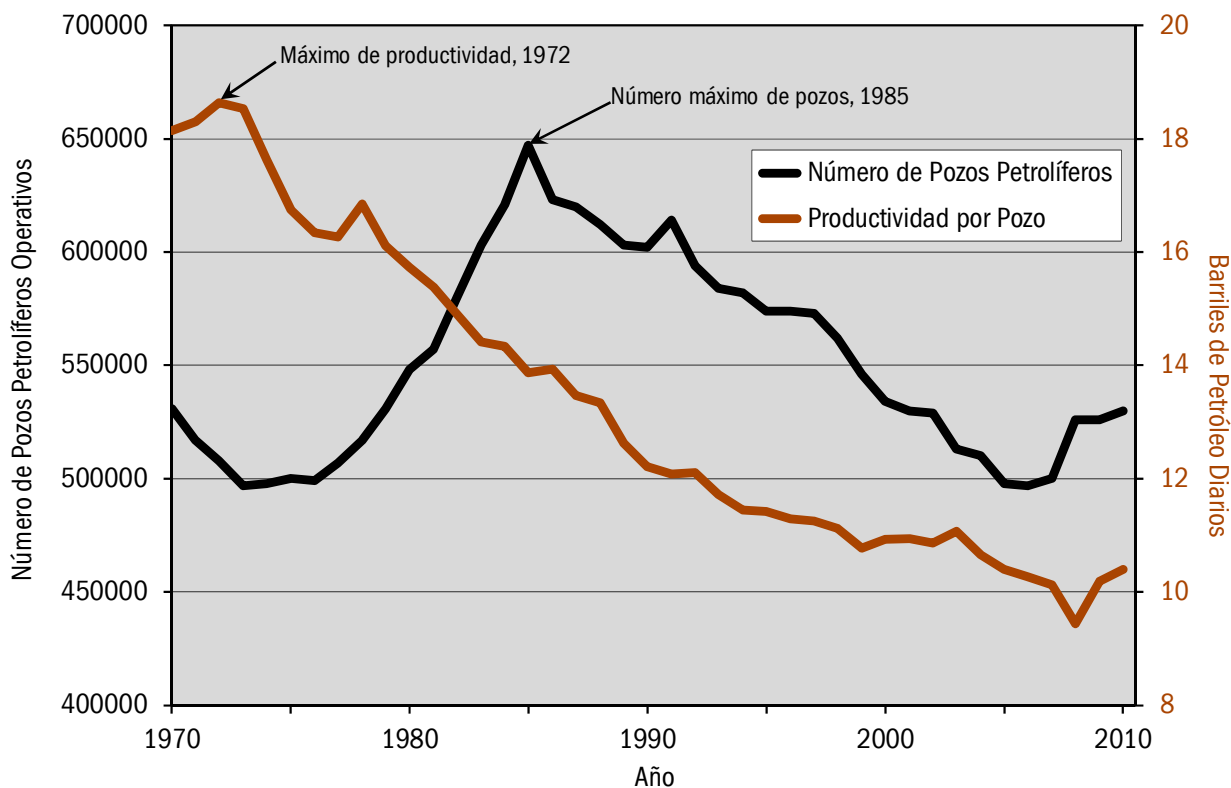


Figura 14. Pozos operativos y productividad por pozo entre 1970 y 2010 en Estados Unidos.¹⁹

La productividad media por pozo ha caído un 44% durante las pasadas cuatro décadas.

¹⁹ Datos procedentes de: EIA Annual Energy Review 2011, <http://www.eia.gov/totalenergy/data/annual/xls/stb0502.xls>.

EL CONTEXTO ENERGÉTICO

PRODUCCIÓN Y CONSUMO

El esfuerzo de exploración y desarrollo que ha exigido levantar la producción en alrededor de un Mbd desde las mínimas de 2008 se ilustra en la Figura 15. El número de pozos de petróleo perforados al año ha crecido más de dos veces y media desde principios de 2005 partiendo de una media de alrededor de 10.000 pozos por año en el período 1990-2005.

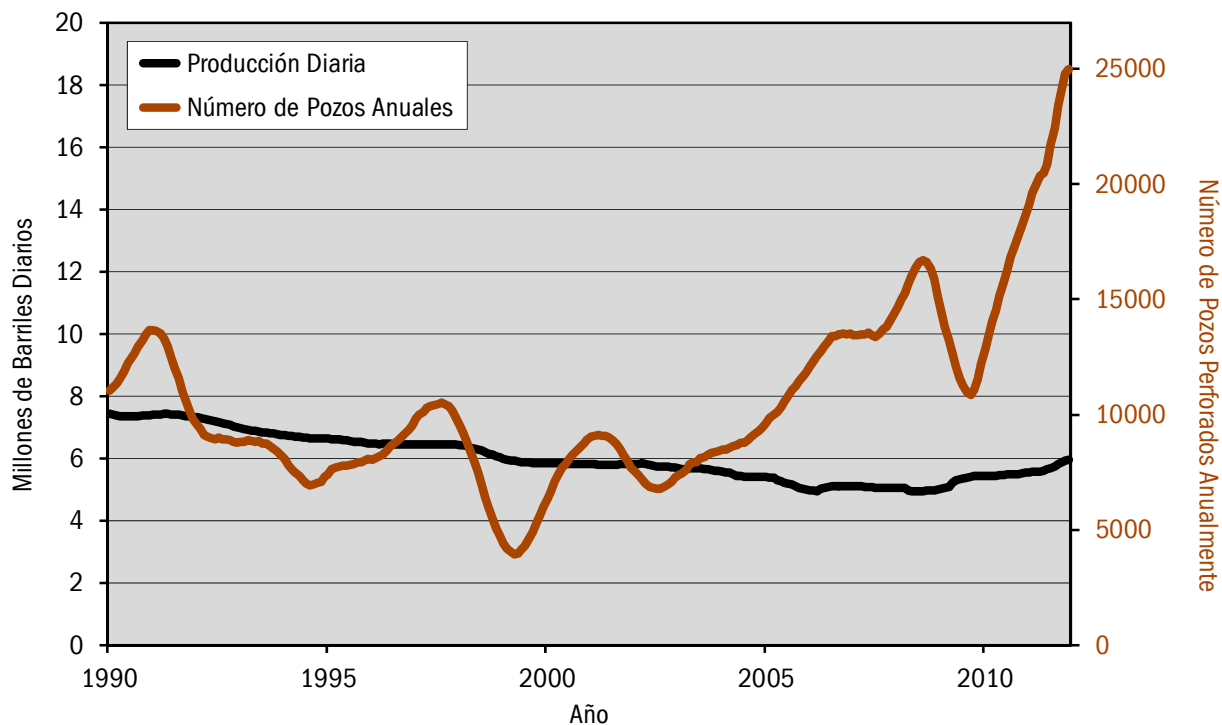


Figura 15. Tasa de perforación anual de pozos y producción media de petróleo en Estados Unidos entre 1990 y 2012.²⁰

Las tasas de perforación se han incrementado en un 159% desde principios de 2005.

²⁰ Datos procedentes de: EIA julio, 2012, ajustados con una media móvil centrada de 12 meses; el inventario de pozos de: http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_enr_wellend_s1_m.htm y oil production from http://www.eia.gov/dnav/pet/xls/pet_crd_crpdn_adc_mbbldpd_m.xls.

Gas Natural

A pesar del incremento en la producción de gas natural durante los últimos años debido al desarrollo del gas de lutitas, los Estados Unidos siguen importando un 8,6% de su consumo de gas natural (Figura 16). Las importaciones provienen de Canadá por gasoducto y como gas natural licuado en las terminales de la Costa Este y del Golfo de México.

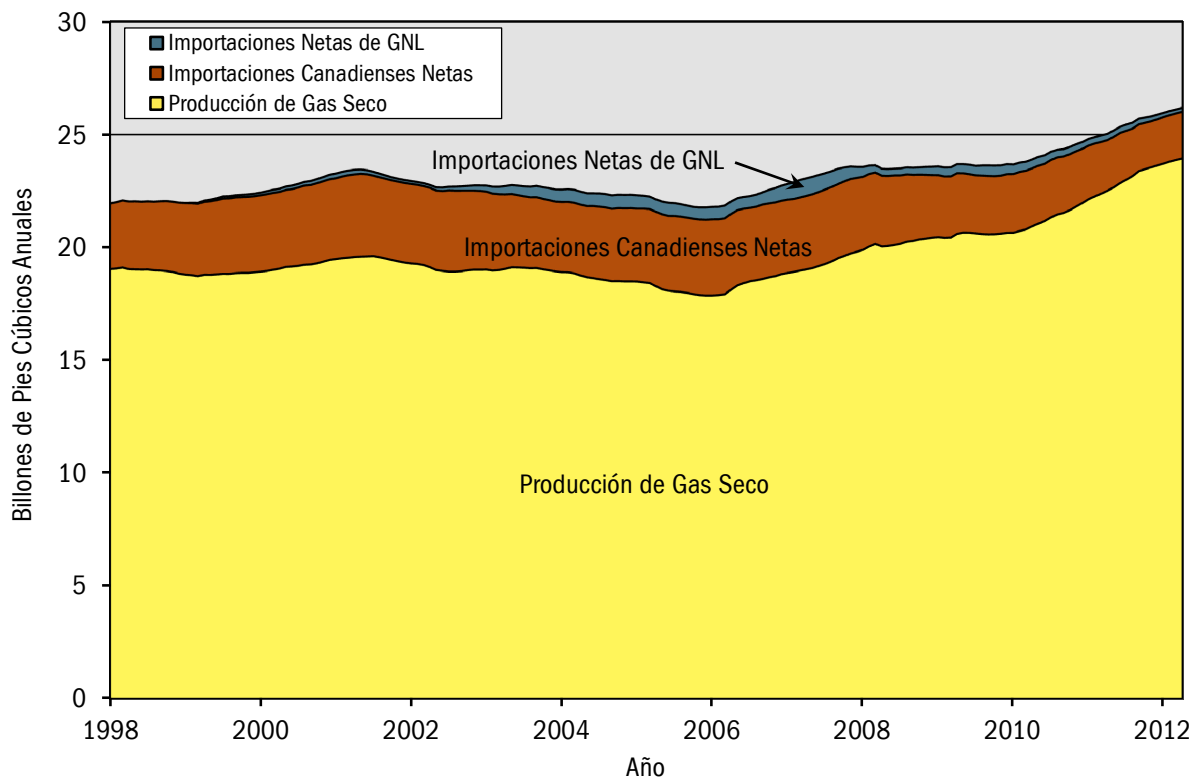


Figura 16. Suministros estadounidenses de gas natural por orígenes entre 1998 y 2012.²¹

A pesar del incremento de la producción doméstica, las importaciones cubrieron un 8,6% de la demanda en 2012.

²¹ Datos procedentes de: EIA Diciembre, 2012, ajustados con una media móvil centrada de 12 meses, <http://www.eia.gov/naturalgas/monthly/xls/ngm01vmall.xls>; Importaciones de <http://www.eia.gov/naturalgas/monthly/xls/ngm04vmall.xls>; Exportaciones de: <http://www.eia.gov/naturalgas/monthly/xls/ngm05vmall.xls>.

EL CONTEXTO ENERGÉTICO

PRODUCCIÓN Y CONSUMO

El gas natural es un combustible versátil que se usa en varios sectores (Figura 17). El 55% del consumo es industrial, comercial y residencial, el 8,6% se dedica a la producción y a la distribución a los usuarios finales y el resto es utilizado para generar electricidad y en el transporte. Por el momento, la generación de electricidad representa un 36% de ese consumo mientras que el consumo de los vehículos que usan gas natural concentrado representa algo menos del uno por ciento.

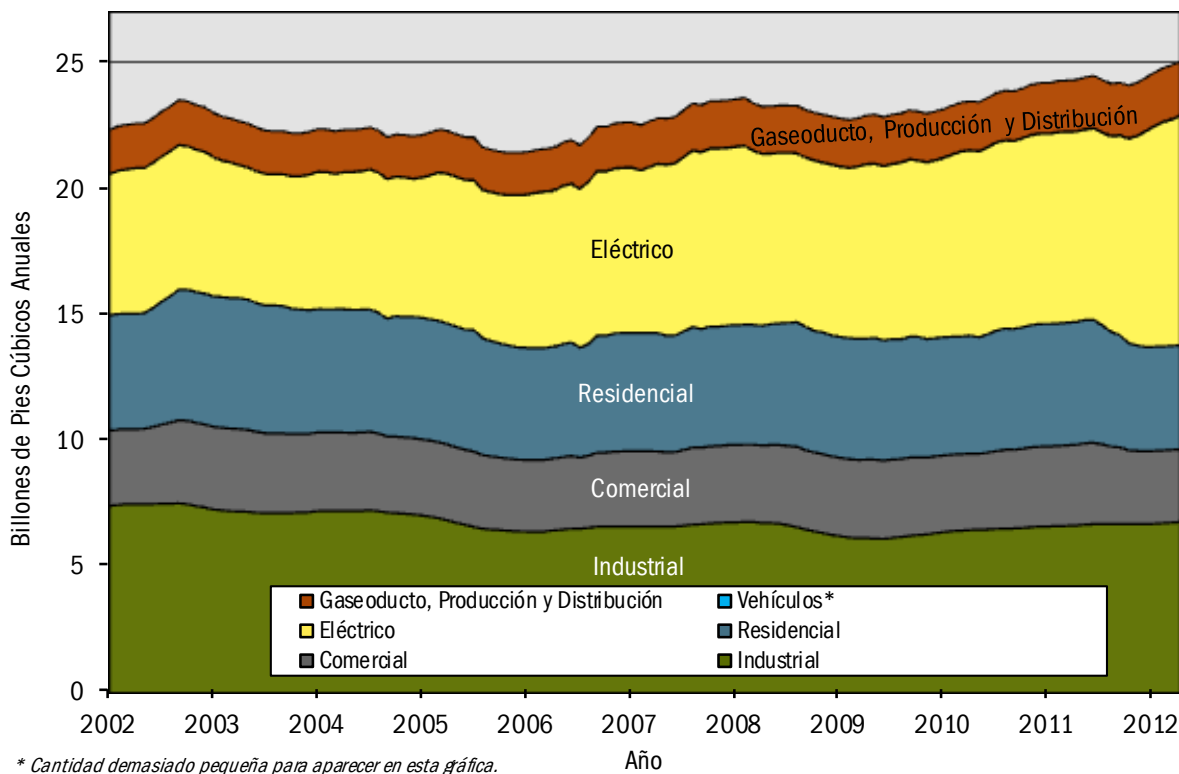


Figura 17. Consumo estadounidense de gas natural por sectores entre 1998 y 2012.²²

²² Datos procedentes de: EIA Diciembre, 2012, ajustados con una media móvil centrada de 12 meses, <http://www.eia.gov/naturalgas/monthly/xls/ngm02vmall.xls>.

EL CONTEXTO ENERGÉTICO

PRODUCCIÓN Y CONSUMO

La producción de gas natural por regiones estadounidenses se presenta en la Figura 18. La producción convencional en determinadas zonas productoras tradicionales está en declive, particularmente en el litoral del Golfo de México y es plana en otras como Nuevo México, Oklahoma, Alaska y Wyoming. El crecimiento sustancial en gas natural no convencional procede del gas de lutitas de Luisiana, Texas y un puñado de otros estados. El crecimiento de la producción y el convencimiento de que seguirá creciendo ha provocado una gran especulación reflejada en la conversión al consumo de gas de vehículos que consumían derivados del petróleo y de plantas termoeléctricas que consumían carbón, lo que está reflejado en un informe anterior.²³ Las conclusiones fueron que se producirían algunas sustituciones de viejas plantas a carbón por otras de gas mientras que los precios se mantuvieran bajos, pero que el reemplazo total sería improbable. Los vehículos a gas natural, particularmente en flotas, se incrementarán hasta un millón o más en las próxima dos décadas desde su estado actual (150.000 vehículos) pero serán testimoniales en el conjunto del parque automovilístico estadounidense formado por 240 millones de vehículos.

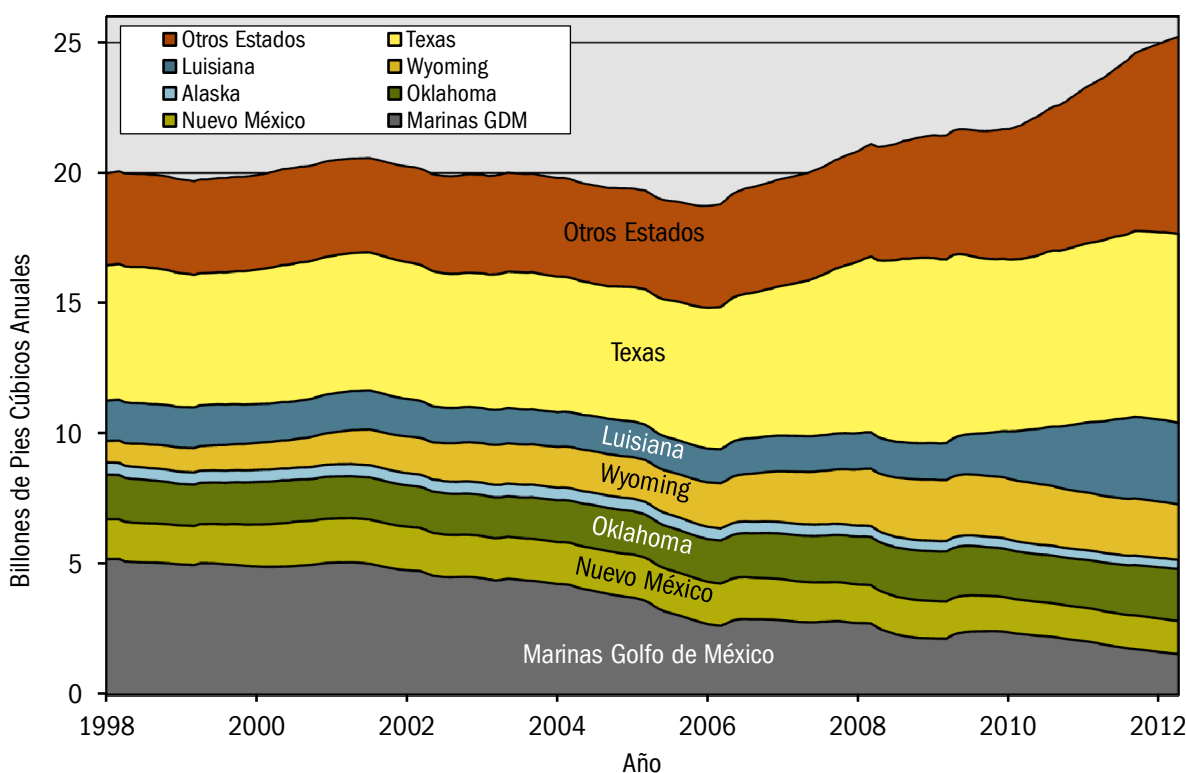


Figura 18. Producción estadounidense de gas natural comercializado desglosada por regiones entre 1998 y 2012.²⁴

²³ J.D. Hughes, "Will Natural Gas Fuel America in the 21st Century?", Post Carbon Institute, 2011, <http://www.postcarbon.org/reports/PCI-report-nat-gas-future-plain.pdf>.

²⁴ Datos procedentes de: EIA, diciembre de 2012, ajustados con una media móvil centrada de 12 meses, <http://www.eia.gov/naturalgas/monthly/xls/ngm07vmall.xls>; nótese que la producción comercializada es gas húmedo e incluye el gas utilizado para las operaciones de transporte por gaseoducto y otras de superficie que no llegan a los consumidores finales.

EL CONTEXTO ENERGÉTICO

PRODUCCIÓN Y CONSUMO

A pesar de que los Estados Unidos siguen siendo importadores netos de gas natural para satisfacer sus necesidades, el entusiasmo creciente por el gas de lutitas ha hecho que se planteen varias propuestas para exportar gas natural mediante la transformación de algunas terminales actuales de importación de gas natural licuado en otras exportadoras y para la construcción de nuevas terminales exportadoras. Tales infraestructuras permitirían a los operadores llegar a mercados con precios más altos. Actualmente el Departamento de Energía ha aprobado o está considerando aprobar que un 45% de la producción de gas natural, esto es, 29.210 millones de pies cúbicos, sea para la exportación.²⁵ Si se tienen en cuenta las implicaciones geológicas, tecnológicas y medioambientales que rodean a la producción de gas de lutitas, algo que se revisará extensamente más adelante, la intención de exportar esos volúmenes de gas no existentes todavía es muy cuestionable.

La Ley de los Rendimientos Decrecientes para la producción de gas natural estadounidense se muestra en la Figura 19. Dado que la productividad media por pozo no deja de caer, deben perforarse y operarse continuamente más y más pozos para mantener la producción. Desde 1990, el número de pozos de gas operativos en Estados Unidos se ha incrementado en un 90%, mientras que la productividad por pozo ha menguado en un 38%. Esto se conoce coloquialmente con el nombre de la “cinta de correr de la exploración”.

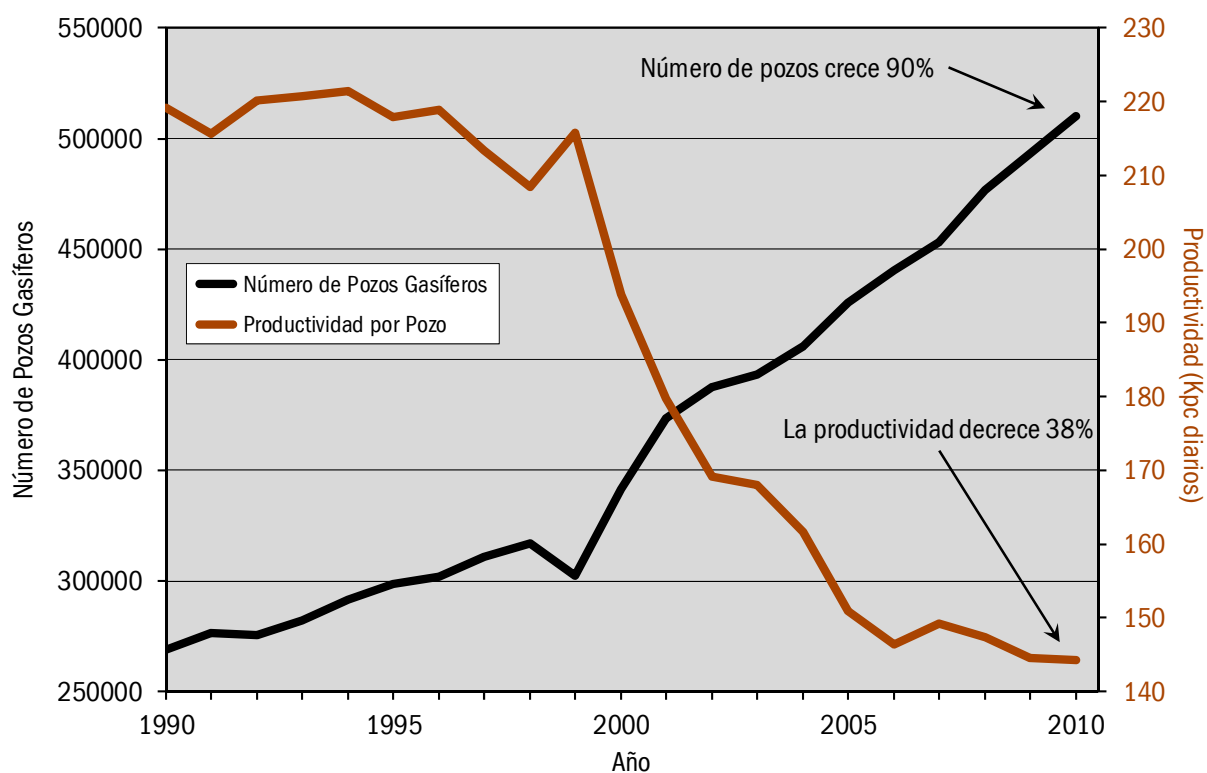


Figura 19. Pozos en funcionamiento frente a productividad por pozo entre 1990 y 2010.²⁶

²⁵ U.S. Department of Energy, “Applications Received by DOE/FE to Export Domestically Produced LNG from the Lower-48 States (as of December 19, 2012)”, 2012, <http://www.fossil.energy.gov/programs/gasregulation/reports/Long%20Term%20LNG%20Export%20Concise%20Summary%20Table%2012-2012%20wood.2.pdf>.

²⁶ Datos procedentes de: EIA Annual Energy Review 2011, <http://www.eia.gov/totalenergy/data/annual/showtext.cfm?t=ptb0604>.

EL CONTEXTO ENERGÉTICO

PRODUCCIÓN Y CONSUMO

La Figura 20 muestra el nivel de incremento de perforaciones que se requiere para mantener y hacer crecer un poco la producción. El número de pozos perforados anualmente entre 2005 y 2008 ha más que triplicado el que había en 1990. Esta perforación masiva aparentemente ha invertido lo que parecía ser un declive terminal en la producción. La producción ha continuado creciendo a pesar de que la tasa de perforación ha decaído a partir de 2010. Eso se debe parcialmente al tiempo que pasa desde que se perforan los pozos hasta que se conectan al gasoducto pero también a la alta productividad inicial de los pozos de gas de lutitas, particularmente a los del campo Haynesville de Luisiana y del este de Texas.

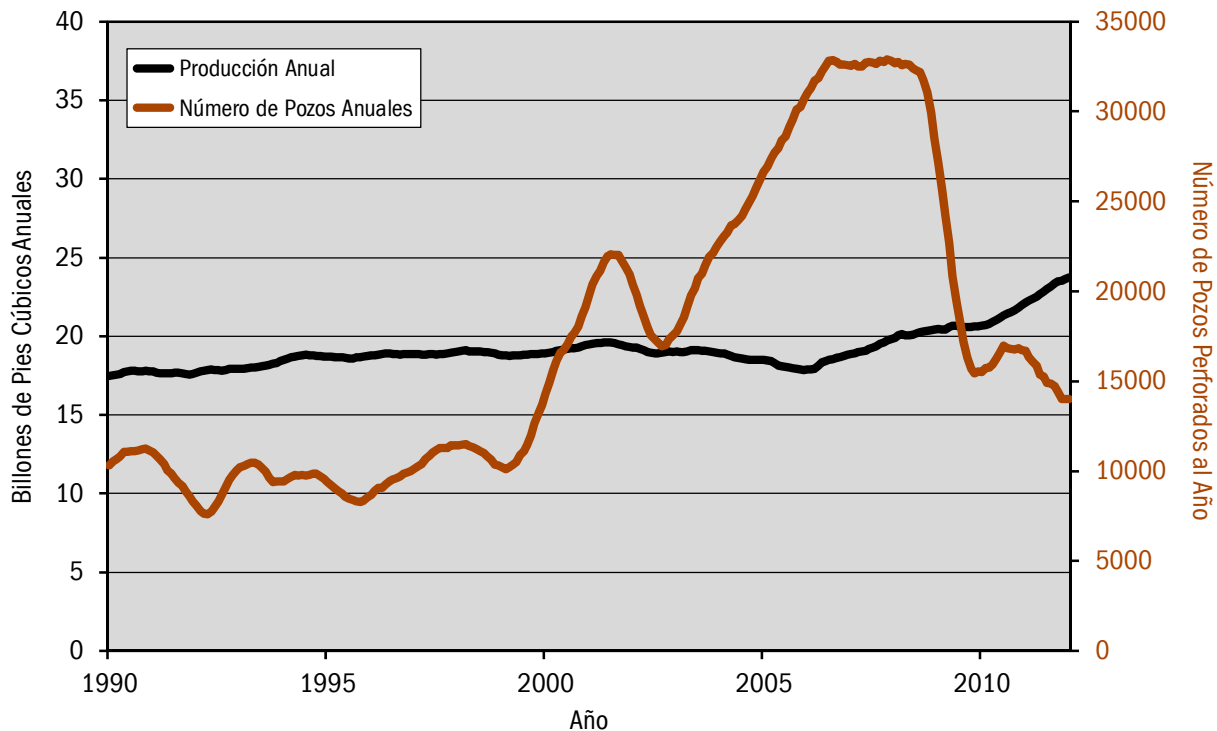


Figura 20. Producción estadounidense de gas frente a la tasa de perforación de pozos gasíferos finalmente productivos entre 1990 y 2012.²⁷

²⁷ Datos procedentes de: EIA august, 2012, ajustados con una media centrada móvil de 12 meses; los datos del inventario de pozos de: http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_enr_wellend_s1_m.htm y los de producción de gas seco de: <http://www.eia.gov/naturalgas/monthly/xls/ngm01vmall.xls>.

PRONÓSTICOS

Mundo

La Figura 21 muestra el pronóstico de la EIA para el consumo energético mundial hasta 2035. El consumo total en 2035 será un 47% mayor que en 2010. Aunque se pronostique una caída del consumo de los combustibles fósiles en el mercado general, todavía representarán un 79% del consumo. Tales pronósticos descansan en un acceso sin restricciones a los recursos para sostener un gran crecimiento económico. El problema es cuáles son las limitaciones reales de los recursos, cómo las explotaciones afectan al medioambiente, las emisiones de carbono y los problemas geopolíticos derivados del desigual acceso a los recursos.

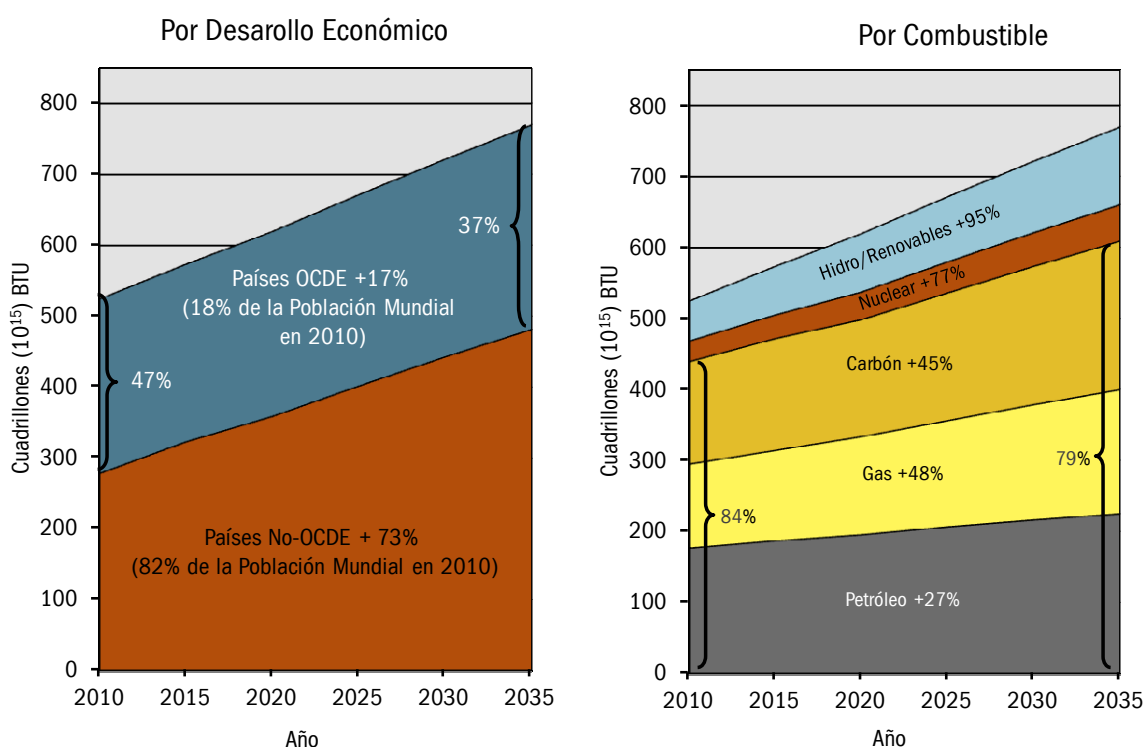


Figura 21. Pronóstico del consumo energético mundial por niveles de desarrollo y por tipo de recurso entre 2010 y 2035.²⁸

Se pronostica que el consumo mundial se incrementará en un 47%, es decir a razón de un 1,6% al año. El consumo en los países desarrollados (OCDE) crecerá un 17%, aunque su parte en el consumo total del mundo decrecerá del 47 al 37%. El consumo de combustibles fósiles también crecerá significativamente, aunque en el total de los recursos energéticos disminuya desde el 84 al 79%.

El petróleo, la mayor fuente de energía y la más importante para el transporte, es un caso fundamental. La producción total decaerá sin que importe la búsqueda de nuevos yacimientos y las inversiones en mejorar los existentes. En 2008, la Agencia Internacional de la Energía (IEA) investigó las tasas de declive de los 800 yacimientos petrolíferos más grandes del mundo y concluyó:

²⁸ Datos procedentes de: EIA International Energy Outlook, caso de referencia, septiembre, 2011, <http://www.eia.gov/forecasts/ieo/>.

EL CONTEXTO ENERGÉTICO

PRODUCCIÓN Y CONSUMO

Para la muestra analizada, la media del declive después del cenit para todos los campos se estima en el 5,1%. Las tasas de declive son menores para los campos más grandes: 3,4% para los supergigantes, 6,5% para los gigantes y 10,4% para los grandes.²⁹

Más adelante sugerían que las tasas de decrecimiento irían aumentando en el futuro. Eso es el resultado de que el tiempo del descubrimiento de los campos gigantes y supergigantes quedó muy atrás y que en el futuro se irán encontrando yacimientos cada vez más pequeños.

El último pronóstico para la producción de líquidos derivados del petróleo de la IEA (denominado el “escenario de las nuevas políticas”) se presenta en la Figura 22, en la que se pronostica un declive de casi dos tercios en la producción de todos los pozos con respecto a 2011.³⁰ Esa proyección sugiere que la producción total de petróleo crudo decrecerá suavemente durante todo ese período hasta 2035 incluso con el desarrollo de una nueva capacidad de producción de 39,4 Mbd procedentes de yacimientos descubiertos y por descubrir (lo que significa una nueva producción equivalente a cuatro nuevas Arabias Sauditas). El resto del incremento del 18,7% en el suministro mundial de líquidos procedentes del petróleo que se pronostica en esa previsión hasta alcanzar los 104,2 Mbd en 2035 procederá de líquidos del gas natural, petróleo no convencional, biocombustibles y ganancias de las refinerías.

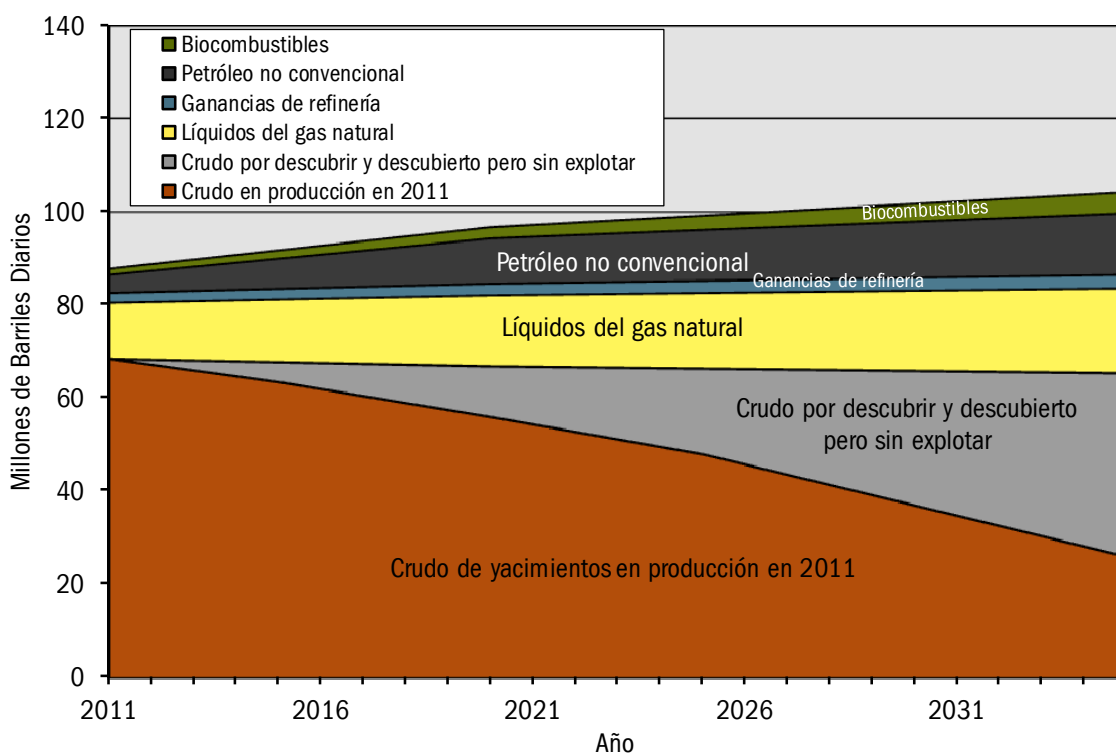


Figura 22. Pronóstico de la producción de petróleo entre 2011 y 2035 (IEA New Policies Scenario, 2012).³¹

Casi dos tercios, 39,4 Mbd, de la producción de petróleo crudo debería ser reemplazada con nuevas producciones hacia 2035.

²⁹ IEA, *World Energy Outlook* 2008, página 43, <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2008/weo2008.pdf>.

³⁰ IEA, *World Energy Outlook* 2012, Tabla 3.4, <http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2012/#d.en.26099>.

³¹ Datos procedentes de: IEA, *World Energy Outlook* 2012, Tabla 3.4 y Figura 3.15, <http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2011/>.

EL CONTEXTO ENERGÉTICO

PRODUCCIÓN Y CONSUMO

Es una tarea difícil que la IEA estima que sólo se puede conseguir gastando 8,9 billones de dólares en exploraciones y en desarrollar el sector *upstream*, a lo que habría que añadir 1,1 billones adicionales en transporte y refinerías.³² Los gastos estimados para 2012 de 614.000 millones de dólares como desembolso para sacar petróleo y gas representan un gasto cinco veces superior a los del año 2000 (en dólares nominales; si se ajustan a la inflación son entre 2 y 2,5 veces superiores). Que la IEA piense que esos costes no aumentarán más en los siguientes veintitrés años, como pronostica en sus presupuestados 10 billones (8,9 + 1,1) para el *upstream* del petróleo, es un buen deseo pero nada más.

La EIA estadounidense dependiente del Departamento de Energía es aún más optimista que la IEA en su pronóstico de la producción de petróleo, tal y como se muestra en la Figura 23. Según el escenario base (caso de referencia), la producción para 2035 llegará hasta los 112,2 Mbd, lo que significa un crecimiento del 31%. El petróleo no convencional, incluyendo arenas asfálticas, petróleos extrapesados, líquidos procedentes del carbón, líquidos procedentes del gas, petróleo de bituminosas y biocombustibles, representará, según la proyección de la EIA, un 12% del total de 2035, es decir, 13,1 Mbd.

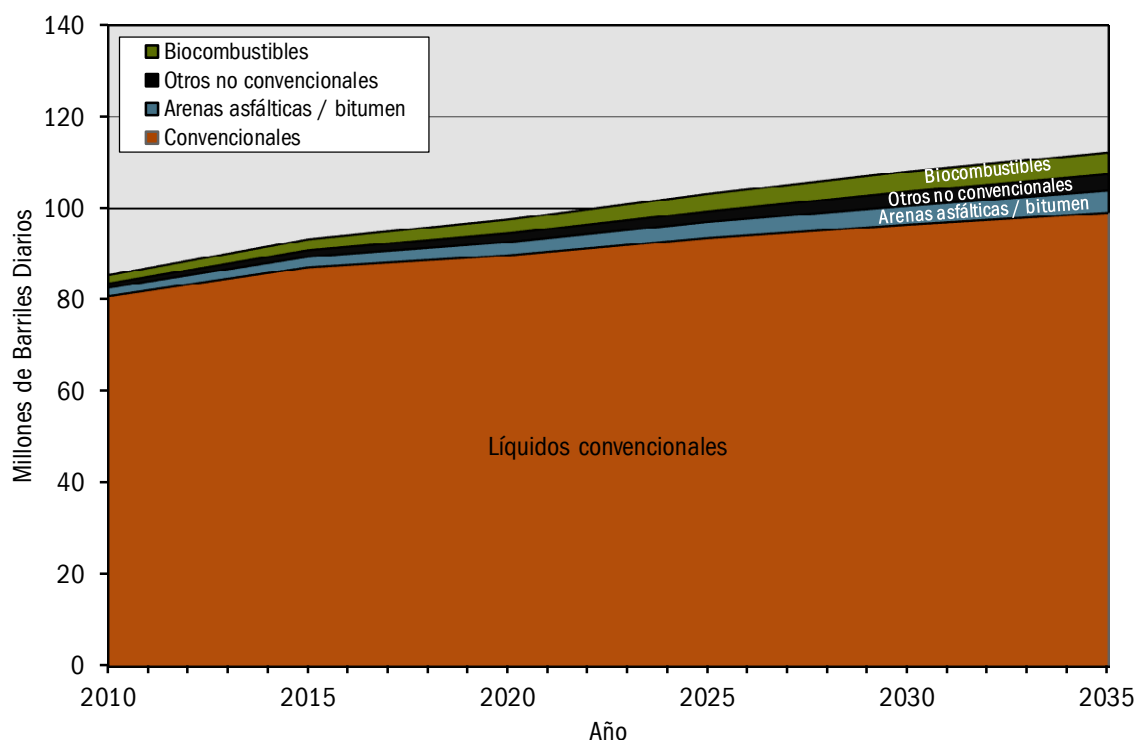


Figura 23: Pronóstico de la producción mundial de petróleo, 2010-2035 (Caso de Referencia de la EIA, 2011).³³

Lo “convencional” incluye ganancias de las refinerías, líquidos del gas natural y petróleo de lutitas. La categoría “Otros no convencionales” incluye petróleo extrapesado, líquidos procedentes del carbón, líquidos procedentes del gas y petróleo de bituminosas.

³² IEA, *World Energy Outlook 2012*, Table 3.8, <http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2012/#d.en.26099>.

³³ Datos procedentes de: EIA, 2011, caso de referencia, http://www.eia.gov/forecasts/ieo/excel/appe_tables.xls.

EL CONTEXTO ENERGÉTICO

PRODUCCIÓN Y CONSUMO

La EIA apoya sus vaticinios dando cinco proyecciones individuales para la producción mundial de petróleo, todas ellas con mayores producciones que las de su caso de referencia excepto para el caso “precio tradicional alto”, en el cual la producción crece tan sólo un 26% hasta los 107,4 Mbd (Figura 24). La proyección más agresiva, el caso “tradicional precio bajo” sugiere que la producción crecería un 53% hasta los 131,5 Mbd hacia 2035. Para el petróleo no convencional se anuncia un crecimiento hasta los 19,2 Mbd lo que significa el 18% de la producción en el caso “precio tradicional alto” para 2035.

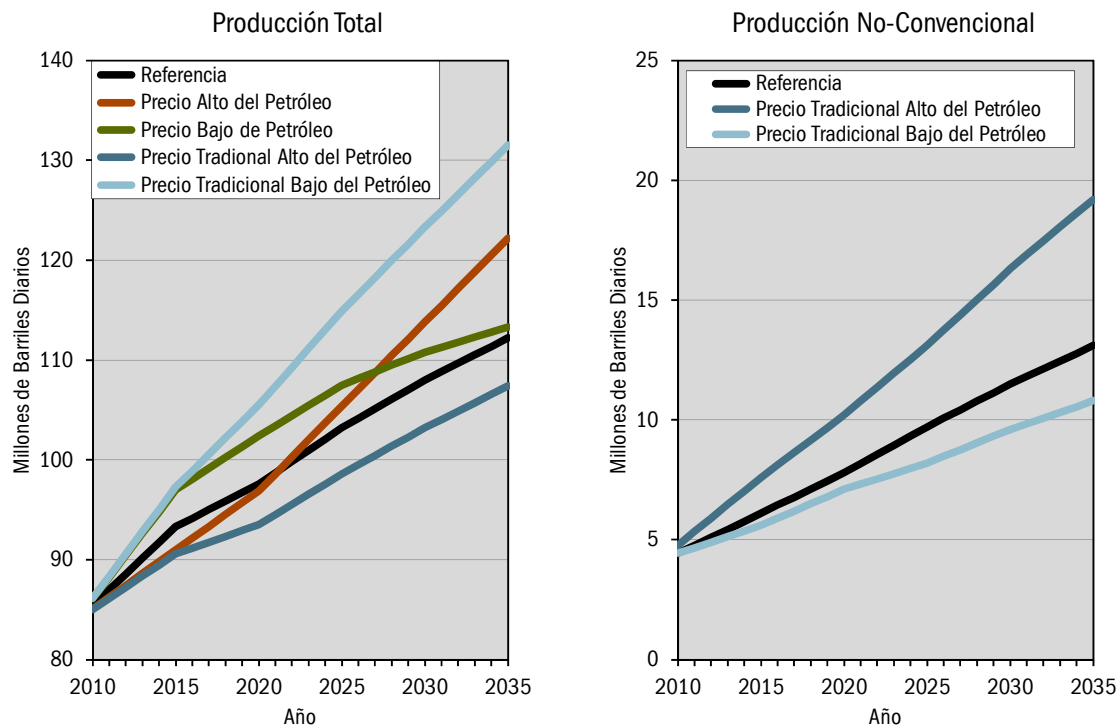


Figura 24. Pronóstico de la producción mundial de petróleo y de la producción de petróleo no convencional, 2010-2035 (Caso de Referencia de la EIA, 2011).³⁴

Lo “No-Convencional” incluye arenas asfálticas, petróleo extrapesado, líquidos del carbón, líquidos del gas y petróleo de bituminosas.

³⁴ Datos procedentes de: EIA, 2011, Caso de Referencia.

EL CONTEXTO ENERGÉTICO

PRODUCCIÓN Y CONSUMO

¿Acertarán esos pronósticos? y ¿cuál fue el resultado de los pronósticos previos? La Figura 25 muestra doce pronósticos de la EIA para la producción mundial desde 2000. Comparados con la producción real de 2011, esos pronósticos siempre han sobreestimado la producción. El pronóstico de 2002 sobreestimó la producción de 2011 en un 13%, es decir, 11 Mbd, y de eso sólo han pasado nueve años. Estos errores se deben en parte a que están basados en la demanda y esta a su vez en el crecimiento del PIB con la inevitable subida de la demanda que requiere dicho crecimiento. Los límites reales marcados por la geología y los aumentos de capital que se requieren para alcanzar la producción prevista no les merecen atención. A pesar de ello, las previsiones de la EIA son un elemento esencial en las políticas energéticas de los Estados Unidos y de otros países.

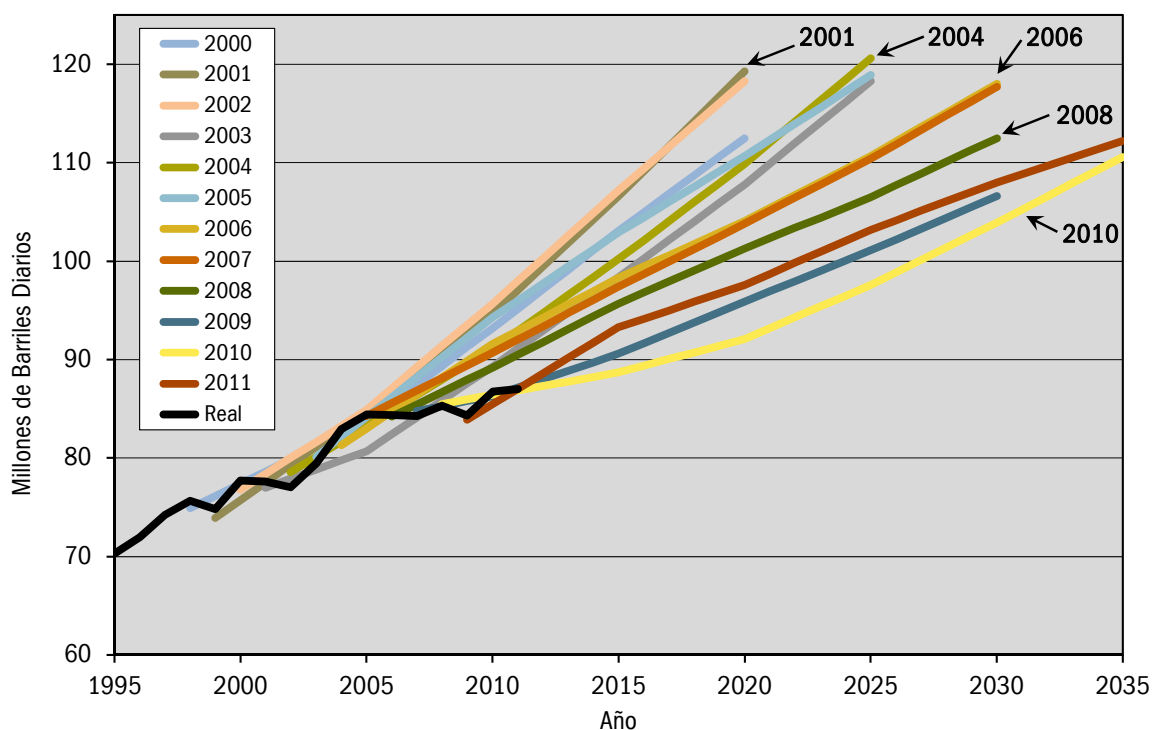


Figura 25. Pronósticos de la EIA para la producción mundial de petróleo 2000-2011 comparados con la producción real 1995-2011.³⁵

La mayoría de las veces sobreestimaron invariablemente la producción de 2011.

³⁵ Datos procedentes de: EIA, 2011, y ediciones previas disponibles en <http://www.eia.gov/forecasts/ieo/>; la producción real es de datos de la EIA.

EL CONTEXTO ENERGÉTICO

PRODUCCIÓN Y CONSUMO

De hecho, la IEA informa en su *World Outlook* de 2012 que el petróleo convencional ya ha superado su cenit y aunque se consigan nuevas producciones equivalentes a dos tercios de la producción actual, declinará suavemente a partir de 2035. Según los pronósticos de la IEA, el futuro crecimiento de la demanda deberá cubrirse con el petróleo no convencional, los biocombustibles y los líquidos procedentes del gas natural.

Las previsiones sobre el crecimiento futuro de la producción tienden a ser optimistas cuando atienden a las necesidades de los gobiernos de mantener crecimientos a largo plazo del PIB (o por multinacionales y organizaciones de productores cuya longevidad depende de la producción creciente). Los pronósticos más pesimistas siempre proceden de analistas independientes que no tienen intereses de ese tipo.

En efecto, en 2009 el United Kingdom Energy Research Centre (UKERC) presentó un informe sobre el agotamiento global del petróleo en el cual revisaban los modelos de la producción futura de petróleo realizados por varias organizaciones.³⁶ Las conclusiones de ese informe eran:

- Con los datos que poseían, aparecía un máximo de producción de petróleo global antes de 2030 que era más que probable que se produjera antes de 2020.
- También establecía un máximo para la producción global de los petróleos convencionales y no convencionales antes de 2030. Incluía el petróleo convencional, los líquidos del gas natural, los petróleos pesados y el petróleo procedente de arenas asfálticas.
- Menos clara estaba la situación de los combustibles líquidos alternativos entre los que incluían el petróleo de bituminosas, los líquidos procedentes del gas y del carbón, y los biocombustibles.

No obstante, las predicciones optimistas tampoco faltan en el campo independiente: En junio de 2012 se presentó un pronóstico muy optimista para la producción mundial del petróleo que publicó Leonardo Maugeri, de la Harvard Kennedy School Belfer Center of Science and International Affairs, que dice que la capacidad de producción mundial de petróleo, excluyendo los biocombustibles, podría alcanzar los 110,6 Mbd hacia 2020.³⁷ Estas cifras se acercan a las de producción de la EIA (94,6 Mbd) y a la de producción la IEA (94,3 Mbd). El estudio de Maugeri ha sido desacreditado por varios analistas,^{38,39,40} principalmente porque Maugeri no tiene en cuenta la tasa de agotamiento de los campos existentes y sobreestima la producción de países como Irak y los yacimientos estadounidenses de lutitas. A pesar de esos notables fallos, el informe Maugeri sigue siendo muy citado y es la base de la política económica del partido Republicano.⁴¹

³⁶ United Kingdom Energy Research Centre Technical Report 7, Comparison of Global Supply Forecasts, http://www.ukerc.ac.uk/support/tiki-download_file.php?fileId=291

³⁷ Leonardo Maugeri, *Oil: The Next Revolution*, junio, 2012, <http://belfercenter.ksg.harvard.edu/publication/22144/oil.html>.

³⁸ Steve Sorrell, "Response to Leonardo Maugeri's Decline Rate Assumptions in *Oil: The Next Revolution*," julio 2012, <http://www.theoil Drum.com/node/9327>.

³⁹ James Hamilton, "Maugeri on Peak Oil," julio 19, 2012, <http://www.resilience.org/stories/2012-07-19/maugeri-peak-oil>.

⁴⁰ Chris Nelder, "Is Peak Oil Dead?," julio 24, 2012, <http://ftalphaville.ft.com/blog/2012/07/24/1094111/is-peak-oil-dead/>.

⁴¹ Romney for President, "The Romney Plan for a Stronger Middle Class: Energy Independence," agosto 22, 2012, http://www.ourenergypolicy.org/wp-content/uploads/2012/08/energy_policy_white_paper.pdf.

EL CONTEXTO ENERGÉTICO

PRODUCCIÓN Y CONSUMO

Los pronósticos para el crecimiento de la producción de gas natural se han basado en el desarrollo del gas de lutitas en Estados Unidos y en asumir que la nueva tecnología será capaz de movilizar nuevas reservas en todo el mundo. La Figura 26 presenta el último pronóstico de la EIA para la producción de gas hasta 2035. El cálculo tiene una horquilla de crecimiento entre el 34 y el 59%, con una referencia media del 48%. Todos los porcentajes son con respecto a la producción de 2010. Un análisis extenso del gas de lutitas se presenta en una sección posterior.

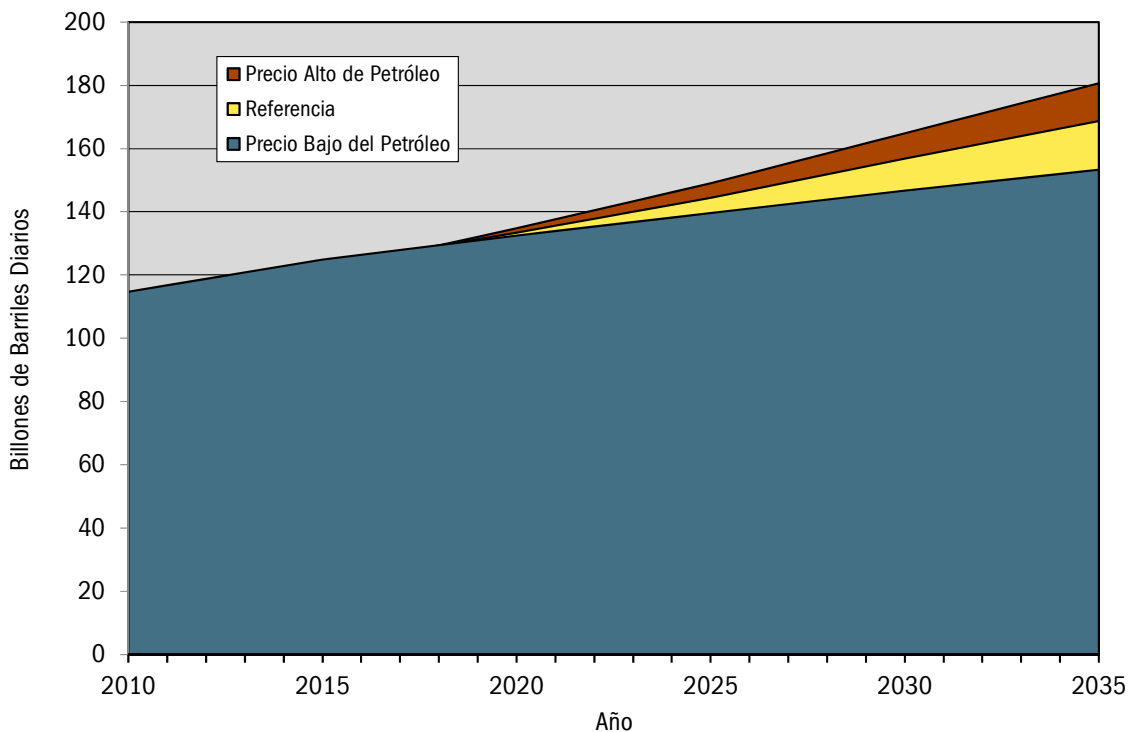


Figura 26. Pronóstico sobre la producción mundial de gas natural en tres escenarios (EIA, 2011).⁴²

El escenario de referencia supone un incremento de la producción de gas natural del 48% sobre lo producido en 2010.

⁴² Datos procedentes de: EIA *International Energy Outlook* 2011.

Estados Unidos

El crecimiento en el consumo energético estadounidense pronosticado por la EIA será gradual hasta 2040 (Figura 27). El incremento será de un 9% y en 2040 los combustibles fósiles representarán un 80% del consumo total, lo que es una baja de cuatro puntos con respecto al 84% de 2010. De ese 80%, el 61% será suministrado por el petróleo y el gas. Las energías renovables (hidráulica, biomasa, eólica, solar y geotérmica) representarán según esa proyección un 11% del consumo total de ese año.

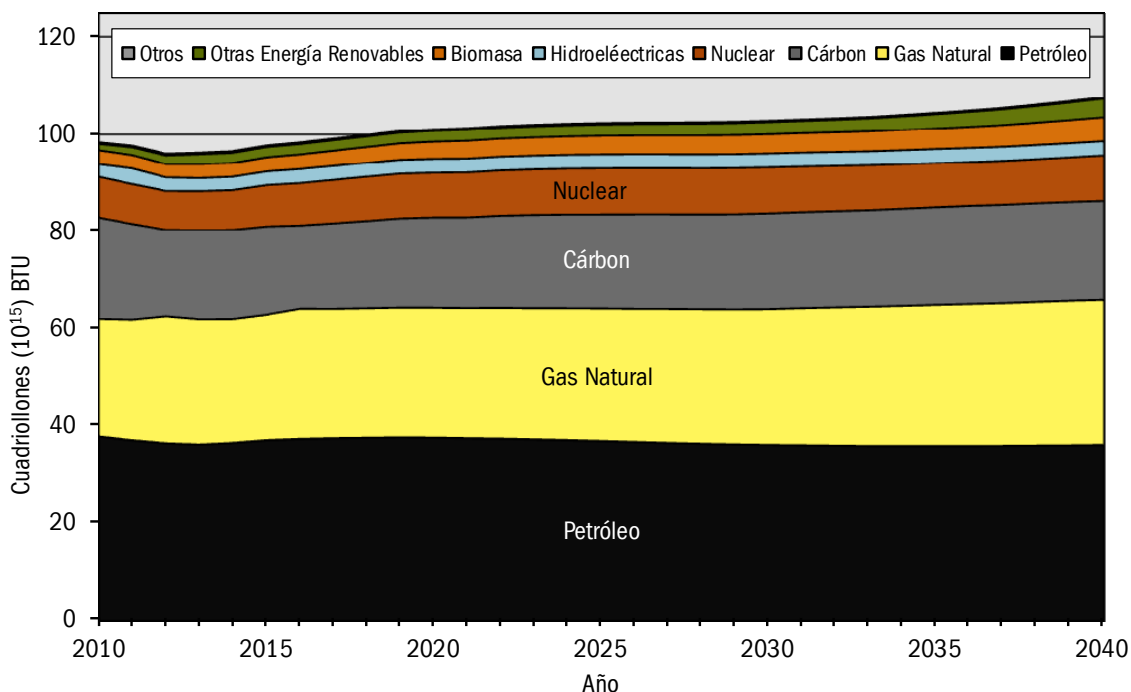


Figura 27. Pronóstico sobre el consumo energético estadounidense entre 2010 y 2040 desglosado por fuentes (Escenario de referencia de la EIA, 2013).⁴³

Se estima que los combustibles fósiles suministrarán el 80% del consumo en 2040. El petróleo y el gas representarán el 61% del consumo.

⁴³ Datos procedentes de: EIA *Annual Energy Outlook* 2013, Tabla 1, <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/excel/yearbyyear.xlsx>.

Petróleo

La Figura 28 presenta el escenario de referencia de la EIA con respecto al pronóstico de suministros de líquidos del petróleo en Estados Unidos para 2040. Supone que el consumo total decaerá un punto en 2040, la producción doméstica bastará para cubrir el 64% y el resto necesitará importarse. La producción doméstica de crudo se supone que se incrementará un 12% a lo largo del período aunque tendrá un pico hacia 2019 y representará tan sólo un 32% en 2040. El incremento previsto en la producción de crudo doméstico resultaría de asumir que habrá nuevas fuentes a partir del petróleo de lutitas y que la producción de petróleo en aguas profundas del Golfo de México no sólo no descenderá sino que aumentará en algunos casos. El pronóstico dice que los biocombustibles aumentarán un 65% hasta alcanzar el 7,5% de los suministros totales (lo cual es una reducción sustancial en la antigua predicción de la EIA de 2012 según la cual el incremento sería del 176% hasta alcanzar el 12% de los suministros en 2035). Se pronostica también que los líquidos del gas natural experimentarán un crecimiento del 41% como consecuencia de la rápida expansión del gas de lutitas hasta alcanzar un 15%. El desarrollo de la producción de la licuefacción del carbón y del gas aumentará ligeramente hasta representar poco más del 1% del suministro total en 2040.

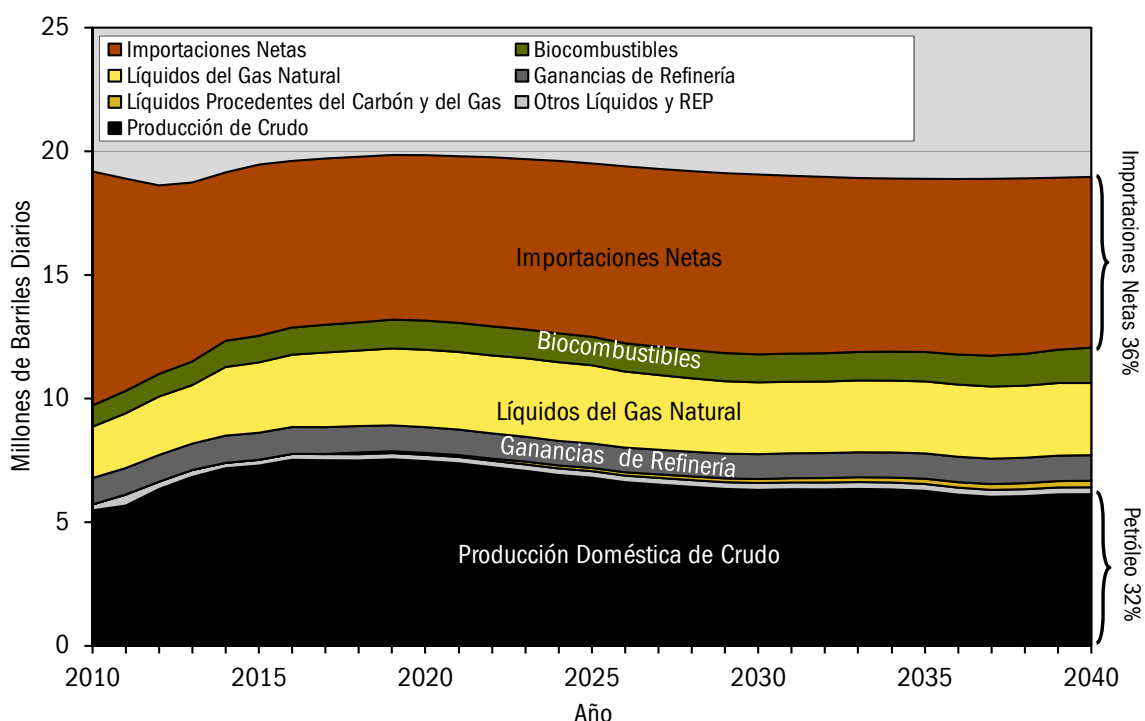


Figura 28. Pronóstico del suministro de líquidos de petróleo por fuente entre 2010-2040 (Escenario de referencia de la EIA, 2013).⁴⁴

Aunque las importaciones netas de petróleo decrecerán desde el 49% en 2010 hasta el 36% en 2040, los Estados Unidos todavía serán fuertemente dependientes de las importaciones.

⁴⁴ Datos procedentes de: EIA *Annual Energy Outlook* 2013 primera entrega, Tabla 11, <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/excel/yearbyyear.xlsx>.

EL CONTEXTO ENERGÉTICO

PRODUCCIÓN Y CONSUMO

El hecho de que esas previsiones digan que en 2040 se necesitará un 36% de crudo importado desmonta la retórica actual de la supuesta “independencia energética” estadounidense. Dado que las previsiones de la EIA han sido siempre muy optimistas (véase la Figura 25), la situación de las importaciones futuras está subestimada en esa previsión (de hecho, las importaciones netas podrían ser el 40% del suministro total en 2040 en el supuesto de que el incremento de las exportaciones de productos refinados del petróleo después del 2030 no se produjera).

Mucha de la retórica del crecimiento de la producción del petróleo y de la “independencia energética” se basa en el reciente incremento del gas/petróleo de lutitas en los yacimientos Bakken/Three Forks en Dakota del Norte y Montana, y del Eagle Ford texano. La Figura 29 ilustra el caso de referencia de la EIA para pronosticar la producción (2010-2040) de petróleo crudo a partir de diferentes fuentes. La previsión asume un rápido crecimiento proveniente del petróleo de lutitas y del rejuvenecimiento de viejos yacimientos agotados mediante la inyección de dióxido de carbono, por el mantenimiento a sus niveles actuales del petróleo procedente de aguas profundas del Golfo de México y por el crecimiento de las explotaciones litorales de la Costa Oeste. Aunque se asuma todo eso, el pronóstico apunta a que los Estados Unidos habrán alcanzado su pico del petróleo muy pronto, a finales de esta década (esto, sin embargo, representa un brusco cambio en la trayectoria de declive de la producción de crudo estadounidense iniciada en 2008).

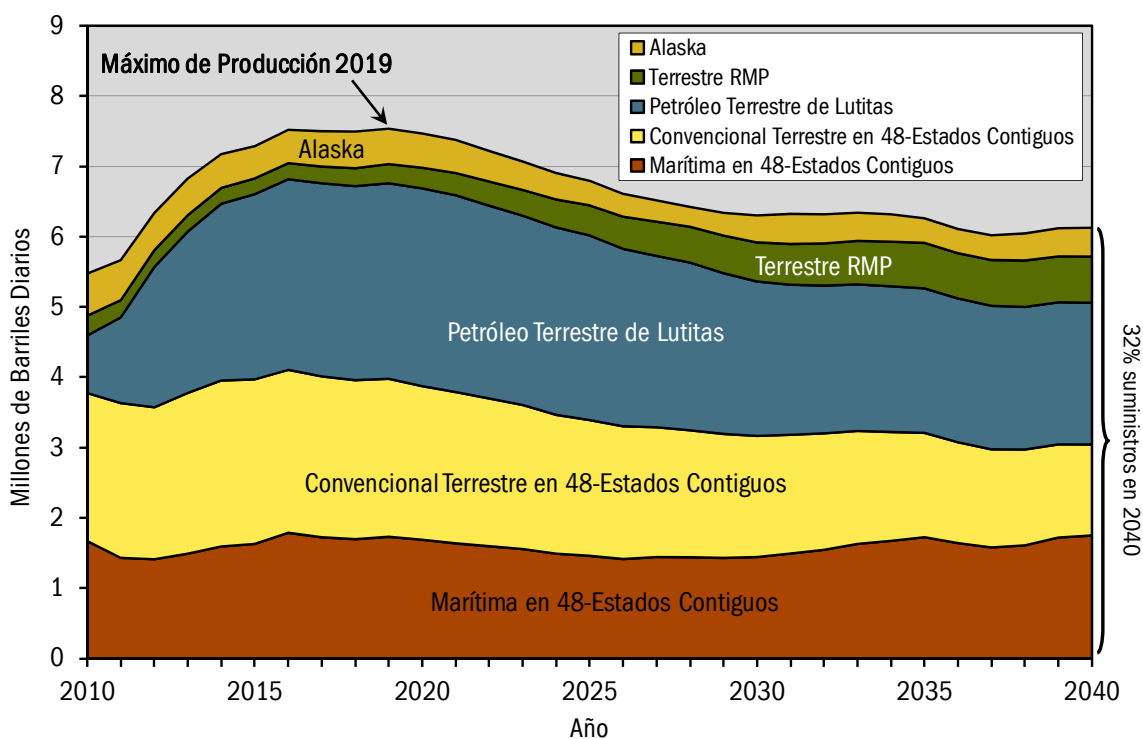


Figura 29. Producción estadounidense de crudo por fuentes para el período 2010-2040 (Escenario de referencia de la EIA, 2013).⁴⁵

Las principales fuentes de crecimiento son la producción a partir del petróleo de lutitas y el rejuvenecimiento de pozos mediante la inyección de dióxido de carbono. Pese a ello, el pico del petróleo se alcanza en 2019 y en 2040 el total de la producción doméstica significará tan sólo el 32% de los suministros.

⁴⁵ Datos procedentes de: EIA *Annual Energy Outlook* 2013 primera entrega, Tabla 14.

EL CONTEXTO ENERGÉTICO

PRODUCCIÓN Y CONSUMO

El incremento en la producción de petróleo de lutitas en esta estimación es muy agresiva y requiere el consumo para 2040 de 26.000 Mbl, el 78%, de los recursos estimados por la EIA como recursos técnicamente recuperables no probados.⁴⁶ La posibilidad de que tal cosa pueda suceder es muy remota como explicaremos en la sección dedicada al gas/petróleo de lutitas. Sobre todo, esta proyección requiere la recuperación de 75.000 Mbl en 2040, lo cual es tres veces la reserva probada de crudo en Estados Unidos a finales de 2010.⁴⁷

Como ocurría con sus proyecciones de la producción de petróleo, la EIA mantiene varios casos adicionales de crecimiento económico y precios del petróleo para hacer sus vaticinios. Las estimaciones de la EIA en 2012 se muestran en la Figura 30 junto con las proyecciones de petróleo de lutitas para cada año. Todas ellas se comparan con el pronóstico del caso referencia de la EIA de 2013. En todos los casos, excepto en el caso del precio más bajo del petróleo, el pico del petróleo estadounidense se produce en 2020. En la proyección de 2013 el pico aparece en 2019 y en la estimación para el precio más bajo aparece en 2016. En ninguno de los casos los Estados Unidos están cerca de la independencia de las importaciones.

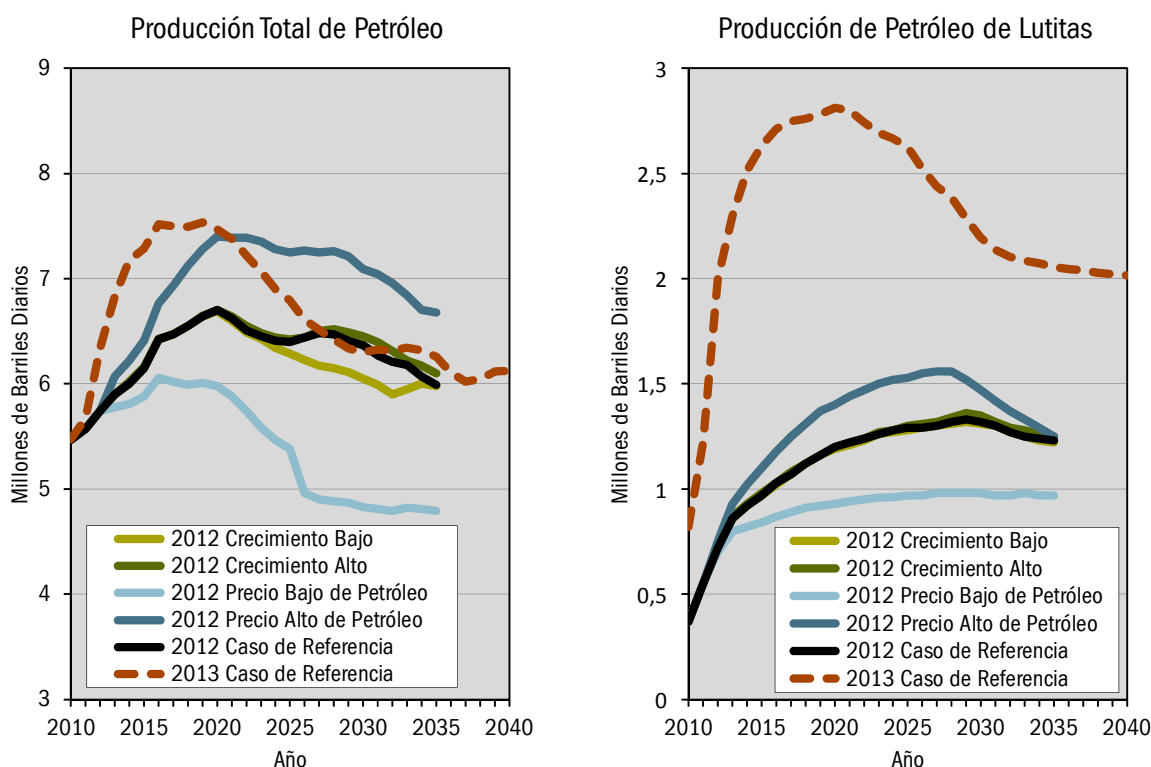


Figura 30. Producción total de petróleo y de petróleo de lutitas entre 2010 y 2040 pronosticado por la EIA en 2012 comparado con la prevista por la EIA en 2013.

