

LA REALIDAD DEL "SHALE GAS" EN USA Y SU EXTRAPOLACIÓN AL CASO ESPAÑOL

(EDICIÓN DEFINITIVA) v.2

AMADEUS

Muneta, 29/3/2013

ÍNDICE

LA REALIDAD DEL "SHALE GAS" EN USA	1
VISIÓN GENERAL	1
APROXIMACIÓN A LA REALIDAD DEL GAS NATURAL EN USA	6
BREVE DIGRESIÓN SOBRE LOS CONCEPTOS DE ENERGÍA NETA, TASA DE RETORNO ENERGÉTICO, TASA DE PUESTA EN SERVICIO DE LOS RECURSOS ENERGÉTICOS, ESCALABILIDAD	10
APROXIMACIÓN A LA REALIDAD DEL "SHALE GAS" EN USA	12
MÁXIMA PRODUCCIÓN MENSUAL DE CADA POZO DE LOS TRES MAYORES YACIMIENTOS DE "SHALE GAS" USA	24
ESTANCIAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE "SHALE GAS" EN USA	30
SUCINTAS CONSIDERACIONES MEDIOAMBIENTALES	31
EL CASO ESPAÑOL: BASES DE PARTIDA	32
RECURSOS PROSPECTIVOS: DEFINICIÓN Y EVALUACIÓN	34
UNA PROYECCIÓN DE UN FUTURO QUE ESPERAMOS QUE NO SEA	37
<u>ESCENARIO PRODUCCIÓN INICIAL MENSUAL = 1.000 mcf/día</u>	40
<u>ESCENARIO PRODUCCIÓN INICIAL MENSUAL = 2.000 mcf/día</u>	48
<u>ESCENARIO PRODUCCIÓN INICIAL MENSUAL = 3.000 mcf/día</u>	56
BREVE REFLEXIÓN SOBRE EL FUTURO DEL GAS DE PIZARRA EN ESPAÑA	64
CONCLUSIONES	68
ANEXO:	72
PACO RAMOS - APROXIMACIÓN AL ESCENARIO DE QUE EL CONJUNTO DE LOS YACIMIENTOS DE GAS DE PIZARRA ESPAÑOLES TENGAN UNA PRODUCCIÓN INICIAL MEDIA POR POZO DE 2000 BCF/DÍA, Y UNA TASA DE DECLIVE DEL 5% MENSUAL	72

LA REALIDAD DEL "SHALE GAS" EN USA

VISIÓN GENERAL

Frente a la declaración de intenciones de la IEA (International Energy Agency) de la OCDE dirigida por Fatih Birol (que nos tiene acostumbrados a que sus previsiones de futuro sean un completo fiasco), que afirma que el fuerte incremento futuro de la extracción de hidrocarburos no convencionales servirán para poder hacer frente a las crecientes demandas mundiales de energía, el análisis de la realidad de la producción de "shale oil" y "shale gas" realizado por J. David Hughes, en su informe "DRILL, BABY, DRILL – CAN UNCONVENTIONAL FUELS USHER IN A NEW ERA OF ENERGY ABUNDANCE?", nos pone ante la cruda realidad de que, una vez más, las huestes de Birol, manipulan descaradamente sus informes, en favor de los intereses de ciertos lobbys, y que ese renacimiento energético de USA en particular, y del mundo en general, no es más que otro cuento de la lechera, de los muchos a los que nos tiene acostumbrados la AIE (Agencia Internacional de la Energía).

Estas son literalmente las palabras extractadas del Resumen Ejecutivo (en castellano) del WORLD ENERGY OUTLOOK 2012, de la IEA.

"La evolución energética de Estados Unidos es profunda y sus efectos se dejarán sentir más allá de Norteamérica y del ámbito energético. El reciente repunte de la producción de petróleo y gas en Estados Unidos, inducido por tecnologías de exploración-producción que están liberando petróleo ligero en formaciones compactas y gas de esquisto, está espoleando la actividad económica –con el abaratamiento de los precios del gas y de la electricidad que ofrecen un margen competitivo a la industria– y está transformando paulatinamente el papel de Norteamérica en el comercio mundial de energía. Se prevé que Estados Unidos se convierta en el mayor productor mundial de petróleo hacia el 2020 (adelantando a Arabia Saudí hasta mediados de la década del 2020) y que empiece a notar los efectos de las nuevas medidas de eficiencia energética en el transporte. El resultado es una caída continuada de las importaciones de petróleo de Estados Unidos, hasta el punto que Norteamérica se convierte en exportador neto de petróleo hacia 2030. Esto acelera el cambio de dirección del comercio internacional de petróleo hacia Asia, resaltando la importancia de la seguridad de las rutas estratégicas que conducen el petróleo de Oriente Medio a los mercados asiáticos. Estados Unidos, que actualmente importa cerca del 20% de su demanda total de energía, se convierte prácticamente en autosuficiente en términos netos, un cambio espectacular respecto a la tendencia observada en la mayoría de los países importadores de energía."

Veamos ahora cual es la realidad, a la luz de los datos aportados en el trabajo de Hughes, "DRILL, BABY, DRILL" cuya lectura íntegra os recomiendo

encarecidamente. En este trabajo nos vamos a centrar casi exclusivamente en la extracción de “shale gas”.

Con estas palabras iniciales del RESUMEN EJECUTIVO de su trabajo, nos pone en situación:

“World energy consumption has more than doubled since the energy crises of the 1970s, and more than 80 percent of this is provided by fossil fuels. In the next 24 years world consumption is forecast to grow by a further 44 percent—and U.S. consumption a further seven percent—with fossil fuels continuing to provide around 80 percent of total demand.”

El consumo de energía mundial se ha más que duplicado desde la crisis energética de los 70, y más del 80% de ese consumo corresponde a combustibles fósiles. En los próximos 24 años se prevé que el consumo mundial crezca un 44% adicional — y el consumo USA un setenta por ciento adicional — con los combustibles fósiles suministrando, como hasta ahora, el 80% de la demanda total.

Where will these fossil fuels come from? There has been great enthusiasm recently for a renaissance in the production of oil and natural gas, particularly for the United States. Starting with calls in the 2008 presidential election to “drill, baby, drill!,” politicians and industry leaders alike now hail “one hundred years of gas” and anticipate the U.S. regaining its crown as the world’s foremost oil producer. Much of this optimism is based on the application of technologies like hydraulic fracturing (“fracking”) and horizontal drilling to previously inaccessible shale reservoirs, and the development of unconventional sources such as tar sands and oil shale. Globally there is great hope for vast increases in oil production from underdeveloped regions such as Iraq.

¿De dónde procederán esos combustibles fósiles? Ha habido, recientemente, un gran entusiasmo por el renacimiento en la producción de petróleo y gas natural, particularmente en los Estados Unidos. A partir de las declaraciones en las elecciones presidenciales de 2008 para “drill, baby, drill”, los políticos y líderes de la industria bombardean ahora con “cien años de gas”, y anticipan que los Estados Unidos recuperarán su corona como el más importante productor de petróleo del mundo. Gran parte de ese optimismo se basa en la aplicación de tecnologías como la fracturación hidráulica (“fracking”) y la perforación horizontal en yacimientos de esquisto (pizarra) antes inaccesibles y el desarrollo de fuentes no convencionales como las arenas bituminosas y el petróleo de esquisto. A nivel mundial existe una gran esperanza de grandes incrementos en la producción de petróleo de regiones subdesarrolladas, como Irak.

However, the real challenges—and costs—of 21st century fossil fuel production suggest that such vastly increased supplies will not be easily achieved or even possible. The geological and environmental realities of trying to fulfill these exuberant proclamations deserve a closer look.

Sin embargo, los desafíos reales – y los costes – de la producción de combustibles fósiles en el siglo XXI, sugieren que dicho importante incremento en el suministro no será alcanzado fácilmente, o incluso resultará imposible. La realidad geológica y ambiental para tratar de conseguir estas exuberantes declaraciones, nos obliga a un análisis más profundo.

Antes de pasar a analizar directamente las cifras y los gráficos que con gran profusión nos ofrece el estudio de J. David Hughes, analicemos la síntesis que nos ofrece sobre

ALGUNOS DATOS CLAVE

- El consumo mundial de energía se ha duplicado en los últimos 45 años y ha crecido 50 veces desde la llegada de los combustibles fósiles hace un siglo y medio. Más del 80% del actual consumo de energía se obtiene de los combustibles fósiles.
- El consumo de energía per cápita está distribuido de forma altamente desigual. Las naciones desarrolladas, como los Estados Unidos consumen 4 veces la media mundial.
- Las aspiraciones de crecimiento en el consumo del casi el 80% de la población mundial que vive con menos de la media per cápita mundial actual causará tensiones sin precedentes en el futuro sistema energético.
- En los próximos 24 años se prevé que el consumo mundial crecerá en otro 44% — y el consumo norteamericano en otro 7% — con los combustibles fósiles suministrando alrededor del 80% de la demanda total. Alimentar este crecimiento requerirá el equivalente del 71% de todos los combustibles fósiles consumidos desde 1850, en tan sólo 24 años.
- El reciente crecimiento, de la producción global de petróleo y gas de Estados Unidos ha estado sujeto a la ley de los rendimientos decrecientes. Desde el pico de la producción de petróleo (“peak-oil”) en 1970, el número de pozos operativos en los Estados Unidos ha permanecido siendo aproximadamente el mismo mientras que la productividad promedio por pozo se ha reducido en un 42%. Desde 1990, el número de pozos operativos de gas en los Estados Unidos ha aumentado en un 90%, mientras la productividad promedio por pozo se ha reducido en un 38%.
- Es muy poco probable que Estados Unidos logre la "independencia energética" a menos que el consumo de energía disminuya muy considerablemente. Las últimas estimaciones del gobierno estadounidense prevén que Estados Unidos todavía requerirá que el 36% por ciento de sus necesidades de petróleo líquido sea cubierto por

las importaciones en 2040, incluso con previsiones muy agresivas de crecimiento en la producción de gas de esquisto y petróleo compacto extraídos con la tecnología de la fractura hidráulica (“fracking”).

- Un examen de las anteriores previsiones del gobierno revela que invariablemente sobreestiman la producción, como lo hacen las proyecciones más optimistas de muchos expertos. Este optimismo injustificado no es útil en el diseño de una estrategia energética sostenible para el futuro.
- Teniendo en cuenta la realidad de la geología, la naturaleza madura de la exploración y el desarrollo de los recursos de petróleo y de gas de los Estados Unidos y los precios previstos, es poco probable que las previsiones de producción del gobierno puedan ser logradas. Sin embargo, estas previsiones son ampliamente utilizadas como una evaluación creíble de las perspectivas de energía futuras de los Estados Unidos.
- Los futuros recursos no convencionales, algunos de los cuales son inherentemente muy grandes, deben ser evaluados no sólo en términos de su potencial tamaño in situ, sino también en términos del porcentaje y de los costes del ciclo completo (tanto ambientales como financieros) en que pueden contribuir a la oferta de energía, así como su rendimiento neto de energía (Tasa de Retorno Energético).

Repasamos a continuación, de la mano de J. David Hughes, algo más detalladamente algunos de los aspectos de la realidad descrita anteriormente.

En el gráfico nº1 (vamos a conservar la numeración establecida en el estudio al que estamos haciendo referencia, tanto de los gráficos como de los cuadros que vamos a ir analizando, por lo que, como no vamos a hacer referencia a todos ellos, la numeración, en ocasiones, no será correlativa) que insertamos a continuación vemos cual ha sido la evolución reciente de la población mundial, del consumo de energía per cápita y del consumo global de energía.

Es obvio que sin la irrupción, a comienzos del siglo pasado, del petróleo, ese crecimiento exponencial en el consumo de energía tanto en términos absolutos, como relativos, no hubiese sido posible el multiplicar por 5 la población mundial, que se había mantenido más o menos estable, o con un crecimiento moderado en los 20 siglos anteriores, sino más.

La correlación entre el incremento exponencial de la población y el crecimiento exponencial del consumo energético es evidente. Podemos afirmar categóricamente que la superpoblación mundial que padecemos es consecuencia del descubrimiento y empleo de los combustibles fósiles, y asimismo, podemos inferir que el decrecimiento futuro de los mismos será la principal causa, sino la única, del futuro colapso poblacional que se cierne

sobre nuestra civilización, salvo que iniciemos de inmediato un decrecimiento planificado de nuestro despilfarro energético y de la población.

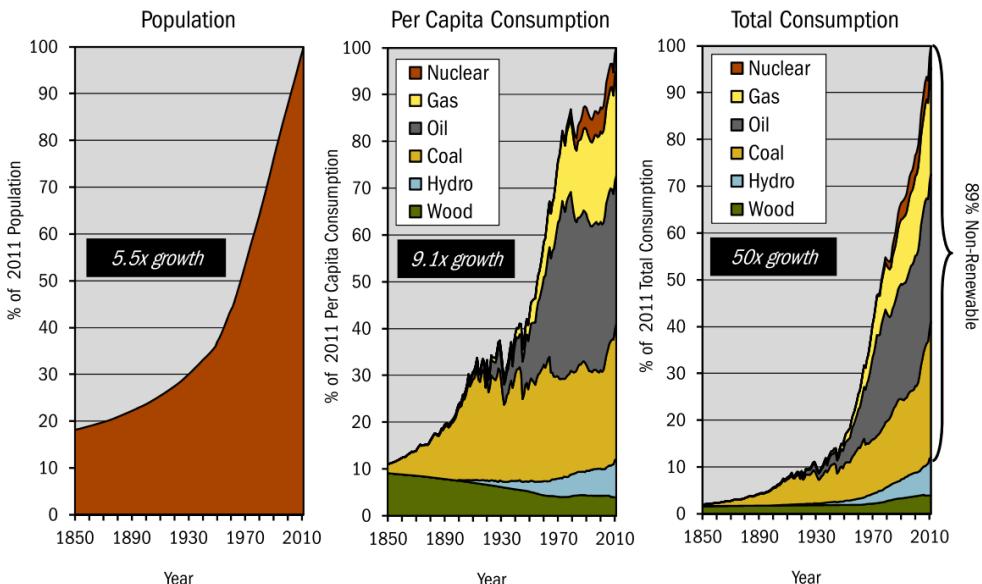


Figure 1. World population, per capita-, and total-energy consumption by fuel as a percentage of 2011 consumption, 1850-2011.²

Gráfico 1: Población mundial y consumo de energía “per cápita” y total, por tipo de combustible como porcentaje de 2011, 1850-2011^(*)

En el gráfico nº 3 comprobamos la extremada desigualdad en la distribución del consumo energético entre los distintos países y regiones del mundo. Dicha realidad, no por desconocida, pone al desnudo la causa intrínseca del porqué de la miseria, desnutrición y elevada mortalidad de amplias regiones de nuestro planeta.

Resulta escandaloso las abismales diferencias entre las 9,2 TM per cápita de consumo de petróleo de Canadá, las 7,8 TM de Arabia Saudí, las 7,2 TM de USA, e incluso las 3,4 TM de la Unión Europea, frente a las insignificantes 0,1 TM de Bangladesh, las 0,3 TM de Pakistán, las 0,4 TM de la India y las 0,5 TM de Indonesia.

O visto desde otra perspectiva, comprobar como los países integrantes de la OCDE, que representan tan sólo el 18% de la población, consumen 4,4 TM per cápita de petróleo, mientras que el resto de países que no pertenecen a la OCDE, que representan el 82% restante de la población, apenas si alcanzan a consumir poco más 1 TM. Es algo, a todas luces, insostenible.

^(*) Datos de Arnulf Grubler, “Technology and 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_and_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>.

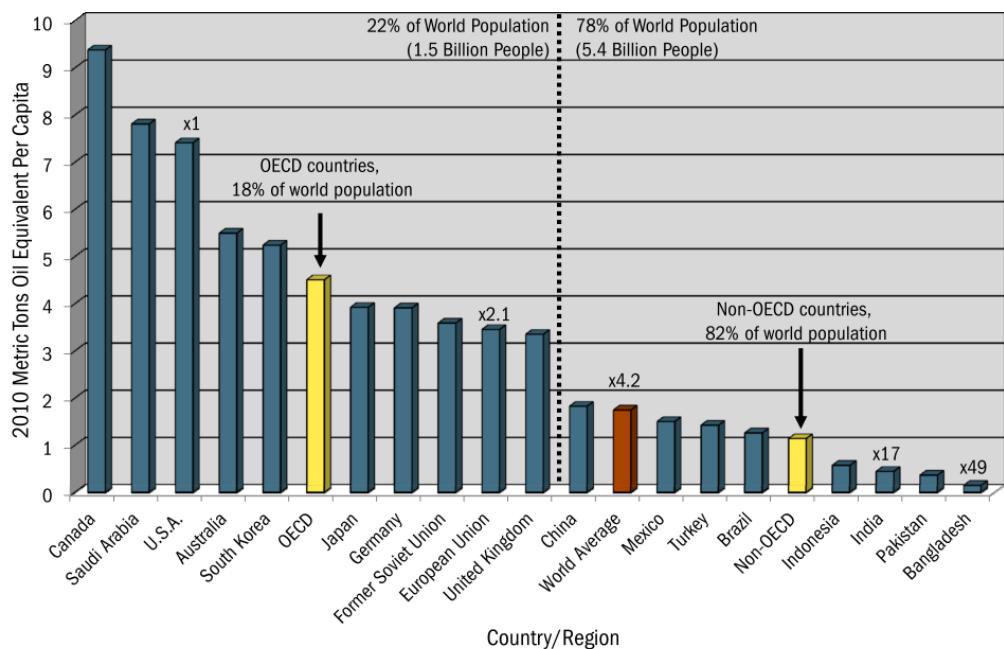


Figure 3. World per capita energy consumption by country and region, 2011.

The comparison of United States consumption to selected countries is indicated by times signs.^{4,5}

Gráfico 3: Consumo de energía “per cápita” mundial por países y regiones, 2011
La comparación del consumo de Estados Unidos y los países seleccionados está indicado por el sino x ^(*)

APROXIMACIÓN A LA REALIDAD DEL GAS NATURAL EN USA

Después de este breve repaso a la situación global del consumo de energía, tanto desde una perspectiva temporal como espacial, para ayudarnos a centrar globalmente la cuestión, pasemos a analizar si la llamada revolución de los hidrocarburos, mal llamados “no convencionales”, ya que en realidad se trata de hidrocarburos convencionales que se encuentran en “yacimientos no convencionales”, o mejor en yacimientos de baja o muy baja porosidad, será capaz de hacer frente no sólo al declive de la extracción de los hidrocarburos de yacimientos convencionales en la que ya estamos inmersos, sino, además podrá contribuir a solucionar la extrema desigualdad en el consumo espacial de los mismos.

Y vamos a ocuparnos exclusivamente del “shale gas” (gas de pizarra), que al parecer es el que más expectativas ha despertado recientemente entre el lobby energético de nuestro país, que ha llegado a afirmar que gracias a los yacimientos no convencionales de gas, podríamos autoabastecernos durante 70 años, al ritmo de consumo actual de gas.

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

Nos valdremos, como hasta ahora, del exhaustivo informe “Drill, Baby, Drill”, publicado por el POST CARBON INSTITUTE, del geo científico canadiense J. David Hughes, con experiencia en estos temas de casi cuatro décadas, de las cuales, 32 años lo fueron con el Geological Survey of Canada, en calidad de director científico y de investigación.

¿Es la realidad de la explotación del “shale gas” en EEUU, tan esperanzadora como para salvarnos de la crisis energética que se nos viene encima como proclaman a los cuatro vientos la industria del sector con su sumo sacerdote Fatih Birol, Director de la Agencia Internacional de la Energía de la OCDE, a la cabeza?

Desgraciadamente y en base a la realidad que vamos a desvelar a continuación, la respuesta es un rotundo ***¡NO!***

Una breve digresión previa para situarnos mejor en el contexto de la realidad del gas en USA.

La primera evidencia es que, “a pesar del crecimiento de la producción de gas natural de los recientes últimos años debido al desarrollo del “shale gas”, EEUU sigue siendo importador neto del 8,6% de sus necesidades de gas natural, como se puede comprobar en el gráfico nº 16. Las importaciones provienen del gaseoducto con Canadá, y de las terminales de Gas Natural Licuado de la costa Este y del Golfo de México”

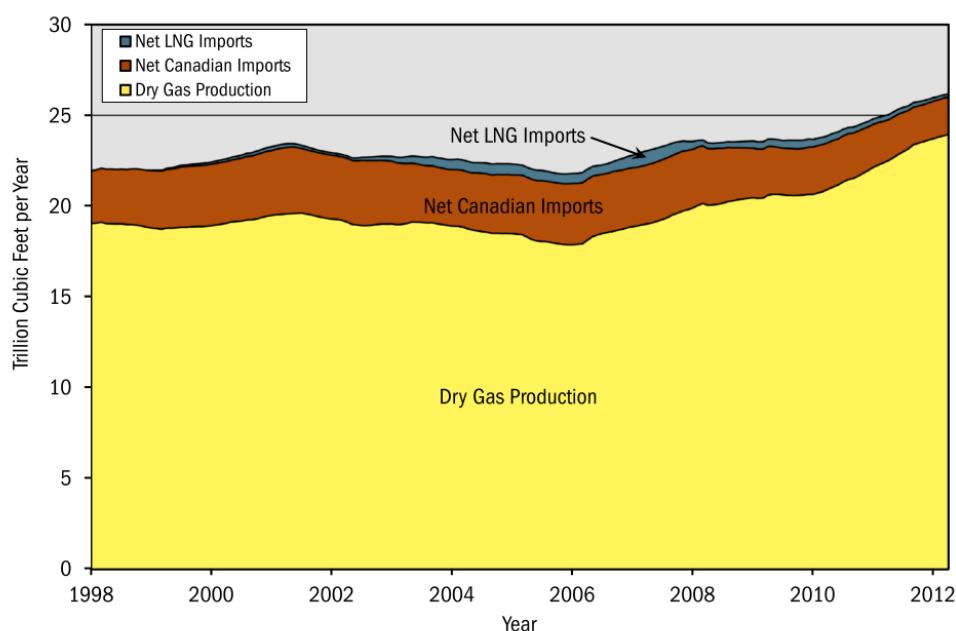


Figure 16. U.S. natural gas supply by source, 1998-2012.²¹

Notwithstanding rising domestic production, imports accounted for 8.6 percent of requirements in mid-2012.

⁽²¹⁾ Data from EIA December, 2012, fitted with 12-month centered moving average,

Y en el Gráfico nº 17, vemos como se distribuye el consumo de gas natural entre los distintos sectores de la economía norteamericana.

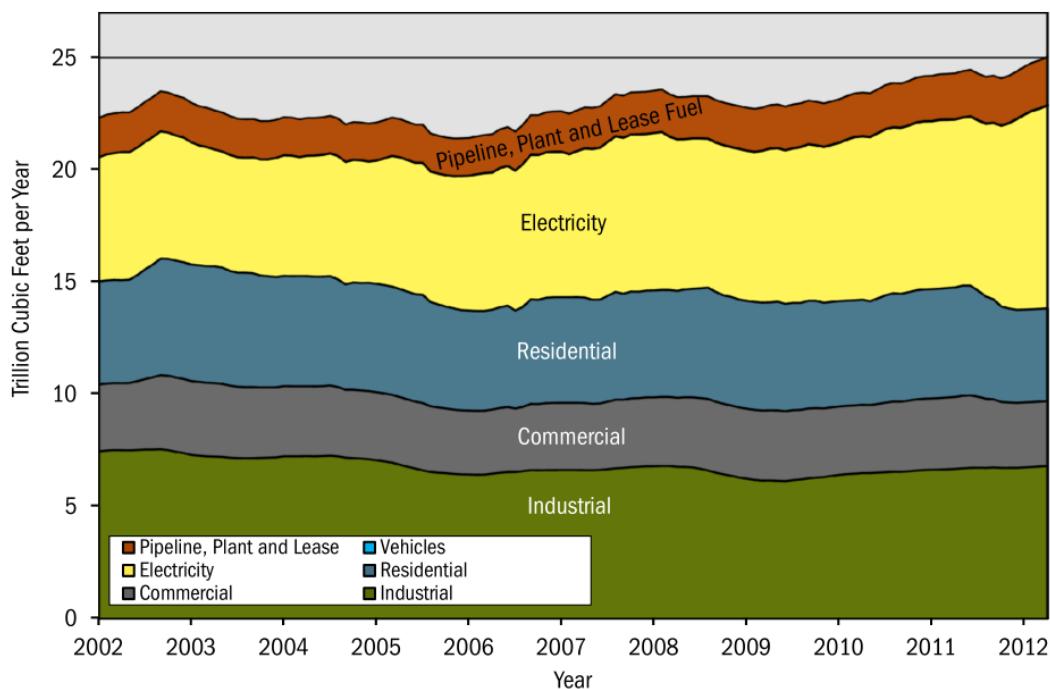


Figure 17. U.S. natural gas consumption by sector, 1998-2012.²²

Podemos comprobar que prácticamente la totalidad del crecimiento del consumo se destina a la producción de electricidad, alternativa que podría ser perfectamente cubierta por las renovables, y en especial por la generación eólica, dejando un mínimo respaldo, para cubrir las puntas de demanda y los valles en la generación eólica, con centrales de gas de ciclo combinado.

El resto de usos permanecen relativamente constantes, al mismo tiempo que podemos comprobar la nula utilización del gas para el consumo de los vehículos.

Veamos, a continuación, en el gráfico nº 18, la producción total y por regiones del gas natural en USA, en los últimos 15 años. Podemos comprobar el declive de la producción en prácticamente todos los estados, salvo Texas, Louisiana, Wyoming y Otros Estados, en los que se aprecia un cierto aumento, debido efectivamente a la irrupción de las explotaciones de “shale gas”. Ese importante incremento ha provocado fuertes movimientos especulativos, entre otros, el propiciado por el magnate tejano Pickens, con su famoso Pickens Plan, en cuya trampa caí yo mismo, hace unos años, en sus comienzos, en que creí que podría ser posible y viable una alternativa de transición ante la crisis energética que padecemos y que se acrecentará en el futuro.

⁽²²⁾ Data from EIA December, 2012, fitted with 12-month centered moving average,

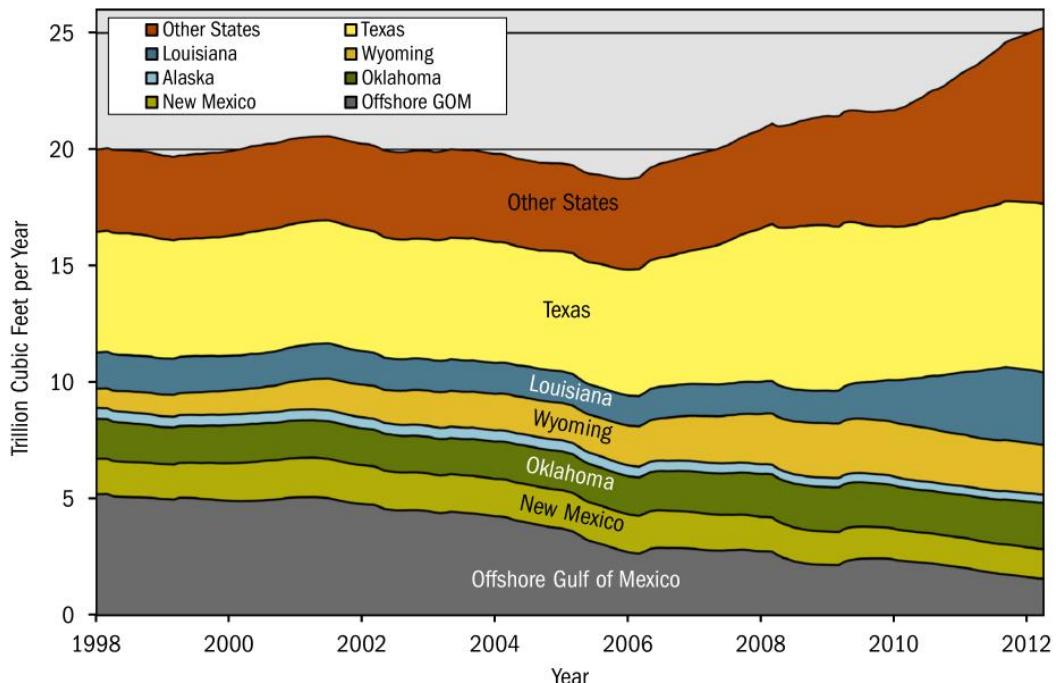


Figure 18. U.S. marketed natural gas production by region, 1998-2012.²⁴

Figura 18

Podemos observar con mayor precisión el impacto que ha supuesto la irrupción del “shale gas” en la escena del gas natural, si observamos con detenimiento el Gráfico nº 19, en el que se visualiza el número de pozos de extracción de gas operativos cada año y la producción por pozo.

Podemos ver como a partir del año 1999 el número de pozos crece espectacularmente, pasando del entorno de los 300.000 pozos de la década de los 90, a más de 500.000 a fines de 2010 (un incremento del 90% en los 20 años contemplados en el gráfico). En sentido contrario, la producción por pozo cae de forma vertiginosa a partir del mismo año, 1999, pasando de una producción media por pozo de unos 215 mcf (miles de pies cúbicos) al día, a 145 mcf al día, a fines de 2010.

Es evidente que la aparición en escena de la explotación de los yacimientos de “shale gas”, aparte de conseguir un incremento de la producción de gas, como hemos comprobado al analizar el gráfico anterior, provoca un incremento muy importante en la perforación de nuevos pozos de extracción de gas (cerca de 200.000 en una década, esto es, en torno a los 20.000 anuales) y una caída en picado de la producción por pozo.

Este mismo fenómeno lo podremos constatar más adelante, cuando analicemos separadamente las cifras relativas exclusivamente a los yacimientos de “shale gas”.

⁽²⁴⁾ Data from EIA December, 2012, fitted with 12-month centered moving average

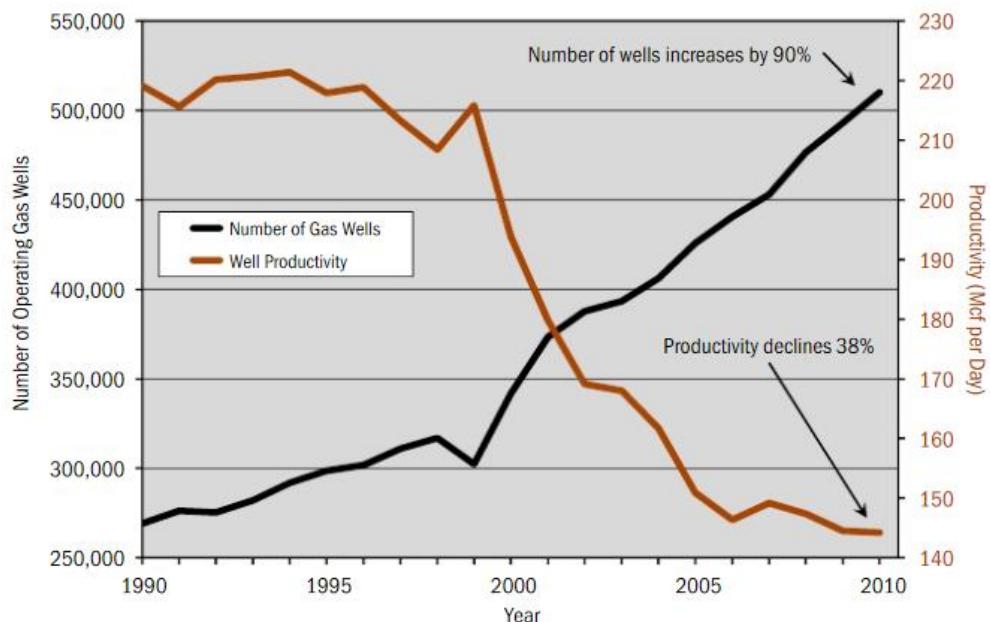


Figure 19. U.S. operating natural gas wells versus average well productivity, 1990-2010.²⁶

BREVE DIGRESIÓN SOBRE LOS CONCEPTOS DE ENERGÍA NETA, TASA DE RETORNO ENERGÉTICO, TASA DE PUESTA EN SERVICIO DE LOS RECURSOS ENERGÉTICOS, ESCALABILIDAD.

Antes de analizar el panorama actual de los yacimientos de “shale gas” y del resto de yacimientos no convencionales en USA, el autor de “Drill, Baby, Drill”, se enfrasca en una interesante digresión en torno a los conceptos de Energía Neta, TRE (Tasa de Retorno Energético), Tasa de “Puesta en Servicio de los Recursos Energéticos” y Escalabilidad (conceptos que se refieren al tiempo necesario para que los recursos existentes de hidrocarburos puedan ser convertidos en energía útil, si eso es posible). Trataremos de abordar siquiera sea someramente estos conceptos, que son especialmente necesarios para comprender en su totalidad el problema al que nos enfrentamos, para hacer frente a nuestro futuro energético.

El concepto de Energía Neta es un concepto bastante intuitivo y se refiere a la energía suministrada por cualquier recurso energético después de haberle restado todos los “inputs” energéticos necesarios para poder utilizar la energía de dicho recurso. En un sentido amplio, incluiría no sólo la energía necesaria para investigar y extraer el recurso en sí, sino también la de la que se necesita para su distribución hasta el lugar del consumo (incluida como es lógico la de la energía necesaria para la construcción de toda la infraestructura que facilita dicha distribución).

⁽²⁶⁾ Data from EIA Annual Energy Review 2011, <http://www.eia.gov/totalenergy/data/annual/showtext.cfm?t=ptb0604>.

Una de las formas más habituales de medir dicha Energía Neta es la TRE (Tasa de Retorno Energético) concepto fácil de definir y entender, pero mucho más difícil de calcular, y que se define como el cociente entre la energía total obtenida del recurso y el total de toda la energía necesaria empleada para su obtención.

En el Gráfico nº 38, aparecen valores de la TRE para diversos tipos de fuentes de energía. En concreto, aparece la TRE de las “in situ Tar Sands”, que es muy similar a la del “shale gas”.

