

Barriles de Papel No. 109
Sobre el Futuro de la Producción de Gas Natural en Lutitas
(Principalmente la experiencia de los Estados Unidos)
Diego J. González Cruz

Introducción:

La Agencia norteamericana de Información en materias de Energía (EIA) publicó en 2013 un importante trabajo sobre los recursos mundiales de petróleo y gas natural en lutitas (*shales*). Según la publicación las reservas técnicas de gas natural en lutitas llegan a 7.299 billones de pies cúbicos (10^{12} o trillones en inglés - tcf), recordando que las de gas natural “convencional” son de 6.614 tcf, y las de petróleo en lutitas a 345 millardos (10^9) de barriles, recordando que las “convencionales” de los países industrializados son de solo 238,3 millardos de barriles y el total mundial “convencional” es de 1.668,9 millardos de barriles. **El Informe insiste en aclarar que las cifras de reservas que se presentan son, sin excepción, de carácter técnico, es decir en ningún caso son reservas económicamente recuperables, y cada país debe evaluar los aspectos geológicos y la factibilidad técnico- económica para producir esos recursos.** Un ejemplo fue el caso de Noruega que en el informe de la EIA de 2011 se estimaba que ese país tenía 83 tcf de reservas técnicas de gas de lutitas, y en el Informe de 2013 se redujeron a cero, después que Shell perforó 3 pozos secos en una de las áreas mencionadas como con gran potencial. Así el caso Venezuela, donde el Informe asigna 167 tcf de gas natural y 13,4 millardos de barriles de petróleo técnicamente recuperables de las formaciones La Luna, Capacho y Rio Negro de la Cuenca de Maracaibo, área que se sabe no es comercialmente explotable, y además no compite por su EROI con los recursos de gas natural convencional que hay en el país.

El Informe destaca que la exitosa experiencia de producir estos recursos en los Estados Unidos no es fácilmente reproducible en otros países, declarando como la principal razón la existentes “*above-the-ground advantages*”, es decir, la condición de ser privada la propiedad del subsuelo en la mayoría de los estados de la Unión, la existencia de recursos financieros y que los EE.UU. ofrece fuertes incentivos para su desarrollo a nivel regional. Así como la existencia de muchos operadores independientes, con excelente apoyo de contratistas, que tienen toda la experiencia en operaciones de producción de petróleo y gas natural. También en los EE.UU. está resuelto otro aspecto crítico, como es la disponibilidad de los equipos de perforación horizontal y para el fracturamiento hidráulico, y finalmente tener la infraestructura de producción y disponibilidad de agua requeridas.

Con respecto al efecto en los precios el estudio de Hughes señala que es importante distinguir entre el corto y largo plazo. Ya en USA el petróleo en las lutitas se está produciendo por debajo del precio que vemos en 2014 y lo que se avizora para el mediano plazo. Al final será la demanda del mercado y la tecnología quien hará posible que los hidrocarburos en lutitas estén presentes en todo el mundo, recordando que el petróleo en lutitas es de una calidad excelente para ser procesado en cualquier refinería. En el caso de los precios del gas natural, ya en USA las *shales gas* los han reducido sustancialmente, y está en discusión la posibilidad de exportarlo como metano líquido (LNG), para no continuar distorsionando el mercado interno y seguir produciendo las lutitas.

La situación actual:

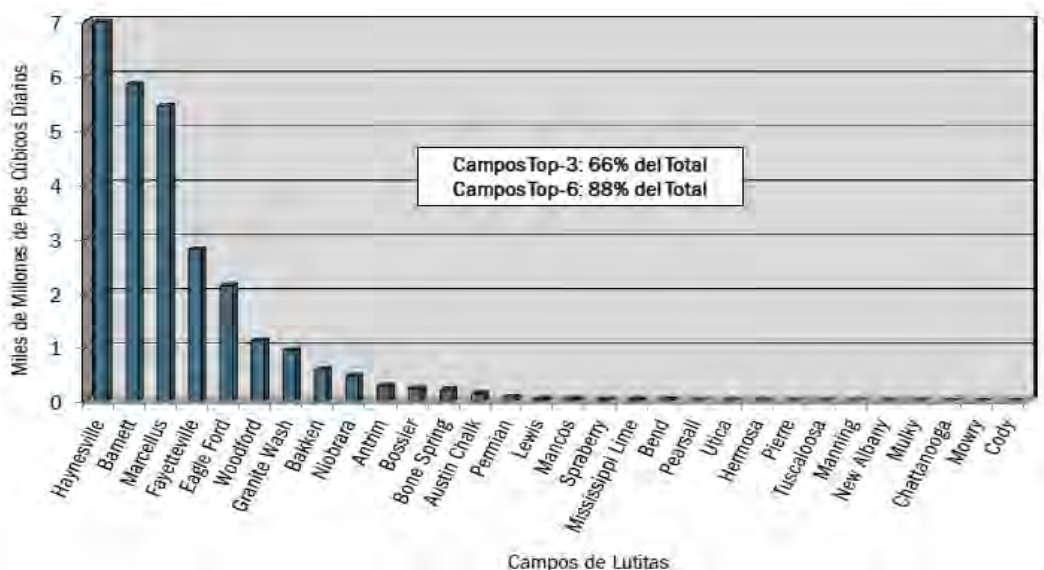
La EIA espera que la producción de gas natural crezca a una tasa promedio de 2,5% en 2014 y 1,1% en 2015. El crecimiento acelerado de la producción de gas natural de lutitas en la formación Marcellus está causando la caída de los precios futuros del gas natural en su área de influencia.