A la izquierda se muestran las previsiones de la EIA de 2012 y 2013 para la producción total de petróleo entre 2010 y 2040 según seis escenarios diferentes.⁴⁸ A la derecha aparecen las mismas previsiones aplicadas al petróleo de lutitas.

Los precios del petróleo asumidos en esas previsiones oscilan desde un mínimo de 58,53 dólares/bl en 2020 y de 55,36 en 2035, hasta un máximo de 181,55 en 2020 y de 188,44 en 2035 (en dólares de

⁴⁶ EIA, *Annual Energy Outlook 2012*, page 58, [http://www.eia.gov/forecasts/archive/aeo12/pdf/0383\(2012\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/archive/aeo12/pdf/0383(2012).pdf).

⁴⁷ EIA, 2012, U.S. Crude Oil, Natural Gas, y NG Liquids Proved Reserves, http://www.eia.gov/naturalgas/crudeoilreserves/excel/table_4.xls.

⁴⁸ Datos procedentes de: EIA, *Annual Energy Outlook 2012*, Tabla 14 para cada uno de los cinco casos, http://www.eia.gov/forecasts/aeo/data_side_cases.cfm y EIA *Annual Energy Outlook 2013* primera entrega, Tabla 14.

EL CONTEXTO ENERGÉTICO

PRODUCCIÓN Y CONSUMO

2010). La proyección del escenario base de 2012 anuncia un precio del petróleo de 124,44 dólares/bl en 2020 y de 137,55 para 2035. La proyección del escenario base de 2013 anuncia un precio del petróleo de 105,57 dólares/bl en 2020 y de 145,41 para 2035 (en dólares de 2011). Esas proyecciones de precios ignoran cualquier tipo de pico productivo en la producción global de petróleo, tal y como han pronosticado las organizaciones recogidas en el informe del UKERC, y hacen lo propio con la volatilidad de los precios que un pico de esa naturaleza representaría (por ejemplo, el precio del petróleo se disparó hasta los 147 dólares/bl en 2008 después de que la producción global de petróleo permaneciera básicamente estancada durante dos años entre 84-85 Mbd).

La tendencia ascendente y la reciente volatilidad de los precios petrolíferos comparados con los pronósticos para dichos precios y con la producción de petróleo en Estados Unidos según el escenario base de la EIA (2013) se ilustran en la Figura 31.

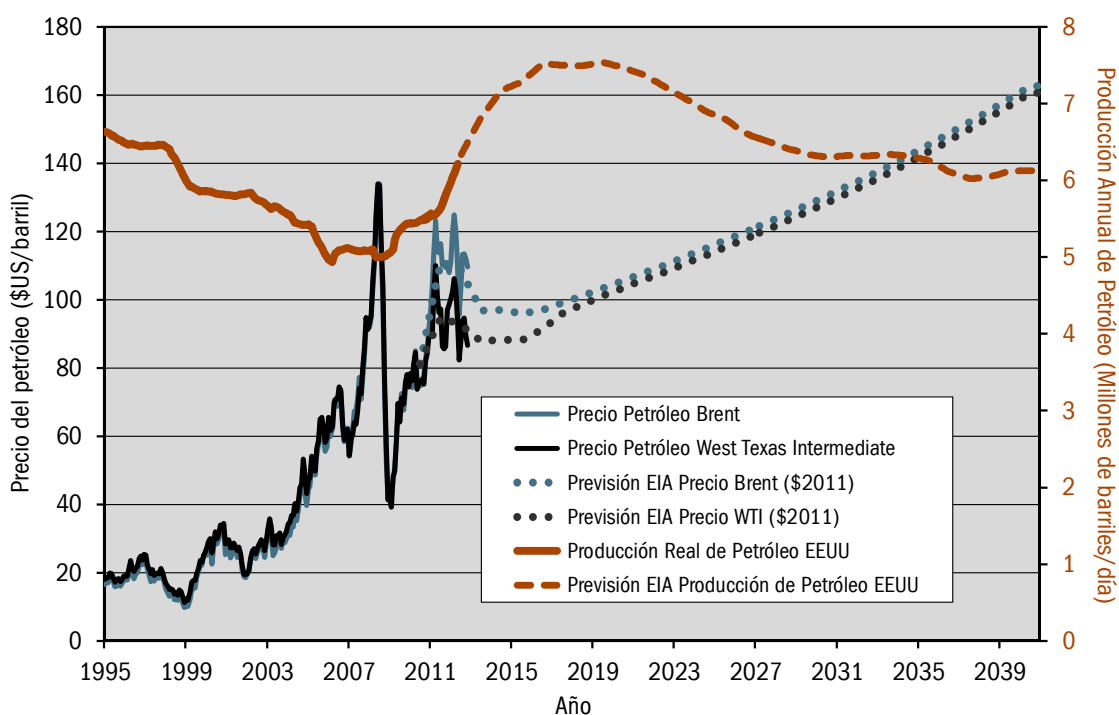


Figura 31. Producción y precios del petróleo en Estados Unidos en el período 1995-2012, versus pronósticos de la EIA (2013) hasta 2040.⁴⁹

La gran variabilidad incluso en las proyecciones a corto plazo de los suministros de petróleo hechas por la EIA hace tan sólo seis meses subraya su falta de credibilidad. Por lo general son previsiones optimistas, como se puso de manifiesto en sus pronósticos sobre la producción mundial de petróleo que mostramos en la Figura 25, y asumen un continuo reemplazamientos de las reservas a pesar del grado de madurez y la naturaleza superexplotada de las cuencas sedimentarias estadounidenses. El crecimiento en la producción que ilustra la Figura 31 es contradictorio, dado que se prevé que los precios del petróleo caigan a medida que la producción de petróleo estadounidense suba durante los cuatro próximos años, y que la producción caerá a partir de entonces mientras los precios suben. No obstante, cuando se comparan con las previsiones realizadas desde el sector privado, las de la EIA son moderadas.

⁴⁹ Forecast data from EIA, *Annual Energy Outlook 2013* primera entrega; oil production from http://www.eia.gov/dnav/pet/xls/pet_crd_crpdn_adc_mbbldpd_m.xls; oil prices from <http://www.indexmundi.com/commodities>.

EL CONTEXTO ENERGÉTICO

PRODUCCIÓN Y CONSUMO

Varios informes acerca de la producción de petróleo en Estados Unidos son todavía más alcistas que la EIA. Maugeri (2012), cuyo trabajo sobre la producción mundial de crudo ha sido comentado antes, pronostica un crecimiento de la producción de petróleo de lutitas de 4,17 Mbd en 2020 frente a los 2,81 pronosticados en el caso de referencia de la EIA 2013, y un incremento neto de la producción estadounidense de 3,5 Mbd en 2020 (2 Mbd en el caso de referencia de la EIA 2013).⁵⁰ Los pronósticos optimistas de esta producción han sido criticados por Sorrell⁵¹, Hamilton⁵² y Nelder.⁵³

Citigroup también publicó un informe alcista en 2012 en el que sugería que la producción de líquidos (petróleo crudo, líquidos del gas natural y biocombustibles) crecería un 73% en 2020 hasta alcanzar 15,6 Mbd.⁵⁴ Comparado con el escenario de referencia de la EIA de 2013, el informe de Citigroup prevé que la producción de petróleo de lutitas, de areniscas y de rocas carbonatadas de Estados Unidos crecerá hasta los 3 Mbd en 2020 (2,81 según la EIA); la producción desde aguas profundas se incrementará hasta los 3,8 Mbd (1,69 según la EIA); la de Alaska hasta los 1,1 Mbd (0,49 según la EIA); los líquidos del gas natural hasta los 3,8 Mbd (3,13 según la EIA); y, por fin, que la producción de biocombustibles llegará a los 1,5 Mbd (1,18 Mbd según la EIA). Los supuestos extremadamente optimistas de este informe han sido revisados a fondo y desacreditados por Summers.⁵⁵

Quizás el informe más egregio sea el de Raymond James,⁵⁶ quien sugiere que la producción de crudo subirá un 75% en 2020 (excluyendo los líquidos del gas natural y los biocombustibles) y que eso, acoplado con el descenso de la demanda, hará que los Estados Unidos se independicen de las importaciones de petróleo en 2020. El autor no aporta más evidencias que el “creednos”. La adopción de esos informes alcistas, que no están basados más que en los buenos deseos y que son mucho más optimistas de lo que nunca han sido los de la EIA, señala un camino peligroso para la política energética estadounidense. No obstante, los informes de Maugeri, Citigroup y James sirvieron de sustento al programa electoral del Partido Republicano en las presidenciales de 2012.⁵⁷

Más recientemente, la IEA en su *World Energy Outlook* de 2012 atrajo la atención mediática con su anuncio de que EEUU podría producir pronto más petróleo que Arabia Saudita.⁵⁸ El informe asumía que la producción de petróleo de lutitas en Estados Unidos podía crecer hasta los 3,1 Mbd en 2020 e incluía un rápido crecimiento de la producción de los líquidos del gas natural como si fuera “petróleo” en un claro ejemplo de sumar “manzanas y peras”. Incluso si los Estados Unidos alcanzaran la producción estimada por la EIA (caso de referencia 2013) tal producción estaría significativamente por debajo de la producción estimada para Arabia Saudita hasta 2040.⁵⁹ E incluso aunque tal milagro se produjera, los Estados Unidos seguirían necesitando importar el 36% de su petróleo en 2040 (Figura 28).

⁵⁰ Leonardo Maugeri, *Oil: The Next Revolution*, junio, 2012, <http://belfercenter.ksg.harvard.edu/publication/22144/oil.html>.

⁵¹ Steve Sorrell, “Response to Leonardo Maugeri’s Decline Rate Assumptions in *Oil: The Next Revolution*,” julio 2012, <http://www.theoilrum.com/node/9327>.

⁵² James Hamilton, “Maugeri on Peak Oil,” julio 19, 2012, <http://www.resilience.org/stories/2012-07-19/maugeri-peak-oil>.

⁵³ Chris Nelder, “Is Peak Oil Dead?,” julio 24, 2012, <http://ftalphaville.ft.com/blog/2012/07/24/1094111/is-peak-oil-dead/>.

⁵⁴ Morse et al., *Energy 2020: North America the new Middle East?*, 2012, <http://fa.smithbarney.com/public/projectfiles/ce1d2d99-c133-4343-8ad0-43aa1da63cc2.pdf>.

⁵⁵ David Summers, “A review of the Citigroup prediction on U.S. energy,” abril 1, 2012, <http://www.theoilrum.com/node/9079>.

⁵⁶ J.M. Adkins y Pavel Molchanov, “Yes, Mr. President, We Believe We Can Drill Our Way Out of This Problem,” Raymond James, abril 2, 2012, http://www.raymondjames.com/AdvisorSitesFiles/PublicSites/silentKthoughts/files/Yes_Mr_President.pdf.

⁵⁷ Romney for President, “The Romney Plan for a Stronger Middle Class: Energy Independence,” agosto 22, 2012.

⁵⁸ IEA, *World Energy Outlook* 2012, <http://www.worldenergyoutlook.org/>.

⁵⁹ EIA, *Annual Energy Outlook* 2013 primera entrega.

Gas Natural

La Figura 32 ilustra el caso de referencia de la EIA (2013) para el suministro de gas natural hasta 2035 desglosado por fuentes. Es un pronóstico agresivo incluso cuando se le compara con el pronóstico hecho por la EIA en junio de 2012. En concreto, lo que más destaca es el aumento de la producción en 2035 de un 47% con respecto a la de 2010, lo que son dieciocho puntos más del crecimiento (29%) que habían pronosticado seis meses antes, y de un 55% para 2040. El 50% de la producción de 2040 provendrá, según dicen, de gas de lutitas, con un 23% adicional procedente del gas de areniscas y rocas carbonatadas, es decir, de dos fuentes cuya explotación requiere tecnología de fractura hidráulica. El pronóstico también dice que el gaseoducto de Alaska estará construido y funcionando en 2024, mientras que en su pronóstico anterior decía que estará listo antes de 2035. Aunque las perspectivas de la producción de gas natural convencional en tierra están en declive, proyectan un ligero crecimiento del gas natural convencional de yacimientos mar adentro. Sea como fuere, el gran crecimiento del pronóstico descansa en el incremento del gas natural no convencional que permitirá que Estados Unidos sea exportador neto en 2020 y exportador del 11% de su producción para 2040.

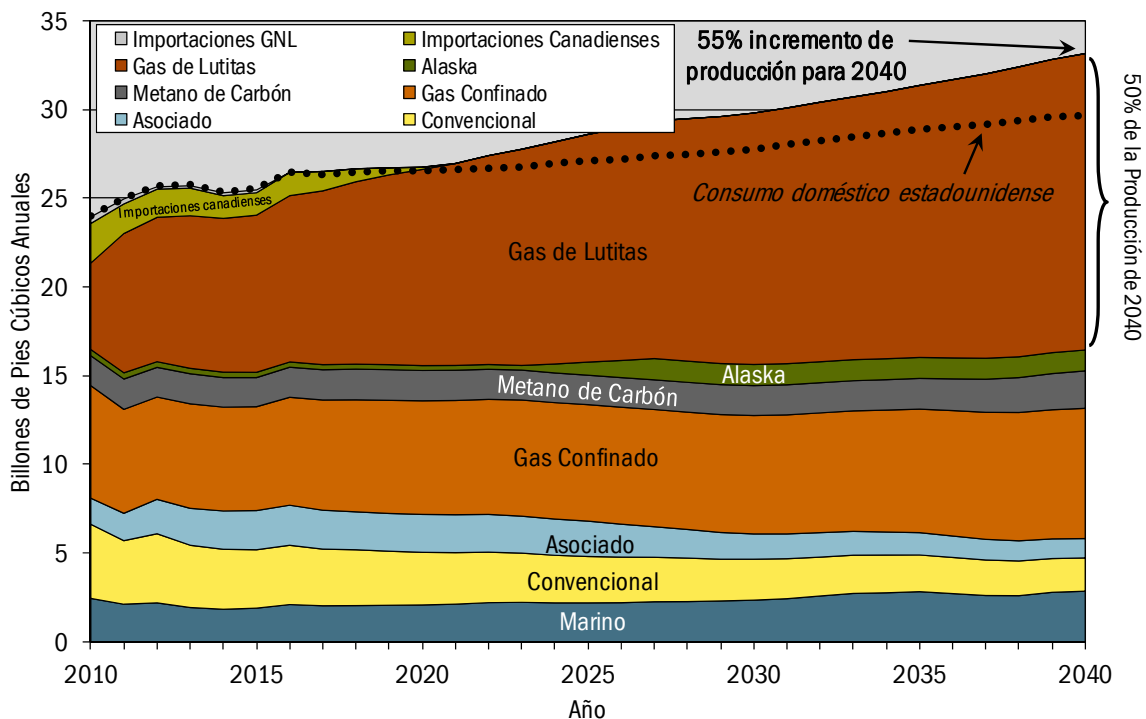


Figura 32. Suministros de gas natural de Estados Unidos desglosados por fuentes entre 2010-2040 (Escenario de referencia de la EIA, 2013).⁶⁰

El gas de lutitas supondrá el 50% de la producción en 2040.

⁶⁰ Datos procedentes de: EIA *Annual Energy Outlook* 2013 primera entrega, Tablas 13 y 14.

EL CONTEXTO ENERGÉTICO

PRODUCCIÓN Y CONSUMO

Hay mucha controversia asociada con la producción del gas de lutitas, tanto en lo que se refiere a su impacto ambiental como a su viabilidad económica. La capacidad del gas de lutitas para llenar el vacío en la producción del gas natural convencional es más que discutible. En la próxima sección daremos una información más amplia sobre la producción del gas de lutitas y sobre sus posibilidades de reemplazar a otras fuentes.

Para hacer su pronóstico sobre la producción estadounidense de gas natural, la EIA presenta varios escenarios basados en diferentes crecimientos del PIB y diferentes precios. Esos escenarios se presentan en la Figura 33. En todos los casos, el suministro futuro de gas natural en Estados Unidos se basa en el gas de lutitas.

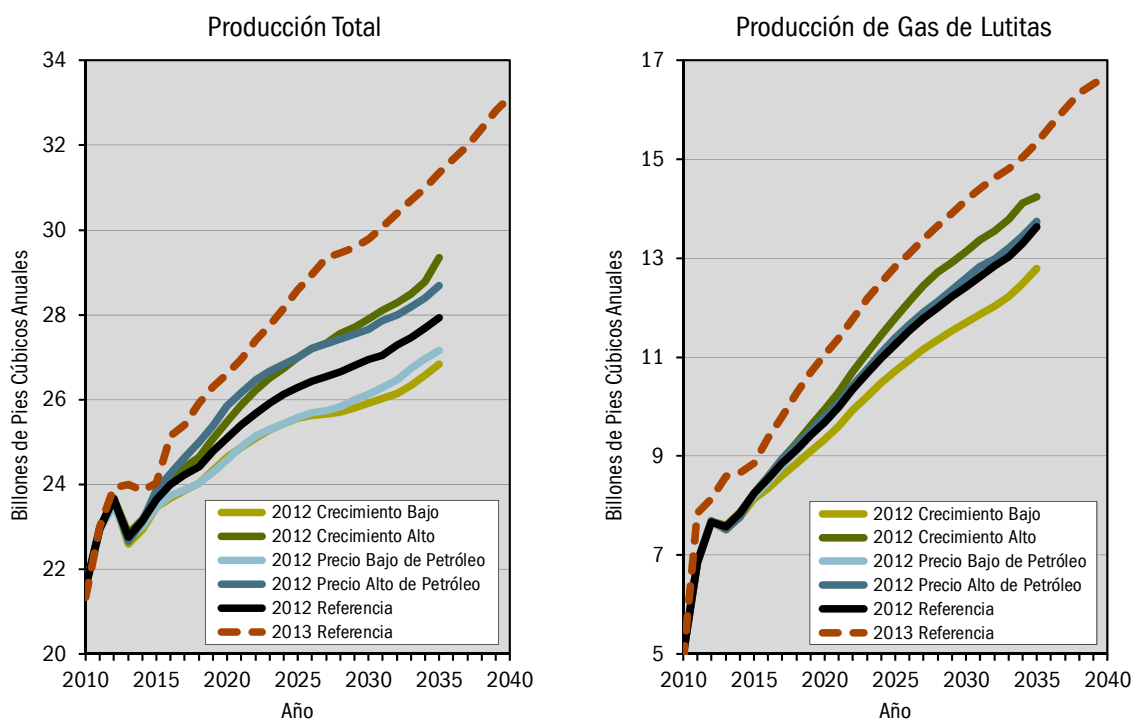


Figura 33. Producción estadounidense total de gas y gas de lutitas según los pronósticos de 2012 de la EIA en cinco casos, comparados con el pronóstico de 2013 de la EIA, para el período 2010-2040.

A la izquierda figuran las proyecciones para la producción total de gas natural según los pronósticos de los *Annual Energy Outlook* de la EIA de 2012 y 2013 en seis escenarios económicos desde 2010 a 2040.⁶¹ A la derecha idénticos supuestos aplicados al gas de lutitas.⁶²

⁶¹ Datos procedentes de: EIA, *Annual Energy Outlook 2012*, Tabla 14 para cada uno de los 5 casos, http://www.eia.gov/forecasts/aeo/data_side_cases.cfm.

⁶² Datos procedentes de: EIA *Annual Energy Outlook 2013*, Tabla 14.

EL CONTEXTO ENERGÉTICO

PRODUCCIÓN Y CONSUMO

Los precios en el gas natural en que se basan los diferentes escenarios oscilan entre un mínimo de 4,23 dólares por Mbtu en 2020 y 6,60 en 2035 a un máximo de 4,89 en 2020 y 7,58 en 2035 (en dólares de 2010). Para su caso de referencia 2013 la EIA fija unos precios de 4,13 en 2020 y de 6,32 en 2035 (ambos en dólares de 2011). Esos precios son un auténtico desastre para los productores según un detallado estudio hecho por el geólogo Arthur Berman⁶³, que ha calculado que el precio actual para cubrir costes del gas de lutitas está entre 8,31 y 8,78 Mbtu. La crisis de liquidez de los productores de gas natural de lutitas resulta cada vez más evidente.⁶⁴

La Figura 34 ilustra las oscilaciones históricas de los precios en Estados Unidos, Europa y el sureste de Asia comparados con el precio actual y con los que calcula entre 2013 y 2040 el caso de referencia de la EIA. Los precios del gas han sido muy oscilantes y han alcanzado valores de 13 dólares Kpc en fecha reciente (junio de 2008). A pesar de la volatilidad de los precios, la EIA calcula precios por debajo de los 6 dólares/Kpc para las dos próximas décadas.

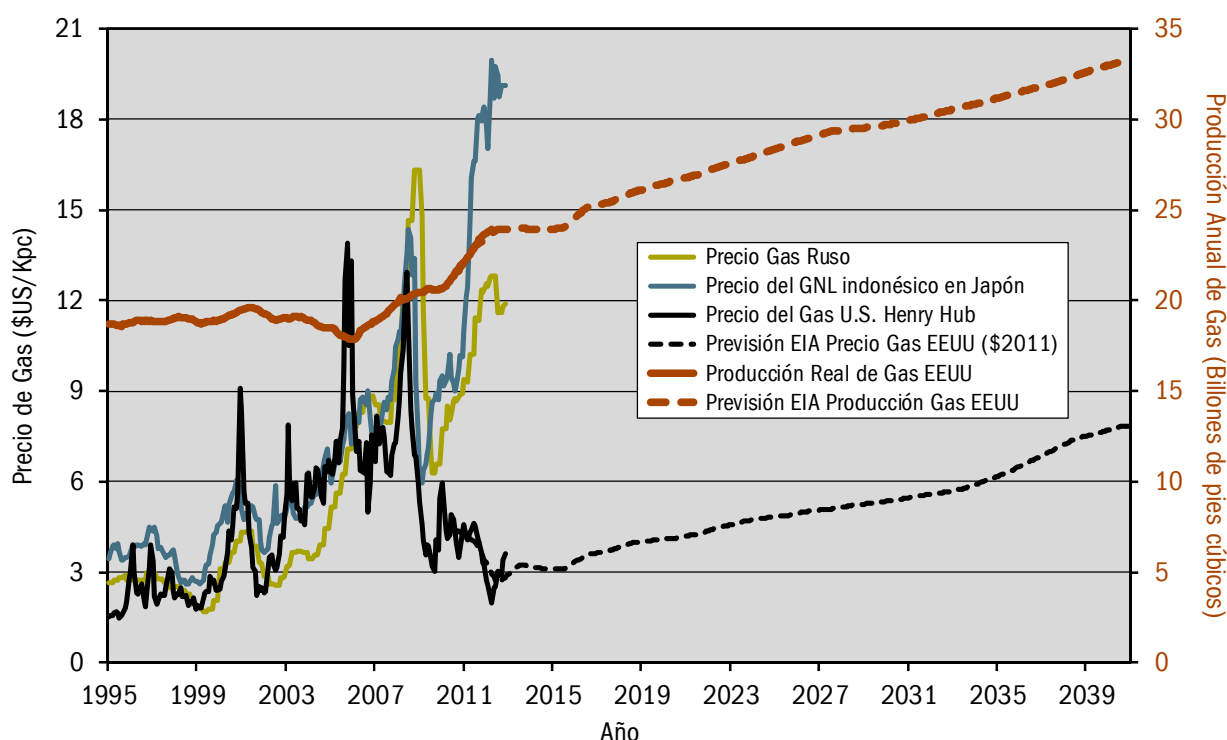


Figura 34. Producción y precios reales del gas en Estados Unidos entre 1995 y 2012 comparados con los pronósticos de la EIA (2013) hasta 2040.⁶⁵

⁶³ Arthur Berman y Lynn Pittinger, "U.S. Shale Gas: Less Abundance, Higher Cost," The Oil Drum, agosto 5, 2011, <http://www.theoil Drum.com/node/8212>.

⁶⁴ Antoine Gara, "Shale Boom Cash Hole Goes Much Deeper Than Chesapeake Energy," septiembre 7, 2012, Minyanville, <http://www.minyanville.com/sectors/energy/articles/thestreet-HAL-chk-bhi-cam-rig/9/7/2012/id/43823>.

⁶⁵ Previsiones de: EIA, *Annual Energy Outlook 2013* primera entrega; producción de gas de http://www.eia.gov/dnav/pet/xls/pet_crd_crpdn_adc_mbbldp_m.xls; gas prices from <http://www.indexmundi.com/commodities/>.

EL CONTEXTO ENERGÉTICO

PRODUCCIÓN Y CONSUMO

Cuando se comparan las actuales reservas estadounidenses de gas natural con el volumen que se requiere para alcanzar los objetivos pronosticados por la EIA, la credibilidad se derrumba (Figura 32). Las proyecciones están basadas en una conversión continua de recursos técnicamente recuperables no probados a los que se aplican unos precios que están por debajo de los actuales costes de producción. Concretamente, las proyecciones de la EIA requieren entre 2012 y 2020:

- La producción de 871 Bpc⁶⁶, lo que supone añadir a los 317,6 Bpc de las reservas estadounidenses probadas⁶⁷ otros 553,4 Bpc de recursos técnicamente recuperables no probados.
- La producción de 382 Bpc de gas de lutitas, lo cual es el total de los 97,4 Bpc de reservas probadas más un 59% de recursos no probados que la EIA estima técnicamente recuperables.⁶⁸
- La producción de 54 Bpc de metano de carbón, lo cual representa tres veces las reservas probadas actuales (17,5 Bpc).
- La producción de 72 Bpc de los yacimientos marinos, lo cual quintuplica las reservas probadas actuales de 12,1 Bpc.
- La producción de 23 Bpc de Alaska, lo cual es más del doble de las reservas probadas actuales (8,9 Bpc).
- La producción de 340 Bpc de los yacimientos de tierra adentro, lo cual es casi el doble de las reservas probadas actuales (181,7 Bpc).
- La exportación de 45 Bpc en 2040, lo que significa que en ese momento Estados Unidos estaría exportando el 11% de su producción.
- La perforación de 1,7 millones de nuevos pozos de petróleo y gas.

La proyección significa la liquidación de los recursos y las reservas estadounidenses a una escala tal que es muy difícil de alcanzar dado el estado maduro de las explotaciones de los recursos y a la Ley de los Rendimientos Decrecientes.

⁶⁶ Datos procedentes de: EIA *Annual Energy Outlook* 2013 primera entrega, Tabla 14.

⁶⁷ EIA 2012, "U.S. Crude Oil, Natural Gas, and NG Liquids Proved Reserves," <http://www.eia.gov/naturalgas/crudeoilreserves/>.

⁶⁸ EIA *Annual Energy Outlook* 2012, p58, [http://www.eia.gov/forecasts/archive/aeo12/pdf/0383\(2012\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/archive/aeo12/pdf/0383(2012).pdf).

EL CONTEXTO ENERGÉTICO

PRODUCCIÓN Y CONSUMO

La Ley de los Rendimientos Decrecientes está, de hecho, bien clara en esos pronósticos de la EIA. La Figura 35 ilustra el nivel de perforaciones proyectado que se necesita para alcanzar los objetivos de producción de petróleo y gas. Para alcanzar sus objetivos de crecer un 41% hasta 2040, el caso de referencia de la EIA 2013 proyecta que el número de pozos a perforar debe incrementarse un 77%. Esto significa que de aquí a entonces hay que perforar una media por año de 76.650 pozos, una buena parte de los cuales serán horizontales y multifracturados.⁶⁹

Si se miran más atentamente los datos, se observa que los rendimientos decrecientes a largo plazo son realmente mucho peores que eso: la EIA dice que si se incrementan las perforaciones un 4% de aquí a 2016, la producción se incrementará un 28%; por el contrario, después de 2016 las perforaciones deben crecer un 71% en 2040 para conseguir un incremento de la producción de solo el 10%.

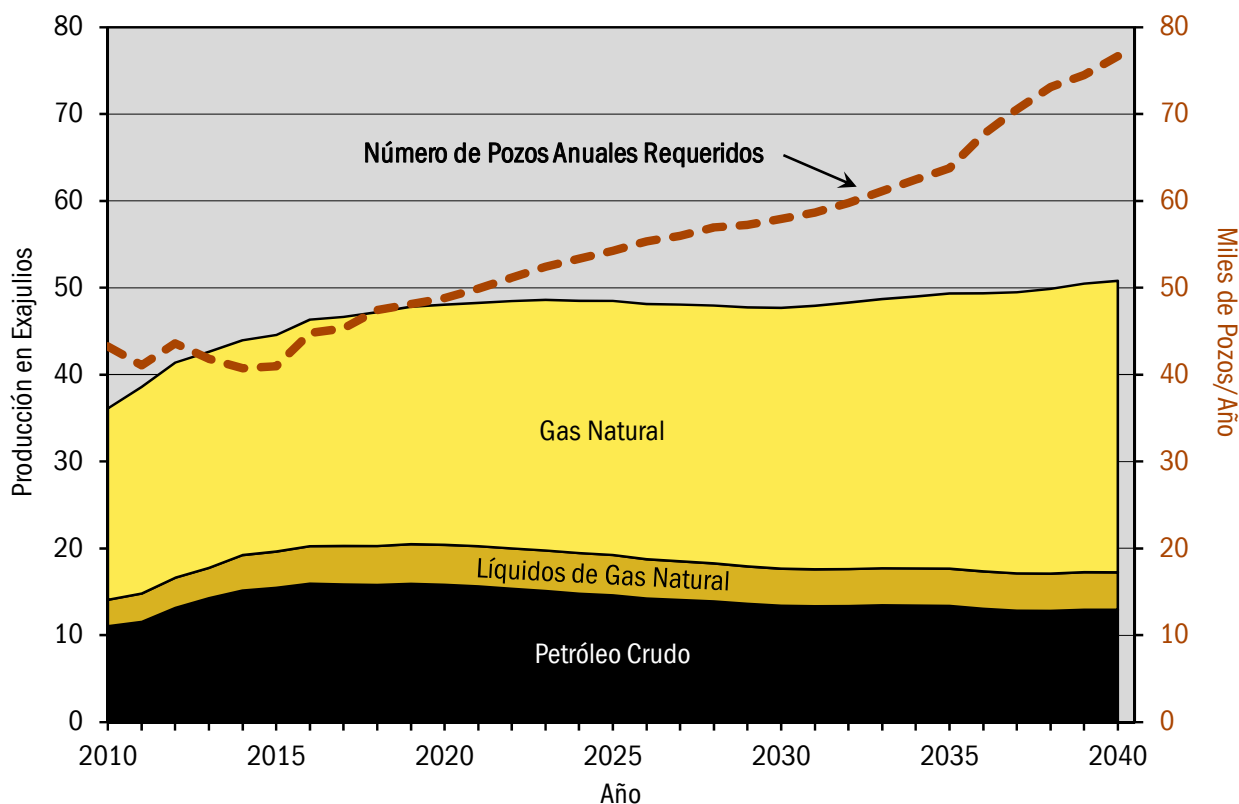


Figura 35. Pronóstico de la producción de petróleo y gas natural frente al número de perforaciones requeridas entre 2010 y 2040 (Caso de referencia de la EIA, 2013).⁷⁰

La perforación debe incrementarse en 2040 un 77% sobre los niveles de 2010 para conseguir un aumento de la producción del 40%.

Dadas las realidades geológicas, el grado de madurez de las exploraciones y el desarrollo de los recursos estadounidenses de petróleo y gas y los precios pronosticados, no parece que las expectativas de la EIA puedan cumplirse. Empero, esas proyecciones son las que se usan como fuentes acreditadas para las prospecciones energéticas futuras de los Estados Unidos.

⁶⁹ Datos procedentes de: EIA *Annual Energy Outlook* 2013 primera entrega, Tabla 14.

⁷⁰ Líquidos del gas natural convertidos a equivalentes de petróleo suponiendo un 35% de pérdida energética por unidad de volumen. Datos procedentes de: EIA *Annual Energy Outlook* 2013 primera entrega, Tablas 11 y 14.

ENTENDIENDO LAS RESERVAS Y LOS SUMINISTROS

Se han hecho enormes esfuerzos para presentar a los recursos no convencionales como una fuente ilimitada de petróleo y gas. En la Figura 36 aparecen varias gráficas utilizadas por algunos para decir que el agotamiento de los recursos debe ser lo que menos nos preocupe. Prometen billones de barriles a precios inferiores a los actuales. Para situar esas estimaciones en perspectiva, el *BP Statistical Review of World Energy*, decía que las reservas convencionales de hoy son 1,26 billones de barriles⁷¹, más o menos la cantidad de petróleo consumida desde 1858. En 2012, BP incluyó por primera vez en sus estimaciones 389.000 Mbl de petróleo no convencional procedentes de las arenas asfálticas de Canadá y el petróleo extrapesado de la Faja Petrolífera del Orinoco de Venezuela para completar un total de 1,65 billones de barriles.

En realidad, hay claras evidencias de que las muy citadas reservas de BP están infladas. El informe incluye el rápido incremento de las reservas que hicieron los países de la OPEP a finales de la década de 1980 cuando la base para fijar las cuotas de producción cambió desde reservas probadas a reservas informadas, de modo que dichas reservas se incrementaron de repente en más de 300.000 Mbl a pesar de que no se habían hecho nuevos descubrimientos significativos. Por ejemplo, según el informe de BP, las reservas de Arabia Saudita no han cambiado desde 1989 a pesar de que el país ha extraído casi 100.000 Mbl desde entonces. BP hace una salvedad mediante la cual hace notar que sus reservas mundiales estimadas de petróleo no cumplen con la definición aceptada de reservas ni incluso con su propia definición de reservas:

***Salvedad** Las reservas mundiales de petróleo y gas estimadas en el informe BP Statistical Review of World Energy June 2012 no cumplen necesariamente con las definiciones, normas y prácticas establecidas para determinar las reservas probadas a nivel de empresa; por ejemplo, no se ajustan a las reglas británicas contenidas en la Declaración de Prácticas Recomendadas “Contabilidad de la exploración, desarrollo, producción y actividades de clausura del petróleo y gas (UK SORP)”, ni a las publicadas por el organismo regulador de las actividades bursátiles de Estados Unidos (US Securities and Exchange Commission), ni representan necesariamente el punto de vista de BP sobre las reservas probadas por país. Las series de datos usadas han sido recopiladas usando una mezcla de datos oficiales primarios y datos de terceros.*

Las estimaciones de los volúmenes de recursos no convencionales y los costes de producción que aparecen en los tres gráficos de la Figura 36 son extremadamente especulativos y como tales no probados. Aunque es indudable que los recursos in situ de hidrocarburos son vastos, la proporción de los que pueden ser recuperados económicamente y con ganancia neta de energía es mucho menor y en muchos casos inexistente. Otras consideraciones adicionales son la tasa con la que tales recursos pueden ser recuperados y los costes ambientales de hacerlo.

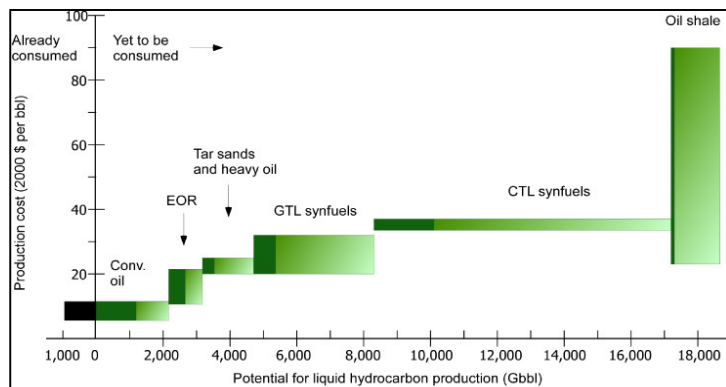
Otra manera de mirar los recursos de petróleo y gas es la que se presenta en la Figura 37. En esa pirámide los recursos de mejor calidad, los que aparecen en acumulaciones más concentradas y pueden ser extraídos más rápidamente y a costes más bajos están el vértice. Son los campos gigantes y supergigantes convencionales de petróleo y los grandes campos de gas, los cuales son los que se descubren primero y se explotan antes en el ciclo de exploración. Aunque hay aproximadamente 70.000 campos de petróleo activos en el mundo, el 60% de la producción procede de 374 campos y el 20% de tan sólo diez, con uno de ellos—Ghawar, en Arabia Saudita—que produce por sí sólo el 7%.⁷²

⁷¹ BP, *Statistical Review of World Energy*, 2012.

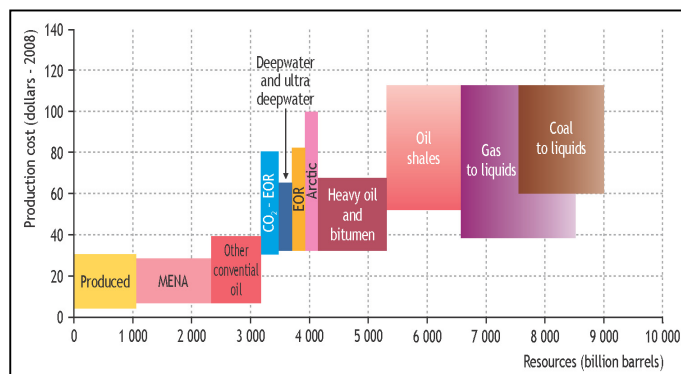
⁷² UK Energy Research Centre, “Global Oil Depletion,” 2009, página 45, http://www.ukerc.ac.uk/support/tiki-download_file.php?fileId=283.

EL CONTEXTO ENERGÉTICO PRODUCCIÓN Y CONSUMO

A. “Suministros globales de hidrocarburos líquidos” (Farrell y Brandt, 2006)



B. “Curva de costes a largo plazo de los suministros de petróleo” (IEA, 2008)



C. “Curva de costes de la producción de petróleo” (IEA, 2011)

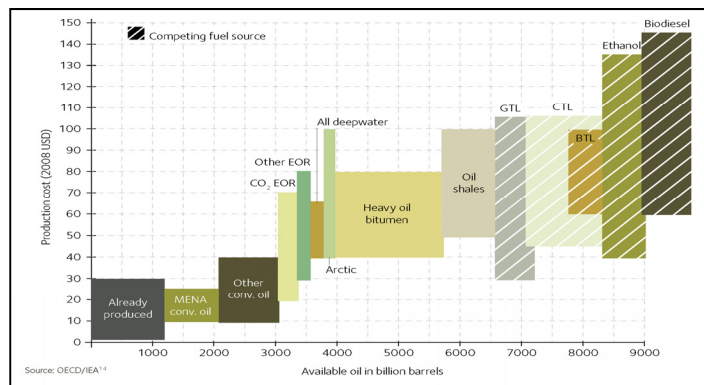


Figura 36. Tres estimaciones de los costes de producción y de los volúmenes disponibles de petróleo líquido convencional y no convencional.

Estimaciones publicadas por Farrell y Brandt, 2006; IEA, 2008; IEA, 2011.⁷³ La gran disparidad entre los costes y los volúmenes estimados subraya su naturaleza altamente especulativa.

⁷³ Arriba de A. Farrell y A. Brandt, “Risks of the Oil Transition,” *Environ. Res. Lett.* 2006, 1 014004; figura central de IEA *World Energy Outlook*, 2008; figura inferior de IEA *Flyer for Resources to Reserves 2010* (publicación inédita) reproducida en Oil Change International, *Reserves Replacement Ratio in a Marginal Oil World: Adequate Indicator or Subprime Statistic?*, enero 2011.

EL CONTEXTO ENERGÉTICO

PRODUCCIÓN Y CONSUMO

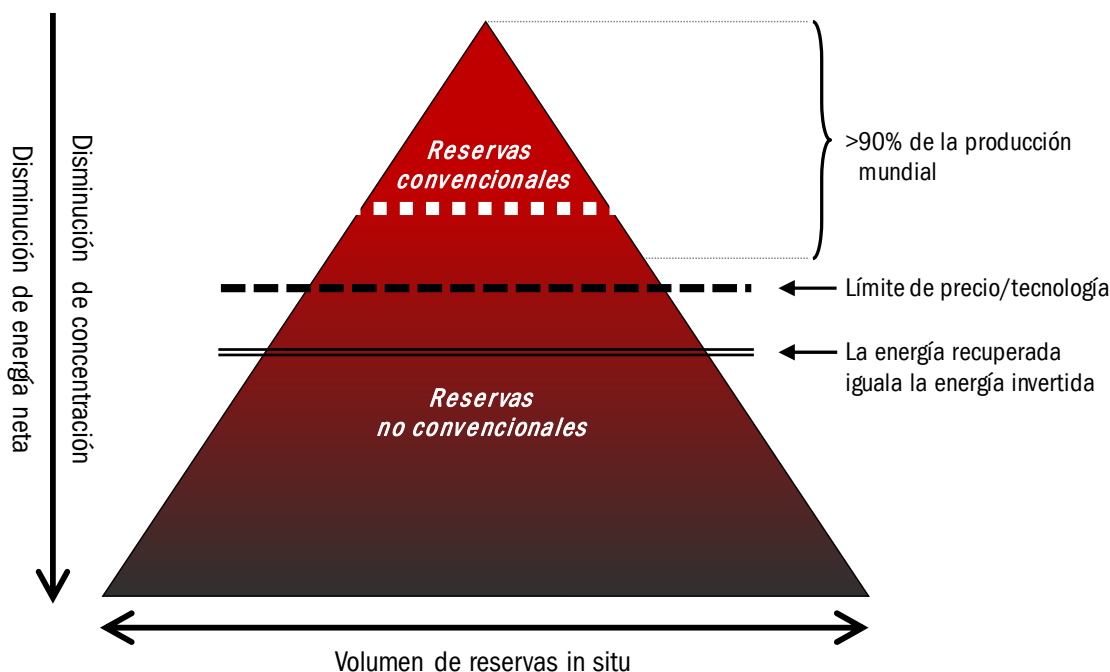


Figura 37. La pirámide de los recursos de gas y petróleo frente a la calidad de los mismos.

La gráfica ilustra la relación entre el volumen de los recursos convencionales y no convencionales in situ y su calidad, así como la decreciente energía neta y el creciente coste de extracción hacia la base de la pirámide.

Conforme uno se mueve hacia la base de la pirámide el volumen de los recursos aumenta, pero la calidad de los mismos disminuye, los hidrocarburos están menos concentrados y, por tanto, la energía necesaria para extraerlos aumenta. La línea interrumpida representa la transición desde los recursos convencionales caracterizados por su alta calidad y bajo coste, y los no convencionales de baja calidad y alto coste. Los recursos de hidrocarburos situados en la base de la pirámide son extraordinariamente abundantes, pero inaccesibles.

Las otras dos líneas de la pirámide determinan la proporción de los recursos que son accesibles a los humanos. La línea de precio/tecnología refleja el hecho de que cuando los precios suben los recursos de alto coste (pero de calidad baja) se vuelven accesibles. También las innovaciones tecnológicas, tales como las que estamos viendo con el *fracking*, pueden hacer que recursos previamente inaccesibles resulten accesibles. La última barrera es la segunda línea, que representa el punto en el que la energía que se emplea para obtener el recurso es igual o inferior a la energía obtenida. Todos los recursos que están por debajo de esa línea no son fuentes, son sumideros de energía.

Los políticos y las autoridades no se dan cuenta de la importancia de esas fronteras en la calidad de los recursos que finalmente controlan la tasa de suministro (la tasa con la que los hidrocarburos pueden ser extraídos) y la energía neta que proporcionan. Prefieren mirar sólo al volumen de recursos para lanzar sus mensajes de "100 años de gas natural" o "La independencia energética de los Estados Unidos está a la vuelta de la esquina". Dada la importancia de los conceptos de *energía neta* y *tasa de suministro* para evaluar los recursos de hidrocarburos no convencionales, los analizaremos con más detalle a continuación.

LA ENERGÍA NETA Y LA TASA DE RETORNO ENERGÉTICO

La energía neta es la energía obtenida para hacer un trabajo una vez que se descuenta toda la energía invertida para obtener el recurso. Su estimación se hace a través de la llamada TRE, “tasa de retorno energético” (EROEI, por sus siglas en inglés: “Energy Returned on Energy Invested”), que es la relación entre la energía obtenida y la energía invertida. Murphy y Hall (2010) han hecho una revisión muy completa de esa relación.⁷⁴

La Figura 38 ilustra el concepto para varias fuentes de líquidos del petróleo. Por ejemplo, para obtener un barril de petróleo desde fuentes convencionales se requiere gastar 1/24 de barril en el proceso de producción, mientras que extraer un barril de petróleo de arenas asfálticas requiere quemar casi la mitad de un barril. Gagnon et al. estimaron la EROEI de la producción global de petróleo y gas a pie de pozo en 18:1 (aunque no incluyeron el coste de separar el petróleo del gas).⁷⁵ Obtener un barril neto desde el etanol de maíz requiere quemar cuatro barriles en el proceso.

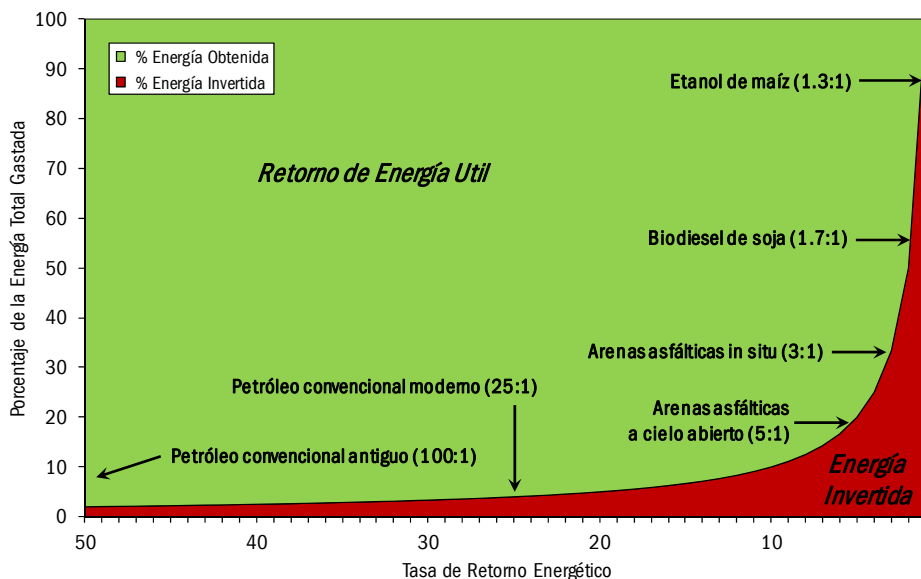


Figura 38. La energía disponible para hacer un trabajo en proporción con la energía total invertida.

Desde el punto de vista de la energía neta, desplazarse progresivamente hacia recursos de baja calidad energética significa gastar más y más recursos en lugar de usarlos para obtener trabajo útil. Esto resulta crítico para una sociedad que requiere un cierto nivel de suministro de energía; todos los barriles empleados para producir etanol de maíz consumen rápidamente recursos no renovables mientras que tienen un rendimiento final mínimo. El impacto ambiental para extraer estos recursos también crece al declinar la energía neta tanto en términos de impacto en el paisaje como en emisión de gases de efecto invernadero y otras emisiones contaminantes.

A pesar de que la energía neta obtenida sea un punto crítico para evaluar las opciones disponibles en el futuro, el cálculo preciso de la TRE es objeto de discusión. Charles Hall y Douglas Hansen han hecho un excelente

⁷⁴ David J. Murphy y Charles A.S. Hall, “Year in Review – EROI or energy return on (energy) invested”, *Annals of the New York Academy of Sciences* 1185, 2010, páginas 102-118, http://www.soest.hawaii.edu/GG/FACULTY/ITO/GG410/EROI_Future_Energy_Sources/Murphy_EROI_AnNYAcSci10.pdf.

⁷⁵ Nathan Gagnon et al., “A preliminary Investigation of Energy Return on Energy Investment for Global Oil y Gas Production”, *Energies* 2009, 2(3), 490-503; doi:10.3390/en20300490, <http://www.mdpi.com/1996-1073/2/3/490>.

compendio de estudios para analizar la TRE,⁷⁶ incluyendo un artículo que examina las diferencias para calcular la TRE de diferentes biocombustibles.⁷⁷

TASA DE SUMINISTROS Y ESCALABILIDAD

Quizás el parámetro más crucial para evaluar la viabilidad futura de los recursos energéticos sea la tasa en la que pueden ser convertidos en suministros eficaces de energía. Ese parámetro se olvida casi siempre por quienes proponen esquemas energéticos alternativos y por los políticos que se empeñan en pintar el futuro energético de rosa.

Por ejemplo, aunque los recursos de petróleo de lutitas en Colorado, Utah y Wyoming son enormes y hay hasta quien dice que son mayores que los recursos convencionales de petróleo existentes en el resto del mundo, nadie ha logrado convertirlos en suministros comerciales después de décadas intentándolo. Los recursos de petróleo de lutitas, proclamados por algunos como la clave de la independencia energética estadounidense, requieren grandes concentraciones de pozos que se agotan rápidamente y enormes inversiones para mantener la producción, a diferencia de los tradicionales pozos convencionales que presentan altas tasas de producción y tasas más modestas de declive. De forma similar, aunque la luz del sol que cae en los Estados Unidos podría en teoría suministrar toda la energía que se necesita, la conversión de la luz del sol en electricidad usando paneles solares permanece a menos de un 1% de la generación eléctrica y muchísimo menos en el consumo total energético, a pesar del incremento espectacular que se observa en los últimos años.

Generalmente, cuanto menor es la calidad de un recurso en términos de producción de energía neta y mayor la cantidad en infraestructura y capital que debe invertirse en él para recuperarla, menor es su utilidad para suministrar energía útil a la sociedad. Esto se puede visualizar con el concepto de depósito y grifo. El depósito se refiere al tamaño máximo del recurso mientras que el grifo se refiere a la velocidad con la que el recurso puede convertirse en energía socialmente útil.

Como se mostró en la primera parte de este informe, los grifos energéticos mundiales y estadounidenses están abiertos a tope mientras que el depósito de los recursos convencionales se vacía rápidamente. En el caso del petróleo, por ejemplo, el mundo consume actualmente 32.000 Mba. Dejando a un lado las cuestiones sobre la exactitud de los recursos mundiales convencionales que hemos comentado antes, manteniendo el ritmo actual de consumo el depósito durará 39 años si las estimaciones son correctas y 12 años más si incluimos las arenas asfálticas canadienses y los petróleos extrapesados venezolanos. No obstante, la vida de ese depósito será mucho más corta si, como sugieren las previsiones del consumo, el grifo se abre aún más.

La cuestión estriba en saber durante cuánto tiempo los actuales recursos convencionales y el desarrollo de los no convencionales podrán mantener abierto el grifo con los consumos actuales y los que se pronostican. Los políticos y los exégetas que proclaman que “hay cien años de gas natural” están en lo cierto porque es probable que haya recursos para cien años de petróleo y gas a las tasas de producción actuales, sólo que tardaremos 800 años o más en poder recuperarlos. En otras palabras, conforme nuestra dependencia de los recursos no convencionales de petróleo y gas aumenta, las tasas de producción se hacen cada vez más difíciles de mantener debido a que los desafíos técnicos para extraerlos aumentan cada vez más. Con el actual paradigma de crecimiento económico el declive en las tasas de extracción de los recursos es un problema mucho más crítico que el agotamiento de los recursos, algo que probablemente nunca sucederá.

⁷⁶ Charles A.S. Hall y Doug Hansen, “New Studies in EROI (Energy Return on Investment)”, *Sustainability* 2011, 3(12), 2496-2499; doi:10.3390/su3122496.

⁷⁷ Charles A.S. Hall, Bruce E. Dale y David Pimentel, 2011, “Seeking to Understand the Reasons for Different Energy Return on Investment (EROI) Estimates for Biofuels”, *Sustainability* 2011, 3, 2413-2432; doi:10.3390/su3122413.

LOS COMBUSTIBLES NO CONVENCIONALES Y SU POTENCIAL



En esa sección se examina el potencial y las restricciones de los tan celebrados combustibles fósiles no convencionales como fuentes de la “independencia energética” y el “crecimiento sin límites”. Comienza con un análisis detallado del gas y del petróleo de lutitas, los cuales encabezan la lista de la entusiástica “independencia energética” de los Estados Unidos. Después se revisarán otras fuentes no convencionales de crudo y gas.

LA “REVOLUCIÓN” DE LAS LUTITAS

La llegada de la nueva tecnología de la perforación horizontal acoplada a la fracturación hidráulica múltiple ha inundado de gas el mercado estadounidense. La tecnología se ha aplicado también con éxito al petróleo de lutitas, lo que ha representado un freno al prolongado declive de la industria del crudo norteamericana. La tecnología marca una línea divisoria en la producción de petróleo y gas. Hasta ahora, la producción provenía de depósitos rellenos con hidrocarburos que habían migrado desde las rocas madres durante millones de años. Ahora, la producción procede directamente de la roca madre.

Para entender lo que está sucediendo realmente en esos campos de lutitas, hemos analizado los datos procedentes de yacimientos estadounidenses, algunos de los cuales aparecen en la Figura 39.

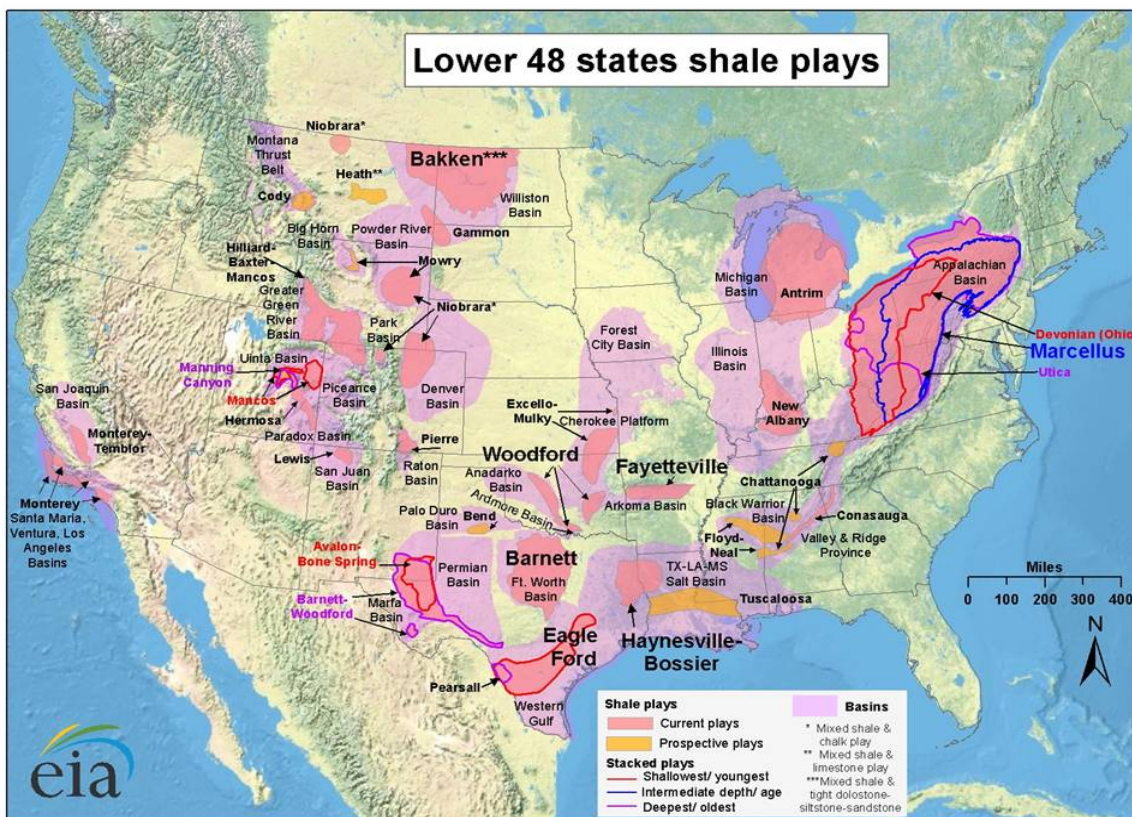


Figura 39. Campos de lutitas en los 48 estados contiguos.⁷⁸

El mapa de esa figura muestra que los campos de lutitas se encuentran en muchas zonas de Estados Unidos. Hace tiempo la industria declaró que los yacimientos de lutitas eran como operaciones de “manufactura en cadena” mediante las cuales los pozos podían ser perforados para obtener una producción

⁷⁸ Datos procedentes de: EIA actualizados a septiembre, 2011, http://www.eia.gov/oil_gas/rpd/shale_gas.jpg.

uniforme a lo largo y ancho de vastas extensiones sin que hubiera variaciones locales en las características de los diferentes depósitos. La realidad es otra porque se ha encontrado que el rendimiento de los campos de lutitas es extremadamente variable: hay unos pocos que son muy productivos, pero predominan las grandes extensiones de campos con rendimiento marginal o antieconómico. Incluso los distintos pozos de la misma plataforma pueden ofrecer rendimientos diferentes.

La producción comercial de los campos de lutitas sólo es posible debido a la aplicación en gran escala de la fracturación hidráulica múltiple en pozos horizontales. Aunque la producción proviene principalmente de las lutitas, también puede obtenerse de otras rocas como calizas, dolomías, y limolitas que se pueden encontrar asociadas a las lutitas y de las cuales se obtiene el llamado “petróleo confinado” o “*tight oil*”. Las fracturas deben inducirse en las rocas debido a su baja permeabilidad (en el rango de micro- o nano-darcy). Las fracturas naturales de la roca se pueden conectar gracias a las fracturas inducidas, cuya propagación y, por tanto, su eficacia como ayuda a la producción, depende de la “deleznabilidad” de la roca que, a su vez, depende de su contenido en sílice. Las fracturas se mantienen abiertas usando propagadores (propalantes) -una mezcla de arena y otros aditivos- que permiten que el gas y el petróleo puedan migrar hasta los pozos. La naturaleza altamente impermeable de las lutitas y de otras rocas de grano muy fino es la responsable de los rápidos decrecimientos de la producción, dado que la cantidad de roca adyacente a las fracturas naturales e inducidas que puede ser drenada es limitada.

Gas de Lutitas

PUNTOS CLAVES

- La producción de gas de lutitas ha aumentado muy rápidamente hasta representar el 40% de la producción de gas natural estadounidense, aunque la producción permanece estable desde 2012. Esto ha compensado con creces el declive en la producción de gas convencional que venía experimentando Estados Unidos y ha elevado la producción total de gas a niveles récords.
- El boom de perforación que dio lugar a esta avalancha de gas natural no convencional estuvo en parte motivado por las cláusulas sujetas a producción que se aplican a los contratos de alquiler de tierras de tres a cinco años, por los convenios empresariales de “*joint venture*” y por la necesidad de anotar reservas con objeto de mantener las expectativas en el mercado bursátil.
- Los campos de lutitas de alta productividad no son ubicuos y aunque algunos yacimientos relativamente pequeños pueden ser extremadamente productivos, representan un pequeño porcentaje de los existentes y están concentrados en determinadas zonas.
- El declive general de los campos requiere que entre un 30 y un 50% de la producción deba reemplazarse cada año perforando incesantemente nuevos pozos. Esto supone 42.000 millones de dólares anuales de inversión para mantener la producción actual. Para comparar, el gas de lutitas produjo en 2012 gas por valor de 32.500 millones de dólares a un precio de 3,4 \$/Kpc, que es el precio más alto que se pagó durante ese año.
- El valor de las inversiones necesarias para mantener la producción se va incrementando a medida que los mejores pozos declinan y las perforaciones deben trasladarse a lugares cada vez menos productivos. La calidad de los pozos (medida según su productividad inicial) ha caído casi un 20% en Haynesville, que es el campo de gas de lutitas más productivo de Estados Unidos, y está cayendo o se mantiene estabilizada en ocho de los diez más importantes. En conjunto, la producción está en declive en el 36% de los campos estadounidenses y plana en el 34%.
- Los campos de gas seco de lutitas no son rentables con los actuales precios del gas y de ahí que las perforaciones estén cambiando hacia el petróleo y el gas húmedo. Una vez que el número de los pozos perforados pero todavía no puestos a producir vaya reduciéndose, la producción de gas de lutitas decrecerá y acabará provocando un incremento de los precios. La proyección que hace la EIA (Figura 34) de que los precios se mantendrán por debajo de los 5 dólares por Kpc hasta 2026 es una fantasía.
- La EIA ha revisado recientemente a la baja sus cálculos de recursos técnicamente recuperables no probados de gas de lutitas en un 42% para dejarlos en 482 Bpc. Junto con las reservas probadas, la cantidad de gas disponible es de 579 Bpc, o lo que es lo mismo, 24 años de producción a los actuales niveles. La EIA pronostica que 382 Bpc, es decir, el 66%, se habrá consumido en 2040 (Figura 32). Considerando que la mayoría de esta producción descansa en recursos no probados, este es un pronóstico extremadamente aventurado que desataría una explosión de perforaciones que dejaría en mantillas a las actuales preocupaciones medioambientales que rodean al *fracking*.

La producción de gas de lutitas ha crecido desde 2000, cuando apenas representaba un 2% de la producción total, hasta representar un 40% actualmente. La mayoría de los pozos son horizontales y por lo general asociados a la fracturación hidráulica múltiple. A pesar de las declaraciones de los operadores que aseguran que la técnica es benigna, el rechazo del público hacia ella es cada vez mayor. Como se ve en la Figura 40, la producción de gas de lutitas está en meseta desde 2011.

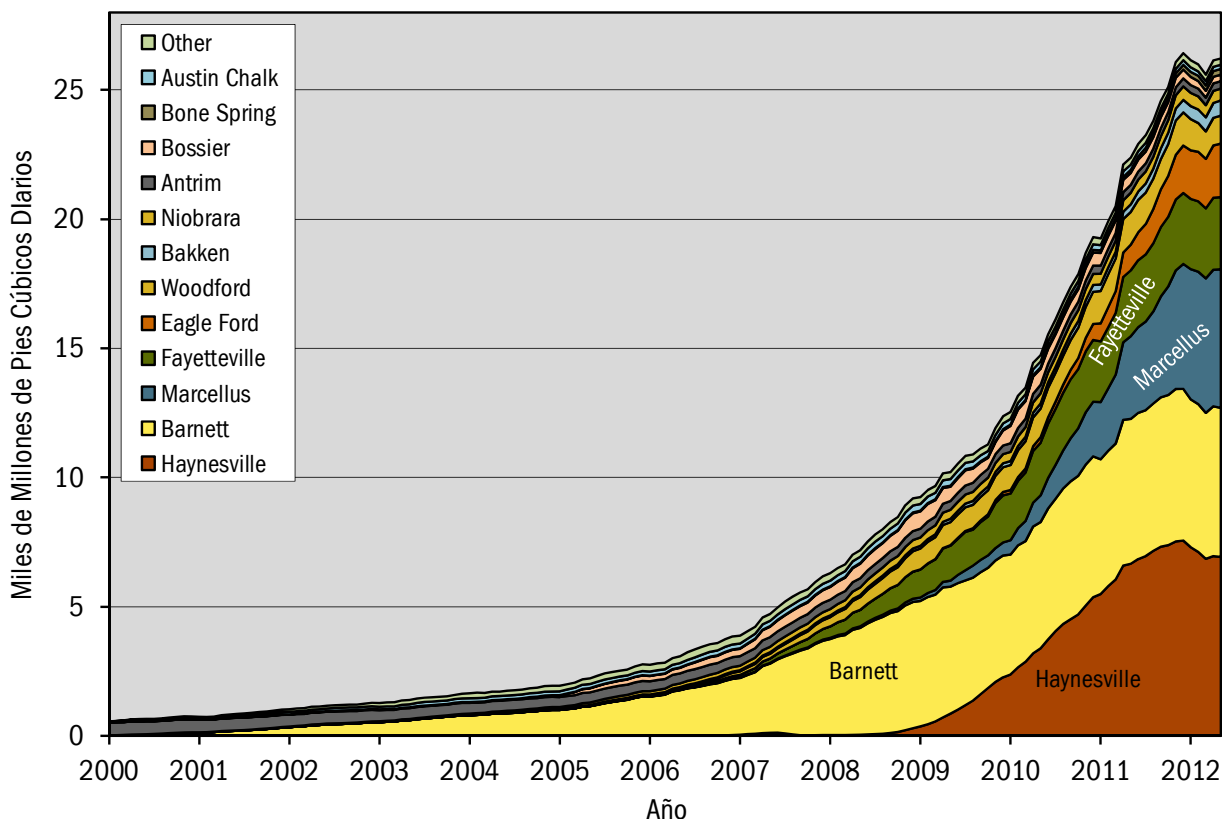


Figura 40. Producción de gas de lutitas por campo, desde 2000 a mayo de 2012.⁷⁹

El gas de lutitas constituye hoy casi el 40% de la producción estadounidense.

La producción de gas de lutitas comenzó a gran escala en el campo Barnett del este de Texas a inicios de la década de los 2000. En mayo de 2012, los 14.871 pozos de Barnett producían 5.850 Mpc/d, lo que convertía a ese campo en el segundo más productivo de Estados Unidos. Allí fue donde se puso en marcha y se perfeccionó la tecnología de la fracturación hidráulica múltiple. En 2007, el campo Haynesville del este de Texas y del oeste de Luisiana se convirtió en el campo más productivo del país. Igualmente, el campo Marcellus de Pensilvania y Virginia Occidental ascendió desde la nada hasta convertirse en tercer productor en un periodo de tiempo similar. Juntos, esos tres campos representan dos tercios de la producción actual estadounidense.

⁷⁹ Datos procedentes de: DI Desktop/HPDI disponibles hasta mayo de 2012, ajustados con medias móviles de orden tres.

La Figura 41 presenta el estado de treinta campos de gas de lutitas en mayo de 2012. Como puede verse, la mayoría de la producción (66%) está concentrada en tres campos y el 88% en solo seis. Los 17 que menos producen representan menos de 1% de la producción total.

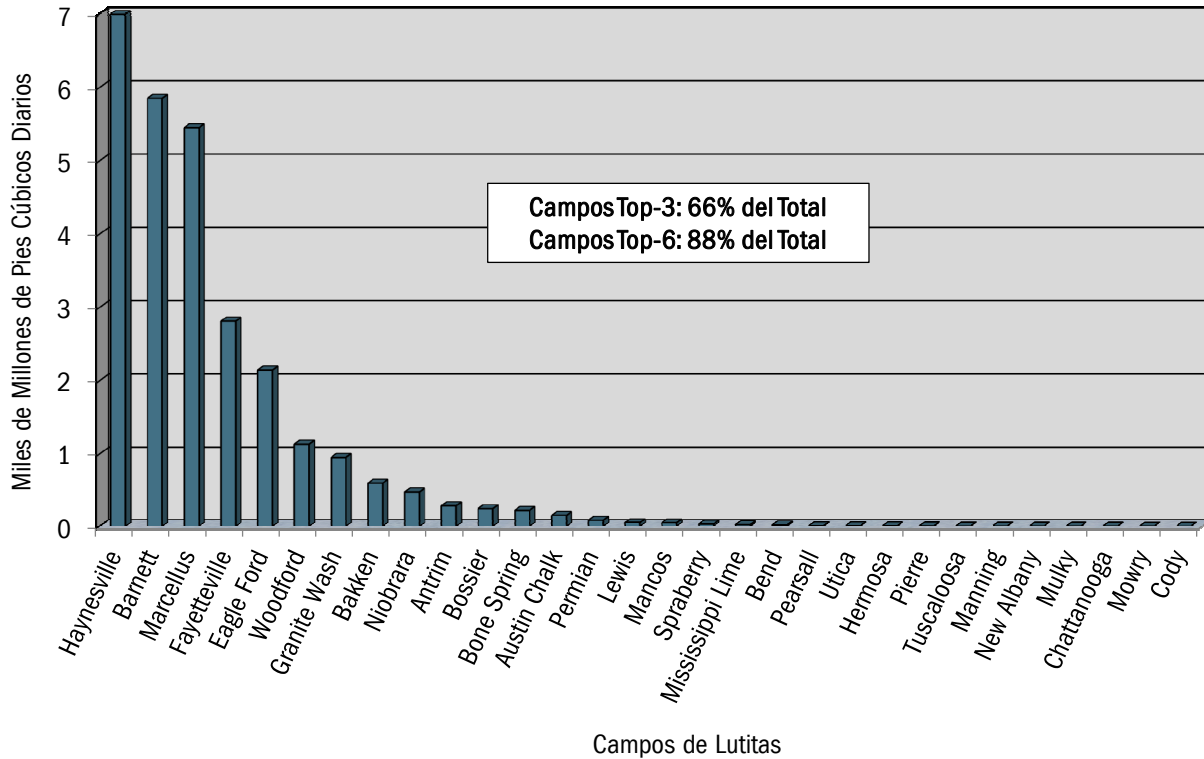


Figura 41. Producción de gas de lutitas por campo en mayo de 2012.⁸⁰

Téngase en cuenta que técnicamente el campo Granite Wash está formado por areniscas, no por lutitas, pero se ha incluido en la gráfica para mayor información.

La figura muestra también que los campos altamente productivos no son ubicuos, sino que más bien son rarezas. Todos los campos no son iguales y hay una gran variabilidad productiva no solo entre ellos sino dentro de los más productivos. Además, debido a las altas tasas de declive, esos campos requieren ingentes cantidades de inversiones en nuevas perforaciones e infraestructuras para mantener la producción a sus niveles actuales. Para ilustrar lo que digo, analizaré lo que ocurre en los tres grandes campos.

⁸⁰ Datos procedentes de: DI Desktop/HPDI current through May-June, 2012.

El campo de gas de lutitas de Haynesville

Es un caso único entre todos los campos en cuanto a su alta productividad por pozo y por su producción global, que le convierten en el campo de gas de lutitas más importante de Estados Unidos en mayo de 2012. La Figura 42 ilustra el crecimiento tanto en producción como en número de pozos productivos desde 2008. La producción global alcanzó su pico en diciembre de 2011 a pesar de que el número de pozos perforados sigue aumentando.

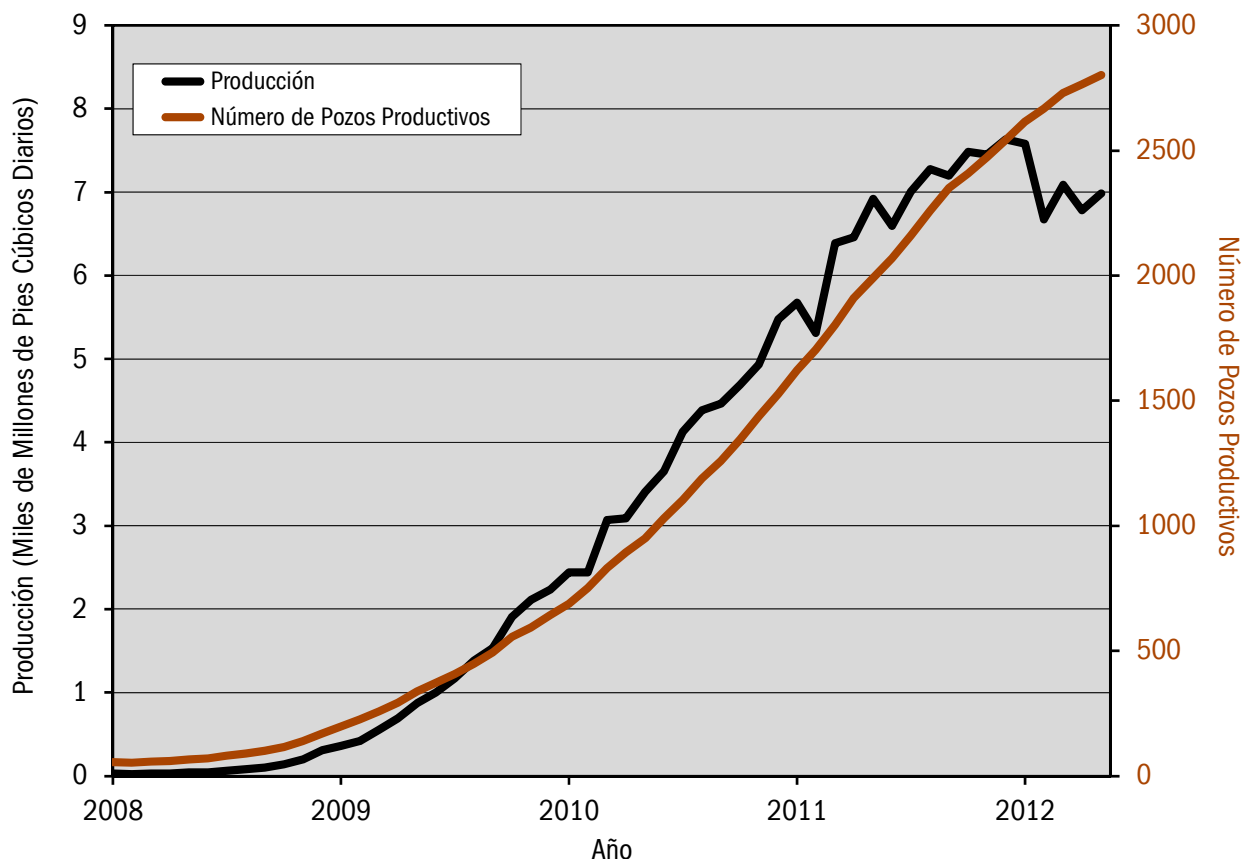


Figura 42. Producción de gas de lutitas y número de pozos productivos en campo Haynesville entre 2008 y mayo de 2012.⁸¹

La producción tuvo su cenit en diciembre de 2011 a pesar del incesante crecimiento de los pozos operativos nuevos.