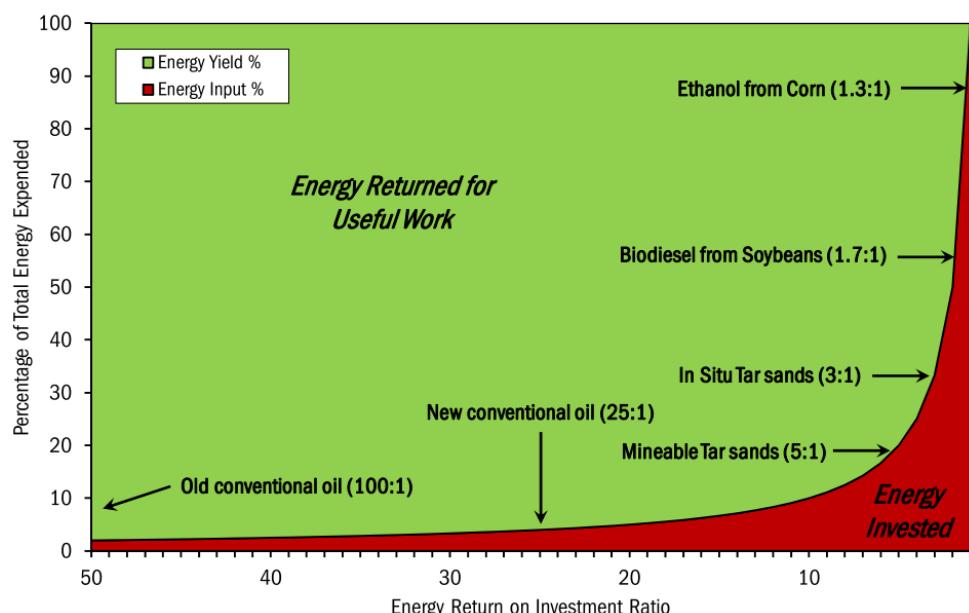


Figure 38. Energy available to do useful work as a proportion of total energy expended.

Sin embargo, y recogiendo las propias palabras de J. David Hughes, “el parámetro crucial para evaluar la viabilidad de la futura energía de los recursos es la tasa a la cual podrán ser convertidos en energía útil.”

Por inmensamente grande que sea un recurso energético, si está muy disperso y es muy difícil el convertirlo en energía útil, o por el costo energético de su extracción o por la del costo energético de la infraestructura necesaria que habría que desarrollar para su utilización, será extremadamente difícil que el mismo se convierta en un recurso energético disponible para la humanidad.

“Por regla general, cuanto más baja sea la TRE de un recurso energético y mayor sea la cantidad de infraestructura y capital que deba ser empleado para su recuperación, menor será la utilidad del mismo para proveer de energía a la sociedad. Esto puede ser visualizado con el ejemplo del “tanque” y del “grifo”. El “tanque” simboliza la cantidad de los Recursos totales, mientras que el “grifo” es la tasa a la cual el recurso puede convertirse en energía útil para suministrar a la sociedad.”

Por mucho que aparentemente crezcan los Recursos Totales (por mucho que el “tanque” sea más grande), si la Tasa de Puesta en Servicio de los Recursos, sigue siendo la misma, es decir si no podemos aumentar la cantidad de Recursos Energéticos que se pueden poner al servicio de la sociedad en condiciones de rentabilidad energética y financiera, o lo que es lo mismo, si no aumentamos la Escala de los Recursos globales (si no aumentamos el tamaño del “grifo”), la cantidad de los recurso energéticos útiles a disposición de la sociedad, seguirán siendo los mismos.

Y en ello, en el aumento de la Escalabilidad, tiene un aspecto muy relevante la Tasa de Retorno Energético de cada recurso en concreto.

APROXIMACIÓN A LA REALIDAD DEL “SHALE GAS” EN USA

Vamos a visualizar a continuación, de la mano, o mejor, de los datos y las gráficas que pormenorizadamente nos va deslizando J. David Hughes en su trabajo “Drill, Baby, Drill”, cuál es la situación real, al día de hoy, del pasado, presente y previsible futuro de la industria extractiva de “shale gas” en USA.

Empecemos, en primer lugar, por ver cuál ha sido la evolución de la extracción de gas natural de los yacimientos “no convencionales” en USA.

Como podemos comprobar al visualizar el Gráfico nº 40, la extracción de gas de “yacimientos no convencionales” era prácticamente simbólica a comienzos del siglo XXI, en la que no alcanzaba 1 bcf (1 billón = 1.000 millones, de pies cúbicos), y **a partir del año 2006/2007 inicia un crecimiento espectacular hasta mediados del 2011, fecha, a partir de la cual, la extracción parece estancarse.**

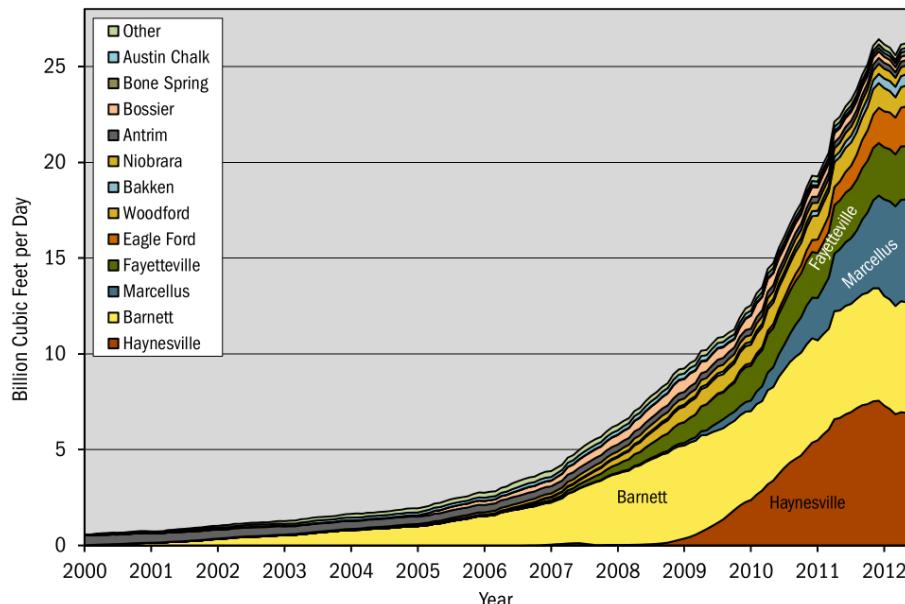


Figure 40. Shale gas production by play, 2000 through May 2012⁷⁹.

Shale gas now constitutes nearly forty percent of United States production.

Otro hecho que constatamos es que los yacimientos Haynesville, Barnett y Marcellus, que serán los que analizaremos más adelante con más detalle, representan una muestra más que significativa, pues entre los tres suman el 65,6%, casi las dos terceras partes, del total de la extracción de “shale gas” USA.

Pero veamos más de cerca que hay detrás de ese aparente estancamiento en la extracción de “shale gas” en USA.

En el gráfico nº 41 podemos ver la producción en Mayo de 2012, de los 30 mayores yacimientos de “shale gas” de USA, aunque como dice la nota a pie de gráfico, el yacimiento Granite Wash, no sea técnicamente hablando un yacimiento de “shale gas”, sino de “tight sand”.

En la Tabla nº 1 de dicho Estudio, que no reproducimos, se recogen una serie de datos de esos 30 mayores yacimientos de “shale gas” de USA, que representan prácticamente el 100% de su producción de “shale gas”.

Entre dichos datos se recoge la tendencia de la producción del yacimiento, que nos dan algunas claves del porqué del **estancamiento de la producción global de “shale gas” en USA**.

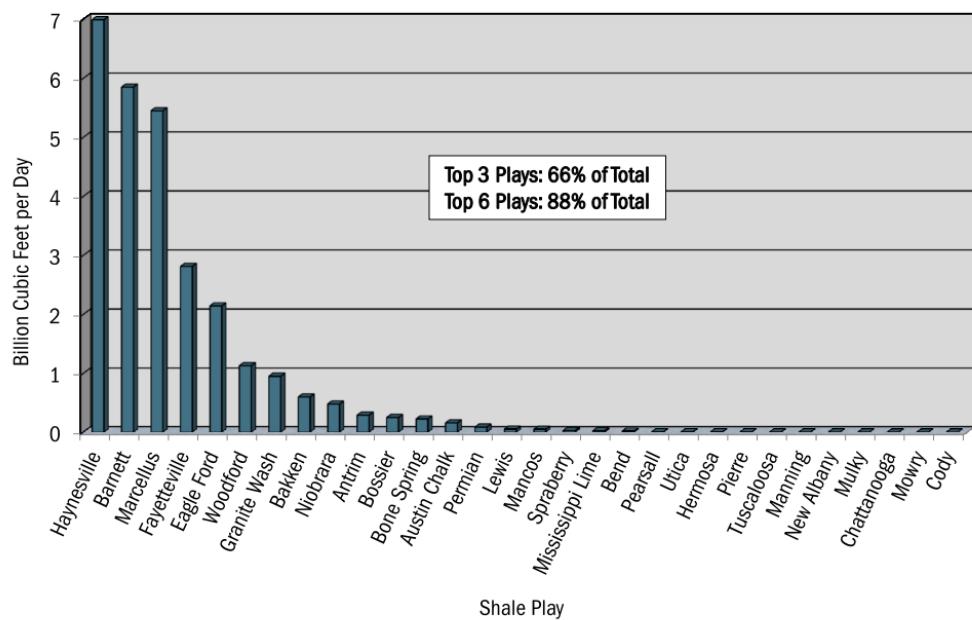


Figure 41. Shale gas production by play, May 2012.⁸⁰

Note that the Granite Wash is technically tight sand, not shale, but is included for information.

A pesar de lo reciente que es la producción de “shale gas” en USA, entre 12 y 15 años, muchos de los yacimientos, y algunos de ellos muy importantes, se encuentran ya en fase de declive.

Muestran esa tendencia de declive (entre paréntesis el % que representan sobre el total) los siguientes yacimientos: Haynesville (25,76%), Woodford (4,16%), Granite Wash (3,5%), Antrim (1,07%), Bossier (0,92%), Austin Chalk (0,59%), Lewis (0,19%), Bend (0,07%), Pearsall (0,02%), Hermosa (0,02%), Pierre (0,015%), Tuscaloosa (0,009%), Manning (0,007%), New Albany (0,006%), Mulky (0,006%); Chattanooga (0,004%); Mowry (0,002%), Cody (0,002%). En total, la producción de dichos yacimientos, que se hallan en declive, representa el 36,36% del total de la producción de “shale gas” USA.

Se encuentran en situación estacionaria los siguientes yacimientos: Barnett (21,56%), Fayetteville (10,36%), Niobrara (1,77%), Permian Del. Midland (0,33%), Mancos Hilliard Baxter (0,18%), Miss. Lime (0,09%). La producción de estos yacimientos cuya producción está estancada, representa el 34,29% del total.

Por último muestran una tendencia de crecimiento los siguientes: Marcellus (18,28%), Eagle Ford (7,9%), Bakken (2,21%), Bone Spring (0,84%), Spraberry (0,11%), Utica (0,02%). El total de la producción de los yacimientos que muestran una tendencia creciente equivale al 29,34% del total de la producción de “shale gas” de USA,

De dicha Tabla nº1, también entresacamos que, para producir esos 27,1 Bcf de gas que se extraen diariamente de los yacimientos USA de “shale gas”, en la actualidad, están operativos un total de 64.760 pozos, cuya producción media por pozo es de 419 Bcf/día, que oscila desde los 9 mcf/día, que se extraen diariamente como media en los 107 pozos operativos del yacimiento Chattanooga, a los 2.493 Bcf/día de los 2.802 pozos del yacimiento Haynesville.

Debemos retener estas cifras, pues nos ayudarán a imaginar cual podría ser la realidad del “shale gas” en España si no conseguimos impedir que se lleve adelante esta barbarie diabólica y sin sentido.

Antes de entrar a elucubrar sobre la posible realidad española, vamos a examinar con más detenimiento algunas variables interesantes de los tres yacimientos de “shale gas” mayores de USA: Haynesville, Barnett y Marcellus.

Veamos en primer lugar, en los Gráficos nº 42, 47 y 53, la evolución de la producción y del número de pozos de los tres mayores yacimientos USA de “shale gas”: Haynesville, Barnett y Marcellus.

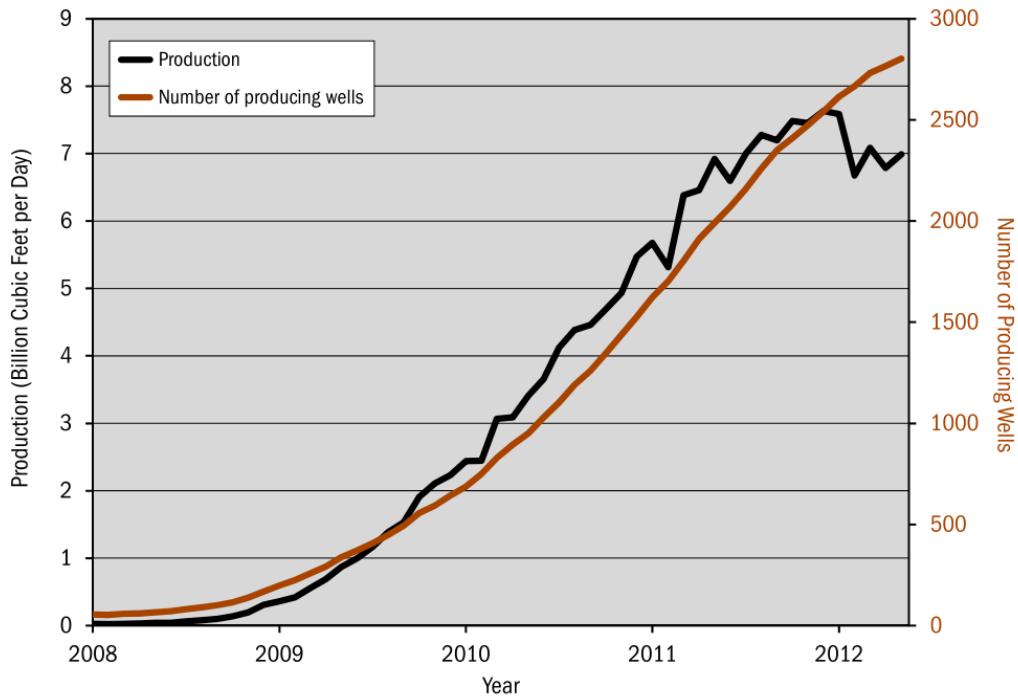


Figure 42. Shale gas production and number of producing wells for the Haynesville play, 2008 through May 2012.⁸¹

Production peaked in December 2012, despite continued growth in the number of operating wells.

El mayor yacimiento de “shale gas” de USA, Haynesville (Gráfico nº 42), inicia prácticamente su explotación en 2008, creciendo la producción exponencialmente hasta alcanzar su máximo en Diciembre de 2011, en torno a los 7,7 Bcf/día y reduciéndose la misma a partir de ese pico hasta los 7 Bcf/día. El número de pozos ha seguido una evolución también creciente, sin que se haya interrumpido su aumento, incluso con posterioridad a su pico de máxima producción, hasta los 2802 pozos operativos que alcanzó en mayo de 2012.

Resulta sorprendente comprobar el corto periodo de tiempo en que ha alcanzado su céñit (4 años) lo que hace presagiar un próximo agotamiento del mismo, que previsiblemente se producirá en los próximos 3/4 años.

El segundo mayor yacimiento de “shale gas” en Usa, Barnett (Gráfico nº 47), fue el primero en que se empezó a aplicar la tecnología de la fractura hidráulica y la perforación horizontal multi-etapa, iniciando su explotación a principio de siglo, y su producción ha alcanzado un “plateau” que no logra superar los 6 Bcf/día, desde finales de 2011, a pesar de que el número de pozos operativos ha seguido creciendo hasta alcanzar los 14.871 en mayo de 2012.

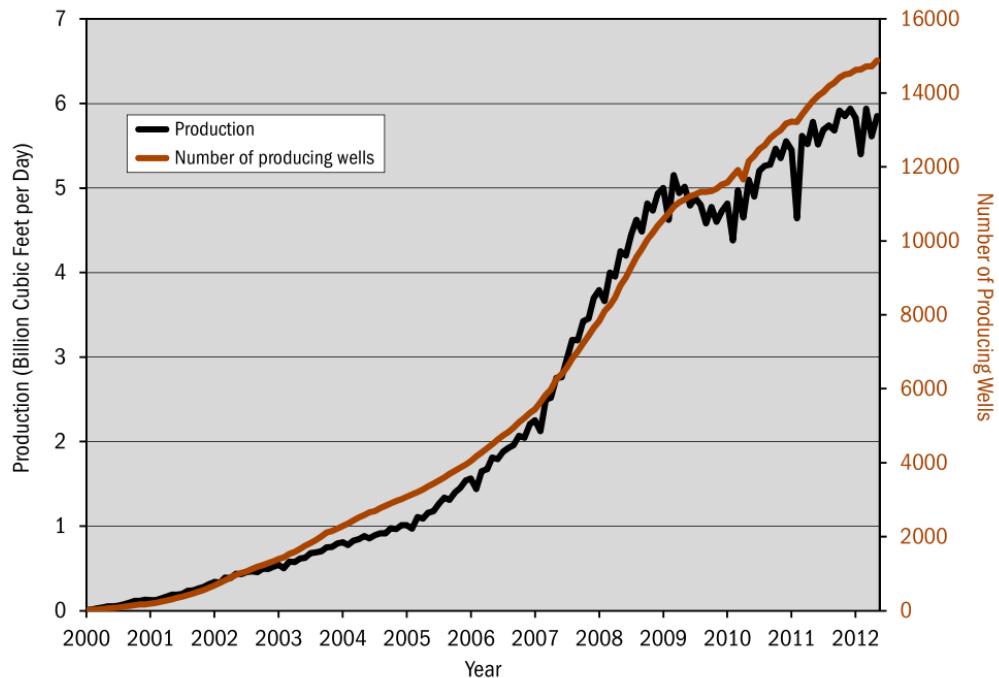


Figure 47. Shale gas production and number of producing wells for the Barnett shale play, 2000 through May 2012.⁸⁹

Production plateaued in December 2012, despite continued growth in the number of operating wells.

El tercer yacimiento de “shale gas” de USA, Marcellus (Gráfico nº 53), se extiende por los estados de Pennsylvania, West Virginia, New York y Ohio. Se inició la extracción de gas en 2006 hasta alcanzar a finales de 2009 una producción de 0,5 Bcf/día, creciendo vertiginosamente la producción a partir de esa fecha, hasta alcanzar una producción de 5 Bcf/día en Diciembre de 2011 con 3.848 pozos operativos que, según datos provisionales alcanzaron 5,4 Bcf/día, en junio de 2012. Es el único yacimiento, de los tres mayores, cuya tendencia es de crecimiento.

Es curioso comprobar que, de los 3 mayores yacimientos de “shale gas en USA”, uno está declinando, Haynesville (26% de la producción), otro muestra una tendencia plana, Barnett (22% de la producción), y el tercero, Marcellus (18% de la producción), está aún en fase de crecimiento.

Esto concuerda con la tendencia global de la producción total de “shale gas” en USA que se muestra estancada.

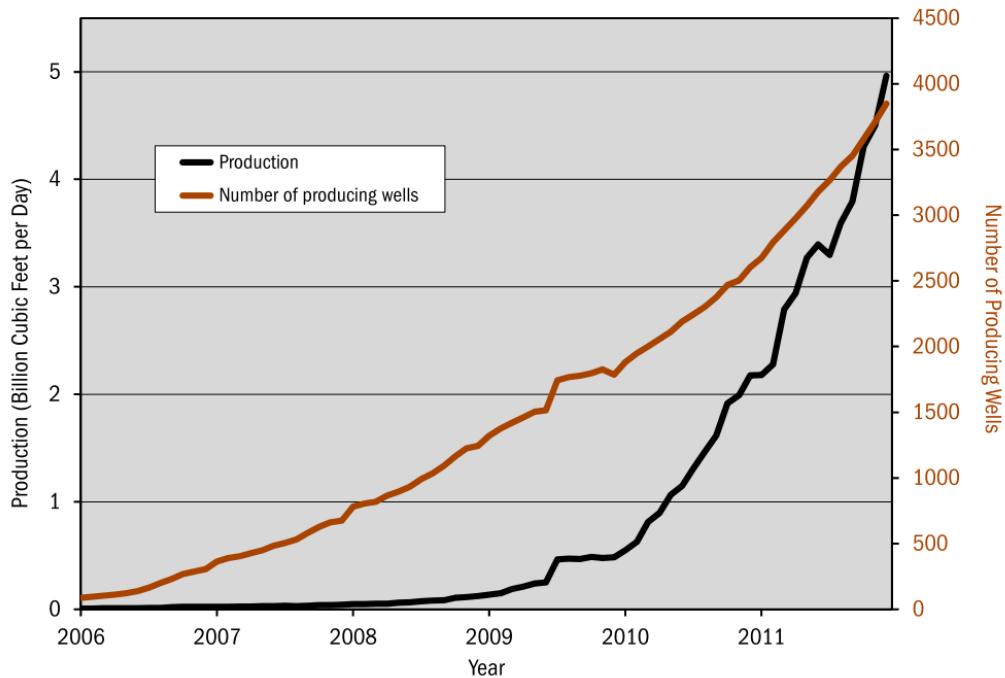


Figure 53. Shale gas production and number of producing wells for the Marcellus shale play, 2006 through December 2011.⁹⁹

The steep growth in production during and after 2009 reflects the application of multi-stage horizontal fracturing technology.

Todo hace presagiar que será difícil de que en breve, el fuerte crecimiento de la producción del yacimiento Marcellus sea capaz de compensar el ya claro decrecimiento de Haynesville y el previsible próximo decrecimiento del yacimiento Barnett, por lo que no es difícil pronosticar que ***la actual tendencia estacionaria de la producción USA de “shale gas” se transforme en una tendencia decreciente.***

Para comprender mejor las causas de ese rápido agotamiento de los yacimientos de “shale gas” es conveniente analizar cuál es el comportamiento individual de cada uno de los pozos de esos tres yacimientos.

Los Gráficos nº 43, 48 y 54 nos muestran la evolución media de los pozos de Haynesville, Barnett y Marcellus, que, como veremos, muestran una evolución muy similar, aún cuando es obvio que la tasa de declive es directamente proporcional al ritmo de extracción a que sometamos cada uno de los pozos de cada yacimiento: cuanto más forcemos la extracción de un pozo, cuanto mayor sea su tasa de extracción, mayor será su tasa de declive, antes lo agotaremos.

Veamos cual ha sido el comportamiento medio de los tres yacimientos analizados.

La evolución media de los pozos de Haynesville tiene la evolución que se muestra en el Gráfico nº 43.

El pozo medio inicia su producción con 7.500 mcf /día, disminuyendo dicha producción cada año en un 50% (algo más el primer año), por lo que al iniciar el 5º año, su producción se sitúa en tan sólo un 4,2% de la producción del primer mes, unos miserables 320 mcf/día.

Cada cinco años hay que volver a fracturar el pozo (si es posible) o hacer otro agujero para volver a repetir la historia. En definitiva que en 5 años debemos generar del subsuelo, la energía suficiente para compensar toda la energía invertida en su exploración, explotación y distribución y generar un excedente energético que compense suficientemente el deterioro medioambiental que se ha causado.

A la vista de esta realidad el valor de 3 que se baraja para la TRE del “shale gas”, incluso me parece elevada.

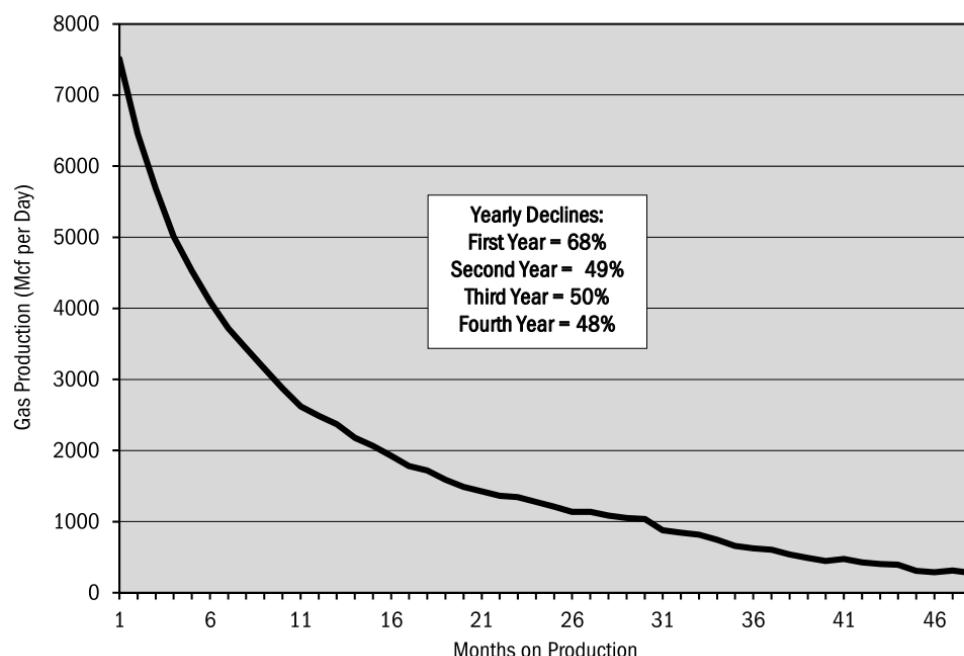


Figure 43. Type decline curve for Haynesville shale gas wells.⁸⁴

Based on data from the four years this shale play has been in production.

La evolución del pozo medio de Barnett, nos muestra una evolución parecida, aunque su declive es un poco menos pronunciado.

Si bien la producción inicial por pozo es sensiblemente inferior, 1.600 mcf/día, su declive es menos acentuado, y al iniciar la producción del 5º año, ésta es el 16,5% de la producción inicial, en torno a los 264 mcf/día. Al inicio del 6º año, esos valores son el 14,0% y 225 mcf/día.

Si bien en valores relativos la comparativa es favorable a este yacimiento, lo que muestra una sobreexplotación menor, en valores absolutos las cifras son muchísimo más bajas que las del yacimiento Haynesville.

Todos esos datos están recogidos en el Gráfico nº 48.

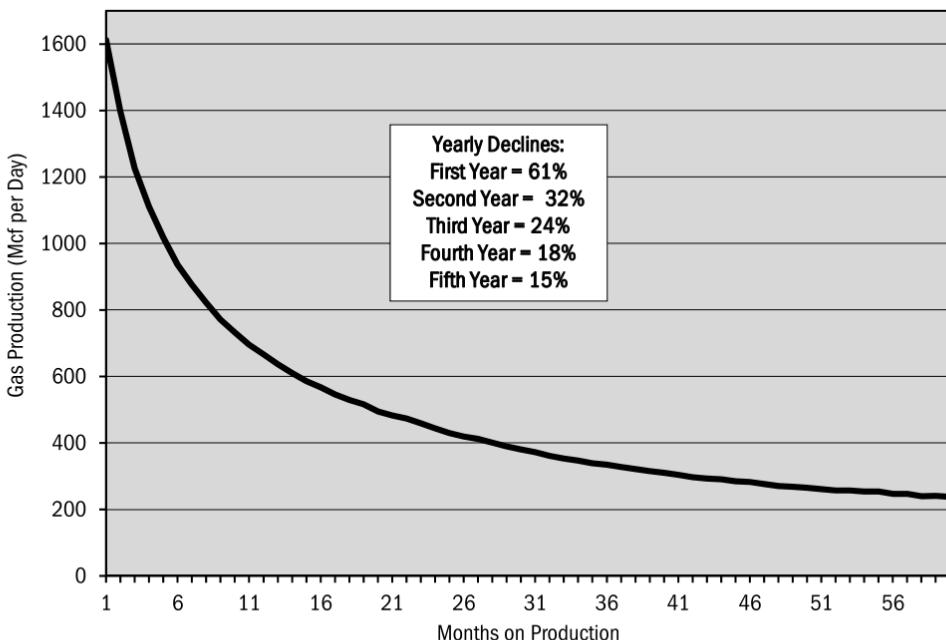


Figure 48. Type decline curve for Barnett shale gas wells.⁹⁴

Based on data from the most recent five years of this play's production.

La realidad del yacimiento Marcellus, que como vimos anteriormente, es el único que mantiene una tendencia creciente por el momento, es una mezcla de los aspectos negativos de los dos yacimientos anteriores. Su producción inicial es similar a la del yacimiento Barnett, esto es de aproximadamente 1.700 mcf/día por pozo, mientras que su declive muestra una tendencia similar, en términos porcentuales al de Haynesville. **Así, al inicio del 5º año, la producción por pozo ¡es tan sólo el 2,8% de la producción del primer mes!, y en valores absolutos 47 mcf/día.**

Si esto no es un negocio ruinoso y el **índice evidente de que estamos frente a una burbuja especulativa**, y de lo que se trata no es de obtener energía, sino de **especular con unas cifras de reservas engañosas, al no tener en cuenta el coste energético (y económico) de su extracción, y de esta forma inflar de manera artificiosa los balances de las compañías extractivas**, ya me dirán ustedes de que estamos hablando.

La evolución del pozo medio del **yacimiento Marcellus**, el que aparentemente es en estos momentos, la **joya de la corona** del "shale gas USA", nos muestra su verdadera **realidad de gigante con pies de barro, o de anillo de hojalata dorada**, y se recoge en el Gráfico nº 54, que se inserta a continuación.

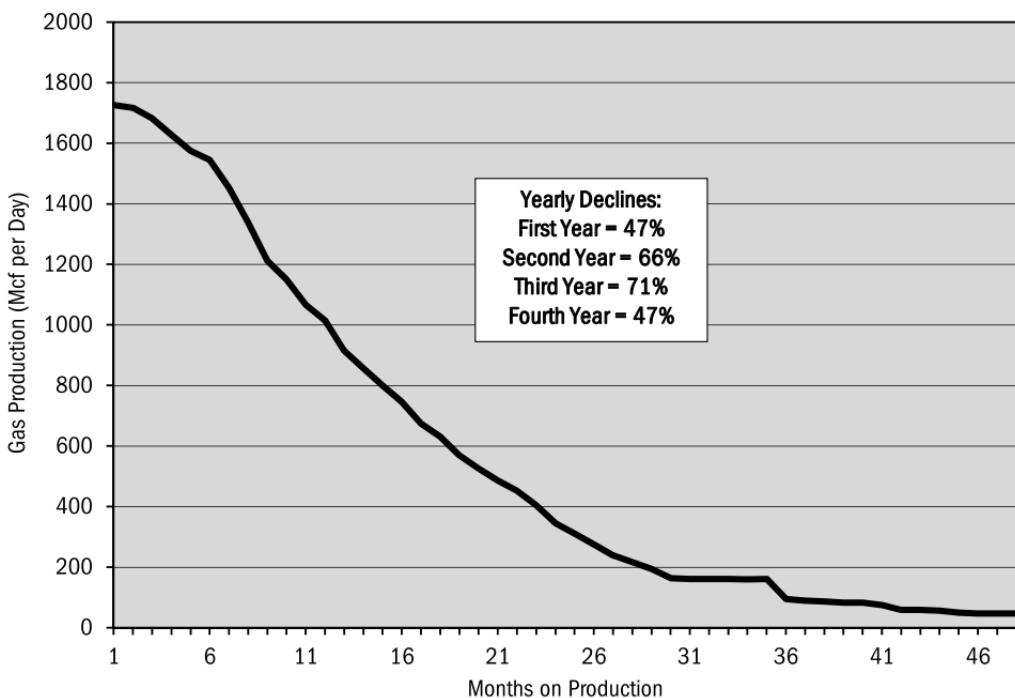


Figure 54. Type decline curve for Marcellus shale gas wells.¹⁰⁵

Based on data from the most recent four years of this play's production.



Para poder visualizar mejor el impresionante declive de la producción del pozo medio de los tres mayores yacimientos de “shale gas” USA, hemos elaborado en base a los datos contenidos en el estudio “Drill, Baby, Drill” de J. David Hughes, el siguiente gráfico en el que se compara la evolución de los pozos medios de esos 3 yacimientos.

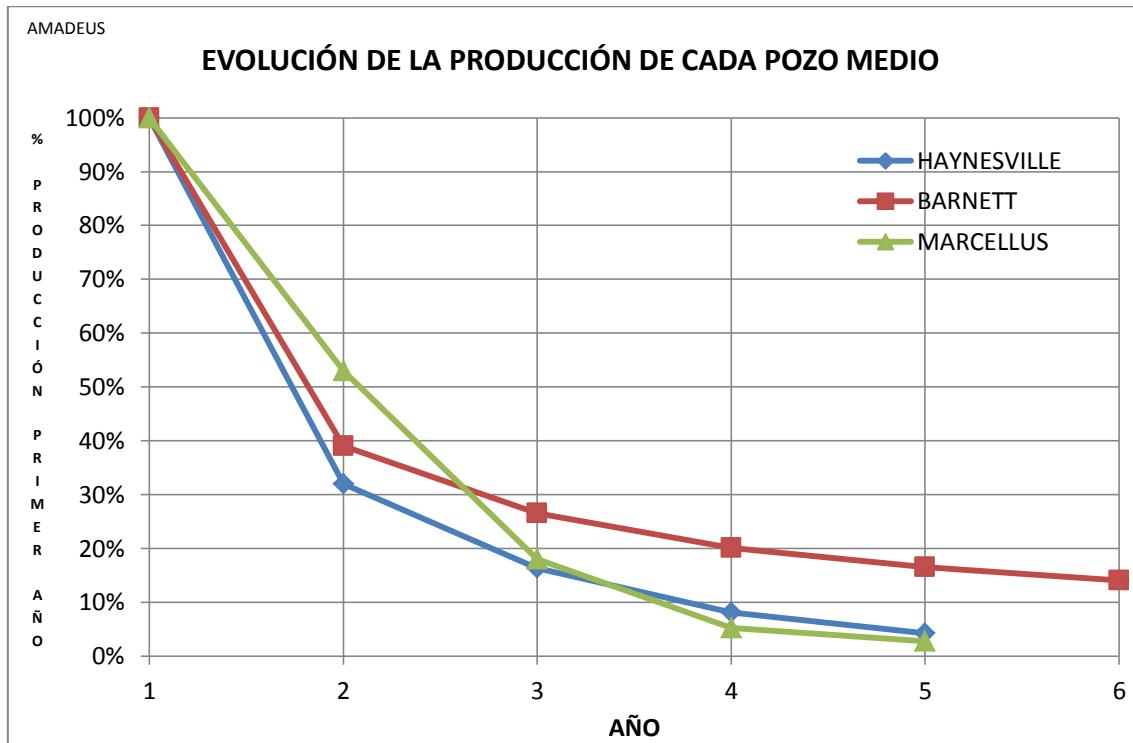
En el mismo se puede constatar la evolución prácticamente paralela entre el declive de los yacimientos Haynesville y Marcellus, que se agotan prácticamente en 4 años, y el menor declive del de Barnett.

En cualquier caso la evolución es muy similar y simplemente corrobora las afirmaciones que hemos realizado anteriormente.

Y estamos hablando de una muestra que representa 2/3 de la realidad del “shale gas” USA, que en el momento actual, es hablar del ***¡66% de la producción de “shale gas” mundial!***

Esa es la burra que nos quieren vender las compañías del sector, en el mundo y en España, con la Asociación Internacional de la Energía al frente, capitaneada por ese embustero contumaz (y lo digo en base a sus anteriores y demostrados embustes), llamado Fatih Birol, que no deja de ser un corifeo al servicio de dichas empresas, y cuya antorcha recogen en España, el Consejo Superior de Colegios de Minas, suponemos que hábilmente conducido por Don Fernando Pendás Fernández, accionista y consejero de la empresa Vancast

Exploración, S.L.^(*), y la ACIEP, que como todos sabemos representa a los intereses del sector.



Fuente: Datos del estudio “Drill, Baby, Drill”, de J. David Hughes y elaboración propia.

Pero si lo anterior no fuese suficiente, vamos a analizar a continuación la evolución de la producción de esos tres yacimientos teniendo únicamente en cuenta aquellos pozos que han sido perforados antes de 2011.

Si analizamos el Gráfico nº 45, en el que se recoge la producción de casi 1.600 pozos perforados antes de 2011, vemos como la misma alcanza un pico en torno a los 5,4 Bcf/día, a finales de 2010, coincidiendo precisamente con la fecha en la que se dejarían de perforar nuevos pozos, lo que evidencia que el crecimiento de la producción que experimentó dicho yacimiento se debió exclusivamente a la desenfrenada perforación de nuevos pozos, que como en todo esquema Ponzi, ocultaban la realidad del irremediable descalabro futuro. A partir de esa fecha se inicia un pronunciado declive que nos conduce a una producción a mediados de 2012 de algo menos de la mitad, 2,1 Bcf/día.

Si la industria no hubiese seguido perforando, si no hubiese inyectado más recursos, la realidad se hubiese impuesto y la quiebra del modelo hubiera sido evidente a todas luces.

^(*) Vancast Exploración, S.L. tiene otorgados los permisos de investigación “GRANDA” (16.857 ha), “VILLAVICIOSA” (43.533 ha), BOÑAR-CISTERNA (37.926 ha), CBMRESA (18.657 ha), “PISUERGA” (17.060 ha), “TESORILLO” (62.028 ha) y “RUEDALABOLA” (20.676 ha),

Sólo la perforación de más de 1.000 nuevos pozos, a partir de 2011 que se puede comprobar en el Gráfico nº 42, evitó tal debacle.

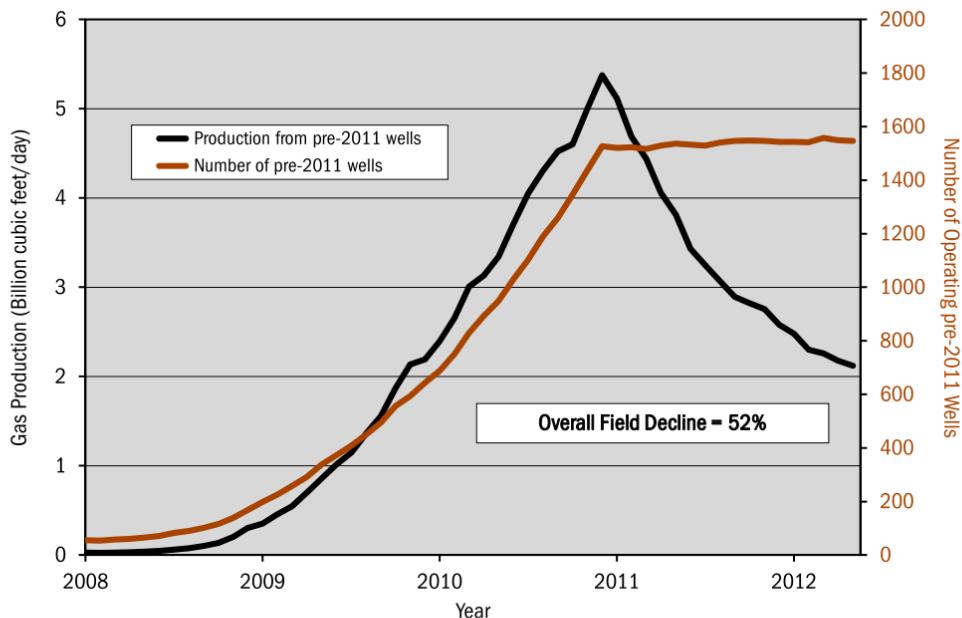


Figure 45. Overall field decline for the Haynesville play, based on production from wells drilled prior to 2011.⁸⁷

In order to offset the 52 percent decline rate for the field, 774 new wells producing at 2011 rates are required.

El gráfico nº 46 nos muestra el comportamiento, bajo los mismos supuestos de la producción del yacimiento Barnett.

Aunque la evolución es similar, pico a fines de 2010, la curva tanto de crecimiento como de declive es más atenuada, lo que evidencia un menor ritmo de extracción en dicho yacimiento.

En cualquier caso, desde el momento del pico de producción en que se alcanzan en torno a los 5,5 Bcf, el declive hasta los 3,2 Bcf a mediados de 2012, es del 30%.

En todo caso es necesario perforar 1.500 nuevos pozos a partir de 2011, para conseguir mantener los niveles globales de producción del yacimiento en una meseta en torno a los 5,8 Bcf/día.

Se puede comprobar, aunque en menor medida en función de la menor agresividad en el ritmo de explotación, que la tendencia es muy similar y pone en evidencia el rápido declive de la producción de cada pozo que hace imperiosa la necesidad de perforar un número creciente de nuevos pozos para mantener, o frenar la caída de la producción de los yacimientos de “shale gas”.

Incluso los datos de un yacimiento como Barnett nos confirman en nuestro adagio que la explotación de los yacimientos de “shale gas”, **son gas para hoy y basura para mañana**.

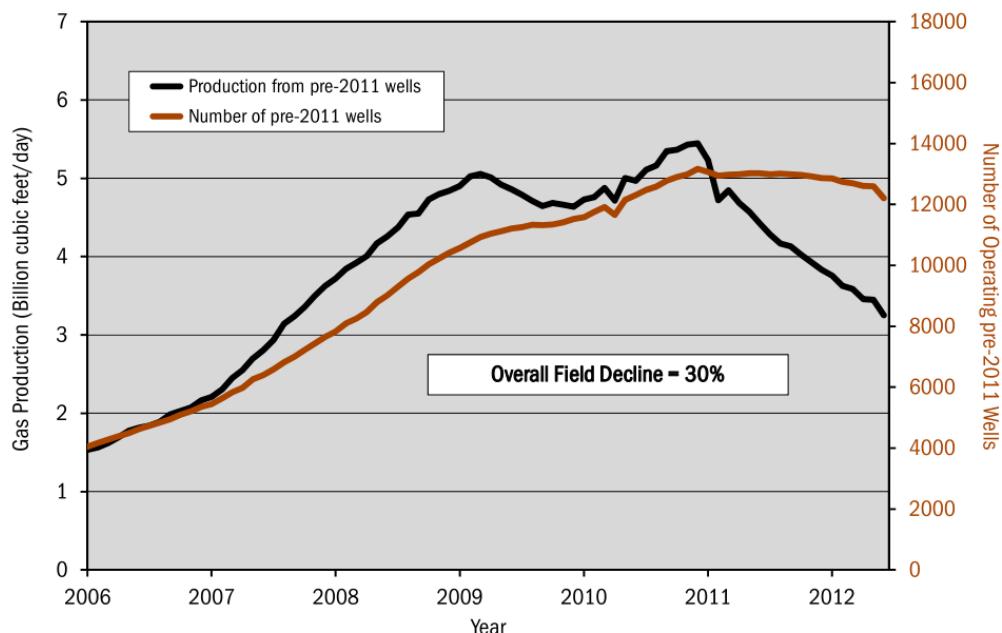


Figure 50. Overall field decline for the Barnett play based on production from wells drilled prior to 2011.⁹⁶

In order to offset the 30 percent decline rate for the field, 1,507 new wells producing at 2011 rates are required.

Tal vez pudiéramos creer que el yacimiento Marcellus, el único de los tres que en estos momentos tiene una tendencia creciente, pudiera comportarse de forma diferente.

Nada más lejos de la realidad. Tal y como podemos comprobar en el Gráfico nº 56, el comportamiento de la producción de “shale gas” de los pozos perforados con anterioridad a 2011, del yacimiento Marcellus, es similar a los dos anteriores, con la particularidad que, a la luz de los datos, el ritmo de extracción del mismo es mucho más acelerado, lo que hace presagiar, que en el momento en que llegue el declive, éste será mucho más pronunciado.

El pico de la producción se produce a fines del 2010, justo cuando dejamos de considerar los nuevos pozos perforados, y se alcanzan 2,1 Bcf/día, iniciándose, a partir de esa fecha hasta finales del 2011, un declive del 29% muy similar al del yacimiento Barnett, si bien en un 50% menos de tiempo, por lo que el ritmo del declive sería mayor, más próximo, o similar al yacimiento Haynesville, hasta reducirse la producción al nivel de 1,5 Bcf/día.

Es necesario perforar 1.300 nuevos pozos, en tan sólo un año para seguir manteniendo el ritmo de crecimiento de la producción del yacimiento.

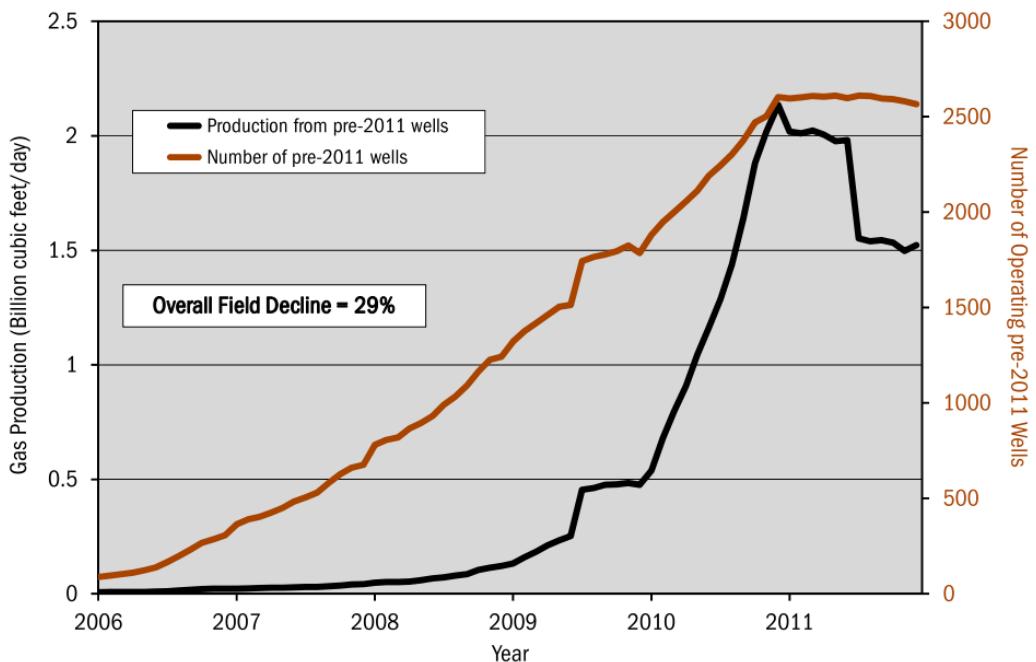


Figure 56. Overall field decline for the Marcellus play based on production from wells drilled prior to 2011.¹⁰⁹

In order to offset the 29 percent decline rate for the field, 561 new wells producing at 2011 rates are required.

© 2013 by The National Academy of Sciences

Nada nuevo a lo dicho con anterioridad. Un análisis más profundo de la realidad de la producción de “shale gas” en USA, pone al descubierto los entresijos de todo **esquema Ponzi**: que **para seguir aparentando un aparente crecimiento es necesario inyectar al sistema nuevos recursos que disimulen la bancarrota del sistema**.

La burbuja del “shale gas” está servida. ¡Hagan juego, señores! O se quedarán sin poder ser víctimas de la nueva estafa que se avecina.

MÁXIMA PRODUCCIÓN MENSUAL DE CADA POZO DE LOS TRES MAYORES YACIMIENTOS DE “SHALE GAS” USA

Vemos a continuación la distribución para cada uno de los yacimientos de la producción máxima de un mes de explotación, que normalmente coincide con los iniciales.

Aun cuando esos datos son característicos de cada yacimiento, y dentro de cada yacimiento, para cada zona de pozos, y entrañan una gran variabilidad, nos pueden ser muy útiles a la hora de tratar de imaginar, evaluar y diseñar cuales son los posibles escenarios en los que se podría mover la **explotación de los yacimientos de pizarra en España, si no somos capaces de tomar decisiones sensatas en base a la experiencia ajena**, en este caso de los EEUU, **para que dicha explotación no tenga lugar**.

En el Gráfico nº 44 se puede ver la distribución de la producción máxima mensual (que suele coincidir con la del primer o segundo mes de producción del pozo) de los pozos del yacimiento Haynesville.

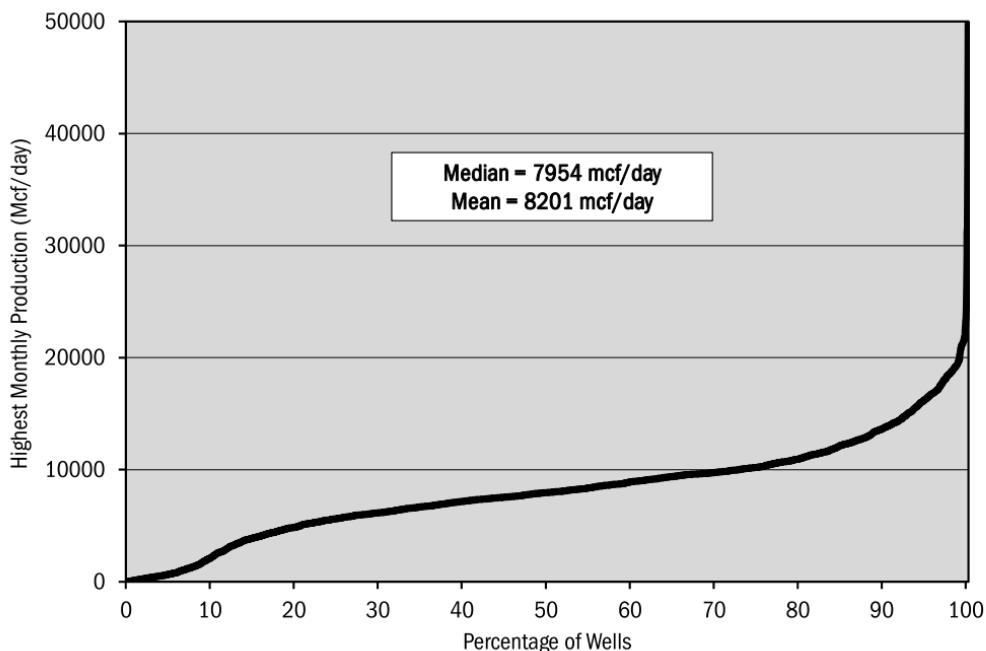


Figure 44. Distribution of well quality in the Haynesville play, as defined by the highest one-month rate of production over well life.⁸⁶

The highest one-month rate of production is typically achieved in the first or second month after well completion.

Tan sólo un 20% de los pozos ha tenido en dicho mes una producción inferior a 5.000 mcf/día, y tan sólo un 20% de los mismos la ha tenido superior a 11.000 mcf/día siendo la media de 8.201 mcf/día y la mediana de 7.954 mcf/día. Es junto al yacimiento Bossier (9.116 mcf/día de media), situado en el puesto 11 en el ranking de los yacimientos de “shale gas” USA, y que se halla en clara fase de declive, el que más alta producción diaria ha alcanzado, situándose los siguientes en 2.549 mcf/día (yacimiento Hermosa) y 2.292 mcf/día (yacimiento Woodford).

Mucho más bajas han sido las producciones máximas mensuales de los pozos del yacimiento Barnett (Gráfico nº 49). La media se sitúa en los 1.619 mcf/día y la mediana en 1.332. Del gráfico se deduce que un 20% de los pozos de dicho yacimiento han obtenido una producción inicial inferior a 500 mcf/día y que, por el contrario, tan sólo un 20 % han superado los 2.500 mcf/día.

Cifras que, a nuestro entender serían las máximas que en el mejor de los casos se podrían obtener en las explotaciones, que esperemos que nunca existan, en territorio español.

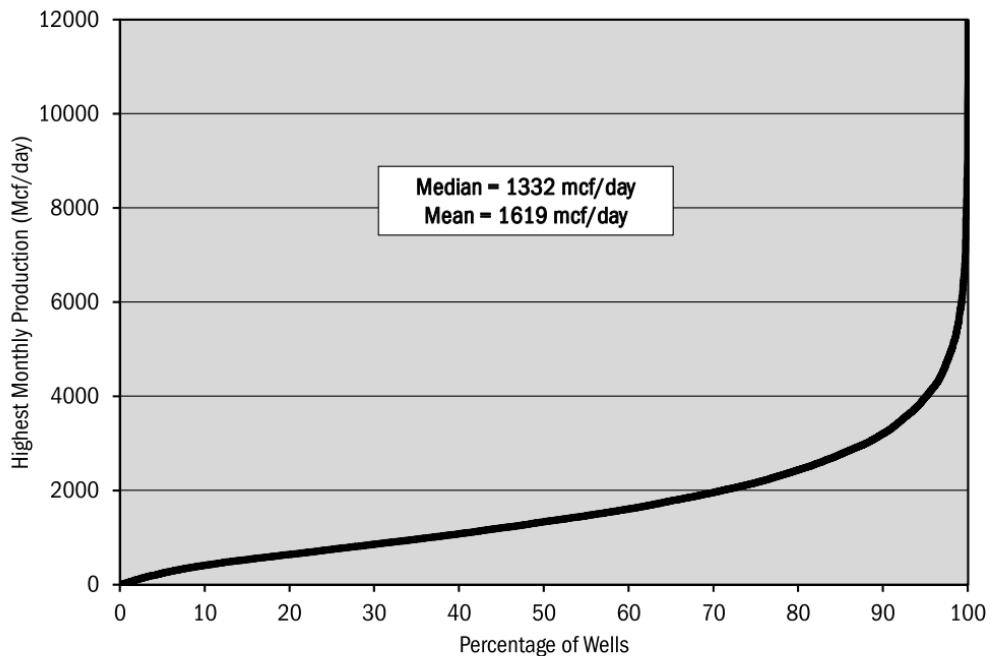


Figure 49. Distribution of well quality in the Barnett play, as defined by the highest one-month rate of production over well life.⁹⁵

The highest one-month rate of production is typically achieved in the first or second month after well completion.

Es significativa la mayor dispersión que muestra la producción máxima mensual de los pozos del yacimiento Marcellus: por un lado el número de pozos fallidos es significativamente alto, a la par que lo es igualmente la de aquellos pozos que tienen unas producciones muchísimo más altas que la media. Esto hace que mientras que la media sea de 1.947 mcf/día, la mediana resulte ser significativamente inferior: 1.133 mcf/día. Como decíamos antes, existe un 30% de pozos cuya producción ha sido nula o prácticamente nula, mientras que por el contrario, un 25% ha conseguido niveles de producción superiores a 3.000 mcf/día, un 5% del total de pozos perforados ha superado los 6.000 mcf/día, y un 2,5% los 8.000 mcf/día.

En base a los datos anteriores, y el intento que vamos a realizar a continuación de evaluar y modelar la extracción que confiamos que jamás llegue a realizarse del gas de pizarra español, vamos a optar por una cifra máxima e inicial de nuestros pozos de entre 1.000 y 3.000 mcf/día, a las que aplicaremos las tasas de declive acumulado que hemos visualizado con anterioridad, y cuyos valores serían los siguientes:

AÑO 1: 40%

AÑO 2: 20%

AÑO 3: 8%

AÑO 4: 4%

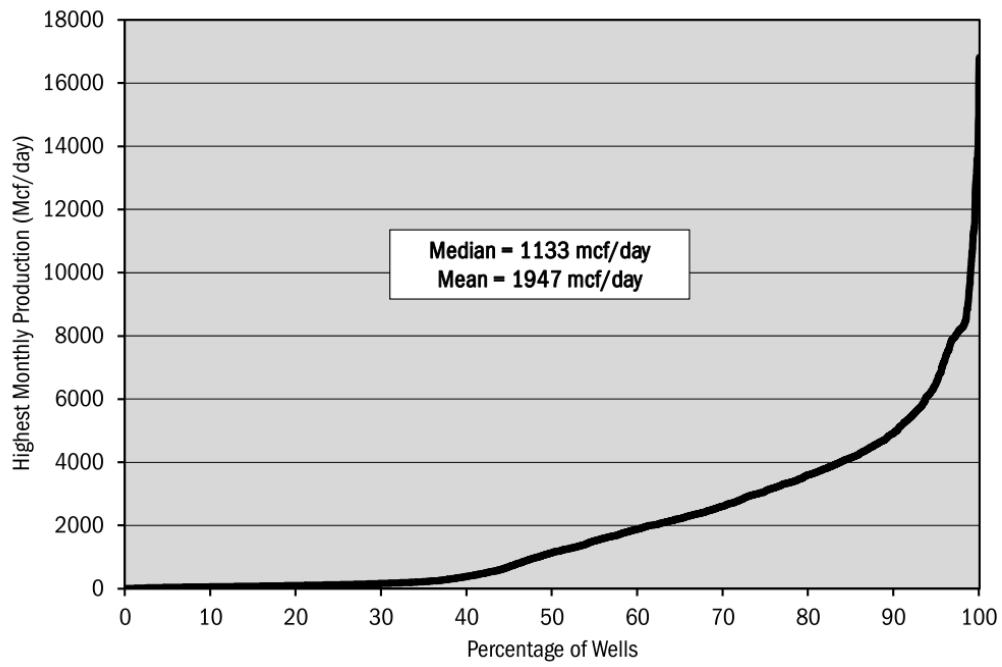


Figure 55. Distribution of well quality in the Marcellus play, as defined by the highest one-month rate of production over well life.¹⁰⁷

The highest one-month rate of production is typically achieved in the first or second month after well completion.

Sirvan las ilustraciones que siguen para visualizar el importante impacto que la explotación de “shale gas” ha supuesto en el territorio.

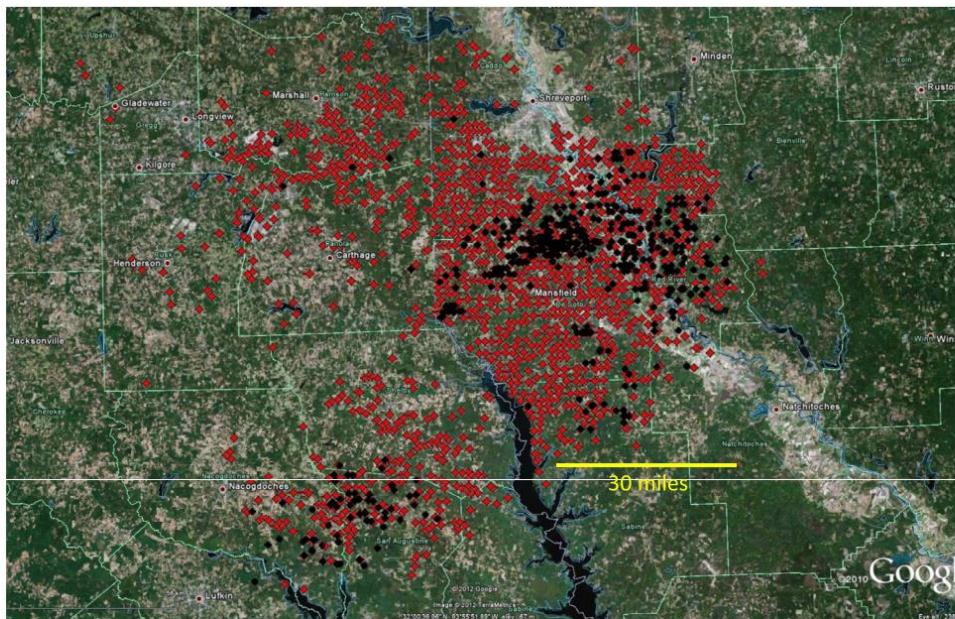


Figure 46. Distribution of wells in the Haynesville play.⁸⁸

Wells in black are the top 20 percent in terms of initial productivity. Many of these sites are multi-well pads with two or more wells. The highest-productivity wells tend to be concentrated in “sweet spots.”

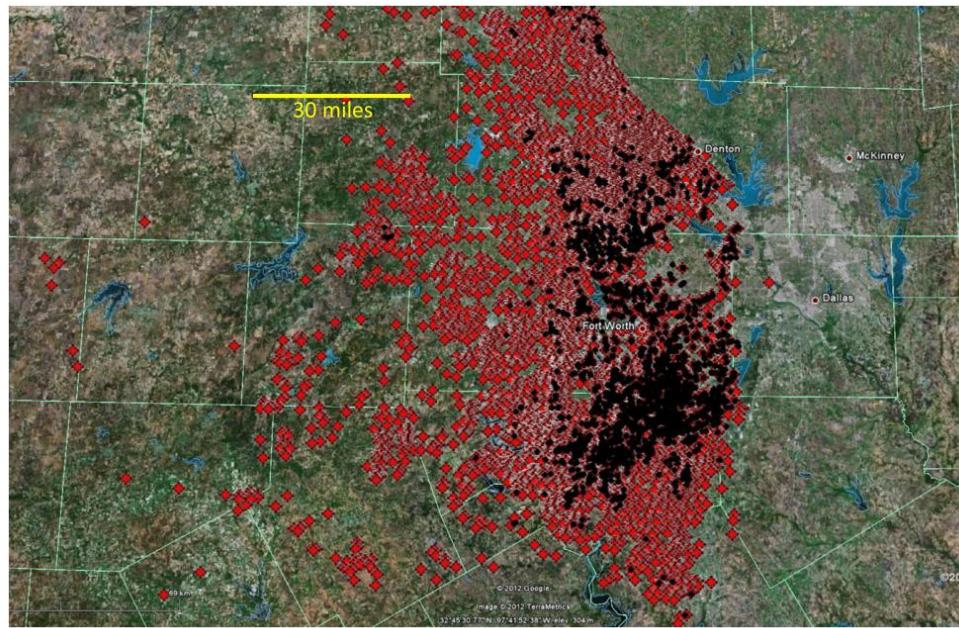


Figure 51. Distribution of wells in the Barnett play.⁹⁷

Wells in black are the top 20 percent in terms of initial productivity. Many of these sites are multi-well pads with two or more wells. The highest-productivity wells tend to be concentrated in “sweet spots.”

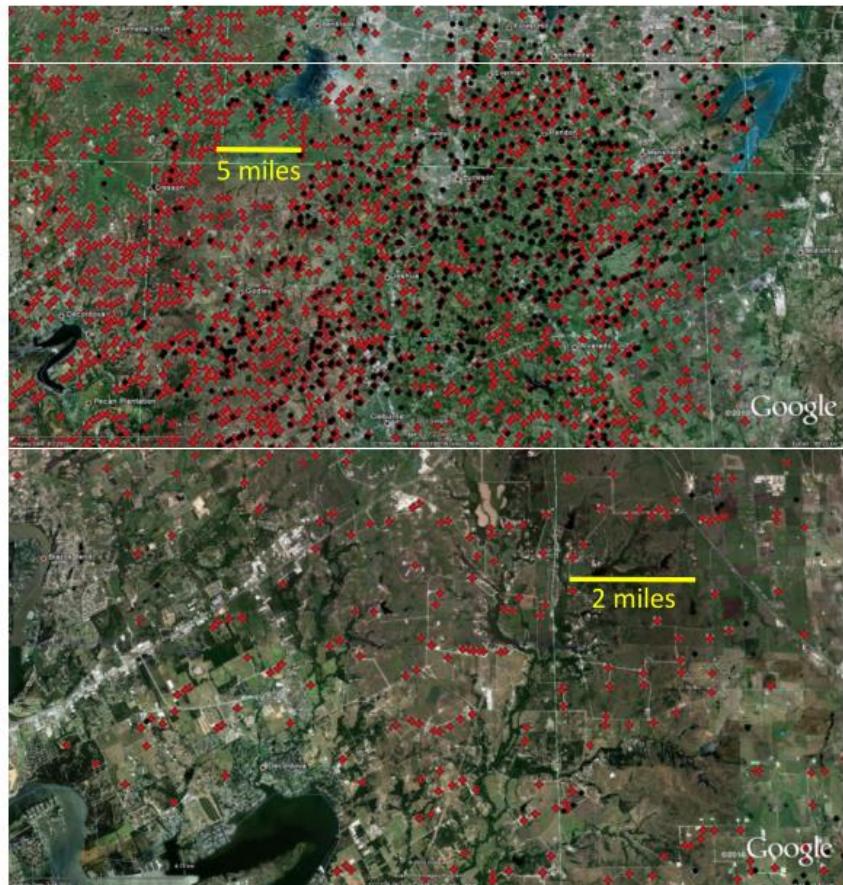


Figure 52. Distribution of wells in the Barnett play's area of highest concentration.⁹⁸

Wells in black are the top 20 percent in terms of initial productivity. Many of these sites are multi-well pads with two or more wells.

⁹⁷ Data from DI Desktop/HPDI current through May, 2012.

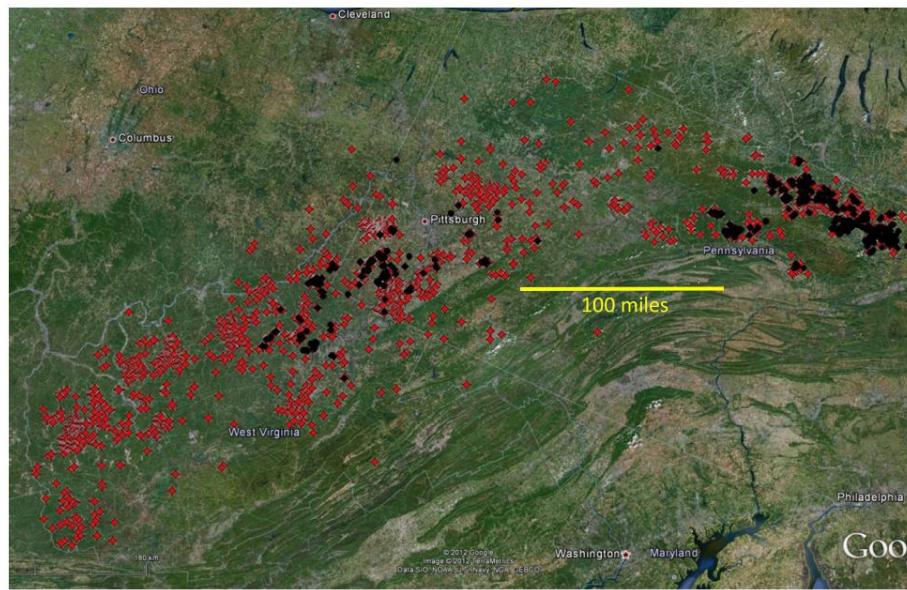


Figure 57. Distribution of wells in the Marcellus play.¹¹⁰

Wells in black are the top 20 percent in terms of initial productivity. Many of these sites are multi-well pads with two or more wells. The highest-productivity wells tend to be concentrated in "sweet spots."

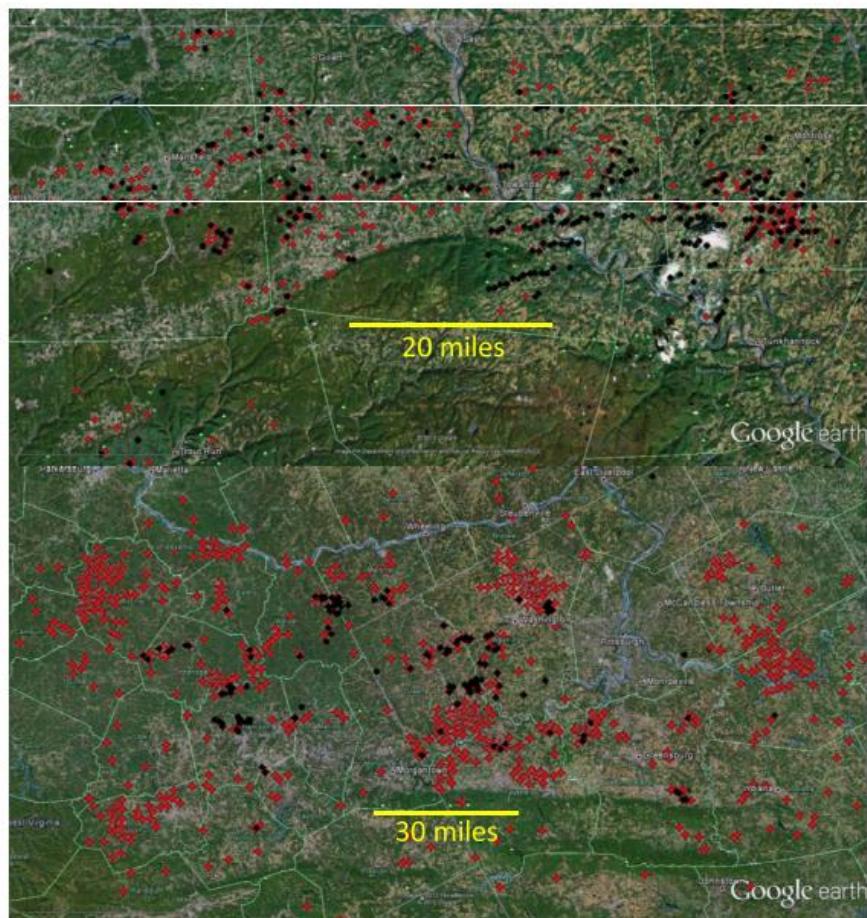


Figure 58. Distribution of wells in the Marcellus play's areas of highest concentration.¹¹¹

Illustrated are northeast Pennsylvania (top) and southwest Pennsylvania and West Virginia (bottom). Wells in black are the top 20 percent in terms of initial productivity. Many of these sites are multi-well pads with two or more wells.

ESTANCIAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE “SHALE GAS” EN USA

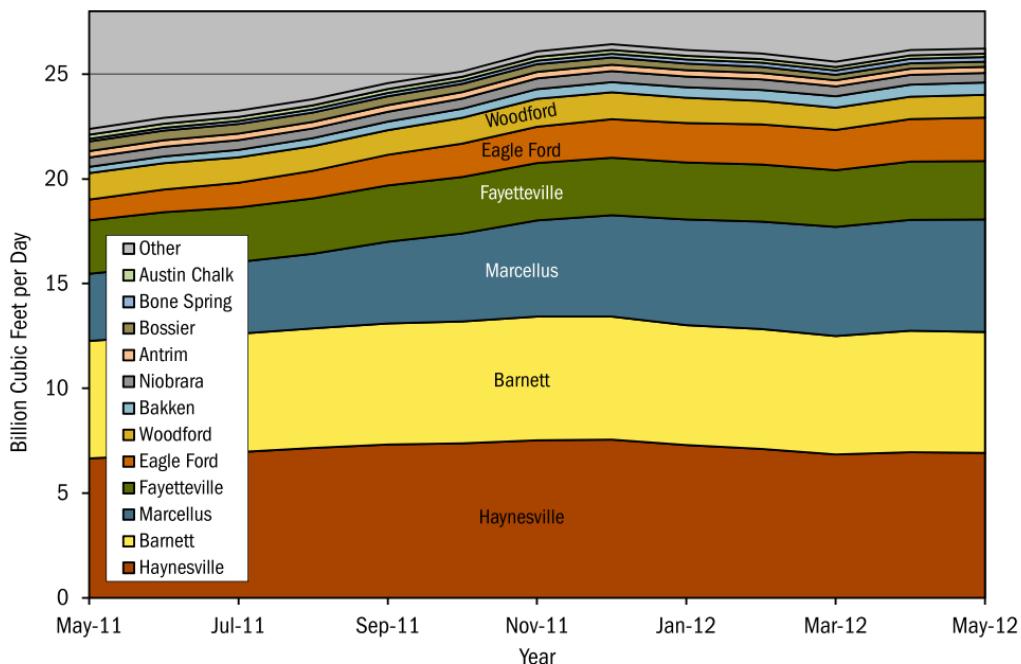


Figure 59. Shale gas production by play, May 2011 through May 2012.¹¹²

Shale gas production clearly peaked in December 2011 and is now on an undulating plateau. (See Figure 40 for production since 2000.)

Antes de hacer referencia a los breves comentarios que hace el autor de “Drill, Baby, Drill” en relación al impacto medioambiental de las explotaciones de “shale gas”, hemos querido poner en evidencia el actual “encefalograma” plano de la extracción de “shale gas” en USA que se evidencia en el Gráfico nº 59, en el que se recoge de forma apilada, la producción de los campos USA de “shale gas”.

Como dice el comentario a pie de gráfico, desde finales del 2011 la producción de “shale gas” en USA, lo que prácticamente es lo mismo que decir ***la producción mundial de gas de esquisto o de pizarra, está estancada en una meseta ondulante en torno a los 27 Bcf.***

Esa es la “prometedora” realidad de lo que para la EIA y la AIE va a ser la tabla de salvación de la oferta mundial de gas en las próximas décadas.

Señores, abróchense los cinturones y pónganse en posición fetal para el ***inminente aterrizaje de emergencia a la que se va a ver abocada la oferta de gas natural mundial***, que sumada a la de los hidrocarburos líquidos, ***nos hacen presagiar lo peor para la economía mundial, que como todos sabemos está indefectiblemente unida a la evolución de la energía y, que, en la encrucijada actual, es lo mismo que decir, de los hidrocarburos.***

SUCINTAS CONSIDERACIONES MEDIOAMBIENTALES

No podemos concluir este análisis de la realidad del “shale gas” en USA, de la mano del trabajo de J. David Hughes, “Drill, Baby, Drill”, sin hacer referencia a la breve pero sintética alusión que hace el autor sobre los problemas medioambientales que plantea la “fractura hidráulica” que se emplea para la explotación del “shale gas”.

- Contaminación con gas metano de los acuíferos subterráneos, así como la posible contaminación de dichos acuíferos con los fluidos provenientes de la fractura hidráulica^(122,123)
- Eliminación del fluido de la fractura contaminando las aguas subterráneas e induciendo terremotos, así como los terremotos provocados por la fractura hidráulica por sí misma.⁽¹²⁴⁾
- Huella industrial: pozos de perforación, tráfico de camiones (hasta 1.975 viajes de camiones pesados y 1.420 viajes de camiones ligeros por pozo), emisiones de gases y ruido de los compresores, etc.⁽¹²⁵⁾
- Alto consumo de agua: entre 2 y 8 millones de galones por pozo.
- El ciclo completo de las emisiones de gas invernadero puede ser peor que el del carbón.⁽¹²⁶⁾

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

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

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

⁽¹²⁵⁾ New York State Department of Environmental Conservation, “Revised Draft SGEIS on the Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program (September 2011): Well Permit Issuance for Horizontal Drilling and High-Volume Hydraulic Fracturing in the Marcellus Shale and Other Low-Permeability Gas Reservoirs”, 2011, <http://www.dec.ny.gov/energy/75370.html>; see in particular Chapters 5, 6A and 6B, and page 6-303 for truck traffic estimates.

⁽¹²⁶⁾ Robert W. Howarth et al., 2011, “Methane and the greenhouse-gas footprint of natural

EL CASO ESPAÑOL: BASES DE PARTIDA

Recientemente han aparecido en prensa, impresa y digital, espectaculares titulares en relación con las “fabulosas” reservas de gas natural que existirían en el subsuelo de la península ibérica:

www.levante-emv.com

Los ingenieros creen que hay gas para 39 años en España y apoyan el ‘fracking’

<http://www.levante-emv.com/comunitat-valenciana/2013/03/12/ingenieros-creen-hay-gas-39-anos-espana-apoyan-fracking/981192.html>

ecodiario.eleconomista.es

Los ingenieros de minas defienden el uso del fracking

<http://ecodiario.eleconomista.es/ciencia/noticias/4665364/03/13/1/Los-ingenieros-de-minas-defienden-el-uso-del-fracking.html>

noticias.lainformacion.com

España podría contar con reservas de gas para 30 años de consumo

http://noticias.lainformacion.com/economia-negocios-y-finanzas/petroleo-y-gases-primarios/espana-podria-contar-con-reservas-de-gas-para-30-anos-de-consumo_Mgf5WNpHDcX9cY6lHzlHo3/

LIBERTAD DIGITAL libremercado.com

España posee gas para cubrir hasta 40 años de demanda

Los expertos destacan el potencial que tiene España para explotar gas natural no convencional a través de nuevas técnicas de extracción.

<http://www.libremercado.com/2013-03-12/espana-posee-gas-para-cubrir-hasta-40-anos-de-demanda-1276484591/>

LA RAZÓN.es

España podría albergar recursos de gas equivalentes a 70 años de consumo

http://www.larazon.es/detalle_normal/noticias/1481447/economia/espana-podria-albergar-recursos-de-gas-equiv

EXPANSIÓN

¿Hay gas en España para 70 años?

lasenergias.com

ACIEP: “Si confirmamos las prospecciones previstas, España podría ahorrarse casi el PIB anual”

<http://www.lasenergias.com/?p=343402>

energiadiario.com

España podría albergar recursos de gas equivalentes a 70 años de consumo si recurre al “fracking”

<http://www.energiadiario.com/publicacion/spip.php?article23382>

Y dichos titulares se han repetido hasta la saciedad en la inmensa mayoría de los medios de comunicación del país.

Dos han sido los documentos que han aparecido casi simultáneamente, diríase que de forma orquestada, y que han servido de base para la avalancha de comunicados:

GAS NO CONVENCIONAL EN ESPAÑA, UNA OPORTUNIDAD DE FUTURO

Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas

Cámara Rascón, Ángel – Pendás Fernández, Fernando

Sin fecha – Las primeras referencias al mismo aparecen en prensa el 11/3/2013, y parece que las conclusiones del mismo se hicieron públicas en la “Jornada sobre Recursos No Convencionales de Gas” (Madrid, Marzo, 2012, Escuela de Minas) (*)

PERSPECTIVAS ECONÓMICAS EN LA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS EN ESPAÑA: EVALUACIÓN PRELIMINAR DE LOS RECURSOS PROSPECTIVOS DE HIDROCARBUROS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES EN ESPAÑA

Estudio realizado por GESSAL para ACIEP

14/03/2013 (**)

Poco nos aporta el primero de ellos, para hacernos una idea cabal de cuáles son las bases que dan lugar a los titulares de los comunicados en prensa.

Tan sólo se incluye en el mismo un mapa de un estudio realizado en el año 2004, por el IGME (Instituto Geológico y Minero de España), y en el que tan sólo se refiere a los eventuales yacimientos de metano en capa de carbón – CBM (Coal Bed Methane), y otro mapa del Ministerio de Industria, Energía y Turismo (suponemos que a 31 de diciembre de 2012, por los datos que aparecen, aunque nada dice al respecto) de los permisos de investigación (solicitados y concedidos) y de las concesiones de explotación de hidrocarburos, en territorio español.

Y nada más, que nos pueda dar una idea de los RECURSOS de los yacimientos convencionales y no convencionales de hidrocarburos en el Estado Español.

¡Realmente impresionante la metodología y la profesionalidad de los responsables del estudio, Don Ángel Cámara Rascón y Don Fernando Pendás Fernández!

Aunque debo manifestar que resulta interesante la lectura del mismo para conocer aspectos relacionados con la cuestión, y que para quienes no dominan la lengua inglesa, les aporta una correcta traducción de algunos de los principales estudios mundiales relacionados con la materia.

(*) http://ingenierosdeminas.org/documentos/130312_informe_gas.pdf

(**) <http://www.shalegasespana.es/es/docs/informe-de-sintesis.pdf>

El segundo de ellos, el realizado por GESSAL, para ACIEP (Asociación Española de Compañías de Investigación, Exploración, Producción de Hidrocarburos y Almacenamiento Subterráneo, que tiene el objetivo de representar al sector de los hidrocarburos en España, que está integrada por las principales empresas del sector, y cuyos miembros son CAIRN ENERGY, REPSOL, CEPSA, PETRA PETROLEUM, CNWL, HIDROCARBUROS DE EUSKADI, PETRICHOR EUSKADI, MONTERO ENERGY y BNK ESPAÑA-TROFAGÁS) es digno de mayor atención, y al mismo nos vamos a circunscribir en adelante.

No vamos a comentar toda una serie de juicios de valor que cada lector puede libremente interpretar como mejor le parezca relativos a nuestro déficit energético, y en especial en lo referente a los hidrocarburos, y a las consecuencias económicas del mismo.

Nos vamos a centrar en el análisis que se hace en dicho estudio de los RECURSOS PROSPECTIVOS de los yacimientos de pizarra (no convencionales) de gas natural, y a partir de ellos efectuaremos un análisis prospectivo, en base a la experiencia USA de cuál podría ser la aportación en el caso, no deseado, de que dichos Recursos se explotasen, a la extracción de gas natural en España, y cuál podría ser su aportación en términos de ENERGÍA NETA a las necesidades de dicho combustible es España.

RECURSOS PROSPECTIVOS: DEFINICIÓN Y EVALUACIÓN

Ésta es la definición que realizan los redactores del Estudio de los RECURSOS PROSPECTIVOS.

*“Los Recursos Prospectivos (R.P.) de hidrocarburos son las **cantidad**es conceptuales **estimadas**, no **descubiertas**, de petróleo o gas, calculadas tras la aplicación de conceptos exploratorios y **sometidas a un “rango de incertidumbre”** y **potencialmente recuperables** mediante el desarrollo de proyectos exploratorios. Su evaluación implica un punto de partida, como imprescindible esperanza de éxito, para la programación y financiación de importantes inversiones en investigación de estos recursos.*

La evaluación de Recursos Prospectivos conlleva un grado de incertidumbre, lo que no está reñido con la exhaustividad metodológica e importante síntesis de conocimientos geológicos aplicados para su determinación. La objetividad metodológica de cálculo ha sido basada tanto en inducción de valores a partir de análogos geológicos, como en la cuantificación de conceptos exploratorios (probados o no probados), todo ello soportado por un análisis probabilístico que marca un amplio

rango de resultados (P10, P50 y P90 -probabilidad 10%, 50% y 90% respectivamente-) y un factor de riesgo, que orientan sobre el potencial exploratorio en España.”

El Profesor Mariano Marzo nos aporta el encuadre de dicho concepto en la terminología internacional generalmente aceptada:

La anterior definición se encuadra en la línea de las directrices fijadas en 2007 por la Sociedad de Ingenieros de Petróleo, el Consejo Mundial del Petróleo, la Asociación Americana de Geólogos del Petróleo y la Sociedad de Ingenieros para la Evaluación del Petróleo, sobre la definición y clasificación de recursos, denominado Sistema de Gestión de Recursos Petroleros (PRM), que es compatible con la Normativa de Clasificación para la Energía Fósil y Recursos Minerales de Naciones Unidas (UNFC), desarrollado en 2004 por la Comisión Económica de las Naciones Unidas para Europa.

En los sistemas PMR y UNFC se denominan “reservas probadas (o reservas 1P) a aquellos hidrocarburos acumulados en yacimientos cuya existencia ha sido certificada tras una campaña prospectiva coronada por un descubrimiento y para los cuales existe un 90% de probabilidad de que puedan ser extraídos de manera rentable (asumiendo una serie de hipótesis acerca de costes, geología, tecnología, comerciabilidad y precios futuros). Las “reservas probadas y probables” (o reservas 2P) incluyen volúmenes adicionales existentes en acumulaciones puestas de manifiesto tras un descubrimiento y que se espera resulten comerciales, aunque la probabilidad de que puedan ser extraídos de forma rentable es tan solo de un 50%. Las “reservas posibles” (o reservas 3P) suman a las reservas 2P aquellos volúmenes evidenciados por un descubrimiento pero cuya probabilidad de ser extraídos de forma rentable es de un 10%.()*

De la lectura del informe no se deduce expresamente si los datos de los RECURSOS PROSPECTIVOS a los que vamos a hacer referencia a continuación son 2P o 3P, aunque si nos atenemos, a la definición anterior, buena parte de las mismas deberían considerarse 3P, pues en las circunstancias actuales, la probabilidad de que puedan ser extraídos de forma rentable es muy baja.

Volveremos sobre este tema más adelante.

Los datos que resultan del análisis pormenorizado de los datos existentes hasta la fecha, en relación al gas de pizarra, ofrecen los siguientes resultados:

^(*) RECURSOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES DE PETRÓLEO Y GAS – Mariano Marzo – “Enseñanza de las Ciencias de la Tierra”, 2008. 16.3 – I.S.S.N.: 1132-9157 – Página 218-219

**TABLA RESUMEN DE RECURSOS PROSPECTIVOS
DE HIDROCARBUROS" NO CONVENCIONALES"**

Dominio Geológico	Shale Gas (BCM)*	Tight Gas (BCM)*	Coal Bed (BCM)*	Total (BCM)*
Cuenca Vasco Cantábrica	1.084	2	x	1.086
Pirineos	260	3	x	263
Cuenca del Duero	72	x	x	72
Cuenca del Ebro	32	1	x	33
Cordillera Ibérica	95	x	x	95
Cadenas Catalanas	15	x	x	15
Cuenca del Guadalquivir	79	x	x	79
Cuenca Bética	x	2	x	2
Macizo Hespérico	340	x	41,3**	381
Totales:	1.977	7	41	2.026

* Gas recuperable

** Fuente IGME 2004

Vamos a centrar nuestro análisis posterior en los Recursos Prospectivos de Gas de Pizarra ("Shale Gas"), que por otra parte representan prácticamente el 100% de los Recursos Prospectivos de gas "no convencional".

La primera cuestión a la que nos enfrentamos es la de evaluar si se trata de RECURSOS 2P, o 3P, lo que, como hemos comentado anteriormente, no es una cuestión baladí, pues la probabilidad de que puedan ser convertidos en RESERVAS EXTRAÍBLES, oscilaría entre el 10% en el caso de que fuesen RECURSOS 3P, o el 50% si se tratase de RECURSOS 2P.

Aun cuando somos conscientes de que tal indefinición, no es una mera omisión, sino que tiene claros efectos de propaganda, vamos a admitir el supuesto más favorable, para los intereses de ACIEP, de que esos 1.977 BCM (miles de millones de metros cúbicos) de gas metano extraíble sean RECURSOS 2P, es decir que la probabilidad de que se conviertan en RESERVAS EXTRAIBLES sea del 50%.

Asumiendo esa hipótesis de máximos, el volumen de gas de pizarra extraíble sería de 988,5 BCM.

Esa sería la cantidad máxima de gas que podríamos extraer de nuestro subsuelo, pero para poder extraerla, y convertirla en gas disponible hace falta extraerlo hasta la superficie, lo cual, como hemos comentado anteriormente y habida cuenta de la baja Tasa de Retorno Energético de los yacimientos de pizarra, que es 3, significa que para extraer 3 unidades de energía (de gas), hace falta emplear 1 unidad de energía (de gas), por lo que la cantidad de gas

neta disponible sería tan sólo las dos terceras partes del volumen de gas extraíble, es decir, 652,4 BCM.

Si tenemos en cuenta, que según datos del “BP Statistical Review of World Energy June 2012”, el consumo medio de los últimos 5 años (2007-2011) ha sido de 35 BCM/año, el gas disponible en los yacimientos de pizarra del Estado Español, una vez deducido el que necesitaríamos emplear para su extracción, representaría 18,6 años del consumo actual de gas natural en España, cifra bastante lejana de los 30, 40 e incluso 70 años que se han proclamado a bombo y platillo en los medios de comunicación españoles.

UNA PROYECCIÓN DE UN FUTURO QUE ESPERAMOS QUE NO SEA

Pero eso no es todo. Como hemos podido comprobar al analizar la realidad USA de la producción de “shale gas”, la extracción del mismo no se produce de forma lineal, sino que depende del número de pozos perforados anualmente, de la producción media inicial (máxima) de cada pozo y de la tasa de declive de los mismos.

En base a todas esas variables vamos a tratar de proyectar tres escenarios-marco de cual pudiera ser el futuro de la explotación de gas de pizarra en el Estado (que se diferenciarán por 3 distintos supuestos de cual pudiera ser la producción media mensual inicial de cada pozo), en los que incluiremos 3 hipótesis (una de rápida expansión, otra de lenta, y otra intermedia), en la confianza de que ninguno de ellos se cumpla, pues se consiga impedir esta absurda carrera hacia ninguna parte, o mejor, hacia la destrucción de nuestros acuíferos que pondrá en cuestión la supervivencia de nuestros descendientes.

En todos ellos, los siguientes parámetros permanecen inalterables:

Reservas Extraíbles = 988,5 Bcm

Tasa de Declive, en % de la producción del primer mes:

MES 1 = 100%

MES 13 = 40%

MES 25 = 20%

MES 37 = 8%

MES 49 = 4%

MES 61 = 2%

MES 73 = 1%

Tasa de Retorno Energético = 3

COSTE DE LA INVERSIÓN POR POZO = 8 M\$

PRECIO DE VENTA DEL GAS = 10\$/MBtu = 357.149 \$/Mcm

Los tres escenarios-marco se diferencian, como hemos dicho anteriormente, en la producción mensual inicial (máxima) de cada pozo.

SUPUESTO PRODUCCIÓN INICIAL MENSUAL MEDIA POZO = 1.000 mcf/día

En el que resultan las siguientes producciones anuales medias por pozo:

AÑO 1 = 255,50 Mcf = 7,235 Mcm

AÑO 2 = 109,50 Mcf = 3,101 Mcm

AÑO 3 = 51,10 Mcf = 1,447 Mcm

AÑO 4 = 21,90 Mcf = 0,620 Mcm

AÑO 5 = 10,95 Mcf = 0,310 Mcm

AÑO 6 = 5,48 Mcf = 0,155 Mcm

Lo que significa una producción total media por pozo de 454,43 Mcf = 12,868 Mcm.

De los datos anteriores se deduce que habría que perforar 76.819 pozos.

SUPUESTO PRODUCCIÓN INICIAL MENSUAL MEDIA POZO = 2.000 mcf/día

Resultando las siguientes producciones anuales medias por pozo:

AÑO 1 = 511,00 Mcf = 14,470 Mcm

AÑO 2 = 219,00 Mcf = 6,201 Mcm

AÑO 3 = 102,20 Mcf = 2,894 Mcm

AÑO 4 = 43,80 Mcf = 1,240 Mcm

AÑO 5 = 21,90 Mcf = 0,620 Mcm

AÑO 6 = 10,95 Mcf = 0,310 Mcm

La producción total media por pozo sería de 908,85 Mcf = 25,736 Mcm.

De los datos anteriores se deduce que habría que perforar 38.410 pozos.

SUPUESTO PRODUCCIÓN INICIAL MENSUAL MEDIA POZO = 3.000 mcf/día

Con las siguientes producciones anuales medias por pozo:

AÑO 1 = 766,50 Mcf = 21,705 Mcm

AÑO 2 = 328,50 Mcf = 9,302 Mcm

AÑO 3 = 153,30 Mcf = 4,341 Mcm

AÑO 4 = 65,70 Mcf = 1,860 Mcm

AÑO 5 = 32,85 Mcf = 0,930 Mcm

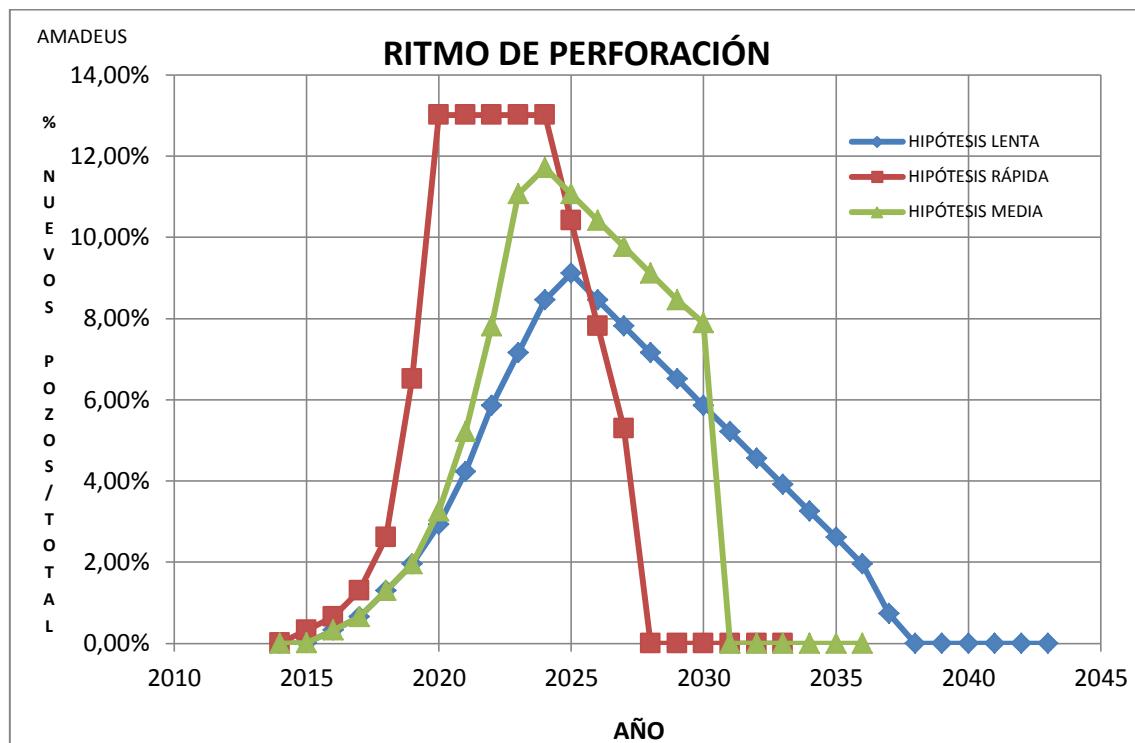
AÑO 6 = 16,43 Mcf = 0,465 Mcm

Lo que significa una producción total media por pozo de 1.363,28 Mcf = 38,604 Mcm.

De los datos anteriores se deduce que habría que perforar 25.606 pozos.

Dentro de estos tres ESCENARIOS-MARCO definidos por los PARÁMETROS INDICADOS ANTERIORMENTE hemos supuesto, en cada uno de ellos, tres hipótesis diferentes en cuanto al ritmo de perforación de pozos (el ritmo de cada una de las hipótesis es el mismo en cada SUPUESTO-MARCO).

En el gráfico siguiente se recoge en términos porcentuales el ritmo de perforación de pozos en cada una de las 3 hipótesis contempladas en cada ESCENARIO-MARCO.



Para cada una de las HIPÓTESIS (rápida, media, lenta) de cada uno de los ESCENARIOS-MARCO (1.000 Mcf, 2.000 Mcf, 3.000 Mcf), y en base a todos los parámetros definidos con anterioridad, hemos desarrollado un modelo (9 modelos en total) en el que hemos calculado anualmente:

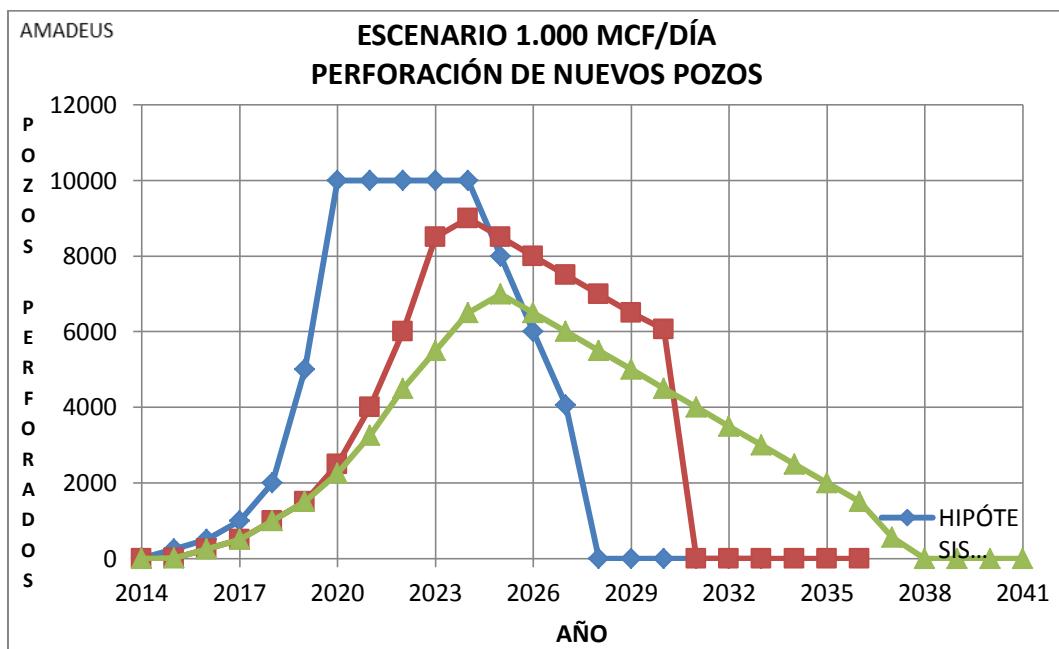
- El número anual de pozos perforados (nuevos, acumulados, operativos)
- La Producción Bruta (en términos energéticos) anual de Gas de Pizarra
- La Producción Neta (en términos energéticos) anual de Gas de Pizarra
- El % anual de Cobertura Producción/Consumo, en base al consumo medio de Gas Natural del período 2007-2011
- La Inversión necesaria (anual y acumulada)
- Los Ingresos Brutos anuales y acumulados por Ventas de Gas de Pizarra (sin tener en cuenta el coste energético de la extracción)
- Los Ingresos Netos anuales y acumulados por Ventas de Gas de Pizarra (teniendo en cuenta el coste energético de la extracción)
- El Margen Bruto de la explotación del Gas de Pizarra, anual y acumulado (sin tener en cuenta el coste energético de la extracción)

- El Margen Neto de la explotación del Gas de Pizarra, anual y acumulado (sin tener en cuenta el coste energético de la extracción)

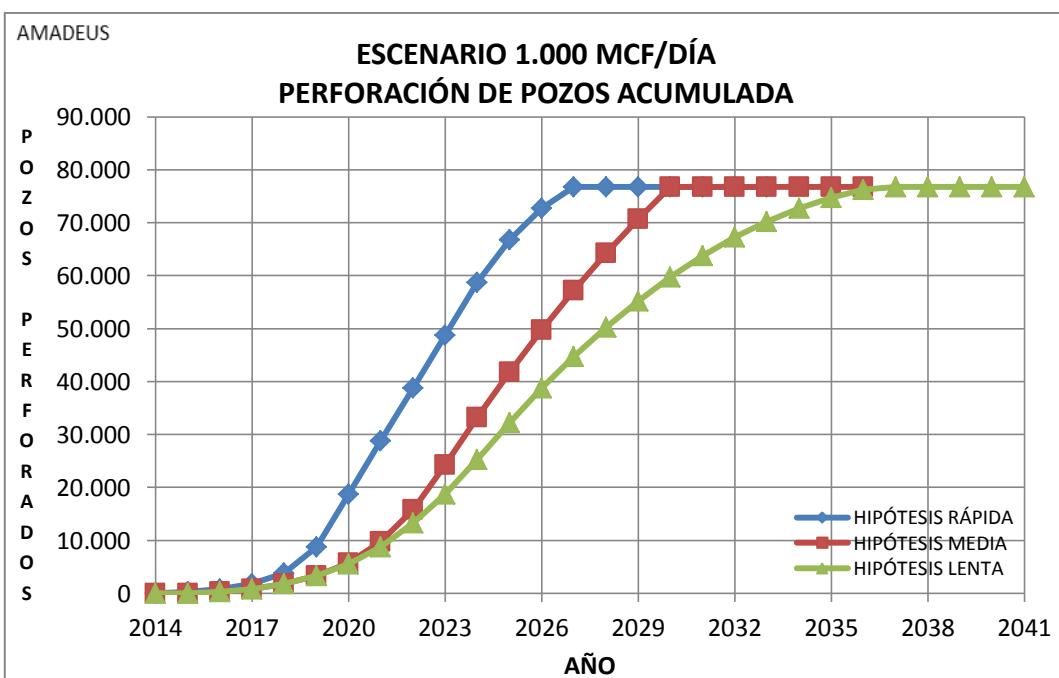
Recogemos a continuación gráficamente los resultados obtenidos en cada uno de los ESCENARIOS de cada una de dichas variables.

ESCENARIO PRODUCCIÓN INICIAL MENSUAL = 1.000 mcf/día

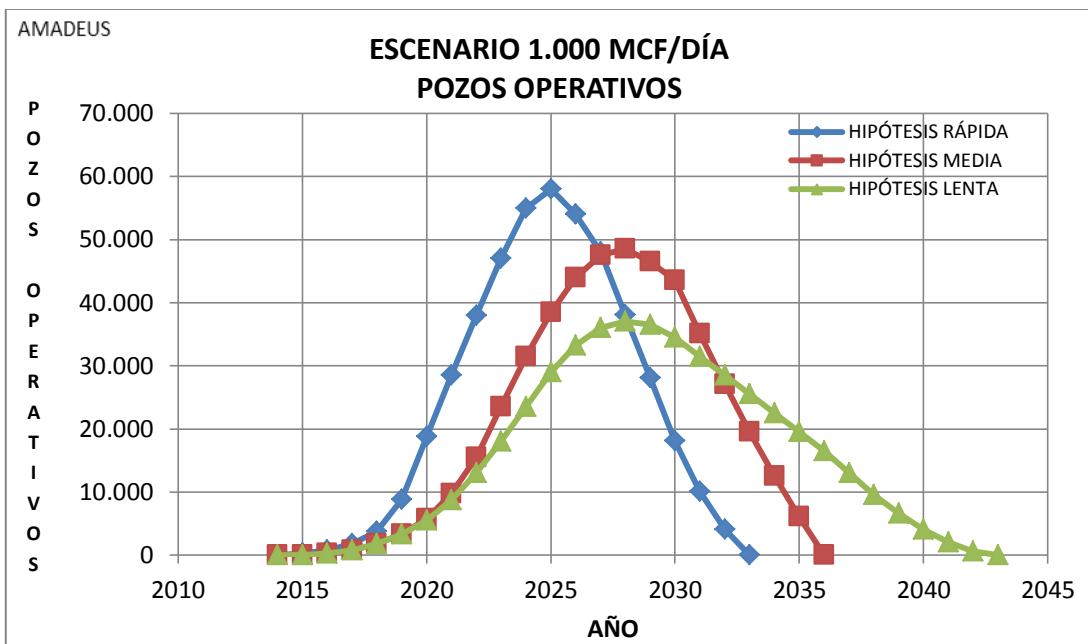
Nuevos Pozos Perforados anualmente.



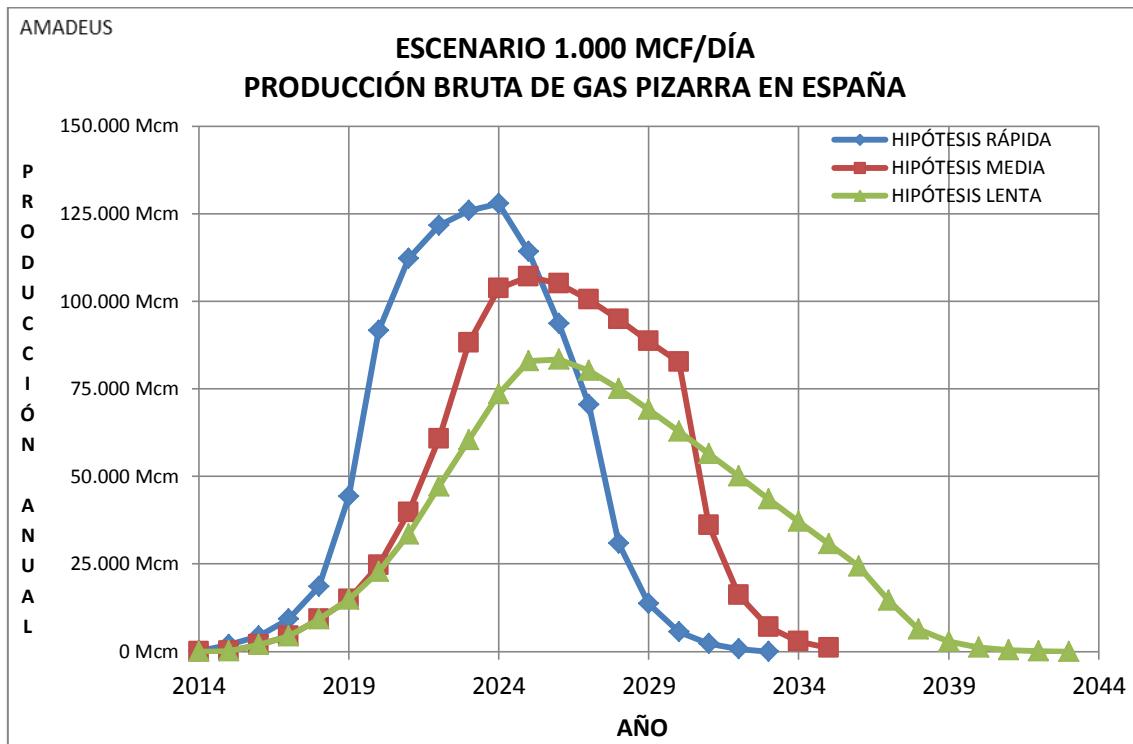
Pozos totales perforados.