⁸¹ Datos procedentes de: DI Desktop/HPDI disponibles hasta mayo de 2012.

Como puede verse en la Figura 43 el declive de los pozos de Haynesville es muy rápido. En los cuatro años de los que hay datos, la producción disminuyó un 68% el primer año, un 49% el segundo, un 50% el tercero y un 48% el cuarto. El declive del primer año concuerda con los datos de otros campos, pero los de los años siguientes son muy elevados. Tales datos sugieren que el campo Haynesville no va a tener los 30-40 años de vida que le pronostica la industria usando sus características curvas hiperbólicas de producción para obtener el Potencial Total Estimado (PTE). El rendimiento a largo plazo de Haynesville es impredecible dada su corta historia. Los PTEs medios calculados por el USGS son 2.617 millones de pies cúbicos,⁸² lo cual es comparable a lo que calcularon por otra vía Kaiser y Yu de la universidad estatal de Luisiana.⁸³ Esa cifra es mucho menor de los habituales 5.000 a 10.000 Mpc que presenta la industria. La economía de Haynesville es, según estos datos, altamente dudosa con los precios actuales del gas (3,30 \$/Kpc), lo que se refleja en sus censos de equipos de perforación ("rig count"), que han caído desde un máximo de 180 a mediados de 2010 a solo 20 en octubre de 2012.

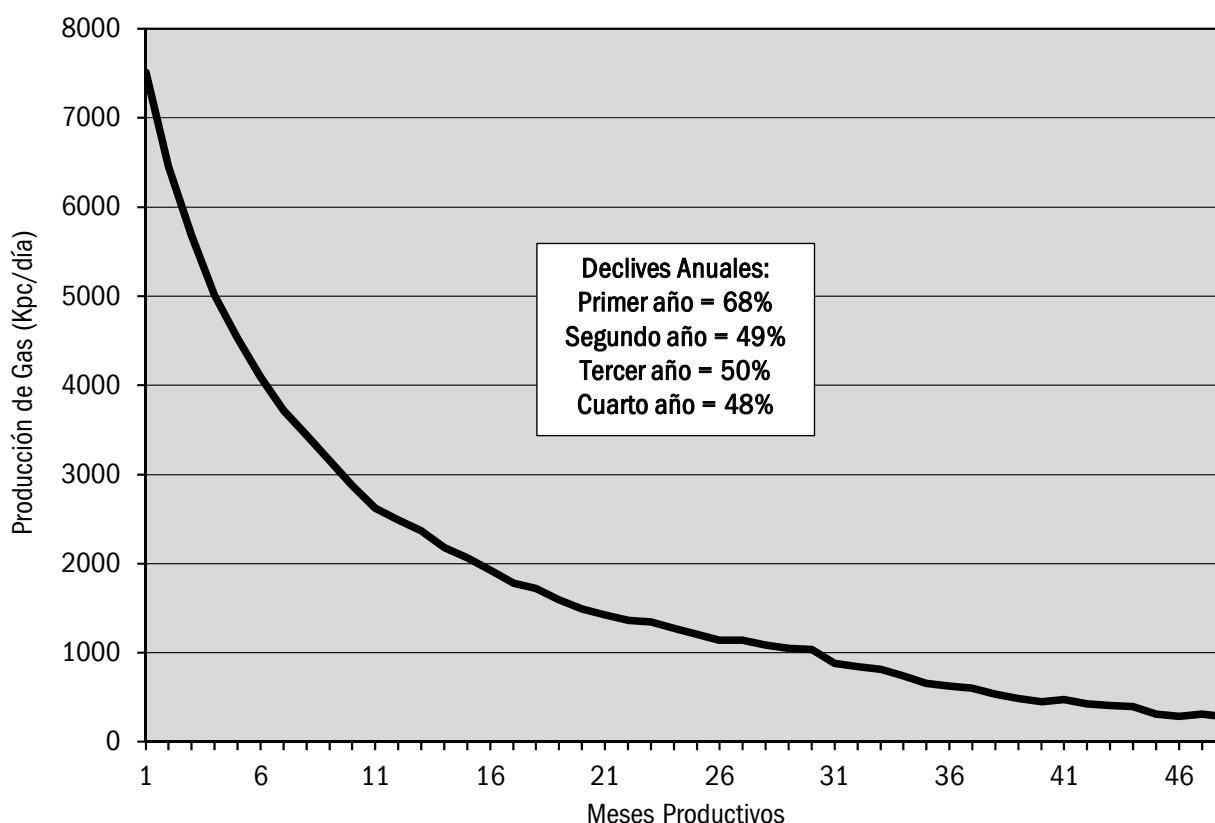


Figura 43. Curva de declive típica para los pozos del campo de gas de lutitas Haynesville.⁸⁴

Basada en los datos de los cuatro años en los que este campo ha estado en producción.

⁸² United States Geological Survey, "Variability of Distributions of Well-Scale Estimated Ultimate Recovery for Continuous (Unconventional) Oil y Gas Resources in the United States," 2012, <http://pubs.usgs.gov/of/2012/1118/>.

⁸³ Mark J. Kaiser y Yunke Yu, "LOUISIANA HAYNESVILLE SHALE-1: Characteristics, production potential of Haynesville shale wells described," Oil y Gas Journal, diciembre 5, 2011.

⁸⁴ Datos procedentes de: DI Desktop/HPDI disponibles hasta mayo de 2012.

Kaiser y Yu continúan afirmando que “En el ciclo productivo completo la mayoría de los pozos de Haynesville no son rentables con los precios actuales [<4 \$/Kpc]. Esta dura realidad económica controlará la actividad futura después de que los nuevos operadores cumplan con sus obligaciones perforadoras”.⁸⁵

La productividad inicial (PI) de un pozo cuando es perforado por primera vez es una medida de su calidad y generalmente guarda alguna correlación con los PTEs. La Figura 44 ilustra la producción mensual más alta registrada en los pozos de Haynesville. La distribución de las PIs es típica de los campos de gas de lutitas, con una calidad muy alta en unos pocos pozos (en este caso un 2% con PIs superiores a los 20 Mpc/d) y la mayoría con PIs mucho más bajos (en este caso una media de 8,2 Mpc/d). Los pozos de mayor calidad reciben a menudo una desproporcionada cobertura mediática que ofrece la falsa impresión de que esa es la característica general de todo el campo. La producción media de Haynesville es mucho menor que la PI media de 2,5 Mpc/d debido al efecto de declive rápido y al hecho de que toda la producción procede de una mezcla de pozos nuevos y viejos.

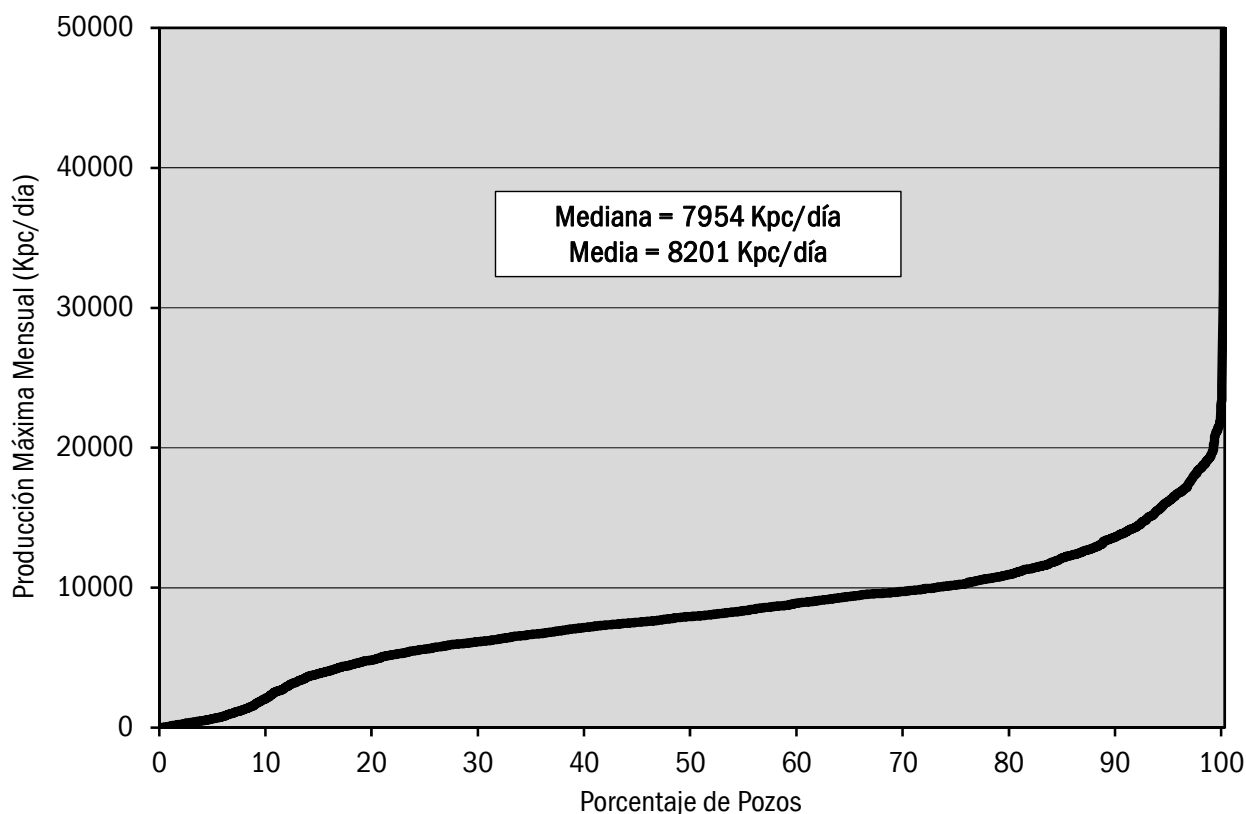


Figura 44. Distribución de la calidad de los pozos en el campo Haynesville definida por la tasa de producción mensual más alta en toda la vida del pozo.⁸⁶

El eje X indica el porcentaje acumulado de pozos ordenados de menor a mayor calidad. La tasa de producción mensual más alta se alcanza típicamente durante el primer o segundo mes después de que el pozo haya sido completado.

⁸⁵ Mark J. Kaiser y Yunke Yu, 2012, “LOUISIANA HAYNESVILLE SHALE–2: Economic operating envelopes characterized for Haynesville shale,” Oil y Gas Journal, enero 9, 2012.

⁸⁶ Datos procedentes de: DI Desktop/HPDI disponibles hasta mayo de 2012.

La tasa global de declive de todo el campo Haynesville se puede estimar a partir de la producción de todos los pozos perforados antes de 2011 tal y como ilustra la Figura 45. La tasa anual de declive de los pozos es de alrededor del 52%. Asumiendo que los nuevos pozos producirán el primer año con las mismas tasas de primer año observadas antes de 2011, será necesario perforar 774 pozos nuevos cada año para evitar el declive en la producción actual. La perforación de cada pozo, sin contar otros costes de alquiler e infraestructura asociados, supone un gasto de 9 millones de dólares, por lo que para mantener el nivel de producción actual es necesario invertir 7.000 millones de dólares al año. Los equipos de perforación que hay actualmente en Haynesville solo bastan para cubrir menos de un tercio del declive total del campo. Quedan todavía muchos pozos por completarse: se han añadido 810 pozos nuevos en los doce meses anteriores a mayo de 2012, muchos más de lo que los actuales equipos pueden perforar. Una vez que el conjunto de pozos perforados pero no completados vaya agotándose, la producción de Haynesville se desplomará dramáticamente a menos que aumenten las nuevas perforaciones. Sin embargo, esto requerirá un aumento el precio del gas si se quiere que resulte económicamente rentable.

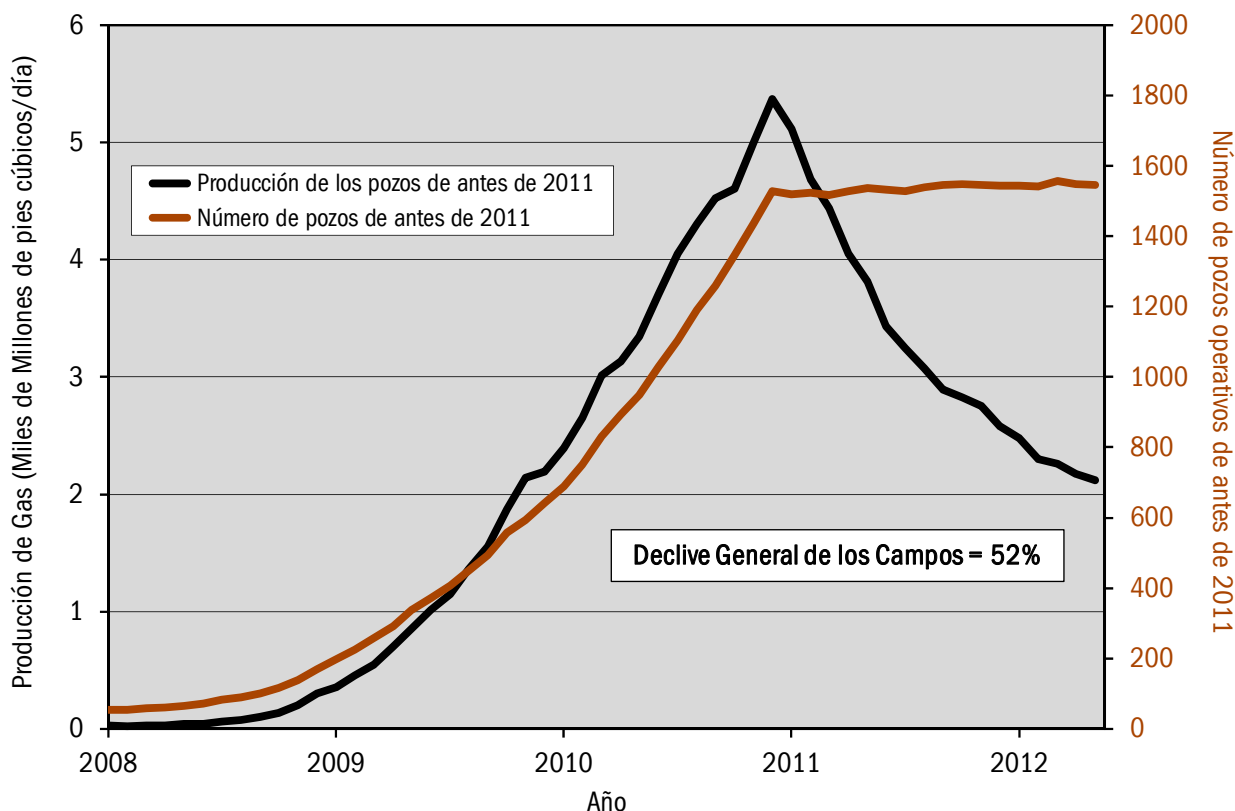


Figura 45. Declive general del campo Haynesville basado en la producción de los pozos perforados antes de 2011.⁸⁷

Para contener la tasa de declive del 52% del campo, se requerirán 774 pozos nuevos produciendo al mismo ritmo que en 2011.

⁸⁷ Datos procedentes de: DI Desktop/HPDI disponibles hasta mayo, 2012.

De hecho, la estimación del número de pozos necesarios para evitar que el campo empiece a declinar es optimista, dado que la PI de los nuevos pozos está descendiendo. La PI media de los nuevos pozos en Haynesville tuvo su cenit en 2010 con 8,3 Mpc/d y ha descendido a 6,75 Mpc/d en mayo de 2012. Esa tendencia es la que se espera en los campos maduros. Los operadores buscan primero las áreas de mayor calidad y una vez que las mejores áreas se han perforado van buscando las de calidades más bajas. Por lo tanto, como los nuevos pozos van siendo cada vez menos productivos, se necesitarán más y más pozos para evitar el declive de todo el campo. Como se observa en la Figura 46 las zonas de mayor productividad representan porciones pequeñas en la totalidad del campo.

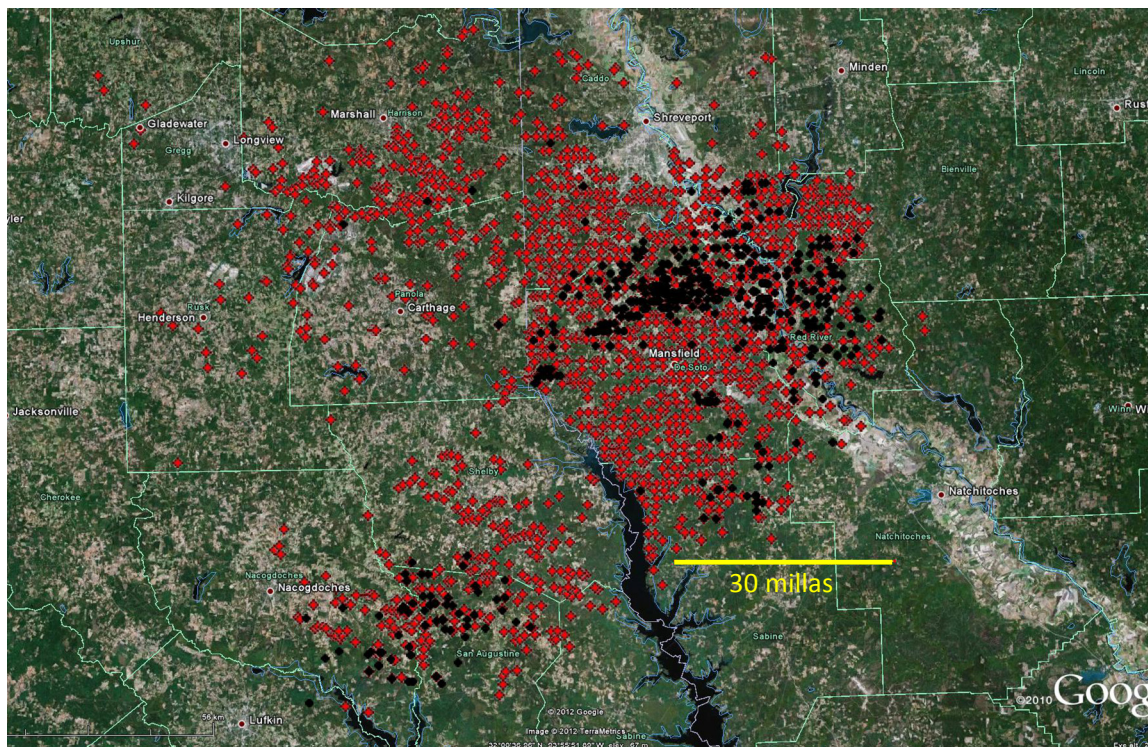


Figura 46. Distribución de los pozos en el campo Haynesville.⁸⁸

Los pozos marcados en color negro constituyen el 20% más productivo en términos de PI. Muchos de esos sitios son plataformas con dos o más pozos. La productividad más alta tiende a concentrarse en las llamadas “manchas dulces”.

El diagnóstico final para el campo Haynesville es que la producción comenzará a desplomarse a menos que los precios del gas suban considerablemente para garantizar que la perforación de nuevos pozos evite el declive del campo y aumente la producción, porque la mayoría de los pozos son inviables económicamente con los precios actuales. El rendimiento de los nuevos pozos será cada vez menor a medida que aumenten las nuevas perforaciones y se exploten las áreas marginales. Se requiere una inversión de al menos 7.000 millones de dólares anuales en nuevos pozos solo para evitar el declive y mantener la curva de producción plana. Esta inversión irá aumentando en años futuros a medida que la productividad decline.

⁸⁸ Datos procedentes de: DI Desktop/HPDI disponibles hasta mayo de 2012.

El campo Barnett de gas de lutitas

En el campo Barnett es donde se puso en práctica por primera vez la tecnología combinada de la perforación horizontal y la fracturación hidráulica múltiple para acceder a depósitos de gas de lutitas hasta entonces inaccesibles. Barnett es el segundo gran campo productor de Estados Unidos, con 14.875 pozos operativos que producían 5.850 Mpc/d en mayo de 2012. La producción entró en meseta a comienzos de diciembre de 2011 tal y como aparece en la Figura 47 a pesar del número creciente de pozos operativos.

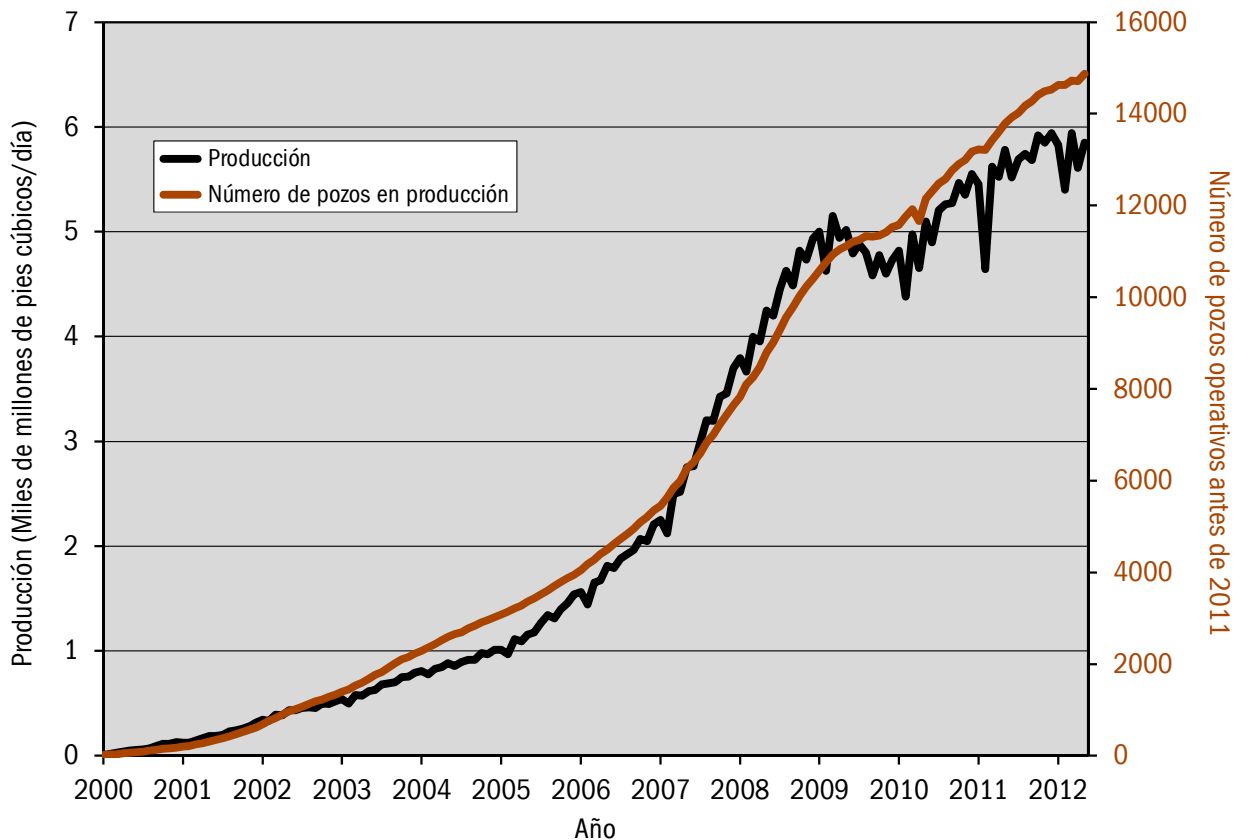


Figura 47. Producción de gas de lutitas y número de pozos productivos en el campo Barnett entre 2000 y mayo de 2012.⁸⁹

La producción se estabilizó en diciembre de 2011, a pesar del crecimiento en el número de pozos operativos.

⁸⁹ Datos procedentes de: DI Desktop/HPDI disponibles hasta mayo de 2012.

Una curva típica de declive para el campo Barnett se muestra en la Figura 48, que está basada en la producción de los últimos cinco años. Los declives son menores que en Haynesville durante el primer año y mucho menores en años sucesivos. La PTE media para el campo Barnett es de 1.420 Mpc de acuerdo con el informe Intek de la EIA⁹⁰ y de 1.000 Mpc para el USGS.⁹¹ Los datos son corroborados por Berman y Pittinger que sugieren unos PTE medios para el campo Barnett de 1.300 Mpc y presentan un detallado análisis de su declive y rendimientos.⁹² Estos autores sugieren que los costes totales del ciclo de explotación son de 8,75 \$/Mbtu. Eso significa que con el precio actual del gas (3,30 \$/Mbtu) el negocio es una ruina. Como subrayan ambos, los anuncios que hace la industria sobre los PTE del campo Barnett son mayores, del orden de 2.000 a 2.650 Mpc, e incluso de hasta 3.000 Mpc según Skone et al., del Laboratorio Nacional de Tecnología de la Energía, sin que esa cifra esté soportada por análisis alguno.⁹³ En cuanto se les somete a un análisis riguroso, resulta claro que los anuncios de la industria están inflados; muchas de sus conclusiones derivan de la corta vida productiva de los pozos que se proyecta como si se tratara de una producción a largo plazo.

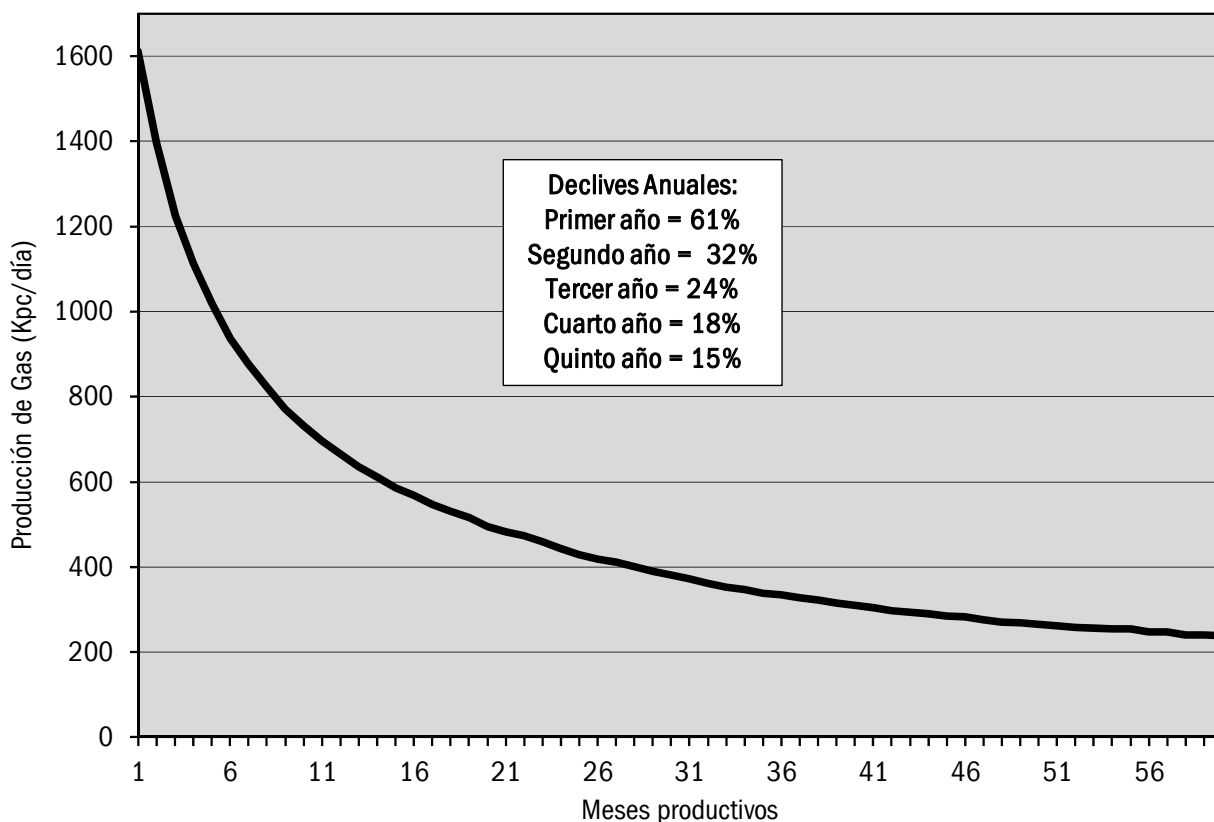


Figura 48. Curva típica de declive de los pozos de gas de lutitas del campo Barnett.⁹⁴
Basada en los datos procedentes de los cinco últimos años productivos de este campo.

⁹⁰ EIA, "U.S. Shale Gas y Shale Oil Plays Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas y Shale Oil Plays," julio de 2011, <http://www.eia.gov/analysis/studies/usshalegas/pdf/usshaleplays.pdf>.

⁹¹ United States Geological Survey, "Variability of Distributions of Well-Scale Estimated Ultimate Recovery for Continuous (Unconventional) Oil y Gas Resources in the United States," 2012, <http://pubs.usgs.gov/of/2012/1118/>.

⁹² Arthur Berman y Lynn Pittinger, "U.S. Shale Gas: Less Abundance, Higher Cost," The Oil Drum, agosto 5, 2011, <http://www.theoil Drum.com/node/8212>.

⁹³ Skone et al., "Role of Alternative Energy Sources: Natural Gas Power Technology Assessment," National Energy Technology Laboratory, junio 30, 2012, página 25, <http://www.netl.doe.gov/energy-analyses/pubs/NGTechAssess.pdf>.

⁹⁴ Datos procedentes de: DI Desktop/HPDI disponibles hasta mayo de 2012.

Como ocurre con Haynesville, hay una gran variabilidad en la calidad de los pozos del campo Barnett como puede verse en la PI ilustrada en la Figura 49. La productividad total es mucho más baja que en Haynesville pero todavía es respetable. Los mejores pozos, con PIs sobre 4,4 Mpc/d, lo cual podía ser económicamente viable, solo representan un 5% del total. La producción media de los pozos de Barnett era de 381.000 Kpc/d en junio de 2012 e iba disminuyendo.

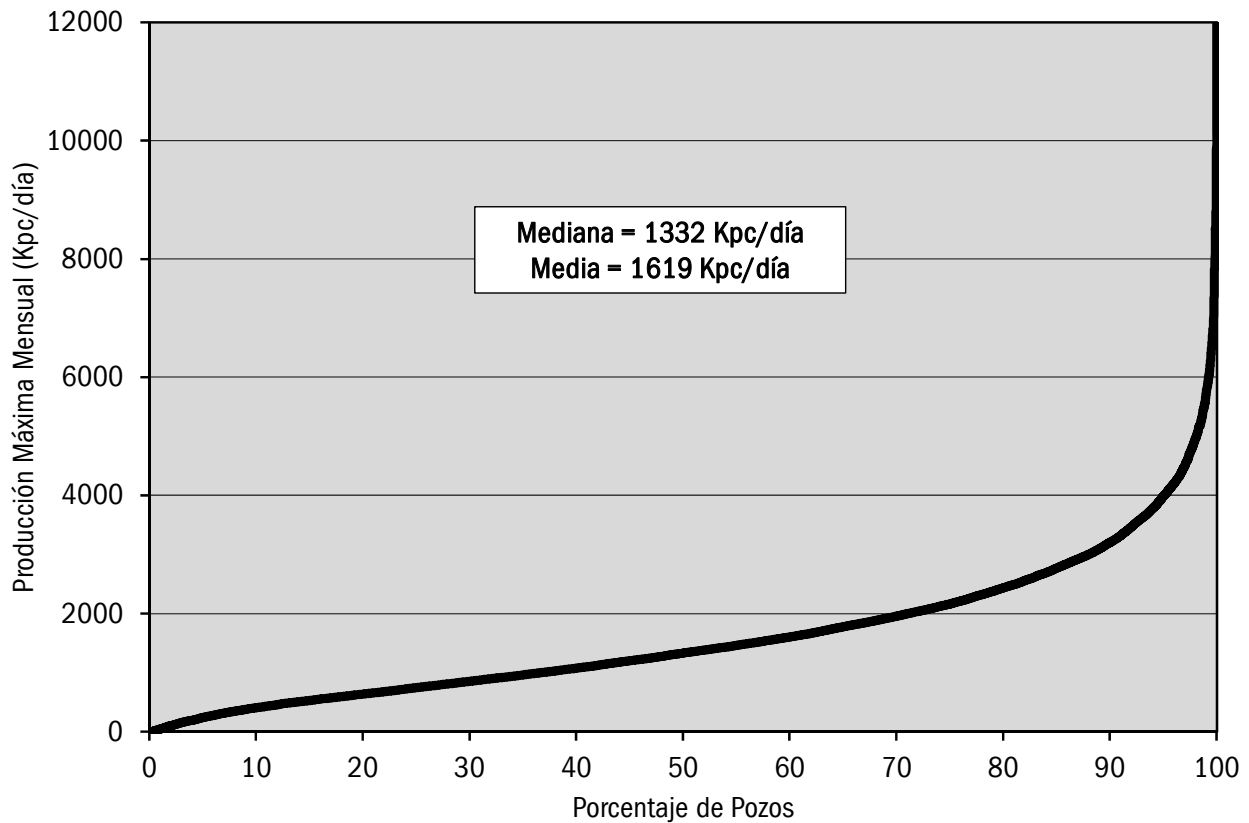


Figura 49. Distribución de la calidad de los pozos en el campo Barnett definida por la tasa de producción mensual más alta en toda la vida de los pozos.⁹⁵

El eje X indica el porcentaje acumulado de pozos ordenados de menor a mayor calidad. La tasa productiva mensual más alta se alcanza típicamente durante el primer o segundo mes productivo después de que el pozo haya sido completado.

⁹⁵ Datos procedentes de: DI Desktop/HPDI disponibles hasta mayo de 2012.

La tasa de declive total del campo Barnett puede estimarse a partir de todos los pozos perforados antes de 2011 tal y como muestra la Figura 50. El declive anual global del conjunto de estos pozos es del 30%. Asumiendo que los nuevos pozos que vayan perforándose produzcan el primer año lo mismo que los perforados en 2011, habría que perforar 1.507 pozos nuevos cada año para mantener la producción actual evitando el declive. A un coste medio de 3,5 millones de dólares por pozo, deberían invertirse al menos 5.300 millones de dólares cada año, al margen de los alquileres de tierra y otros costes de infraestructura, sólo para mantener la producción plana al nivel de hoy. El número de equipos de perforación ("rig count") en Barnett a octubre de 2012 era de 42, lo cual supone una caída del 80% con respecto al pico máximo de 200 en septiembre de 2008. Asumiendo que cada equipo puede perforar doce pozos al año la cifra está muy lejos de la requerida para mantener la producción actual y frenar el declive general del campo.

Todavía hay muchos pozos perforados que se están completando en Barnett; en los doce meses anteriores a mayo de 2012 se añadieron 1.083 nuevos pozos productores, que son muchos más de los que los actuales equipos podrían perforar. Una vez que el conjunto de pozos perforados pero no completados se agote, es de esperar que la producción de Barnett decaiga a menos que las tasas de perforación se incrementen espectacularmente.

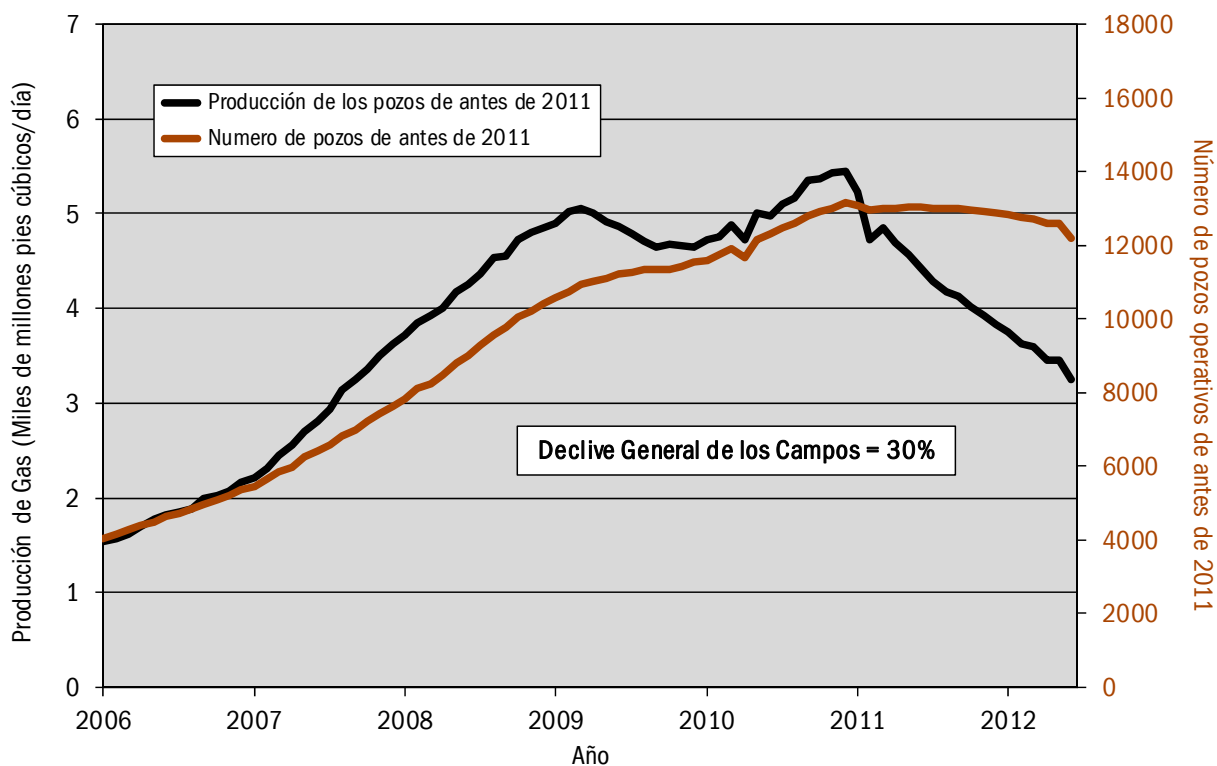


Figura 50. Declive general del campo Haynesville basado en la producción de los pozos perforados antes de 2011.⁹⁶

Para compensar la tasa de declive del 30% del campo, se requerirán 1.507 pozos nuevos produciendo al mismo ritmo que en 2011.

⁹⁶ Datos procedentes de: DI Desktop/HPDI disponibles hasta mayo de 2012.

La Figura 51 presenta la distribución de las perforaciones en el campo Barnett incluyendo las áreas donde se concentran los pozos con la mayor productividad. Algunas de las localizaciones más productivas están en los suburbios y en las áreas urbanas occidentales de Dallas-Fort Worth. Las PIs de los nuevos pozos de Barnett están relativamente planas, lo que sugiere que la aplicación de las tecnologías más recientes no está incrementando la producción, aunque todavía existen oportunidades en las nuevas zonas a diferencia de lo que sucede en el campo Haynesville donde las PIs están cayendo a medida que los operadores se desplazan a lugares de calidad inferior. Las PIs caerán igualmente en el futuro conforme las áreas más productivas vayan saturándose.

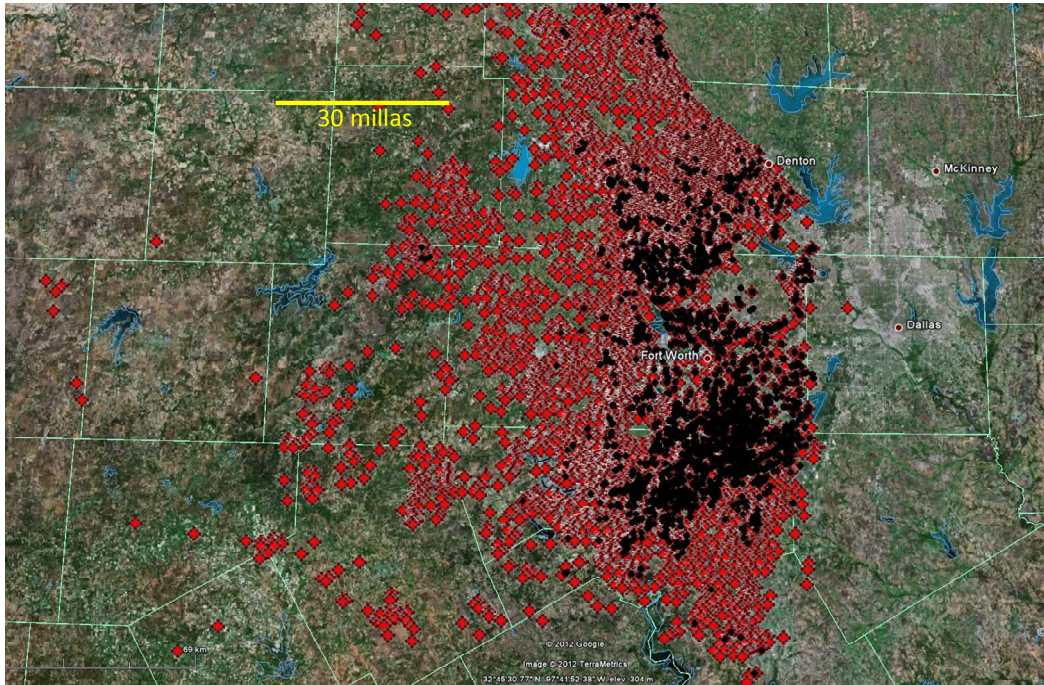


Figura 51. Distribución de los pozos en el campo Barnett.

Los pozos marcados en color negro constituyen el 20% más productivo en términos de PI. Muchos de esos sitios son plataformas con dos o más pozos. La productividad más alta tiende a concentrarse en las “manchas dulces”.⁹⁷

⁹⁷ Datos procedentes de: DI Desktop/HPDI disponibles hasta mayo de 2012.

La huella dejada por las perforaciones en el paisaje se muestra en la Figura 52. Ha habido un gran rechazo por parte de las comunidades locales al impacto de las perforaciones y de la fracturación hidráulica tanto en el agua como en el aire. En su punto álgido entre 2008 y 2009 se estaban añadiendo cada año 2.800 pozos. La tasa más reciente en los doce meses previos a mayo de 2012 era de 1.083, mientras que la actividad actual sugiere que ahora se añaden 500 pozos al año. Las tasas de perforación deberían alcanzar los 1.507 pozos anuales para mantener la producción. Ahí surge la pregunta: ¿Cuántos pozos adicionales podrán ser añadidos y cuáles serán las implicaciones sociales de hacerlo?

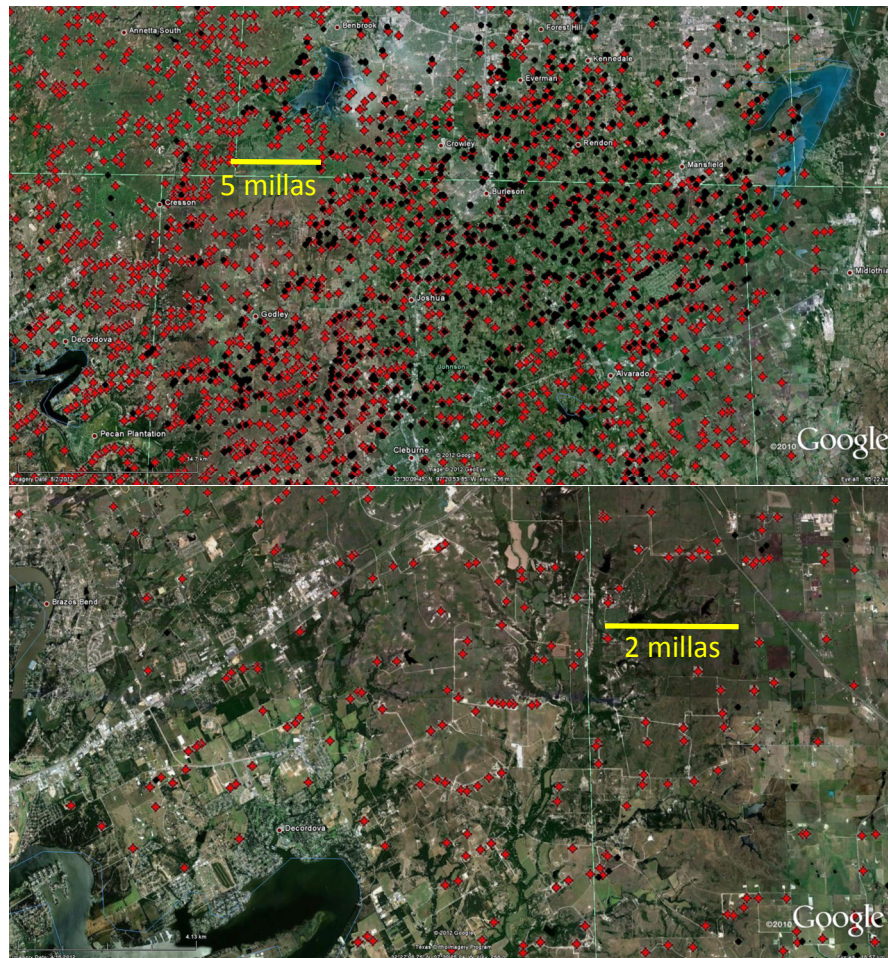


Figura 52. Distribución de los pozos en el área de mayor concentración del campo Barnett.⁹⁸

Los pozos en color negro son los que forman parte del 20% más productivo en términos de PI. Muchos de esos sitios son plataformas con dos o más pozos.

El pronóstico para el campo Barnett es que la producción irá cayendo conforme los pozos vayan perforándose pero sin completarse ni estar operativos. En la actualidad el número de equipos de perforación es sólo un tercio de lo que se requeriría para compensar el declive del 30% anual del campo. Salvo que haya una aceleración importante en la perforación impulsada por los precios al alza del gas, la producción se reducirá significativamente.

⁹⁸ Datos procedentes de: DI Desktop/HPDI disponibles hasta mayo de 2012.

El campo de gas de lutitas Marcellus

El campo Marcellus de Pensilvania y Virginia Occidental se extiende sobre una enorme área que penetra en los estados de Nueva York y Ohio, cuya producción de gas natural ha ido creciendo muy rápidamente acompañada de una menor producción de líquidos. La producción en diciembre de 2011 representó un total de 4.960 Mpc/d procedentes de 3.848 pozos, junto a 5,36 Kbl/d de líquidos. Los datos preliminares indican que la producción puede haberse incrementado hasta los 5.450 Mpc/d en junio de 2012, lo que hace que el Marcellus sea el tercer campo productor productivo de gas de lutitas en EEUU. La Figura 53 ilustra el crecimiento en la producción de gas.

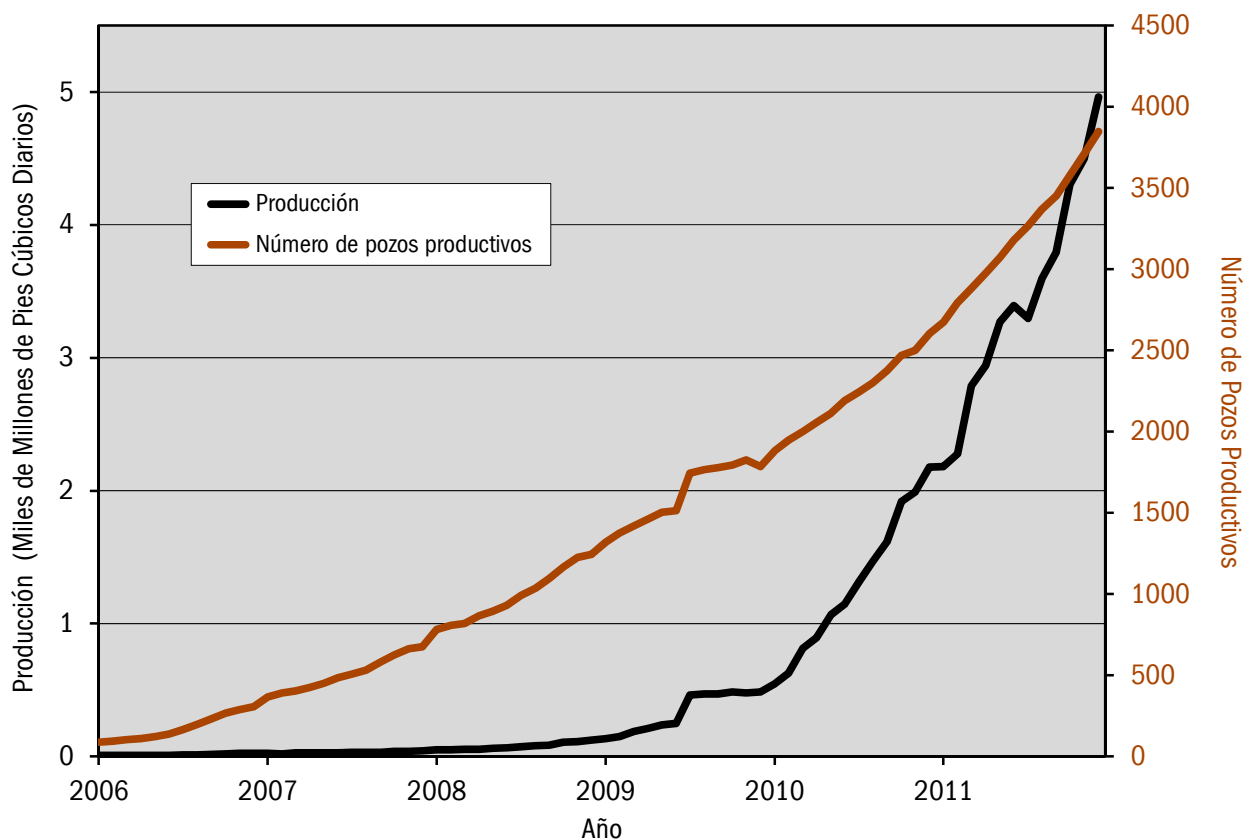


Figura 53. Producción de gas de lutitas y número de pozos productivos en el campo Marcellus desde 2006 hasta diciembre de 2011.⁹⁹

El brusco crecimiento de la producción durante y después de 2009 refleja la implantación de las nuevas tecnologías de perforaciones horizontales con fracturación múltiple.

⁹⁹ Datos procedentes de: DI Desktop/HPDI disponibles hasta mayo de 2012.

Cuando se compara con Haynesville, el campo Marcellus es un campo joven en lo que se refiere a la implantación de la tecnología de perforación horizontal con fracturación múltiple, de manera que su producción está aumentando rápidamente, aunque algunas de las estadísticas sobre la perforación están basadas en menos datos de los que serían deseables idealmente. La curva tipo que se muestra en la Figura 54 muestra una tasa de declive del 95% a lo largo de los tres primeros años. Los operadores citan PTEs en el rango de 4.000 a 10.000 Mpc¹⁰⁰ para el Marcellus, mientras que la EIA estima un PTE medio de 1.560 Mpc¹⁰¹ y el USGS calcula un PTE medio de 1.160 Mpc.¹⁰² Las estimaciones sobre los precios de rendimiento para el Marcellus oscilan entre los 3,81 \$/Kpc¹⁰³ o menos hasta los 7 \$/Kpc¹⁰⁴ o más. A partir de estos datos, es evidente que la mayoría de los pozos del Marcellus tienen rendimientos marginales o son anti-económicos con los actuales precios del gas (3,30 \$/Kpc).

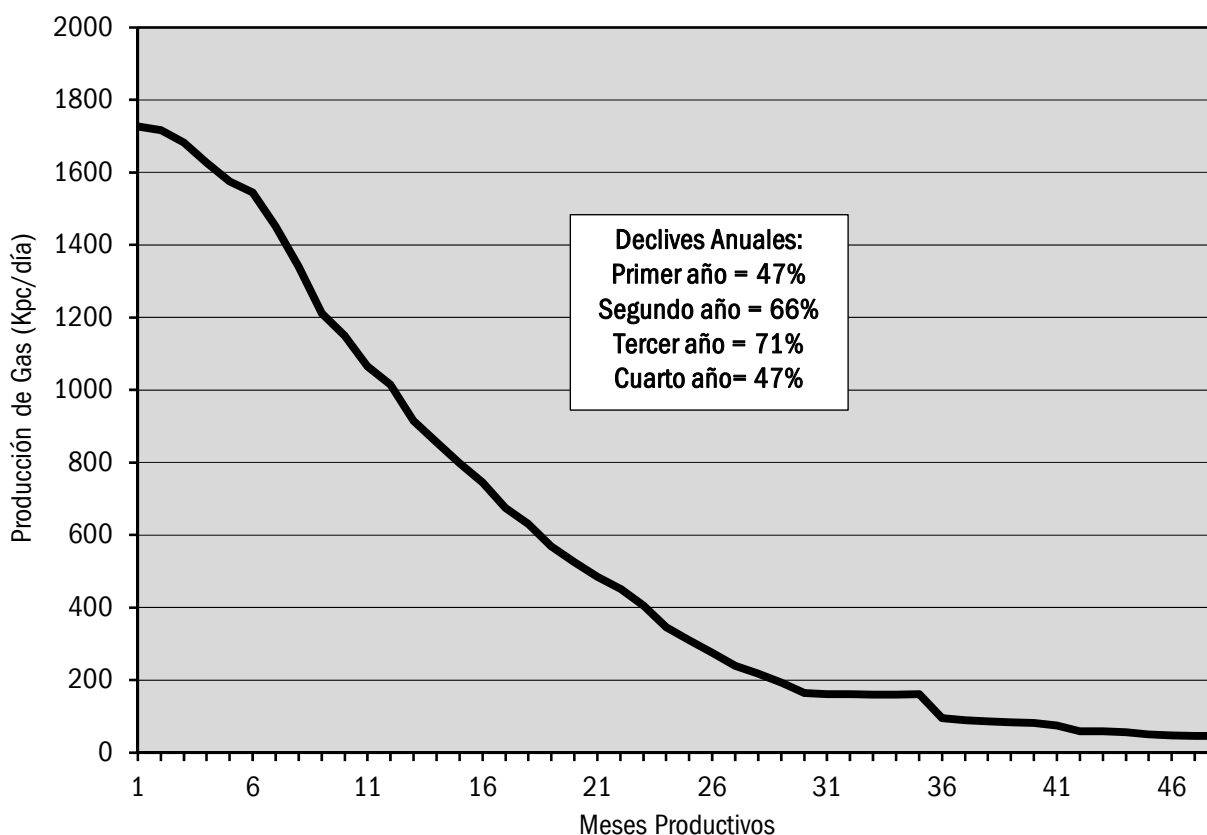


Figura 54. Curva tipo de declive para los pozos de gas de lutitas del campo Marcellus.¹⁰⁵
Basada en los datos de producción procedentes de los cuatro últimos años.

¹⁰⁰ Arthur Berman y Lynn Pittinger, “U.S. Shale Gas: Less Abundance, Higher Cost,” The Oil Drum, agosto 5, 2011, <http://www.theoil Drum.com/node/8212>.

¹⁰¹ EIA, *Annual Energy Outlook* 2012, junio, 2011, página 59, [http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383\(2012\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383(2012).pdf).

¹⁰² United States Geological Survey, “Variability of Distributions of Well-Scale Estimated Ultimate Recovery for Continuous (Unconventional) Oil and Gas Resources in the United States,” 2012, <http://pubs.usgs.gov/of/2012/1118/>.

¹⁰³ ITG Investment Research, “U.S. Energy Reserves More than Double Official Estimates”, octubre 8, 2012, <http://www.pnnewswire.com/news-releases/itg-investment-research-us-energy-reserves-more-than-double-official-estimates-173100801.html>.

¹⁰⁴ Arthur E. Berman, “U.S. Shale Gas: Magical Thinking y the Denial of Uncertainty”, enero 18, 2012, presentación en: James A. Baker Institute for Public Policy, http://www.bakerinstitute.org/files/documents/event-presentations/north-american-energy-resources-summit-jan-18-2012/Berman_Presentation_Secured.pdf.

¹⁰⁵ Datos procedentes de: DI Desktop/HPDI disponibles hasta mayo de 2012.

La calidad de los pozos en el campo Marcellus deducida a partir de la productividad inicial de sus pozos (PI) que se muestra en la Figura 55 presenta un patrón inusual cuando se compara con la de otros campos de lutitas. El 40% de los pozos son de calidad muy baja y claramente anti-económicos, mientras que el 15% tienen PIs de más de 4 Mpc/d y parecen rentables a los actuales precios del gas. Esto sugiere que los operadores están centrándose ahora en las mejores manchas situadas en el noreste y el suroeste de Pensilvania (muy bien descritas por Berman¹⁰⁶). Aunque la PI media de todos los pozos de Marcellus es de 1.947 Kpc/d, la producción media actual es de 1.290 Kpc/d. La PI media de todos los pozos nuevos continúa subiendo, aunque eso refleja la relativa juventud de este campo dado que los operadores están centrados en los mejores sitios y evitan la gran mayoría de las áreas bajo las cuales se extiende el Marcellus.

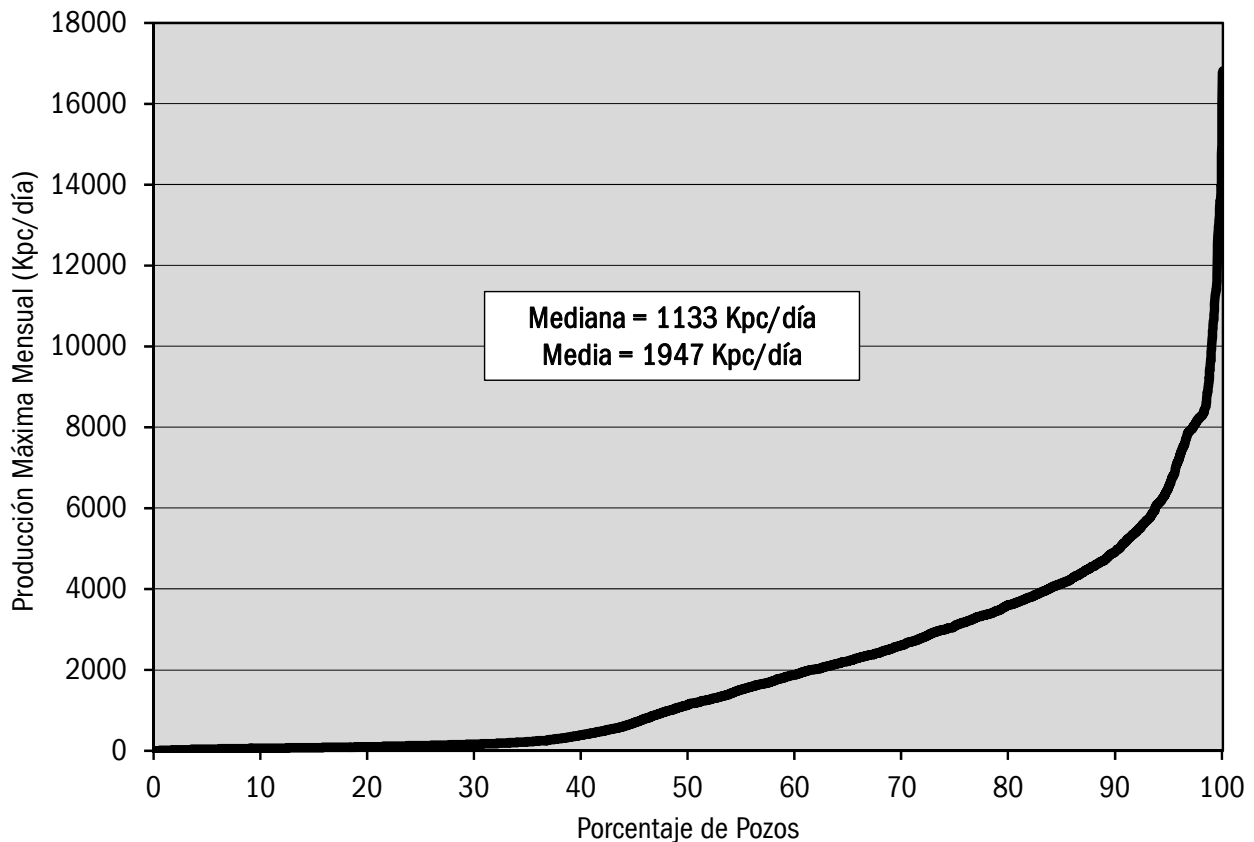


Figura 55. Distribución de la calidad de pozos en el campo Marcellus definida de acuerdo con la tasa de producción mensual más alta de toda la vida útil de los pozos.¹⁰⁷

El eje X indica el porcentaje acumulado de pozos ordenados de menor a mayor calidad. La tasa productiva mensual más alta se alcanza típicamente durante el primer o segundo mes después de que el pozo haya sido completado.

¹⁰⁶ Arthur E. Berman, “U.S. Shale Gas: Magical Thinking y the Denial of Uncertainty,” enero 18, 2012, presentación en: James A. Baker Institute for Public Policy, http://www.bakerinstitute.org/files/documents/event-presentations/north-american-energy-resources-summit-jan-18-2012/Berman_Presentation_Secured.pdf.

¹⁰⁷ Datos procedentes de: DI Desktop/HPDI disponibles hasta mayo de 2012.

La tasa de declive total del campo Marcellus puede estimarse a partir de todos los pozos perforados antes de 2011 tal y como muestra la Figura 56. El declive anual global de todos esos pozos es del 29%, lo que equivale a Barnett y es inferior a Haynesville. Asumiendo que los nuevos pozos que vayan perforándose produzcan el primer año lo mismo que los perforados en 2011, habría que perforar 561 pozos nuevos cada año para mantener la producción actual y compensar el declive. A un coste medio de 4,5 millones de dólares por pozo, deberían invertirse al menos 2.500 millones de dólares cada año, al margen de los alquileres de tierra y otros costes de infraestructura, sólo para mantener la producción al nivel de hoy.

El número de equipo de perforación en Barnett a finales de agosto de 2012 había caído casi un 45% en Pensilvania, pero se mantenía en Virginia Occidental y subía en Ohio. El total de equipos de 110 es más que suficiente para compensar el declive y permite pronosticar un ulterior incremento de la producción. En diciembre de 2011 se estaban añadiendo pozos a un ritmo de 1.244 al año. Además, parece que hay varios cientos de pozos más que han sido perforados pero que todavía no habían sido conectados al sistema colector del campo.¹⁰⁸

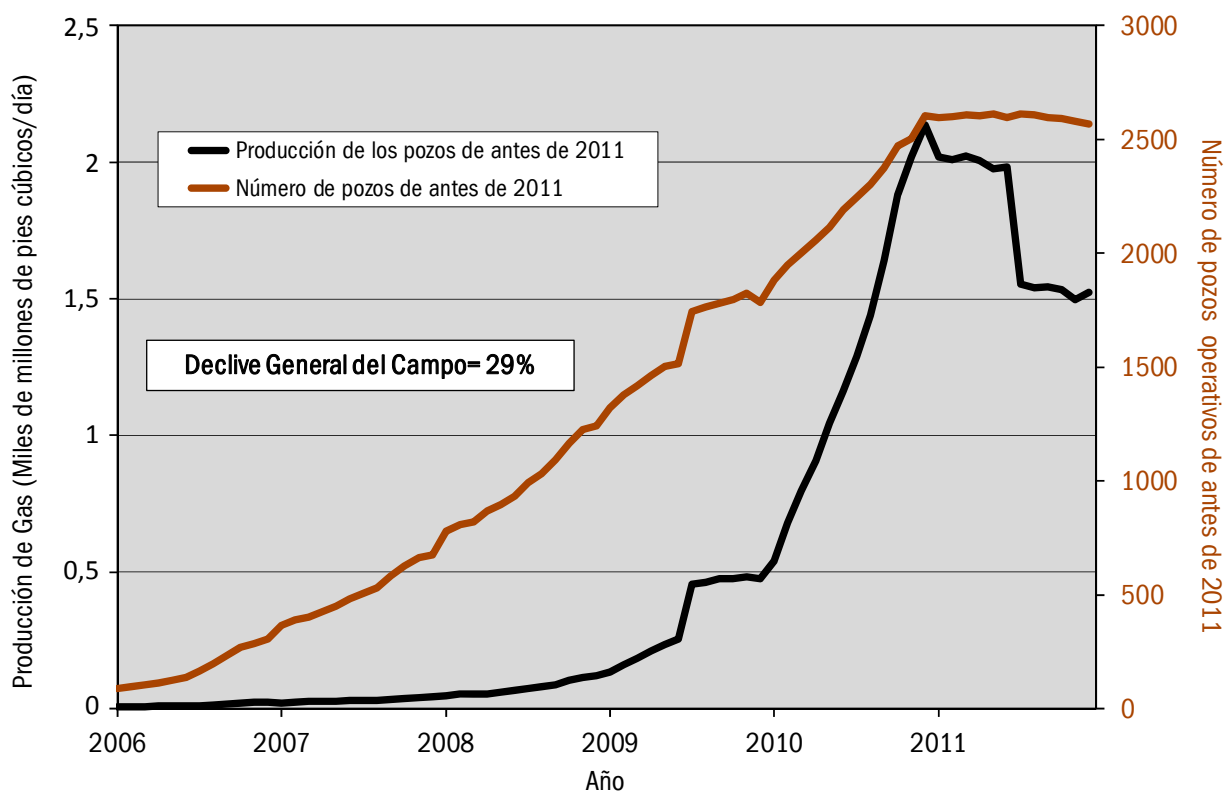


Figura 56. Declive general del campo Marcellus basado en la producción de los pozos perforados antes de 2011.¹⁰⁹

Para compensar la tasa de declive del 29% del campo, se requerirán 561 pozos nuevos produciendo al mismo ritmo que en 2011.

¹⁰⁸ Pennsylvania Department of Environmental Protection, 2012, enero-junio 2012 (pozos no convencionales), https://www.paoilandgasreporting.state.pa.us/publicreports/Modules/DataExports/ExportProductionData.aspx?PERIOD_ID=2012-1.

¹⁰⁹ Datos procedentes de: DI Desktop/HPDI disponibles hasta mayo de 2012.

La Figura 57 presenta la distribución de las perforaciones en el campo Marcellus incluyendo las áreas donde se concentran los pozos mas productivos. La Figura 58 ilustra que los pozos de calidades más altas están en el noreste y el suroeste de Pensilvania y Virginia Occidental. Las Pls de los nuevos pozos de Marcellus están creciendo, lo que sugiere que los operadores eligieron y están explotando ahora las áreas de calidades más altas. Los retrasos en los permisos y las protestas públicas debidas a las preocupaciones por el impacto ambiental de la fracturación hidráulica (“fracking”) provocarán retrasos en la expansión de las perforaciones en esas áreas.

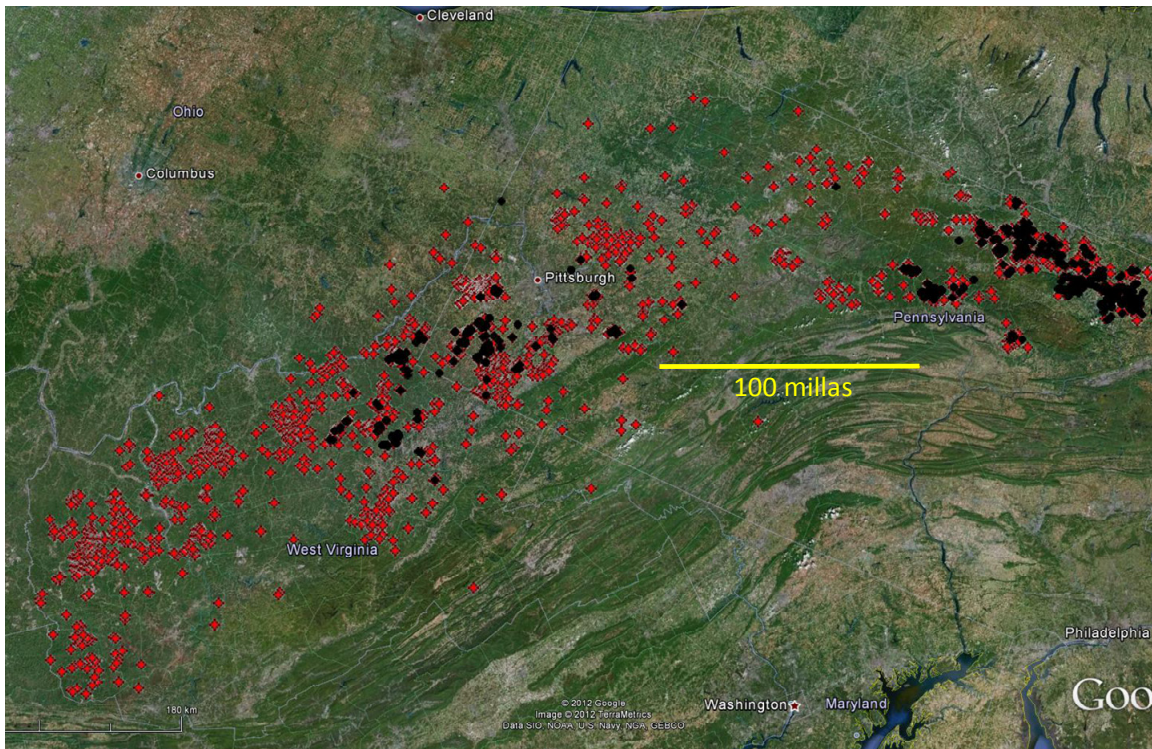


Figura 57. Distribución de los pozos en el campo Marcellus.¹¹⁰

Los pozos en color negro son los que forman parte del 20% más productivos en términos de PI. Muchos de esos sitios son lugares con dos o más pozos. Las productividades más altas tienden a concentrarse en las “manchas dulces”.

¹¹⁰ Datos procedentes de: DI Desktop/HPDI disponibles hasta mayo de 2012.

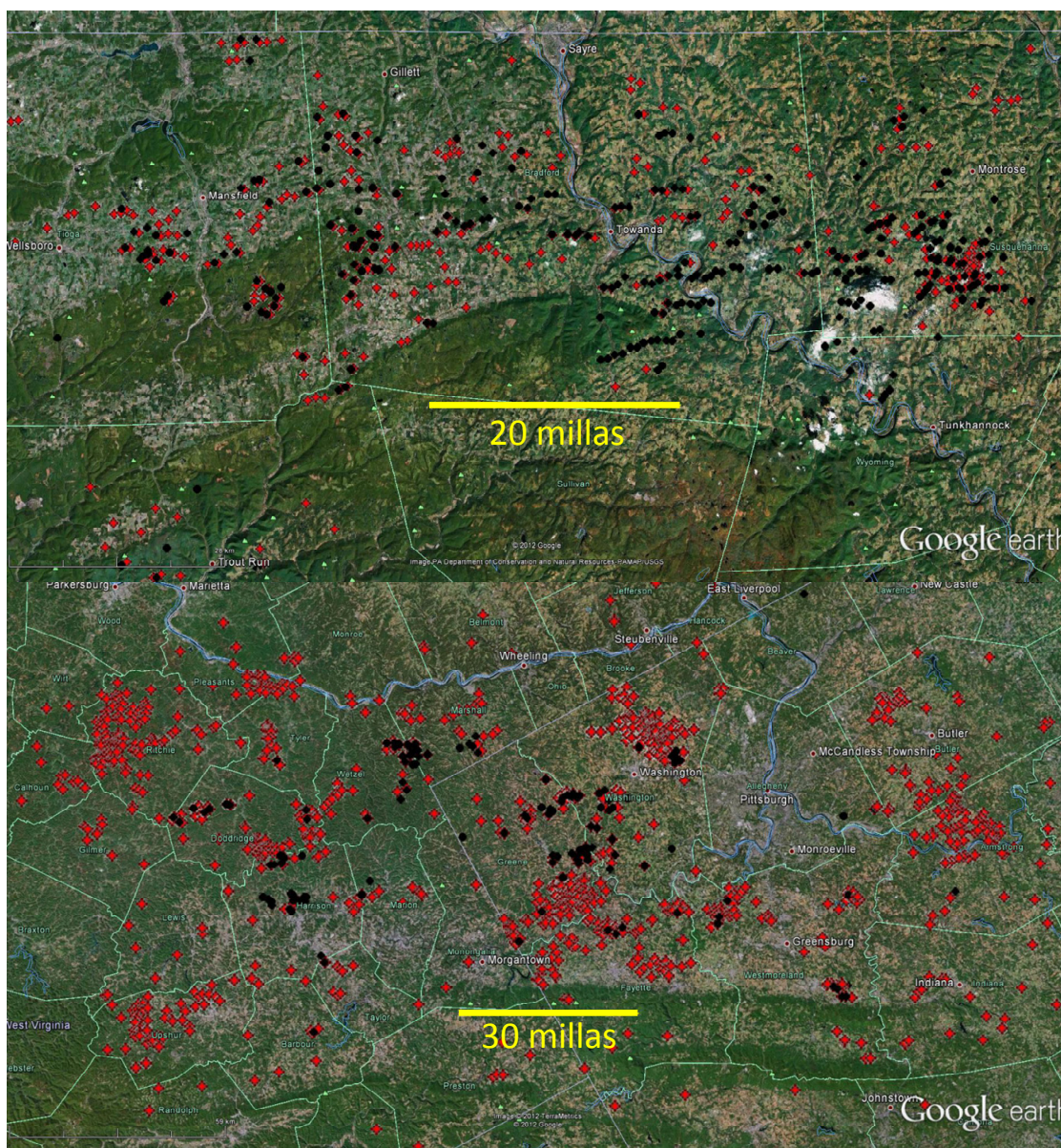


Figura 58. Distribución de los pozos en las zonas de mayor concentración del campo Marcellus.¹¹¹

Arriba se muestran las zonas del noreste de Pensilvania, mientras que en la parte inferior aparecen las del suroeste de Pensilvania y de Virginia Occidental. Los pozos en color negro son los que forman parte del 20% más productivos en términos de PI. Muchos de esos sitios son plataformas con dos o más pozos.