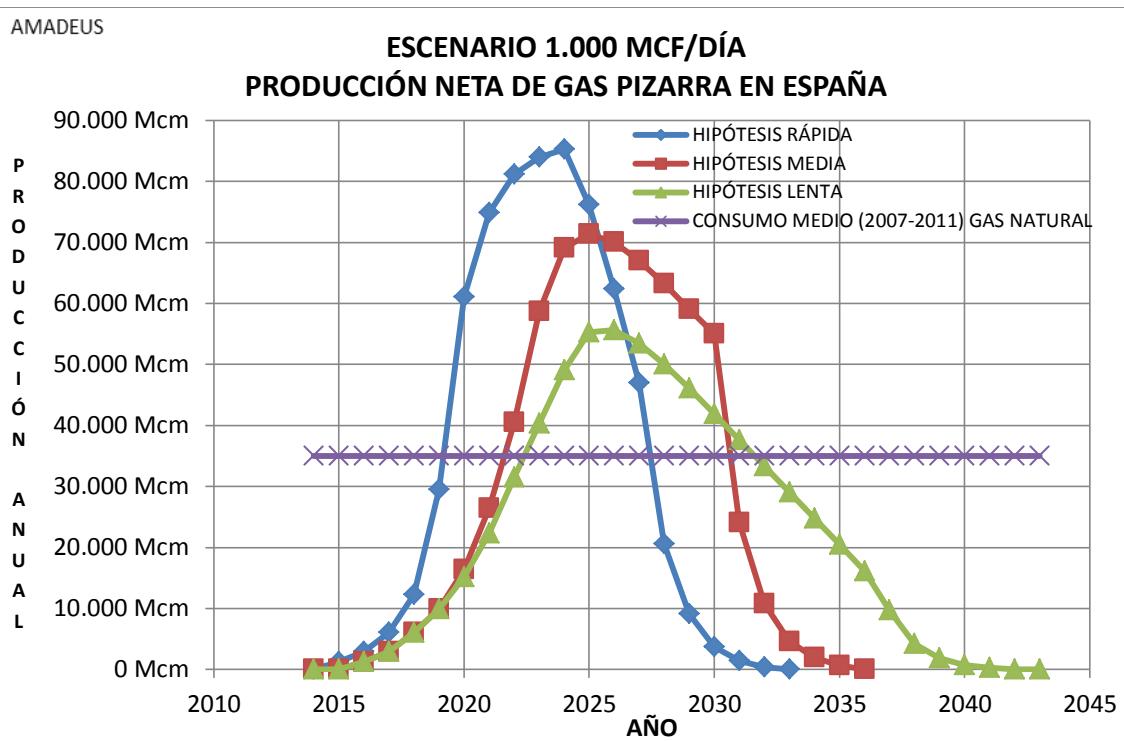
Pozos operativos.



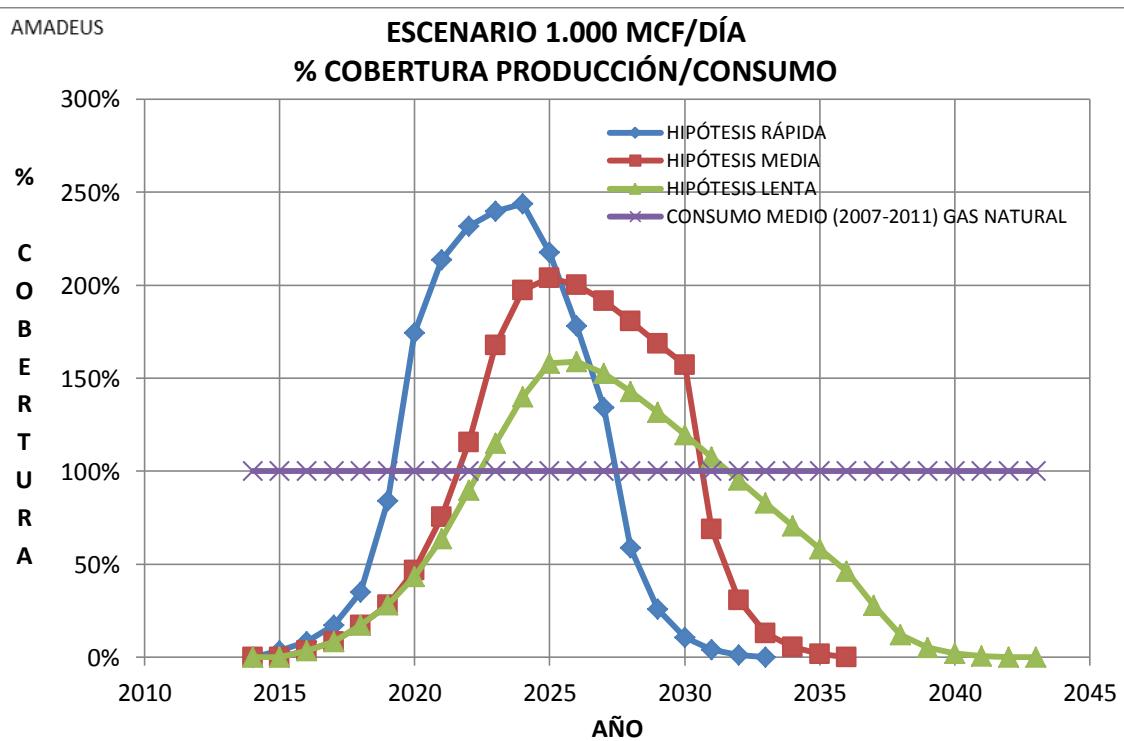
Producción bruta de gas de pizarra, esto es, sin tener en cuenta la cantidad de energía necesaria para su extracción.



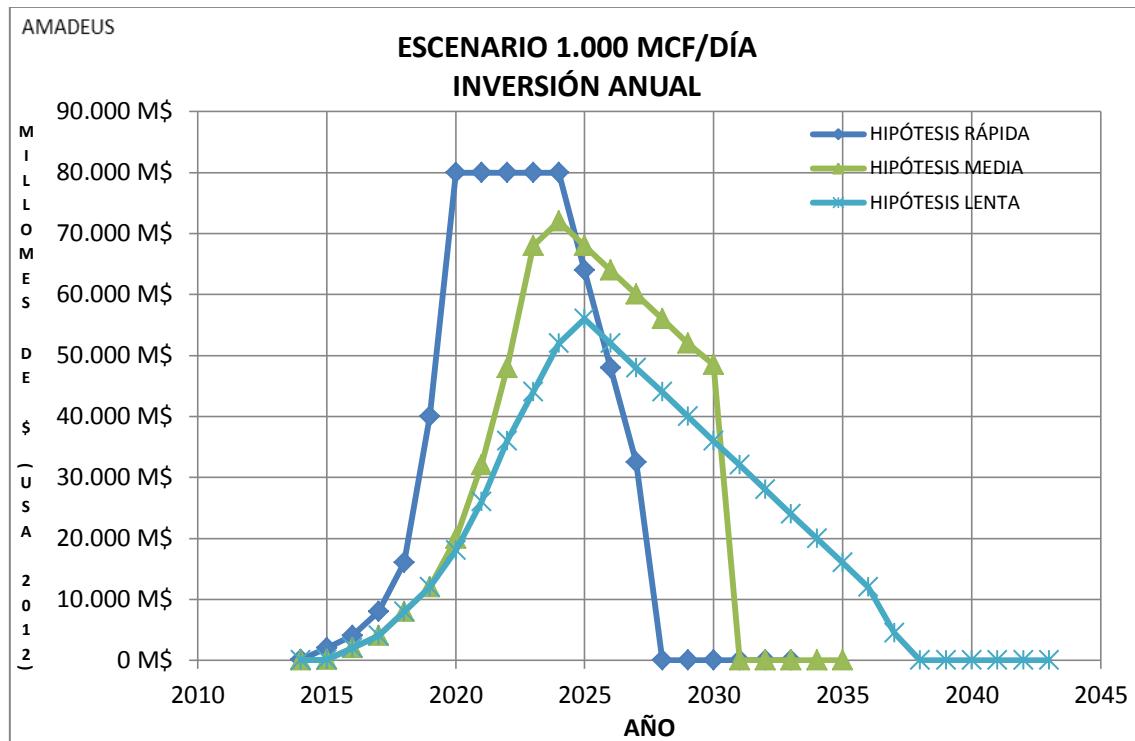
Y si descontamos de dicha Producción Bruta de Gas de Pizarra, el volumen de gas equivalente a la energía necesaria para extraerla, obtendremos el volumen de la Producción Neta de Gas de Pizarra, que reflejamos en el siguiente Gráfico, en la que incluimos como nivel de referencia el consumo medio anual de gas natural del periodo 2007/2011.



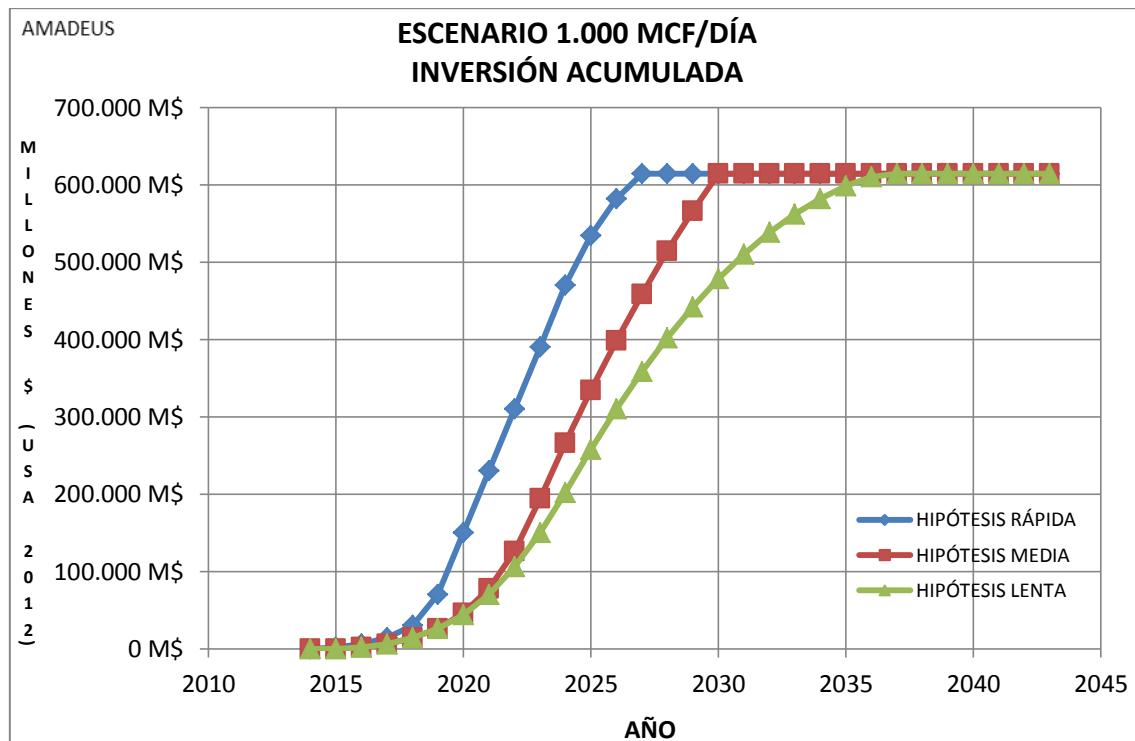
El % anual de Cobertura Producción/Consumo, en base al consumo medio de Gas Natural del período 2007-2011.



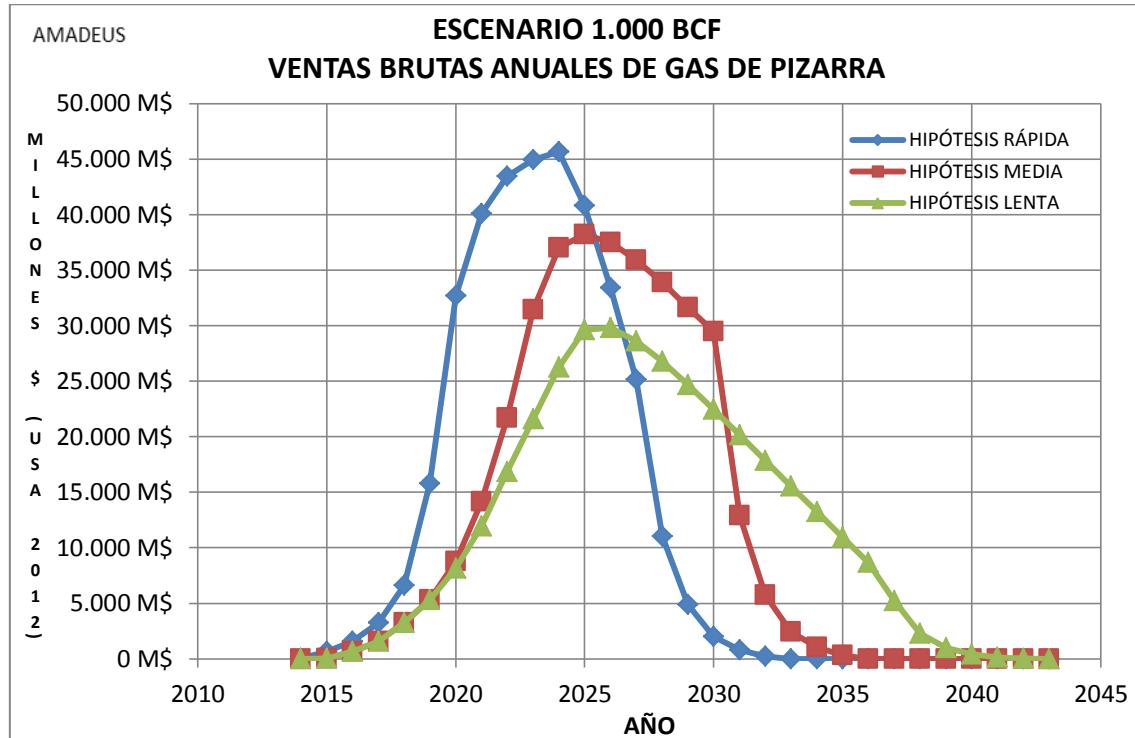
Inversión necesaria anual.



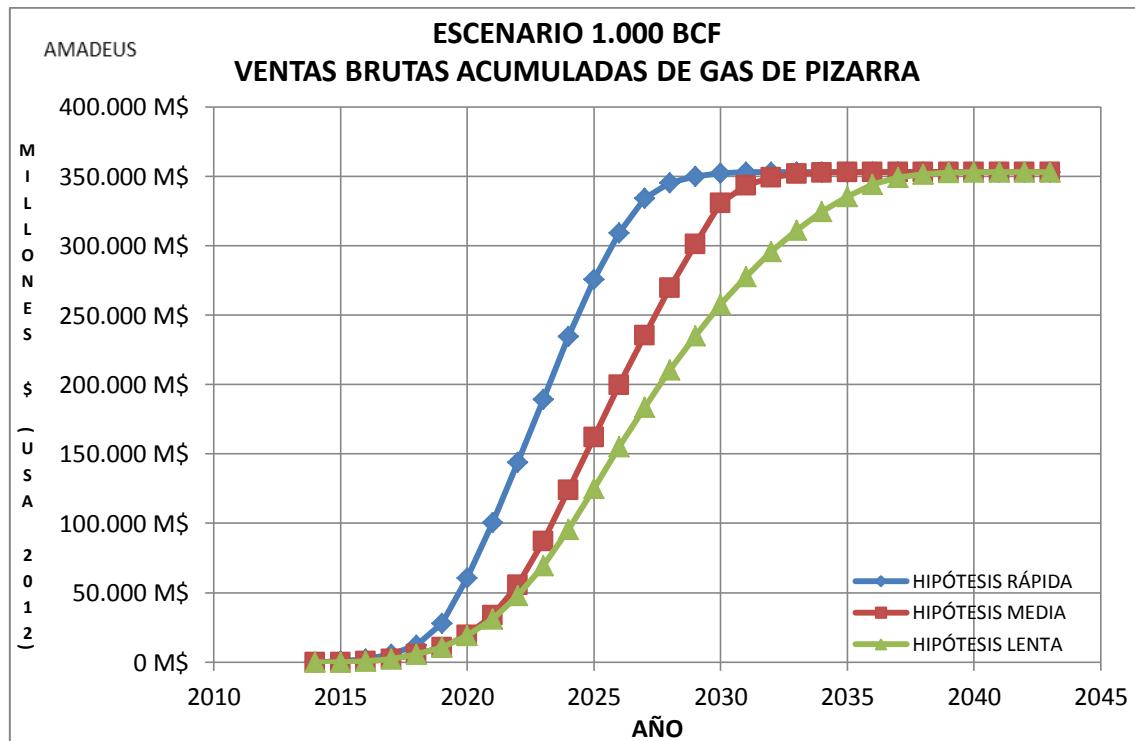
Inversión necesaria acumulada.



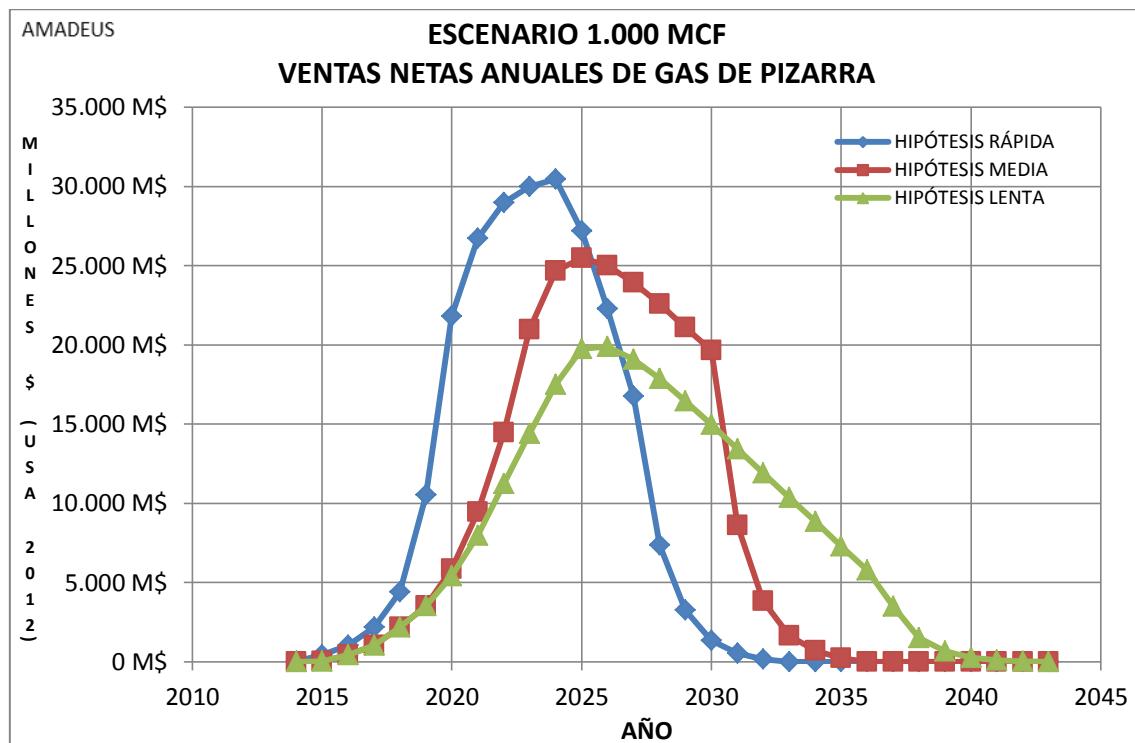
Ingresos Brutos anuales por Ventas de Gas de Pizarra (sin tener en cuenta el coste energético de la extracción)



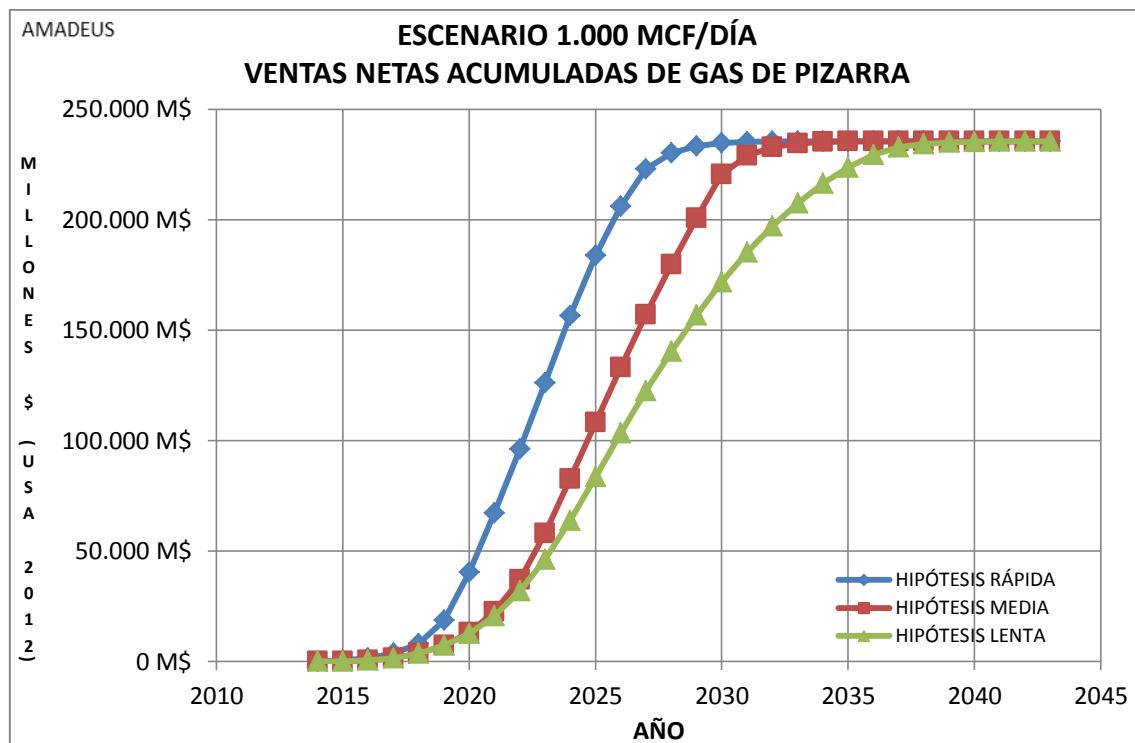
Ingresos Brutos acumulados por Ventas de Gas de Pizarra (sin tener en cuenta el coste energético de la extracción)



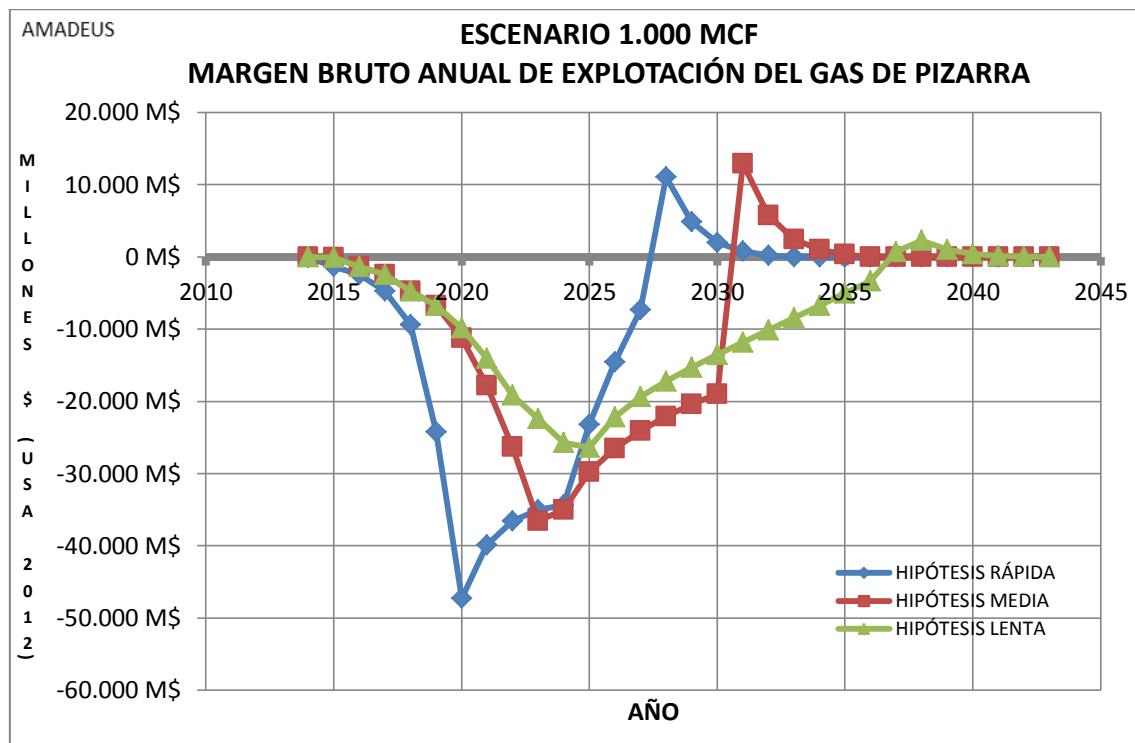
Ingresos Netos anuales por Ventas de Gas de Pizarra (teniendo en cuenta el coste energético de la extracción)



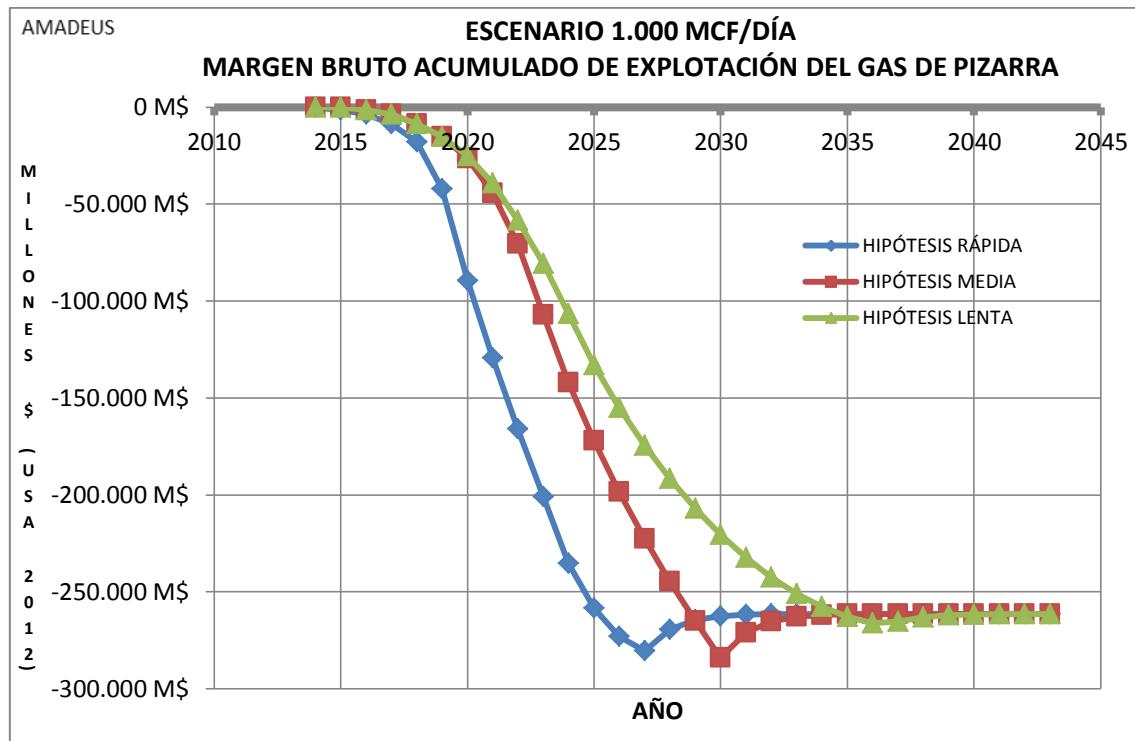
Ingresos Netos acumulados por Ventas de Gas de Pizarra (teniendo en cuenta el coste energético de la extracción)



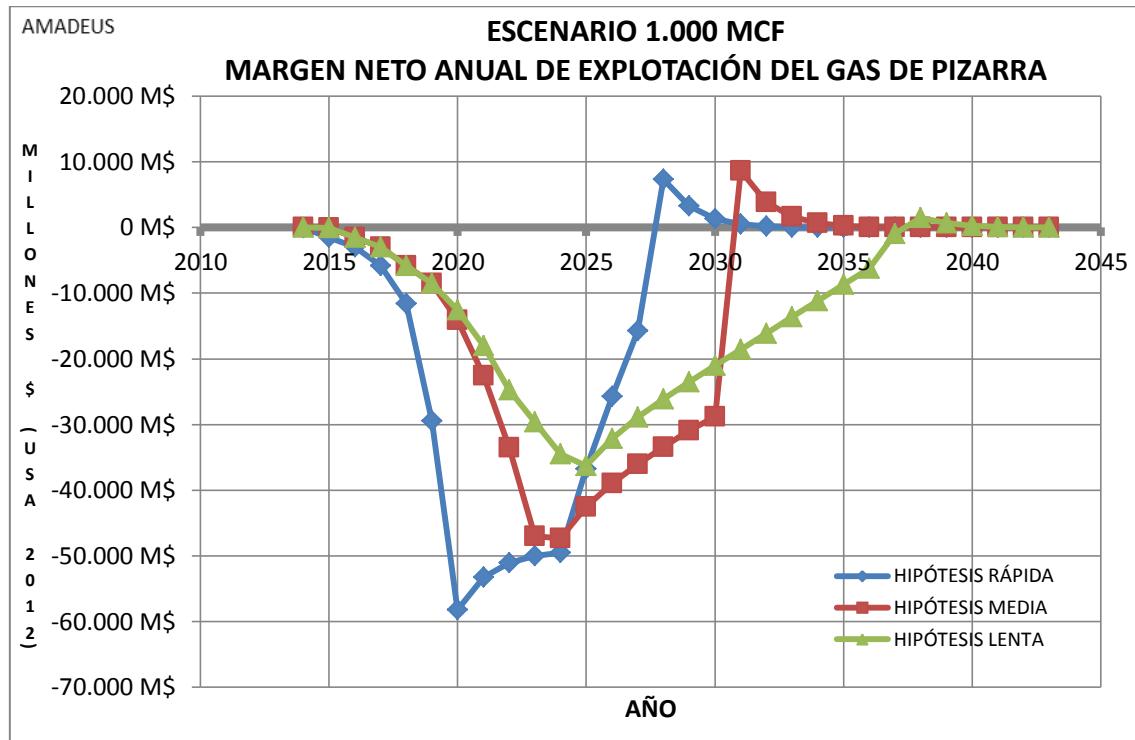
Margen Bruto anual de la explotación del Gas de Pizarra (sin tener en cuenta el coste energético de la extracción)



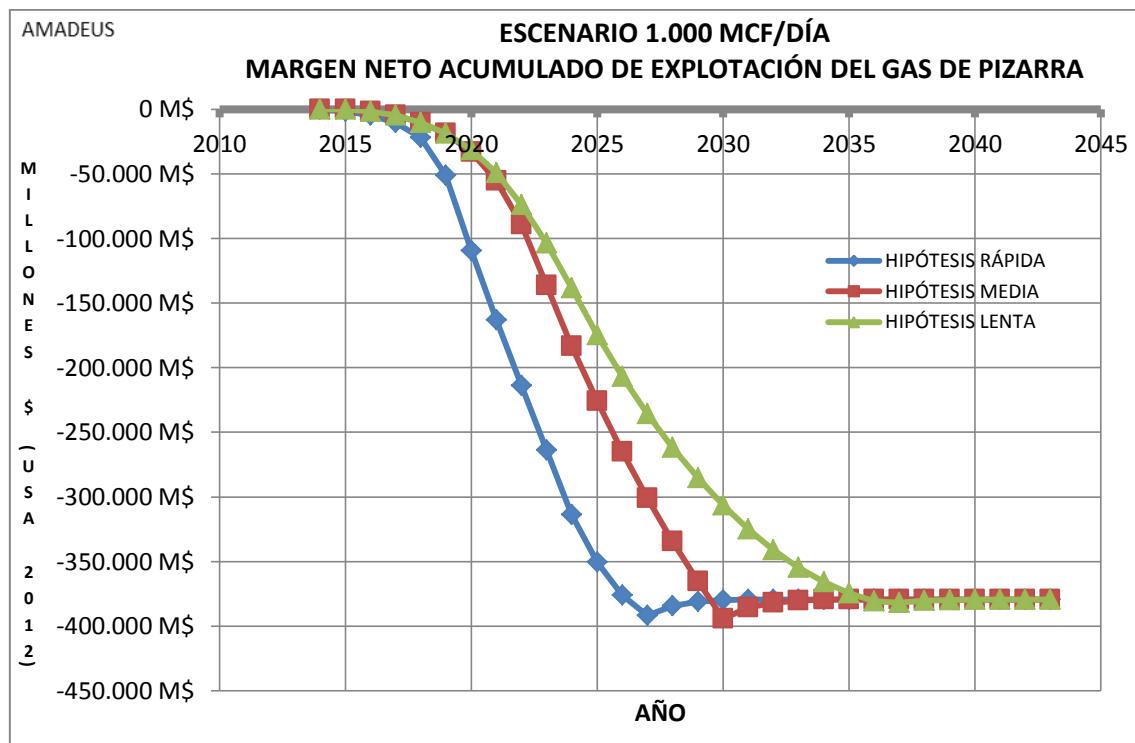
Margen Bruto acumulado de la explotación del Gas de Pizarra (sin tener en cuenta el coste energético de la extracción)



Margen Neto anual de la explotación del Gas de Pizarra (teniendo en cuenta el coste energético de la extracción)