El pronóstico para el campo Marcellus es de crecimiento continuado dado que el número actual de equipos de perforación sobrepasa el requerido para compensar el declive general. El campo cubre una vasta área aunque solamente una pequeña porción del campo es altamente productiva. Esto, junto con la creciente y frontal oposición pública a la fracturación hidráulica, limitará la contribución final de este campo, aunque acabará por convertirse en el primer campo productor debido a que la producción de Haynesville y Barnett disminuirá en unos cuantos años.

¹¹¹ Datos procedentes de: DI Desktop/HPDI disponibles hasta mayo de 2012.

Otros campos de gas de lutitas

Para realizar este informe se analizaron treinta campos de lutitas utilizando los mismos parámetros empleados para los tres campos que se han descrito más arriba. Un resumen de las estadísticas fundamentales de cada uno de ellos se muestra en la Tabla 1.

Los tres campos más productivos comentados anteriormente suponen el 66% de la producción total de gas de lutitas. Los tres siguientes -Fayetteville, Eagle Ford y Woodford— añaden un 22% más. Los restantes 24 campos de lutitas, los cuales cubren la mayor parte del mapa de campos de lutitas de la EIA (Figura 39), contribuyen solamente con un 12% de la producción.

La producción de gas de lutitas en EEUU llegó a su cenit en diciembre de 2011 y desde entonces ha entrado en una meseta ondulada tal y como muestra la Figura 59. La producción al alza de Marcellus y Eagle Ford está enmascarando los declives de Haynesville y Woodford, mientras que Fayetteville y Barnett permanecen esencialmente planos. La originalidad de esos campos puede verse en la Tabla 1 cuando se observa su alta producción media por pozo y la alta calidad por pozo (PI media) y se comparan con los restantes 24 campos, para los cuales se asume que tienen el mismo potencial de crecimiento de producción (tasa de suministro). Esto es muy improbable, dado que esos campos son generalmente de mucha peor calidad.

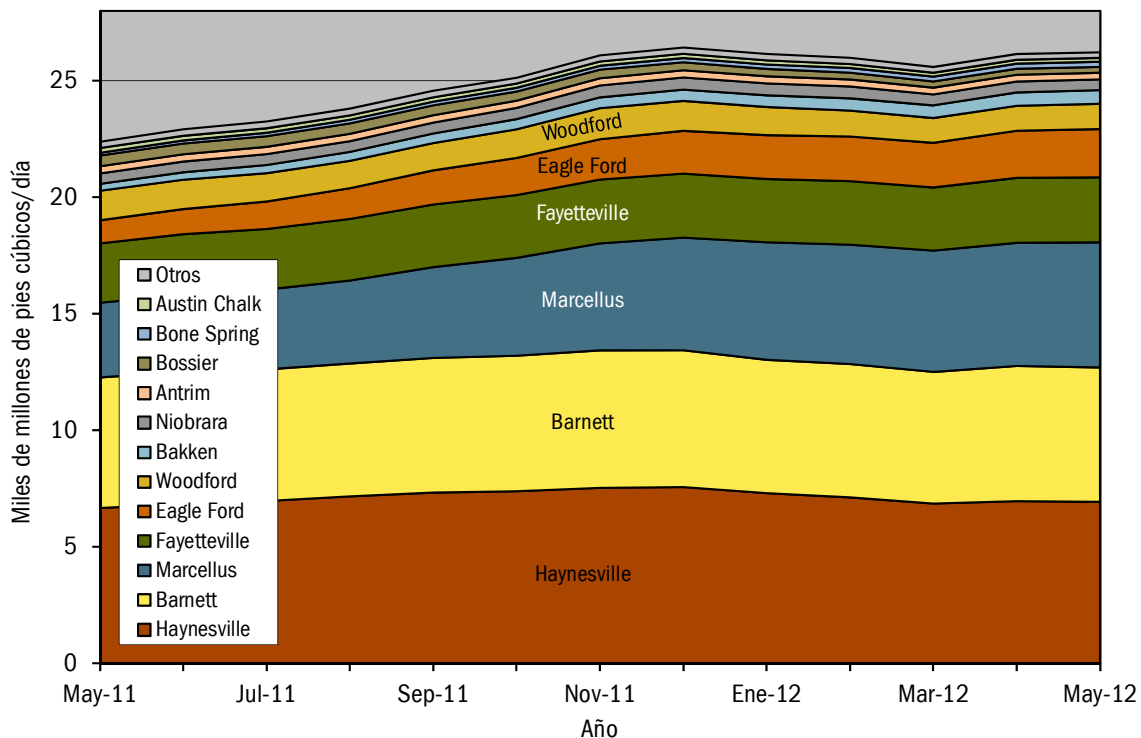


Figura 59. Producción de gas de lutitas por campo entre mayo de 2011 y mayo de 2012.¹¹²

La producción de gas de lutitas alcanzó claramente su cenit en diciembre de 2011 y está ahora en una meseta ondulada (véase la Figura 40 para la producción desde 2000)

¹¹² Datos procedentes de: DI Desktop/HPDI disponibles hasta mayo de 2012, ajustadas con medias móviles de orden tres.

Campo	Rango	Producción (KMpc/d)	Mes	Número de pozos operativos	Producción Media por pozo (Kpc/d)	Media PI (Kpc/d)	Mediana PI (Kpc/d)	Tendencia PI	Primer año de declive del pozo (%)	Declive general del campo pre-2011 (%)	Número de pozos a perforar anualmente para evitar declive	Tendencia de Producción	Porcentaje de la producción total de gas de lutitas
Haynesville	1	6,99	May-12	2802	2493	8201	7954	Declive	68	52	774	Declive	25,76
Barnett	2	5,85	May-12	14871	393	1619	1332	Plano	61	30	1507	Plano	21,56
Marcellus	3	4,96	Dic-11	3848	1290	1947	1133	Crece	47	29	561	Crece	18,28
Fayetteville	4	2,81	May-12	3873	818	2069	1985	Plano	58	36	707	Plano	10,36
Eagle Ford	5	2,14	Jun-12	3129	685	1920	1330	Declive	59	43	945	Crece	7,90
Woodford	6	1,13	May-12	1827	620	2292	1380	Declive	58	29	222	Declive	4,16
Granite Wash	7	0,95	Jun-12	3090	308	2080	1354	Declive	78	49	239	Declive	3,50
Bakken	8	0,60	May-12	4598	122	345	241	Crece	56	29	699	Crece	2,21
Niobrara	9	0,48	May-12	10811	45	162	123	Declive	56	26	1111	Plano	1,77
Antrim	10	0,29	May-12	9409	31	634	102	Plano	*	*	~400	Declive	1,07
Bossier	11	0,25	Jun-12	278	901	9116	3909	Declive	63	38	21	Declive	0,92
Bone Spring	12	0,23	May-12	1016	223	596	258	Plano	58	45	206	Crece	0,84
Austin Chalk	13	0,16	Jun-12	928	169	2109	370	Declive	72	35	127	Declive	0,59
Permian Del, Midland	14	0,088	Jun-12	1541	57	255	91	Crece	34	26	122	Plano	0,326
Lewis	15	0,0523	May-12	462	113	656	427	*	*	*	*	Declive	0,193
Mancos Hilliard Baxter	16	0,05	May-12	452	120	452	182	Declive	63	35	41	Plano	0,184
Spraberry	17	0,031	Jul-12	552	56	210	67	Plano	*	*	*	Crece	0,114
Miss, Lime	18	0,024	Abr-12	371	66	394	109	Crece	39	14	10	Plano	0,088
Bend	19	0,02	Jun-12	273	69	585	336	*	*	*	*	Declive	0,070
Pearsall	20	0,0060	Jun-12	17	309	*	*	*	*	*	*	Declive	0,022
Utica	21	0,006	Dic-11	13	467	478	34	*	*	*	*	Crece	0,022
Hermosa	22	0,0057	May-12	33	180	2549	1888	*	*	*	*	Declive	0,021
Pierre	23	0,004	Abr-12	193	20	126	105	*	*	*	*	Declive	0,015
Tuscaloosa	24	0,0025	May-12	23	110	1474	0	*	*	*	*	Declive	0,009
Manning	25	0,0018	May-12	45	41	903	246	*	*	*	*	Declive	0,007
New Albany	26	0,0017	Dic-09	28	62	101	18	*	*	*	*	Declive	0,006
Mulky	27	0,0015	May-12	120	12,4	50	34	*	*	*	*	Declive	0,006
Chattanooga	28	0,001	Dic-10	107	9	46	29	*	*	*	*	Declive	0,004
Mowry	29	0,0006	Jun-12	39	15	165	20	*	*	*	*	Declive	0,002
Cody	30	0,0004	Jun-12	11	40	334	0	*	*	*	*	Declive	0,002

Tabla 1. Estadísticas de producción, calidad de los pozos y tasa de declive de los 30 pozos de gas de lutitas analizados en este informe.¹¹³

¹¹³ Recopilado a partir de un análisis de DI Desktop/HPDI data.

Análisis

A pesar de la juventud relativa del gas de lutitas, ha surgido un modelo común en la evolución de cada uno de los campos:

- Se identifica el campo y comienza la fase de alquileres frenéticos.
- Se dispara un boom para conseguir contratos de arrendamiento de tierras que típicamente incluyen cláusulas sujetas a producción que obligan a perforar. Los arrendamientos suelen firmarse para períodos de tres a cinco años.
- La primera oleada de perforaciones define las llamadas “manchas dulces”, es decir, las zonas de productividad más alta como también la extensión superficial del campo. Los grandes propietarios de contratos de arrendamiento hacen caja vendiendo los derechos sobre sus peores tierras a los ansiosos productores.
- El boom de las perforaciones hace que la producción crezca rápidamente. Las perforaciones se centran siempre en las mejores manchas, lo que se manifiesta por el crecimiento de las Pls a lo largo del tiempo, que siempre sucede al principio de la vida útil de los campos de lutitas.
- La aplicación de las “mejores tecnologías” de fractura múltiple y perforación horizontal mantiene eventualmente las Pls aun cuando las perforaciones pasan de las mejores manchas a otras de peor calidad.
- Conforme las Pls decrecen, se requieren más y más pozos para compensar el declive general del campo y si no hay perforaciones masivas, el campo entero cae en declive terminal.

Los campos Haynesville, Barnett, Fayetteville y Woodford, que producen en conjunto el 68% del gas de lutitas estadounidense, están alcanzando la mitad de su vida útil. A menos que haya un crecimiento sustancial en el precio del gas y un abrupto incremento en las perforaciones, esos campos entrarán en su declive terminal. El pronóstico para los nueve campos principales en Estados Unidos, que suponen el 95% de la producción de gas de lutitas, se muestra en la Tabla 2.

Campo	Rango	Nº de pozos a perforar anualmente para compensar el declive	Pozos añadidos el último año	Equipos de perforación Octubre 2012	Pronóstico
Haynesville	1	774	810	20	Declive
Barnett	2	1507	1112	42	Declive
Marcellus	3	561	1244	110	Crece
Fayetteville	4	707	679	15	Declive
Eagle Ford	5	945	1983	274	Crece
Woodford	6	222	170	61	Declive
Granite Wash	7	239	205	N/A	Declive
Bakken	8	699	1500	186	Crece
Niobrara	9	1111	1178	~60	Plano

Tabla 2. Pronóstico de la producción futura en los nueve campos de gas de lutitas más productivos de los Estados Unidos.

Esos campos suponen el 95% de la producción de gas de lutitas. Nótese que Granite Wash no es técnicamente un campo de gas de lutitas sino de areniscas, aunque a veces se le llame de lutitas.

El campo Marcellus está en plena juventud y la producción crecerá sustancialmente. Las mejores manchas han sido localizadas y las Pls están creciendo debido a que la perforación se centra en esas zonas. No obstante, sólo es una cuestión de tiempo que las perforaciones localizadas en ellas se saturen y el Marcellus entre en su edad madura.

De forma similar, hay un fuerte crecimiento de la producción de gas en los campos Eagle Ford y Bakken (en esos campos el gas aparece asociado al petróleo, que es el objetivo principal). No obstante, debido a que los operadores se están centrando en el petróleo, las Pls para el gas están bajando en el Eagle Ford. Buena parte del gas que se produce en Bakken se quema a falta de infraestructuras para utilizarlo.

Es poco probable que Marcellus, Bakken y Eagle Ford consigan evitar sus declives y que la producción de gas en los principales campos caiga en picado a menos que haya un crecimiento sustancial en los precios del gas y en el número de perforaciones. La inversión aproximada en perforaciones que se necesita para mantener la producción actual en los catorce campos más productivos, cuya producción representa el 99% del total estadounidense, es de 41.800 millones de dólares anuales (Tabla 3). La cifra no incluye el importe de los arrendamientos ni los costes de infraestructuras tales como gasoductos y carreteras, etcétera. Ese importe y el número de pozos a perforar todos los años irá aumentando conforme las mejores manchas vayan agotándose y las perforaciones se trasladen hacia áreas de menor calidad. Como comparación, el valor de todo el gas de lutitas producido en Estados Unidos en 2012 fue de aproximadamente 32.500 millones de dólares a los precios actuales de 3,40 \$/Kpc, es decir 9.300 millones de dólares menos de lo que costó mantener la producción.

Campo	Rango	Nº de pozos a perforar anualmente para evitar declive	Precio aproximado por pozo (millones \$US)	Coste Anual de pozos para compensar el declive (millones \$US)
Haynesville	1	774	9,0	\$ 6.966
Barnett	2	1507	3,5	5.275
Marcellus	3	561	4,5	2.525
Fayetteville	4	707	2,8	1.980
Eagle Ford	5	945	8,0	7.558
Woodford	6	222	8,0	1.776
Granite Wash	7	239	6,0	1.434
Bakken	8	699	10,0	6.990
Niobrara	9	1111	4,0	4.444
Antrim	10	~400	0,5	200
Bossier	11	21	9,0	189
Bone Spring	12	206	3,7	762
Austin Chalk	13	127	7,0	889
Permian Delaware Midland	14	122	6,9	842
Total		7641		41.829

Tabla 3. Estimación de los costes anuales de perforación necesarios para mantener la producción de gas de lutitas en los 14 campos más productivos.

Nótese que Granite Wash no es técnicamente un campo de gas de lutitas sino de areniscas, aunque a veces se le llame de lutitas.

Hay un gran despliegue publicitario acerca de las perspectivas de algunos de los 24 campos de gas lutitas que hoy por hoy representan menos del 12% de la producción total. Teniendo en cuenta los atributos de la mayoría de esos campos tal y como se muestran en la Tabla 1, tales anuncios parecen ser simple propaganda. Los mejores campos de lutitas no son ubicuos; están en el tope de su propia pirámide (Figura 37) con los campos de mucha menor calidad situados por debajo de ellos. Su *tasa de suministro* depende de grandes y continuos flujos de capital entrantes para perforarlos junto con los inevitables impactos ambientales asociados, los cuales serán el objeto de la próxima sección. La naturaleza marginal y anti-económica de la mayor parte de la producción de gas de lutitas y el boom del gas causado por ella fue revisada en un exhaustivo artículo publicado en octubre de 2012 en *The New York Times*.¹¹⁴

Como hizo con otros tipos de gas, la EIA revisó a la baja sus estimaciones de recursos técnicamente recuperables no probados dejándolos en un 42%, hasta 482 Bpc, de los cuales el Marcellus aporta el 29%, es decir 141 Bpc.¹¹⁵ Dejando al margen el hecho de que la *tasa de suministro* es un parámetro más importante que las pretendidas estimaciones de recursos, 482 Bpc suponen exactamente el suministro para

¹¹⁴ C. Krauss y E. Lipton, “After the Gas Boom”, octubre 20, 2012, *New York Times*.

¹¹⁵ EIA, 2012, *Annual Energy Outlook 2012*, página 57, [http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383\(2012\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383(2012).pdf).

20 años a las tasas de consumo de 2011. Sumando las reservas probadas a 2010 de 97,5 Bpc¹¹⁶ se alcanza un recurso para 24 años con las actuales tasas de consumo. A pesar de ello, se sigue proclamando al gas de lutitas como el gran sustento de la retórica del “cien años de gas”.

La EIA continúa estimando el nivel de esfuerzo que se requerirá para recuperar los recursos no probados en términos del número de localizaciones disponibles para perforar pozos junto con las medias de los PTEs estimados tal y como se resume en la Tabla 4.¹¹⁷ La EIA estima que se necesitarán 410.722 pozos para recuperar los previstos 482 Bpc de gas de lutitas. La Ley de los Rendimientos Decrecientes queda muy bien ilustrada en esa tabla. El 66% del recurso, es decir 319 Bpc, requiere el 44% de los pozos para poder ser recuperado. El restante 33% exige el 56% de los pozos, aproximadamente dos veces y media más de pozos por unidad de recursos extraída. El PTE implícito para la categoría “otros” de la Tabla 4 es de 710 Mpc por pozo, un volumen que está muy por debajo de la rentabilidad económica a los precios actuales. Además, si se utilizan las medias de los recursos técnicamente recuperables y los PTEs medios publicados por el USGS para determinar el volumen de recursos, los no probados de gas de lutitas se reducen a 378 Bpc. Esto equivale a 16 años de recursos con las actuales tasas de consumo estadounidense.

La energía neta (o TRE) del gas natural ha sido calculada en 7,6:1 por Skone et al.¹¹⁸ Esto incluye la energía invertida para perforar, extraer y transportar todo el gas doméstico con respecto a la energía producida. La producción de gas de lutitas requiere mucha más energía que el gas convencional debido a las características del proceso de fracturación hidráulica, que trae consigo manejar y disponer de millones de litros de agua, varios cientos de viajes de camiones por pozo, presiones muy altas para inyectar los fluidos y muchas otras cosas. Por tanto, la TRE del gas de lutitas es considerablemente menor que 7,6:1; quizás sea de 5:1 o menos de media, aunque no se han hecho estudios concluyentes. Además, es de suponer que la TRE del gas de lutitas descienda con el paso del tiempo, como ponen de manifiesto las estimaciones de la EIA sobre el número de pozos requeridos que expusimos anteriormente.

¹¹⁶ EIA, 2012, Tabla 3 - Principal shale gas plays: natural gas production y proved reserves, 2008-2010, <http://www.eia.gov/naturalgas/crudeoilreserves/>.

¹¹⁷ EIA, 2012, *Annual Energy Outlook 2012*, página 58, [http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383\(2012\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383(2012).pdf).

¹¹⁸ Skone et al., “Role of Alternative Energy Sources: Natural Gas Power Technology Assessment,” National Energy Technology Laboratory, junio 30, 2012, página 52-53, <http://www.netl.doe.gov/energy-analyses/pubs/NGTechAssess.pdf>.

Campo	EIA N° de pozos potenciales	EIA Media PTE (KMpc/pozo)	EIA RTR (Bpc)	USGS Media PTE (KMpc/pozo)	RTR usando USGS-PTE u otras de sus estimaciones (Bpc)
Marcellus	90216	1,56	141	0,129-1,158	84
Utica	13936	1,13	16	0,128-0,619	38
Woodford-Arkoma	5428	1,97	11	0,446-1,23	7
Fayetteville	10181	1,3	13	1,104	11
Chattanooga	1633	0,99	2	0,223	0.4
Caney	3369	0,34	1	0,179	1
Haynesville/Bossier	24627	2,67	66	1,308-2,617	64
Eagle Ford	21285	2,36	50	1,104	23
Pearsall	7242	1,22	9	0,391	3
Woodford-Anadarko	3796	2,89	11	1,23	18
Subtotal	181713		319		250,4
Otros	229009	0,712	163		128
Total	410722		482		378,4

Tabla 4. Pozos y recursos potenciales de gas de lutitas en Estados Unidos según las estimaciones de la EIA frente a las del USGS.

Esta tabla muestra las estimaciones de la EIA de pozos potenciales en varios campos de gas de lutitas junto con las estimaciones de la misma agencia acerca de los recursos técnicamente recuperables no probados (RTR)¹¹⁹ comparadas con las estimaciones del USGS obtenidas bien de fuentes publicadas¹²⁰ o calculadas a partir de datos publicados por el USGS sobre previsiones de máximos de PTE¹²¹. Las estimaciones del USGS son aproximadamente el 78% de las previsiones de la EIA; aplicando esta reducción porcentual a otras categorías de la EIA se obtiene un total de 378 Bpc.

¹¹⁹ Ibid.

¹²⁰ Las estimaciones medias del USGS para el Marcellus proceden de: <http://energy.usgs.gov/Miscellaneous/Articles/tabid/98/ID/102/Assessment-of-Undiscovered-Oil-y-Gas-Resources-of-the-Devonian-Marcellus-Shale-of-the-Appalachian-Basin-Province.aspx>; para el campo Utica de: <http://energy.usgs.gov/Miscellaneous/Articles/tabid/98/ID/200/Assessment-of-undiscovered-oil-y-gas-resources-of-the-Ordovician-Utica-Shale-of-the-Appalachian-Basin-Province-2012.aspx>; y para el Woodford-Anadarko de: <http://pubs.usgs.gov/of/2011/1242/>.

¹²¹ United States Geological Survey, “Variability of Distributions of Well-Scale Estimated Ultimate Recovery for Continuous (Unconventional) Oil y Gas Resources in the United States,” 2012, <http://pubs.usgs.gov/of/2012/1118/>.

Consideraciones ambientales

Las protestas ciudadanas contra los impactos ambientales de la fracturación hidráulica para obtener gas de lutitas se concentran en unos aspectos principales:

- Contaminación con metano del agua subterránea junto con la posible contaminación de esas aguas por los fluidos usados en el *fracking*.^{122,123}
- El vertido de los fluidos de retorno contaminan el agua subterránea y provocan terremotos, como también inducen terremotos las actividades propias del *fracking*.¹²⁴
- Huella industrial: plataformas de perforación, carreteras, tráfico de camiones (hasta 1.975 viajes de ida y vuelta de camiones pesados y 1.420 de vehículos ligeros por pozo), emisiones y ruidos producidos por los compresores, etcétera.¹²⁵
- Altos consumos de agua: entre dos y ocho millones de galones por pozo.
- Las emisiones de efecto invernadero en el ciclo total de producción pueden ser peores que las del carbón.¹²⁶

Esas inquietudes no se han limitado hasta ahora a los estados que permiten la perforación, sino que han llevado a promulgar moratorias en Nueva York, Maryland y en la provincia de Quebec en Canadá. La Agencia para la Protección del Medioambiente de Estados Unidos está llevando a cabo una amplia revisión del *fracking* cuyo informe final deberá rendir en 2014. Está fuera del objetivo de este informe abordar los asuntos ambientales más allá de decir que son un problema real y que complicarán en el futuro la capacidad de los perforadores del gas de lutitas para acceder a nuevas localizaciones, lo que tendrá impactos en la futura producción del gas. No hay almuerzos de balde; los impactos ambientales colaterales de la perforación a la búsqueda de gas de lutitas irán aumentando a medida que los operadores intensifiquen sus actividades para compensar los bruscos declives en los campos existentes.¹²⁷

¹²² Stephen G. Osborn et al., 2011, “Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling y hydraulic fracturing”, <http://biology.duke.edu/jackson/pnas2011.pdf>.

¹²³ Ramit Plushnick, “EPA changed course after company protested”, Associated Press, enero 16, 2013, http://www.nbcnews.com/id/50479081/ns/us_news-environment/.

¹²⁴ B.C. Oil y Gas Commission, “Investigation of Observed Seismicity in the Horn River Basin”, 2012, <http://www.bcogc.ca/document.aspx?documentID=1270>.

¹²⁵ New York State Department of Environmental Conservation, “Revised Draft SGEIS on the Oil, Gas y Solution Mining Regulatory Program (September 2011): Well Permit Issuance for Horizontal Drilling y High-Volume Hydraulic Fracturing in the Marcellus Shale y Other Low-Permeability Gas Reservoirs”, 2011, <http://www.dec.ny.gov/energy/75370.html>; véanse en particular los capítulos 5, 6A y 6B, y la página 6-303 para las previsiones del tráfico de camiones.

¹²⁶ Robert W. Howarth et al., 2011, “Methane y the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations”, *Climatic Change* (2011) 106:679-690, <http://www.springerlink.com/content/e384226wr4160653/fulltext.pdf?MUD=MP>.

¹²⁷ Earthworks, “Gas Patch Roulette”, October 2012, <http://www.earthworkSACTION.org/files/publications/Health-Report-Full-FINAL.pdf>.

Petróleo de lutitas

PUNTOS CLAVE

- El petróleo de lutitas ha crecido espectacularmente y ahora supone el 20% de la producción de crudo estadounidense. Esto ha permitido que la producción de crudo estadounidense deje su declive de varios años y haya crecido el 24% con respecto a su mínimo de 2008.
- Como ocurría con el gas de lutitas, los campos de petróleo de lutitas no son ubicuos. Más del 80% de la producción procede de dos campos: Bakken y Eagle Ford. Los restantes 19 campos producen un 19% del total. Hay una considerable variabilidad dentro de esos campos y los pozos más productivos tienden a concentrarse en manchas relativamente pequeñas.
- El declive de los pozos es rápido: entre el 81 y el 90% en los primeros 24 meses. Los campos son demasiado jóvenes como para evaluar su futuro, pero la producción media por pozo en Bakken después de cinco años son 33 bls/d y si sigue así dentro de siete años estará en una producción marginal (10 bls/d). Eagle podría alcanzar su estado marginal dentro de cuatro años.
- Las tasas generales de declive de los campos son de tal calibre que hay que renovar anualmente el 40% de la producción para mantener la producción al mismo nivel. Por el momento, las tasas de perforación son tan altas que es de esperar que la producción siga creciendo.
- Los recursos totales finales de un campo de petróleo de lutitas están determinados por el número de lugares de perforación disponibles. La EIA estima en 11.725 los lugares que pueden perforarse en el Bakken. Esto es más o menos tres veces el número de los que actualmente operan. Una estimación similar hecha también por la EIA para Eagle Ford también cifra en tres veces la relación entre operativos y disponibles.
- Dada la estimación de los pozos disponibles, el Bakken, que ha producido casi 500 Mbl hasta ahora, llegará a los 2.800 millones en 2025 (que viene a coincidir con el máximo de 3.000 millones calculado por el USGS). Igualmente, el Eagle Ford acabará por rendir unos 2.230 millones, también muy cerca de la estimación del USGS (2.460). Juntos, esos campos habrán dado poco más de 5.000 Mbl, que es menos de lo que consumen los Estados Unidos en 10 meses.
- La trayectoria productiva de los campos de petróleo de lutitas depende de la tasa de perforación. Si se mantienen las actuales tasas, la producción de petróleo de lutitas tendrá su pico en 2016 con 2,3 Mbd eso asumiendo que la estimación de localidades de la EIA fuera correcta. La producción en Bakken y Eagle Ford entrará en tasas de declive antes de colapsar. Asumiendo que la producción en los restantes campos continuará creciendo a tasas lineales, la producción de petróleo de lutitas será de 0,7 Mbd en 2025. Esto significa que asistimos a una burbuja en la producción estadounidense de petróleo de lutitas que habrá durado poco más de 10 años.
- Las previsiones de la EIA para la producción estadounidense de petróleo de lutitas son muy aventuradas. Asumen que en 2040 se consumirán 26.000 Mbl, el 78% de los recursos técnicamente recuperables no probados de petróleo de lutitas.

La producción de petróleo de lutitas ha ido creciendo desde virtualmente nada en 2004 hasta la actual producción estadounidense de más de un millón de barriles diarios, como muestra la Figura 60. Es petróleo producido a partir de rocas con permeabilidad muy baja (“tight”) empleando la misma tecnología de fractura hidráulica de múltiples etapas en pozos horizontales con la que se produce el gas de lutitas. La calidad de este crudo es generalmente muy alta al tiempo que se producen junto a él considerables cantidades de gas natural asociado.

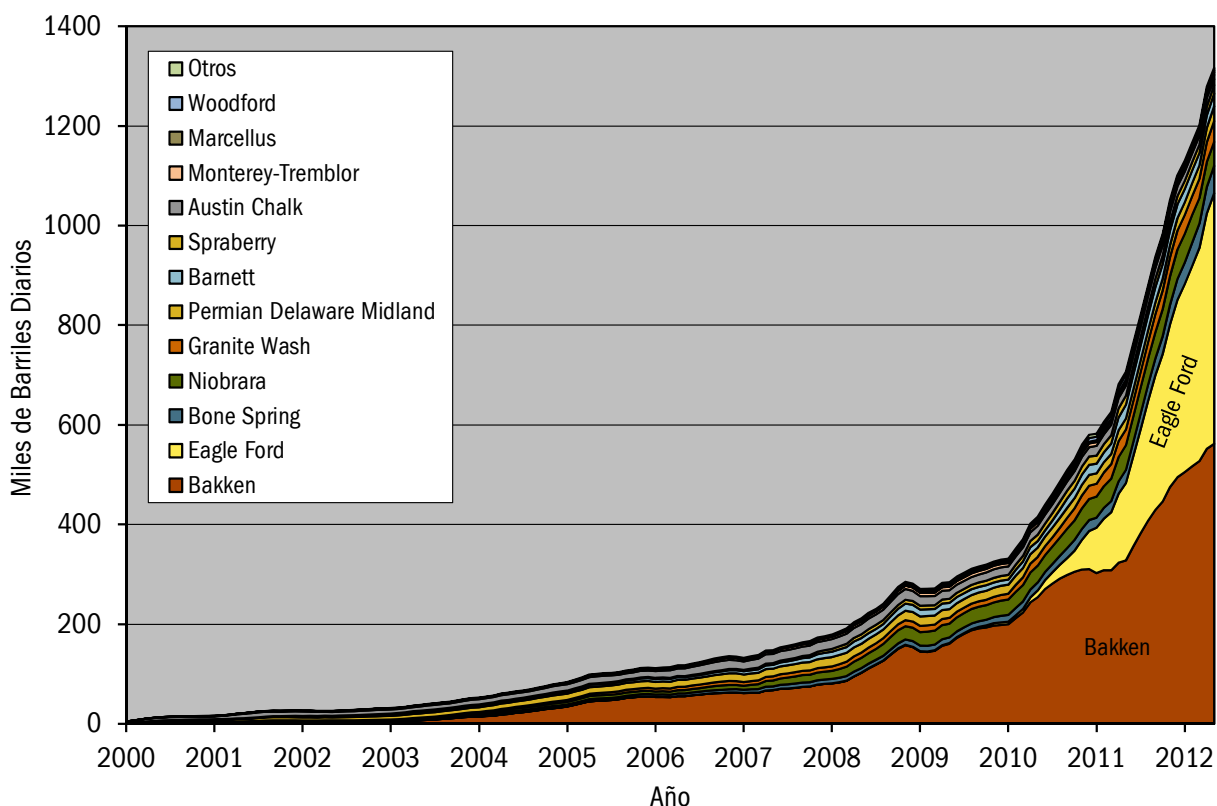


Figura 60. Producción de petróleo de lutitas por campo desde 2000 a mayo de 2012.¹²⁸

El petróleo de lutitas ha sido proclamado por sus adalides como el mayor contribuyente a la supuesta “independencia energética” de Estados Unidos. La producción comenzó en el campo Bakken de Montana y Dakota del Norte y desde entonces ha crecido rápidamente en el campo Eagle Ford del sur de Texas, y en mucha menor cantidad en otros diecinueve campos. La producción conjunta de Bakken y Eagle Ford representa el 81% de la producción total de petróleo de lutitas.

¹²⁸ Datos procedentes de: DI Desktop/HPDI disponibles hasta mayo de 2012, ajustadas con medias móviles de orden tres.

La Figura 61 muestra la producción de esos 21 campos en mayo de 2012. Como puede verse, la mayor parte de la producción está concentrada en los dos campos principales y los seis más productivos representan el 94%. Los quince pozos menos productivos contribuyen conjuntamente al seis por ciento de la producción.

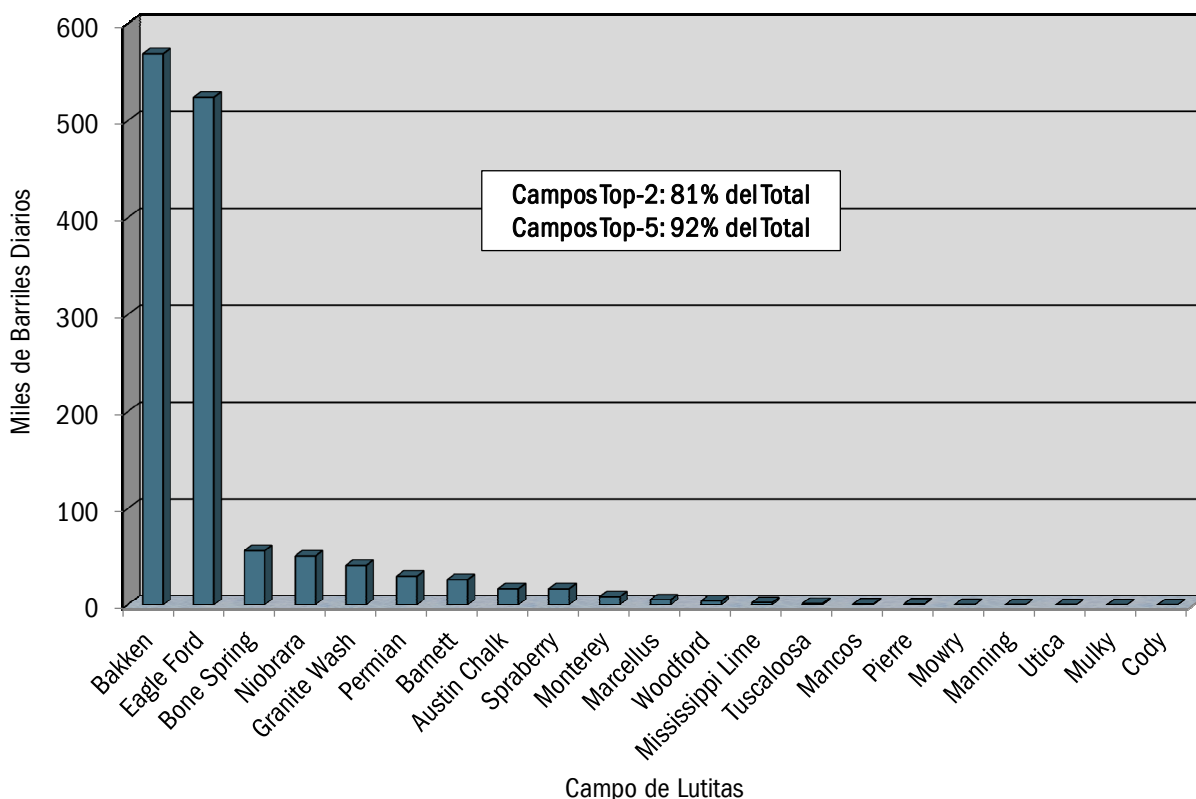


Figura 61. Producción de petróleo de lutitas por campo a mayo de 2012.¹²⁹

Granite Wash es técnicamente un campo de areniscas y no de lutitas, pero se incluye en la figura para mayor información.

Como ocurre con los campos de gas de lutitas, los más productivos de petróleo no son ubicuos y los mejores de ellos son relativamente raros. Hay también una gran variabilidad dentro de cada campo, con manchas pequeñas muy productivas y muchas grandes menos productivas. Además, debido a sus elevadas tasas de declive, estos campos requieren la aportación de grandes flujos de capital para perforar y desarrollar infraestructuras si se quieren mantener los niveles de producción. Para ilustrar esas afirmaciones, ofrecemos a continuación un análisis más detallado de los dos campos principales.

¹²⁹ Datos procedentes de: DI Desktop/HPDI actualizados a mayo-junio de 2012.

El campo Bakken de petróleo de lutitas

El campo Bakken fue el primer campo de petróleo de lutitas y es todavía el más productivo de los existentes en Estados Unidos. Aunque el Bakken ha estado produciendo a tasas bajas durante décadas, la irrupción de las técnicas de fractura hidráulica horizontal ha incrementado rápidamente la producción. La producción procede de los yacimientos Bakken, Three Forks-Sanish y Nissan, a los que nos referiremos colectivamente de ahora en adelante como campo Bakken. La Figura 62 ilustra el crecimiento tanto en producción como en número de pozos. En mayo de 2012 la producción sumaba 568 Mbd que surgían de 4.598 pozos operativos. El Bakken es también prolífico en gas asociado, con una producción de 600 Mpc/d en mayo de 2012. La mayoría de ese gas se quema en la boca de los pozos debido a la falta de infraestructuras.¹³⁰

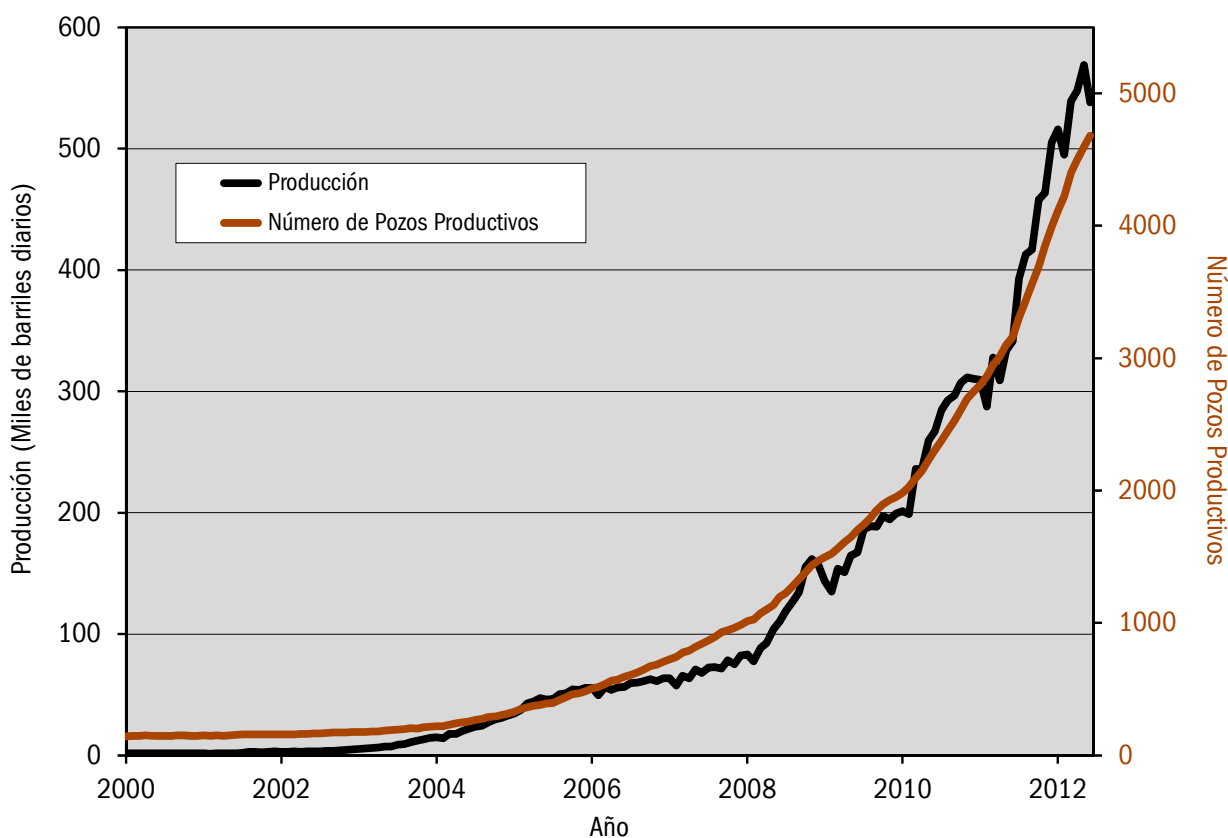


Figura 62. Producción de petróleo de lutitas y número de pozos productivos en campo Bakken desde 2000 a mayo de 2012.¹³¹

Los pozos de Bakken muestran profundos declives productivos a lo largo del tiempo. La Figura 63 muestra una típica curva de declive recopilada a partir de los últimos 66 meses de datos de producción. El primer año decreció un 69% y el declive general a lo largo de cinco años fue del 94%. Estas caídas situarán a la producción media por pozo de Bakken un poco por encima de la categoría de “marginal” en apenas seis años, aunque los declives en la producción a largo plazo son inciertos debido a la corta de vida de la mayoría de los pozos.

¹³⁰ “Oil industry wasting 34% of gas produced in rush to extract North Dakota oil”, Daily Kos, julio 24, 2012, <http://www.dailykos.com/story/2012/07/24/1113106/-Oil-industry-wasting-34-of-natural-gas-produced-in-rush-to-extract-North-Dakota-oil>.

¹³¹ Datos procedentes de: DI Desktop/HPDI disponibles hasta mayo de 2012.

El precio medio del coste por barril del petróleo de Bakken está sometido a un debate considerable. Grupos tales como ITG sugieren que es de orden de 65 \$/bl,¹³² mientras que otros análisis más detallados sitúan los costes en más de 80-90 \$/bl.¹³³ El PTE para el Bakken utilizado por la EIA para estimar los recursos técnicamente recuperables no probados en 5.372 KMbl es de 550.000 bls por pozo.¹³⁴ El USGS es mucho más conservador y sugiere que el PTE es altamente variable en diferentes partes del campo y oscila entre 64.000 y 241.000 barriles por pozo.¹³⁵ Por el contrario, algunas estimaciones de PTEs hechas por la industria suben hasta 1.160.000 barriles por pozo.¹³⁶ Las estimaciones de los recursos técnicamente recuperables hechas por la industria, por ejemplo los 24,3 KMbl de Continental Resources Inc.,¹³⁷ son también mucho más altos que las estimaciones de la EIA o del USGS que los cifran entre 3 y 4,3 KMbl.¹³⁸ La credibilidad de tales estimaciones hechas por la industria plantea serias dudas.

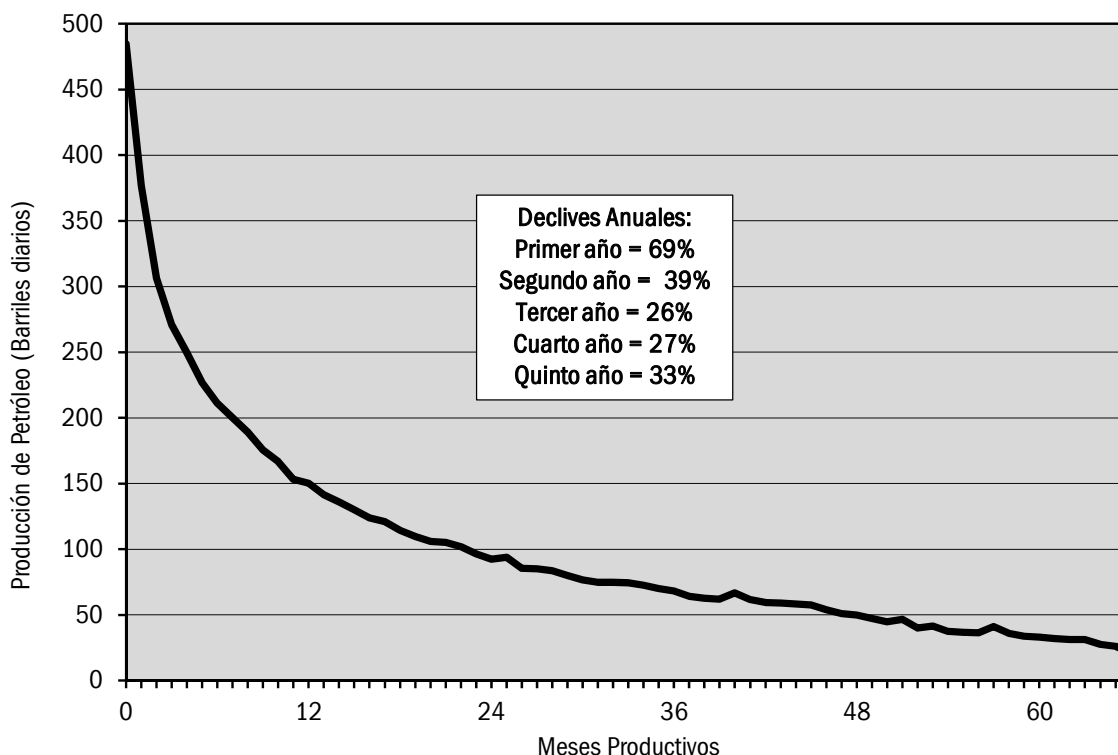


Figura 63. Curva tipo de declive para los pozos de petróleo de lutitas de Bakken.¹³⁹
Basada en datos recopilados a partir de los últimos 66 meses de producción.

¹³² ITG Investment Research, “U.S. Energy Reserves More than Double Official Estimates,” octubre 8, 2012, <http://www.pnnewswire.com/news-releases/itg-investment-research-us-energy-reserves-more-than-double-official-estimates-173100801.html>.

¹³³ Rune Likvern, “Is Shale Oil Production from the Bakken headed for a Run with the ‘Red Queen’?”, The Oil Drum, septiembre, 2012, <http://www.theoil drum.com/node/9506>.

¹³⁴ EIA, 2012, *Annual Energy Outlook 2012*, página 58, [http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383\(2012\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383(2012).pdf).

¹³⁵ United States Geological Survey, “Variability of Distributions of Well-Scale Estimated Ultimate Recovery for Continuous (Unconventional) Oil and Gas Resources in the United States,” 2012, <http://pubs.usgs.gov/of/2012/1118/>.

¹³⁶ “QEP Resources Takes Bigger Bite out of Bakken,” Seeking Alpha, agosto 27, 2012, <http://seekingalpha.com/article/831381-qep-resources-takes-a-bigger-bite-of-bakken>.

¹³⁷ James Mason, “Bakken’s maximum potential oil production rates explored”, Oil y Gas Journal, febrero 4, 2012, <http://www.ogj.com/articles/print/vol-110/issue-4/exploration-development/bakken-s-maximum.html>.

¹³⁸ USGS, “3 to 4.3 Billion Barrels of Technically Recoverable Oil Assessed in North Dakota y Montana’s Bakken Formation—25 Times More Than 1995 Estimate”, abril 2008, <http://www.usgs.gov/newsroom/article.asp?ID=1911>

¹³⁹ Datos procedentes de: DI Desktop/HPDI disponibles hasta mayo del 2012.

La productividad inicial de un pozo (PI) cuando es perforado por primera vez es una medida de su calidad y típicamente guarda alguna correlación con su PTE. La Figura 64 ilustra la producción mensual más elevada registrada en los pozos de Bakken. La variabilidad de los pozos es una muestra de las diferentes propiedades geológicas en distintas zonas del campo. La PI media es de 400 bls/d aunque los mejores pozos alcanzan los 1.000 bls/d, si bien sólo representan el 5% del total. La producción media actual de todos los pozos de Bakken es de 124 bls/d debido al efecto del rápido declive de los pozos y a que la producción global del campo es una mezcla de la procedente de pozos nuevos y viejos.

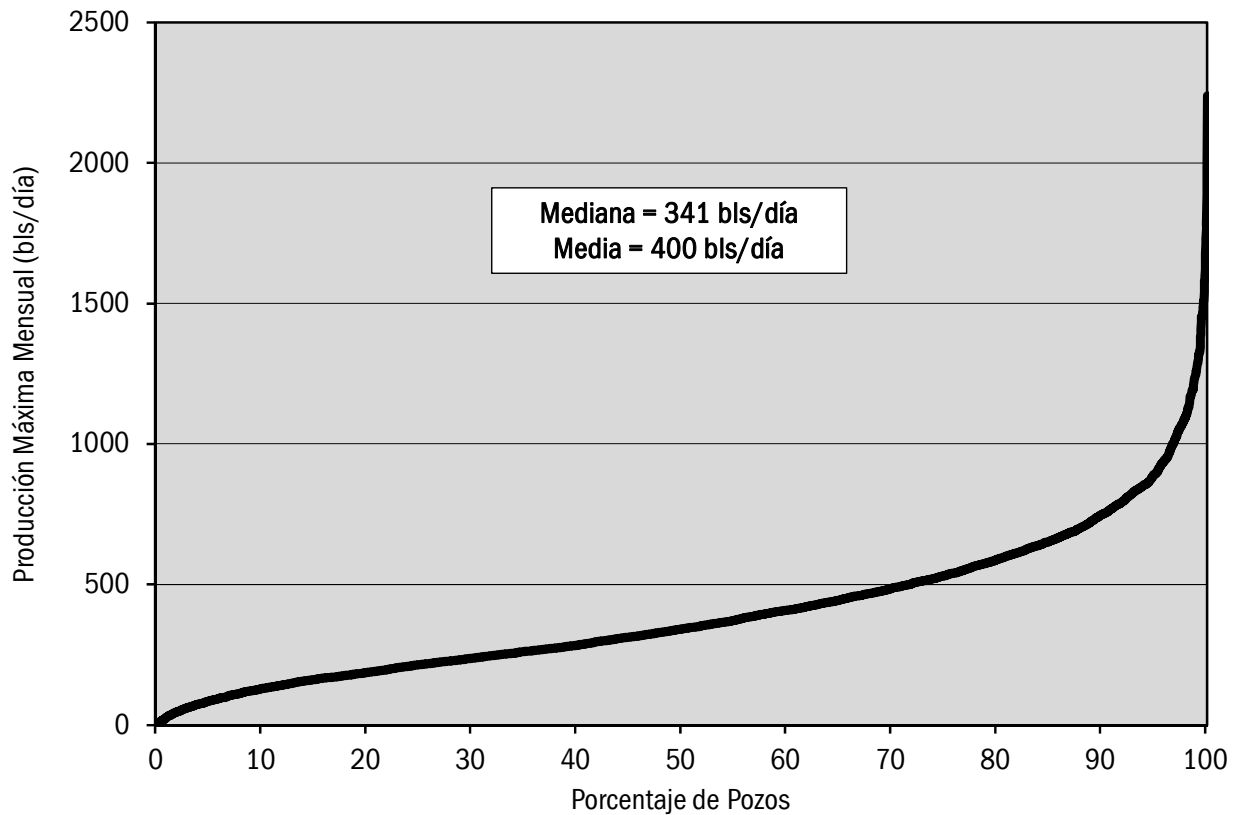


Figura 64. Distribución de la calidad de pozos en el campo Bakken definida de acuerdo con la tasa de producción mensual más alta en toda la vida útil de los pozos.¹⁴⁰

El eje X indica el porcentaje acumulado de pozos ordenados de menor a mayor calidad. La tasa productiva mensual más alta se alcanza típicamente durante el primer o segundo mes productivo después de que el pozo haya sido completado.

¹⁴⁰ Datos procedentes de: DI Desktop/HPDI disponibles hasta mayo de 2012.

La tasa de declive total del campo Bakken puede estimarse a partir de todos los pozos perforados antes de 2011 tal y como muestra la Figura 65. El declive anual global de todos esos pozos es del 40%. Asumiendo que los nuevos pozos que vayan perforándose produzcan el primer año lo mismo que los perforados en 2011, habría que perforar 819 pozos nuevos cada año para mantener la producción actual evitando el declive. A un coste medio de 10 millones de dólares por pozo, deberían invertirse al menos 8.200 millones de dólares cada año, al margen de los alquileres de terrenos y otros costes de infraestructura, sólo para mantener la producción estable al nivel actual. El *rig count* actual de Bakken es más que suficiente para contener el declive general del campo. En el año previo a mayo de 2012 se añadieron 1.500 pozos nuevos y el actual *rig count* de 186 es suficiente para mantener la tasa actual de perforación. La falta de crecimiento en las PIs de los nuevos pozos indica que se ha alcanzado el tope del incremento procedente de la aplicación de las mejores tecnologías y que las mejores manchas han sido localizadas y se están perforando ya. Esos son los síntomas de que el campo ha alcanzado su edad madura.

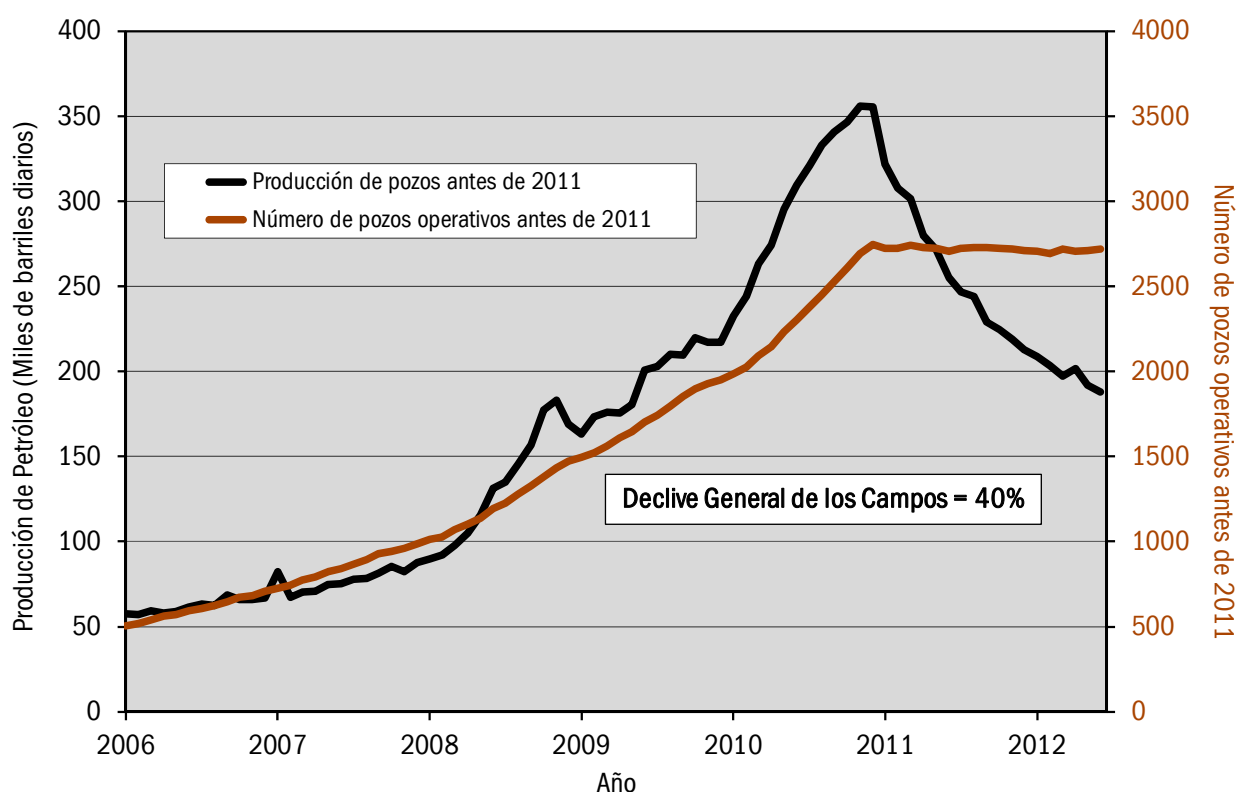


Figura 65. Declive general del campo Bakken basado en la producción de los pozos anteriores a 2011.¹⁴¹

Para contener la tasa del 40% de declive del campo se requieren 819 pozos produciendo a tasas de 2011.

¹⁴¹Datos procedentes de: DI Desktop/HPDI disponibles hasta mayo de 012.

La pregunta es cuánto puede incrementarse la producción de Bakken y durante cuánto tiempo podría mantenerse. El crecimiento futuro depende del número de pozos perforados anualmente, del rendimiento de los nuevos pozos y del número de lugares disponibles para perforar. Asumiendo que se puedan añadir nuevos pozos al mismo ritmo actual de 1.500 al año, y que la nueva calidad se mantenga a niveles actuales (es decir, que la producción del primer año iguale los niveles medios del primer año de 2011), el parámetro crítico que condiciona el perfil productivo es el número de lugares disponibles para nuevos pozos.

La EIA estimó que en enero de 2010 quedaban en Bakken 9.727 lugares disponibles para perforar;¹⁴² añadía que los 1.985 pozos operativos en ese momento significaban un máximo de 11.725 pozos en el Bakken. Esto representa un perfil de producción que subiría un 41% desde mayo de 2012 hasta un máximo de 0,973 Mbd en 2017, como muestra la Figura 66. En ese momento, con todos los nuevos lugares perforados, la producción disminuye dentro de un declive general del campo del 40%. El declive general del campo puede frenarse algo durante un tiempo después del cenit a medida que los pozos se aproximan a sus tasas terminales de declive. En ese escenario la producción será de 2.800 Mbl hacia 2025, lo cual coincide bastante bien con la horquilla inferior de la estimación de 3.000 Mbl hecha por el USGS.¹⁴³ La producción media por pozo en ese escenario caerá por debajo de los 10 bl/d hacia 2022.

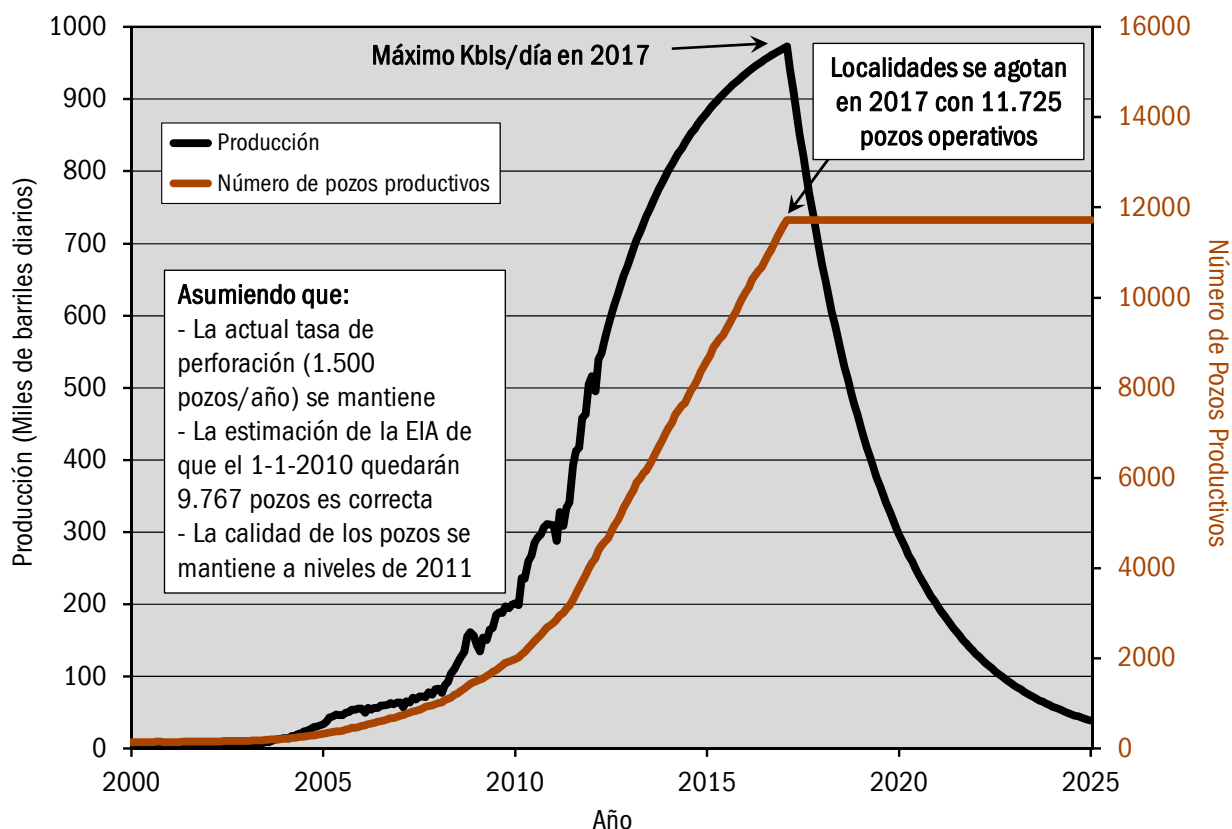


Figura 66. Perfil productivo futuro del campo Bakken asumiendo la tasa actual de incorporación de nuevos pozos.

Este escenario asume una buena y constante calidad en los nuevos pozos y las estimaciones de la EIA sobre nuevas localidades disponibles. La producción decrece en el conjunto del campo a una tasa del 40% después del pico de 2017.

¹⁴² EIA, 2012, *Annual Energy Outlook 2012*, página 58, [http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383\(2012\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383(2012).pdf).

¹⁴³ USGS, "3 to 4.3 Billion Barrels of Technically Recoverable Oil Assessed in North Dakota y Montana's Bakken Formation—25 Times More Than 1995 Estimate," abril 2008, <http://www.usgs.gov/newsroom/article.asp?ID=1911>.

La modificación de los parámetros de entrada no cambia la recuperación general, siempre que el total localizaciones de pozos se mantenga constante en los 11.725 y la calidad media de los pozos no disminuya. Por ejemplo, si las tasas de perforación se incrementaran hasta 2.000 pozos por año, el cenit del campo se alcanzaría dos años antes, en 2015, con un nivel de producción más alto, del orden de 1,099 Mbl/d, como se ilustra en la Figura 67.

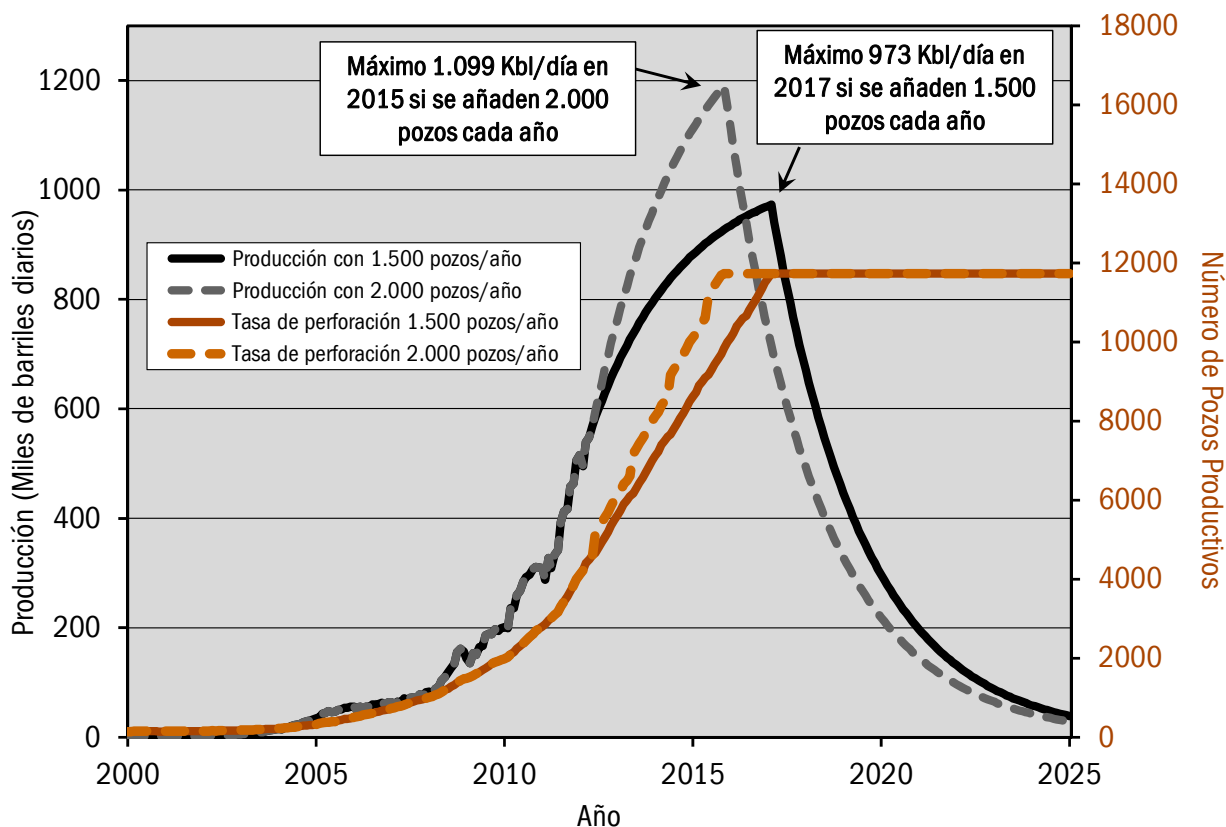


Figura 67. Perfiles productivos futuros para el campo Bakken asumiendo la tasa actual de adición de nuevos pozos comparado con un escenario de 2.000 nuevos pozos al año.

Ambos escenarios asumen una calidad buena y constante para los nuevos pozos y la estimación de la EIA de un techo de 11.725 lugares disponibles para perforar. La producción decrece después de un máximo en ambos escenarios dentro de un declive general del campo del 40%.

Por supuesto la industria discrepa. Continental Resources Inc. sugiere que habrá 38.980 localizaciones con pozos solo en Dakota del Norte (la estimación de la EIA de 11.725 localizaciones incluye también a Montana).¹⁴⁴ Multiplicando esa localizaciones por un PTE de 0,5 Mbl por pozo lleva hasta los 19.500 Mbl en Dakota del Norte. Teniendo en cuenta las actuales tasas de perforación, la variabilidad observada en la producción y los RFEs mucho más bajos calculados por el USGS, tales estimaciones carecen de credibilidad, dado que asumen una geología uniforme y una misma accesibilidad sobre zonas muy extensas.

Sin embargo, siguiendo el argumento, si uno asume que hay 38.980 localizaciones disponibles con las perforaciones a niveles de 2012, de 1.500 pozos por año, y que la media de producción se mantiene indefinidamente constante para los nuevos pozos en la tasa de producción del primer año de 2011, la

¹⁴⁴ James Mason, "Bakken's maximum potential oil production rates explored", Oil y Gas Journal, febrero 4, 2012, <http://www.ogj.com/articles/print/vol-110/issue-4/exploration-development/bakken-s-maximum.html>.

producción se incrementaría hasta 1,014 Mbl/d y entraría en una meseta productiva hasta 2035 (asumiendo la tasa del 40% en el declive general del campo), con una extracción total de 8.800 Mbl. Si se asumen tasas de perforación de 2.000 pozos al año, la producción crecería hasta 1,388 Mbl/d y entraría en una meseta productiva hasta que las nuevas localizaciones se agotaran en 2029, recuperándose un total de 8.450 Mbl. Por tanto, empleando su propio anuncio de 38.980 posibles localizaciones, las estimaciones de Continental Resources de 19.500 Mbl recuperables de Dakota del Norte y de 24.300 Mbl en todo Estados Unidos niegan las realidades comprobadas acerca del declive general y de la productividad de los pozos, y por tanto no son creíbles.

Una visión de la actual saturación de pozos y de la distribución de los pozos de mayor calidad en Bakken se muestra en la Figura 68 y en la Figura 69. Las estimaciones de la EIA sobre las localidades disponibles multiplicarían la saturación por tres; las de la industria lo harían por ocho.

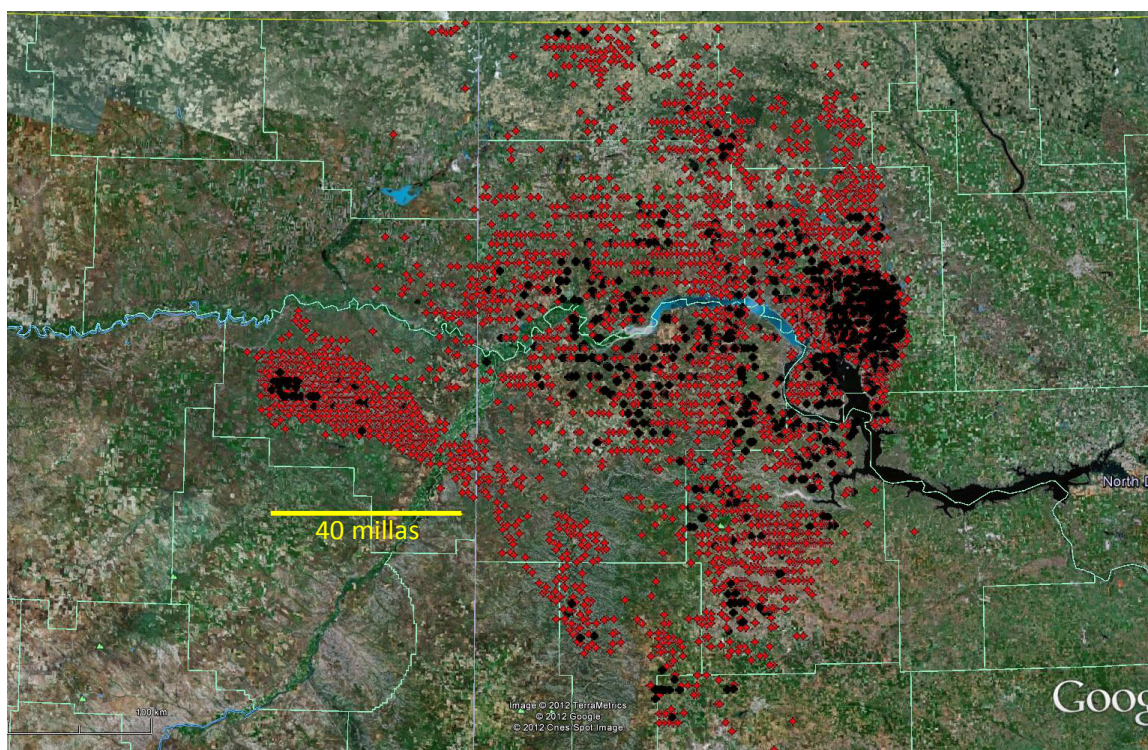


Figura 68. Distribución de pozos en el campo Bakken.¹⁴⁵

Los pozos en color negro son los que forman parte del 20% más productivos en términos de PI. Muchos de esos sitios son plataformas con dos o más pozos. Las productividades más altas tienden a concentrarse en las “manchas dulces”.

¹⁴⁵ Datos procedentes de: DI Desktop/HPDI disponibles hasta mayo de 2012.

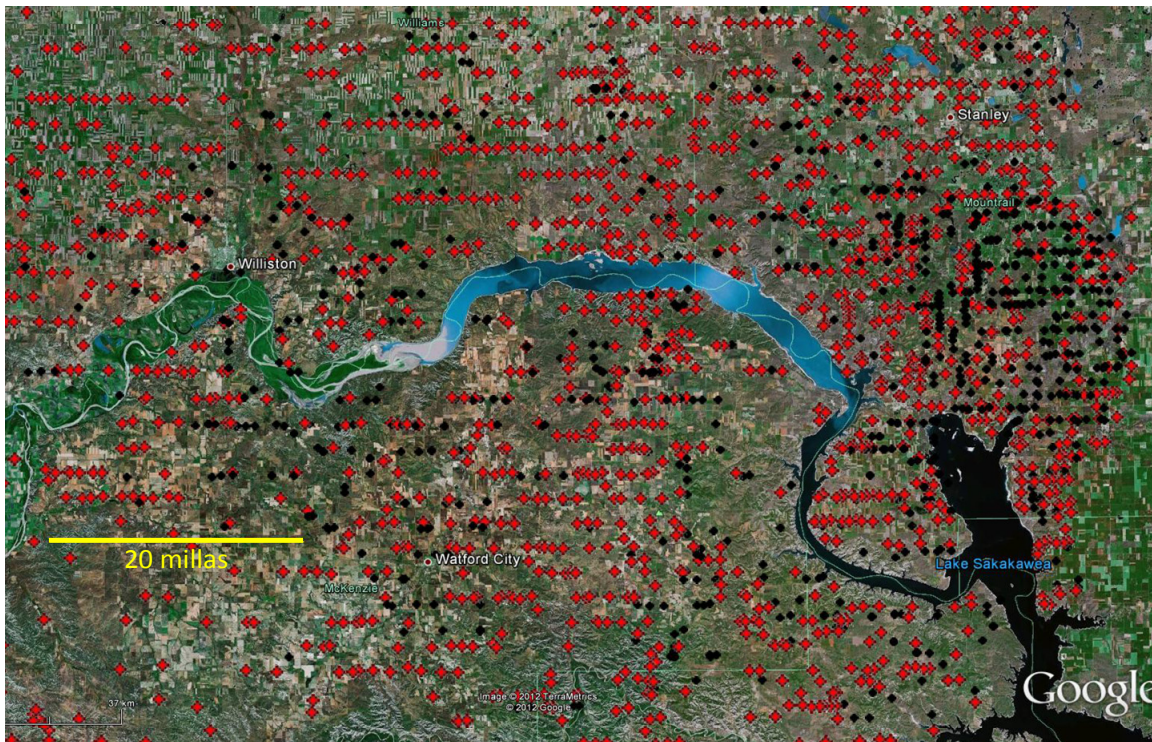


Figura 69. Distribución de pozos en la zona de campo Bakken con mayor concentración.¹⁴⁶

Los pozos en negro son los que forman el 20% de los que presentan mayor productividad inicial. Muchos de esos sitios son plataformas con dos o más pozos..

¹⁴⁶ Datos procedentes de: DI Desktop/HPDI disponibles hasta mayo de 2012.

La Figura 70 ilustra el modelo de desarrollo horizontal de pozos en la zona “dulce” Parshall, que es el mismo agrupamiento de pozos de la más alta calidad situado a la derecha de la Figura 69. Esa zona está próxima a su desarrollo total con la excepción de unas pocas posibilidades de completarlo. La perforación futura deberá hacerse necesariamente fuera de esta zona, en zonas de productividad general más baja, lo que exigirá incrementar el número de pozos requeridos para contener el declive general del campo.

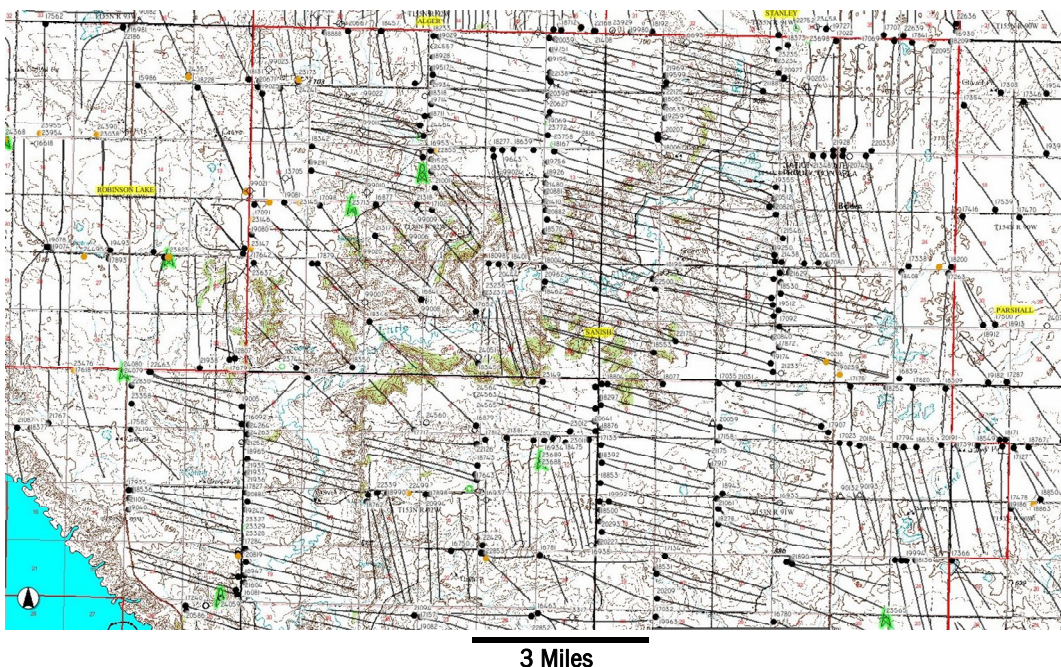


Figura 70. Distribución de los pozos horizontales en la “mancha dulce” Parshall del campo Bakken.¹⁴⁷

Véase la derecha de la Figura 69. La zona está casi completamente saturada de pozos excepción hecha de unos pocos espacios a la izquierda. Los símbolos en verde señalan los equipos de perforación que trabajaban el 17 de diciembre de 2012.

El Campo Bakken es una nueva fuente significativa de petróleo que está ayudando a compensar la disminución de los campos convencionales y a hacer crecer la producción nacional un poco, pero no es la panacea para la "independencia energética" de Estados Unidos a largo plazo. Los 500 Mbl extraídos hasta mayo de 2012 y estimando una recuperación final de alrededor de 3.000 Mbl en 2025, suponen una aportación de alrededor de seis meses al consumo de petróleo estadounidense. Los perfiles de producción que se presentan en la Figura 66 y en la Figura 67 son probablemente poco realistas porque es improbable que la perforación prosiga a tasas elevadas hasta que se alcance el último sitio disponible y luego se detenga. Un escenario más probable es que la producción alcance su cenit más tarde en un nivel más bajo, tal vez en unos 850.000 bl/d conforme las tasas de perforación se hagan más lentas, para luego disminuir a un ritmo más gradual, con la posibilidad de que la disminución puede ser frenada en cierta medida por los pozos de *re-fracking* y la continua agregación de nuevos pozos hasta que se agoten los lugares disponibles.

¹⁴⁷ Datos procedentes de: North Dakota Department of Mineral Resources Arc IMS viewer, disponibles hasta el 17 de diciembre de 2012, <https://www.dmr.nd.gov/OaGIMS/viewer.htm>.

El campo de petróleo de lutitas Eagle Ford

El Eagle Ford de Texas meridional es actualmente el segundo campo de petróleo de lutitas más grande de Estados Unidos. El empleo de la fractura hidráulica de múltiples etapas aplicada a pozos horizontales ha permitido que la producción creciera muy rápidamente. La Figura 71 muestra la producción de líquidos del petróleo y el número de pozos productivos desde la apertura del campo a principios de 2009. La producción suma 524.000 bls/d procedentes de los 3.129 pozos operativos en junio de 2012. Eagle Ford es también un productor notable de gas asociado con una producción de 2.140 Mpc/d en junio de 2012, lo que le convierte en el quinto campo de gas de lutitas más productivo de Estados Unidos (Tabla 1). El petróleo, condensado, y el gas seco aparecen en lugares separados pero transicionales sobre el campo.

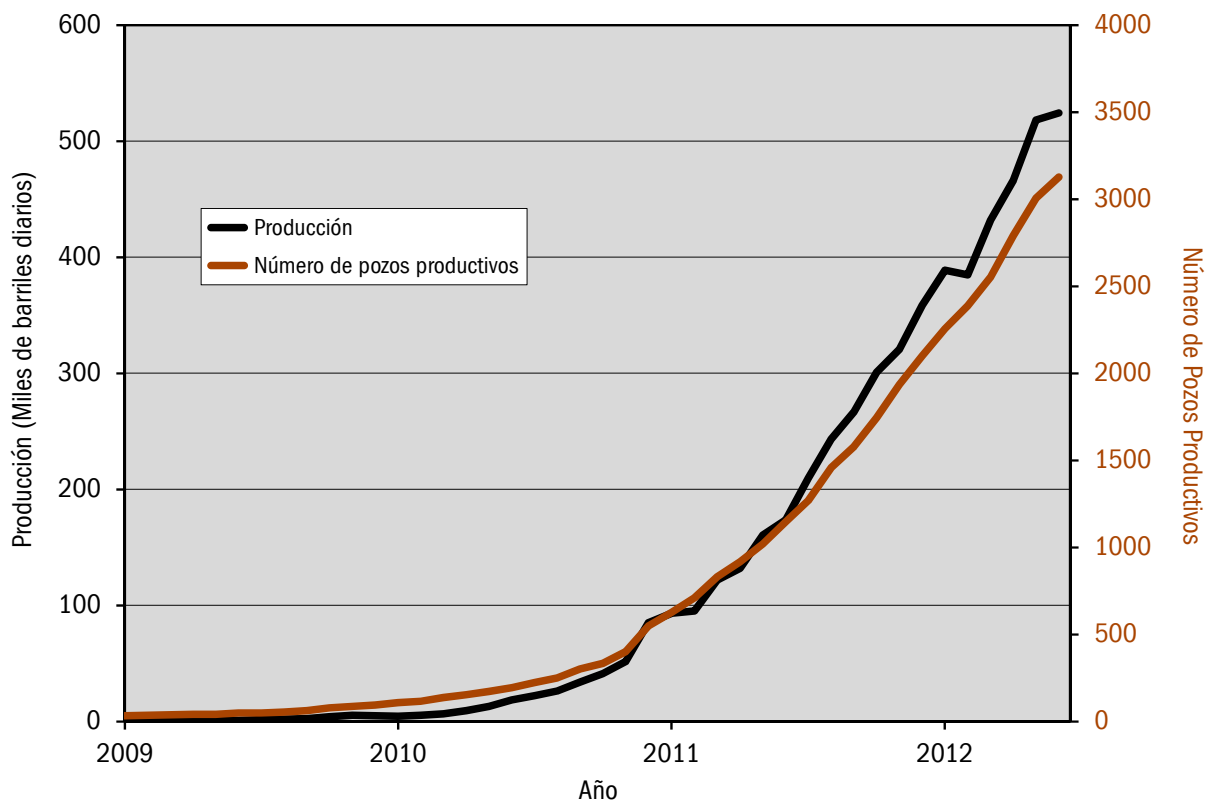


Figura 71. Producción de líquidos del petróleo y números de pozos productivos en Eagle Ford desde 2009 hasta junio de 2012.¹⁴⁸

¹⁴⁸ Datos procedentes de: DI Desktop/HPDI disponibles hasta mayo de 2012.

Como ocurre en otros campos de lutitas, los pozos de Eagle Ford decrecen muy rápidamente a lo largo del tiempo. La Figura 72 muestra una curva de declive tipo recopilada a partir de los datos de producción de 50 meses entre finales de 2007 hasta finales de 2011. También muestra una curva surgida de los cinco primeros meses de 2012, que indica que las PIs crecen a medida que los operadores definen y centran las perforaciones en las manchas dulces. El campo es tan joven que la forma de la cola de esta curva es incierta; no obstante, el declive del primer año es del 60%, el de los dos primeros años es del 86% con respecto a los niveles PI medios de 2011 y del 89% con respecto a los de 2012. La curva tipo situará a la media de los pozos de Eagle Ford en la categoría de pozos “marginales” en los próximos tres años aproximadamente (menos de 15 bl/d). Esta tasa de declive es incluso mayor que la observada en el campo Bakken.

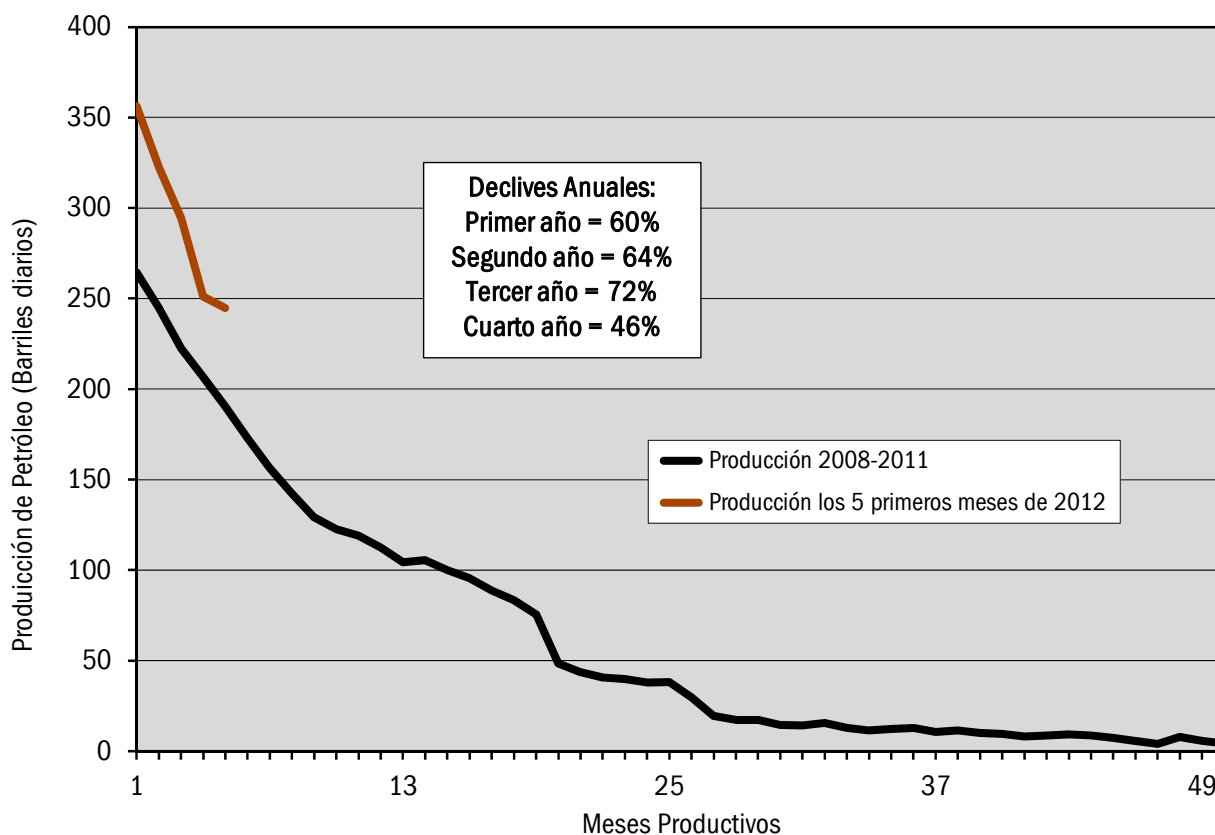


Figura 72. Curva de declive tipo para la producción de líquidos en Eagle Ford.¹⁴⁹

Basada en datos procedentes de los 50 meses más recientes hasta finales de 2011. Se presenta también la producción para los primeros cinco meses de 2012, mostrando que las PIs están creciendo conforme las perforaciones se centran en las manchas más productivas recientemente definidas.

El PTE para el Eagle Ford utilizado por la EIA para estimar unos recursos técnicamente recuperables no probados de 2.461 Mbl, es de 280.000 barriles de petróleo por pozo (la EIA también estima un PTE de 2.360 Mpc de gas de lutitas por pozo).¹⁵⁰ Esto es cinco veces más que el PTE previsto por el USGS de 55.000 barriles de petróleo por pozo (el USGS también estima un PTE de 1.104 Mpc de gas de lutitas por pozo).¹⁵¹ Un reciente artículo de

¹⁴⁹ Datos procedentes de: DI Desktop/HPDI disponibles hasta mayo de 2012.

¹⁵⁰ EIA, 2012, *Annual Energy Outlook 2012*, página 58, [http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383\(2012\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383(2012).pdf).

¹⁵¹ United States Geological Survey, “Variability of Distributions of Well-Scale Estimated Ultimate Recovery for Continuous (Unconventional) Oil y Gas Resources in the United States,” 2012, <http://pubs.usgs.gov/of/2012/1118/>.

Swindell (2012) estima el PTE medio para el petróleo en 115.282 barriles por pozo y 1.044 Mpc para el gas.¹⁵² Por el contrario, las estimaciones de los PTE que hace la industria tienden a ser mucho mayores, como el que hace EOG (uno de los mayores terratenientes del campo), que oscila entre 430.000 y 460.000 barriles por pozo.¹⁵³

La productividad inicial (PI) de un pozo cuando es perforado por primera vez, es una medida de la calidad del pozo y típicamente guarda alguna correlación con PTE. La Figura 73 muestra la producción mensual más alta registrada para los pozos de Eagle Ford. La variabilidad de los pozos ilustra las diferentes propiedades geológicas que existen en las diferentes zonas del campo. La PI media es de 437 bls/d; los pozos de mayor calidad que producen más de 1.000 bls/d suponen alrededor de un 10% del total. La producción media de todos los pozos operativos es ahora de 168 bls/d debido al efecto del brusco declive de los pozos y al hecho de que el promedio se hace con pozos jóvenes y viejos. La producción media de líquidos en Eagle Ford parece haberse aplanado después de un brusco crecimiento en 2010 mientras que la producción media de gas está declinando y ahora es de 558 Kpc/d.

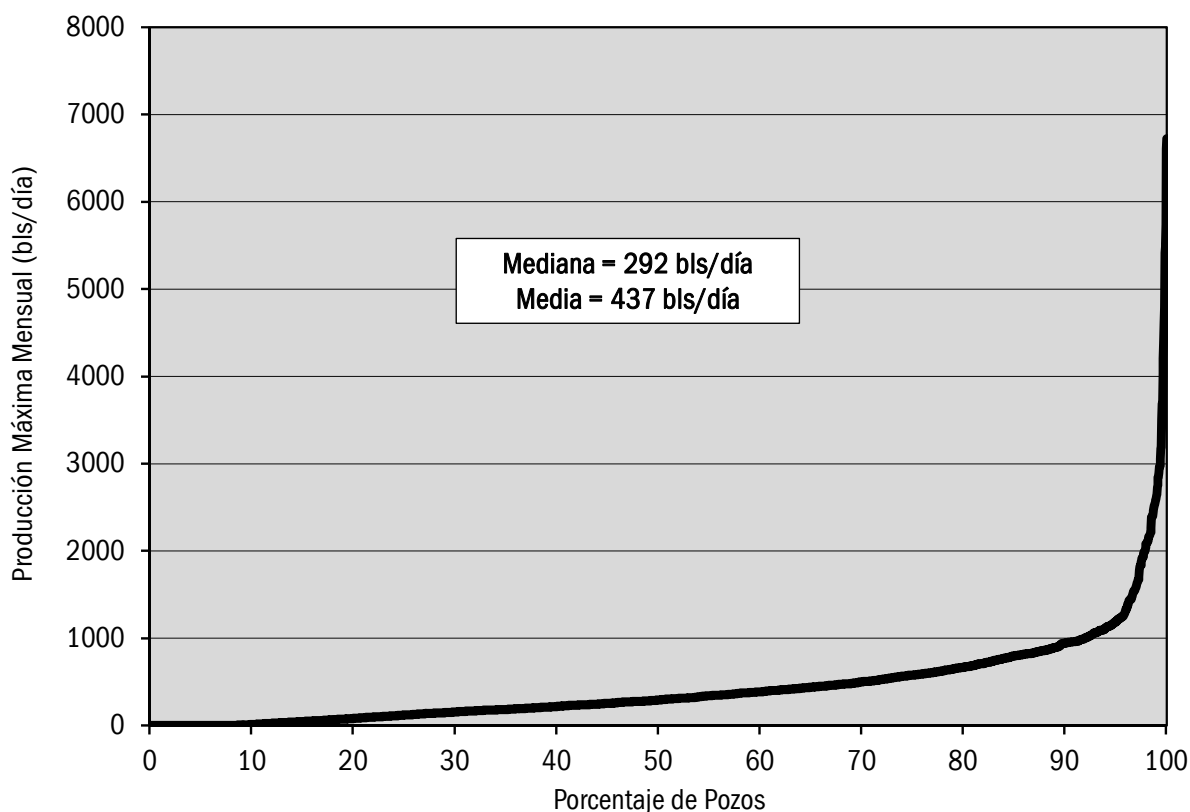


Figura 73. Distribución de la calidad de los pozos en el campo Eagle Ford definida de acuerdo con la tasa mensual más alta en toda la vida del pozo.¹⁵⁴

El eje X indica el porcentaje acumulado de pozos ordenados de menor a mayor calidad. La tasa productiva mensual más alta se alcanza típicamente durante el primer o segundo mes productivo después de que el pozo haya sido completado.

¹⁵² Gary S. Swindell, “Eagle Ford Shale – An Early Look at Ultimate Recovery”, Society of Petroleum Engineers Paper SPE 158207, 2012, <http://gswindell.com/sp158207.pdf>

¹⁵³ EOG Resources, “EOG Resources South Texas Eagle Ford”, 2011, <http://www.tidalpetroleum.com/downloads/EOG2011.pdf>

¹⁵⁴ Datos procedentes de: DI Desktop/HPDI disponibles hasta mayo de 2012.

La tasa de declive total del campo Eagle Ford puede estimarse a partir de todos los pozos perforados antes de 2011 tal y como muestra la Figura 74. El declive anual global de todos esos pozos es del 27% utilizando los datos actuales; no obstante, esta es probablemente una estimación a la baja dado que muchos pozos perforados antes de 2011 no han sido completados como se pone de relieve en el censo de pozos de 2011 y 2012 que aparece en la Figura 74. Asumiendo que los nuevos pozos que vayan perforándose produzcan el primer año lo mismo que los perforados en 2011, habría que perforar 723 pozos nuevos cada año para mantener la producción actual evitando el declive. A un coste medio de 8 millones de dólares por pozo, deberían invertirse al menos 5.800 millones de dólares cada año, al margen de los alquileres de tierra y otros costes de infraestructura, sólo para mantener la producción estable al nivel actual. En el año previo a junio de 2012 se añadieron 1.983 pozos nuevos y el actual *rig count* de 274 es suficiente para mantener la tasa actual de perforación. La juventud de este campo se manifiesta por el crecimiento de las PIs en los nuevos pozos, porque los operadores se están centrando en perforar las mejores zonas, aplicando perforaciones horizontales más largas y con mayor número de etapas de fractura. Considerando la curva tipo de declive para los pozos de Eagle Ford, que es considerablemente más empinada que la de Bakken, el declive general del campo será probablemente como el de Bakken, un 40%, si no mayor.

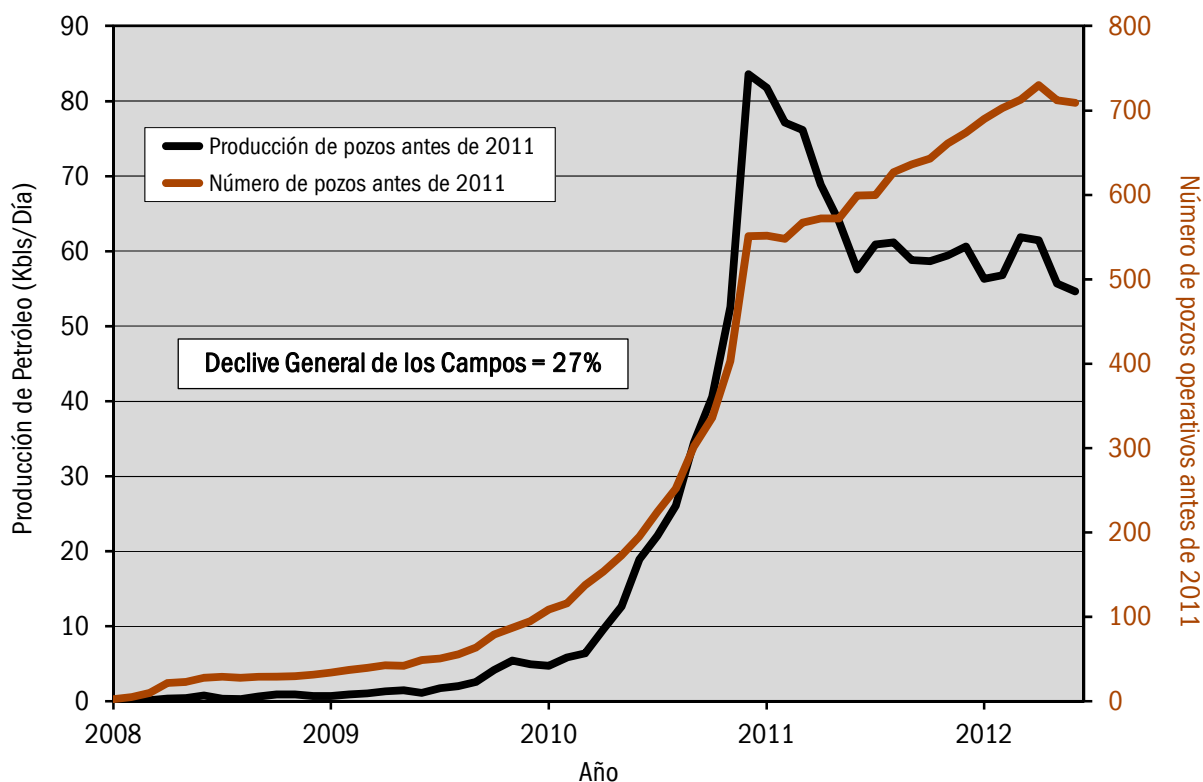


Figura 74. Declive general del campo Eagle Ford basado en la producción de los pozos perforados antes de 2011.¹⁵⁵

El declive real es probablemente más acusado que la muestra, dado que muchos pozos anteriores a 2011 estaban siendo conectados durante los meses siguientes como revela el aumento del censo de pozos en 2011 y 2012. Si se acepta una tasa del 27%, se requerirían 723 nuevos pozos cada año, produciendo a los niveles de 2011 para compensar el declive del campo en comparación con los actuales niveles de producción.

¹⁵⁵ Datos procedentes de: DI Desktop/HPDI disponibles hasta mayo de 2012.

Como la que formulamos con respecto a Bakken, la pregunta es cuánto puede incrementarse la producción de Eagle Ford y durante cuánto tiempo podría mantenerse. El crecimiento futuro depende del número de pozos perforados anualmente, del rendimiento de los nuevos pozos y del número de lugares disponibles para perforar. Asumiendo que se puedan añadir nuevos pozos al mismo ritmo actual de 1.983 al año, y que la nueva calidad se mantenga a niveles actuales (es decir, que la producción del primer año iguale los niveles medios del primer año de 2011), el parámetro crítico que condiciona el perfil productivo es el número de lugares disponibles para nuevos pozos.

La EIA estimó que en enero de 2010 quedaban en Eagle Ford 8.665 lugares ricos en líquidos disponibles para perforar (y otros 21.285 de gas de lutitas).¹⁵⁶ Si todos los pozos existentes fueran de petróleo, añadiendo a esos 8.665 los 109 que estaban funcionando en ese momento, estaríamos hablando de un total de 8.774 pozos. Sin embargo, este no es el caso, porque al menos el 30% de los pozos perforados en Eagle Ford son de gas y de ahí que el número real de lugares con las características de la curva tipo de la Figura 72 son un 30% más altos, unos 11.406. Dada la abrupta caída observada en la curva tipo, el declive general del campo es al menos como el de Bakken, un 40%, aunque sea difícil de estimar dada la ausencia de una larga historia de datos.

¹⁵⁶ EIA, 2012, *Annual Energy Outlook 2012*, página 58, [http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383\(2012\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383(2012).pdf).

La producción futura de Eagle Ford -asumiendo un total de 11.406 localizaciones efectivas, un 40% de declive general del campo y los actuales niveles de perforación con todos los pozos rindiendo como en 2011- se muestra en la Figura 75. Esto ofrece un perfil de producción que crece un 34% desde los niveles de junio de 2012 hasta un máximo de 0,891 Mbl/d en 2016 como puede verse en la Figura 75. En ese momento, con la totalidad de los pozos perforados, la producción decae a la tasa de declive general del campo del 40%. Ese declive general puede frenarse algo después del pico conforme los pozos se acercan a sus tasas terminales de declive. Esto supone también que el 70% de los pozos perforados hasta ahora se encuentran en la porción del campo más rica en petróleo. La extracción total de petróleo en ese escenario ascendería a unos 2,23 KMbl en 2025, lo que coincide bastante bien con la estimación de la EIA de 2,46 KMbl.¹⁵⁷ En ese escenario, el promedio productivo de los pozos cae por debajo de los 10 bl/d hacia 2021.

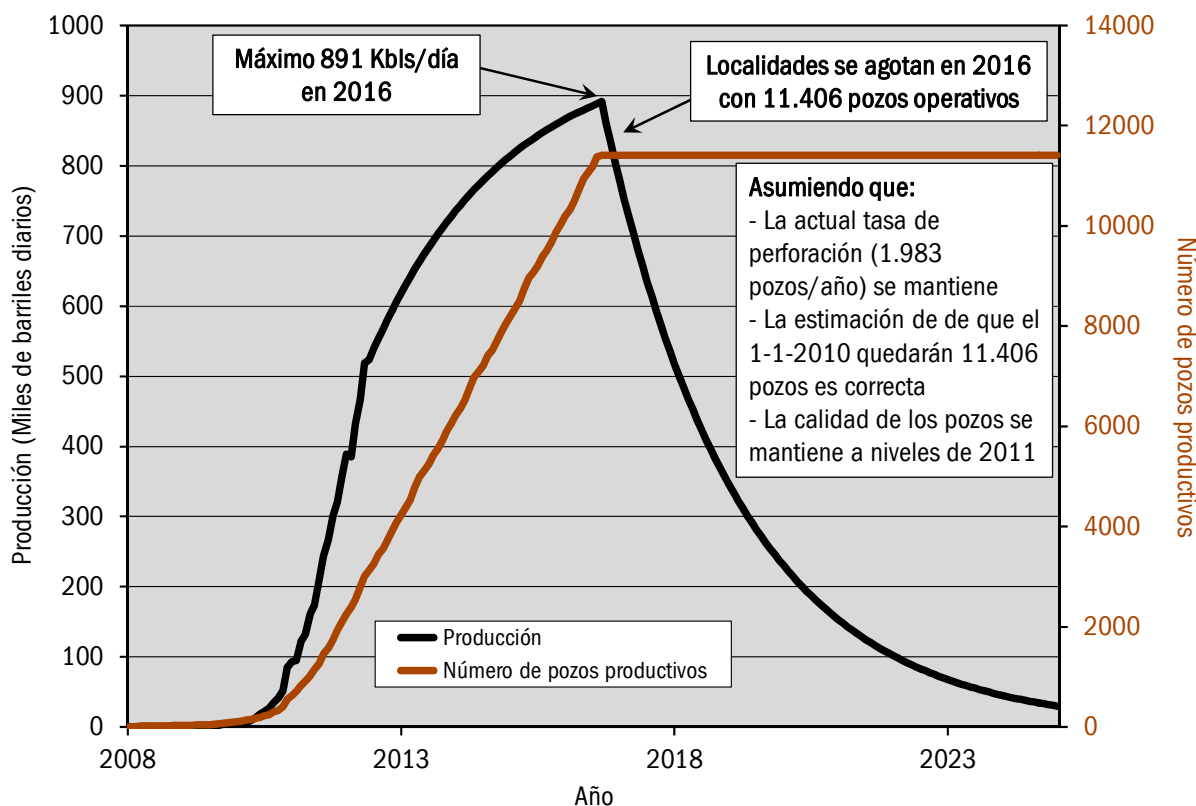


Figura 75. Perfil de la producción futura para el campo Eagle Ford asumiendo la tasa actual de nuevas adiciones de pozos.

Este escenario supone asumir una buena y constante calidad de los pozos y la estimación de la EIA del remanente de localizaciones disponibles para perforar. La producción cae en el conjunto del campo a un ritmo del 40% después del cenit de 2016.

¹⁵⁷ EIA, 2012, *Annual Energy Outlook 2012*, página 58, [http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383\(2012\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383(2012).pdf).

La modificación de los parámetros de entrada no cambia la recuperación general, siempre que el total localizaciones de pozos se mantenga constante en los 11.406 y la calidad media de los pozos no disminuya. Por ejemplo, si las tasas de perforación se incrementaran hasta 2.500 pozos por año, el cenit del campo se alcanzaría un año antes, en 2015, con un nivel de producción más alto, del orden de 1,031 Mbl/d, como se ilustra en la Figura 76.

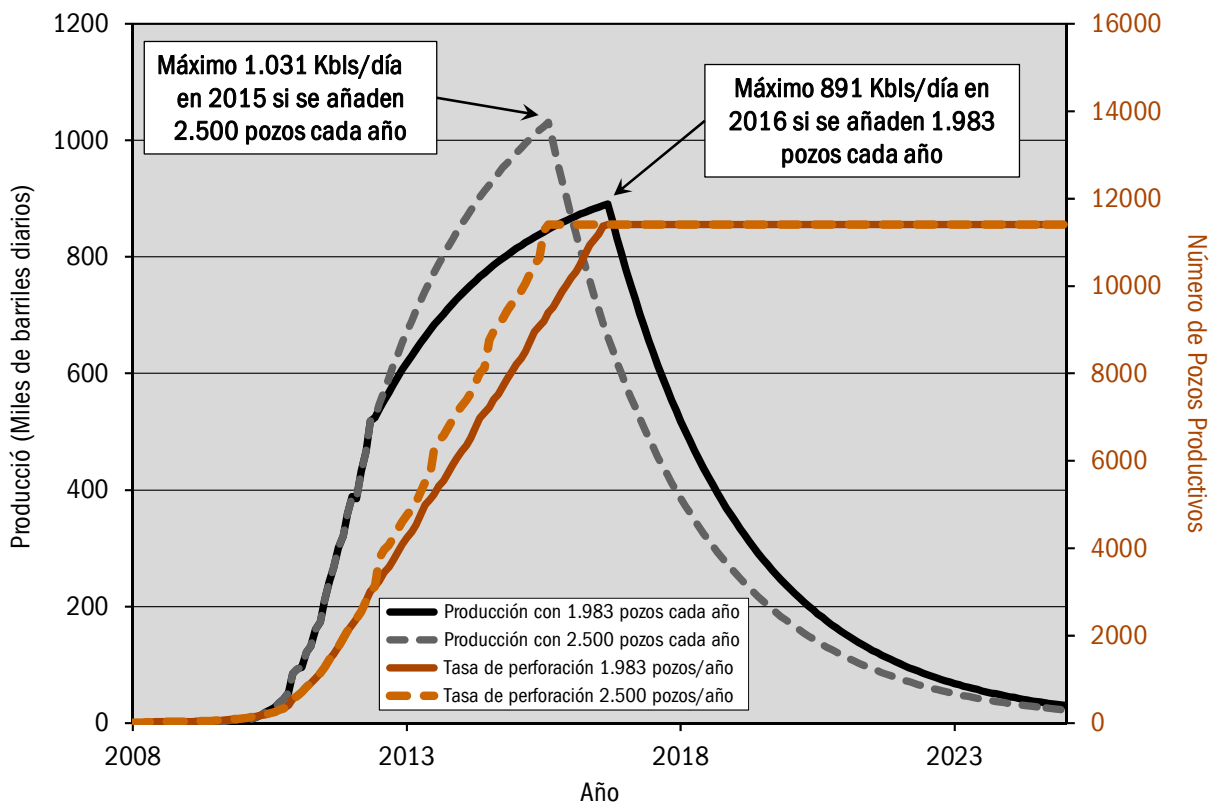


Figura 76. Perfiles productivos futuros para el campo Bakken asumiendo la tasa actual de adición de nuevos pozos comparado con un escenario de 2.500 nuevos pozos al año.

Ambos escenarios asumen una calidad buena y constante para los nuevos pozos y la estimación de la EIA de un techo de 11.406 lugares disponibles para perforar.¹⁵⁸ La producción decrece después de un máximo en ambos escenarios dentro de un declive general del campo del 40%.

¹⁵⁸ EIA, 2012, *Annual Energy Outlook 2012*, página 58, [http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383\(2012\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383(2012).pdf).

Una visión de la actual saturación de pozos y de la distribución de los pozos de mayor calidad en Bakken se muestran en las Figuras 77 y 78. Las estimaciones de la EIA sobre las localidades disponibles multiplicarían la saturación aproximadamente por tres en el caso del petróleo y mucho más si se consideran más localizaciones de gas.

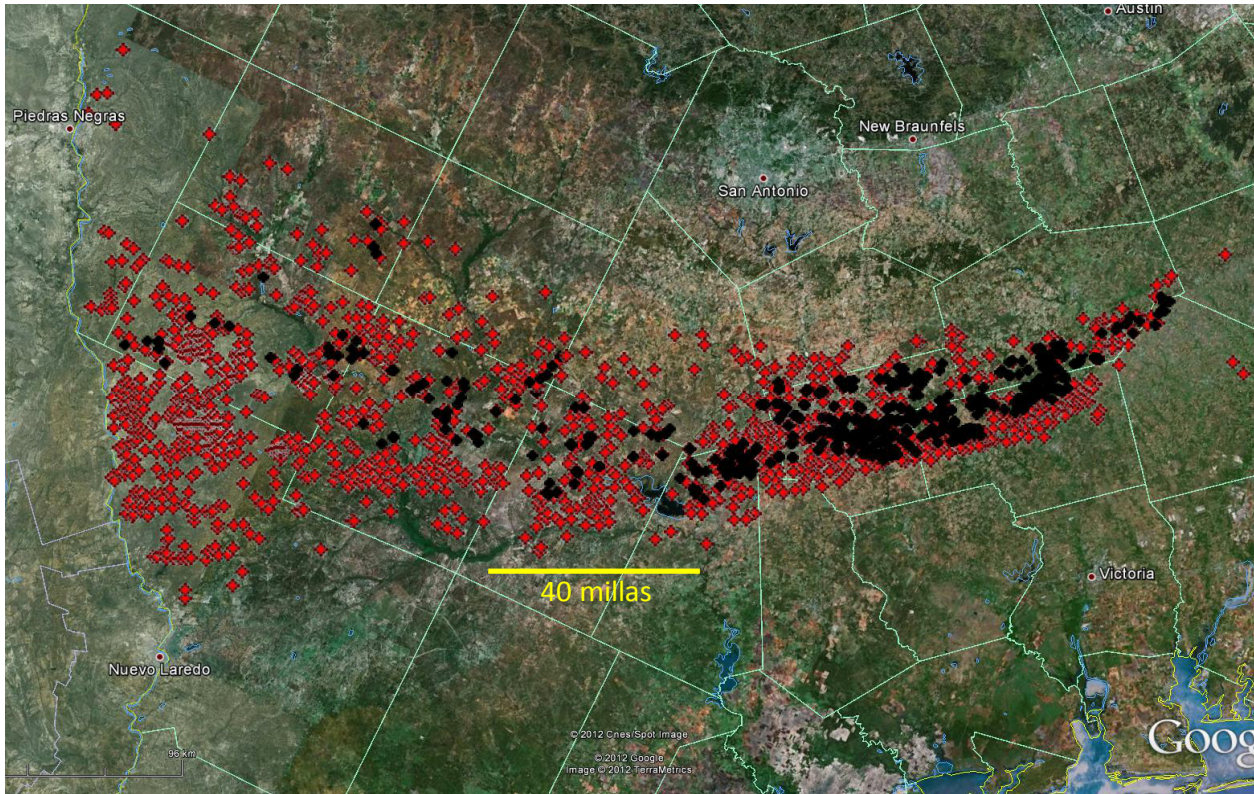


Figura 77. Distribución de pozos en el campo Eagle Ford.¹⁵⁹

Los pozos en color negro son los que forman parte del 20% más productivos en términos de PI. Muchos de esos sitios son plataformas con dos o más pozos. Las productividades más altas tienden a concentrarse en las “manchas dulces”.

¹⁵⁹ Datos procedentes de: DI Desktop/HPDI disponibles hasta junio de 2012.

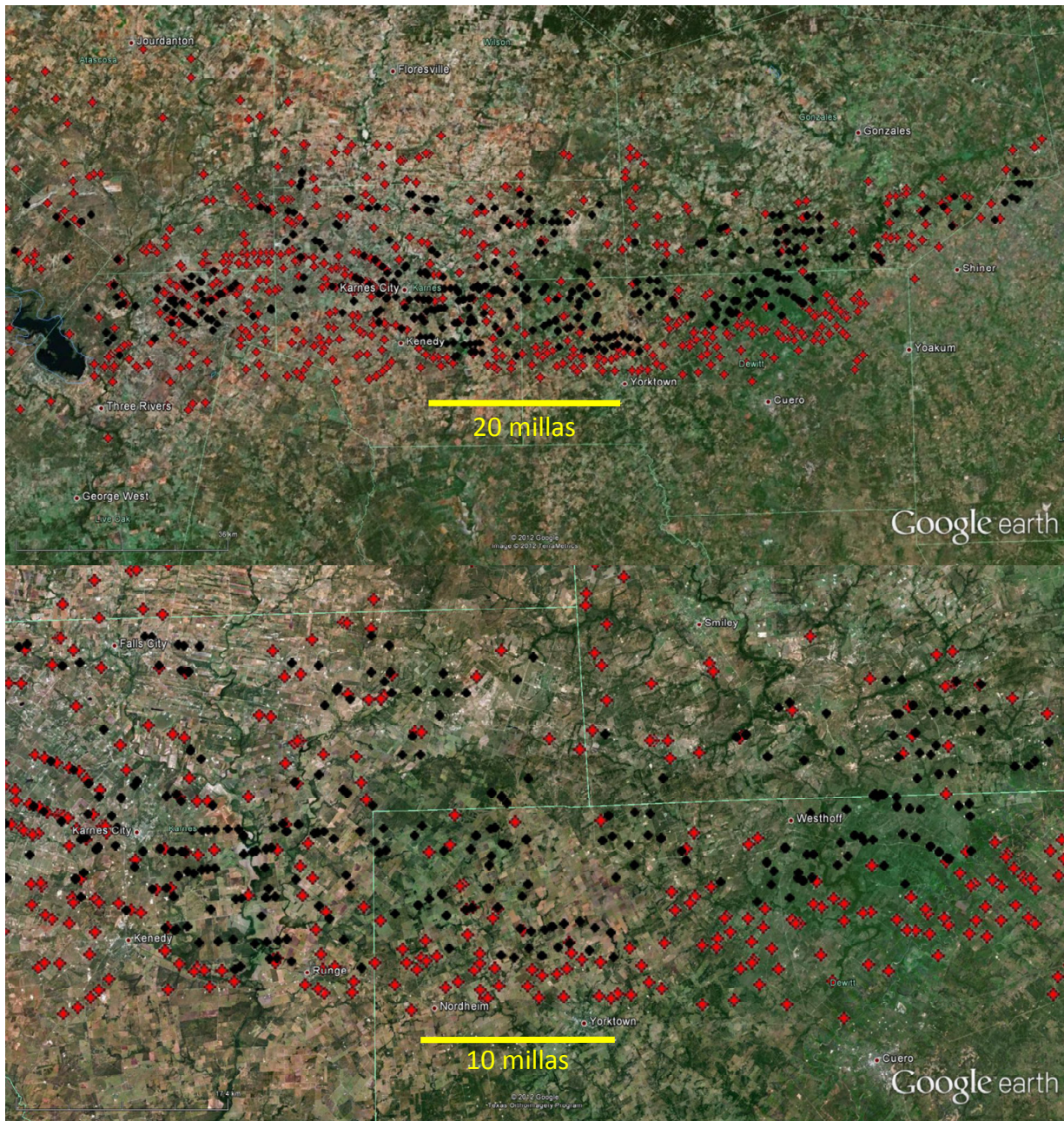


Figura 78. Distribución de pozos en la zona de concentración más alta del campo Eagle Ford.¹⁶⁰

Los pozos en color negro son los que forman parte del 20% más productivos en términos de PI. Muchos de esos sitios son plataformas con dos o más pozos.

¹⁶⁰ Datos procedentes de: DI Desktop/HPDI disponibles hasta junio de 2012.

El campo Eagle Ford es una nueva y significativa fuente de petróleo que está ayudando a contener el declive de los campos convencionales y a que crezca algo la producción doméstica, pero, como sucede con el Bakken, no es la panacea a largo plazo para la “independencia energética” de los Estados Unidos. Con sus 170 Mbl extraídos hasta mayo de 2012, y unos recursos de hasta 2.230 Mbl en 2025, podrá hacer una contribución de alrededor de cinco meses al consumo total estadounidense. Los perfiles de producción presentados en la Figura 75 y en la Figura 76 son irreales porque no puede ser que la perforación crezca a tasas elevadas hasta que el último lugar sea utilizado y después cese. Un escenario más creíble es que la producción alcance su pico y luego decaiga a un nivel más bajo, quizás de unos 800.000 bl/d conforme las tasas de perforación se reduzcan, y después decline a una tasa más gradual con la posibilidad de que el declive general se frene algo gracias al *re-fracking* de los pozos y se continúe añadiendo nuevos lugares hasta que todas las localidades disponibles se agoten.

Otros campos de petróleo de lutitas

Para redactar este informe se analizaron en total veintiún campos de lutitas utilizando los mismos parámetros empleados para los dos campos examinados con detalle anteriormente. Un resumen de las estadísticas principales de esos campos se presenta en la Tabla 5.

Los dos campos principales ya descritos suponen el 80% de la producción total de líquidos. Los tres siguientes, Bone Spring, Niobrara y Granite Wash, añaden un 11% más. Los restantes 16 campos contribuyen solamente con un 8% a la producción total, aunque esos campos hayan sido exaltados como grandes promesas. Aubrey McClendon, antiguo consejero delegado de Chesapeake Energy's, por ejemplo, declaró que el campo Utica era “lo más grande que había pasado en Ohio desde el arado”. Sin embargo, los datos que habrían de refrendar tal cosa siguen envueltos en el misterio,¹⁶¹ mientras que los datos disponibles públicamente e incluidos en la Tabla 5 muestran que el Utica es bastante corriente.

El petróleo de lutitas está creciendo rápidamente, pero el crecimiento está restringido fundamentalmente a los dos mejores campos como se muestra en la Figura 79: Eagle Ford y Bakken. Parámetros tales como la producción media de los pozos y la media de PI (calidad de un pozo) que se muestran en la Tabla 5 prueban que ambos campos sobresalen sobre todos los demás; se estima que la producción de ambos continuará creciendo hasta un nuevo pico cercano que está controlado por las localizaciones disponibles de pozos, como se expuso antes. Una cuestión de mayor calado es saber cuáles son las perspectivas de crecimiento para los restantes 19 campos, muchos de los cuales se han perforado con cientos o miles de pozos y no han dado más que rendimientos marginales o mediocres. A pesar de que muchos de esos pozos son viejos y no se han beneficiado de las recientes tecnologías de fractura hidráulica múltiple, todo indica que esos campos no se acercan a los rendimientos estelares de Bakken y Eagle Ford. Esto es muy importante para las consideraciones de la seguridad energética a largo plazo y para poner a los pronósticos exuberantes en su sitio.

¹⁶¹ Reuters, “Insight: Is Ohio's 'secret' energy boom going bust?”, October 22, 2012, <http://www.reuters.com/article/2012/10/22/us-ohio-shale-idUSBRE89L04H20121022>.

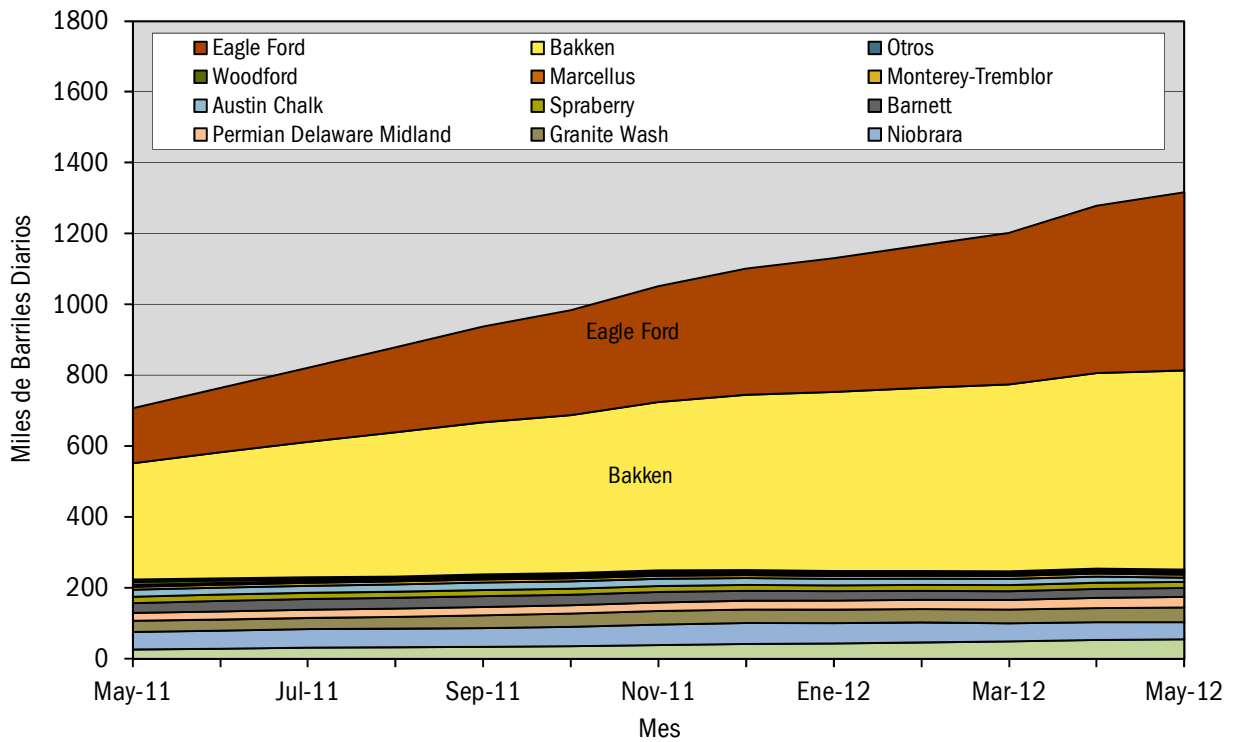


Figura 79. Producción de petróleo de lutitas por campo desde mayo de 2011 hasta mayo de 2012.¹⁶²

Los campos Bakken y Eagle Ford son una clara excepción entre los campos de petróleo de lutitas de los Estados Unidos. (Véase la Figura 60 para la producción desde 2000.)

¹⁶² Datos procedentes de: DI Desktop/HPDI disponibles hasta mayo de 2012, ajustadas con medias móviles de orden tres.

Campo	Rango	Producción (Kbls/d)	Mes	Número de pozos operativos	Media producción pozo (bls/d)	Media PI (bls/d)	Mediana PI (bls/d)	Tendencia PI	Declive pozos Primer año (%)	Declive global del campo al año (pre-2011) (%)	Número de pozos a perforar anualmente para compensar declive	Tendencia productiva	Porcentaje de producción total de petróleo de lutitas
Bakken	1	569,00	May-12	4598	124	400	341	Plano	69	40	819	Crece	41,95
Eagle Ford	2	524,23	Jun-12	3129	168	437	292	Crece	60	27-40+	723	Crece	38,64
Bone Spring	3	56,42	May-12	1016	56	173	113	Crece	74	45	211	Crece	4,16
Niobrara	4	51,00	May-12	10811	4,7	25,2	17,2	Plano	79	51	1139	Plano	3,76
Granite Wash	5	41,26	Jun-12	3090	13,4	73	26	Crece	71	58	267	Crece	3,04
Permian Del. Midland	6	30,00	Jun-12	1541	19,5	83,2	44,2	Crece	66	30	99	Crece	2,21
Barnett	7	26,65	May-12	14871	1,79	14	0	Crece	65	58	1306	Plano	1,96
Austin Chalk	8	17,20	Jun-12	928	18,5	193	79	Declive	72	34	73	Decae	1,27
Spraberry	9	17,13	Jul-12	552	31	154	68	Crece	19	19	84	Plano	1,26
Monterey-Tremblor	10	8,58	Jun-12	675	12,7	37,9	27,9	Declive	18	9	48	Plano	0,63
Marcellus	11	5,26	Dec-11	3848	1,85	3,4	0	Plano	34	39	970	Crece	0,39
Woodford	12	3,95	May-12	1827	2,2	14,4	0	Declive	69	74	410	Decae	0,29
Miss. Lime	13	2,260	Apr-12	371	6,1	28,9	10,5	Declive	52	30	52	Decae	0,17
Tuscaloosa	14	1,48	May-12	23	64,5	121	22,3	*	*	*	*	Crece	0,11
Mancos Hilliard Baxter	15	0,80	May-12	452	1,78	6,9	1,6	Plano	57	31	45	Crece	0,06
Pierre	16	0,750	Apr-12	193	3,9	17,1	0	*	*	*	*	Plano	0,06
Mowry	17	0,2230	Jun-12	39	5,7	28	10	*	*	*	*	Plano	0,02
Manning	18	0,107	May-12	45	2,4	17,3	11,4	*	*	*	*	Plano	0,01
Utica	19	0,104	Dic-11	13	8	13	2,6	*	*	*	*	Crece	0,01
Mulky	20	0,069	May-12	120	0,58	0,69	0	*	*	*	*	Plano	0,01
Cody	21	0,05	Jun-12	11	5	8	5	*	*	*	*	Plano	0,00

Tabla 5. Puntos claves de las estadísticas de producción, calidad de los pozos y tasas de declive para los 21 campos de petróleo de lutitas analizados en este informe.¹⁶³

¹⁶³ Recopilados a partir de un análisis de los datos de DI Desktop/HPDI.

Análisis

Aunque las altas tasas de producción de los campos de petróleo de lutitas Bakken y Eagle Ford son muy recientes, muchos otros campos han estado produciendo durante varios años. La evolución en Bakken y Eagle Ford ha seguido unos ritmos similares a los experimentados en los campos de gas de lutitas:

- Se identifica el campo y comienza la fase de alquileres frenéticos de los terrenos a sus propietarios. En el caso de Bakken, la primera gran compañía en realizar los arrendamientos fue Continental Resources Inc., que ha realizado las estimaciones más optimistas sobre las localizaciones disponibles para perforar y sobre los recursos recuperables.
- Para mantener los arrendamientos la fase de perforación sigue un ritmo similar, lo cual sirve también para localizar las manchas más productivas (“manchas dulces”) y la extensión del campo. Esta fase impone un nuevo ritmo de vida a las comunidades de residentes conforme llegan los trabajadores y tensan las infraestructuras y los recursos locales.¹⁶⁴
- La producción crece rápidamente y la perforación se centra en las mejores manchas. Esto se manifiesta por los crecientes Pls, que es lo que sucede siempre en los inicios de todos los yacimientos de lutitas. El Eagle Ford está en esta fase inicial y las perforaciones están centradas en las mejores manchas por lo que sus Pls crecen.
- La aplicación de las “mejores tecnologías” de fractura múltiple y perforación horizontal mantiene las Pls aun cuando las perforaciones pasan de las mejores manchas a otras de peor calidad. El Bakken está en esta fase de desarrollo y sus Pls están planos y comenzarán pronto a declinar conforme las mejores manchas estén saturadas de pozos.
- Llega un momento en que las mejores tecnologías no pueden con las malas cualidades geológicas y las Pls de los nuevos pozos decrecen.
- Conforme las Pls decrecen, se requieren más y más pozos para compensar el declive general del campo y si no hay perforaciones masivas, el campo entero cae en declive terminal. En el caso del Bakken y el Eagle Ford, la producción estará finalmente limitada por las localizaciones disponibles para perforar. La producción sigue una trayectoria en burbuja con una vida media de diez años a los niveles actuales o más altos de producción.

¹⁶⁴ Josh Harkinson, “Who Fracked Mitt Romney”, Mother Jones, noviembre/diciembre 2012, <http://www.motherjones.com/environment/2012/10/harold-hamm-continental-resources-bakken-mitt-romney>.

Los campos Bakken y Eagle Ford están al inicio de las fases de vida media y juvenil, respectivamente, del ciclo de vida del petróleo de lutitas. El pronóstico para los diez campos de petróleo de lutitas más productivos de los Estados Unidos, cuya producción supone el 99% del total, se presenta en la Tabla 6.

Campo	Rango	Número de pozos a perforar anualmente para compensar declive	Pozos añadidos el último año	Rig Count Octubre 2102	Prognosis
Bakken	1	819	1500	186	Crece
Eagle Ford	2	723	1983	274	Crece
Bone Spring	3	211	300	N/A	Crece
Niobrara	4	1139	1178	~60	Plano
Granite Wash	5	267	205	N/A	Crece
Permian Delaware Midland	6	99	94	N/A	Crece
Barnett	7	1306	1112	42	Plano
Austin Chalk	8	73	25	N/A	Declive
Spraberry	9	84	66	N/A	Plano
Monterey-Tremblor	10	48	53	N/A	Plano

Tabla 6. Prognosis de la producción futura en los diez campos de petróleo de lutitas más productivos de Estados Unidos.

La producción de esos diez campos representa el 99% de la producción total de petróleo de lutitas.

A pesar de que existe algún crecimiento en algunos campos menores como Bone Spring, Granite Wash y Permian, la producción es minúscula cuando se compara con la de Bakken y Eagle Ford. Como dijimos antes, la producción final de estos dos últimos está condicionada por las localidades de perforación disponibles y, dependiendo del ritmo con que se abran nuevos pozos, el pico de producción aparecerá entre 2015-2017. La Figura 80 ilustra una proyección de la producción de petróleo de lutitas en Estados Unidos basada en los 21 pozos analizados asumiendo que el ritmo actual de perforaciones se mantenga hasta que el número de lugares disponibles se acabe. El escenario es el pico del petróleo de lutitas en 2016.

Se asume en ese pronóstico que el crecimiento en los 19 campos menores, cuya producción representa menos del 20% de la producción actual de petróleo de lutitas, se mantiene al mismo ritmo que en los dos grandes, lo cual es incierto porque la producción en ellos es mucho más baja que la de Bakken y Eagle Ford y por tanto son menos atractivos económicamente. El pico por encima de dos Mbd es significativo en términos del consumo doméstico a corto plazo, pero el desplome que le sigue ha sido ignorado por los exuberantes pronósticos de los operadores y de quienes proclaman la “independencia energética de Estados Unidos”. El pronóstico presenta un crecimiento más suave que el pronosticado por la EIA (Figura 30) y un declive en picado. Hacia 2025 se habrá producido un total de petróleo de lutitas de unos 7.300 Mbl.

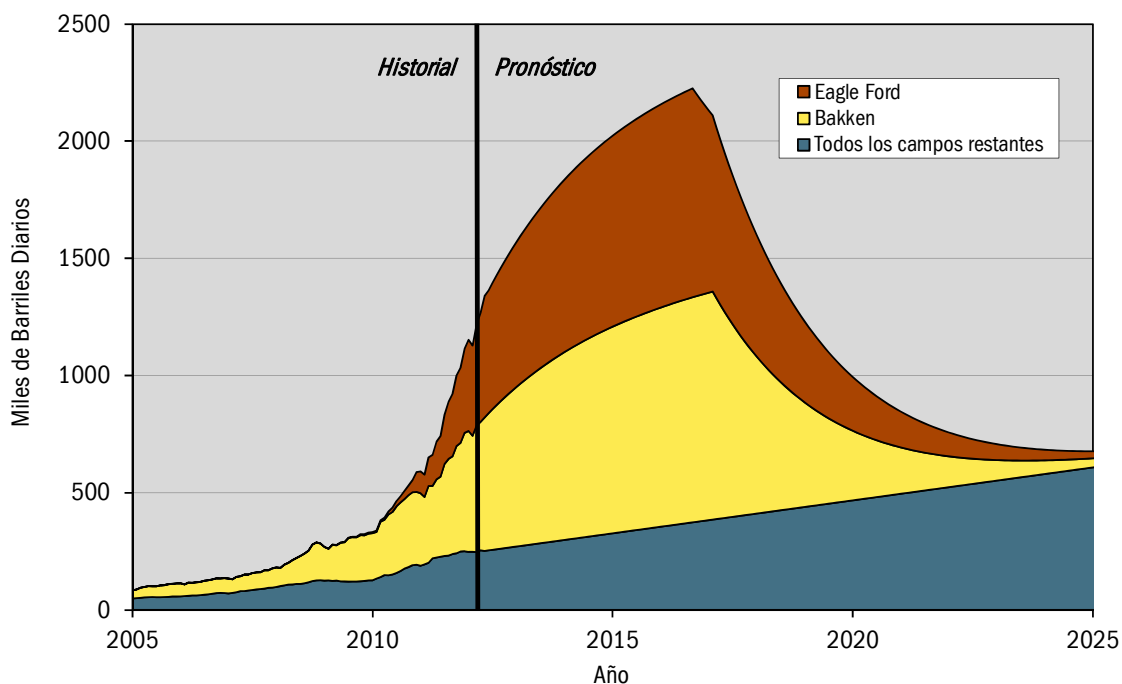


Figura 80. Proyección de la producción de petróleo de lutitas por campo hasta 2025.

Está basada en la curva tipo de producción ya comprobada, en el número de perforaciones proyectadas por la EIA para los campos Bakken y Eagle Ford y asumiendo que las tasas de crecimiento recientes continuarán en los otros campos.

El campo Eagle Ford está en plena juventud y la producción de petróleo de lutitas crecerá significativamente. Los PIs del petróleo están subiendo porque las perforaciones se están centrando en el petróleo de lutitas y dejando de lado el gas. No obstante, es solo una cuestión de tiempo que las localidades disponibles para el petróleo se saturen y que el campo entre en su edad madura. Este es el estado en el que el campo Bakken está entrando ahora, aunque todavía le quede un crecimiento significativo por delante.

De manera similar, la producción de gas de lutitas en Eagle Ford y Bakken es grande (el gas se produce asociado al petróleo, que es el principal objetivo). Los PIs para el gas están declinando en el Eagle Ford

conforme los operadores se centran en el petróleo de lutitas. Gran parte del gas producido en Bakken se quema en la boca de los pozos porque faltan infraestructuras para transportarlo.

La inversión aproximada que se requiere para mantener los niveles de producción en los 14 grandes campos de petróleo de lutitas, que representan el 99% de la producción, es de 35.800 millones de dólares anuales (Tabla 7). Esto no incluye los costes de arrendamiento y otros gastos en infraestructuras como oleoductos, carreteras, etcétera. Estos costes, y el número de nuevos pozos que deberán abrirse cada año irán en aumento a medida que las perforaciones se hagan en manchas de peor calidad.

Campo	Rango	Número de pozos a perforar anualmente para compensar declive	Coste aproximado por pozo (millones US\$)	Coste Anual de pozos para contener declive (millones US\$)
Bakken	1	819	10,0	\$ 8.190
Eagle Ford	2	723	8,0	5.785
Bone Spring	3	211	4,0	844
Niobrara	4	1139	4,0	4.556
Granite Wash	5	267	6,0	1.602
Permian Delaware Midland	6	99	6,9	683
Barnett	7	1306	3,5	4.571
Austin Chalk	8	73	7,0	511
Spraberry	9	84	6,9	580
Monterey-Tremblor	10	48	~3,0	144
Marcellus	11	970	5,0	4.850
Woodford	12	410	8,0	3.280
Mississippi Lime	13	52	~4,0	208
Total		6201		\$ 35.804

Tabla 7. Estimación de los costes anuales de perforación para mantener la producción de petróleo de lutitas en los 13 campos estadounidenses más productivos.

En la tabla no se han contemplado los costes de capital para compensar el declive en la producción de petróleo de lutitas y gas en los que los casos de los pozos que producen ambos. Se estima que evitar el declive en todos los campos de petróleo y gas de lutitas estudiados supone abrir 8.600 pozos cada año con un coste anual de unos 48.200 millones de dólares.

El número de pozos que se requieren para compensar el declive ejemplifica la alta productividad de los dos campos que encabezan el ranking comparados con el resto. Se puede compensar el declive del 80% de la producción estadounidense de petróleo de lutitas con 1.542 pozos y una inversión de 14.000 millones de dólares, mientras que se necesitan 4.659 pozos con un coste de 21.800 millones para compensar el restante 20%. Sin embargo, hay una gran cantidad de propaganda por parte de la industria acerca de las perspectivas que ofrecen los 19 campos de petróleo de lutitas que actualmente representan menos del 20% de la producción de petróleo de lutitas. Considerando los atributos de la mayoría de esos campos documentados en la Tabla 5, tales anuncios son simple propaganda. Como ocurre con los campos de gas de lutitas, los mejores campos de petróleo de lutitas no son ubicuos. Están en el vértice de su propia pirámide como se ilustra en la Figura 37, mientras que los campos de menor calidad están por debajo de ellos. Su

tasa de suministro depende de grandes flujos constantes de capital para perforarlos, a los que se añaden crecientes daños medioambientales colaterales.

Los recursos técnicamente recuperables no probados de petróleo de lutitas han sido revisados ligeramente al alza con respecto a 2010 por la EIA y han pasado a ser de 31.500 a 33.200 Mbl.¹⁶⁵ Aunque dejemos de lado que una cosa son las reservas y otras la tasa de suministro, esos 33.200 Mbl suponen justamente el consumo cuatrienal estadounidense aplicando el consumo de 2011. A pesar de ello, el petróleo de lutitas sigue siendo proclamado como el principal soporte retórico de la “independencia energética” de los Estados Unidos.

La EIA continúa evaluando el nivel de esfuerzo que habría que realizar para recupera los recursos técnicamente recuperables no probados de petróleo de lutitas y para hacerlo utiliza el número de lugares disponibles sin perforar junto con los RFEs estimados tal y como resumimos en la Tabla 8.¹⁶⁶ La EIA estima en 219.730 los pozos que deben perforarse para recupera los 33.200 Mbl. Nuevamente, la Ley de los Rendimientos Decrecientes queda perfectamente reflejada en esa tabla. Para recuperar el 71% de los recursos, es decir, 23.700 Mbl, se requiere perforar el 29% de los pozos. Para recuperar el 29% restante de los recursos, hay que perforar el 71% de los pozos.

Además, el 41% de esos recursos de petróleo de lutitas se supone que están en los pozos del campo Monterey de California. Eso es mucho suponer, habida cuenta de que las expectativas puestas en ese campo han sido frustrantes¹⁶⁷ y el resultado a largo plazo de Monterey está a niveles de “pozo marginal” (Tabla 5), con una media de 12,7 barriles/d procedentes de 675 pozos. Esto no es comparable ni de lejos con Bakken ni con Eagle Ford, a pesar de los entusiasmos iniciales.

Más aún, si se aplican las medias de los resultados obtenidos en la revisión del USGS (Tabla 8), los recursos técnicamente recuperables no probados de petróleo de lutitas están entre 23.000 y 34.600 Mbl (asumiendo en ambos casos que puedan extraerse 13.700 millones de Monterey). Aunque sean cantidades significativas, es duro tragarse que sean la causa de la “independencia energética” estadounidense, porque representan a lo sumo tres o cuatro años de consumo incluso si se pudiera extraerse hasta la última gota, lo cual tomaría varias décadas.

No hay estudios definitivos acerca de la verdadera TRE del petróleo de lutitas y con certeza será muy variable dependiendo de la productividad del campo. No obstante, está claro que resultará más baja que la del petróleo convencional, dada la complejidad del proceso de la fractura hidráulica de etapas múltiples, que implica manejar millones de galones de agua, varios cientos de viajes de camiones por pozo, presiones altísimas para inyectar fluidos y muchas cosas más.

¹⁶⁵ EIA, 2012, *Annual Energy Outlook 2012*, página 57, [http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383\(2012\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383(2012).pdf).

¹⁶⁶ EIA, 2012, *Annual Energy Outlook 2012*, página 58, [http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383\(2012\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383(2012).pdf).

¹⁶⁷ Associated Press, “Analyst: Calif. Shale oil field disappoints”, July 31, 2012, <http://www.businessweek.com/ap/2012-07-31/analyst-calif-dot-shale-oil-field-results-disappoint>.

Los pozos más productivos de Bakken y Eagle Ford probablemente tengan TRE altas. Los pozos medianos y bajo las deben tener inferiores. Desde un punto de vista monetario, que la industria pueda perforar 127.451 pozos en Niobrara, como sugiere la EIA (ver la Tabla 8) para recuperar durante toda su vida útil una media de 55.000 barriles por pozo a un coste medio de cuatro millones por pozo, es improbable. Con los actuales datos económicos en la mano, la empresa sería extremadamente marginal, habida cuenta de que los costos por pozo son solamente una parte de los gastos totales (a menos que se encuentren cantidades significativas de gas natural para mejorar el panorama económico). Aunque la TRE de esos pozos sea probablemente muy baja, suponen más de la mitad de los pozos que la EIA dice que se necesitarán para recuperar los recursos de petróleo de lutitas.

Campo	EIA pozos potenciales	EIA Media PTE	EIA RTR	USGS Media PTE	RTR usando USGS u otras de sus estimaciones	RTR mínimo	RTR máximo
Bakken	9767	0,55	5,37	0,064-0,241	3,645	3,65	5,37
Eagle Ford	8665	0,28	2,46	0,055	0,835	0,84	2,46
Bone Spring	4085	0,39	1,59	-	-	1,59	1,59
Niobrara	127451	0,055	6,50	,011-0,126	0,227	0,23	6,50
Austin Chalk	21165	0,13	2,69	0,055	1,164	1,16	2,69
Spraberry	4638	0,11	0,51	0,057	0,264	0,51	0,26
Monterey-Tremblor	27584	0,5	13,71	-	-	13,71	13,71
Woodford	16375	0,02	0,39	0,064	1,048	0,39	1,05
Utica	-	-	-	0,034	0,94	0,94	0,94
Total	219730		33,23			23,02	34,58

Tabla 8. Recursos y número de pozos potenciales de petróleo de lutitas según las estimaciones de la EIA frente a las del USGS.

Esta tabla muestra las estimaciones de la EIA de pozos potenciales en varios campos de petróleo de lutitas, junto con las estimaciones de la misma agencia de RTR no probados,¹⁶⁸ comparados en ambos casos con las estimaciones del USGS procedentes de varias publicaciones¹⁶⁹ o calculadas a partir de las estimaciones publicadas por el USGS sobre los máximos de PTE.¹⁷⁰ Las estimaciones mínimas y máximas reflejan un extracto de las estimaciones de ambas fuentes. Columna 2: El número de pozos potenciales de la EIA a 1 de enero de 2010. Columna 3 y 5: Las medias en Mbl por pozo. Columnas 4, 5, 6 y 7 en KMbl.

Consideraciones medioambientales

Son similares a las que escribimos sobre el gas de lutitas. Una revisión de algunos de los temas relacionados con los problemas sociales asociados con el boom del petróleo en Bakken fue realizada por Harkinson.¹⁷¹

¹⁶⁸ EIA, 2012, *Annual Energy Outlook 2012*, página 58, [http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383\(2012\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383(2012).pdf).

¹⁶⁹ Las medias de las estimaciones del USGS para las lutitas de Utica proceden de: <http://energy.usgs.gov/Miscellaneous/Articles/tabid/98/ID/200/Assessment-of-undiscovered-oil-y-gas-resources-of-the-Ordovician-Utica-Shale-of-the-Appalachian-Basin-Province-2012.aspx> y para Woodford-Anadarko, Eagle Ford y Niobrara de la página 15, <http://pubs.usgs.gov/of/2011/1242/>.

¹⁷⁰ United States Geological Survey, “Variability of Distributions of Well-Scale Estimated Ultimate Recovery for Continuous (Unconventional) Oil y Gas Resources in the United States,” 2012, <http://pubs.usgs.gov/of/2012/1118/>.

¹⁷¹ Josh Harkinson, “Who Fracked Mitt Romney?”, Mother Jones, noviembre/diciembre, 2012.

OTROS PETRÓLEOS NO CONVENCIONALES

PUNTOS CLAVES

- **Petróleo de bituminosas.** En su último informe de 2012, la EIA ha puesto un billón de barriles como “técnicamente recuperables” en el continente americano. A pesar de muchos años y enormes inversiones, el petróleo de bituminosas no ha resultado comercialmente viable en Estados Unidos y se usa en pequeñas cantidades en el resto del mundo. Es un claro ejemplo de recurso caro y que rinde poca energía neta. La producción no es significativa hoy en día y no es previsible que lo sea en el futuro.
- **Petróleo de aguas profundas.** Es una porción estable de los suministros actuales de Estados Unidos y la previsión es que aporte un 10% del consumo estadounidense durante las próximas dos décadas o más. Abrir a la explotación de zonas costeras que están ahora sujetas a moratorias, podría abrir el acceso a reservas adicionales de poca entidad y las explotaciones mar adentro del Ártico es improbable que sean poco más que un recurso minoritario en el futuro previsible.
- **Petróleo extrapesado (Venezuela).** Es un petróleo de suministro restringido debido a las implicaciones geopolíticas y a las inversiones de capital necesarias para abordar su producción. Es también un petróleo de rendimiento neto muy bajo, similar al de las arenas asfálticas. A pesar de que Venezuela ha proclamado recientemente que ocupa el primer lugar del mundo en reservas de petróleo, su petróleo extrapesado es improbable que contribuya significativamente al declive mundial en la producción de petróleo convencional a corto y medio plazo.
- **Biocombustibles.** Representan hoy el 5% del consumo estadounidense y la EIA no espera que se produzcan crecimientos sustanciales las dos próximas décadas o más. Los subsidios agrícolas para la producción de maíz destinado a etanol terminaron en Estados Unidos en 2011, aunque las disposiciones federales y estatales sobre el empleo de combustibles renovables aseguran que la demanda del maíz de etanol continúe. La energía neta de los biocombustibles es muy baja y hay considerables controversias acerca del empleo de los campos de maíz para alimentación como campos para producir biocombustibles. La producción a partir de celulosas no comestibles y de algas es un nicho interesante pero que no se espera que haga una contribución significativa al menos en las próximas dos décadas.
- **Líquidos combustibles derivados del carbón y del gas.** Se espera que crezcan hasta representar el 2% de los suministros líquidos mundiales hacia 2035. La infraestructura requerida para su producción es muy cara y, además, los derivados del carbón vienen acompañados de grandes emisiones de gases de efecto invernadero y de muchas pérdidas energéticas.
- **Recuperación mejorada de petróleo (RMP).** La inyección de CO₂ para extraer el crudo residual en yacimientos agotados ha sido usada durante décadas aunque raramente con emisiones antropogénicas de CO₂. Aún con la proyectada duplicación de la producción para el 2040, eso significará menos del 4% de la demanda estadounidense.

Arenas asfálticas

PUNTOS CLAVES

- Canadá es la fuente de las mayores importaciones estadounidenses de petróleo con un total del 24% de todas esas importaciones en 2011. Más de la mitad del crudo canadiense procede de arenas asfálticas.
- Las arenas asfálticas suministran crudo muy caro y de bajo rendimiento energético, más o menos de 5:1 tirando por arriba. Los nuevos proyectos mineros requieren precios por barril superiores a los 100 dólares para justificar su explotación. El 80% de los recursos recuperables está demasiado profundo como para hacer minería de superficie y exige inversiones muy grandes de energía para recuperarlo, lo cual acaba por producir una energía neta de 3:1 como mucho.
- Se han sobrevalorado las arenas asfálticas. Casi el 90% de los 25.600 Mbl (“en desarrollo activo”) son recursos someros para minería en superficie. Más del 90% de los 143.000 Mbl catalogados por el Gobierno de Alberta como “sin desarrollo activo” están demasiado profundos para la minería a cielo abierto y sólo son extraíbles usando métodos in situ.
- Los 1.840 billones de barriles estimados in situ para las arenas asfálticas son irrelevantes como suministros para el futuro. Incluso los mencionados 143.000 Mbl estimados por el Gobierno de Alberta como recuperables no disponen de estudios de ingeniería que los validen.
- Los pronósticos sobre el papel futuro de las arenas asfálticas son muy aventurados e históricamente siempre han sobrestimado la producción real. Se ha tardado 40 años en elevar la producción hasta 1,6 Mbd, aunque los pronósticos dicen que la producción se multiplicará por tres en los próximos 18 años. Tal cosa será muy difícil cuando no imposible de conseguir, dados los cuellos de botella logísticos y la inflación de costes experimentada para conseguir los modestos resultados actuales.
- Las arenas asfálticas vienen acompañadas de impactos ambientales más altos que las explotaciones convencionales tanto en emisiones aéreas en la explotación, emisiones totales de CO₂ en el ciclo completo de producción, como en la contaminación de aguas subterráneas y otras contaminaciones.