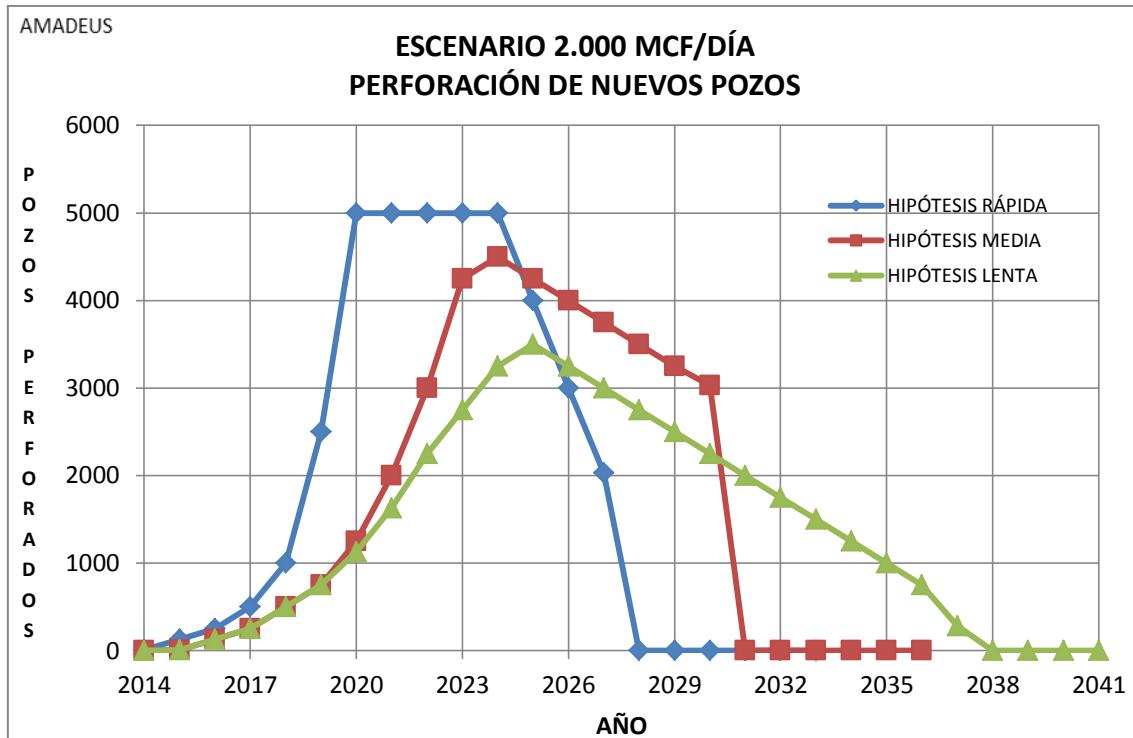


Margen Neto acumulado de la explotación del Gas de Pizarra (teniendo en cuenta el coste energético de la extracción)

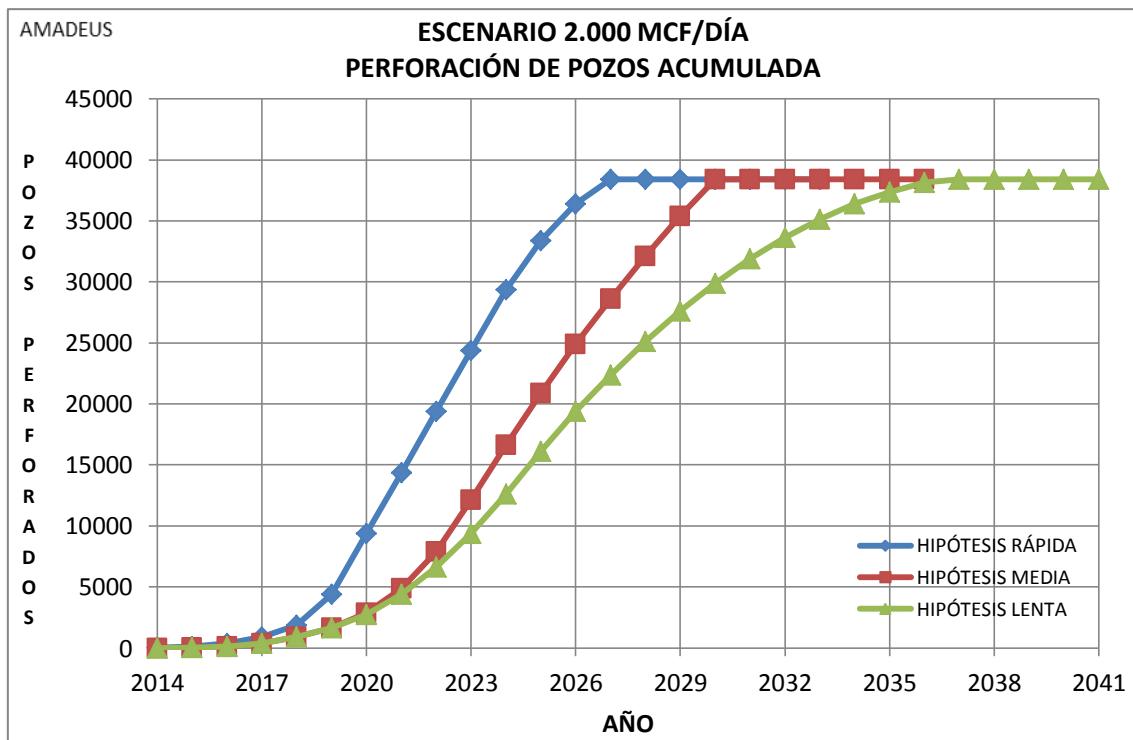


ESCENARIO PRODUCCIÓN INICIAL MENSUAL = 2.000 mcf/día

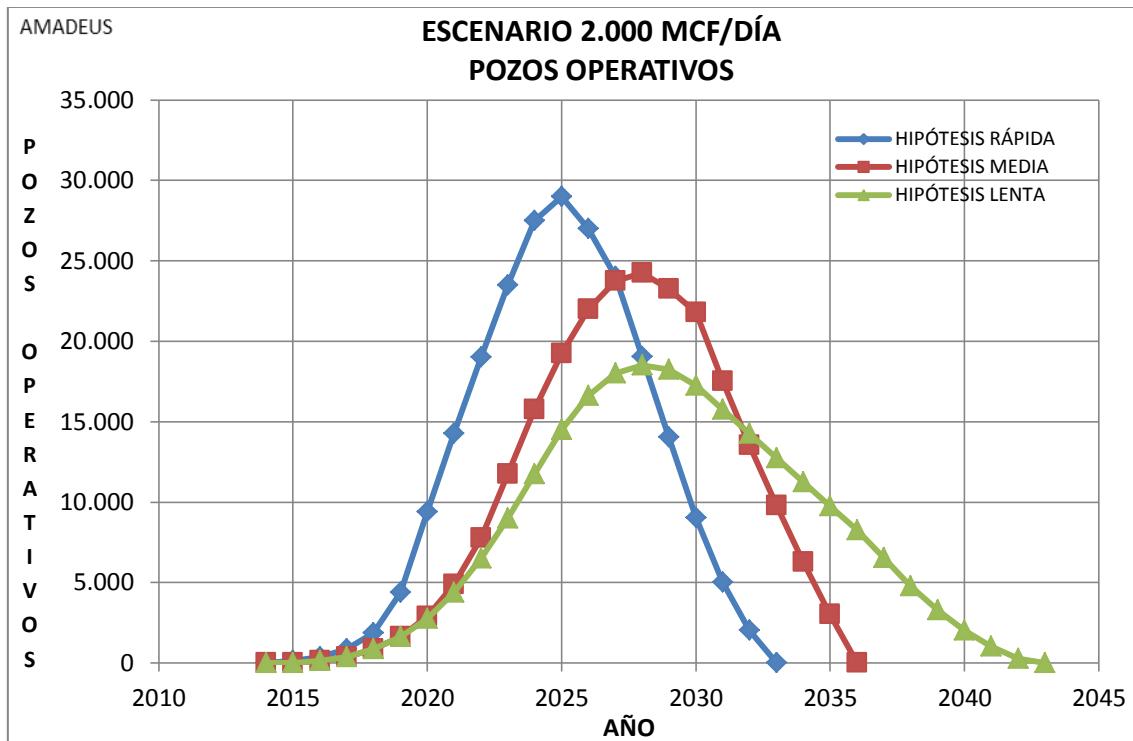
Nuevos Pozos Perforados anualmente.



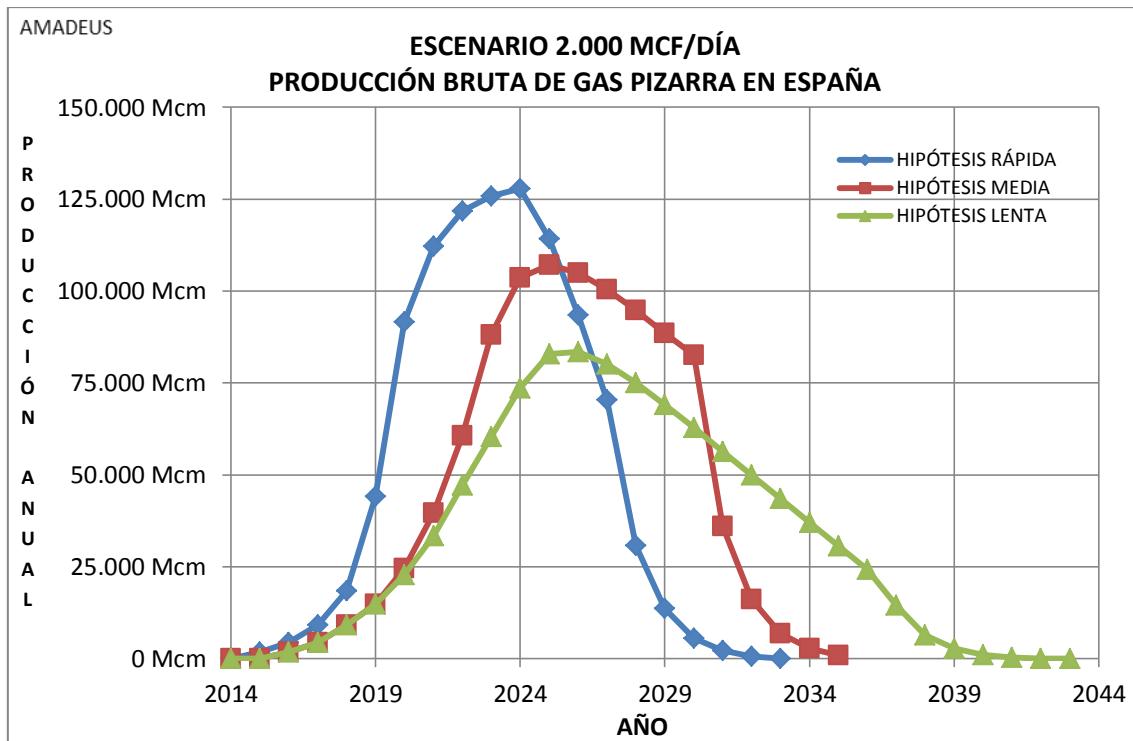
Pozos totales perforados.



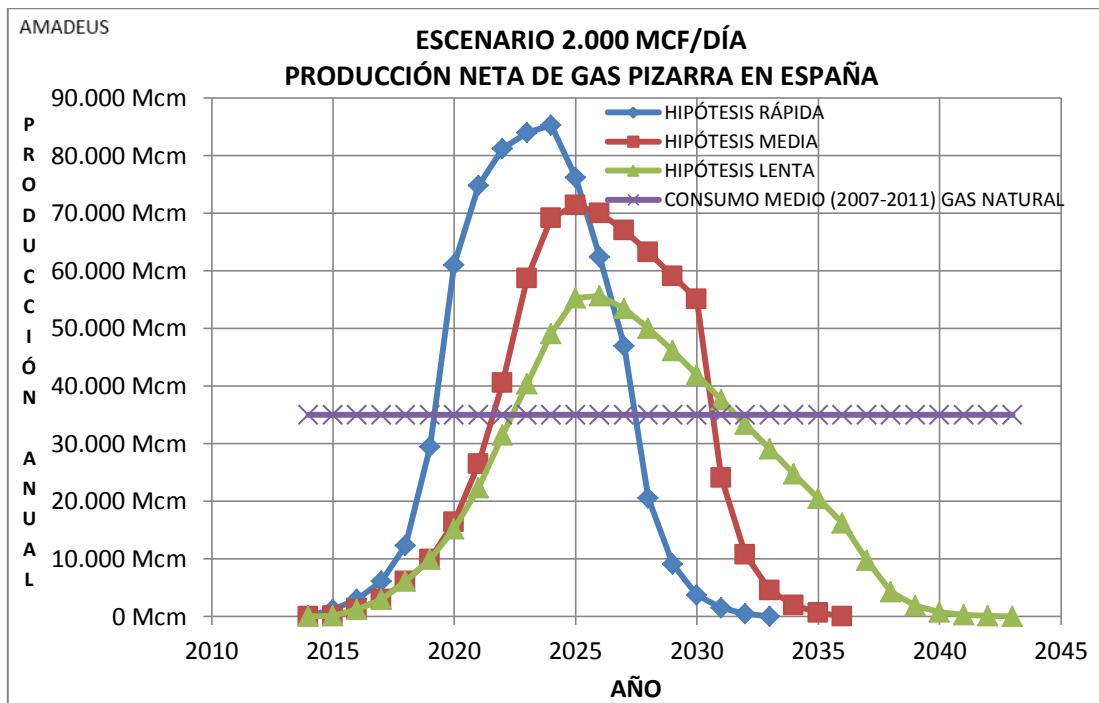
Pozos operativos.



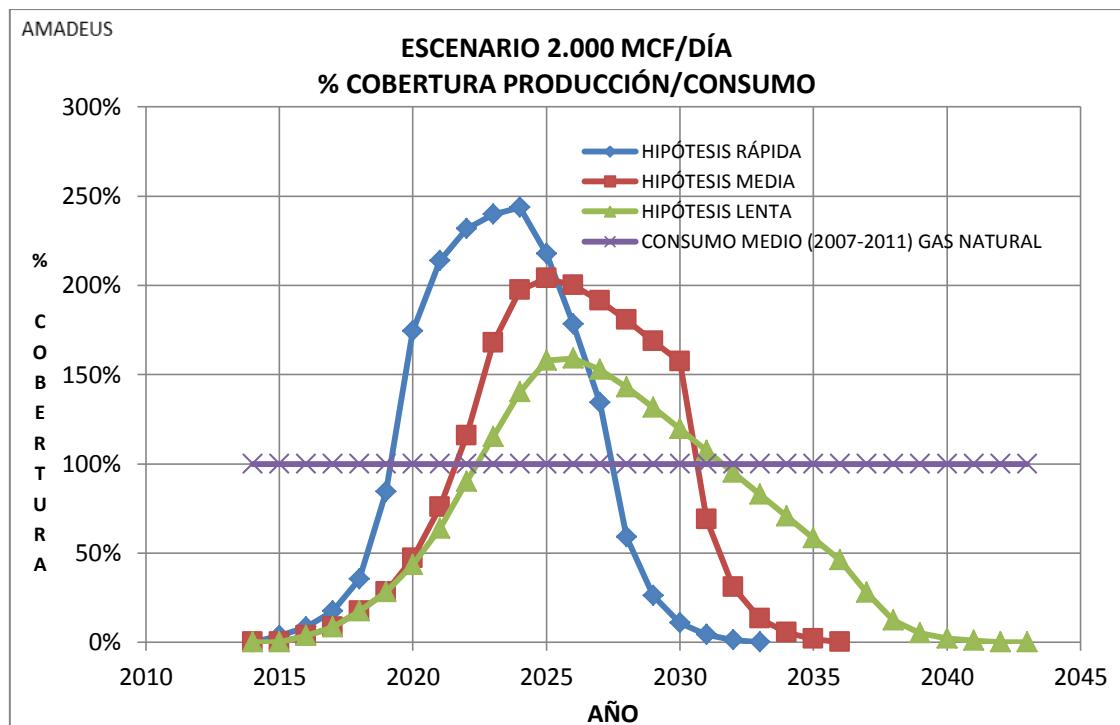
Producción bruta de gas de pizarra, esto es, sin tener en cuenta la cantidad de energía necesaria para su extracción: es la misma en los tres escenarios, ya que las hipótesis de partida, Reservas Extraíbles y Tasa de Declive, son las mismas en los tres.



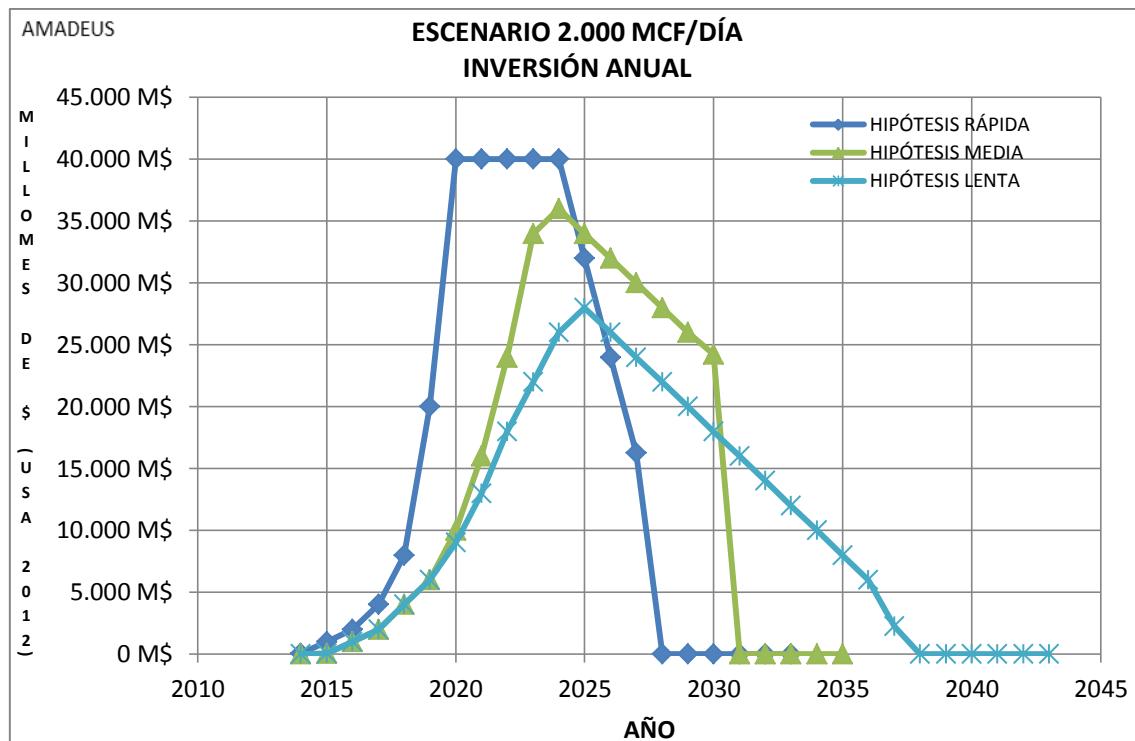
Producción Neta de Gas de Pizarra: es la misma en los tres escenarios, ya que las hipótesis de partida, Producción Bruta y TRE, son las mismas.



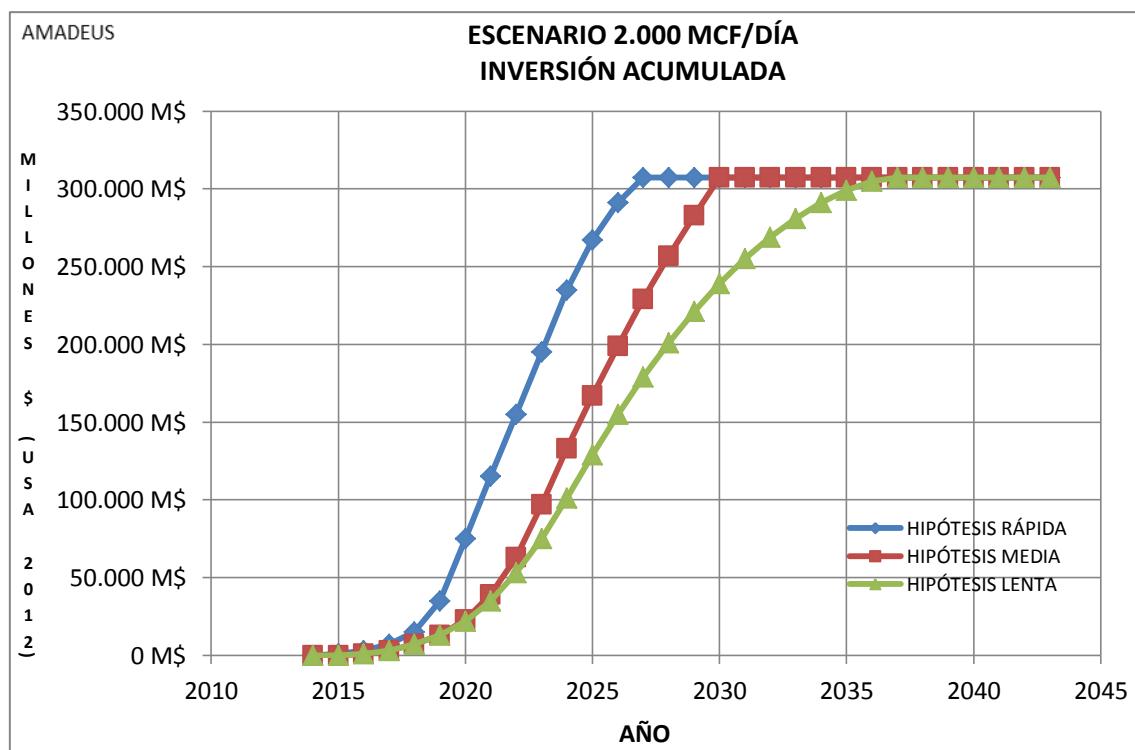
El % anual de Cobertura Producción/Consumo, en base al consumo medio de Gas Natural del período 2007-2011, es el mismo en los tres escenarios, ya que las hipótesis de partida, Producción Neta y Consumo, son las mismas.



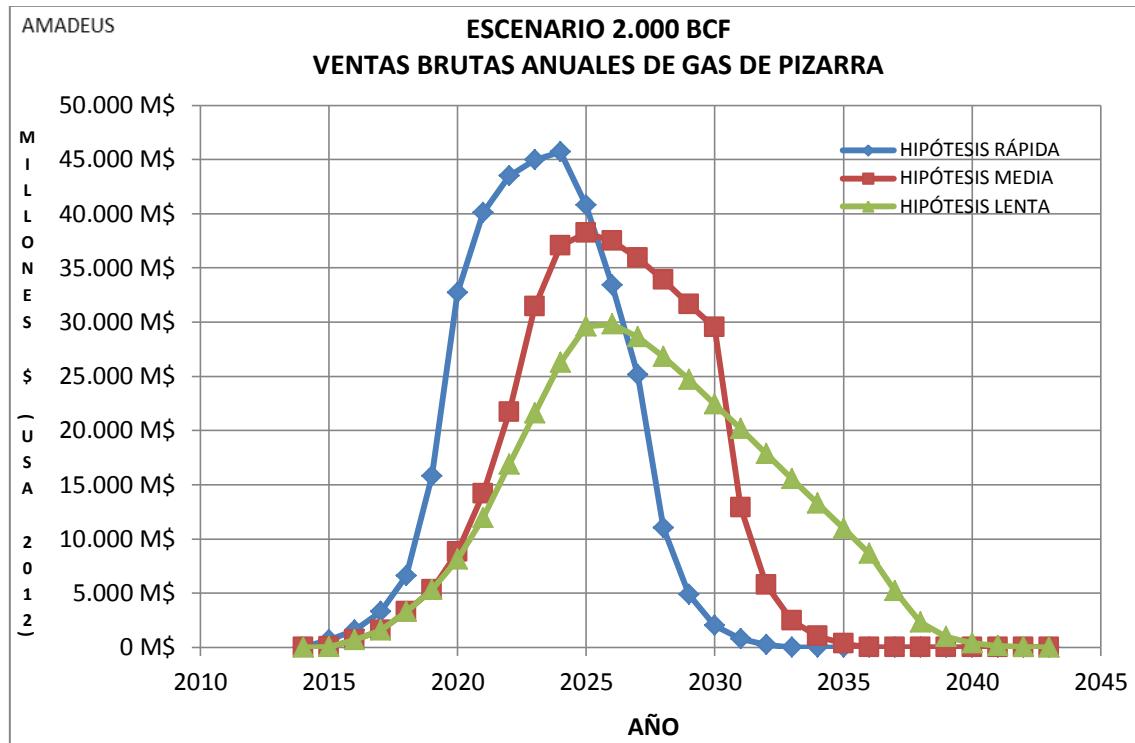
Inversión necesaria anual.



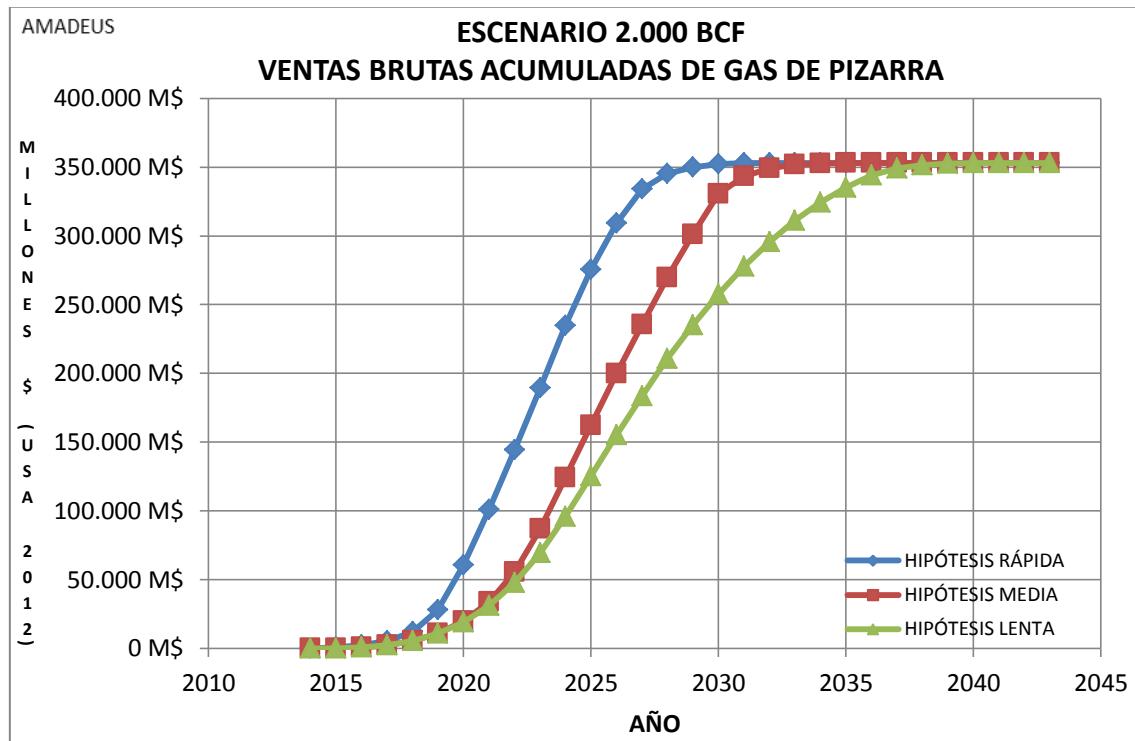
Inversión necesaria acumulada.



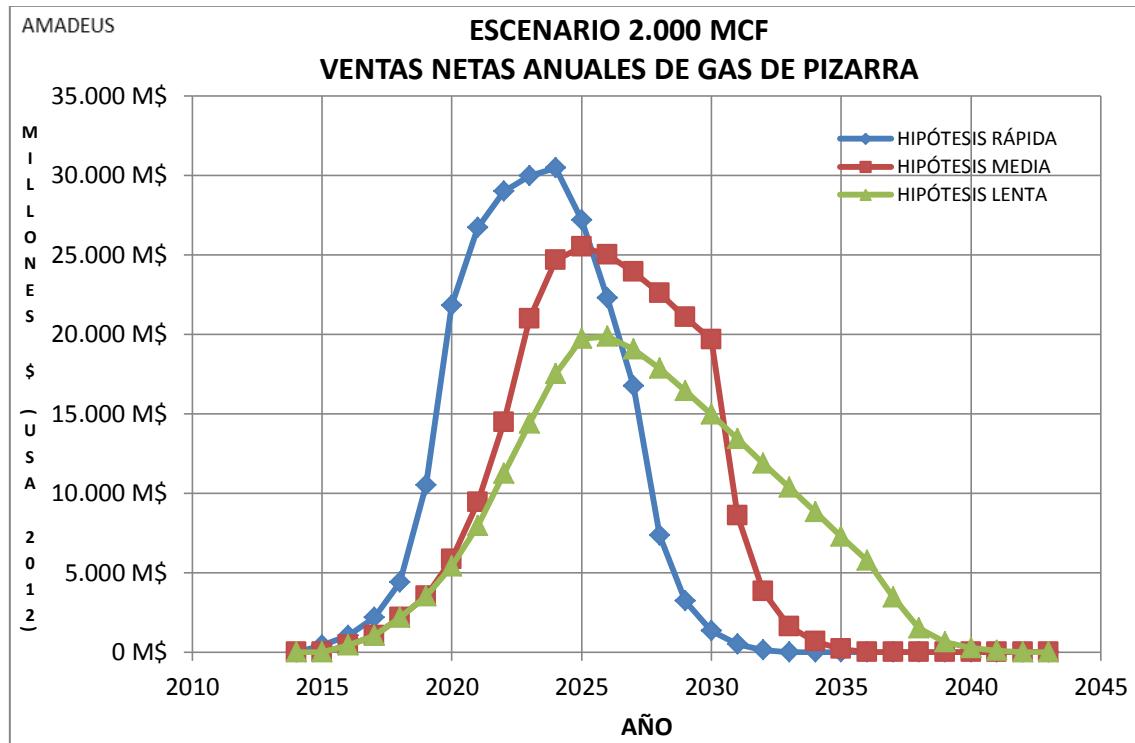
Ingresos Brutos anuales por Ventas de Gas de Pizarra (sin tener en cuenta el coste energético de la extracción: son los mismos en los tres escenarios, ya que las hipótesis de partida, Producción Bruta y Precio de Venta, son las mismas).



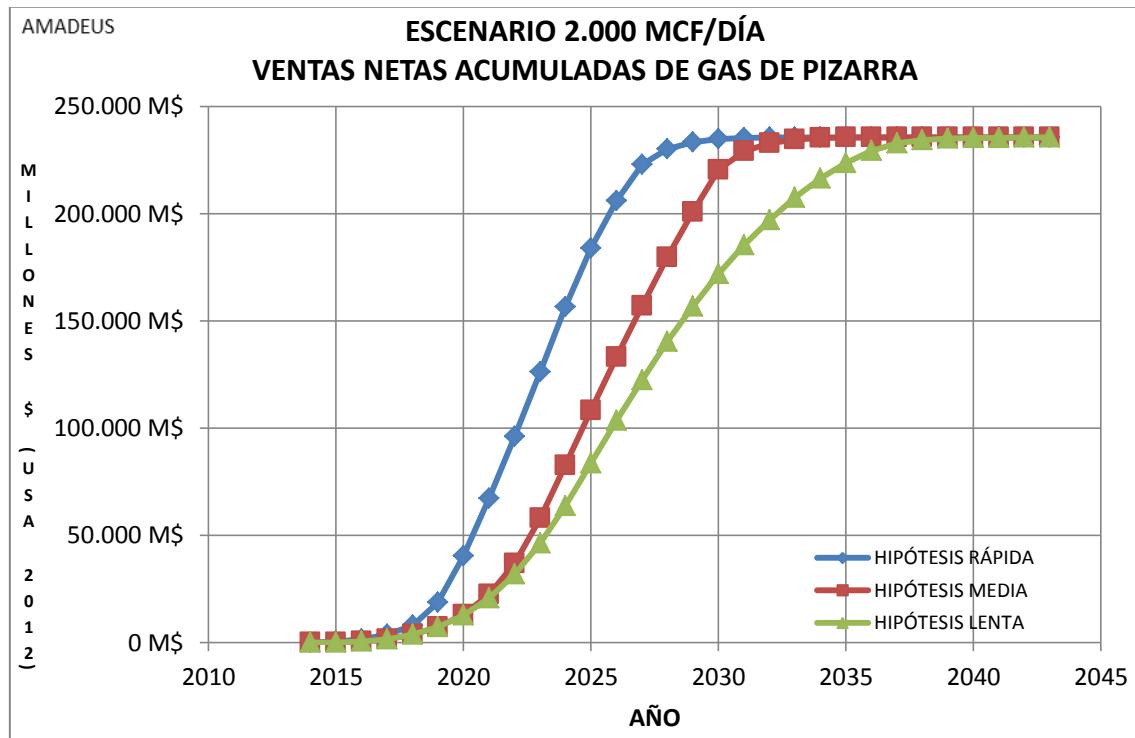
Ingresos Brutos acumulados por Ventas de Gas de Pizarra (sin tener en cuenta el coste energético de la extracción): son los mismos en los tres escenarios, ya que los Ingresos Brutos anuales son los mismos.



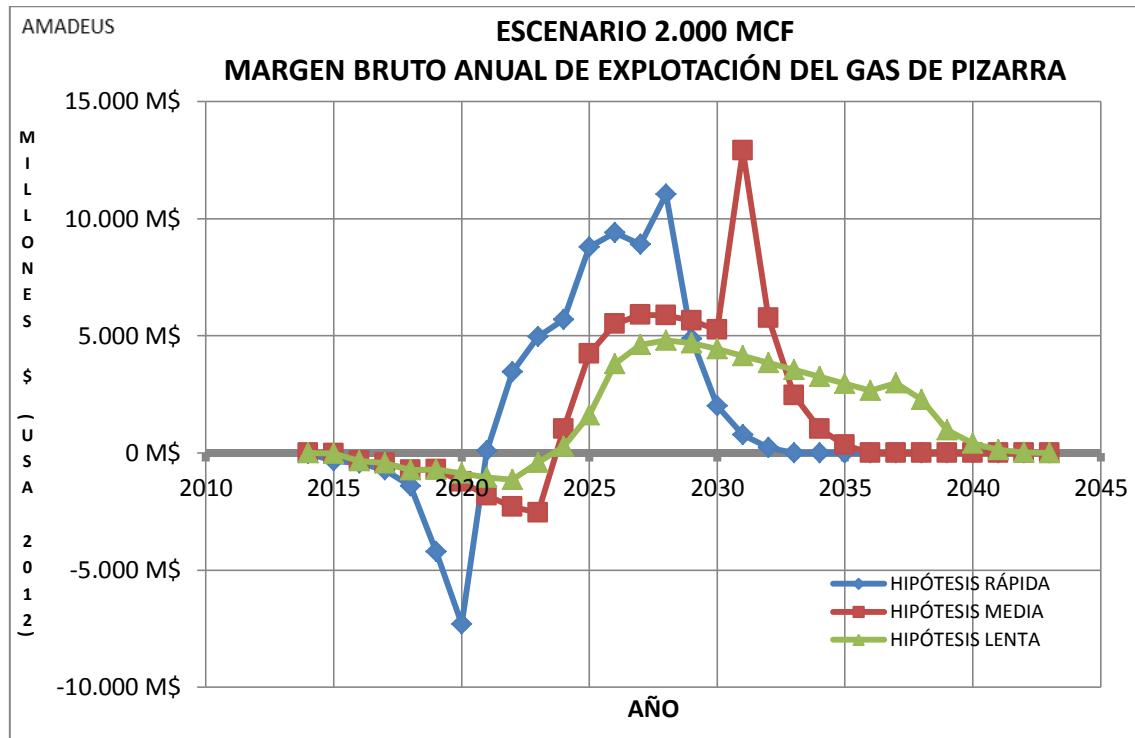
Ingresos Netos anuales por Ventas de Gas de Pizarra (teniendo en cuenta el coste energético de la extracción): son los mismos en los tres escenarios, ya que las hipótesis de partida, Producción Neta y Precio de Venta, son las mismas.



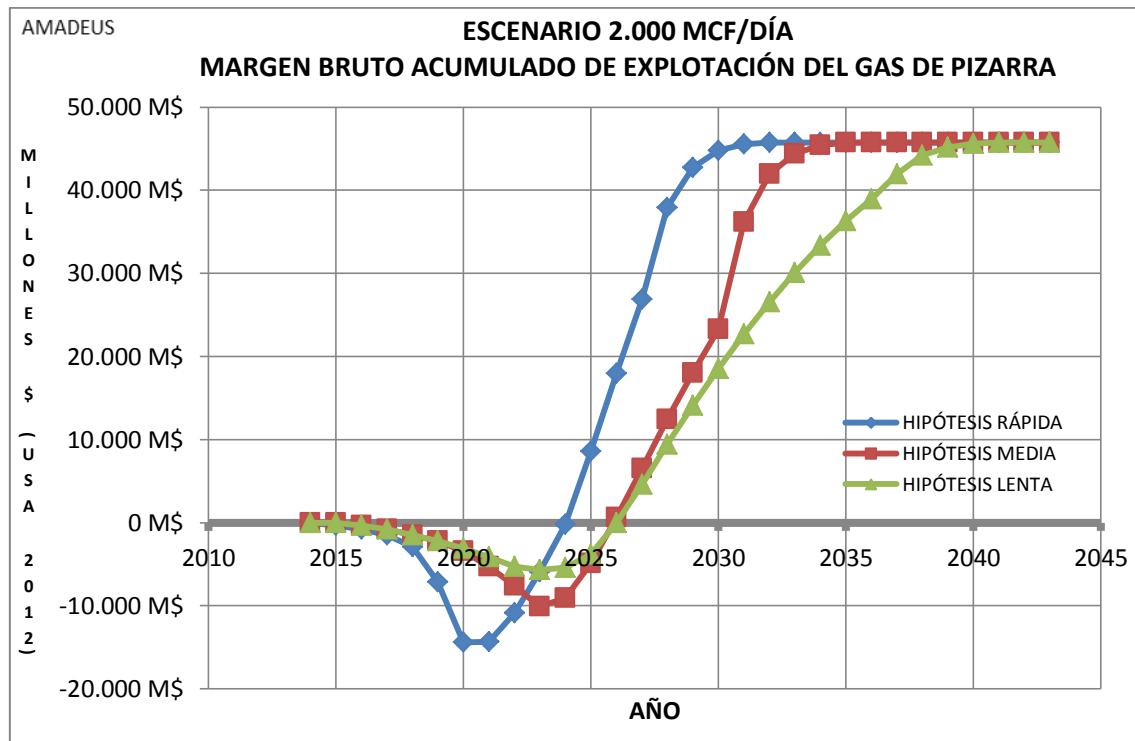
Ingresos Netos acumulados por Ventas de Gas de Pizarra (teniendo en cuenta el coste energético de la extracción) son los mismos en los tres escenarios, ya que los Ingresos Netos anuales son los mismos.



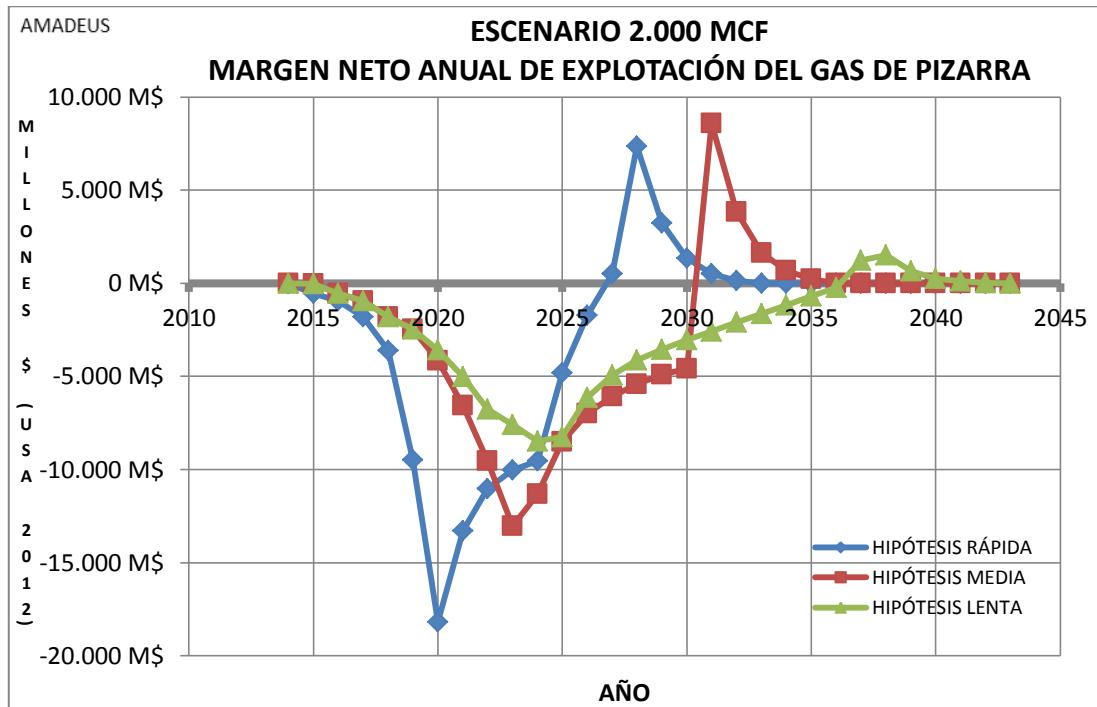
Margen Bruto anual de la explotación del Gas de Pizarra (sin tener en cuenta el coste energético de la extracción).



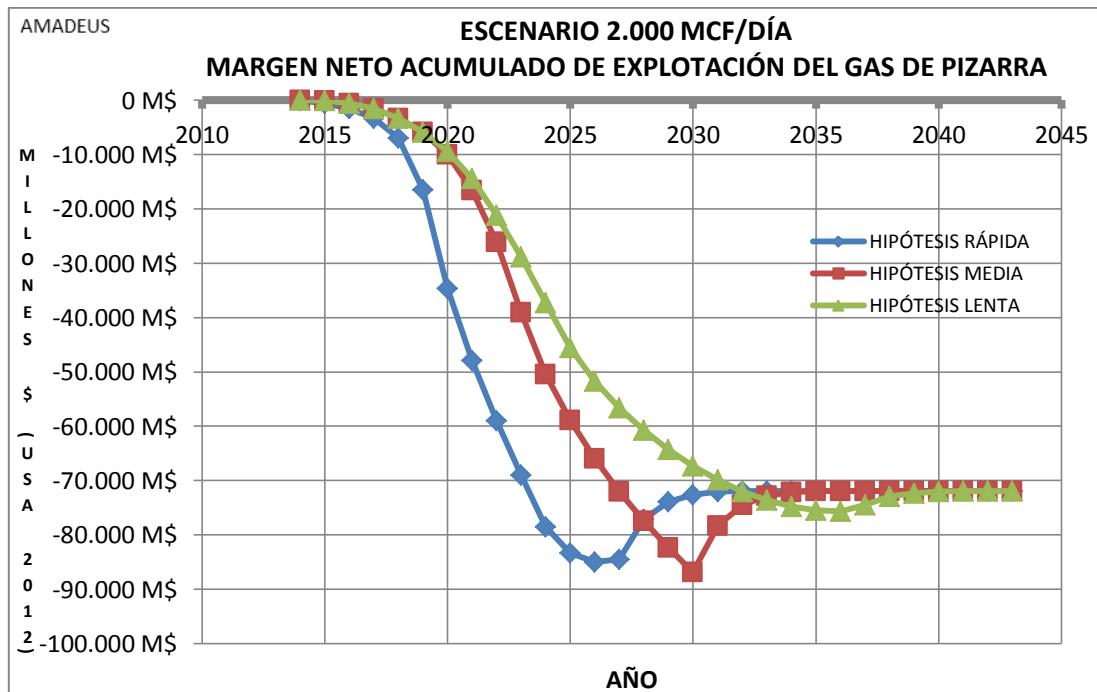
Margen Bruto acumulado de la explotación del Gas de Pizarra (sin tener en cuenta el coste energético de la extracción).



Margen Neto anual de la explotación del Gas de Pizarra (teniendo en cuenta el coste energético de la extracción).



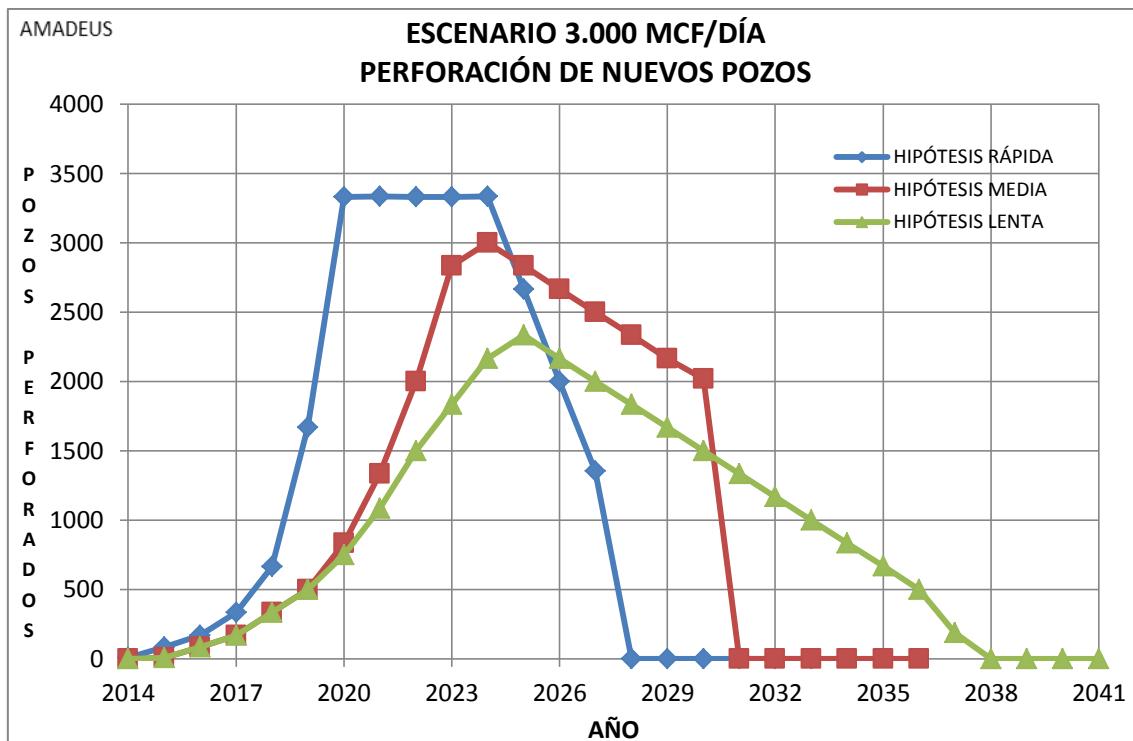
Margen Neto acumulado de la explotación del Gas de Pizarra (teniendo en cuenta el coste energético de la extracción)



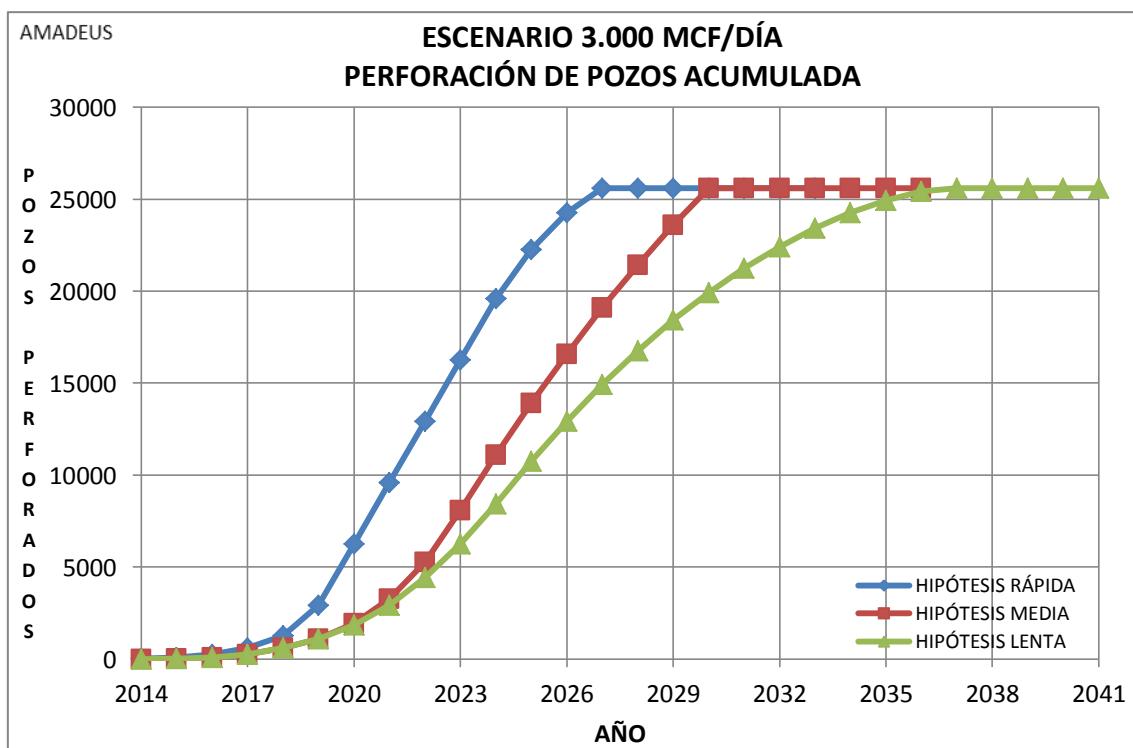
Paco Ramos (de ECOLOXISTES N'AICCIÓN D'ASTURIES) ha elaborado un supuesto alternativo partiendo de la hipótesis de que las características medias del yacimiento español se encuadrasen dentro del rango de una producción inicial de 2.000 mcf/día, que recogemos en un ANEXO, al final del documento.

ESCENARIO PRODUCCIÓN INICIAL MENSUAL = 3.000 mcf/día

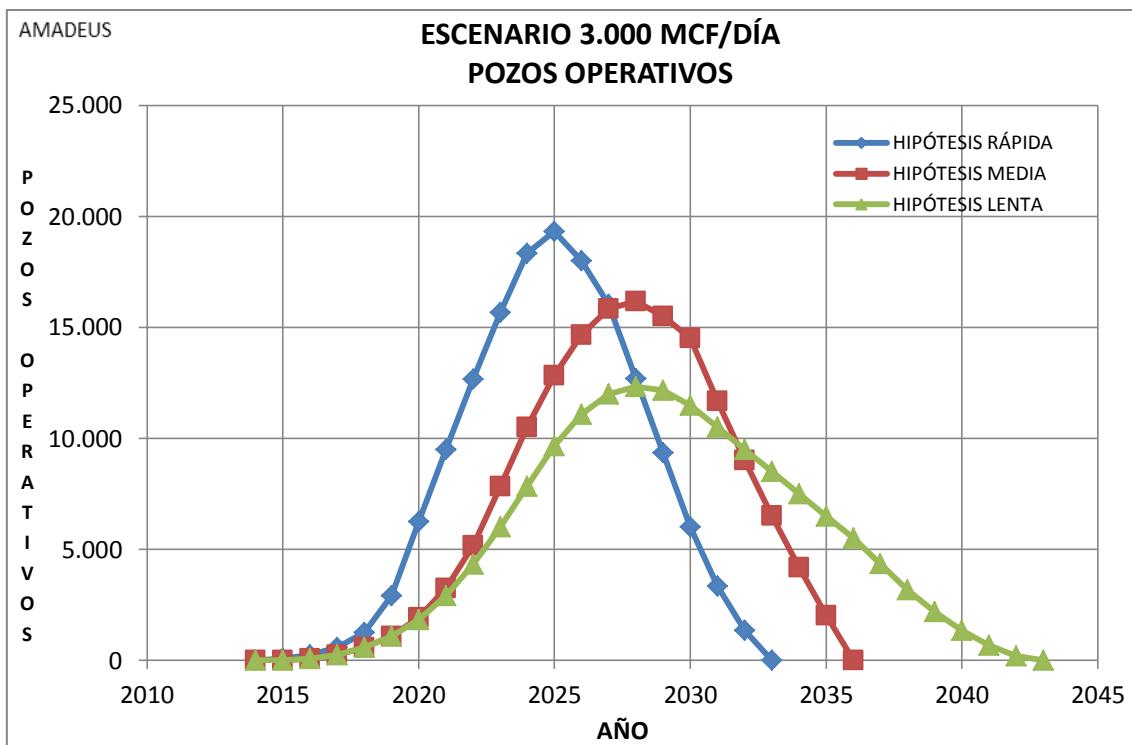
Nuevos Pozos Perforados anualmente.



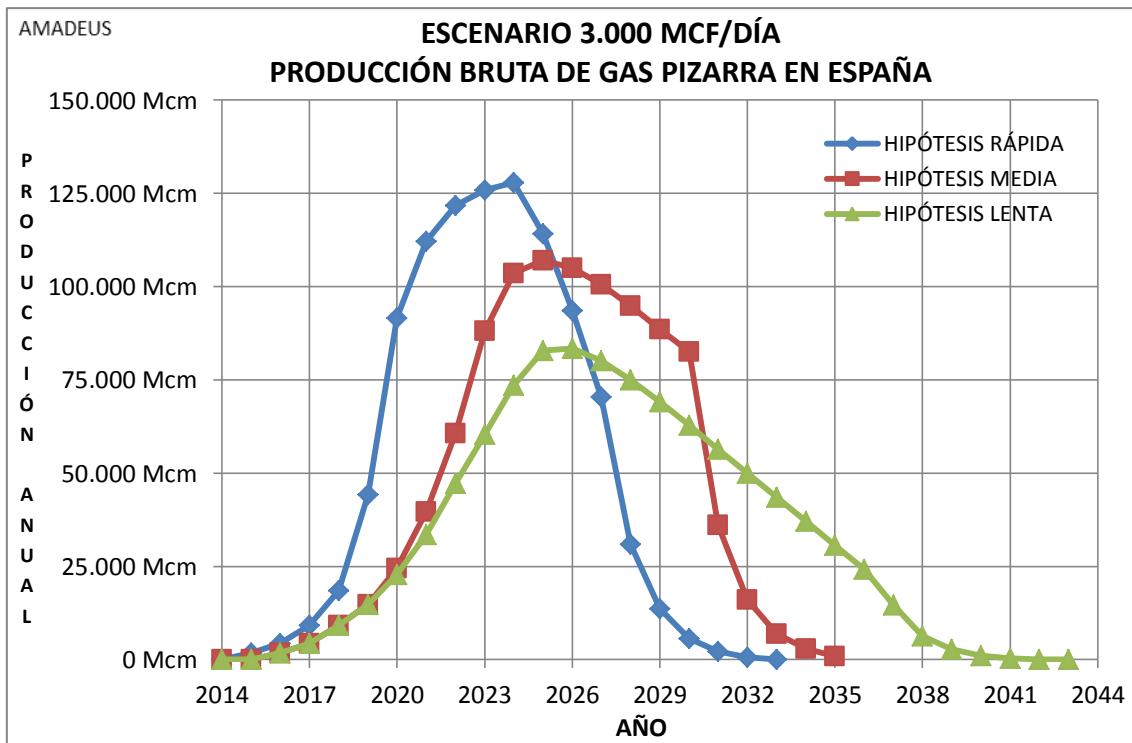
Pozos totales perforados.



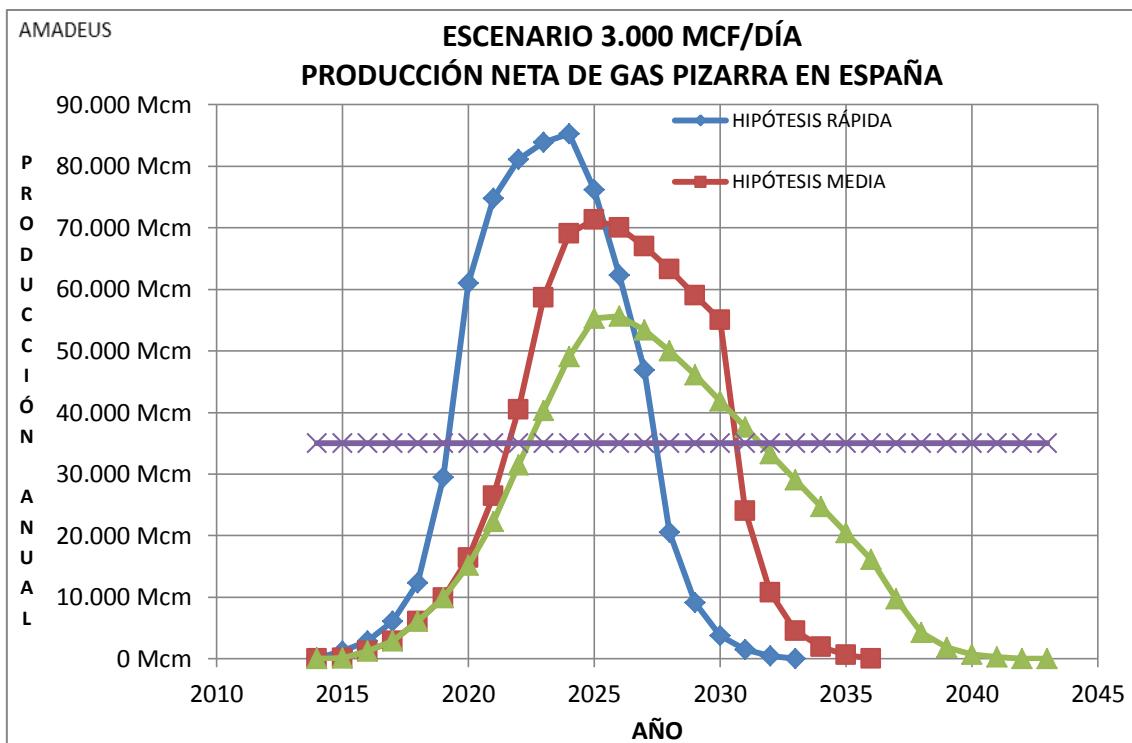
Pozos operativos.



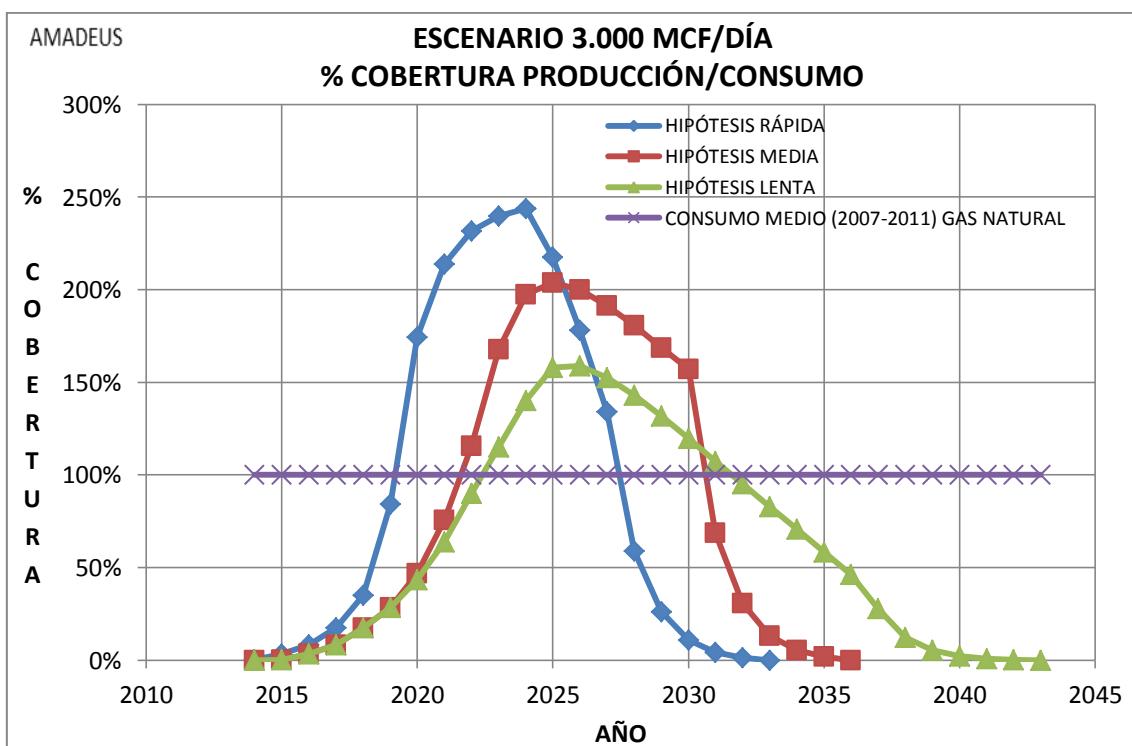
Producción bruta de gas de pizarra, esto es, sin tener en cuenta la cantidad de energía necesaria para su extracción: es la misma en los tres escenarios, ya que las hipótesis de partida, Reservas Extraíbles y Tasa de Declive, son las mismas en los tres.



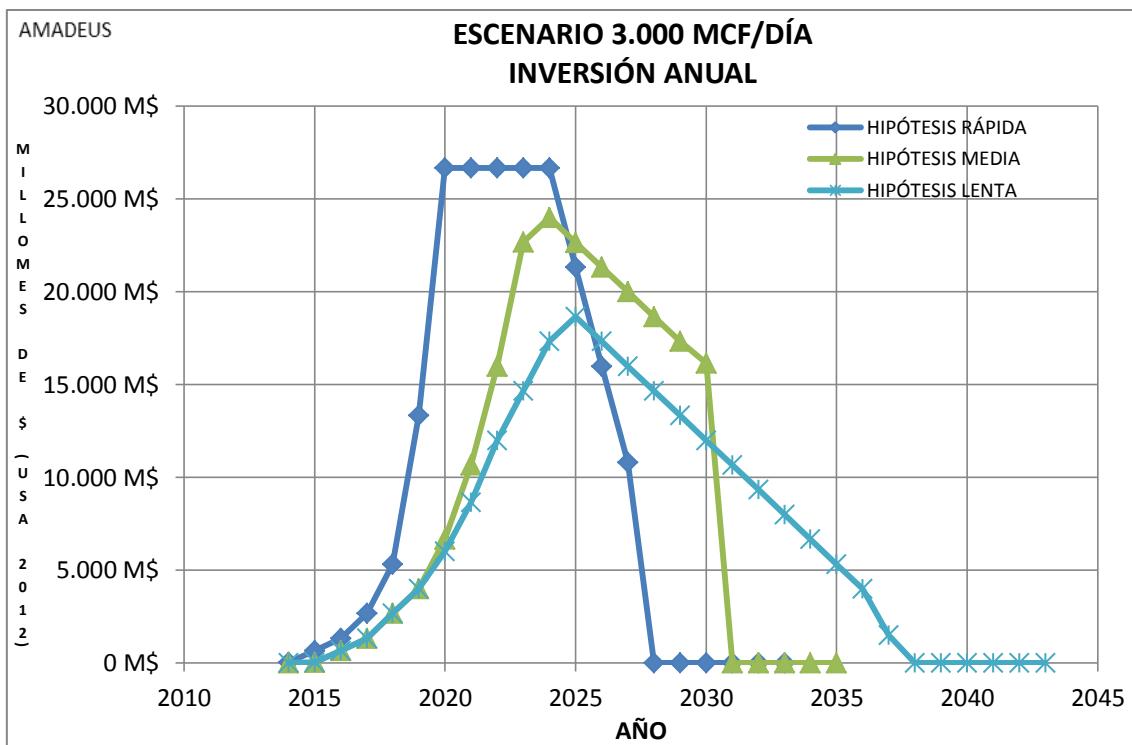
Producción Neta de Gas de Pizarra: es la misma en los tres escenarios, ya que las hipótesis de partida, Producción Bruta y TRE, son las mismas.



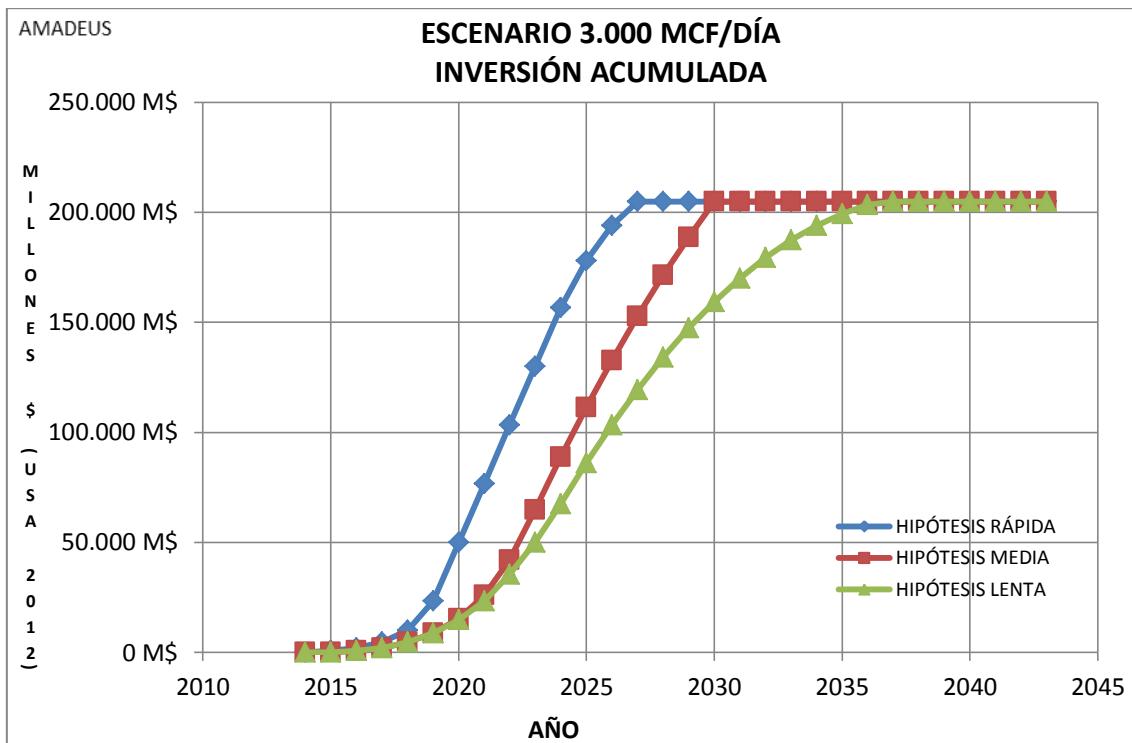
El % anual de Cobertura Producción/Consumo, en base al consumo medio de Gas Natural del período 2007-2011, es el mismo en los tres escenarios, ya que las hipótesis de partida, Producción Neta y Consumo, son las mismas.



Inversión necesaria anual.

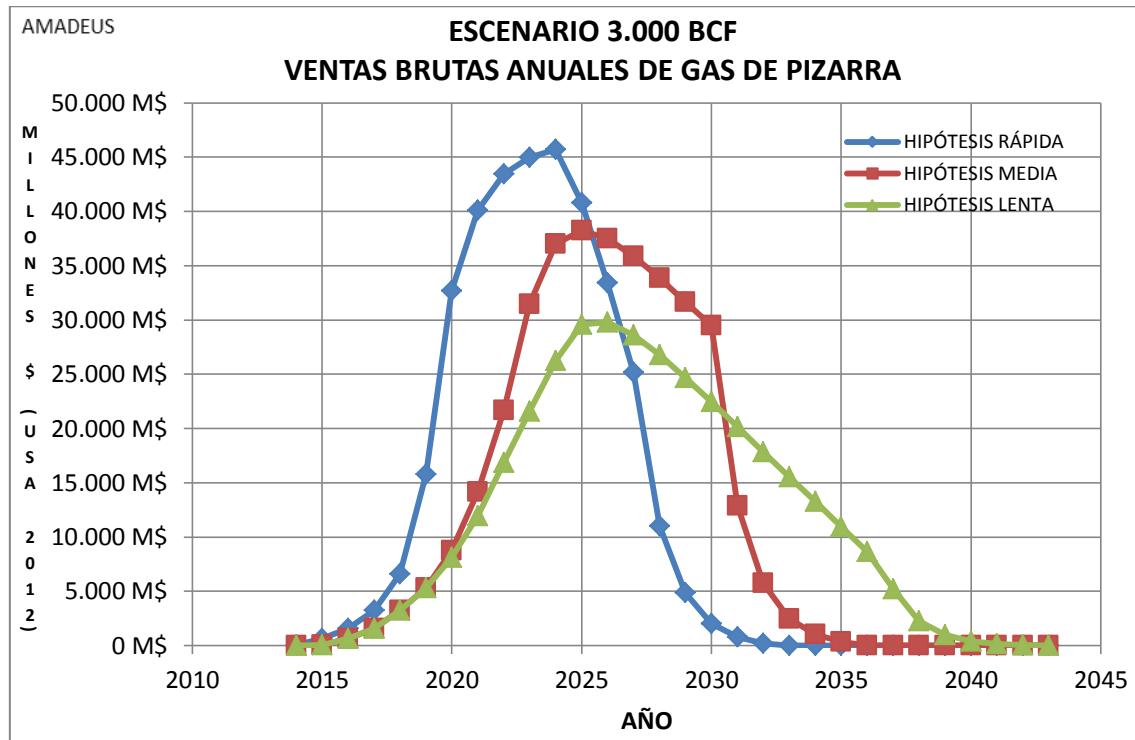


Inversión necesaria acumulada.