Recursos

Canadá posee los recursos más grandes de arenas asfálticas (o “bitumen natural”) del mundo. Canadá es también el mayor suministrador de las importaciones estadounidenses de petróleo, lo que significa un 24% de las importaciones estadounidenses en 2011. Dado que más de la mitad de la producción canadiense actual procede de las arenas asfálticas, el futuro de su producción es de particular importancia para el porvenir de las importaciones energéticas de Estados Unidos.

La producción de petróleo convencional ligero, medio y pesado ha estado decreciendo mucho tiempo en Canadá y se estima que la tendencia continuará. El crecimiento productivo mayor se debe a las arenas asfálticas, que representan hoy más de la mitad de la producción canadiense, tal y como muestra la Figura 81. En la misma figura se muestra el consumo canadiense de petróleo, que hoy día está justo por debajo de los dos Mbd y subiendo. Mientras que Canadá es un significativo exportador neto de petróleo a Estados Unidos, es también un importador significativo porque la mayor parte de Canadá Oriental es dependiente de unas importaciones marinas del orden de 0,8 Mbd.

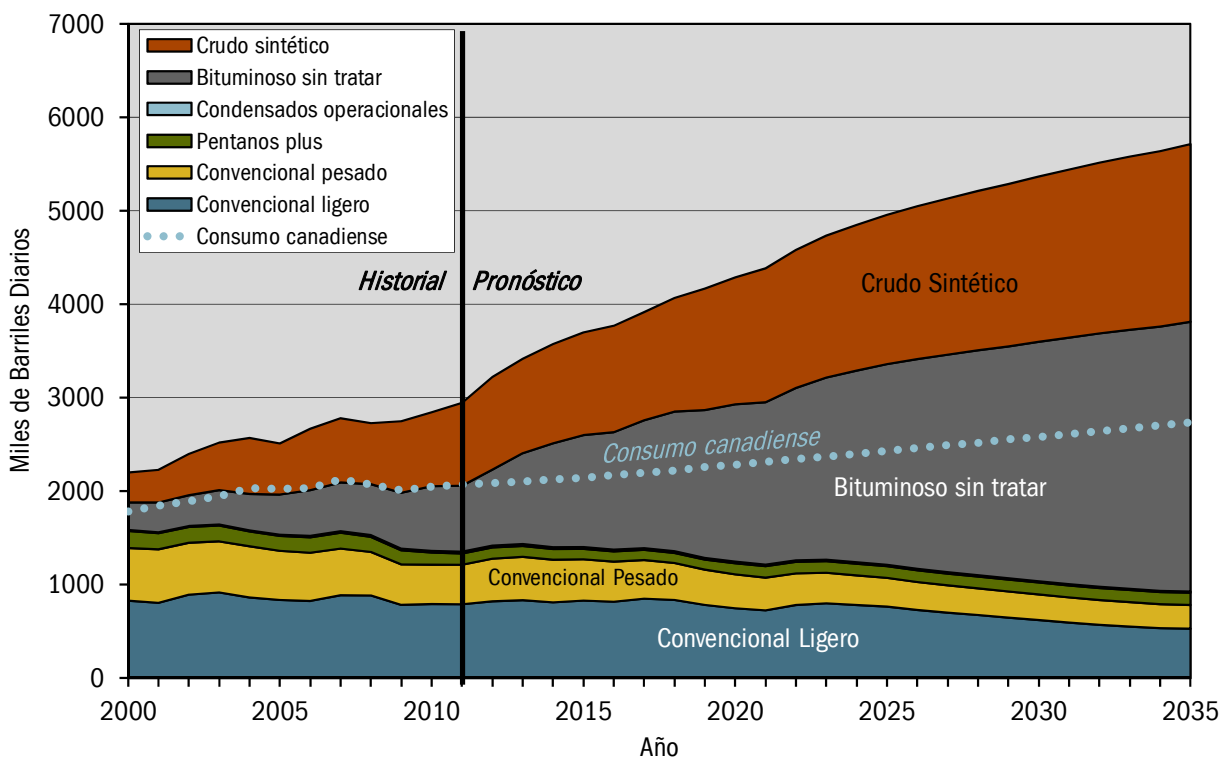


Figura 81. Producción y consumo canadiense, histórico y pronosticado, entre 2000 y 2035 (NEB, 2011).¹⁷²

¹⁷² National Energy Board, “Canada’s Energy Futures Appendix”, 2011, Tablas 2-01 (consumo del caso de referencia) y 3-31 (producción del caso de referencia), asumiendo un 14% de pérdidas de volumen al convertir el bitumen en crudo sintético de petróleo, <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/mrgynfmrn/nrgyrprt/nrgyft/2011/nrgsppldmndprjctn2035ppndc-eng.zip>.

Aunque las arenas asfálticas están ampliamente distribuidas en Alberta Septentrional (Figura 82), más de la mitad del recurso in situ y la única porción lo suficientemente superficial como para ser explotada a cielo abierto está en el yacimiento Wabiskaw-McMurray.

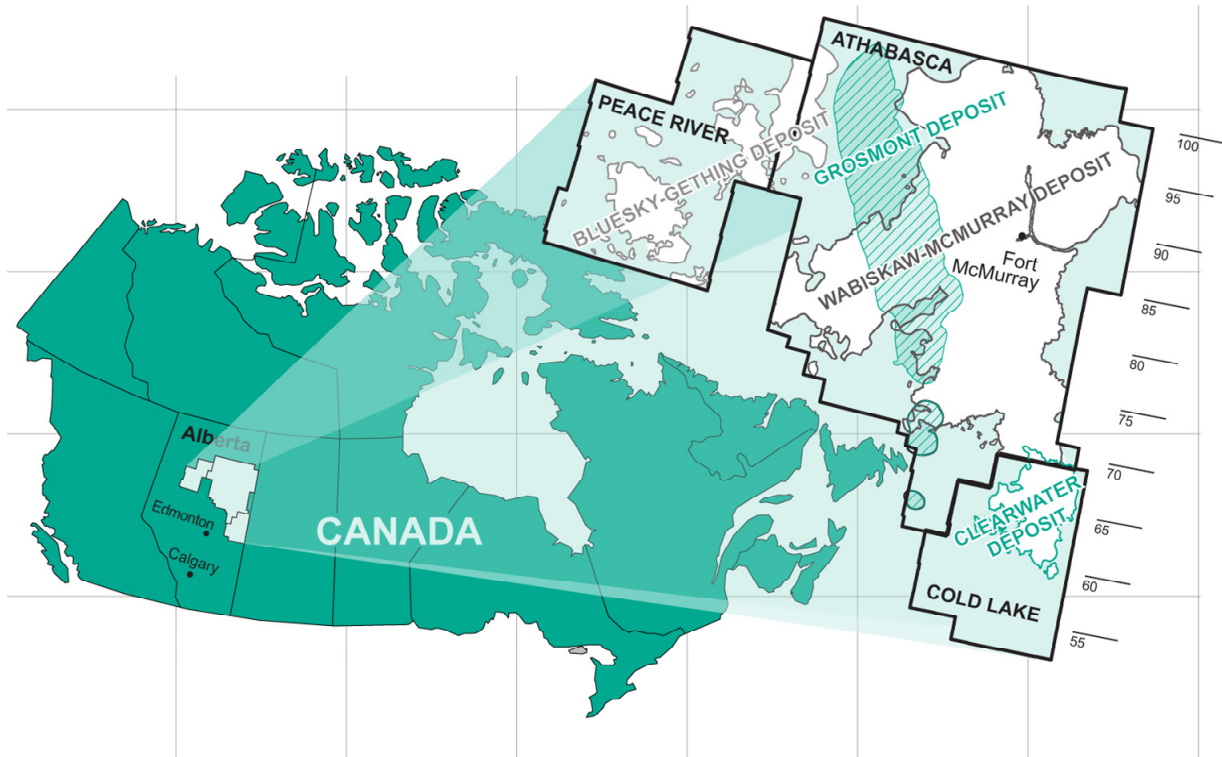


Figura 82. Distribución de los yacimientos de arenas asfálticas en Alberta.¹⁷³

¹⁷³ Alberta Energy Resources Conservation Board, Report ST98-2011, 2011, Figura R3.1, <http://www.ercb.ca/data-y-publications/statistical-reports/st98>.

Como sucede con todos los yacimientos de hidrocarburos, la calidad de las arenas asfálticas es variable. El 80% de los supuestos recursos está demasiado profundo para ser extraído con minería superficial; son recuperables solamente por métodos in situ, y hay una horquilla muy amplia en lo que se refiere a la calidad de los depósitos tanto en los explotables a cielo abierto como en los recuperables por métodos in situ. La Figura 83 muestra la distribución del grosor de la capa de bitumen (“*bitumen pay thickness*”) tanto en las áreas mineras en superficie (“*surface mineable area*”, SMA en la Figura) como en las recuperables por métodos in situ del yacimiento más importante, el Wabiskaw-McMurray.

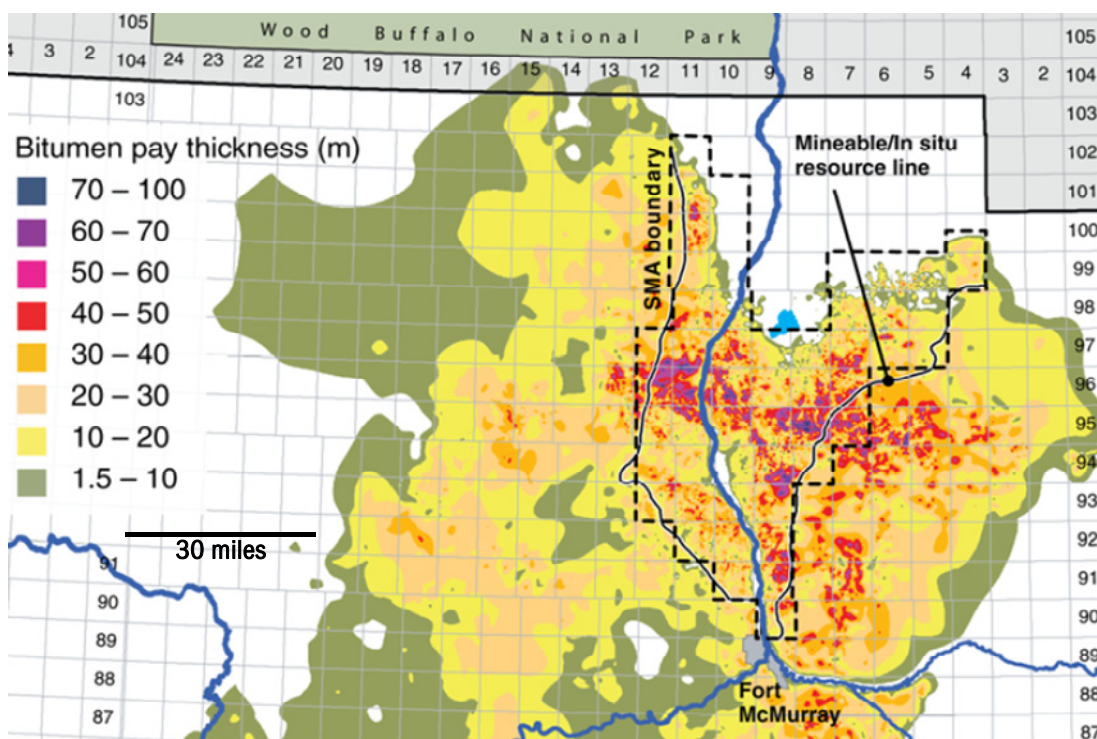


Figura 83. Distribución del grosor de la capa de bitumen (*bitumen pay thickness*) en el yacimiento Wabiskaw-McMurray.¹⁷⁴

El grosor de la capa de bitumen es un indicador de la calidad del recurso. La línea de corte separa los depósitos mineros en superficie (“*surface mineable area*”, SMA) de los depósitos in situ. Como puede verse, las capas más gruesas están localizadas en la SMA y están relativamente localizadas.

Las reservas de bitumen hasta 2003 eran citadas como “bajo desarrollo activo” por fuentes tales como el *BP Statistical Review of World Energy* y el *Oil and Gas Journal*. En conjunto representaban alrededor de 26.000 Mbl. En 2003, el *Oil and Gas Journal* elevó su estimación de “reserva” de bitumen a 174.000 Mbl. BP incluyó esa enorme cifra en sus principales estimaciones mundiales hasta 2012. Es cuestionable que esos 174.000 Mbl estimados hayan superado el análisis de ingeniería necesario para poder denominarlos una verdadera reserva en el sentido legal de la palabra. No obstante, ni BP, ni el *Oil and Gas Journal*, ni la Junta para la Conservación de los Recursos Energéticos de la provincia de Alberta (ERCB) tendrían responsabilidad alguna en tribunal de justicia por lo que ellos llaman reserva en sus publicaciones, por lo que hay que contemplar esa cifra con escepticismo.

¹⁷⁴ Alberta Energy Resources Conservation Board, Report ST98-2010, 2010, Figura 2.3, <http://www.ercb.ca/data-y-publications/statistical-reports/st98>.

Producción y Pronósticos

Un cosa que está clara es que las arenas asfálticas están siendo sobrevaloradas porque los mejores y más rentables recursos se extraen primero (Tabla 9). Aunque se dice que el recurso in situ asciende a 1,8 billones de barriles, menos de un diez por ciento es considerada una “reserva establecida”. De esta reserva solamente un 15% está “bajo desarrollo activo”. El bitumen minerable en superficie requiere menos energía entrante para recuperarlo y constituye el 64% de los 8.100 Mbl recuperados hasta el momento. De las restantes reservas “bajo desarrollo activo”, el 88% son minerales en superficie. De lo que queda como “reservas establecidas” sin desarrollo activo, solo el 8% son minerales en superficie por lo que deben recuperarse con métodos in situ que requieren consumos energéticos más intensivos.

Método Extracción	Recurso In Situ	Reservas Remanentes Establecidas	Producción acumulada	Reservas Remanentes Establecidas CON desarrollo activo	Reservas Remanentes Establecidas SIN desarrollo activo
Minería en superficie	130,9	33,6	5,16	22,6	11,0
In Situ	1713,6	135,0	2,96	3,0	132,0
Total	1844,5	168,6	8,12	25,6	143,0

Tabla 9. Reservas de arenas asfálticas en la provincia de Alberta y recursos estimados por métodos de explotación (ERCB, 2012).¹⁷⁵

Todas las cifras en KMbl.

Por supuesto, la pregunta es: ¿cuál es el panorama futuro para la producción a partir de las arenas asfálticas? La Asociación Canadiense de Productores de Petróleo (CAPP), un grupo de presión del sector, emite previsiones sobre la producción y el suministro de cada año, el último de los cuales se ilustra en la Figura 84. Emiten lo que llaman un pronóstico "en construcción", que es la proyección de la producción procedente de todas las operaciones y proyectos existentes en marcha, así como un pronóstico del “crecimiento” de la producción. También emiten un pronóstico de "suministros" para el escenario de crecimiento. La diferencia entre el crecimiento de la producción y las previsiones de suministro refleja la necesidad de importar diluyentes. Esto se debe al hecho de que el bitumen necesita ser diluido con un 30% de gas condensado o con un 50% de crudo sintético de petróleo (así se crea bitumen diluido o "dilbit") con el fin de poder moverlo a través de un oleoducto. Irónicamente, dado que los políticos canadienses promocionan la retórica de la superpotencia energética, Canadá tendría que importar 700.000 barriles de diluyentes al día para el año 2030 para poder cumplir con la previsión de crecimiento del CAPP (Figura 84). Como puede verse en la Figura 81, se espera que la producción y venta de bitumen crudo crezca mucho más rápido que la producción de crudo sintético, debido a los costes (y a la falta de justificación económica) de los diluyentes mejoradores del bitumen.

¹⁷⁵ Alberta Energy Resources Conservation Board, Report ST-98-2012, 2012, Tabla 3.1, <http://www.ercb.ca/data-y-publications/statistical-reports/st98>

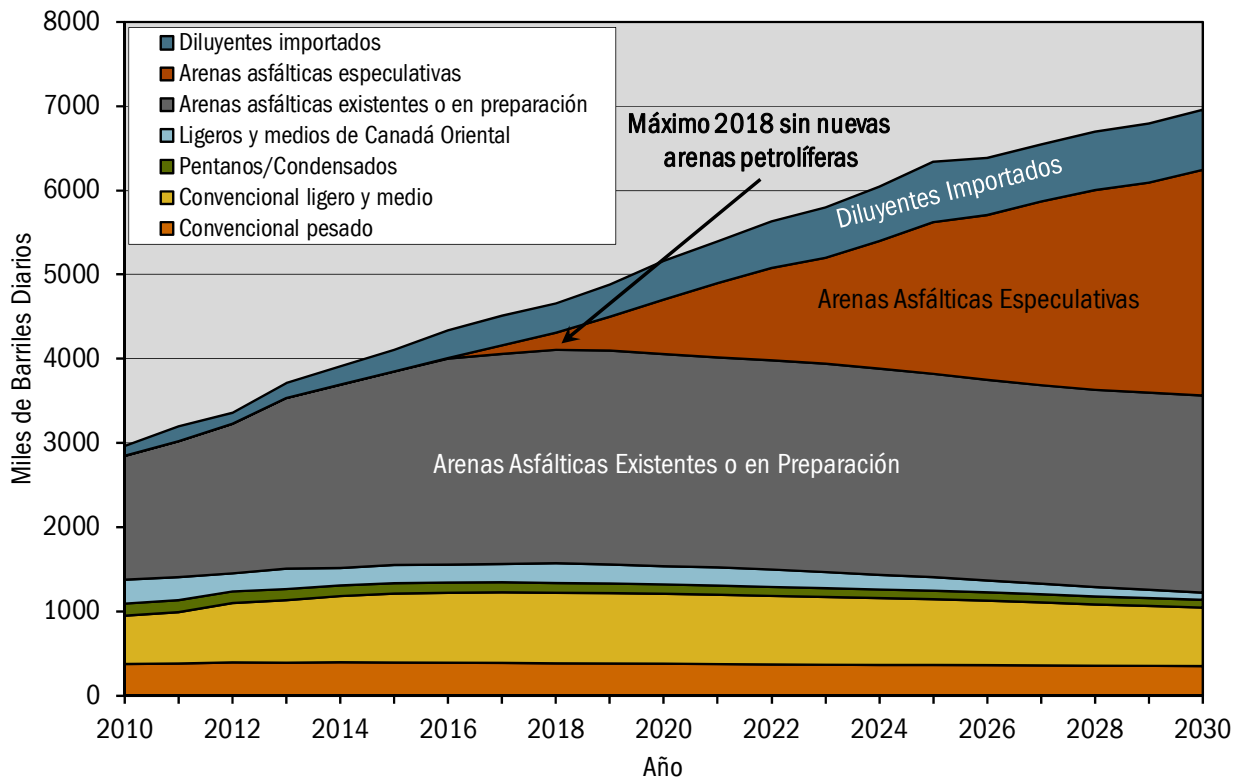


Figura 84. Pronósticos sobre la producción y los suministros canadienses, 2010-2030 (CAPP, 2012).¹⁷⁶

El suministro total es la suma de la producción y los diluyentes importados.

La necesidad de exportar entre un 30 y un 50% más en forma de diluyentes para poder mover el *dilbit*, en vez de crudo de petróleo sintético, está detrás de la campaña para aumentar la capacidad de los oleoductos canadienses mediante la propuesta de la Enbridge Northern Gateway, la expansión Kinder-Morgan Trans Mountain y el oleoducto TransCanada Keystone XL.

¹⁷⁶ Canadian Association of Petroleum Producers, "CAPP CANADIAN CRUDE OIL PRODUCTION FORECAST 2012 - 2030," junio de 2012, <http://www.capp.ca/getdoc.aspx?Docid=209350&DT=NTV>.

La Junta Energética Nacional de Canadá (NEB) también emite pronósticos del crecimiento en la producción de arenas asfálticas que son comparables a los de la CAPP (Figura 85). Son también agresivos pero menos que los pronósticos de crecimiento de la CAPP, que pronostican que la producción de arenas asfálticas en 2030 triplicará la de 2011.

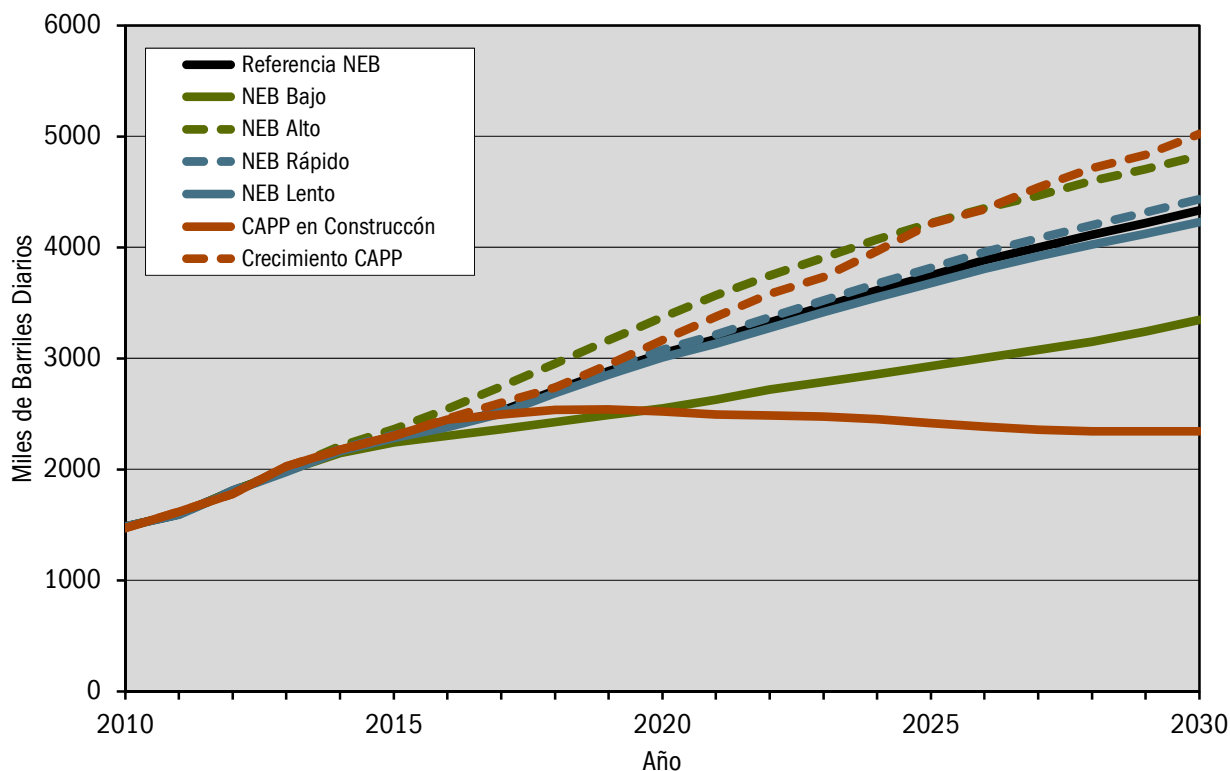


Figura 85. Pronósticos de la producción de arenas asfálticas canadienses entre 2010 y 2030 realizados por la NEB (2011) y la CAPP (2012).¹⁷⁷

¿Cuánto tienen de reales estas proyecciones? El crecimiento en la producción de arenas asfálticas mediante nuevos proyectos en la última década se hizo a un ritmo frenético. Eso condujo a la inflación de costes y a pesadillas logísticas para que las empresas encontraran mano de obra y materiales para terminar los proyectos. La tasa media de crecimiento de la producción durante este período fue de algo menos de 100.000 barriles por día cada año. Pese a ello, el pronóstico del caso de referencia de la NEB exige que esa tasa de crecimiento se incremente un 90% en 2015 y se mantenga por encima de los niveles de 2000-2011 hasta el año 2035 (Figura 86).

¹⁷⁷ National Energy Board, "Canada's Energy Futures," 2011, Apéndice: Tablas 3-31, 3-32, 3-33, 3-34, 3-35, se asume un 14% de pérdidas en volumen para convertir el bitumen a crudo de petróleo sintético, <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/mrgynfmrtn/nrgyrprt/nrgyfr/2011/nrgsppldmndprjctn2035ppndc-eng.zip>; el pronóstico de la CAPP procedente de <http://www.capp.ca/getdoc.aspx?Docid=209350&DT=NTV>.

Parece que esas proyecciones de crecimiento futuro son insostenibles a la luz de los cuellos de botella logísticos en la construcción de infraestructuras observados en la última década (y a un ritmo mucho más lento de crecimiento que el que se proyecta). De hecho, el alto coste de la construcción de nuevas infraestructuras de producción está provocando que las empresas detengan sus planes de expansión. La compañía Total, que recibió la aprobación del Gobierno Federal para la mina Joslyn a finales de 2011, aún tiene que dar su aprobación corporativa para proceder a su desarrollo completo.¹⁷⁸ Otros operadores como Suncor y Canadian Natural Resources Limited también están recortando sus proyectos.¹⁷⁹

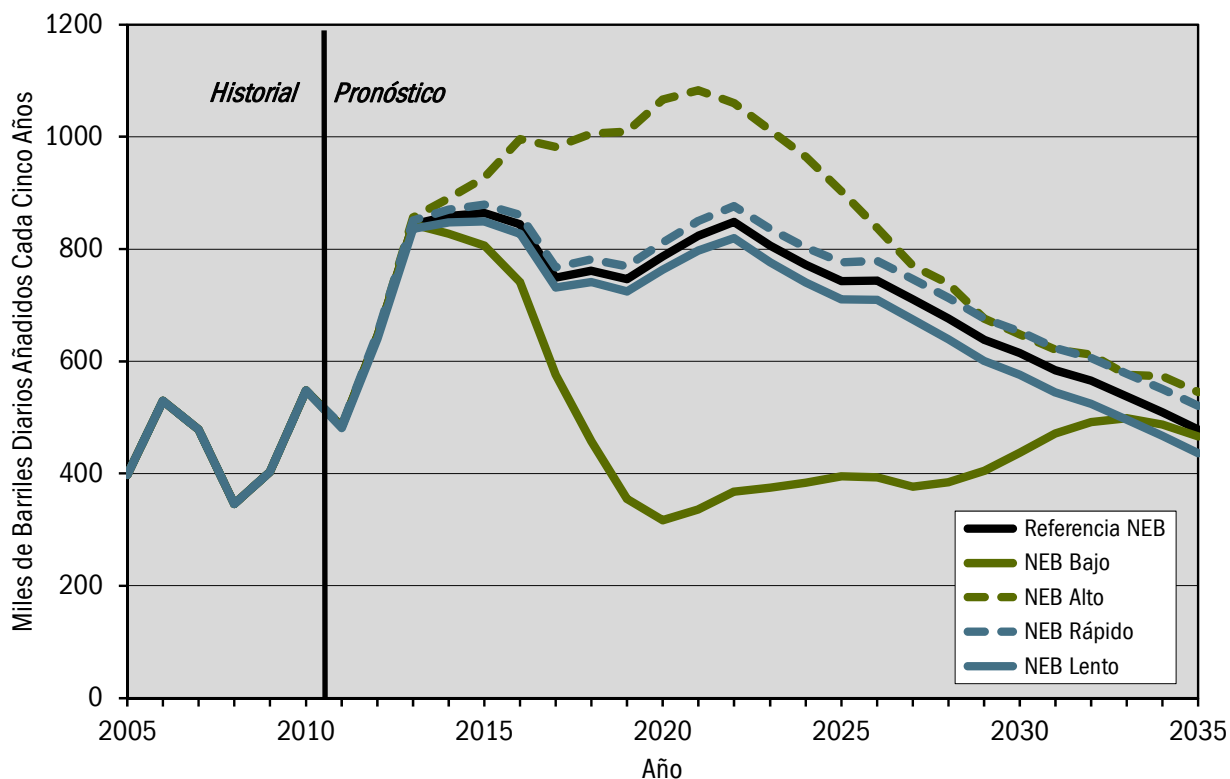


Figura 86. Tasas de adición durante cinco años en la producción de bitumen que implican los pronósticos de la NEB hasta 2035.

Los incrementos en producción del caso de referencia, que proyectan un crecimiento del 90% en 2015 con respecto a los niveles 2000-2011, parecen insostenibles dada la experiencia del cuello de botella logístico de la construcción de infraestructuras durante la última década.¹⁸⁰

¹⁷⁸ Nathan Vanderklippe, "A reality check for the promise of the oil sands", *Globe y Mail*, septiembre 22, 2012, <http://www.theglobeandmail.com/globe-investor/a-reality-check-for-the-promise-of-the-oil-sands/article4560688>.

¹⁷⁹ Chip Cummins, "Mining Canada's Oil Sands: Suddenly not a sure thing", *Wall Street Journal*, noviembre 1, 2012, <http://online.wsj.com/article/SB10001424052970204005004578080733669452700.html>.

¹⁸⁰ National Energy Board, "Canada's Energy Futures," 2011, Appendix, Tablas 3-31, 3-32, 3-33, 3-34, 3-35, se asume un 14% de pérdidas en volumen para convertir el bitumen a crudo de petróleo sintético, <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/mrgynfmrn/nrgyprtr/nrgyfr/2011/nrgsppldmndprjctn2035ppndc-eng.zip>.

Las previsiones gubernamentales para la producción de arenas asfálticas siempre han sido demasiado optimistas. La Figura 87 muestra ocho años de previsiones del Gobierno de Alberta y las últimas previsiones NEB comparadas con la expansión a ritmo frenético de la última década. Esto tiene implicaciones importantes sobre la necesidad (o la falta de ella) de los nuevos oleoductos para la exportación que están siendo promovidos por la industria y los gobiernos federal y provinciales canadienses. La previsión de crecimiento del CAPP, por ejemplo, requeriría 27 nuevos proyectos de 100.000 barriles al día, o muchos proyectos más pequeños, que deberían ser financiados y construidos de aquí a 2030, para lo que sólo faltan 17 años. Dado que los proyectos más favorables desde el punto de vista geológico y económico se están implementando ahora, es de esperar que los proyectos más retrasados en la lista sean cada vez más marginales y más difíciles de justificar económicamente. Además, otro factor que podría limitar el crecimiento futuro es la imposición de impedimentos regulatorios relativos a las emisiones de carbono y a otros impactos ambientales.

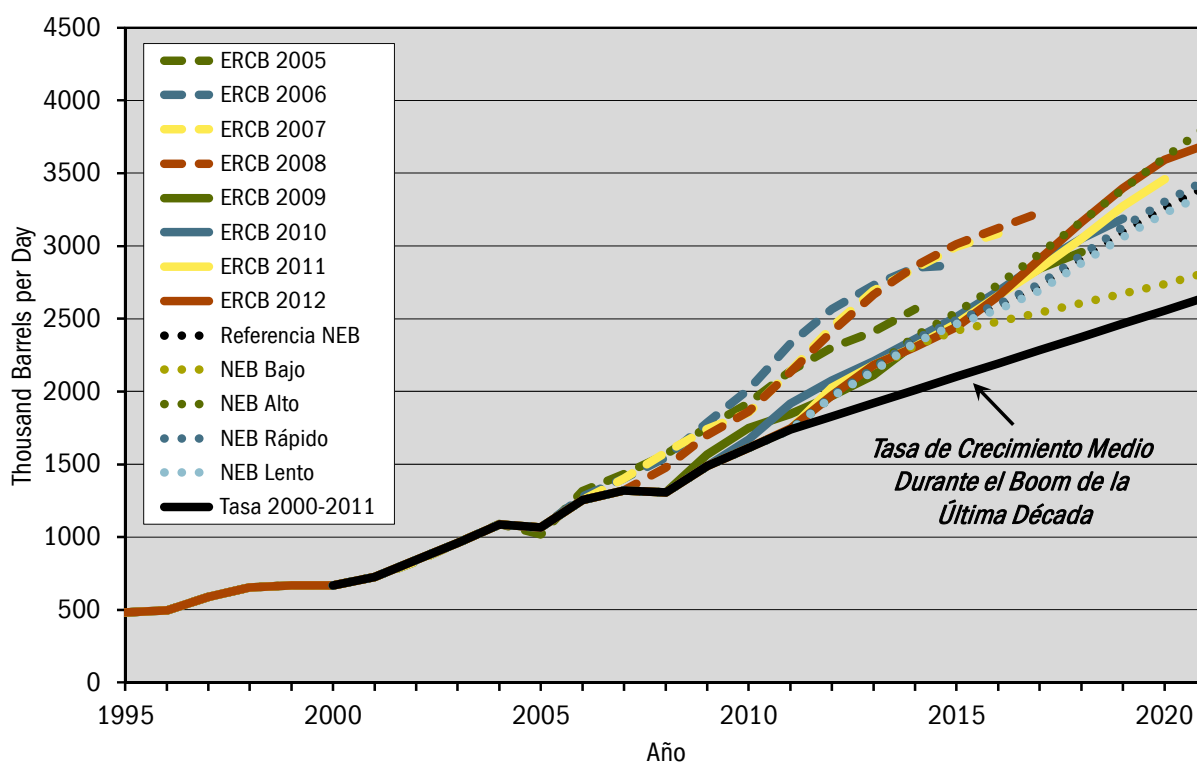


Figura 87. Pronósticos hasta 2021 de la producción de bitumen en Alberta según ERCB (2005-2012) y NEB (2011) comparados con la proyección a las tasas actuales del período 2000-2011.¹⁸¹

¹⁸¹ National Energy Board, "Canada's Energy Futures," 2011, Apéndice, Tablas 3-31, 3-32, 3-33, 3-34, 3-35, <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/mrgynfmrtn/nrgyrprt/nrgyfr/2011/nrgsppldmndprjctn2035ppndc-eng.zip>; las previsiones de la Alberta Energy Resources Conservation Board proceden de los informes ST-98 fechados entre 2005 y 2012: <http://www.ercb.ca/data-y-publications/statistical-reports/st98>.

Costes y TRE

La producción de bitumen a partir de las arenas asfálticas es altamente costosa, superior a la mayoría de las estimaciones superando al petróleo de lutitas cuando se pasan a petróleo sintético. Los costes de rentabilidad mínima para la minería con transformación a crudo sintético son de más de 100 dólares por barril. La producción de bitumen es también muy costosa en consumos energéticos y requieren grandes cantidades de gas natural en el proceso de extracción y de hidrógeno para la transformación.

La Tabla 10 muestra las TRE estimadas para el bitumen obtenido in situ y mediante minería, junto con los costes de capital para construir la infraestructura necesaria para producirlo, los costes estimados de suministro y la cantidad de energía en forma de gas comprado para producirlo. Aunque la TRE media del bitumen de minería es relativamente alta, del orden de 12,4:1, el bitumen necesita ser transformado antes de que pueda ser usado y, por tanto, una TRE de 5,0:1 sería una medida más adecuada para el producto final. El bitumen recuperable por métodos in situ, que supone un 80% del recurso, empieza en una TRE media de 5,0:1 y muy inferior, 2,9:1 cuando se tiene que tratar.

	CBPC (\$Can/bi)			Coste estimado de suministro (\$US WTI/bi)			Gas Natural comprado (Kpc/barril)			Tasa de Retorno Energético (TRE) solo para el gas comprado		
	Min	Max	Media	Min	Max	Med	Min	Max	Med	Max	Min	Med
Sólo Extracción	55.000	75.000	65.000	70	91	80,5	0,4	0,6	0,5	15,5:1	10,3:1	12,4:1
Extracción y tratamiento	85.000	105.000	95.000	96,5	110,5	103,5	0,9	1,1	1	5,6:1	4,6:1	5,0:1
SAGD	25.000	50.000	37.500	50	78	64	1	1,5	1,25	6,2:1	4,1:1	5,0:1
SAGD con tratamiento	-	-	-	-	-	-	1,5	2	1,75	3,3:1	2,5:1	2,9:1

Tabla 10. Costes de capital de las infraestructuras para la producción de bitumen y la producción de petróleo sintético, costes de suministro, compras de gas natural requeridas y Tasa de Retorno Energético (TRE).¹⁸²

El drenaje gravitacional impulsado con vapor (SAGD) es el método predominante de extracción in situ.

Téngase en cuenta que estas estimaciones de la TRE son en el *mejor* de los casos. No se incluyen los costes de la energía incorporada a la infraestructura, tales como las plantas de tratamiento del bitumen, los oleoductos, los camiones y las excavadoras, así como de combustible diésel y otros insumos de energía en el proceso de recuperación. Asimismo, no incluyen el coste energético de importar diluyentes para mover el bitumen a través de tuberías, o el costo de la energía de mover el *dilbit* a los mercados. Aunque es difícil de calcular con precisión, estas entradas adicionales probablemente reduzcan la TRE de transformar el bitumen in situ a un 2,4:1 y a 4,5:1 o menos para el bitumen extraído por minería. Por otra parte, teniendo

¹⁸² Cálculos de la TRE del autor. Los datos sobre producción, costes de suministro y compras del gas requerido proceden de Alberta Energy Resources Conservation Report ST-98-2012, Tabla 3-10, <http://www.ercb.ca/data-y-publications/statistical-reports/st98>; los costes de minería y mejora de la producción proceden de National Energy Board, 2011, "Canada's Energy Futures"; <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/mrgynfmrtn/nrgvrprt/nrgyfr/2011/nrgsppldmndprjctn2035-eng.pdf>; las estimaciones de los costes de suministros de la minería con transformación se obtuvieron desde el informe ST-98-2011 de la Alberta Energy Resources Conservation Board añadiendo 8,50 dólares por barril que es el promedio de incremento usado en el informe ST98-2012 solo para la minería, sin la transformación; los requerimientos de gas comprado para mejorar el bitumen son del Alberta Chamber of Resources, 2004, Oil Sands Technology Roadmap: Unlocking the Potential", página 14, "los transformadores necesitan unos 500 pies cúbicos por barril de crudo sintético y esto crecerá a medida que se incrementa la demanda de crudo sintético de calidad", <http://www.acr-alberta.com/LinkClick.aspx?fileticket=48xNO8LRbKk%3d&tabid=205>; los cálculos de las TRE tienen en cuenta el 14% de reducción en volumen resultante de la conversión de bitumen en crudo de petróleo sintético (SCO) y también el menor contenido energético del SCO; los costes de la producción SAGD y los costes de los suministros con tratamiento no se estimaron debido a que la mayor parte de la producción SAGD se vende como bitumen sin mejora; sin embargo, este coste energético debe producirse en algún momento y de ahí que se estime su TRE.

en cuenta que los recursos de calidad más altos se recuperan primero, se puede esperar que la TRE disminuya con el tiempo conforme los recursos explotables en superficie se agoten y las operaciones in situ se muevan hacia las zonas más marginales.

Consideraciones medioambientales

Los asuntos medioambientales relacionados con las arenas asfálticas son legión. Incluyen:

- **El uso del agua y su eliminación como residuo.** Se estiman entre dos a cuatro barriles de agua los que se necesitan para producir cada barril de petróleo. Las fugas de agua residual de los depósitos de deposición contribuyen a la contaminación de las aguas superficiales y subterráneas.^{183,184}
- **Emisiones aéreas.** En base a su ciclo completo, las emisiones de gases de efecto invernadero producidas en la extracción de las arenas asfálticas son tres o cuatro veces superiores a las que se producen en la extracción del petróleo convencional.¹⁸⁵ En base al ciclo desde el pozo a las ruedas, las arenas asfálticas emiten del orden del 23% más gases de efecto invernadero, dado que el grueso de las emisiones de gases invernadero se producen en la parte del ciclo correspondiente al paso depósito-ruedas.¹⁸⁶
- **Huella superficial sobre el paisaje.** Aunque por ley todas las operaciones de extracción de arenas asfálticas deben ser restauradas, la proporción de las restauradas después de más de cuarenta años de operaciones es minúscula.

Una idea del grado de alteración sobre las superficies que subyace en el incremento de la producción de arenas asfálticas desde 0,17 Mbd en 1984 hasta 1,6 Mbd en 2011, se muestra en la Figura 88. Esta huella superficial crecería inmensamente con el pronóstico de crecimiento hecho por la CAPP que proyecta una producción para 2030 que triplica la de 2011.

¹⁸³ Canadian Association of Petroleum Producers, "Water Use in Canada's Oil Sands", 2011, <http://www.capp.ca/getdoc.aspx?DocId=193756&DT=NTV>.

¹⁸⁴ Pembina Institute, "Water Impacts", 2010, <http://www.pembina.org/oil-sands/os101/water>.

¹⁸⁵ Pembina Institute, "Climate Impacts", 2010, <http://www.pembina.org/oil-sands/os101/climate>.

¹⁸⁶ Natural Resources Defense Council, "Report: Fuel from Canadian Tar Sands Significantly Dirtier Than Average", febrero 9, 2011, http://switchboard.nrdc.org/blogs/smui/european_commission_report_fin.html.

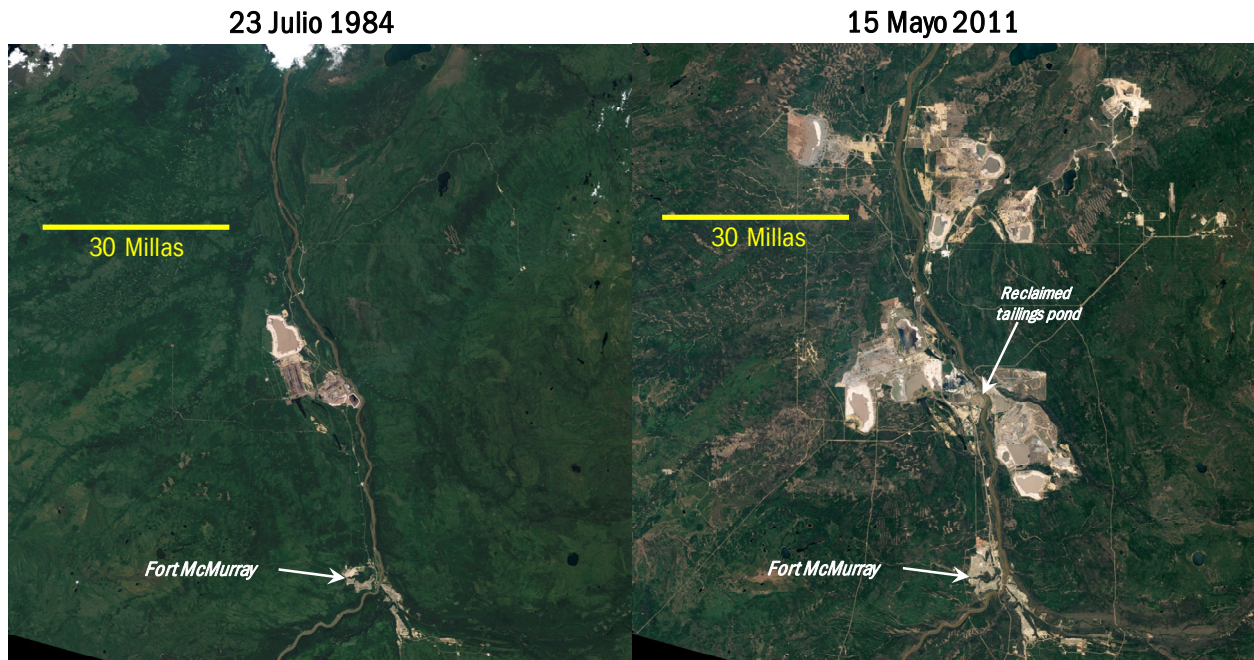


Figura 88. Incremento de la huella superficial provocada por el desarrollo de las arenas asfálticas entre 1984 (0,17 Mbd) a 2011 (1,6 Mbd).

El pronóstico de la CAPP anuncia una producción de más del triple de la de 2011 para 2030, sólo en 18 años.

Las arenas asfálticas no son una panacea para la "independencia energética". A lo sumo, pueden añadir un incremento neto de dos a tres Mbd por encima de la disminución de la producción de petróleo convencional de Canadá en los próximos dos decenios. Por otra parte, dadas las propias necesidades domésticas de Canadá y la disminución de su producción de petróleo convencional, el superávit para la exportación crecerá sólo moderadamente y se reducirá a largo plazo si Canadá elige atender a sus propias necesidades en primer lugar mediante el incremento de la capacidad de los oleoductos en la zona oriental del país que ahora depende de las importaciones extranjeras.

Una pequeña operación de arenas asfálticas está también en fase de desarrollo en Utah operada por intereses canadienses. Este proyecto es una mina a cielo abierto en la cima de una montaña con una producción inicial de 2.000 barriles diarios, con el objetivo de aumentar la producción a 50.000 barriles diarios dentro de una década,¹⁸⁷ lo que resulta insignificante con respecto a los consumos de Estados Unidos, pero que puede ser una posible fuente de petróleo. Una puesta al día realizada por el Departamento de Energía de EEUU sugiere que Utah puede albergar 11.000 Mbl recuperables a partir de las arenas asfálticas, aunque ninguno de estos recursos se ha recuperado hasta la fecha.¹⁸⁸

¹⁸⁷ Yadullah Hussain, "Calgary-based company plans first U.S. oil sands project", *National Post*, noviembre 8, 2012, <http://business.financialpost.com/2012/11/08/calgary-based-company-plans-first-u-s-oil-sands-project/>.

¹⁸⁸ U.S. Department of Energy, "Fact Sheet: U.S. Tar Sands Potential", sin fecha (visitado en febrero de 2013), http://www.fossil.energy.gov/programs/reserves/npr/Tar_Sands_Fact_Sheet.pdf.

Pizarras Bituminosas

Hay enormes recursos in situ de pizarras bituminosas (el término para designar en inglés americano al petróleo de bituminosas es “oil shale”, que no debe confundirse con “shale oil”, a su vez sinónimo de “tight oil”, que debería emplearse para el petróleo de lutitas) ampliamente distribuidos por todo el mundo, aunque nunca se han producido a tasas significativas. Se piensa que Estados Unidos posee al menos la mitad de los recursos del mundo en la Formación Green River de Utah, Colorado y Wyoming,¹⁸⁹ idea que se ha convertido en un lugar común de la retórica de la “independencia energética”. En sentido estricto, el término *oil shale* (petróleo de bituminosas) es inapropiado ya que no se trata de petróleo, sino más bien de querógeno, que es materia orgánica que no ha sido expuesta a las temperaturas y presiones suficientes para transformarse en petróleo.¹⁹⁰ Como resultado, la conversión de las pizarras bituminosas en líquidos derivados del petróleo exige aplicar grandes cantidades de calor durante períodos de tiempo prolongados. Las pizarras bituminosas también se pueden quemar directamente como una fuente de calor para la generación de energía como se ha hecho en Europa y Asia durante muchos años a pequeña escala. Si se utilizan de este modo, rinden aproximadamente la mitad del calor del carbón lignito de grado bajo.

La inmensa mayoría de las pizarras bituminosas del mundo se extrae mediante operaciones de minería (principalmente de superficie, pero también con un poco de minería subterránea) y luego se convierte en un líquido derivado del petróleo mediante pirólisis en retorta (*retorting*) o bien se quema directamente para generar energía. La Figura 89 ilustra el uso de las pizarras bituminosas por países durante el último siglo. El consumo máximo se produjo en 1980, unos 18,4 Mbd de equivalente de petróleo, es decir, menos del 0,02% del consumo mundial de líquidos del petróleo. Esto ilustra el dilema fundamental respecto a las pizarras bituminosas: sólo una pequeña fracción de los pretendidos vastos recursos son recuperables con métodos mineros, mientras que hay muchos experimentos piloto con diferentes planes de recuperación in situ que todavía no han producido petróleo a tasas comerciales. Sin embargo, la IEA dice que hay 800 KMbl recuperables a un precio entre 50 y 100 dólares por barril (en dólares de 2008), como se mostró en la Figura 36. Teniendo en cuenta la experiencia pasada, tal cosa es una ilusión en el mejor de los casos.

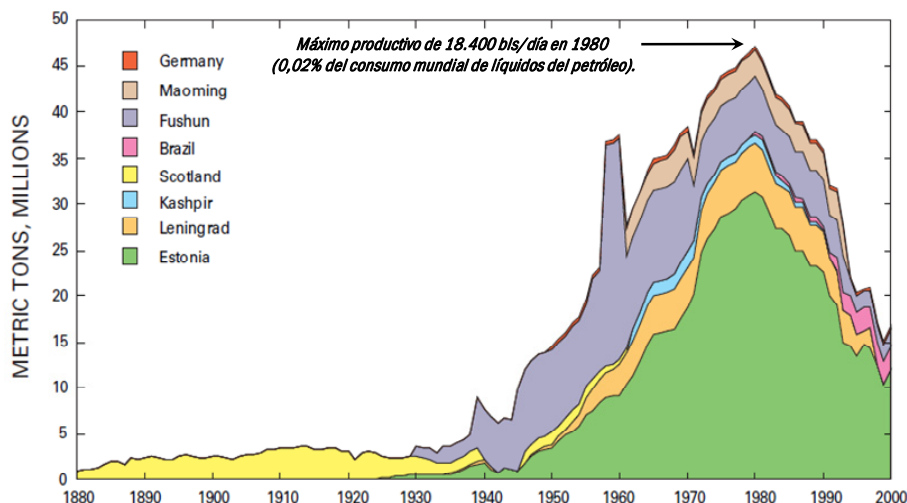


Figura 89. Producción de pizarras bituminosas en Estonia, Rusia (Leningrado y Kashpir), Escocia, Brasil, China (Fushun y Maoming) y Alemania, 1880-2000.¹⁹¹

El máximo de la producción en 1980 es equivalente a 18.400 barriles diarios.

¹⁸⁹ J.R. Dyni, “Geology y Resources of Some World Oil-Shale Deposits.” USGS Scientific Investigations Report 2005-5294, 2005, <http://www.scribd.com/doc/31421740/World-Oil-Shale-Deposits-USGS>.

¹⁹⁰ R.L. Kleinberg, et al., “Topic Paper #27: Oil Shales”, National Petroleum Council, julio 18, 2007, http://downloadcenter.connective.com/events/npc071807/pdf-downloads/Study_Topic_Papers/27-TTG-Oil-Shales.pdf

¹⁹¹ J.R. Dyni, “Geology y Resources of Some World Oil-Shale Deposits.” USGS Scientific Investigations Report 2005-5294, 2005.

Los yacimientos de mayor interés en Estados Unidos están localizados en Wyoming, Colorado y Utah dentro de las cuencas Piceance, Uinta y Greater Green River (Figura 90). Recientemente el USGS ha llevado a cabo una puesta al día de las estimaciones de los recursos in situ en las tres cuencas, cuyo total acumulado asciende a más de 4 billones de barriles.

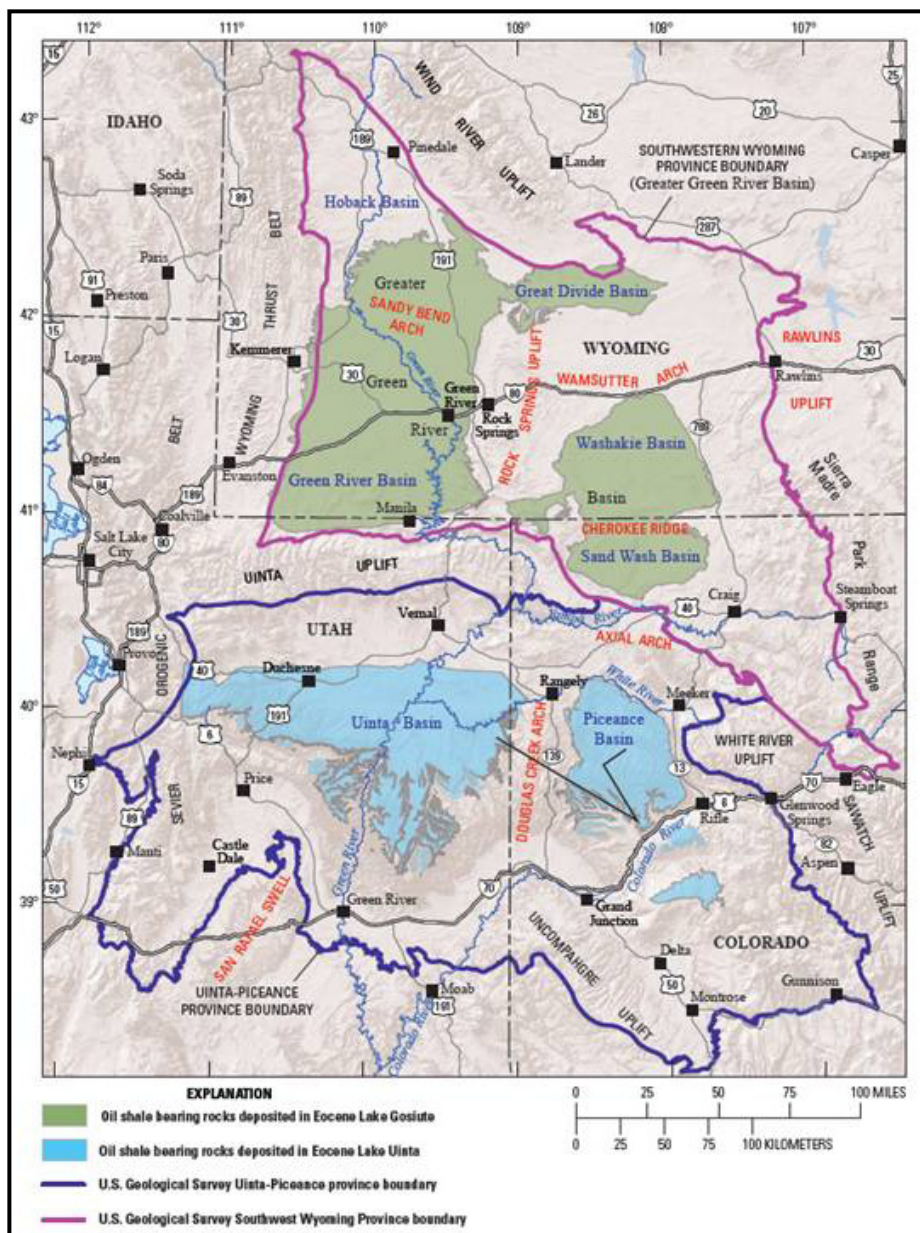


Figura 90. Localización de los depósitos de pizarras bituminosas en las cuencas Uinta, Piceance y Greater Green River de Wyoming, Utah, y Colorado.¹⁹²

¹⁹² T.J. Mercier, y R.C. Johnson, "Isopach and isoresource maps for oil shale deposits in the Eocene Green River Formation for the combined Uinta y Piceance Basins, Utah y Colorado", U.S. Geological Survey Scientific Investigations Report 2012-5076, 2012, <http://pubs.usgs.gov/sir/2012/5076/>.

La Tabla 11 muestra la gran diferencia en la concentración de petróleo de las cuencas; la de Piceance casi cuadruplica en promedio la concentración de las otras cuencas. Por ejemplo, los mejores asentamientos de la cuenca del Green River (que representan menos del 4% del área evaluada) tienen sólo la mitad de la concentración media de la cuenca Piceance.¹⁹³ Dentro de Piceance (Tabla 12) también hay una amplia variación en la calidad; la calidad más alta (más de 25 galones de petróleo por tonelada de pizarra) representa menos de una cuarta parte del total de recursos. Una estimación comparable para la cuenca del Green River indicó que menos del diez por ciento del recurso contenía más de 15 galones de petróleo por tonelada de pizarra bituminosa.¹⁹⁴

Cuenca	Área (milla ²)	Recursos In Situ (KMbl)	Concentración Media (KMbl/milla ²)
Greater Green River	5500	1440	0,262
Uinta	3834	1320	0,344
Piceance	1335	1522	1,146
Total	10669	4282	0,402

Tabla 11. Estimaciones del USGS de los recursos in situ de pizarras bituminosas y concentración media de petróleo en las cuencas Uinta, Piceance y Greater Green River.¹⁹⁵

Concentración de petróleo	Recursos In Situ (KMbl)	(%)Total
Menos de quince galones/tonelada	602	39,6
15 a 25 galones/tonelada	568	37,3
Más de 25 galones/tonelada	352	23,1
Total	1522	100,0

Tabla 12. Concentración de petróleo en galones por tonelada de las pizarras bituminosas en la cuenca Piceance.¹⁹⁶

Por lo tanto, puede verse que con las pizarras bituminosas, como con todas las acumulaciones de hidrocarburos, hay variaciones de calidad entre las cuencas y hay “manchas “dulces” dentro de ellas. Por esta razón, los recursos de pizarras bituminosas de calidad relativamente alta dentro de la cuenca del Piceance han recibido la mayor atención en los últimos años con proyectos piloto llevados a cabo por los gigantes del petróleo Shell, Chevron y ExxonMobil, y por una serie de empresas más pequeñas.¹⁹⁷ Ninguno de estos proyectos piloto ha dado lugar a producción a escala comercial y Chevron ha abandonado

¹⁹³ R. C. Johnson, T.J. Mercier, R.T. Ryder, M.E. Brownfield, y J.G. Self, “Assessment of In-Place Oil Shale Resources of the Green River Formation, Greater Green River Basin in Wyoming, Colorado and Utah,” U.S. Geological Survey Fact Sheet FS-2011-3063, 2011, <http://pubs.usgs.gov/fs/2011/3063/>.

¹⁹⁴ T.J. Mercier, R.C. Johnson, y M.E. Brownfield, “In-Place Oil Shale Resources Underlying Federal Lands in the Green River y Washakie Basins, Southwestern Wyoming,” U.S. Geological Survey Fact Sheet FS-2011-3113, 2011, <http://pubs.usgs.gov/fs/2011/3113/>.

¹⁹⁵ Ibid.

¹⁹⁶ Ibid.

¹⁹⁷ National Oil Shale Association, “Oil Shale Update,” 2012, <http://www.oilshaleassoc.org/documents/OSU-junio-2012-3.pdf>.

recientemente sus operaciones.¹⁹⁸ También hay un proyecto piloto de minería con *retorting* superficial en la cuenca Uinta de Utah oriental operado por Enefit American Oil.¹⁹⁹ Una buena revisión de las empresas que están o han invertido en pizarras de bituminosas ha sido publicado por el Departamento de Energía de los Estados Unidos.²⁰⁰

La mayor parte de la muy limitada utilización de las pizarras bituminosas en Estados Unidos se ha centrado en la minería de superficie y el *retorting*, un proceso complicado que deja grandes cantidades de restos de las rocas utilizadas y otros problemas ambientales. Los procesos de conversión in situ (en profundidad) probablemente supongan la promesa a más largo plazo para la extracción de volúmenes importantes, pero están a años o décadas de poder utilizarse o quizás no se consiga nunca. Dos de ellos, el proceso de conversión in situ (ICP) por congelación de muro de la Shell, y el proceso de ExxonMobil "Electrofrac" son representativos de los desafíos y las entradas masivas de energía que se requieren:

- En el proceso de congelación de muro de la Shell:

*Se construye un muro congelado para aislar el área de procesado de las aguas subterráneas circundantes. Se perforan pozos de dos mil pies (610 metros) de profundidad, a unos ocho pies (2,4 metros) de distancia, y se rellenan con un circulante formado por un líquido super-refrigerado para enfriar el suelo hasta -60 °F (-51 °C). A continuación se extrae el agua de la zona de trabajo. Se perforan pozos de calefacción y recuperación a intervalos de 40 pies (12 metros) dentro de la zona de trabajo. Se bajan calefactores eléctricos por los pozos de calefacción que se utilizan para calentar la pizarra bituminosa entre 650 y 700 °F (340 y 370 °C) durante aproximadamente cuatro años. El querógeno de la pizarra bituminosa se transforma lentamente en petróleo confinado y en gases, que a continuación fluyen a la superficie a través de los pozos de recuperación.*²⁰¹

- En el proceso de ExxonMobil:

*El proceso de Electrofrac está diseñado para calentar la pizarra bituminosa in-situ mediante la conducción de electricidad a través de fracturas inducidas en la pizarra, que se llenan con material conductor para formar calefactores de resistencia. El calor fluye desde la fractura hacia la formación de pizarra bituminosa y va convirtiendo gradualmente la materia orgánica sólida bituminosa en petróleo móvil y en gas, que pueden ser extraídos por métodos convencionales.*²⁰²

Shell ha cerrado recientemente su proyecto piloto de congelación de muro después de haber declarado que era un "éxito", mientras que Intek señala que "serán necesarios muchos años de investigación y desarrollo para demostrar la viabilidad técnica, ambiental y económica" del proceso de ExxonMobil. Como se señaló anteriormente, Chevron ha cerrado su proyecto piloto que utilizaba su patentada tecnología in situ "CRUSH". Así que a pesar de décadas de investigación y de experimentación, y de cientos de millones de dólares gastados, todavía no hay producción significativa a partir de las pizarras bituminosas.

Se han hecho muchas estimaciones sobre la energía neta (TRE) de las pizarras bituminosas. La mayoría son muy bajas debido a la cantidad de energía necesaria para su producción. Una revisión de las estimaciones más recientes y una descripción de las cuestiones relacionadas con el cálculo de la TRE de las pizarras

¹⁹⁸ Troy Hooper, "Chevron giving up oil shale research in western Colorado to pursue other projects", *The Colorado Independent*, February 29, 2012, <http://coloradoindependent.com/114365/chevron-giving-up-oil-shale-research-in-western-colorado-to-pursue-other-projects>.

¹⁹⁹ National Oil Shale Association, "Oil Shale Update," 2012, <http://www.oilshaleassoc.org/documents/OSU-June-2012-3.pdf>.

²⁰⁰ U.S. Department of Energy, "Secure Fuels from Domestic Resources", Intek, 2011, <http://www.unconventionalfuels.org/publications/reports/SecureFuelsReport2011.pdf>.

²⁰¹ See citations in "Shell in situ conversion process: Process", Wikipedia, visitada en enero de 2013, http://en.wikipedia.org/wiki/Shell_in_situ_conversion_process.

²⁰² U.S. Department of Energy, "Secure Fuels from Domestic Resources".

bituminosas aparece en Cleveland et al.²⁰³ Cleveland subraya que “la TRE para las pizarras bituminosas debería considerarse como preliminar o especulativa debido al pequeño número de instalaciones operativas que pueden ser evaluadas”. Sugiere que la TRE es de 1,5:1 si se considera la energía interna usada en el proceso y entre 2,6:1 y 6,9:1 si se considera solo la energía externa “comprada”, lo cual la sitúa al nivel de las arenas asfálticas. Además, considerando la alta variabilidad de la calidad de las pizarras bituminosas, la TRE será mucho más baja o negativa para el grueso de este recurso dado que las operaciones existentes se han centrado en los recursos de calidad más alta.

Los impactos medioambientales colaterales del desarrollo de las pizarras bituminosas son el alto consumo de agua (los yacimientos de pizarras bituminosas están localizadas en territorios muy áridos), la huella superficial que dejan las infraestructuras y las emisiones de gases de efecto invernadero que son significativamente más altas que las producidas con el petróleo convencional.²⁰⁴ Los asuntos relacionados con el agua han sido estudiados por la Oficina de Contabilidad del Gobierno estadounidense, que estima que el uso de agua puede llegar a ser tan alto como utilizar 12 barriles de agua por barril de petróleo en las operaciones in situ, y cinco barriles de agua por barril de petróleo en las extracciones en superficie.²⁰⁵

La producción de pizarras bituminosas no sólo está limitada energéticamente, sino que es un ejemplo extremo de un recurso de tasa limitada del que hasta el momento no hay producción significativa ni parece que pueda haberla en el futuro previsible. A pesar de esas limitaciones, en su último *World Energy Outlook* la IEA ha censado billones de barriles como “técnicamente recuperables” en las Americas (no dicen en qué plazo temporal esperan que se produzca).²⁰⁶

²⁰³ C.J. Cleveland y P.A. O’Conner, “Energy Return on Investment (EROI) of Oil Shale”, *Sustainability* 2011, 3, 2307-2322; doi:10.3390/su3112307.

²⁰⁴ Ibid.

²⁰⁵ Government Accountability Office, “ENERGY-WATER NEXUS A Better y Coordinated Understanding of Water Resources Could Help Mitigate the Impacts of Potential Oil Shale Development,” 2010, <http://www.gao.gov/assets/320/311896.pdf>.

²⁰⁶ *World Energy Outlook* 2012, IEA, página 101, <http://www.worldenergyoutlook.org/>.

Petróleo del Ártico y de Aguas Profundas

Aunque técnicamente no se trate de petróleo no convencional (en las estimaciones de la IEA aparece como petróleo convencional), el que se extrae en aguas profundas y en el Ártico requiere el empleo de las últimas tecnologías en perforación y producción. La Oficina para la Gestión Energética Oceánica de Estados Unidos (BOEM) llevado a cabo una nueva valoración de los recursos técnicamente recuperables no descubiertos de petróleo y gas en los las zonas de la plataforma continental que aparecen en la Figura 91.



Figura 91. Localización de las áreas con petróleo y gas evaluadas existentes en las plataformas exteriores continentales estadounidenses.²⁰⁷

²⁰⁷ U.S. Bureau of Ocean Energy Management, "Assessment of Undiscovered Technically Recoverable Oil y Gas Resources of the Nation's Outer Continental Shelf, 2011", <http://www.boem.gov/Oil-y-Gas-Energy-Program/Resource-Evaluation/Resource-Assessment/2011-RA-Assessments.aspx>.

El Golfo de México dispone, con diferencia, del mayor potencial en términos de reservas y recursos técnicamente recuperables no descubiertos, como se pone de manifiesto en la Figura 92. Aunque ha habido moratorias para prevenir la explotación en el Atlántico, la mayor parte del Pacífico y en el este del Golfo de México, estas regiones representan sólo el 15% del total estimado de los recursos no descubiertos técnicamente recuperables. Por ejemplo, si pudiera extraerse, el promedio de las estimaciones de los recursos técnicamente recuperables (3.300 Mbl para toda la costa del Atlántico) serviría para suministrar a los Estados Unidos el equivalente a un consumo de menos de seis meses. La costa del Pacífico al norte de California meridional, donde están en vigor las prohibiciones, suministraría 4.900 Mbl, que tardarían en consumirse menos de 10 meses. Del total de los recursos restantes que se muestran en la Figura 92, sólo el diez por ciento son en realidad reservas probadas. El resto son cálculos probabilísticos basados en un conjunto limitado de datos. También hay posibles recursos significativos procedentes de aguas profundas descubiertos en la porción mexicana del Golfo de México, aunque la producción del campo marino Cantarell, como en general la producción de petróleo de México, está en declive desde 2004. Canadá también está produciendo menos de 0,3 Mbd en la costa este de Terranova (aunque desde profundidades relativamente someras).

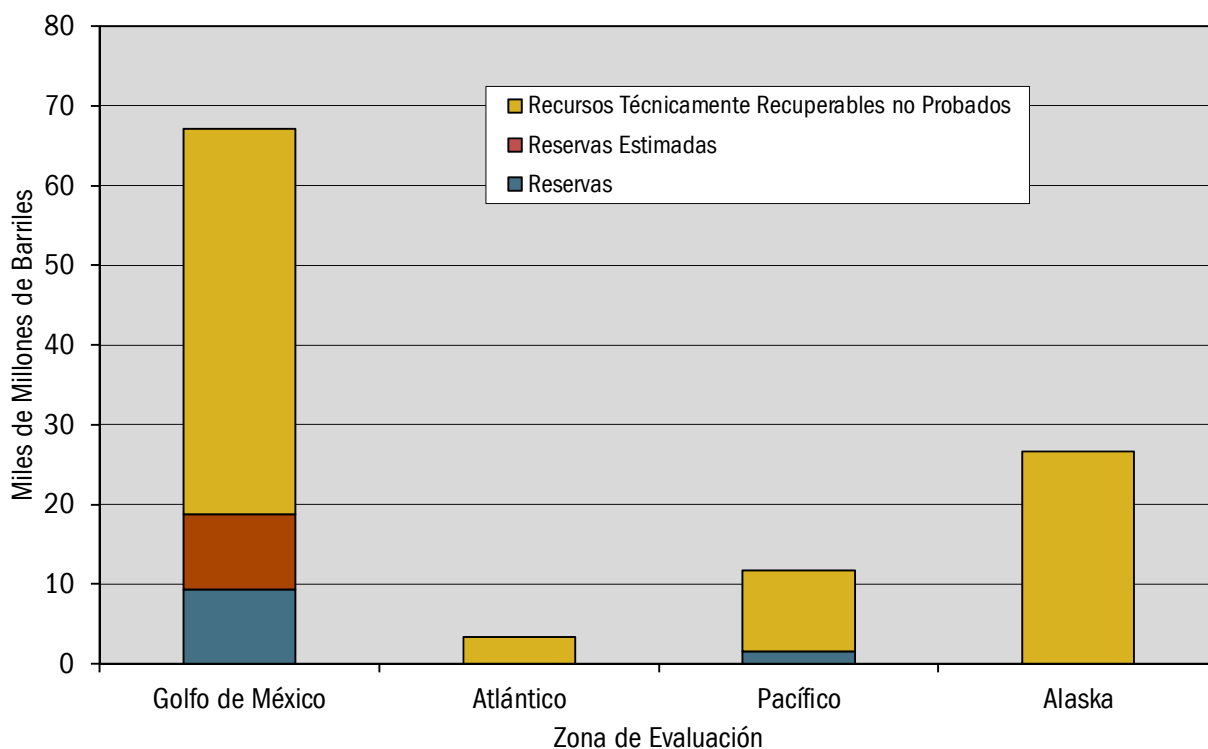


Figura 92. Reservas remanentes y recursos técnicamente recuperables no descubiertos de petróleo en las plataformas continentales externas de los Estados Unidos.²⁰⁸

Nótese que “Reservas Estimadas no quiere decir “ Reservas probadas”.

²⁰⁸ Ibid.

El BOEM ha estimado los costes potenciales necesarios para recuperar los recursos técnicamente recuperables no descubiertos de Estados Unidos (Figura 93). Su resultado indica que el 79% del total, o sea 70.000 Mbl, podrían extraerse a un coste de 90 dólares o menos por barril. Esto requeriría levantar las moratorias de todas las costas, desarrollar todas las plataformas continentales externas y la aceptación de los riesgos ambientales (que fueron precisamente la razón principal que justificó la implantación de las moratorias). También requeriría desarrollar la explotación de los mares Chukchi y Beaufort en el Ártico, que suponen el 90% de la producción potencial de Alaska.

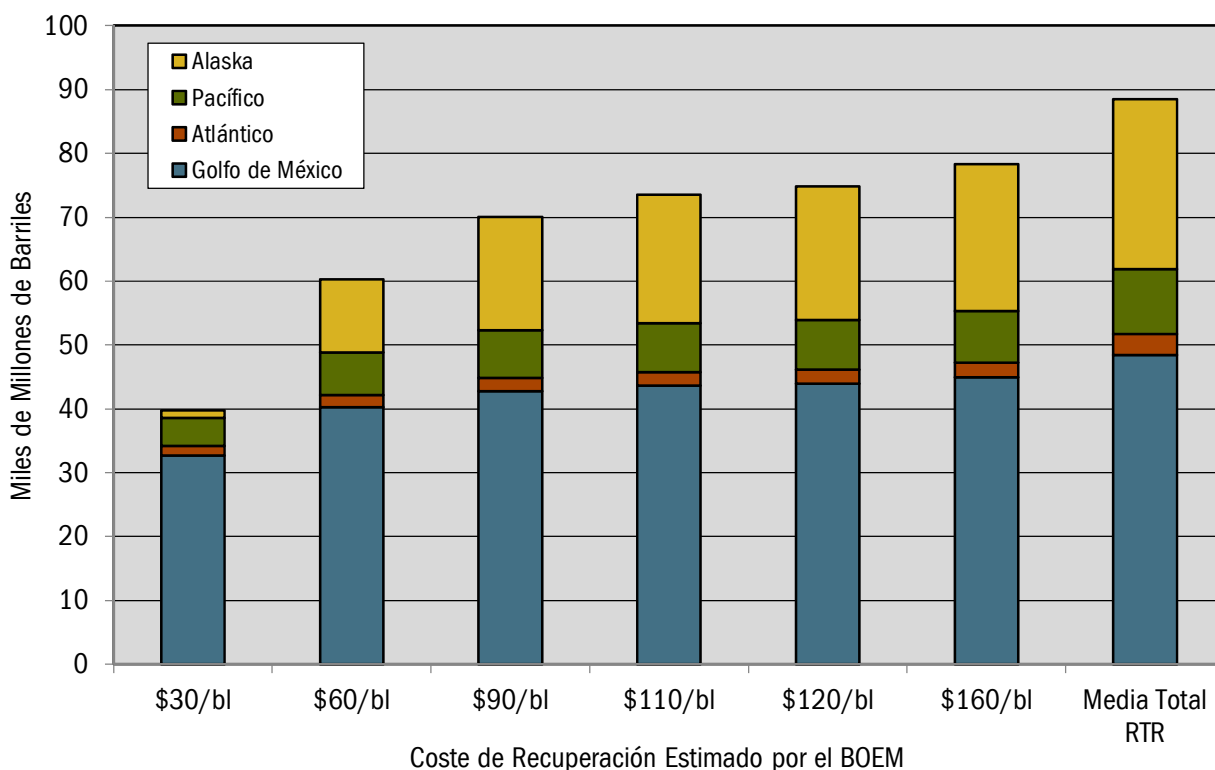


Figura 93. Costes estimados para recuperar los recursos técnicamente recuperables no descubiertos de petróleo en las plataformas continentales externas de Estados Unidos (BOEM, 2012).²⁰⁹

²⁰⁹ Ibid.