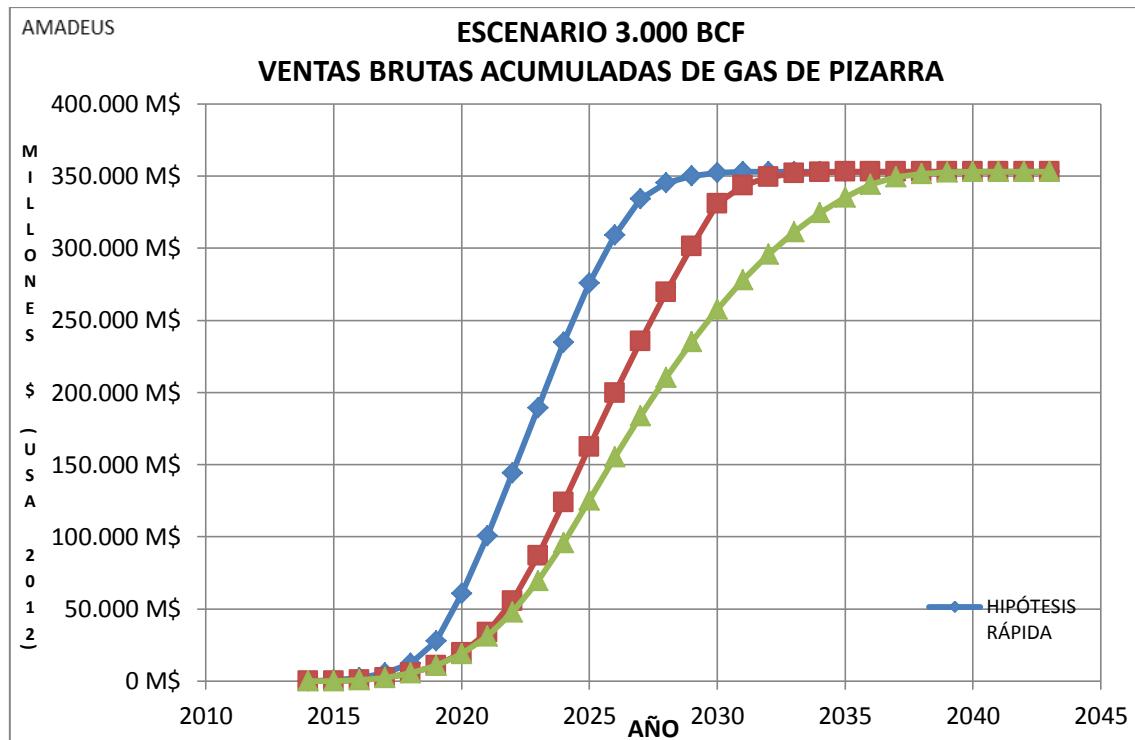


Ingresos Brutos anuales por Ventas de Gas de Pizarra (sin tener en cuenta el coste energético de la extracción: son los mismos en los tres escenarios, ya

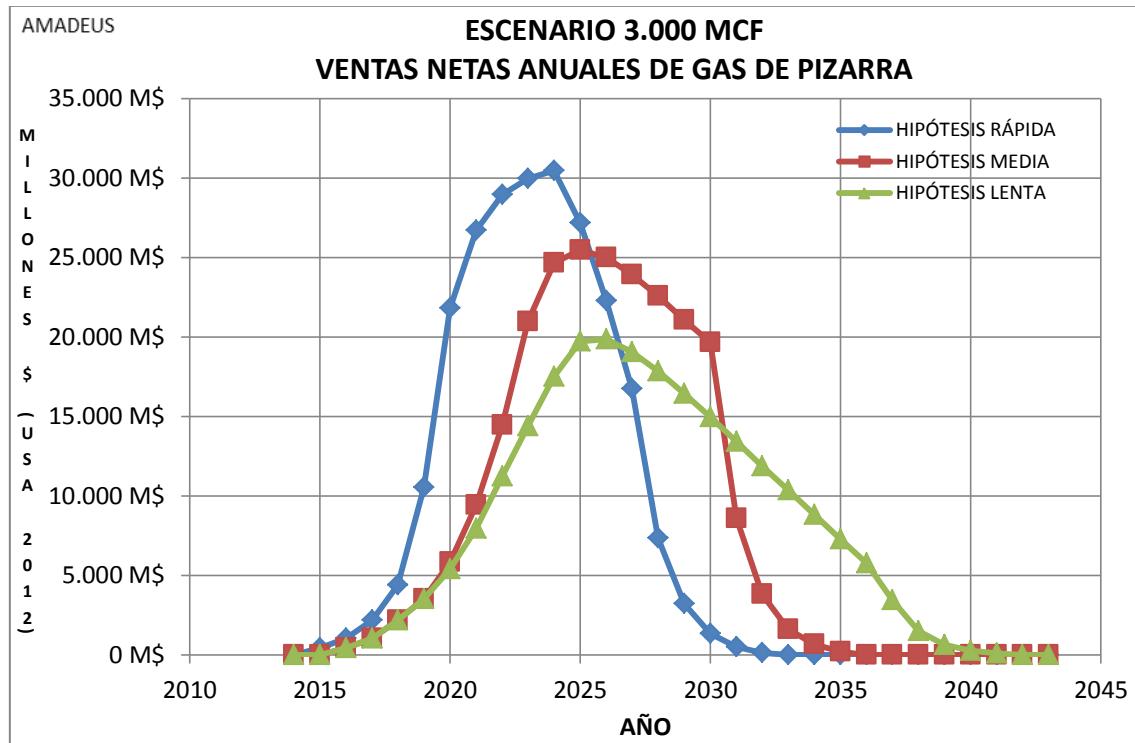
que las hipótesis de partida, Producción Bruta y Precio de Venta, son las mismas.



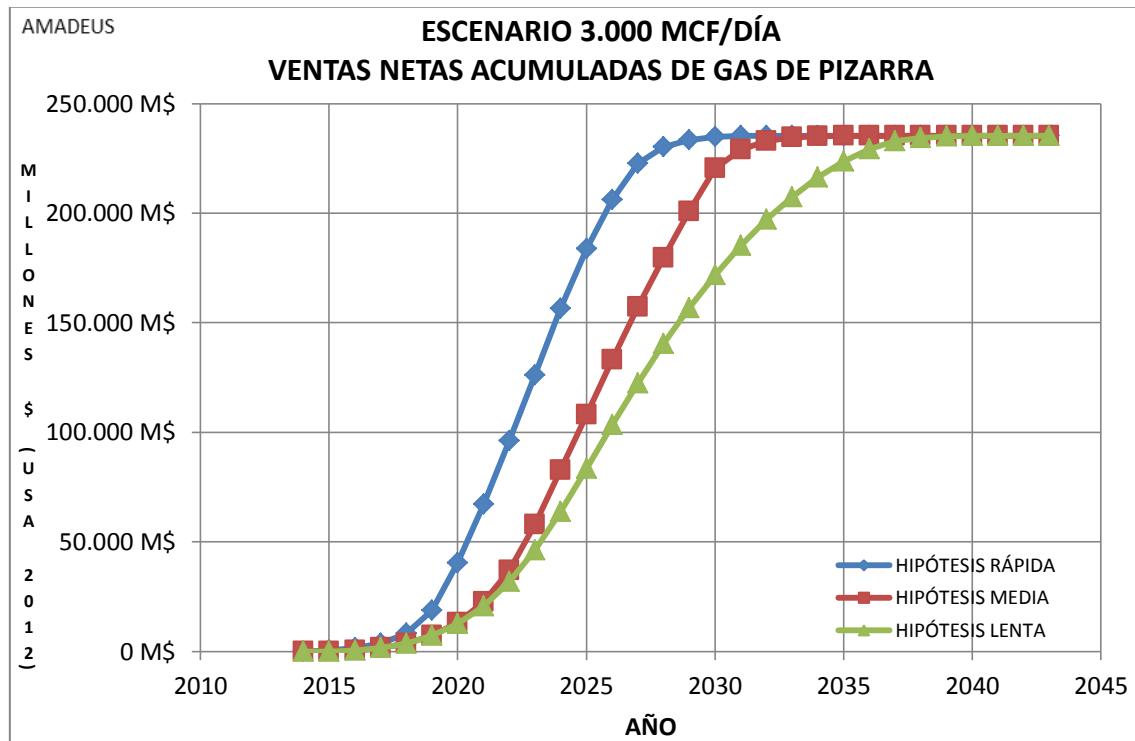
Ingresos Brutos acumulados por Ventas de Gas de Pizarra (sin tener en cuenta el coste energético de la extracción): son los mismos en los tres escenarios, ya que los Ingresos Brutos anuales son los mismos.



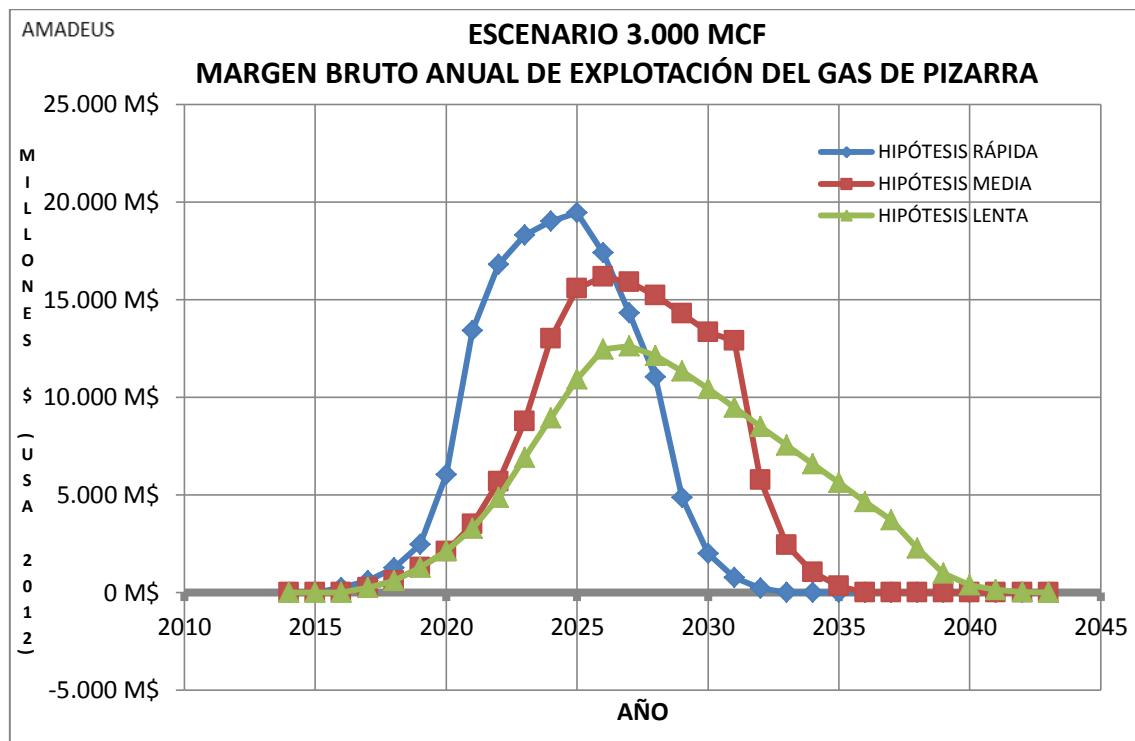
Ingresos Netos anuales por Ventas de Gas de Pizarra (teniendo en cuenta el coste energético de la extracción): son los mismos en los tres escenarios, ya que las hipótesis de partida, Producción Neta y Precio de Venta, son las mismas.



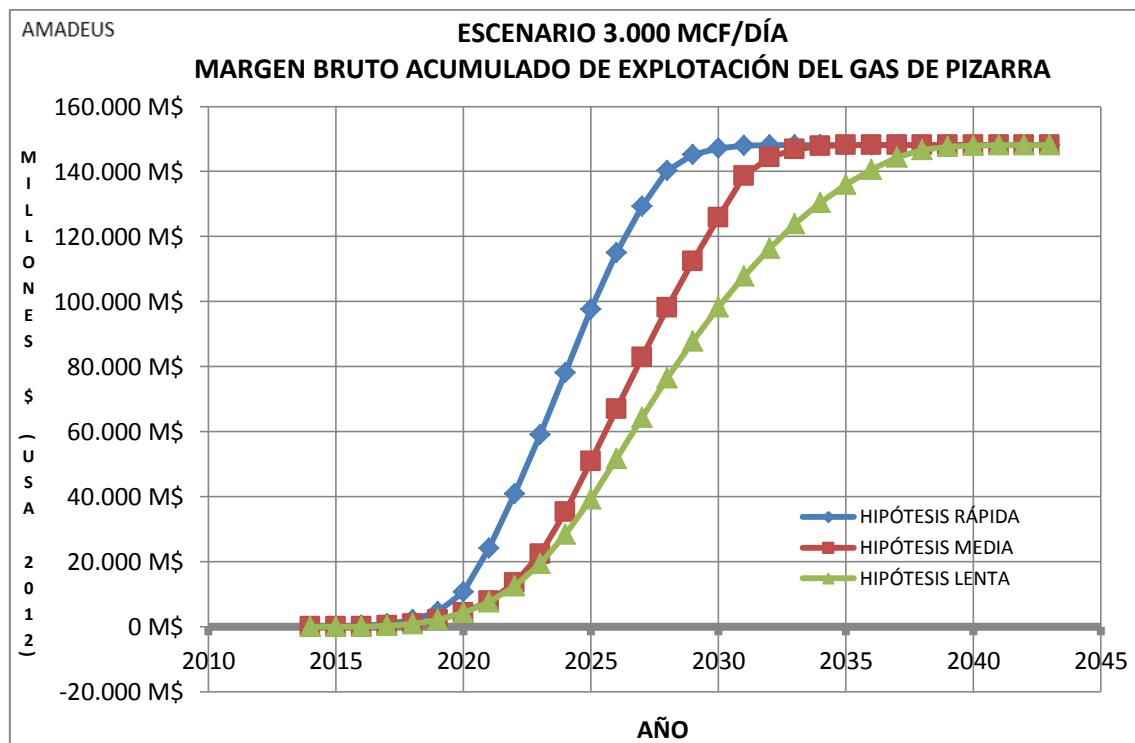
Ingresos Netos acumulados por Ventas de Gas de Pizarra (teniendo en cuenta el coste energético de la extracción) son los mismos en los tres escenarios, ya que los Ingresos Netos anuales son los mismos.



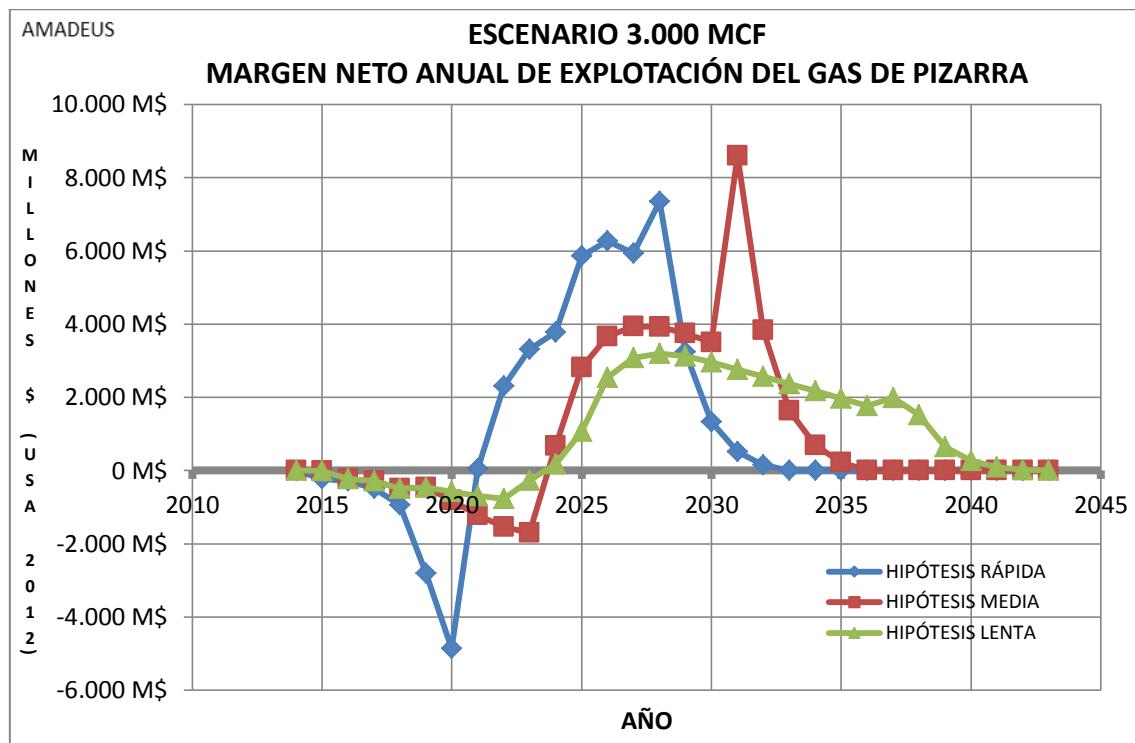
Margen Bruto anual de la explotación del Gas de Pizarra (sin tener en cuenta el coste energético de la extracción).



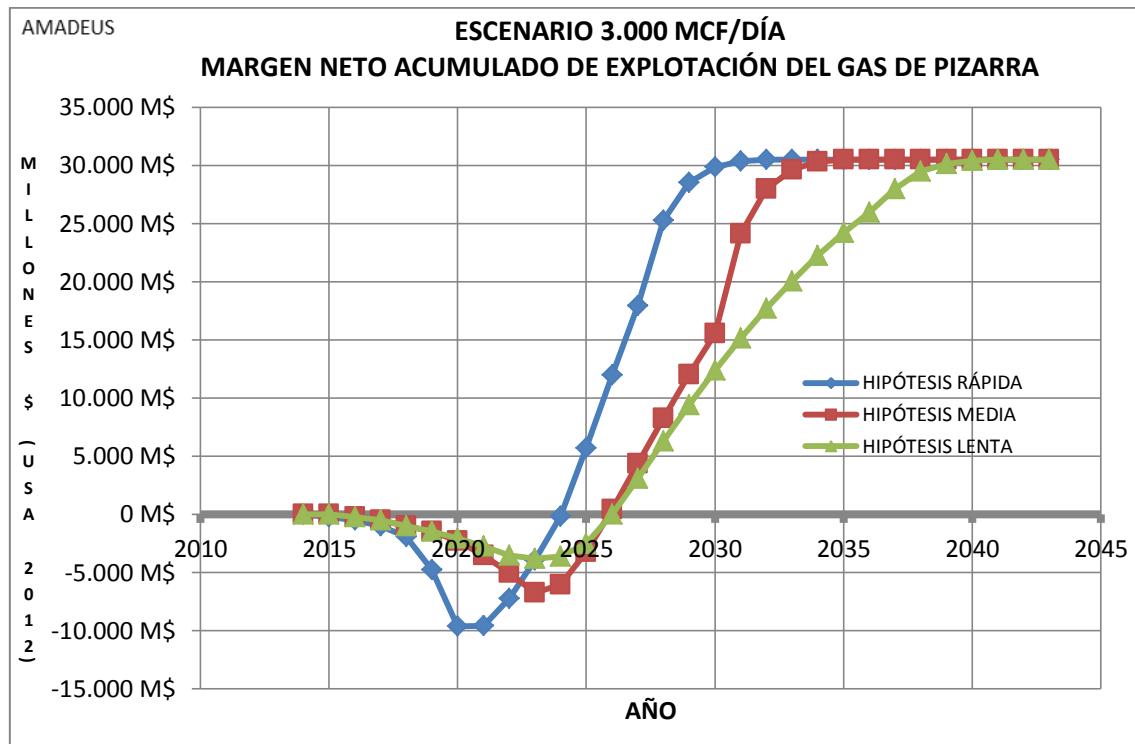
Margen Bruto acumulado de la explotación del Gas de Pizarra (sin tener en cuenta el coste energético de la extracción).



Margen Neto anual de la explotación del Gas de Pizarra (teniendo en cuenta el coste energético de la extracción).



Margen Neto acumulado de la explotación del Gas de Pizarra (teniendo en cuenta el coste energético de la extracción).



BREVE REFLEXIÓN SOBRE EL FUTURO DEL GAS DE PIZARRA EN ESPAÑA

Es obvio que los 9 supuestos descritos anteriormente no son más que una gota en el inmenso océano de supuestos posibles, y que tampoco pretenden esbozar, ni siquiera a groso modo, cual pudiera ser la realidad futura, que, como ya hemos comentado anteriormente, desecharíamos sencillamente que no fuese, por las terribles consecuencias medioambientales de la extracción del gas metano, tanto si procede de yacimientos convencionales como de no convencionales, como es el caso del gas de pizarra, en especial, sobre el incremento mundial de los gases de efecto invernadero.

Pero sí que nos permiten visualizar y poner en evidencia una serie de cuestiones.

En base a los datos que se deducen de la experiencia USA, la actividad de explotación es en USA, y no debería ser diferente en España, una actividad ruinosa desde el punto de vista económico.

Mucho deberían variar las condiciones tecnológicas y las características de los yacimientos para que las cosas cambiasen.

En efecto, salvo que la TRE fuese significativamente más alta, la producción total de cada pozo fuese notablemente más alta que la que ha sido, y la inversión necesaria para poner en producción cada pozo, se redujese sustancialmente, podríamos imaginarnos un escenario diferente a la situación actual que presenta el panorama USA.

Pero la realidad de los yacimientos es la que es. Se nos hace difícil imaginar que los yacimientos españoles sean sustancialmente mejores que los estadounidenses.

Y vemos que sólo en los supuestos del ESCENARIO en que se contempla que la PRODUCCIÓN INICIAL MEDIA DE CADA POZO es igual a 3.000 mcf/día, el MARGEN NETO ACUMULADO al final de la explotación resulta positivo.

Y eso teniendo en cuenta, que ese no es el Cash-Flow neto del total de la explotación, pues aunque es cierto que el mayor porcentaje de los costos de la explotación se realizan en el momento de la perforación y de la fractura hidráulica, también lo es que algún costo de mantenimiento requerirán los pozos durante su vida útil, y en el cierre de los mismos, cuando éstos deban abandonarse, y sellarse adecuadamente. Y que no se han tenido en cuenta los gastos financieros, que no son una partida menor en una actividad en la que en los primeros años necesita de grandes sumas de capital, y cuya recuperación sólo se produce, en el mejor de los casos, en la fase final de la vida del yacimiento.

Del análisis proporcionado en el estudio de J. David Hughes, tan sólo

- ❖ 2 yacimientos de los 30 contemplados, tuvieron una Producción Inicial Media superior a esos 3.000 mcf/día, Bossier (9.116 mcf/día) y Haymesville (8.201 mcf/día),
- ❖ 4 tuvieron una Producción Inicial comprendida entre 2.000 y 3.000 mcf/día, Hermosa (2.549 mcf/día), Woodford (2.292 mcf/día), Austin Chalk (2.109 mcf/día) y Fayetteville (2.069 mcf/día),
- ❖ Otros 4 tuvieron una Producción Inicial comprendida entre 1.000 y 2.000 mcf/día, Marcellus (1.947 mcf/día), Eagle Ford (1.920 mcf/día), Barnett (1.619 mcf/día) y Tuscaloosa (1.474 mcf/día).
- ❖ El resto tuvo una Producción Inicial inferior a 1.000 mcf/día, comprendidas entre los 903 mcf/día de Manning, y los 46 mcf/día de Chattanooga

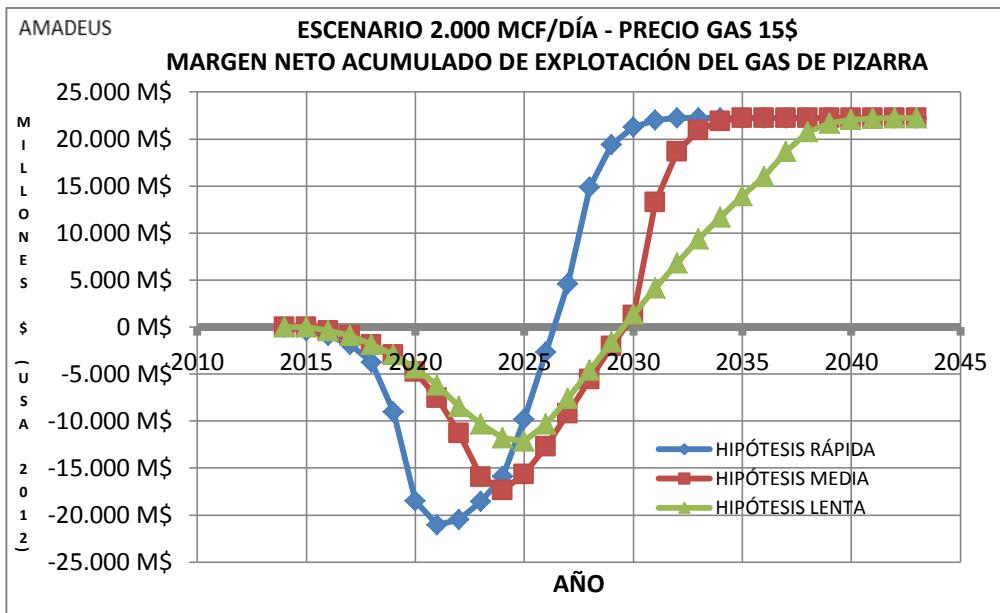
Se nos hace muy duro creer que la realidad de los yacimientos de Pizarra en España presente un panorama muy diferente. Probablemente sea peor, y en el mejor de los casos es difícil imaginar que la Producción Inicial Media de los pozos de gas de pizarra situados en territorio español superen los 2.000 mcf/día, que se contemplan en el ESCENARIO intermedio.

En cuanto al precio de venta del gas natural, que es otra de las variables sustanciales para evaluar la rentabilidad económica, (que no energética, ni medioambiental) de la explotación del gas de pizarra todo parece indicar que se moverá progresivamente al alza.

Un incremento del 50% en el precio del gas, mejoraría sustancialmente las expectativas de obtener un cash-flow más razonable, si bien creemos que sería insuficiente para afrontar ni los gastos anuales de mantenimiento de la explotación, ni, sobre todo, los gastos financieros inherentes al desfase entre el momento de la inversión y el de su recuperación. Y eso sin tener en cuenta los importantes costes externos medioambientales debidos a la contaminación de los acuíferos, y sobre todo a los gases de efecto invernadero emitidos en todo el proceso de extracción del gas de pizarra.

Éste sería el MARGEN NETO ACUMULADO que se obtendría en el caso de que el precio de venta del gas fuese de 15 \$/MBtu, en lugar de los 10 \$/Mbtu que hemos supuesto con carácter general, en el ESCENARIO 2.000 BCF/DÍA.

El Margen Neto acumulado se situaría al final, en el entorno de los 22.000 Millones de \$USA⁽²⁰¹²⁾ frente a una inversión acumulada del orden de los 307.000 Millones de \$USA⁽²⁰¹²⁾, un ridículo 7,2% de Margen Neto Total (antes de gastos de mantenimiento, financieros, impuestos y costes medioambientales) a repartir en un periodo de entre 20 y 30 años, y en el que además se produce un importante déficit en los primeros 10/15 años.



Si como parece, no se gana dinero extrayendo “shale gas” en USA o gas de pizarra en España, ¿cuáles son las razones que se esconden en esta “fiebre del gas no convencional” que se ha desatado?

Sólo alcanzamos a vislumbrar una, que hace poco más de un año, en una charla en Vitoria, nos adelantó nuestro querido compañero, Pedro Prieto, Vicepresidente de AEREN, y coeditor de www.crisienergetica.org.

Frente al agotamiento de nuevos descubrimientos de yacimientos que consigan mantener los volúmenes de las Reservas de Hidrocarburos en general, y de Gas Natural, en particular, de los grandes monopolios del sector, lo que provocaría un descenso de las mismas, y como consecuencia de ello, una disminución en el valor de sus activos y, por ende, de su cotización en bolsa, se ha iniciado una loca carrera, para tratar de aumentar como sea, las Reservas, sin importar cuál sea su coste de extracción, ni su Tasa de Retorno Energético, ni las consecuencias sobre el medio ambiente. Lo único que importa es *hacer creer al mundo, y en especial al financiero no especializado, que sus acciones siguen teniendo, o el mismo valor que antes, o incluso superior, sin importarles mezclar, como hicieron anteriormente, sus colegas del sector inmobiliario, en el caso de las “subprime”, reservas de hidrocarburos de alto valor energético, con otras reservas “basura” como son las de los yacimientos “no convencionales”*.

Como otros muchos compañeros han denunciado *estamos frente a otra nueva burbuja especulativa, que más pronto que tarde, va a estallar*.

Esperemos que cuando explote, no sólo salgamos perjudicados los de siempre, como hasta ahora ha venido ocurriendo, sino que se lleve por delante a las minorías mundiales que han estado siempre detrás de las mismas, viviendo en un mundo de lujo desenfrenado, a costa de la miseria de una gran parte de la

humanidad, con la complicidad, más o menos consciente, de lo que se ha venido en llamar la “clase media” del mundo llamado “desarrollado”, a la que, me guste o no, pertenezco.

No puedo menos que celebrar, de todo corazón, esa nueva y definitiva “crisis”, que de una vez por todas, ponga al mundo “patas arriba”, le dé la vuelta por completo y lo “ponga del derecho”, haciendo que el ***derecho de tod@s los seres humanos a subsistir frugal, pero dignamente no sea una Declaración vacía, sino una realidad.***

CONCLUSIONES

- ❖ Frente a las declaraciones pomposas del sector y de los Organismos Internacionales relacionados con la energía de que los hidrocarburos “no convencionales”, y el “shale gas” en particular iban a ser la panacea que iba a resolver nuestra actual penuria energética, nos enfrentamos a la cruda realidad de que los yacimientos USA de “shale gas” muestran una tendencia plana y signos evidentes de que pronto van a entrar en declive.
- ❖ El declive de los pozos USA de “shale gas” es muy alto: se agotan prácticamente en 6 años.
- ❖ Tanto la Tasa de Retorno Energético, como la Tasa de Retorno Financiero son muy bajas. La Tasa de Retorno Financiero podría incluso resultar negativa.
- ❖ La producción media total de cada pozo es muy baja, lo que provoca que haya que perforar un gran número de pozos
- ❖ La cantidad de 1.977 (Bcm) estimada por la ACIEP para los Recursos Prospectivos de gas de pizarra en España, nos parece, en principio razonable y coincide en el orden de magnitud con las estimaciones propias que habíamos realizado nosotros mismos, muy a groso modo, con anterioridad.
- ❖ En todo caso, y en el mejor de los supuestos dichas cifras serían RECURSOS 2P, por lo que para convertirse en RESERVAS EXTRAÍBLES habría que ponderarlas por un coeficiente de probabilidad del 50% (988,5 Bcm). Si resultase que son RECURSOS 3P, el coeficiente de probabilidad sería de tan sólo un 10% (197,7 Bcm).
- ❖ Se debe pues tomar esa cifra con extremada prudencia, y no echar las “campanas al vuelo”.
- ❖ Aun dando por válido de que se tratase de RECURSOS 2P, habría que tener en cuenta la baja Tasa de Retorno Energético de dichos yacimientos (en torno a 3). Esto significa que la Energía Neta disponible (esto es descontando de las Reservas de Gas que se encuentran en el subsuelo, la energía total necesaria para aflorarlas a la superficie), sólo tendríamos para abastecer el Consumo de Gas Natural, 2/3 de dichas reservas extraíbles.
- ❖ Teniendo en cuenta lo anterior, y suponiendo que estuviésemos hablando de RECURSOS 2P, y teniendo en cuenta de que el consumo

medio español de gas natural del periodo 2007-2011, según los datos de la “BP Statistical Review of World Energy June 2012”, fue de 35,0 Bcm, contaríamos en el mejor de los casos con gas para 18,6 años, y están muy lejos de los 70 años que anunciaba a bombo y platillo la prensa nacional, basándose en los datos de ACIEP, ni tan siquiera de los 39 o 40 años de los que se hacía eco la misma prensa, cuando recogía el informe presentado por el Colegio Superior de Ingenieros de Minas.

- ❖ Teniendo en cuenta que, según la misma fuente, el consumo mundial de gas natural en 2011 fue de 3.222,0 Bcm, en el Estado Español se contaría con gas de pizarra para hacer frente ***¡tan sólo a 74 días del consumo mundial de gas natural de dicho año!***
- ❖ Es dudosa la rentabilidad económica de la explotación del gas de pizarra, por lo que se necesita cada vez más dinero, para mantener la ilusión de que la industria sigue creciendo. Esa es una de las características esenciales de todo **esquema Ponzi**.
- ❖ Todo parece indicar que el interés último de las empresas, no es tanto el de obtener un beneficio de la extracción y venta del gas, sino que el auténtico negocio consiste en contabilizar las reservas de los yacimientos que eventualmente se puedan explorar, en los balances de las compañías extractoras de hidrocarburos, con el fin de conseguir un incremento ficticio de los activos de sus balances. Como nos anunció, hará algo poco más de un año en una charla en Vitoria, nuestro amigo y compañero, Pedro Prieto, es algo ***¡igualico, igualico, a las “subprime”!***
- ❖ ***Con toda seguridad estamos frente a una nueva burbuja financiera que más pronto que tarde va a estallar.***

ANEXO

APROXIMACIÓN AL ESCENARIO DE QUE EL CONJUNTO DE LOS YACIMIENTOS DE GAS DE PIZARRA ESPAÑOLES TENGAN UNA PRODUCCIÓN INICIAL MEDIA POR POZO DE 2000 BCF/DÍA, Y UNA TASA DE DECLIVE DEL 5% MENSUAL

PACO RAMOS (ECOLOXISTES N'AICCIÓN D'ASTURIES)

De acuerdo con el último INFORME 2012 de ENAGAS, el consumo de gas en ese año fue de 368,608 TWh, lo que equivale a 34,25 Bcm al mes, o sea 2,85 Bcm mensuales.

Para poder hacer frente a dicho consumo, deberíamos obtener del hipotético yacimiento de gas de pizarra español, supuesta una Tasa de Retorno Energético de 3, una producción bruta de gas de 4,275 Bcm mensuales:

PRODUCCIÓN BRUTA = 4,275 Bcm

- CONSUMO ENERGÉTICO = 1,425 Bcm

PRODUCCIÓN NETA = 2,85 Bcm

TRE = ENERGÍA PRODUCIDA / ENERGÍA INVERTIDA = 4,275 Bcm / 1,425 Bcm = 3

Para alcanzar dicha producción suponemos que se perforan 131 pozos mensuales, esto es 1.572 pozos anuales, alcanzándola a los 63 meses con un total de 8.253 pozos perforados, y debiendo mantener ese ritmo de 1.860 pozos anuales, hasta que el agotamiento del yacimiento (988,5 Bcm) nos obliguen a detener la perforación de nuevos pozos en el mes 230, declinando la producción a partir de ese momento hasta su agotamiento en el mes 293.

En total se perforan 30.130 pozos.

Adjuntamos, a continuación, una representación gráfica de la producción mensual y de la acumulada.