La exploración de las aguas profundas es la última frontera. Los pozos salen muy caros, a un coste de 100 millones de dólares o más cada uno. Alquilar los equipos para perforar en aguas ultra profundas cuesta de 600.000 a 700.000 dólares diarios y la demanda está en auge.²¹⁰ Los pozos pueden ser muy productivos, con tasas de 50.000 barriles diarios o más, pero su declive puede ser también alto (aunque no tanto como los declives acelerados que presentan los petróleos de lutitas que comentamos previamente).²¹¹ El analista energético Jean Laherrère indica que la producción global procedente de aguas profundas continuará creciendo desde los 6,7 Mbd en 2010 hasta los 11,5 Mbd en 2024, tras lo cual la producción se desplomará.²¹² Se prevé que la producción estadounidense de aguas profundas permanezca en los 1,7 Mbd o menos hasta 2035, es decir, alrededor de un cuarto de la producción total de crudo de petróleo (véase la Figura 29).

Los riesgos medioambientales de la producción petrolífera en aguas profundas salieron a la luz espectacularmente con el vertido de BP Macondo en el Golfo de México en 2010, que tuvo como consecuencia decenas de miles de millones en daños y 4.500 millones en sanciones penales para BP.²¹³ Tales riesgos son imposibles de reducir a cero dada la dureza y la imprevisibilidad de los medios que hay que explorar.

La explotación marina del Ártico añade un riesgo más porque ha de llevarse a cabo en aguas frías y con hielos flotantes. Al contrario que el caso del Golfo de México, en donde las altas temperaturas del agua sirvieron para dispersar y degradar el derrame de Macondo con relativa rapidez, los restos del derrame de Exxon Valdez en Alaska, que tuvo lugar hace casi 25 años, son todavía visibles. Los movimientos impredecibles de los bloques de hielo y los icebergs suponen una amenaza para las plataformas muy diferente a la que experimentan más al sur. Shell experimentó algunos de esos desafíos cuando intentó comenzar a perforar el mar Chukchi en septiembre de 2012.^{214,215}

Se prevé que el petróleo de origen costero sea una fuente de suministro estable para Estados Unidos, aunque suponga menos del 10% del consumo para las próximas dos décadas o más. Abrir a la explotación áreas costeras que actualmente están sometidas a moratorias daría acceso a recursos adicionales relativamente pequeños comparados con los del Golfo de México, mientras que los riesgos ambientales afectarían a regiones mucho más extensas. La producción del gas en aguas del Ártico es improbable que sea poco más que un nicho de suministros en el futuro predecible.

²¹⁰ David Welhe, "Transocean Biggest Winner From 28% Jump in Oil Rig Rates: Energy", Bloomberg, marzo 28, 2012, <http://www.bloomberg.com/news/2012-03-27/transocean-biggest-winner-from-28-jump-in-oil-rig-rates-energy.html>

²¹¹ Jean Laherrère, "Deepwater GOM: Reserves versus Production - Part 3: Older Fields y Conclusion", The Oil Drum, noviembre 23, 2011, <http://www.theoil Drum.com/node/8604>.

²¹² Ibid.

²¹³ C. Krauss y J. Schwartz, "BP Will Plead Guilty y Pay Over \$4 Billion", *The New York Times*, noviembre 14, 2012, <http://www.nytimes.com/2012/11/16/business/global/16iht-bp16.html>.

²¹⁴ J.M. Broder, "Shell Halts Arctic Drilling Right After It Began", *The New York Times*, septiembre 10, 2012, <http://green.blogs.nytimes.com/2012/09/10/shell-halts-arctic-drilling-right-after-it-began/>.

²¹⁵ Tracy Watson, "In Kulluk's Wake, Deeper Debate Roils on Arctic Drilling", National Geographic News, enero 14, 2013, <http://news.nationalgeographic.com/news/2013/130112-in-kulluks-wake-deeper-debate-roils-on-arctic-drilling/>

Petróleo Extrapesado

El 90% del petróleo extrapesado del mundo está concentrado en el cinturón venezolano del Orinoco, del cual se dice que es un recurso incluso mayor que las arenas asfálticas canadienses. Aunque está fuera de Norteamérica, se incluye en este informe porque Venezuela ha sido un proveedor histórico de Estados Unidos y muchas de las refinerías de la costa estadounidense del Golfo tienen su capacidad de refinado adaptada para el crudo extrapesado venezolano. El petróleo extrapesado es en promedio poco más ligero (4-16 API) que el bitumen procedente de las arenas asfálticas canadienses y de ahí que sea más fácil moverlo y refinarlo, aunque además requiera mejorarlo para hacerlo comercialmente útil.

La faja petrolífera del Orinoco comprende 55.000 millas cuadradas que se extienden a lo largo de las 1.330 millas del río Orinoco.²¹⁶ La cuenca del Orinoco es una de las más exuberantes de Suramérica y del mundo. La Figura 94 delimita el cinturón del Orinoco, dentro del cual el USGS ha estimado una media de recursos técnicamente recuperables no probados de 513.000 Mbl.²¹⁷



Figura 94. Localización del cinturón de petróleo extrapesado del Orinoco en Venezuela.²¹⁸

²¹⁶ Sarah Wykes, "Venezuela - The Orinoco Belt", Heinrich Boll Stiftung, 2012, <http://www.boell.de/intlpolitics/energy/resource-governance-tar-sands-venezuela-15659.html>.

²¹⁷ C.J. Schenk, et al., "An Estimate of Recoverable Heavy Oil Resources of the Orinoco Oil Belt, Venezuela", USGS, 2010, <http://pubs.usgs.gov/fs/2009/3028/pdf/FS09-3028.pdf>.

²¹⁸ Ibid.

El USGS fue cuidadoso al calificar sus estimaciones de recursos técnicamente recuperables no probados con la siguiente declaración:

No se intentó en este estudio estimar económicamente ni los recursos técnicamente recuperables ni las reservas dentro del Orinoco Oil Belt AU. Más importante todavía, estos resultados no implican nada acerca de las tasas de producción de petróleo pesado o sobre la posibilidad de recuperación de petróleo pesado. Además, no hay ningún marco temporal implícito distinto al uso de una tecnología de recuperación razonablemente previsible.²¹⁹

De hecho, a pesar de esas enormes estimaciones de recursos in situ, la producción de petróleo en Venezuela llegó a su cenit en 1970 como muestra la Figura 95. Aunque el consumo doméstico ha ido incrementándose, la producción total y las exportaciones a Estados Unidos han ido disminuyendo desde 1998.

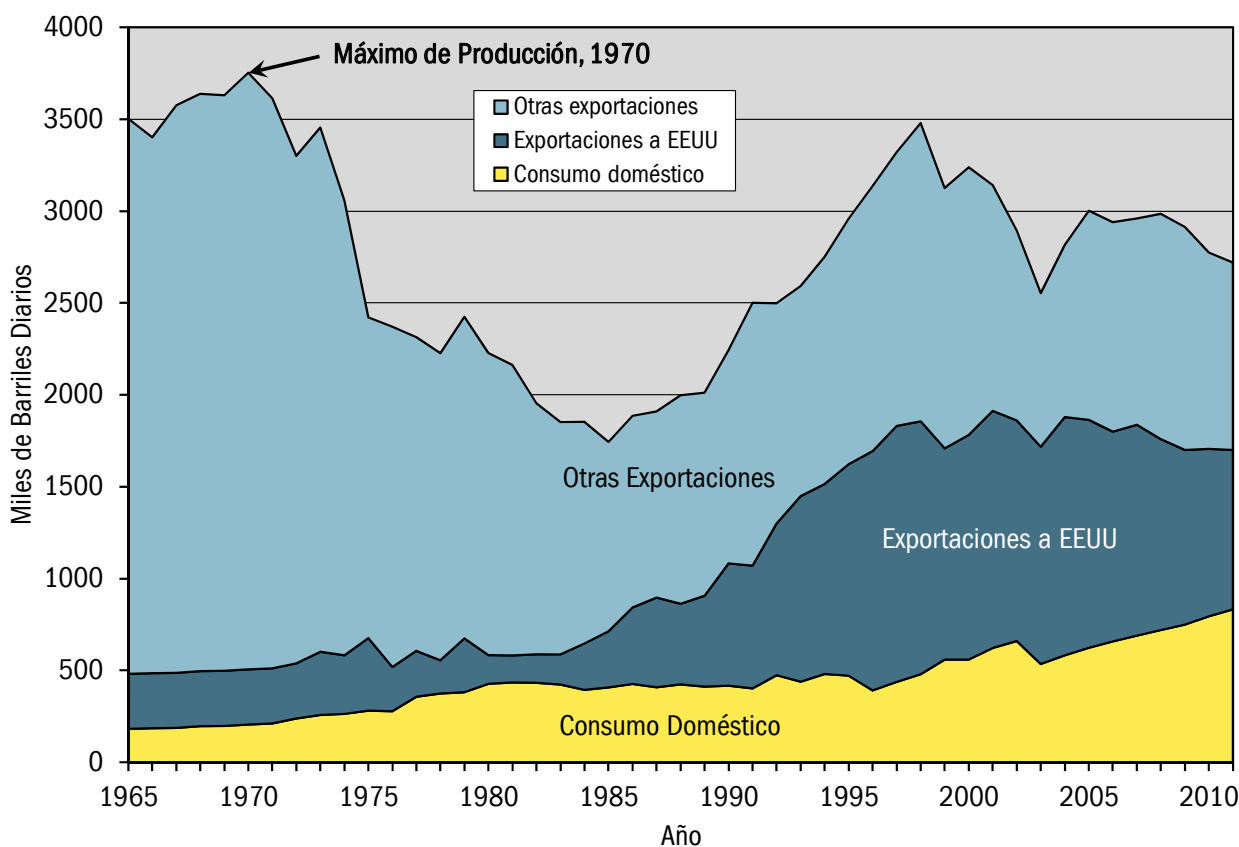


Figura 95. Distribución de la producción petrolífera de Venezuela, 1965-2011.²²⁰

La producción de petróleo venezolano alcanzó su pico máximo en 1970.

²¹⁹ Ibid., página 3.

²²⁰ Las exportaciones a Estados Unidos proceden de EIA, <http://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=MCRIMUSVE2&f=A>; las exportaciones a Estados Unidos en el periodo 1965-1972 son estimaciones; los datos sobre la producción y el consumo de Venezuela proceden de: BP, *Statistical Review of World Energy*, 2012.

En su informe anual de 2010, la compañía estatal venezolana Petróleos de Venezuela (PDVSA) “certificó” que había 215.000 Mbl de “reservas” el cinturón del Orinoco.²²¹ Eso llevaba las “reservas” totales del país hasta los 296.500 Mbl, convirtiéndolo en el mayor poseedor de reservas petrolíferas del mundo. Completaban así un incremento de las reservas venezolanas que cuadruplicaba las declaradas en 2005, mientras que al mismo tiempo la producción continuaba cayendo como se muestra en la Figura 96. El Instituto CATO ha declarado esa subida en las reservas como “seriamente fraudulenta”, al estar basada en datos rudimentarios que difícilmente pueden ser calificados como “reservas”.²²² No obstante, el muy citado *BP Statistical Review of World Energy* ha aceptado ese anuncio e incluye 296.500 Mbl de petróleo venezolano en sus estimaciones mundiales.²²³

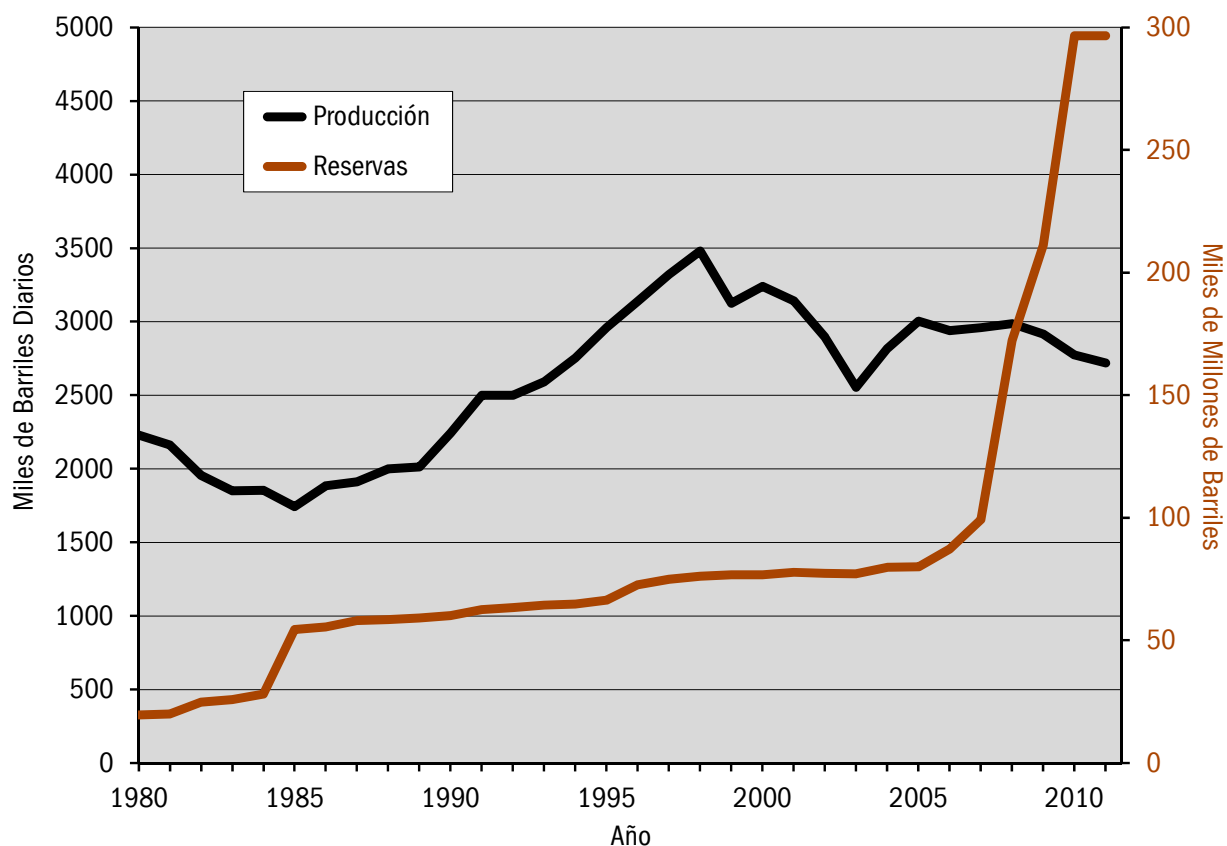


Figura 96. Producción de petróleo venezolano y reservas declaradas, 1980-2011.²²⁴

²²¹ G. Coronel, “The Curious 2010 Annual Report of Petróleos de Venezuela”, CATO Institute, 2011, <http://www.cato.org/publications/commentary/curious-2010-annual-report-petroleos-de-venezuela>.

²²² Ibid.

²²³ BP, *Statistical Review of World Energy*, 2012.

²²⁴ Ibid.

El Gobierno de Chávez en Venezuela declaró sus intenciones de duplicar la producción de petróleo en 2019, la mayoría de la cual tendría que venir del cinturón del Orinoco. Es muy discutible que la producción crezca algo habida cuenta del fracaso de las previsiones anteriores y los generalmente elevados niveles de deuda de PDVSA, que el Gobierno de Chávez utilizaba como una alcancía para financiar una amplia variedad de programas sociales. Wykes ha analizado recientemente las emisiones de deuda y los riesgos de inversión extranjera en la producción de petróleo de Venezuela.²²⁵

Teniendo en cuenta sus asuntos políticos, Venezuela es un buen ejemplo de retos "sobre el terreno" para aumentar significativamente la producción, a pesar de las importantes complejidades geológicas "bajo tierra". Las reservas son probablemente exageradas y el crecimiento debe proceder del crudo extrapesado, que presenta desafíos similares a los de las arenas asfálticas de Canadá. La aplicación de la tecnología de recuperación térmica, tales como la SAGD, significa que el petróleo recuperado tendrá probablemente una TRE comparativamente baja, similar a la de las arenas asfálticas extraídas por métodos in situ.

Por tanto, el crudo extrapesado venezolano está sometido a la vez a una tasa de suministro y a una energía neta limitadas, y es poco probable que suministre una producción significativa adicional capaz de compensar la disminución de la producción de crudo convencional del mundo.

²²⁵ Sarah Wykes, "Venezuela - The Orinoco Belt", Heinrich Boll Stiftung, 2012, <http://www.boell.de/intipolitics/energy/resource-governance-tar-sands-venezuela-15659.html>.

Biocombustibles

La biomasa es un importante contribuyente al consumo de energía primaria en forma de leña tradicional, quemada como combustible primario o acoplada con el carbón en las centrales eléctricas, y en la producción de biocombustibles para desplazar al petróleo en el sector del transporte. Aquí nos centraremos en su uso como combustibles líquidos en el sector del transporte sustituto del petróleo.

En Estados Unidos los biocombustibles se producen principalmente a partir del maíz, pero también a partir de diferentes cultivos alimenticios, incluyendo la caña de azúcar, las semillas de soja y el aceite de palma. El etanol celulósico se obtiene de cultivos no alimentarios, o de las partes no comestibles de los cultivos alimentarios, incluidos la caña y la hoja del maíz, el mijo, la jatrofa y la biomasa leñosa, aunque hasta ahora el etanol celulósico no ha sobrepasado la etapa piloto y no se usa a escala comercial. La producción de biocombustibles a partir de algas tampoco ha logrado acceder a la comercialización a pesar de que se han gastado varios cientos de millones de dólares en su investigación. Hay una gran cantidad de investigaciones sobre los problemas asociados a cada una de estas fuentes y a su capacidad para producir a volúmenes significativos que se revisan brevemente a continuación.

Los combustibles líquidos producidos a partir de biomasa incluyen el etanol, que se utiliza en como una mezcla al diez por ciento (E10) con la gasolina para la mayoría de los vehículos en EEUU y hasta del 85% (E85) en los vehículos especialmente diseñados para “combustible flexible” (*flexifuel*). El biodiésel producido a partir de biomasa se puede utilizar como un sustituto completo para el gasoil de petróleo (B100). Estados Unidos es el mayor productor de biocombustibles en el mundo; la producción conjunta de etanol y biodiésel es de 1,06 Mbd lo que equivale a alrededor del cinco por ciento del consumo total, como se ilustra en la Figura 97 (estas cantidades también incluyen aditivos de petróleo para desnaturalizar el etanol con objeto de inutilizarlo para el consumo humano). Estados Unidos es también un exportador neto de biocombustibles, ya que exportó entre el 6 y el 8% de la producción de etanol y del 7 al 10% de la producción de biodiésel en los últimos dos años.

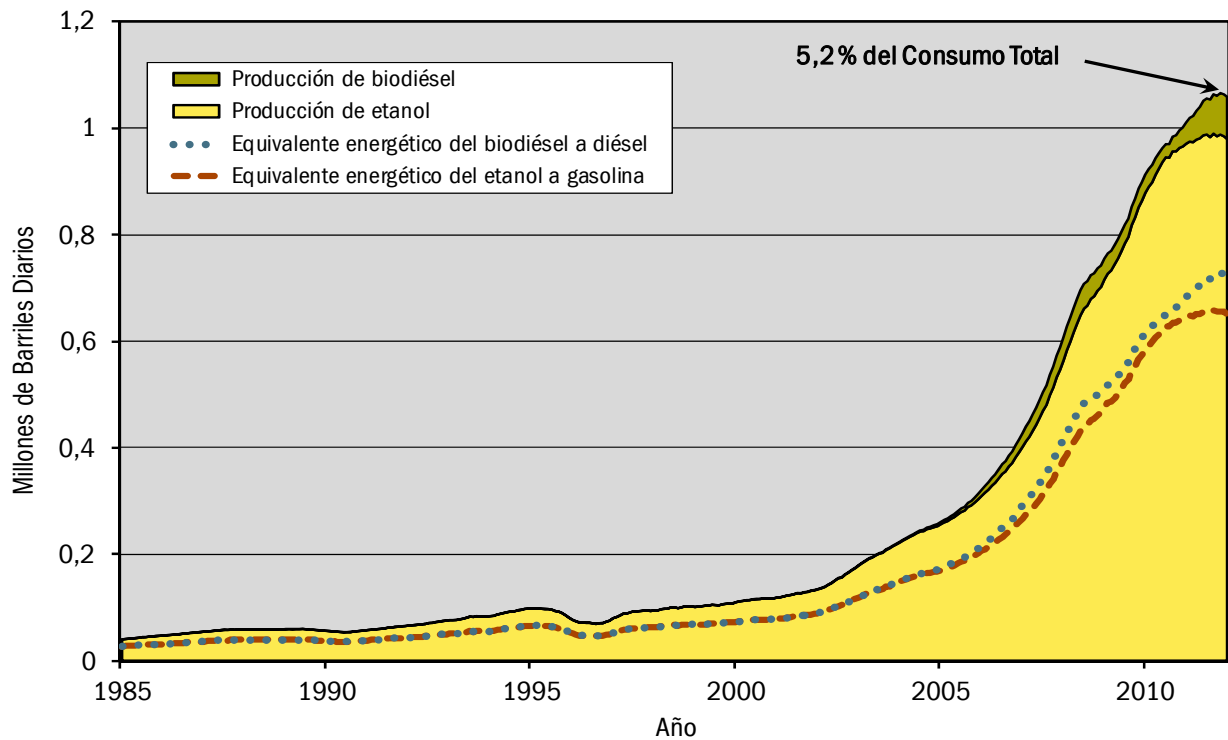


Figura 97. Producción estadounidense de etanol y biodiésel, 1985-2012,²²⁶ comparada con la cantidad equivalente de gasolina y de combustible #2 diésel necesarias para suministrar el mismo rendimiento energético.²²⁷

Los datos incluyen los aditivos para inutilizar el bioetanol para consumo humano.

²²⁶ EIA, noviembre, 2012, los datos sobre el etanol de: http://www.eia.gov/totalenergy/data/monthly/query/mer_data_excel.asp?table=T10.03 y los datos de biodiésel de: http://www.eia.gov/totalenergy/data/monthly/query/mer_data_excel.asp?table=T10.04.

²²⁷ Etanol convertido a 76.100 btu/galón vs 114.500 btu/galón para la gasolina, http://en.wikipedia.org/wiki/Gasoline_gallon_equivalent; biodiésel convertido a 118.296 btu/gallon vs 129.500 btu/gallon for #2 diésel fuel, <http://www.biodiesel.org/docs/ffs-basics/energy-content-final-oct-2005.pdf?sfvrsn=6>.

La Figura 98 muestra la proyección de la EIA para la producción de biodiésel estadounidense hasta 2040.²²⁸ La EIA no prevé incremento alguno ni en la producción de etanol ni en la de biodiésel en 2040, mientras que no habrá una producción significativa de “otros líquidos derivados de la biomasa” hasta después de 2030. Esta previsión de 1,13 Mbd en 2035, es menos de la mitad de la proyección que la misma EIA hizo justamente seis meses atrás (2,37 Mbd).²²⁹

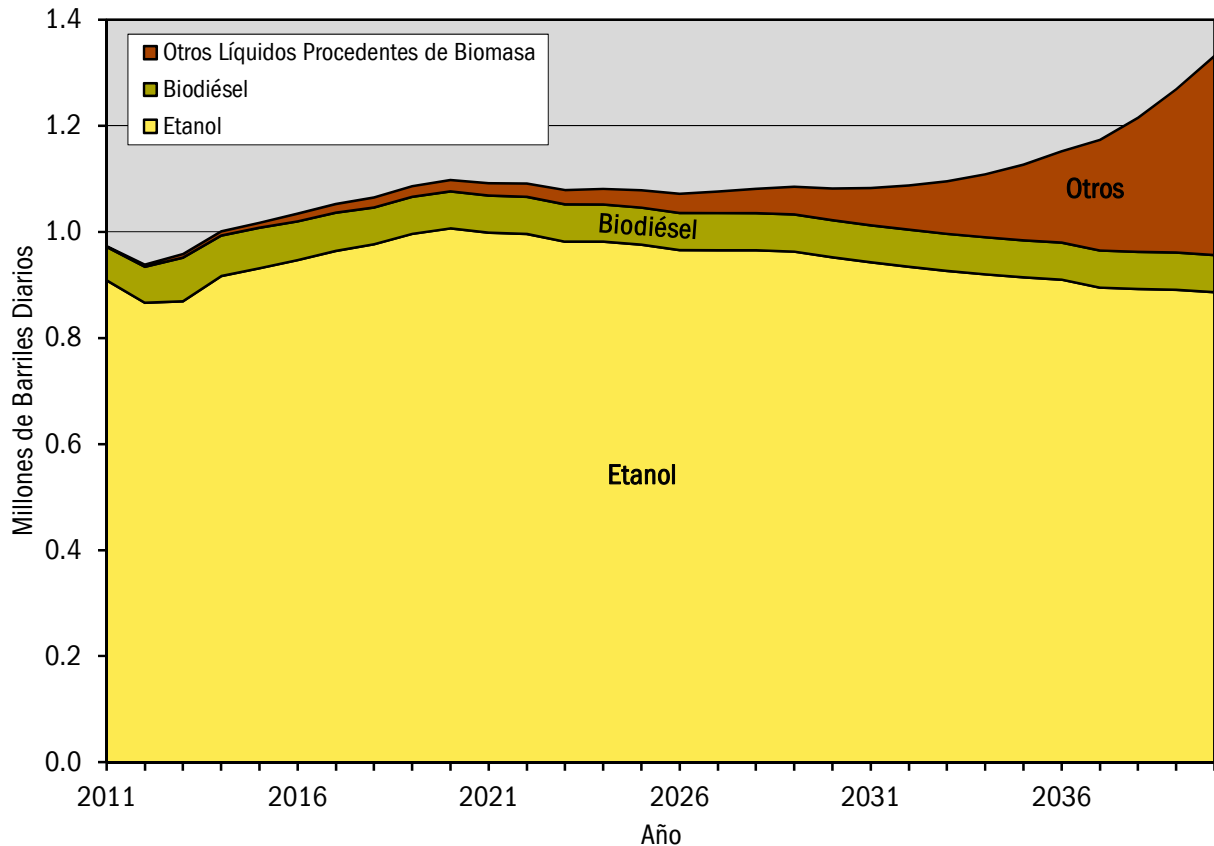


Figura 98. Pronóstico de la producción estadounidense de biocombustibles, 2011-2040 (Caso de referencia de la EIA, 2012).²³⁰

“Otros” incluye petróleos de pirolisis, líquidos derivados de biomasa por el procedimiento Fischer-Tropsch y materias primas renovables usadas para la producción in situ de gasolina y gasoil.

²²⁸ EIA *Annual Energy Outlook* 2013, tabla 11.

²²⁹ EIA *Annual Energy Outlook* 2012, tabla 11, http://www.eia.gov/oiaf/aeo/tablebrowser/aeo_query_server/?event=ehExcel.getFile&study=AE02012®ion=0-0&cases=ref2012-d020112c&table=11-AEO2012&yearFilter=0.

²³⁰ EIA *Annual Energy Outlook* 2013, tabla 11.

La producción de etanol a partir de maíz en EEUU puede estar acercándose a sus límites. La producción de maíz se ha duplicado desde 1980 y la proporción de los cultivos utilizados para la producción de etanol ha aumentado desde menos del 10% en 2000 al 45% en 2012, como se ilustra en la Figura 99. Esto implica destinar tierras que se estaban utilizando para producir alimentos al monocultivo del maíz y a aumentar la productividad del cultivo a base de aplicaciones cada vez mayores de fertilizantes a base de petróleo. Gran parte de ese crecimiento fue el resultado de los subsidios de hasta 6.000 mil millones al año, que terminó a principios de 2012. Sin embargo, las normas federales y estatales de combustibles renovables garantizan la demanda de grandes cantidades de etanol de maíz, lo que significa proseguir con la desviación de las cosechas de maíz para la producción de etanol.²³¹

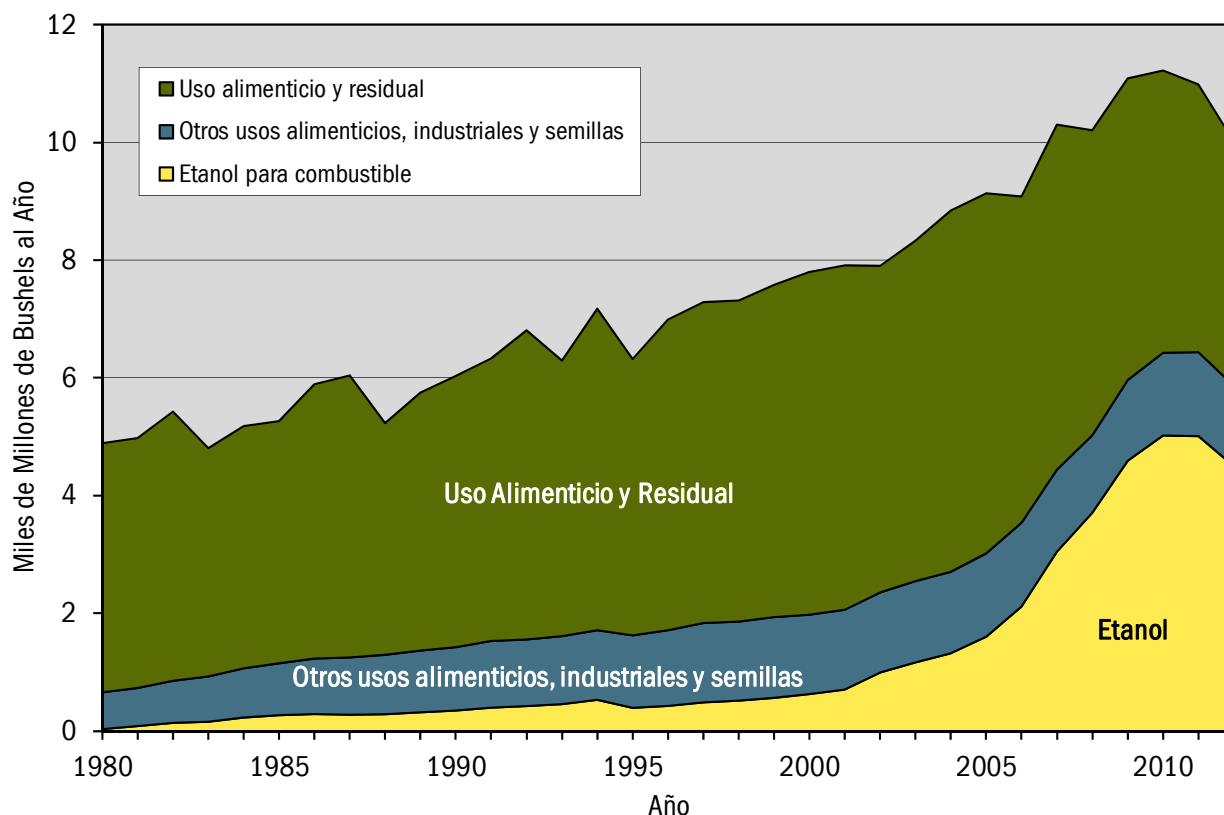


Figura 99. Distribución de los cultivos estadounidenses de maíz para etanol y para otros usos, 1980-2012.²³²

El declive de la producción de maíz en 2012 está en buena parte relacionada con la severa sequía que padeció buena parte de Estados Unidos.

Una de las mayores críticas hacia el etanol de maíz es que favorece el desvío del uso de los maizales para alimento convirtiéndolos en productores de combustible, lo que trae como consecuencia el incremento del precio de los alimentos y una posible escasez de los mismos, como también el abandono de otros cultivos alimenticios. Albino et al. subrayan que el etanol contenido en un galón de gasolina E10 (10% de etanol), encierra la suficiente energía para alimentar a una persona durante 1,4 días.²³³ También destacan que “la cantidad total producida en

²³¹ K. Drum, “Ethanol Subsidies: Not Gone, Just Hidden a Little Better”, enero 5, 2012, *Mother Jones*, <http://www.motherjones.com/kevin-drum/2012/01/ethanol-subsidies-not-gone-just-hidden-little-better>.

²³² Datos procedentes de: U.S. Department of Agriculture, “Corn Use Table”, 2012, <http://www.ers.usda.gov/media/866543/cornusetable.html>.

²³³ D.K. Albino, et al., “Food for Fuel: the Price of Ethanol”, New England Complex Systems Institute, 2012, <http://necsi.edu/research/social/foodprices/foodforfuel/foodforfuel.pdf>.

2011 en Estados Unidos fue de 13.950 millones de galones, suficientes para alimentar a 570 millones de personas ese año”.

Tal vez la crítica más demoledora al etanol de maíz es su bajo rendimiento energético neto (TRE). Murphy et al. han calculado una TRE de 1,07:1, con un posible margen de error de entre 0,87:1 a 1,27:1.²³⁴ Otros sugieren que es más bajo, del orden de 0,82:1 o más alto, 1,73:1.²³⁵ Murphy et al. reconocen que la TRE puede variar entre regiones con alto potencial para el cultivo de maíz y otras más marginales. Debido a los subsidios e incentivos para cultivar maíz implantados por el Gobierno federal, es probable que cultivar el maíz en zonas cada vez más marginales hayan reducido el rendimiento global de energía neta. En efecto, Murphy et al. señalan que "la producción de etanol de maíz en los Estados Unidos es insostenible y requiere subsidios de la mucho más potente economía del petróleo”.

Existen problemas similares con otros cultivos alimenticios, como la soja, la caña de azúcar y la palma aceitera, que desplazan a los cultivos de alimentos para los seres humanos y, en el caso de la caña de azúcar y del aceite de palma, a los ecosistemas tropicales vírgenes.²³⁶ La TRE de estas fuentes es algo mayor que el etanol de maíz. La caña de azúcar, por ejemplo, incluyendo en el proceso el uso de los tallos quemados para calefacción, puede llegar a ser de 8:01. Otros sugieren que la TRE no es mayor que entre 2,7:1 y 3:1.²³⁷

Aunque las plantas piloto han estado produciendo pequeñas cantidades de etanol celulósico durante algún tiempo, no existe producción comercial. Uno de los principales impulsores del etanol celulósico, Iogen, ha gestionado un proyecto piloto en Ottawa durante los últimos ocho años que produce alrededor de cinco barriles diarios.²³⁸ Un proyecto conjunto con Shell para construir una planta a escala comercial en Manitoba fue cancelado recientemente.²³⁹ Aunque el presidente Bush dispuso en 2007 que se usaran 500 millones de galones de etanol celulósico para el año 2012 y para conseguirlo se aprobaron subsidios por valor de 1.500 millones de dólares, desde entonces el límite establecido para 2012 ha sido revisado a la baja hasta menos de 12 millones de galones (783 barriles por día).²⁴⁰

De manera similar, la comercialización de los biocombustibles de algas no se ha materializado a pesar de décadas de investigación y de cientos de millones de dólares en gastos. Aunque las algas eran muy prometedoras, ya que pueden producir cantidades mucho mayores de biomasa por unidad de superficie y no desplazan a los cultivos de alimentos, la comercialización ha demostrado ser difícil de alcanzar.²⁴¹ Un estudio reciente realizado por el Consejo Nacional de Investigación sugiere que la producción a gran escala de biocombustibles de algas es insostenible con la tecnología existente.²⁴²

Puede que los biocombustibles tengan la capacidad de contribuir quizás con un 10% del actual consumo estadounidense de líquidos derivados del petróleo. Claramente poseen su propio elenco de impactos ambientales sobre el agua, los suelos y los ecosistemas, y, dado su retorno neto de energía generalmente bajo, tendrán un impacto limitado en la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.

²³⁴ D.J. Murphy, et al., "New perspectives on the energy return on (energy) investment (EROI) of corn ethanol", *Environ Dev Sustain* 13:179-202, 2011, <http://www.springerlink.com/content/j458318434015735/fulltext.pdf>.

²³⁵ C.J. Hall, "Seeking to Understand the Reasons for Different Energy Return on Investment (EROI) Estimates for Biofuels", *Sustainability* 3(12), 2413-2432, 2011; doi:10.3390/su3122413.

²³⁶ T. Knudson, "The Cost of the Biofuel Boom: Destroying Indonesia's Forests", *Yale Environment* 360, enero 19, 2009, http://e360.yale.edu/feature/the_cost_of_the_biofuel_boom_destroying_indonesias_forests/2112/.

²³⁷ David Fridley, Lawrence Berkeley National Laboratory, personal communication, diciembre, 2012.

²³⁸ Iogen Corporation, "Demo Plant Production", 2012, <http://www.ioген.ca/index.html>

²³⁹ S. McCarthy, "Shell-Iogen plant cancellation raises doubts about new biofuel technology", *Globe y Mail*, abril 30, 2012, <http://www.theglobeandmail.com/report-on-business/industry-news/energy-y-resources/shell-iogen-plant-cancellation-raises-doubts-about-new-biofuel-technology/article4103858/>.

²⁴⁰ *The Wall Street Journal*, "The Cellulosic Ethanol Debacle", diciembre 14, 2011, <http://online.wsj.com/article/SB10001424052970204012004577072470158115782.html>

²⁴¹ Oilprice.com, "Why are we not drowning in algae biofuel?", octubre 16, 2012, <http://oilprice.com/Alternative-Energy/Biofuels/Why-are-we-not-Drowning-in-Algae-Biofuel.html>

²⁴² Committee on the Sustainable Development of Algal Biofuels, "Sustainable Development of Algal Biofuels in the United States", National Research Council of the National Academies, octubre 2012, http://download.nap.edu/cart/download.cgi?&record_id=13437&free=1.

Conversión de Carbón- y Gas-a-Líquidos

La conversión de carbón a combustibles líquidos utilizando el procedimiento Fischer-Tropsch se ha utilizado durante décadas en África del Sur y en menor grado en otros lugares. Más recientemente, se han construido plantas de conversión de gas a líquidos en Qatar y se proponen en Estados Unidos. La conversión de los dos combustibles a líquidos encierra varios problemas intrínsecos:

- la infraestructura es muy cara.
- El proceso es energéticamente muy intensivo en energía y produce cantidades desproporcionadas de CO₂.
- El proceso no es económicamente rentable a menos que los precios del gas y el carbón estén muy bajos en relación con el petróleo.

Exxon Mobil expresó recientemente algunas de las cuestiones relacionadas con estas conversiones:²⁴³

- *"La razón de que se vean tan pocas plantas [de conversión de gas a líquidos] es que la economía acude a lo mejor", dijo William M. Colton, vicepresidente de planificación estratégica corporativa de Exxon Mobil. "No vemos que sean una fuente importante de combustibles en los próximos 20 años".*

En una planta gas-a-líquidos recién terminada en Qatar, Shell gastó aproximadamente 136.000 dólares por barril-por-día de capacidad adquirida (es decir, 19.000 millones por una capacidad de 140.000 bld), considerablemente más alta que una planta de arenas asfálticas con mejorador que generalmente cuesta alrededor de 100.000 por barril-por-día de capacidad.

Desde la perspectiva de las emisiones de CO₂, el Consejo para la Defensa de los Recursos Naturales (Natural Resources Defense Council, NRDC) informa que los líquidos derivados del carbón duplican las emisiones "pozo-a-ruedas" (es decir, desde el productor al consumidor) de la gasolina.²⁴⁴ Bartis et al. subrayan la inviabilidad de la ampliación de la producción de carbón-a-líquidos (CTL): *"El desarrollo del CTL a una escala de tres Mbd en 2030 requeriría producir unos 550 millones de toneladas de carbón anualmente"*.²⁴⁵ Esto exigiría que la minería del carbón estadounidense se incrementara un 50%. Los impactos medioambientales colaterales de la minería de carbón son bien conocidos y una ampliación de la producción cercana a esa cantidad parece imposible desde el punto de vista logístico y de la disponibilidad de reservas. Y, aunque fuera posible, 3 Mbd no son nada significativos comparados con el consumo total.

²⁴³ John Broder y Clifford Krauss, "Big, y Risky, Energy Bet", diciembre 17, 2012, *New York Times*, <http://www.nytimes.com/2012/12/18/business/energy-environment/sasol-betting-big-on-gas-to-liquid-plant-in-us.html>.

²⁴⁴ Natural Resources Defense Council, "Why Liquid Coal Is Not a Viable Option to Move America Beyond Oil", 2011, <http://www.nrdc.org/globalwarming/coal/liquids.pdf>

²⁴⁵ Bartis, et al., "Producing Liquid Fuels from Coal: Prospects y Policy Issues", RAND Corporation, 2008, http://www.rand.org/content/dam/rand/pubs/monographs/2008/RAND_MG754.pdf.

Recientemente, la EIA ha reducido sus previsiones para la producción estadounidense de carbón-a-líquidos a la vez que ha aumentado las correspondientes para la de gas-a-líquidos como se muestra en la Figura 100. Su proyección más reciente anuncia 0,26 Mbd de producción combinada carbón- y gas-a-líquidos en 2040. Así que a pesar del hecho de que se diga que el carbón y el gas constituyen unos recursos in situ enormes, este es un caso severo del “grifo”, la tasa de suministro, que constriñe el “depósito”. No parece que la producción de carbón-a-líquidos o de gas-a-líquidos puede ser un suministrador significativo de combustibles líquidos en el futuro previsible.

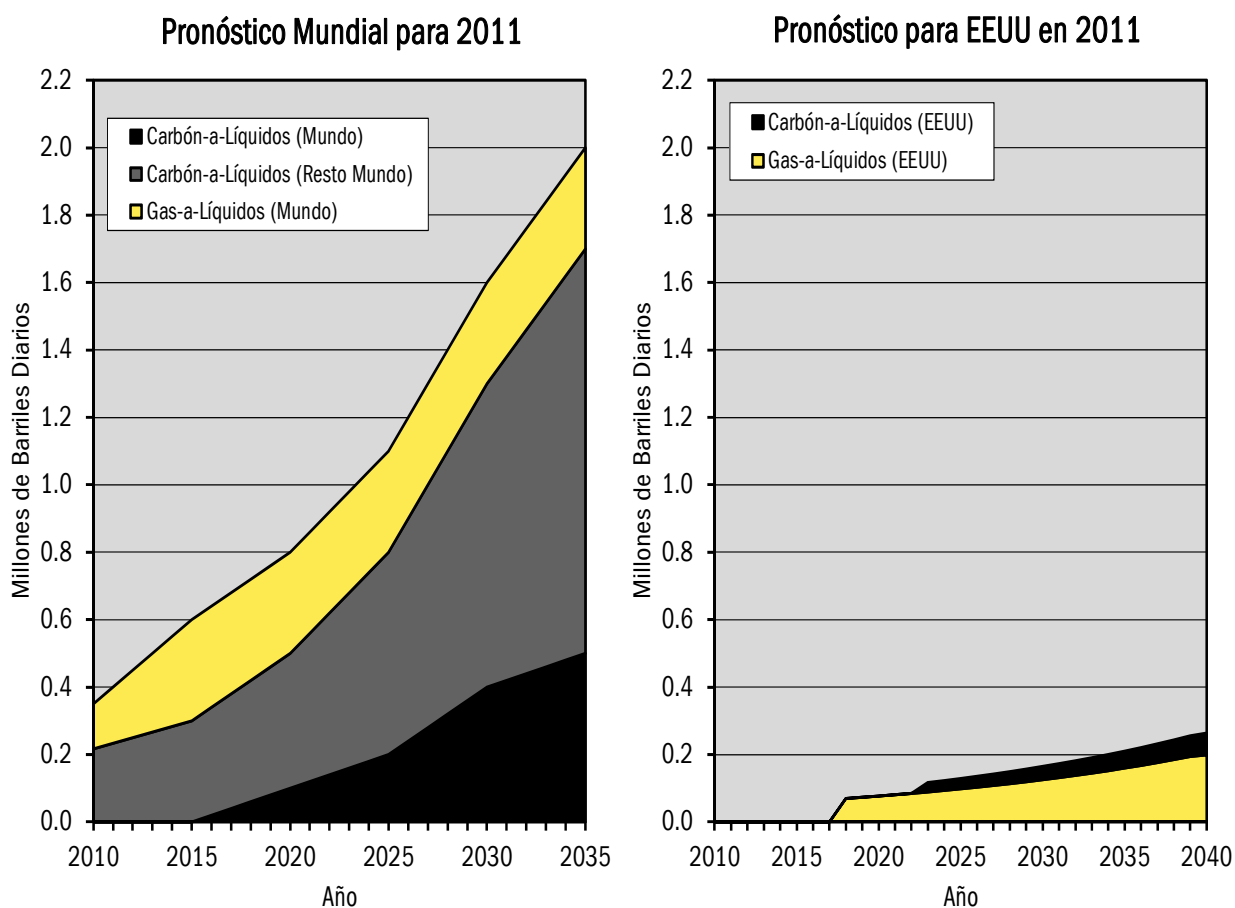


Figura 100. Proyecciones de la producción mundial y estadounidense de carbón- y gas-a-líquidos según el pronóstico de la EIA, 2011 (a la izquierda), comparado con el pronóstico para Estados Unidos de la EIA, 2013 (derecha), en el período 2010-2035.²⁴⁶

Las previsiones para la producción estadounidense de carbón-a-líquidos han ido a la baja, mientras que la de gas-a-líquidos han ido al alza, aunque todavía es relativamente insignificante cuando se considera el consumo previsto.

²⁴⁶ Datos procedentes de: EIA *International Energy Outlook* 2011, <http://www.eia.gov/forecasts/ieo/> y de EIA *Annual Energy Outlook* 2013 primera entrega.

Recuperación Mejorada del Petróleo

La recuperación mejorada de petróleo consiste en la inyección de CO₂ para movilizar al petróleo en yacimientos agotados o casi agotados. También ha sido considerada como una forma de mejorar la producción de metano en capas de carbón porque el CO₂ desplaza selectivamente al metano en el carbón (no obstante, también hincha el carbón, reduciendo la permeabilidad y limitando así la capacidad de producir metano). Tal vez el ejemplo más conocido donde se aplica la técnica sea el campo Weyburn de Saskatchewan,²⁴⁷ aunque la inyección de CO₂ se ha utilizado durante décadas para la recuperación mejorada de petróleo en Texas y en otros lugares. Esto puede parecer una obviedad -secuestrar CO₂ mientras se recupera más petróleo- y de hecho es una fuente minoritaria del petróleo, aunque la fuente del CO₂ hayan sido más comúnmente los depósitos naturales que las emisiones antropogénicas. El proyecto Weyburn es una excepción, ya que el CO₂ utilizado se obtiene de la planta Great Plains Synfuels cerca de Beulah, Dakota del Norte, desde donde es canalizado al norte de Canadá.

La Figura 101 muestra los pronósticos emitidos en 2012 y 2013 por la EIA sobre la recuperación mejorada del petróleo con CO₂. Pronostican que las tasas de producción caerán a corto plazo y después se triplicarán hasta 0,66 Mbd en 2040. Como sucede con cualquier otro proyecto de producción de petróleo o gas, se necesitan importantes inversiones en infraestructuras para obtener el CO₂ junto con los pozos de inyección, monitoreo y producción. La integridad del almacenamiento a largo plazo es también una preocupación importante y ha sido puesta en duda en el proyecto Weyburn por las denuncias de fugas de CO₂.²⁴⁸ La recuperación mejorada del petróleo es muy difícil que sea algo más que un pequeño contribuyente para satisfacer las necesidades futuras.

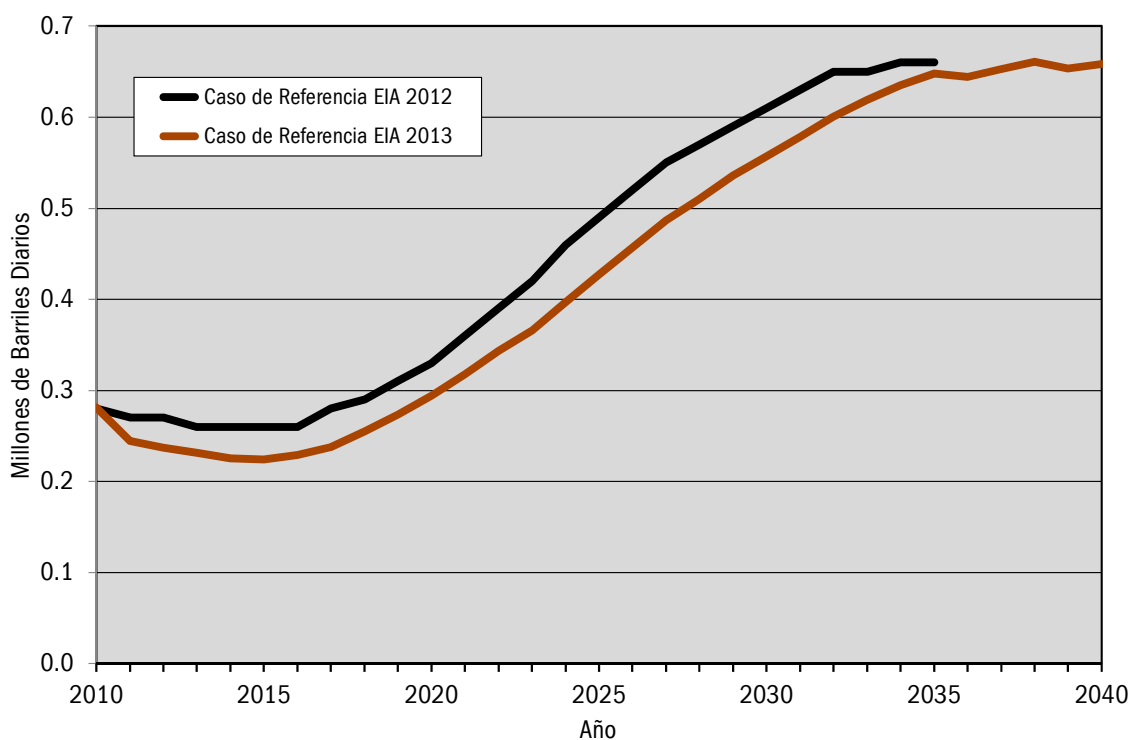


Figura 101. Pronósticos de la producción de la recuperación mejorada del petróleo, 2010-2040 (Casos de referencia 2012 y 2013 de la EIA).²⁴⁹

²⁴⁷ Carbon Capture & Sequestration Technologies, "Weyburn Fact Sheet: Carbon Dioxide Capture y Storage Project", MIT Energy Initiative, Massachusetts Institute of Technology, diciembre 5, 2012, <http://sequestration.mit.edu/tools/projects/weyburn.html>.

²⁴⁸ Canadian Broadcasting Corporation, "Alleged leak of CO₂ at Sask. farm to be probed", April 19, 2011, <http://www.cbc.ca/news/technology/story/2011/04/19/tech-carbon-capture-weyburn-saskatchewa.html>.

²⁴⁹ Datos procedentes de: EIA *Annual Energy Outlook* 2013 primera entrega, Tabla 14, y *Annual Energy Outlook* 2012, Tabla 14.

OTROS GASES NO CONVENCIONALES

PUNTOS CLAVE

- **El metano de carbón** juega y continuará jugando un pequeño papel como proveedor de las necesidades totales estadounidenses. La producción ha entrado en meseta y las reservas han caído durante los últimos cinco años. Teniendo en cuenta esto, la proyección de la EIA de una producción de plana a creciente y el consumo en 2040 de casi tres veces las reservas probadas actuales parecen improbables.
- **El gas marino** supondrá, de acuerdo con las previsiones, menos del 10% del suministro estadounidense hasta 2040. A pesar de su significativo potencial no descubierto, es más difícil que la producción del gas marítimo esté más constreñida por el “grifo” que por el “depósito”.
- **Los hidratos de gas** representan unos recursos in situ muy grandes pero que no han rendido ninguna producción significativa. Es probable que sigan siendo “*el combustible del futuro que seguirán siendo*”. Son un ejemplo extremo de un recurso de tasa constreñida con un gran “depósito” y un “grifo” que permanece completamente cerrado a pesar de décadas de investigaciones y del gasto de cientos de millones de dólares.
- **La gasificación in situ del carbón** es un recurso muy traído y llevado en algunos círculos pero que al final ha quedado relegada a ser una fuente nicho como mucho, sin más producción que la de Uzbekistán, donde se ha utilizado durante décadas como combustible en plantas térmicas situadas junto a las minas.
- **El biogás** procedente de los vertederos municipales es metano, un gas con un potente efecto invernadero, que de otra forma sería liberado a la atmósfera. Aunque represente un suministro pequeño en relación con los suministros totales, su uso proporciona importantes beneficios ambientales. La producción de biogás a escala doméstica se utiliza también en las naciones en desarrollo. La producción a gran escala de biogás desde cultivos alimenticios tal y como se está haciendo en Alemania es más controvertida.

Metano del Carbón

El metano de lechos de carbón existe en todas las minas de carbón de Estados Unidos; no obstante, es mucho más raro que se den las condiciones geológicas necesarias para que haya la cantidad de gas y la permeabilidad suficientes como para que la producción comercial sea factible. La Figura 102 muestra la distribución de las cuencas mineras y las regiones con producción de metano de carbón en Estados Unidos.

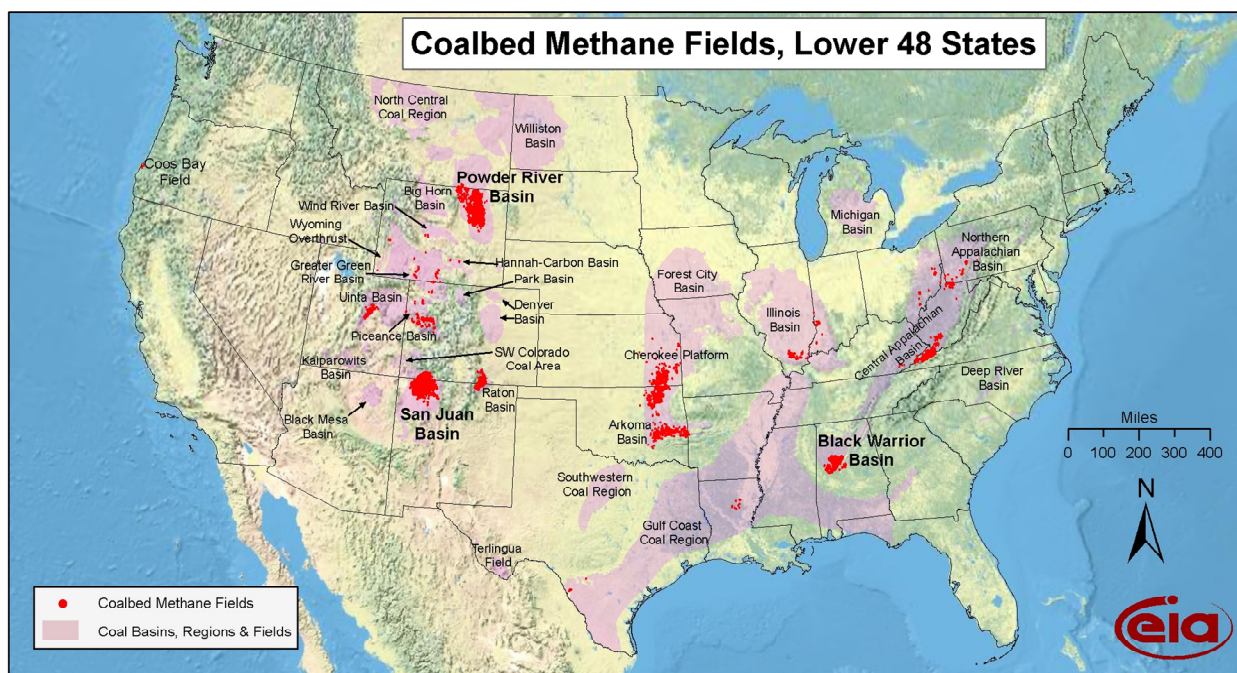


Figura 102. Distribución de los campos con producción de metano de carbón y de las cuencas carboníferas estadounidenses.²⁵⁰

La cuenca San Juan en Colorado y Nuevo México fue el primer campo en ser desarrollado y todavía es con mucho el más productivo.

En algún momento a principios de la década de 1990 el metano de carbón se consideró como una panacea en ciernes para los suministros estadounidense de gas, algo similar a los que se está haciendo hoy en día con el gas de lutitas. Las exploraciones subsiguientes y los intentos de desarrollo revelaron que tales expectativas eran infundadas. La Figura 103 muestra la producción estadounidense de metano de carbón por regiones. Hoy representa el 8% de la producción total de gas en EEUU y no ha dejado de caer desde que alcanzó su pico productivo en 2008. La mitad de la producción procede de Colorado y Nuevo México, principalmente de la cuenca del San Juan, que fue el primer campo en ser explotado y que todavía es el mayor productor. El 30% de la producción restante procede de la cuenca del Río Powder en Wyoming, que tiene unas vetas de carbón no muy ricas pero sí extremadamente permeables. El resto de la producción procede de otras muchas cuencas.

²⁵⁰ Map from the EIA, actualizada en abril 8, 2009, http://www.eia.gov/oil_gas/rpd/coalbed_gas.jpg.

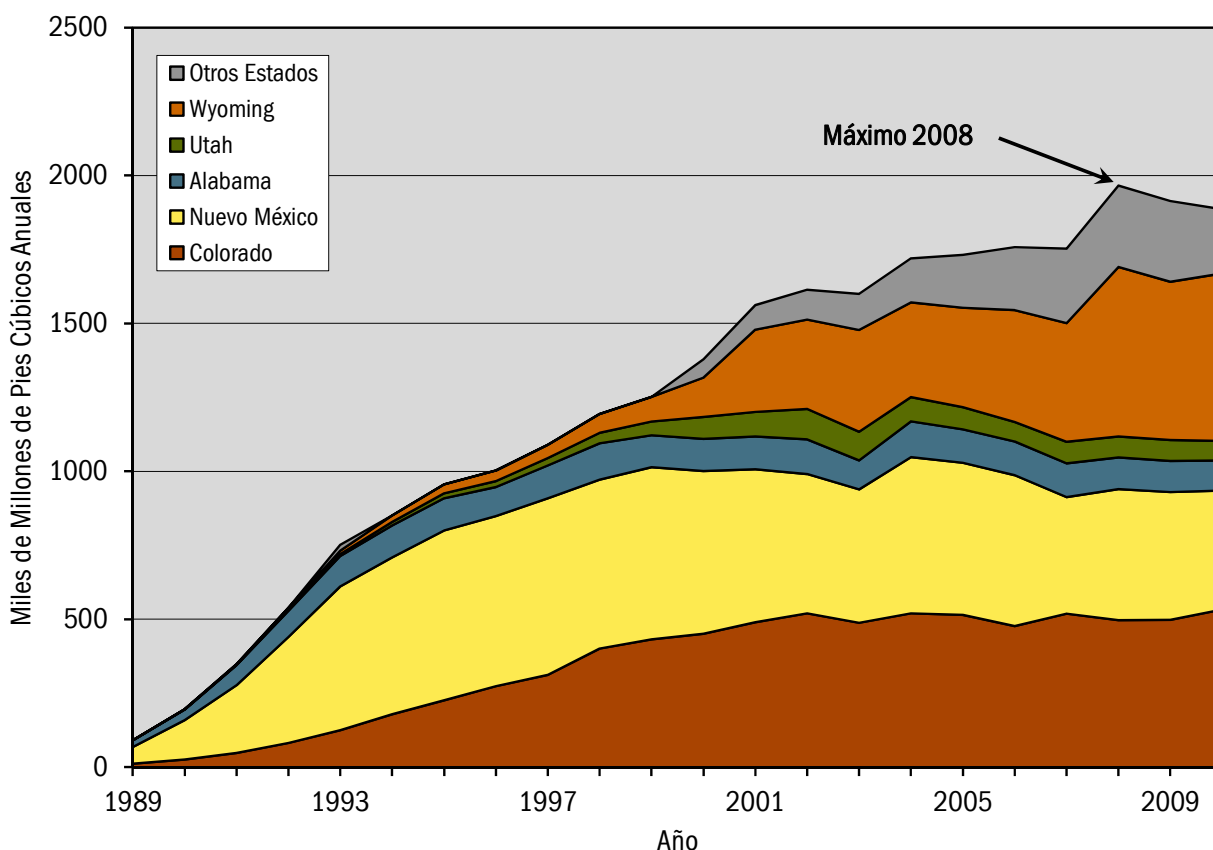


Figura 103. Producción estadounidense de metano de carbón por estados entre 1989 y 2010.²⁵¹

El metano de carbón representa actualmente un 8% de la producción total de gas.

El metano de carbón se genera como parte del proceso de carbonización, que consiste en que la materia orgánica queda sepultada durante millones de años y sometida a la exposición del calor y la presión. El metano es adsorbido en el carbón (es decir, las moléculas de metano se adhieren a la superficie del carbón) donde se mantiene bajo presión. Típicamente, la primera fase del desarrollo del metano de carbón es la eliminación de agua de la formación, a veces durante un año o más, para eliminar el agua del carbón y reducir la presión, de modo que el metano adsorbido se libere y pueda migrar hasta la perforación del pozo. La permeabilidad natural es muy importante y a menudo se ha mejorado con la fracturación hidráulica o la cavitación. La producción y la eliminación de grandes cantidades de agua de la formación puede ser problemática y ha dado lugar a una fuerte oposición pública en algunas zonas. A diferencia de los descensos rápidos de producción observados en los pozos de gas esquisto, los pozos de metano de carbón, una vez deshidratados, pueden producir con tasas relativamente bajas de declive durante muchos años. La primera producción fue subvencionada por un crédito fiscal de la Sección 29 que finalizó en 1992.²⁵²

²⁵¹ Datos procedentes de: the EIA, "Coalbed Methane Production," agosto 2, 2012, http://www.eia.gov/dnav/ng/xls/NG_PROD_COALBED_S1_A.xls.

²⁵² EIA, "Coalbed Methane Basics," sin fecha, <http://www.eia.gov/emeu/finance/sptopics/majors/coalbox.html>.

En los 21 años transcurridos desde que se inició la producción significativa de metano de carbón, se han producido 27 Bpc. La última proyección de la EIA es que se pueden recuperar otros 52 billones en los 29 años que van desde 2011 hasta 2040. Se trata de un pronóstico extremadamente agresivo que desafía las realidades geológicas. Las reservas actuales son de 17,5 Bpc, después de haber caído desde los 21,9 billones en 2007, lo que quiere decir que la producción no ha sido reemplazada con nuevas incorporaciones a las reservas. Sin embargo, la EIA proyecta que en 2040 se produzcan y se consuman casi el triple de las reservas actuales. Las reservas de metano de carbón por estado comparadas con el pronóstico de la EIA se muestran en la Figura 104.

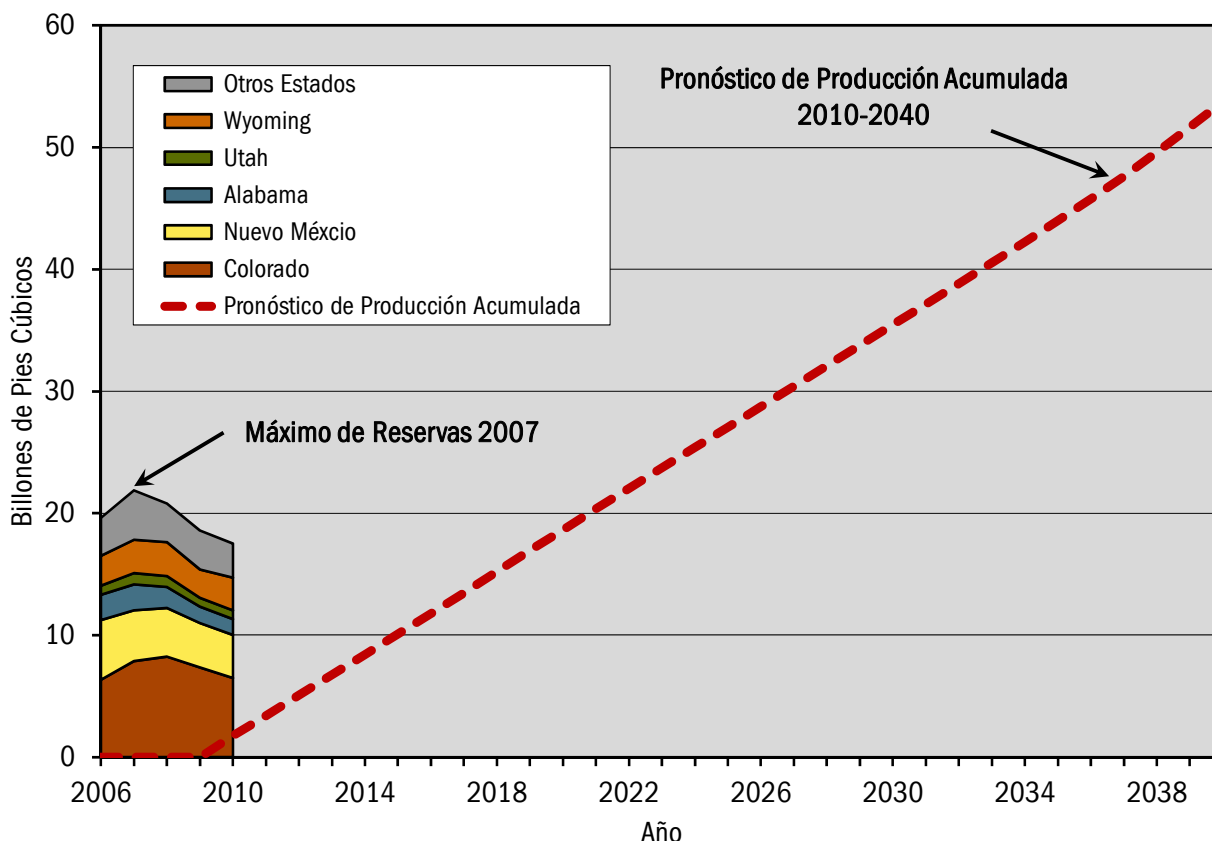


Figura 104. Reservas estadounidenses de carbón de metano por estado (2006-2010) comparadas con el pronóstico de la producción hasta 2040 de la EIA (2013).²⁵³

Es un pronóstico extraordinariamente agresivo que prevé que en 2040 se produzca el triple de las actuales reservas probadas.

El metano de carbón seguirá jugando un pequeño papel en el suministro total de gas estadounidense. Dado que la producción ha disminuido en los últimos tres años, la proyección hecha por la EIA de aumento de la producción y el consumo en casi un triple de las reservas probadas actuales para el año 2040 parece poco probable. El metano de carbón es un ejemplo de un recurso con un gran "depósito", si se considera todo el metano in situ en las capas de carbón profundas de los EEUU, pero con un "grifo" limitado y que se cierra progresivamente si se tienen en cuenta las realidades geológicas que condicionan la tasa a la que probablemente pueda ser producido.

²⁵³ Las reservas proceden de: EIA, 2012, http://www.eia.gov/naturalgas/crudeoilreserves/excel/table_15.xls, y la proyección de: EIA *Annual Energy Outlook 2013* primera entrega.

Gas del Ártico y de Aguas Profundas

Aunque técnicamente no se trate de gas no convencional (en las estimaciones de la IEA aparece como gas convencional), el que existe en aguas profundas y en el Ártico requiere el empleo de las últimas tecnologías en perforación y producción. La Oficina para la Gestión Energética Oceánica de EEUU (BOEM) ha realizado una valoración reciente de los recursos técnicamente recuperables no descubiertos de petróleo y gas en las zonas de la plataforma continental que aparecen en la Figura 105.²⁵⁴

Como sucede en el caso del crudo de petróleo, el Golfo de México encierra de lejos el mayor potencial de reservas y de recursos técnicamente recuperables no descubiertos de gas (Figura 105). Aunque hay moratorias para prevenir la explotación del Atlántico, la mayor parte del Pacífico y el este del Golfo de México, esas regiones representan en conjunto solo el 14% del total de las estimaciones de los recursos técnicamente recuperables no descubiertos. Por ejemplo, la media estimada de tales recursos en toda la costa del Atlántico, unos 31,3 Bpc, representaría, si es que pudieran explotarse, el suministro estadounidense para 15 meses. La costa del Pacífico al norte de California meridional, donde están implantadas las actuales prohibiciones, almacena 16,11 Bpc, lo cual significaría el consumo estadounidense de 8 meses.

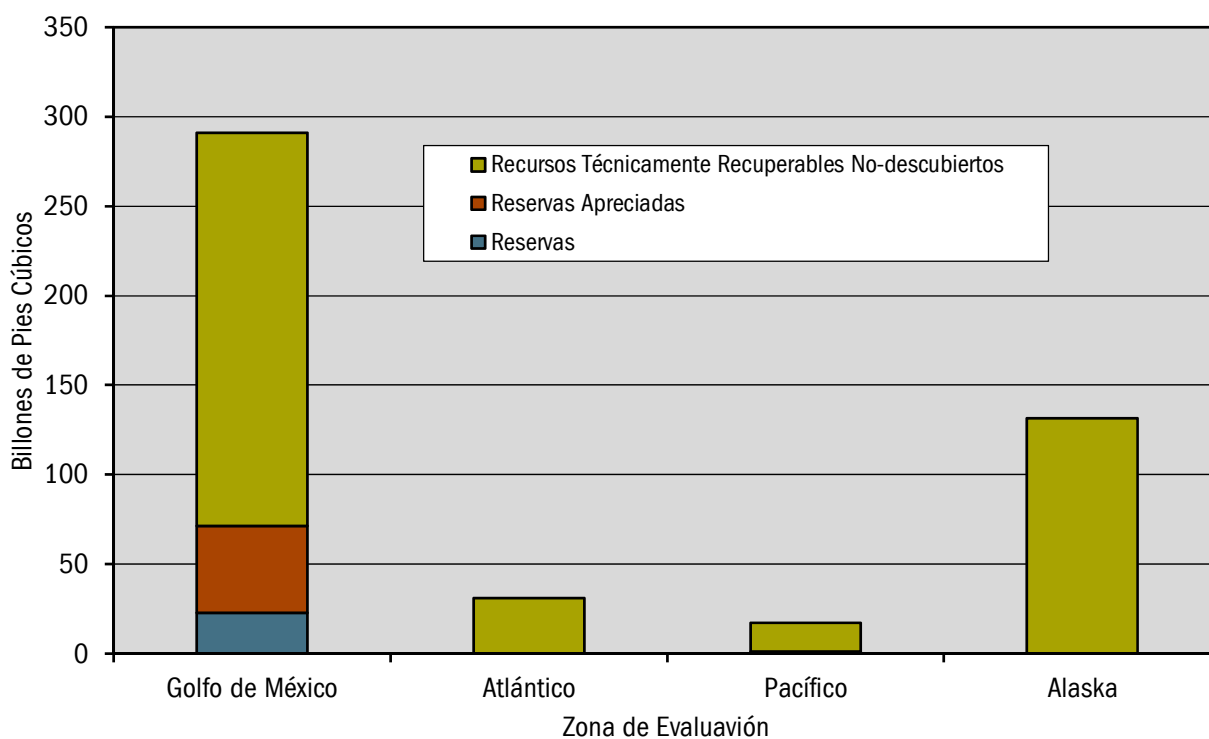


Figura 105. Reservas remanentes y recursos técnicamente recuperables no descubiertos en las plataformas continentales externas de Estados Unidos (BOEM, 2012).²⁵⁵

Nótese que “Reservas Apreciadas” no significa que estén probadas.

²⁵⁴ U.S. Bureau of Ocean Energy Management, “Assessment of Undiscovered Technically Recoverable Oil y Gas Resources of the Nation’s Outer Continental Shelf, 2011”, <http://www.boem.gov/Oil-y-Gas-Energy-Program/Resource-Evaluation/Resource-Assessment/2011-RA-Assessments.aspx>.

²⁵⁵ U.S. Bureau of Ocean Energy Management, “Assessment of Undiscovered Technically Recoverable Oil y Gas Resources of the Nation’s Outer Continental Shelf, 2011.”

Del total de recursos remanentes de la Figura 105, menos de un 4% son reservas realmente probadas. El supuesto se basa en estimaciones probabilísticas basadas en datos muy limitados. El BOEM ha estimado los costes potenciales de recuperar los recursos técnicamente recuperables no descubiertos (Figura 106). Sugiere que 253 Bpc, el 64% del total, podría extraerse con un coste de 6,41 dólares por Kpc o menos, que es el precio máximo que la EIA pronostica en 2035. Conseguirlo supondría levantar las moratorias en todas las costas, desarrollar todas las demás plataformas costeras y aceptar los riesgos ambientales que fundamentaron en primer lugar todas las moratorias. Significaría también desarrollar las explotaciones costeras en los mares Chukchi y Beaufort en el Ártico, que contienen el 88% del potencial gasífero marítimo de Alaska.

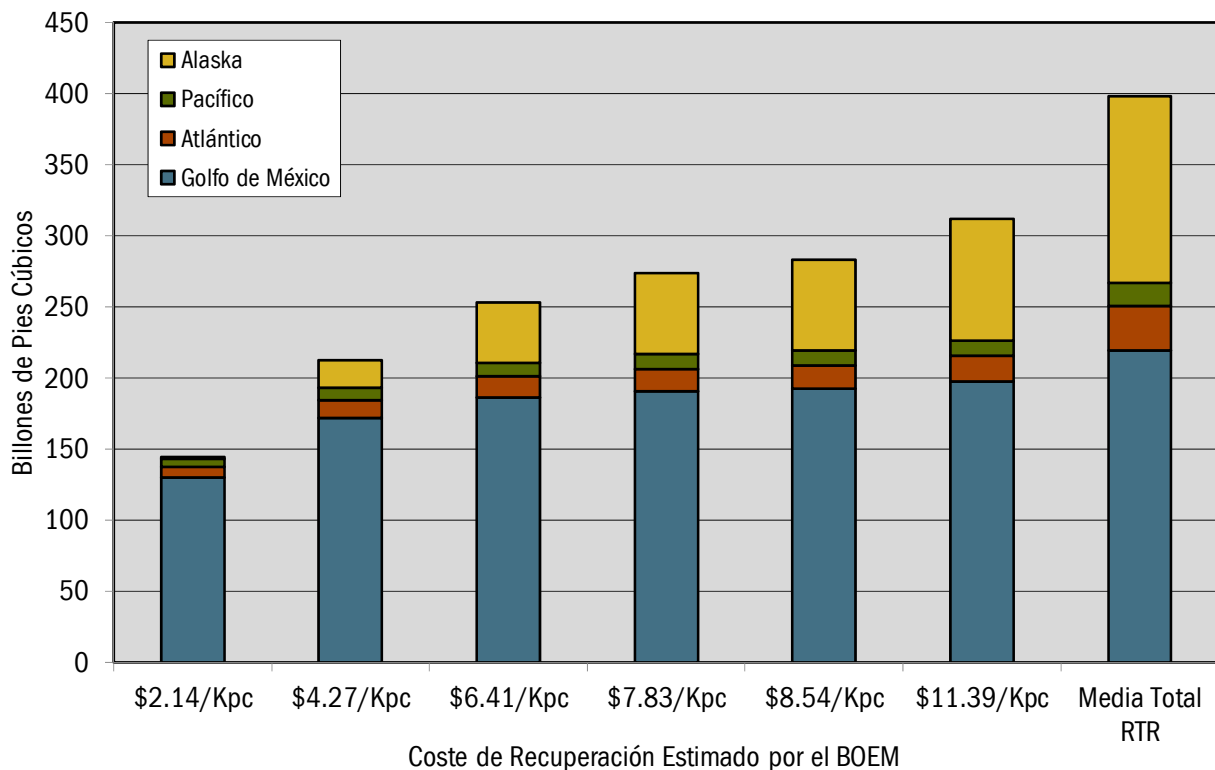


Figura 106. Costes estimados de la recuperación de los recursos técnicamente recuperables no descubiertos de gas en la plataforma continental externa de Estados Unidos (BOEM, 2012).²⁵⁶

²⁵⁶ U.S. Bureau of Ocean Energy Management, "Assessment of Undiscovered Technically Recoverable Oil y Gas Resources of the Nation's Outer Continental Shelf, 2011."

Como sucede con la explotación del petróleo de aguas profundas, la exploración y producción del gas natural en dichas aguas es muy cara. Cada pozo cuesta 100 millones de dólares o más, y el alquiler de los equipos para aguas ultra-profundas cuesta unos 600.000 a 700.000 dólares diarios.²⁵⁷ A pesar del optimismo de la EIA por mantener e incrementar la producción de gas en las aguas del Golfo de México hasta 2040 (Figura 32), la producción ha ido constantemente a la baja (Figura 18), hasta llegar al 70% por debajo de los niveles de 1998 en que se encuentra ahora. Dadas esas tendencias, el optimismo de la EIA parece difícilmente sostenible.

La producción de gas de aguas profundas supone un riesgo ambiental menor que la del petróleo, dado que el gas se disipa rápidamente. No obstante, mucha de la producción marina del Golfo de México está asociada con el petróleo, y de ahí los riesgos inherentes que surgieron espectacularmente a la luz durante el derrame de BP Macondo de 2010, que son similares a los que producirían los pozos de petróleo y gas asociados.²⁵⁸ Es imposible reducir tales riesgos a cero dados los medios hostiles e impredecibles que se están explorando.

La explotación marina del Ártico añade un riesgo más porque ha de llevarse a cabo en aguas frías y con hielos flotantes. Los movimientos impredecibles de los bloques de hielo y los icebergs suponen una amenaza para las plataformas muy diferente a la que experimentan más al sur. Shell experimentó algunos de esos desafíos cuando intentó comenzar a perforar el mar Chukchi en septiembre de 2012.²⁵⁹

Se prevé que el gas de origen costero cubra menos del 10% de los suministros de gas estadounidenses hasta 2040. A pesar de su significativo potencial no descubierto, es más difícil que la producción del gas marítimo esté más constreñida por el “grifo” que por el “depósito”. Abrir a la explotación áreas costeras que actualmente están sometidas a moratorias daría acceso a recursos adicionales relativamente pequeños comparados con los del Golfo de México, mientras que los riesgos ambientales afectarían a regiones mucho más extensas. La producción del gas en aguas del Ártico es improbable que sea poco más que un nicho de suministros en el futuro predecible.

²⁵⁷ David Welhe, “Transocean Biggest Winner From 28% Jump in Oil Rig Rates: Energy”, Bloomberg, marzo 28, 2012, <http://www.bloomberg.com/news/2012-03-27/transocean-biggest-winner-from-28-jump-in-oil-rig-rates-energy.html>.

²⁵⁸ C. Krauss y J. Schwartz, “BP Will Plead Guilty y Pay Over \$4 Billion”, *The New York Times*, noviembre 14, 2012, <http://www.nytimes.com/2012/11/16/business/global/16iht-bp16.html>.

²⁵⁹ J.M. Broder, “Shell Halts Arctic Drilling Right After It Began”, *The New York Times*, septiembre 10, 2012, <http://green.blogs.nytimes.com/2012/09/10/shell-halts-arctic-drilling-right-after-it-began/>.

Hidratos de Gas

Los hidratos de gas, también conocidos como clatratos de metano, aparecen en regiones con permafrost y en sedimentos de fondos marinos en los cuales el agua y el gas natural se combinan a bajas temperaturas y altas presiones para formar una sustancia sólida parecida al hielo. Están ampliamente distribuidos y algunos estiman que los recursos in situ son astronómicos (según algunas estimaciones sobrepasan los 4 trillones de pies cúbicos²⁶⁰), aunque no signifiquen nada desde el punto de vista de los recursos. A pesar de que se han gastado cientos de millones de dólares en investigaciones, sobre todo en Canadá, Estados Unidos y Japón, no hay producción comercial. Entre los procesos empleados para producirlos se incluye el cambio de las condiciones de estabilidad de los hidratos de gas por calentamiento, despresurización o inyección de un “inhibidor”. El método más económico parece ser la despresurización.²⁶¹

Como cualquier otro recurso hidrocarbonado, los hidratos de gas tienen su propia pirámide de calidad del recurso (Figura 107).

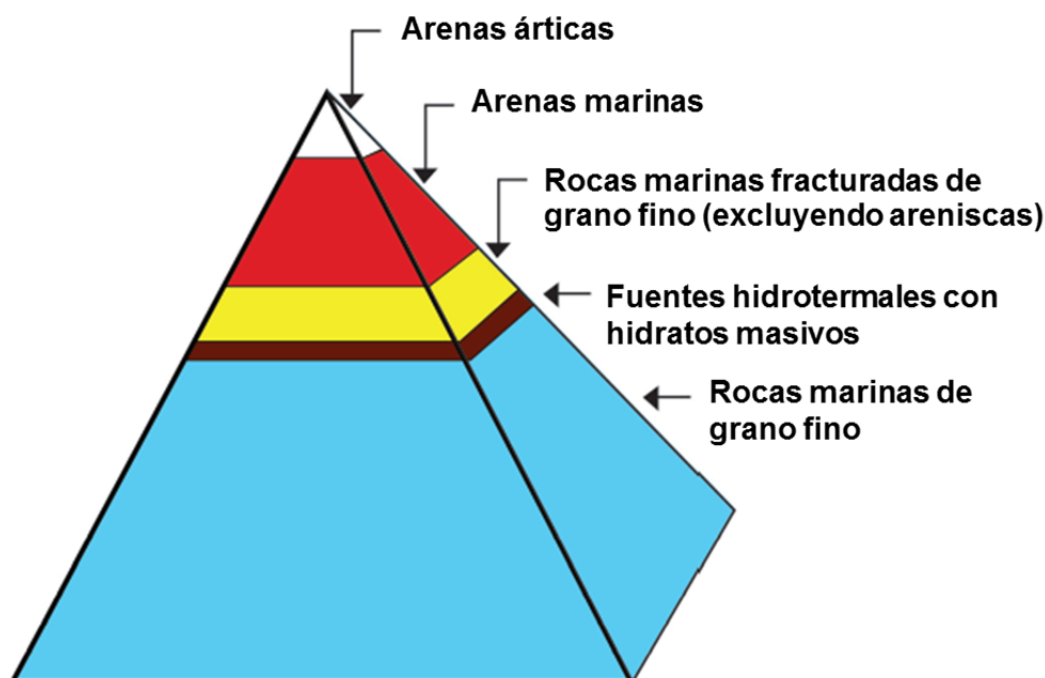


Figura 107. Pirámide de los recursos de hidratos de gas que muestra los volúmenes relativos en diferentes tipos de rocas.

Los tipos de rocas con mayor potencial son las situadas hacia el vértice de la pirámide. Aunque no ha habido producción comercial de gas de hidratos en ningún lugar del mundo, las litologías arenosas más permeables situadas en el ápice piramidal, sobre todo cuando están ligadas a depósitos subyacentes de gas natural convencional, son las más prometedoras para una posible producción.²⁶²

Los resultados de la investigación apuntan a que las prospecciones más productivas serían las de los hidratos de gas asociados con depósitos subyacentes a depósitos de gas convencional que aparecen en sedimentos arenosos.²⁶³ Los candidatos más apropiados para la producción comercial son las arenas árticas y los depósitos

²⁶⁰ Expert Panel on Gas Hydrates, “Energy from Gas Hydrates: Assessing the Opportunities y Challenges for Canada”, Council of Canadian Academies, 2008, ver Tabla 3.1, <http://www.scienceadvice.ca/en/assessments/completed/gas-hydrates.aspx>.

²⁶¹ Ibid, página 10.

²⁶² C. Ruppel, et al., “A New Global Gas Hydrate Drilling Map Based on Reservoir Type”, National Energy y Technology Laboratory, 2011, *Methane Fire in the Ice* 11:1, 2011, http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/publications/Hydrates/Newsletter/MHNews_2011_05.pdf#página=13.

²⁶³ Expert Panel on Gas Hydrates, “Energy from Gas Hydrates: Assessing the Opportunities y Challenges para Canada”.

marinos arenosos que están en el vértice de la pirámide, a pesar del hecho de que intentar producir hidratos de gas a partir de tales depósitos complejos plantea mayores problemas económicos y ambientales que los ya mencionados para obtener gas a partir de los recursos convencionales de las tierras y mares árticos. Los depósitos de hidratos de gas que se sitúan por encima de los de gas natural parece que son una proporción extremadamente pequeña del supuesto recurso y todavía no han tenido explotación comercial.

La Figura 108 ilustra una estimación del volumen de los hidratos de metano en sedimentos arenosos que tienen las mejores perspectivas productoras. Esta estimación de más de más de 43.000 Bpc en todo el mundo es muy grande (aunque sea la centésima parte de las mayores). La producción comercial de volúmenes significativos de gas incluso desde los sedimentos con mejores probabilidades está a décadas vista, si es que se consigue alguna vez.

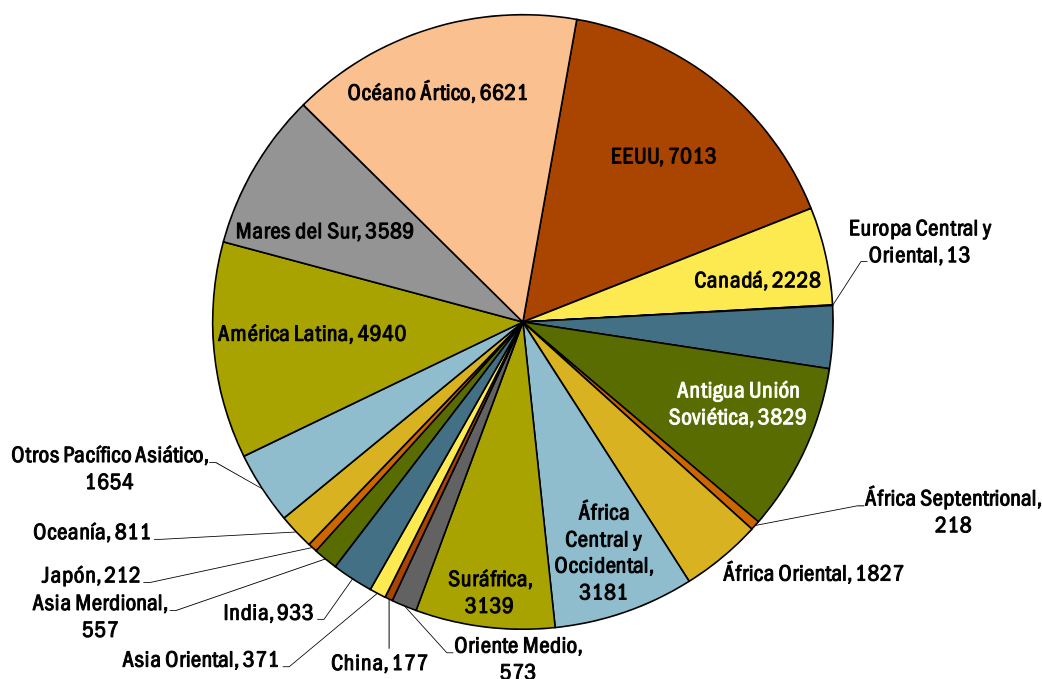


Figura 108. Mediana de las estimaciones de los recursos mundiales in situ de hidratos de gas distribuidos por regiones (Bpc).²⁶⁴

Estimación total: 43.311 Bpc. Son estimaciones de los volúmenes in situ de hidratos de gas en sedimentos arenosos, que son los más prometedores desde el punto de vista productivo.

Una de las pruebas más intensas de producción de hidratos de gas se llevó a cabo en el delta del Mackenzie en el Ártico canadiense, en Mallik. Este proyecto utilizó la despresurización para desestabilizar el depósito y producir una media de 76 Kpc/d al sexto día de la prueba.²⁶⁵ El lugar fue abandonado en 2008 y desde entonces no ha vuelto a haber ninguna actividad. El proyecto Mallik estaba localizado tierra adentro en una localización relativamente accesible. Aunque produjo gas, no hubo indicios de viabilidad económica, lo que es una prueba de los inmensos desafíos de intentar producir hidratos de gas en localidades árticas más remotas y en localizaciones marinas.

Los hidratos de gas probablemente seguirán siendo “el combustible del futuro que siempre serán”. Son un ejemplo extremo de recursos de velocidad constreñida con un “depósito” muy grande y un “grifo” que permanece completamente cerrado a pesar de décadas de investigación y del gasto de cientos de millones de dólares.

²⁶⁴ Arthur H. Johnson, 2011, “Global Resource Potential of Gas Hydrate – A New Calculation”, National Energy y Technology Laboratory, *Methane Fire in the Ice*, 11:2, 2011, <http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/publications/Hydrates/Newsletter/MHNews-2011-12.pdf#Page=1>.

²⁶⁵ Koji Yamamoto y Scott Dallimore, “Aurora-JOGMEC-NRCan Mallik 2006-2008 Gas Hydrate Research Project Progress”, National Energy Technology Laboratory, *Fire in the Ice* 8:3, 2008, <http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/publications/Hydrates/Newsletter/HMNewsSummer08.pdf#Page=1>.

Gasificación In Situ del Carbón

La gasificación in situ o subterránea del carbón (UCG) trata de gasificar las vetas de carbón que están demasiado profundas para la minería de superficie y que aún no han sido utilizadas, o no son adecuadas, para la minería subterránea. Es potencialmente un recurso enorme y los esfuerzos para desarrollar la UCG han estado en marcha durante más de un siglo. Gran parte del trabajo se llevó a cabo en la antigua Unión Soviética (URSS), con cinco proyectos a escala industrial que han estado operando en la década de 1960. El único proyecto UCG a escala comercial que queda en el mundo, y que ha estado funcionando durante 50 años, se encuentra en Angren, Uzbekistán, y produce un gas de síntesis de bajo poder carbonífero (principalmente H_2 y CO) que alimenta una planta de energía en el mismo lugar.²⁶⁶

Fuera de la URSS, se llevaron a cabo una serie de proyectos piloto en Estados Unidos y en Europa Occidental, sobre todo en los años 1970 y 1980. Uno de los más grandes de los últimos años es el proyecto Chinchilla situado en Queensland, Australia, que funcionó desde 1999 hasta 2003 y gasificó 35.000 toneladas de carbón. En total, teniendo en cuenta las 50.000 toneladas de carbón gasificado durante los proyectos piloto de Estados Unidos, durante cuatro décadas tan sólo se han gasificado 85.000 toneladas de carbón mediante UCG fuera de la ex Unión Soviética. En comparación, los EEUU produjeron y consumieron casi 1.000 millones de toneladas de carbón tan solo en 2011.

Aunque hay muchas propuestas y proyectos UCG en fase inicial repartidos por todo el mundo, incluyendo Canadá y EEUU, una revisión de los sitios web de varios promotores de la UCG revela que ninguno de ellos ha llevado a buen término los proyectos comerciales a gran escala. Por lo general se anuncian a bombo y platillo y luego se esfuman. El Laboratorio Nacional Lawrence Livermore (LLNL), cuyos científicos han trabajado en algunos de los primeros proyectos piloto UCG en Estados Unidos, se convirtió en un consultor de un grupo que trataba de iniciar un proyecto UCG comercial en Alaska (Cook Inlet Región Incorporated). El LLNL no consideró la UCG como una tecnología comercial y por eso propuso un programa de cuatro años y 120 millones de dólares para analizar algunos problemas que limitan su desarrollo como:^{267,268}

- Falta de control del proceso.
- El diseño óptimo de la gasificación es confuso.
- La calidad variable del gas sintetizado.
- La dificultad de controlar el crecimiento in situ de la cavidad.
- La viabilidad comercial de eliminar el CO_2 dadas las grandes cantidades que se producen.
- Los problemas medioambientales que incluyen la contaminación de aguas subterráneas y la subsidencia de los terrenos.

Esos problemas y la falta de una amplia viabilidad comercial del UCG, a pesar de décadas de intentos, lo convierten en un nicho de futuros suministros de gas en el mejor de los casos. El UCG es todavía otro ejemplo de un recurso constreñido con un depósito potencial enorme pero con un grifo muy limitado.

²⁶⁶ Evgeny Shafirovich, Maria Mastalerz, John Rupp, y Arvind Varma, "Phase I Report to the Indiana Center for Coal Technology Research (CCTR)", Purdue University, agosto 31, 2008, <http://www.purdue.edu/discoverypark/energy/assets/pdfs/cctr/researchReports/UCG-Phase1-08-31-08.pdf>.

²⁶⁷ Bill Powers, "Technical y Cost Issues Associated with CIRC Underground Coal Gasification Project", Powers Engineering, febrero 23, 2010, http://www.groundtruthtrekking.org/Documents/UCG/Powers%20Egr_CIRI%20UCG_feasibility_cost_report.pdf.

²⁶⁸ Julio Friedmann, "Accelerating Development of Underground Coal Gasification: Priorities y Challenges for U.S. Research y Development", Capítulo 1 en *Coal Without Carbon: An Investment Plan for Federal Action*, Clean Air Task Force Report, 2009, http://www.catf.us/resources/publications/files/Coal_Without_Carbon.pdf.

Biogás

El biogás es un gas generado a partir de la gasificación de residuos orgánicos procedentes de la agricultura o de los vertederos municipales (gas de vertedero). Su uso se ha expandido rápidamente en el mundo en desarrollo y en Europa, y cada vez más en América del Norte.

La Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA) estima que actualmente hay 560 proyectos de biogás en el país con la posibilidad de otros 510 proyectos adicionales.²⁶⁹ Esos proyectos producen un gas de bajo contenido en Btu (50% de metano y 50% de CO₂) que se puede utilizar para la calefacción y la generación de electricidad de la misma manera que el gas convencional. Dado que el metano es un gas invernadero mucho más potente que el dióxido de carbono, la captura y la utilización de metano en lugar de su emisión a la atmósfera reduce en gran medida su impacto. La producción de gas a partir de estos proyectos asciende actualmente a 0,31 Mpc/d, con un potencial adicional de 0,59 Mpc/d si se desarrollan todos los proyectos. Aunque esto es muy poco en comparación con la producción total de gas estadounidense tiene mucho sentido: el metano se captura y se utiliza en lugar de liberarlo, los riesgos explosivos del gas de vertedero se eliminan, y el volumen en los vertederos se reduce.

El biogás se genera también a partir de residuos orgánicos agrícolas y de otro tipo en gasificadores a pequeña escala distribuidos a nivel de granja y de comunidades pequeñas, y en gasificadores de mayor envergadura y más centralizados. En el mundo en desarrollo se están realizando esfuerzos para instalar gasificadores de pequeña escala para producir combustible para cocinar y otros usos a partir del estiércol y de residuos orgánicos.²⁷⁰ Hacerlo limita la necesidad de utilizar leña para la energía y por lo tanto reduce la degradación ecológica. En los países desarrollados, las instalaciones de biogás a gran escala se utilizan normalmente para proporcionar combustible para la generación de electricidad. En Alemania, esta práctica es controvertida, ya que la materia prima principal es el maíz y el gas resultante está muy subvencionado por Ley de Energías Renovables.²⁷¹ La situación recuerda a las subvenciones estadounidenses al maíz para etanol: los subsidios en Alemania han dado como resultado el desplazamiento de otros cultivos de maíz para alimentación, han impulsado al alza los precios y las importaciones de grano y forraje para animales.

El biogás es por lo tanto una fuente nicho de suministro de gas. En las circunstancias adecuadas, puede tener sentido, ya que puede reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y proporcionar una fuente de combustible para reducir otros impactos ecológicos. Empero, no es suficiente para poder compensar una parte importante del consumo de gas de hoy e intentar aumentar su producción a costa de los cultivos alimenticios es contraproducente.

²⁶⁹ Environmental Protection Agency, "Landfill Gas Energy", 2012, http://www.epa.gov/statelocalclimate/documents/pdf/landfill_methane_utilization.pdf.

²⁷⁰ Hivos, "Indonesia Domestic Biogas Programme", 2012, http://www.snvworld.org/sites/www.snvworld.org/files/publications/indonesia_domestic_Biogas_programme_brochure.pdf.

²⁷¹ Nils Klawitter, "Biogás Boom in Germany Leads to Modern-Day Land Grab," Spiegel Online International, agosto 30, 2012, <http://www.spiegel.de/international/germany/Biogas-subsidies-in-germany-lead-to-modern-day-land-grab-a-852575.html>

CONSIDERACIONES NO GEOLÓGICAS



CONSIDERACIONES NO GEOLÓGICAS

ECONÓMICAS

La energía alimenta todas las facetas de la sociedad moderna y el suministro de alimentos, el transporte y los innumerables recursos naturales que son indispensables en la fabricación de los componentes de la vida cotidiana. Los hidrocarburos (petróleo, gas y carbón) proporcionan actualmente más del 80% de esa energía, pero su reinado de 160 años ha sido de corta duración en el contexto del desarrollo evolutivo de la humanidad. Como se muestra en la Figura 109, el 90% de estos hidrocarburos se han consumido en tan sólo 75 años desde 1938, y la mitad se han consumido desde 1986. Esto representa 3.083 Mbl de equivalentes de petróleo en hidrocarburos quemados desde 1850.

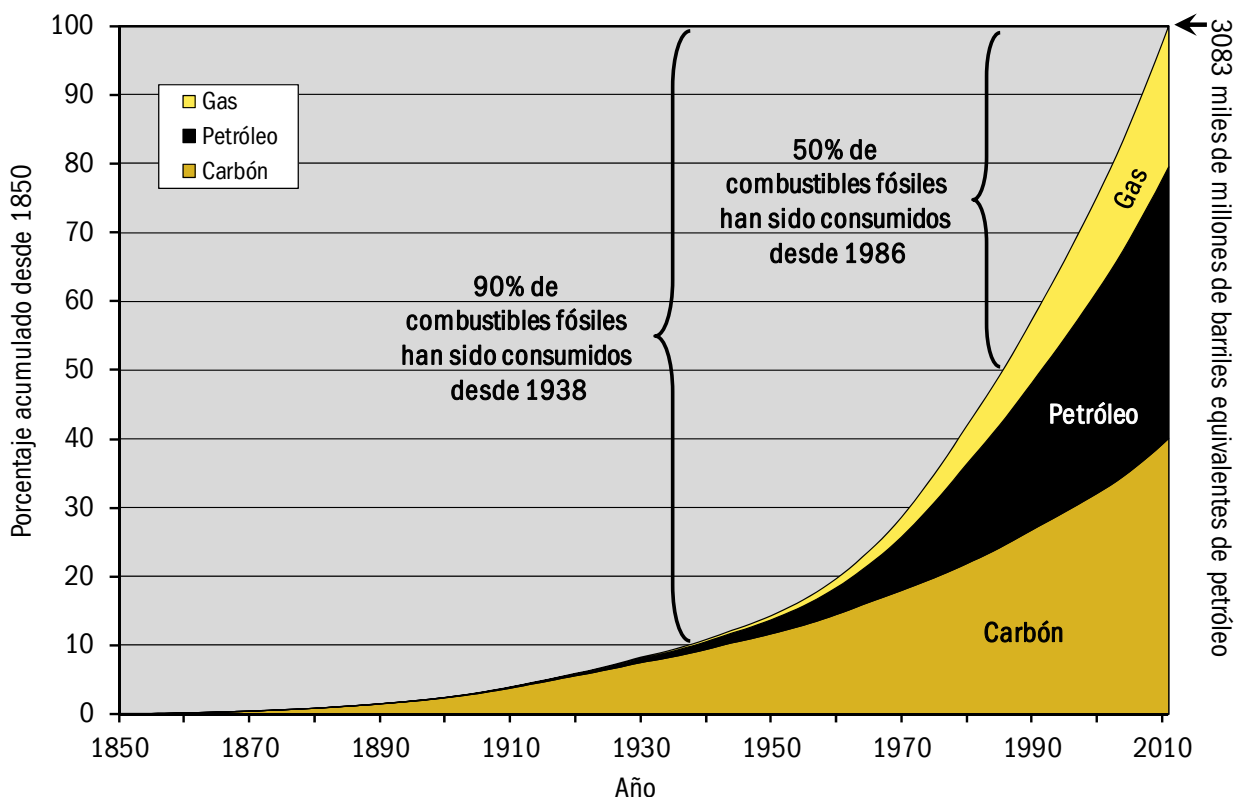


Figura 109. Consumo mundial acumulado de petróleo, gas y carbón desde 1850.²⁷²

Hasta finales de 2011 se han consumido un total de 3.083 Mbl de equivalentes de petróleo procedentes de hidrocarburos.

El caso de referencia más reciente de la EIA para el mundo requiere un aumento del 47% en el consumo total de energía a partir de los niveles de 2010 para el año 2035, momento en el que los hidrocarburos podrían representar todavía un 79%.²⁷³ Esto se traduce en el aumento del consumo en un 27% de petróleo, un 48% de gas y un 45% de carbón en 2035 en comparación con 2010. Tal incremento requeriría la adquisición y el consumo de 2.190 Mbl de petróleo equivalente en términos de petróleo, gas y carbón en los 24 años entre 2011 y 2035, una cantidad que equivale al 71% de todos los hidrocarburos consumidos en la historia.

²⁷² Datos procedentes de: Amulf Grubler, "Technology y Global Change: Data Appendix," 1998, <http://www.iiasa.ac.at/~grubler/Data/TechnologyAndGlobalChange/>; BP, *Statistical Review of World Energy*, 2012.

²⁷³ EIA *International Energy Outlook* 2011, Tabla A2, http://www.eia.gov/forecasts/ieo/excel/appa_tables.xls.

CONSIDERACIONES NO GEOLÓGICAS

Teniendo en cuenta la proyección de la EIA de disminución de la producción de crudo convencional hasta el año 2035 (Figura 22), y la revisión de la oferta potencial de petróleo y gas no convencionales realizado en este informe, la proyección de la EIA va a ser muy difícil y probablemente imposible de lograr. Como mínimo, el suministro de energía en el futuro significará precios más altos y más volátiles y, sin una planificación y previsión adecuadas, podría significar la escasez de suministros físicos. Los precios de la energía ya están en niveles históricamente altos y están cada vez más estrechamente vinculados a los precios de otros productos básicos que forman los insumos básicos para la sociedad moderna (Figura 110). Los precios de la energía y las materias primas han aumentado entre un 70 y un 90% sobre los niveles de 2005 a pesar del hecho de que las economías del mundo desarrollado están enfrentándose a bajas tasas de crecimiento.

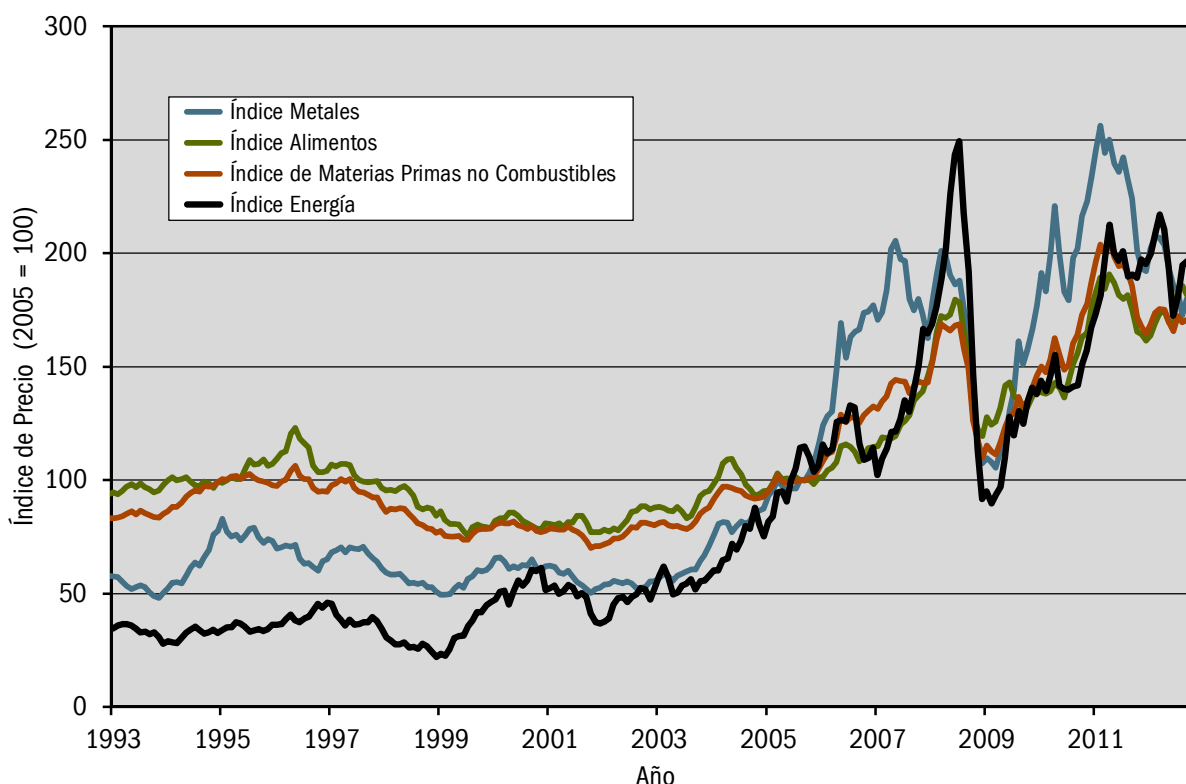


Figura 110. Índices de precios para la energía, los metales, alimentos y materias primas no combustibles, 1993-2012.

Los precios se han ido incrementando en correlación con el precio de la energía, que constituye un entrante fundamental en sus suministros.²⁷⁴

Algunos observadores respetados sugieren que las tasas de crecimiento bajas o nulas serán una condición permanente.²⁷⁵ Otros observadores señalan un inminente déficit en la disponibilidad de productos básicos incluidos el agua y la tierra cultivable.²⁷⁶ La falta de abundante energía barata, que permitió el rápido crecimiento de la oferta de insumos de recursos naturales y la explotación de las tierras cultivables y del agua durante el pasado siglo, es probable que sufran un cambio nunca observado en la evolución de la sociedad industrial. Sin embargo, las proyecciones de la EIA ignoran este riesgo cuando suponen que el PIB

²⁷⁴ Price indices from the International Monetary Fund, via <http://www.indexmundi.com/commodities/> (visitada en enero 2013).

²⁷⁵ Jeremy Grantham, "On the Road to Zero Growth", *GMO Quarterly Letter*, November 2012, http://www.gmo.com/websitecontent/JG_LetterALL_11-12.pdf.

²⁷⁶ Dambisa Moyo, "The Resource Shortage is Real", *Time*, junio 8, 2012,.

CONSIDERACIONES NO GEOLÓGICAS

de Estados Unidos crecerá un 2,5% por año durante los próximos 25 años y que el desempleo volverá a tasas por debajo del 6% en 2018 y permanecerá allí hasta 2040.²⁷⁷

Una de las razones para el optimismo de la EIA es la mejora de la "intensidad energética" con el tiempo, que es la cantidad de energía consumida para producir un dólar de PIB. La Figura 111 ilustra esta tendencia en los últimos 45 años. A pesar de esa mejora de la intensidad energética, el crecimiento del PIB viene generalmente acompañado por un crecimiento en el consumo de energía real. El consumo mundial de energía se triplicó en los últimos 45 años, mientras que el consumo de Estados Unidos creció un 76%. Las previsiones de la EIA de que la mejora de la intensidad energética estadounidense continuará, con un 48% menos de energía requerida por cada dólar del PIB en 2040 en comparación con 2010, pero también que el consumo global de energía aumentará en un 9% durante este período.

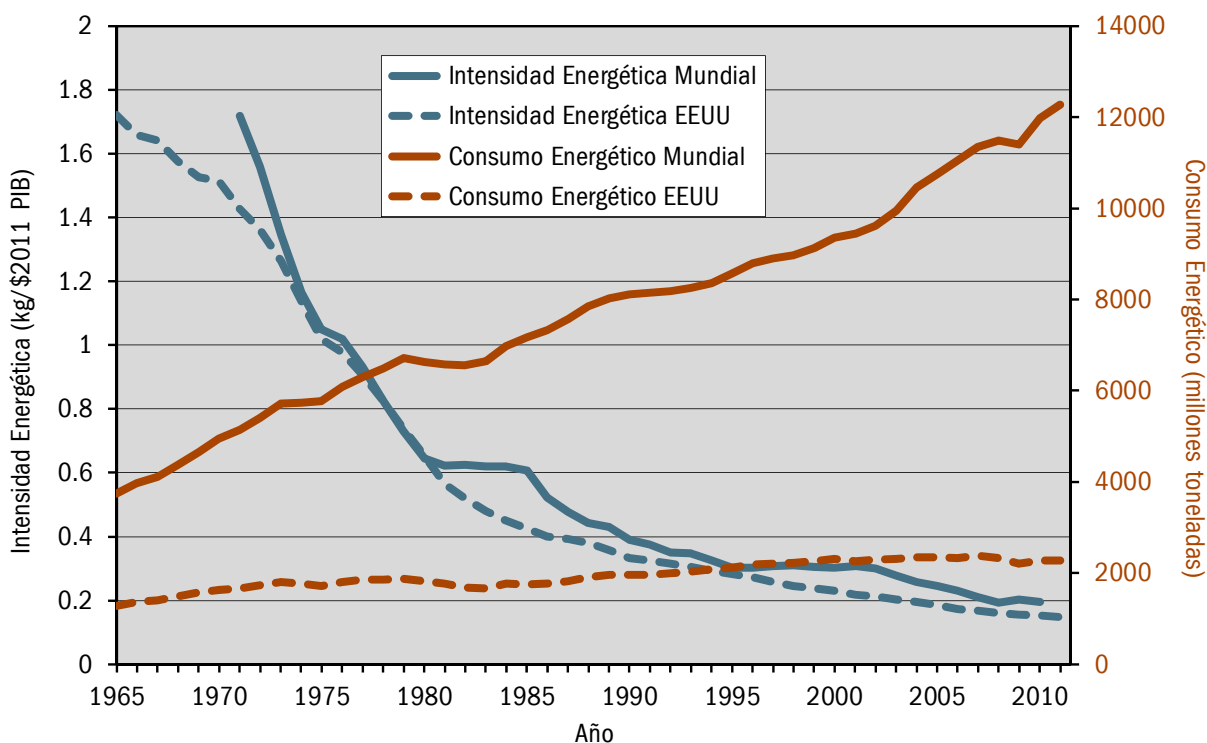


Figura 111. Intensidad energética mundial y estadounidense comparada con el consumo energético, 1965-2011.²⁷⁸

La intensidad energética se expresa en kilogramos de petróleo equivalente por dólar de PIB; el consumo se expresa en millones de toneladas de equivalentes de petróleo. El consumo energético mundial ha crecido un 227% durante este período y el de Estados Unidos lo ha hecho en un 76%.

El crecimiento del PIB está estrechamente vinculado con el consumo de energía y la producción de dióxido de carbono. En 2010, la creación de un dólar de PIB requería el consumo de 153 gramos de energía de hidrocarburos equivalentes de petróleo y provocaba la emisión de 380 gramos de equivalentes de CO₂ en gases de efecto invernadero.

No existen combustibles no convencionales "panaceas" al acecho para resolver el problema de los suministros futuros a mayor coste del petróleo y el gas. Aunque, en teoría, algunos de estos recursos sean muy grandes en

²⁷⁷ EIA, 2012, "Annual Energy Outlook 2013 primera entrega", Tabla 20.

²⁷⁸ El PIB y la intensidad energética de: World Bank, 2012, <http://data.worldbank.org/indicator?display=default>; la producción energética 1965-2011 de: BP, *Statistical Review of World Energy 2012*.

CONSIDERACIONES NO GEOLÓGICAS

volúmenes in situ, la tasa probable a la que pueden ser convertidos en oferta y su coste de adquisición no les permitirá sofocar los mayores costes energéticos y las posibles deficiencias de suministro. El gas y el petróleo de lutitas, las últimas "panaceas" anunciadas por diversos expertos e intereses creados, son caros, requieren altos niveles de aportación de capital para mantener los niveles de producción y es improbable que sean capaces de mantener la producción a largo plazo. Por otra parte, el aumento de las cantidades de combustibles no convencionales, con sus TRES intrínsecamente inferiores, significan cantidades crecientes de impactos ambientales colaterales, ya sea mediante el *fracking* de gas y petróleo o mediante la producción de arenas asfálticas, biocombustibles, pizarras bituminosas y otras fuentes no convencionales.

Una estrategia energética *de facto* que supone la disponibilidad de cantidades crecientes de hidrocarburos a precios razonables, subidas cada vez mayores del PIB y bajo nivel de desempleo sin que se analicen los fundamentos de la oferta de suministros, es muy peligrosa en términos de mitigación de futuras caídas de los suministros y otros impactos futuros para la sociedad. El impacto de los precios altos y volátiles de la energía sobre el crecimiento económico se ha hecho evidente precisamente en los últimos cinco años, así como durante las recesiones anteriores (véanse: Figura 10, Figura 11, Figura 12), y hay pocas razones para creer que no continuará en el futuro a pesar de la previsiones optimistas.

McKinsey Global Insight sugiere que una "respuesta de la productividad", dirigida a reducir el consumo y el uso más eficiente de los recursos podría reducir la demanda de energía, tierra, agua y acero (como sustituto de otras materias primas), en comparación con una proyección de que "las cosas sigan como están", hasta en un 30% en 2030, con la correspondiente reducción de las emisiones.²⁷⁹ Aunque tal respuesta no reduciría necesariamente los requisitos de entrada de capital durante el intento de aumentar los suministros, serviría para iniciar un largo camino hacia la mitigación de los impactos de la escasez de recursos en la sociedad. Las oportunidades para una "respuesta de la productividad" que ofrece McKinsey podrían modificarse y ampliarse; no obstante, la maximización de la eficiencia energética es claramente un primer paso crucial en la gestión de los impactos de la escasez de recursos en el futuro.

GEOPOLÍTICAS

Los riesgos geopolíticos relativos al suministro de energía surgen tanto de los ritmos de consumo desiguales entre los países desarrollados y no desarrollados, y a la concentración de la oferta, en particular la del petróleo, en regiones políticamente inestables. En términos de consumo, hemos visto que los países desarrollados, como Estados Unidos consumen muchas veces más energía per cápita que los países en desarrollo: cuatro veces más que China y 17 veces más que la India (Figura 3). Dada la correlación entre el crecimiento del PIB y el consumo de energía, las economías en rápido crecimiento requieren (y demandan) cantidades crecientes de energía. Por otra parte, los países en desarrollo en su conjunto aspiran a niveles de países desarrollados el consumo de energía. En términos de suministro de energía, el petróleo sigue siendo el más vulnerable a los riesgos geopolíticos; sin embargo, el gas natural es un problema en Europa y Asia, debido tanto a los oleoductos situados fuera de Rusia y a las importaciones de líquidos del gas natural.

El petróleo es un producto con precios impuestos a escala mundial, por lo que Estados Unidos no está exento de los incrementos de precios asociados con las interrupciones en el suministro global, independientemente de la cantidad de petróleo que se produzca en el país.²⁸⁰ Las proyecciones de la EIA muestran que Estados Unidos todavía será dependiente de las importaciones por un montante del 36% de los suministros (6,9 Mbd) en 2040, incluso con las hipótesis más optimistas sobre el crecimiento de la producción nacional (Figura 28). Es muy poco probable que estas importaciones puedan ser satisfechas por recursos norteamericanos de Canadá y México.

²⁷⁹ Richard Dobbs, et al., "Resource Revolution: Meeting the world's energy, materials, food and water needs", McKinsey Global Institute, 2011, http://www.mckinsey.com/features/resource_revolution.

²⁸⁰ Michael Levi, "The False Promise of Energy Independence", *New York Times*, diciembre 21, 2012, <http://www.nytimes.com/2012/12/21/opinion/the-false-promise-of-energy-independence.html>.

CONSIDERACIONES NO GEOLÓGICAS

La vulnerabilidad de los suministros de petróleo a los trastornos geopolíticos se ilustra en la Figura 112 en la concentración desigual de la capacidad de exportación y los requisitos de importación. La mitad de los 38,3 Mbd de las exportaciones netas globales en 2011 (los movimientos totales son mayores en varias regiones ya que a la vez importan y exportan petróleo) proceden de Oriente Medio, y un 12% de África occidental. Estas regiones son puntos políticos calientes, en particular Irán, Irak y Nigeria y, en menor medida, otros países de Oriente Medio y del norte de África afectados por la "Primavera Árabe". La antigua Unión Soviética controlaba un 22 por ciento adicional de las exportaciones netas en 2011.

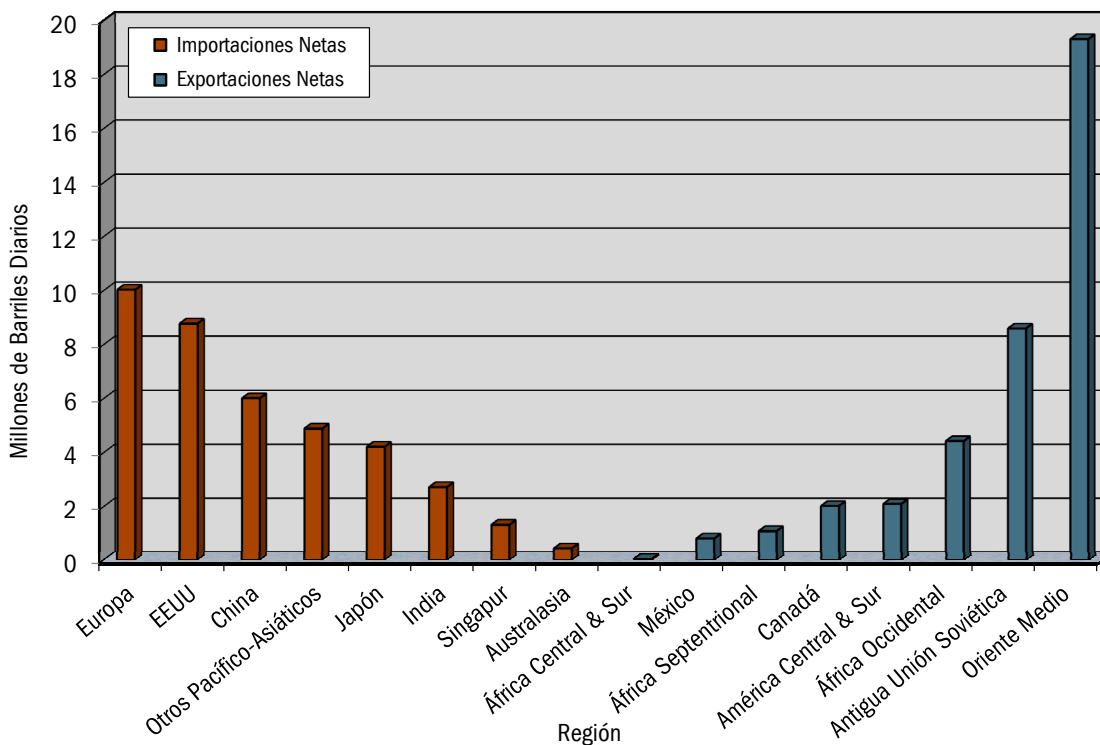


Figura 112. Importaciones y exportaciones netas de petróleo por regiones, 2011.²⁸¹

Oriente Medio y África occidental, dos regiones proclives a la inestabilidad política, son responsables del 62% de las exportaciones globales netas.

Europa y los Estados Unidos consumen el 49% de las importaciones netas y por lo tanto son muy vulnerables a las interrupciones en el suministro de petróleo y a la crisis de los precios. Junto con Japón y Singapur, los países desarrollados consumen el 63% de las importaciones netas globales. El mundo en desarrollo consume sólo el 37%, pero este porcentaje ha crecido rápidamente (China fue un exportador neto de petróleo en fecha tan reciente como 1993, ver Figura 6, y ahora representa el 16% de las importaciones netas globales). El creciente consumo de petróleo en China y la India está poniendo rápidamente presión en la disponibilidad y el precio de otros grandes importadores de petróleo. China, en particular, ha estado tomando un papel agresivo para asegurarse el suministro de petróleo a través de inversiones en Angola, Venezuela, Canadá y otros países.

La capacidad de producción mundial de petróleo crudo a finales de 2012 era de 2 Mbd (se espera que aumente a 3,3 Mbd en 2013).²⁸² Este es un margen muy estrecho de superávit de capacidad: aproximadamente el 2,5% del actual consumo mundial de petróleo. La interrupción de la producción en un

²⁸¹ Datos procedentes de: BP, *Statistical Review of World Energy* 2012.

²⁸² EIA Short Term Energy Outlook, 2012, Tabla 3c, http://www.eia.gov/forecasts/steo/xls/STEO_m.xls.

CONSIDERACIONES NO GEOLÓGICAS

importante productor de petróleo como Irán, mediante la guerra o las sanciones, podrían eliminar fácilmente toda la capacidad excedente del sistema. La interrupción de los canales de navegación, como el estrecho de Ormuz o el estrecho de Malaca, a través de los cuales el 19 y el 17% (respectivamente) del consumo de petróleo mundial transita a diario,²⁸³ precipitaría una crisis de suministro si dura el tiempo suficiente para consumir las reservas almacenadas mundiales de crudo.

El analista y geólogo del petróleo Jeffrey Brown señala un factor de riesgo geopolítico aún más desalentador en cuanto a la disponibilidad de petróleo para los países importadores. Como el consumo aumenta dentro de las naciones exportadoras de petróleo, la cantidad disponible de petróleo para exportación se contrae sin el correspondiente aumento en la capacidad de producción. Indonesia, por ejemplo, que una vez fue un exportador neto de petróleo, es ahora un importador neto como resultado tanto del aumento del consumo interno y la caída de la producción. China e India están aumentando rápidamente su necesidad de importación de petróleo; ahora consumen el 23% de las importaciones disponibles, lo que reduce el petróleo disponible para otras naciones importadoras.

Brown ha desarrollado lo que él llama el "Export Land Model"²⁸⁴ y estima que el petróleo disponible para la exportación de Arabia Saudita se ha reducido en un 38% desde 2005.²⁸⁵ Sugiere, además, que el petróleo total disponible para la exportación, una vez que se cubren las necesidades de China y la India, se ha reducido en un 48% desde 2005. Siguiendo más allá con su análisis estima que, si se cumplen las necesidades crecientes de importación de China e India, las exportaciones netas disponibles para el resto de los países importadores del mundo podrían desaparecer para el año 2030.²⁸⁶ Esto implica, cuando menos, la posibilidad de tensiones geopolíticas y agresiones porque las economías importadoras de petróleo compiten entre ellas por la disminución de las exportaciones y se enfrentan no sólo a precios mucho más altos, sino a la escasez física.

Además de la energía, hay muchos otros riesgos para la estabilidad geopolítica. El acceso al agua, los alimentos, los minerales y a una variedad de otros recursos, así como los efectos del cambio climático supondrán enormes desafíos. El escenario de un creciente consumo de energía incesante en un mundo con tasas de suministros constreñidas, no sólo es muy difícil o imposible de alcanzar a largo plazo, sino que agravará muchos otros factores de riesgo geopolítico. Un escenario de aplicación de recursos a la tarea de reducir el consumo energético y el impacto sobre los ecosistemas, manteniendo el acceso a insumos esenciales, será mucho más útil para la reducción de riesgo global y la promoción de la sostenibilidad a largo plazo.

PROTECCIÓN MEDIOAMBIENTAL

El dicho "no hay almuerzo que salga gratis" se aplica certeramente a los costes ambientales de la adquisición de la energía, sea la que provenga de los combustibles fósiles, de la energía nuclear o de las renovables. Siempre hay un coste, lo que varía es cuán alto es el coste (y quién lo paga). El aprovechamiento de la energía que la humanidad ha cosechado en los últimos dos siglos ha traído consigo la alteración masiva de los ecosistemas en todo el mundo para someterlos a la agricultura, la urbanización, la extracción de recursos y otras actividades humanas. También ha permitido que los estilos de vida de millones de personas descansen sobre la base de rendimientos energéticos que son decenas de veces más grandes que las que existían anteriormente.

²⁸³ EIA, "World Oil Transit Chokepoints", 2012, <http://www.eia.gov/countries/regions-topics.cfm?fips=WOTC&trk=p3>.

²⁸⁴ See http://en.wikipedia.org/wiki/Export_Land_Model.

²⁸⁵ Jeffrey J. Brown, comunicación personal, 2012, http://i1095.photobucket.com/albums/i475/westexas/Slide2-6_zps3f248dc1.jpg.

²⁸⁶ Jeffrey J. Brown, "An Update On Global Net Oil Exports: Is It Midnight On The Titanic?", Energy Bulletin, abril 24, 2012, <http://www.resilience.org/stories/2012-04-24/update-global-net-oil-exports-it-midnight-titanic>.

CONSIDERACIONES NO GEOLÓGICAS

No existe una persona razonable que no admita que los combustibles fósiles no son renovables (a pesar de las protestas de los teóricos del "petróleo abiótico"). No obstante, hemos visto que los combustibles fósiles suponen actualmente más del 80% de nuestro consumo y se prevé que seguirán haciéndolo en el futuro previsible. Tenemos legiones de científicos que nos dicen que seguir dependiendo de los combustibles fósiles es suicida para el clima, y legiones aún mayores de corredores de bolsa, políticos y líderes empresariales que continúan anunciando una nueva bonanza de los combustibles fósiles a partir de recursos no convencionales. Los funcionarios del Gobierno prevén que esta bonanza nos impulsará hacia el futuro feliz de una economía en constante crecimiento y con bajo desempleo *ad infinitum* (o por lo menos hasta que finales de 2040, año en que culminan sus gráficas).

Si se examinan, los hechos son muy diferentes:

- La producción de crudo convencional está en una meseta, y mantenerla exige un esfuerzo hercúleo en términos de inversiones, nuevos descubrimientos y nuevas perforaciones (se necesitarán cuatro nuevas Arabias Sauditas hacia 2035).
- El gas y el petróleo de lutitas exigen enormes insumos de capital para contener sus empinados declives. La fractura hidráulica que se requiere para obtener gas y petróleo de lutitas plantea impactos ambientales que han tenido una seria oposición en varios países. Su producción no parece que sea sostenible a largo plazo.
- Las arenas asfálticas exigen enormes insumos de capital para incrementar modestamente la producción. Producen un gran impacto ambiental y sus emisiones de gases de efecto invernadero son sensiblemente mayores que las del petróleo convencional.
- Los biocombustibles para el transporte están desplazando a otros cultivos alimentarios y ecosistemas y tienen un rendimiento energético muy bajo.
- Otras fuentes no convencionales y no renovables expuestas en este informe se caracterizan por fuertes insumos de capital, elevados daños medioambientales colaterales, baja energía neta y muy poca disponibilidad para aumentar la tasa de suministros.

La búsqueda de combustibles no convencionales en un intento de hacernos incrementar los líquidos derivados del petróleo para satisfacer las necesidades de suministro tal y como ahora, es poco probable que tenga éxito en el largo plazo debido a sus propiedades físicas y a las limitaciones de la tasa de suministro. Aunque los combustibles no convencionales serán importantes para mitigar hasta cierto punto las caídas productivas del petróleo y el gas convencionales, simplemente no son escalables a los niveles exigidos por los pronósticos habituales del "que todo siga igual". Por otra parte, los bajos rendimientos netos de energía y los métodos de extracción cada vez más agresivos de los combustibles no convencionales significan necesariamente un impacto cada vez mayor sobre los ecosistemas y el clima. Esos impactos incluyen:

- **Agua:** La contaminación de las aguas subterráneas por la extracción de gas de lutitas (errores de ingeniería, eliminación del agua contaminada del *fracking*), de las arenas asfálticas, y de la gasificación del carbón in situ. El consumo de agua excesivo en general que requieren la extracción del gas y el petróleo de lutitas, las arenas asfálticas, el petróleo de bituminosas y los biocombustibles.
- **Tierra:** Huella física de las plataformas de perforación, caminos, pozos de minería, oleoductos y, en el caso de los biocombustibles, los ecosistemas destruidos y los cultivos alimentarios desplazados para cultivar maíz, palma aceitera, caña de azúcar y otros insumos de biomasa. La huella industrial del tráfico de camiones, los compresores y los equipos de perforación del gas de lutitas instalados cerca de zonas urbanizadas son también importantes.

CONSIDERACIONES NO GEOLÓGICAS

- **Aire:** Las emisiones procedentes de la extracción, refinación y distribución de combustibles no convencionales, que incluyen las emisiones de los equipos de perforación, de los camiones, de los compresores, de la minería y de las operaciones de refinado que se hacen notar en las zonas pobladas y que son similares, aunque pasen en gran medida inadvertidas, en las zonas despobladas.
- **Clima:** Las emisiones de CO₂, metano y otros gases de efecto invernadero procedentes del proceso de extracción son desproporcionadas en comparación con las producidas por los hidrocarburos convencionales, debido al bajo contenido neto de energía y a las técnicas de extracción agresivas. Las arenas asfálticas, por ejemplo, producen emisiones “pozo-a-rueda” que son 23% mayores que las del petróleo convencional.²⁸⁷ Un estudio reciente en la revista *Nature* sugiere que las emisiones de metano podrían ser de hasta el 9% en algunos campos de gas,²⁸⁸ que es más de tres veces el promedio de las estimaciones de la EPA, y significativamente más alto que lo que decían estudios anteriores y que muestran que el gas de lutitas tiene un mayor impacto de efecto invernadero a corto plazo (40-50 años) que el carbón usado en la producción de electricidad.²⁸⁹

De modo que sí: no hay almuerzos gratis. Incluso las turbinas eólicas y las células fotovoltaicas requieren gasto de energía procedente de hidrocarburos en la extracción de las materias primas utilizadas en su fabricación, así como en su fabricación en sí, y la implantación de los molinos eólicos en el paisaje es cada vez más tema de una oposición organizada.

Todo esto apunta a la necesidad de repensar nuestro enfoque hacia la energía. Las tasas de rendimiento energético que hemos disfrutado durante el siglo pasado no son sostenibles. Replantearnos la forma en que nos organizamos y gastar la mínima energía posible nos garantizará una transición mucho menos perjudicial hacia un mundo con menos energía. Ese no será un mundo sin hidrocarburos, al menos no en el futuro inmediato, pero si será un mundo donde la energía será más sostenible, los impactos ambientales se reducirán al mínimo y podrá mitigarse el cambio climático.

²⁸⁷ Natural Resources Defense Council, “Report: Fuel from Canadian Tar Sands Significantly Dirtier Than Average”, febrero 9, 2011, http://switchboard.nrdc.org/blogs/smui/european_commission_report_fin.html.

²⁸⁸ Jeff Tollefson, “Methane leaks erode green credentials of natural gas”, *Nature* 493, 12 (enero 3, 2013), <http://www.nature.com/news/methane-leaks-erode-green-credentials-of-natural-gas-1.12123>.

²⁸⁹ J.D. Hughes, “Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Shale Gas Compared to Coal: An Analysis of Two Conflicting Studies”, Post Carbon Institute, 2011, <http://www.postcarbon.org/reports/PCI-Hughes-NETL-Cornell-Comparison.pdf>.

CONCLUSIÓN



CONCLUSIÓN

En tan solo 160 años, los combustibles fósiles han impulsado un inmenso crecimiento de la población y de los consumos energéticos per cápita y global (Figura 1). El crecimiento del PIB y la salud de la economía han estado estrechamente ligados al aumento del consumo de energía y actualmente más del 80% de esa energía es suministrada por combustibles fósiles finitos y no renovables. La retórica basada en las estimaciones in situ de los recursos de combustibles fósiles no convencionales proclama que los hidrocarburos serán abundantes y podrán suministrar una gran parte del crecimiento de consumo energético requerido para sostener la economía los próximos 25 años.

Las previsiones del último caso de referencia del *International Energy Outlook (Panorama Energético Internacional)* de la IEA sugieren que el consumo mundial de energía crecerá un 44% entre 2011 y 2035, un período en el cual la población habrá crecido un 23% y el consumo energético per cápita lo habrá hecho un 14% (Figura 113). La cantidad acumulada de consumo de energía requerida para sostener tales incrementos supone gastar en 24 años un 71% de todos los hidrocarburos consumidos entre 1850 y 2011. Esto nos llevaría a consumir 10 veces el consumo energético per cápita de 1850 y 70 veces la energía total invertida desde entonces.

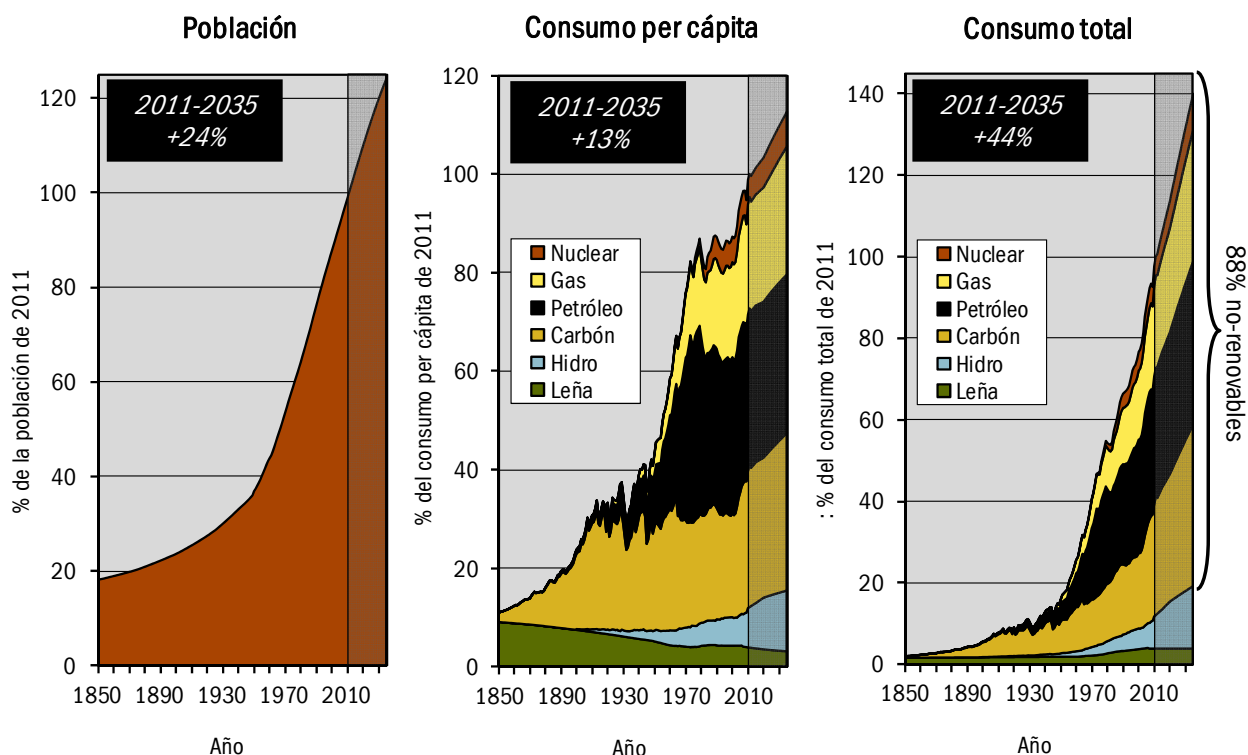


Figura 113. Población mundial y consumos energéticos per cápita y total desglosados por combustible y en porcentajes con respecto al consumo de 2011, entre 1850 y 2035.²⁹⁰

A esto se podría parecer el perfil del consumo energético mundial asumiendo que la proyección del caso de referencia de la EIA para el consumo global de energía y los pronósticos sobre el crecimiento de la población lleguen a buen término.

²⁹⁰ Datos procedentes de: Amulff Grubler, "Technology y Global Change: Data Appendix," 1998, <http://www.iiasa.ac.at/~grubler/Data/TechnologyAndGlobalChange/>; BP, *Statistical Review of World Energy*, 2012; U.S. Census Bureau, 2012, <http://www.census.gov/population/international/data/idb/informationGateway.php>; proyecciones globales de: EIA *International Energy Outlook* 2011, caso de referencia, septiembre, 2011, <http://www.eia.gov/forecasts/ieo/>

CONCLUSIÓN

Una vez que se analizan los datos en que se basa, gran parte del optimismo de las proyecciones de la EIA es infundado. Con todo, las proyecciones de la EIA son conservadoras cuando se comparan con las que propagan a bombo y platillo algunos grupos, a menudo con intereses creados, acerca de que el gas y el petróleo de lutitas y otros combustibles no convencionales representan un nuevo renacimiento del consumo energético y la “independencia energética”. Aunque los combustibles no convencionales son ahora y seguirán siendo importantes en retrasar el declive terminal de la producción de los convencionales, ver en ellos la panacea que evitará enfrentarse al problema de la sostenibilidad energética que la humanidad ha de hacer frente a largo plazo es peligroso. El problema acabará por presentarse se quiera o no.

Entender objetivamente las realidades energéticas es crucial para minimizar los impactos sociales de una transición desde el actual paradigma del aumento continuado e insostenible del consumo de energía hacia uno nuevo de reducción del consumo energético, lo que conlleva necesariamente que sea más sostenible. Aunque algunos combustibles no convencionales tengan una sólida base como recursos in situ, están lastrados por su bajo rendimiento energético neto, la necesidad de continuas inversiones de capital, las limitaciones en la tasa de suministro y los grandes impactos ambientales en su extracción.

Los combustibles no convencionales no son la panacea para una prolongación infinita del paradigma del crecimiento. Como mucho, serán una fuente supletoria de energía de alto coste que mitigará en algo los impactos del declive en la producción más barata de los combustibles convencionales. Pueden darnos algún tiempo suplementario para facilitar el desarrollo de infraestructuras que permitan reducir los consumos energéticos. Pero contemplarlos como unos “cambiadores del juego” capaces de incrementar indefinidamente el suministro de energía de bajo coste que ha sostenido hasta ahora el crecimiento económico del siglo pasado es un error. Espero que el análisis de los datos sobre los combustibles no convencionales que contiene este informe sirva para ayudar a comprender las realidades y riesgo de seguir actuando así.

Los hidrocarburos han dado a la humanidad una gran bonanza energética; sus propiedades únicas y su versatilidad serán muy difíciles o imposibles de reemplazar. Desgraciadamente son un recurso finito, no renovable, que produce notables daños ambientales colaterales en su extracción y utilización. Serán necesarios para desarrollar las infraestructuras para un futuro energéticamente más sostenible. Es imperativo planear un futuro así basado en hechos objetivos, no en pensamientos ilusos.

ABREVIATURAS

/d – al día o diario.

BEP – Barriles equivalentes de petróleo.

bl – barril.

bls – barriles.

BOEM – Bureau of Ocean Energy Management (Oficina para la Gestión Energética Oceánica de EEUU).

Bpc – billón de pies cúbicos.

Btu – Unidad térmica británica (British Thermal Unit: 1.055 julios).

CAPP – Asociación Canadiense de Productores de Petróleo (Canadian Association of Petroleum Producers).

CBPC – Coste por barril de capacidad de producción. Véase el apéndice a la edición española.

CF – Combustibles fósiles.

EIA – Agencia de Información Energética del Departamento de Energía de los Estados Unidos (Energy Information Administration).

ERCB – Junta para la Conservación de Recursos Energéticos de la provincia de Alberta, Canadá (Alberta Energy Resources Conservation Board).

FMI – Fondo Monetario Internacional.

GNL – Gas natural licuado.

IEA – International Energy Agency (Agencia Internacional de la Energía, que es el observatorio energético de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE)).

Kbl – mil barriles.

KMbl – Miles de Mbl.

KMpc – Miles de millones de pies cúbicos.

Kpc – mil pies cúbicos.

LGN – Líquidos derivados del gas natural.

Mbd – millón de barriles diarios.

Mbl – millón de barriles.

Mba – millón de barriles al año.

Mbtu – millón de Btus.

Mpc – millón de pies cúbicos.

NEB – Junta Nacional de Energía de Canadá (Canadian National Energy Board).

PADD – Acrónimo de Petroleum Administration for Defense Districts. Las reservas estratégicas de derivados del petróleo de los Estados Unidos fueron creadas durante la Segunda Guerra Mundial y distribuidas en cinco distritos, que todavía son utilizados con fines estadísticos aunque no se trate de almacenes o depósitos físicos.

PI – Productividad inicial (por ejemplo, de un pozo). Típicamente es la tasa de producción más alta de toda la vida del pozo y se alcanza durante el primer mes de la producción.

PIB – Producto Interior Bruto.

PTE – Potencial Total Estimado.

REP – Reserva Estratégica de Petróleo.

RFR – Recursos Finalmente Recuperables.

RICO – Rig Count.

RMP – Recuperación Mejorada del Petróleo.

RTR – Recursos Técnicamente Recuperables.

\$ – Dólares estadounidenses.

\$Can – Dólares canadienses.

SAGD – Drenaje gravitacional impulsado con vapor (Steam-Assisted Gravity Drainage).

TRE – Tasa de Retorno Energético.

USGS – United States Geological Survey (Servicio Geológico de los Estados Unidos).

WTI – Petróleo tipo Western Texas Intermediate.

Campo— Un área prospectiva para la producción de petróleo, gas o de ambos. Por lo general se trata de zonas contiguas relativamente pequeñas que están situadas en un mismo yacimiento.

Crudo de petróleo o petróleo crudo — Tal y como se usa aquí, se refiere al crudo de petróleo convencional y no incluye ni los líquidos del gas natural, ni los biocombustibles, ni las ganancias de refinera.

Curva de declive tipo — La producción media para todos los pozos de un área determinada o de un campo decrece desde el primer mes de la producción. Para los campos de lutitas analizados en este estudio, las curvas de declive tipo se han hecho considerando la media de los cuatro o cinco primeros años de producción.

Emisiones de depósito a rueda — Emisiones producidas al quemar gasolina o diésel pero sin tener en cuenta las emisiones producidas en los procesos de extracción y refinado. En la jerga petrolífera, se dice “*Tank-to-wheels emissions*”.

Emisiones de pozo a ruedas — Emisiones producidas en el ciclo completo de un combustible, desde las producidas en la extracción, pasando por las de refinado y las producidas cuando se consumen en el lugar de destino. En el vocabulario industrial se dice “*Well-to-wheels emissions*”.

Fractura hidráulica (“fracking”) — El procedimiento de inducir fracturas en rocas ricas en hidrocarburos mediante la inyección de agua y otros fluidos, productos químicos y sólidos a presiones muy altas

Fractura hidráulica múltiple — Cada tratamiento individual por fractura hidráulica se aplica por etapas a una determinada porción del pozo. Puede haber hasta treinta fracturas individuales en un solo pozo.

Gas de lutitas — Gas contenido en lutitas cuya permeabilidad es muy baja, del orden del micro- al nano-darcy. Típicamente se produce utilizando pozos horizontales y tratamientos múltiples de hidrofractura. El término inglés es “*shale gas*”.

Líquidos del petróleo (también “líquidos”) — Todos los líquidos parecidos al petróleo que se usan como combustibles líquidos, lo que incluye el petróleo crudo, los condensados operacionales, los líquidos del gas natural, las ganancias de refinera y los biocombustibles.

Manchas dulces - Término que, en la jerga de los operadores, se aplica a las zonas más productivas de un campo o de un yacimiento petrolífero o gasístico.

Pizarra bituminosa — Roca rica en material orgánico que contiene querógeno, un precursor del petróleo. Dependiendo de su contenido orgánico a veces puede quemarse directamente con un rendimiento calorífico equivalente a los carbones de gradación más baja. También puede ser recalentada in situ por pirolisis a altas temperaturas y sin oxígeno durante años para producir petróleo o puede ser tratada en un proceso conocido como “retorting” para producir líquidos del petróleo.

Petróleo de lutitas — Petróleo contenido en las lutitas y otras rocas clásticas o carbonatadas semejantes que tienen en común poseer permeabilidades muy bajas, del orden del micro- al nano-darcy. Típicamente se produce utilizando pozos horizontales y tratamientos múltiples de hidrofractura. En inglés se denomina “*shale oil*” o “*tight oil*”.

Pozo horizontal — Un pozo cuya perforación comienza verticalmente, pero que se curva a una cierta profundidad para penetrar en un estrato rocoso o en un depósito de hidrocarburo.

Pozo marginal — Un pozo de petróleo o de gas que se encuentra al final de su vida económicamente útil. En Estados Unidos, la Interstate Oil and Gas Compact Commission define un pozo gasífero como “marginal (*stripper well*)” cuando produce 60.000 pies cúbicos (1.700 m³) o menos de gas al día en su máximo caudal. Los de petróleo son considerados como marginales cuando producen diez o menos barriles al día durante un período de doce meses.

Reserva — Un yacimiento de petróleo, gas o carbón que puede ser explotado con rentabilidad teniendo en cuenta las circunstancias económicas y tecnológicas disponibles. En Estados Unidos, al tratarse de activos financieros, las reservas tienen implicaciones legales a los efectos de la cotización de la compañía ante la Securities and Exchange Commission, el equivalente español de la Comisión del Mercado de Valores.

Reservas técnicamente recuperables no probadas — Recursos cuya existencia se deduce usando métodos probabilísticos extrapolados a partir de los datos de exploración disponibles y de la historia de su explotación. Por lo general se designan mediante niveles de confianza. Por ejemplo, P90 indica un 90% de probabilidades de obtener al menos el volumen de recursos indicados, mientras que P10 señala que hay solo un 10% de probabilidades.

Retorting — Término derivado de retorta que se aplica en la jerga petrolífera al proceso de pirólisis o descomposición térmica de la materia a elevada presión y altas temperaturas (más de 40 °C) en ausencia de aire, que se emplea para la obtención del querógeno a partir de pizarras bituminosas. El producto final de la pirólisis es una mezcla de sólidos (*char* en la jerga petrolífera), líquidos (aceites oxigenados), y gases (metano, monóxido de carbono, y dióxido de carbono) en proporciones determinadas por la temperatura, la presión, el contenido de oxígeno y otras condiciones de la operación. Es un proceso económicamente muy caro y poco rentable energéticamente.