El gas de lutitas está aportando el 40% de la producción de gas natural de los Estado Unidos. Esta producción proviene en un 88% de seis campos (Haynesville, Barnett, Marcellus, Fayetteville,

Eagle Ford y Woodford) de un total de 30 campos (mayo 2012), y el 66% de la producción viene de solo 3 campos (Haynesville, Barnett, Marcellus), ello porque el rendimiento de la mayoría de los campos es inestable en extremo, y la declinación promedio anual de los campos requiere que entre 30 y 50% de la producción debe ser reemplazada anualmente con nuevos pozos. En conjunto, la producción está declinando en el 36% de los campos y el 34% está en un plateau.

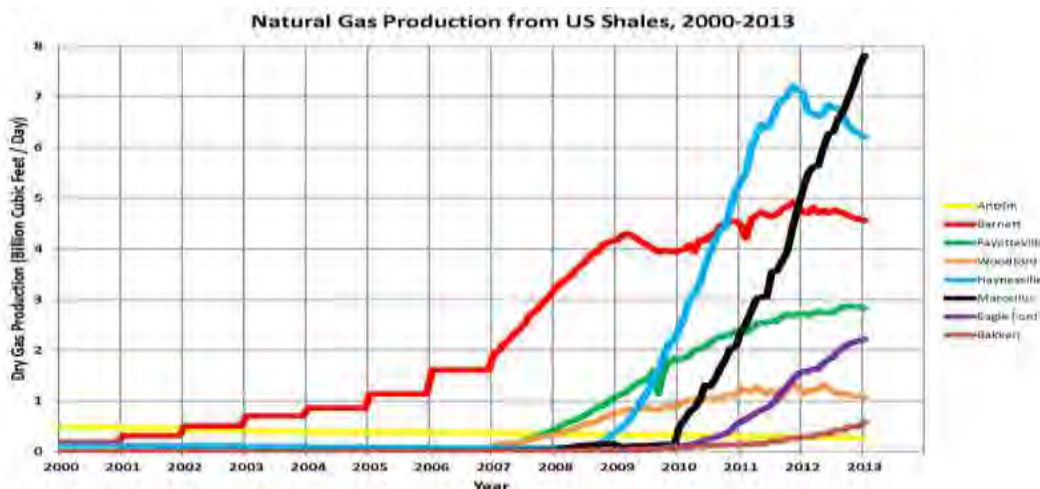
De los cinco mejores campos, Haynesville y Barnett y alcanzaron su tope de producción en 2012 y están declinando; Marcellus e Eagle Ford crecen, y Fayetteville se mantiene, y para tratar de mantener la producción se requieren grandes capitales, del orden de los 42.000 millones de US\$ anuales para perforar siete mil pozos cada año. Como referencia valga recordar que el gas de lutitas producido en 2012 rindió 32.500 millones de US\$. Mas detalles en los Gráficos 1-1 y 1-2:

Gráfico 1-1 Producción de gas de lutitas por campo en mayo 2012*



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

Gráfico 1-2 Producción de gas de lutitas por campo hasta 2013



Fuente: http://en.wikipedia.org/wiki/File:Natural_Gas_Production_from_US_Shales_2000-2013.png

La situación en los principales campos es como sigue:

Campo Haynesville:

Haynesville, al noroeste del estado de Louisiana y al este de Texas, era el campo más productivo de todos, así su producción por pozo, sin embargo la productividad de los pozos ha descendido en promedio 20%. Y la declinación el primer año fue de 68%, el segundo 49%, el tercero 50% y el cuarto año 48%. Ahora el más productivo es Marcellus. La producción promedio por pozo alcanzó su tope en 2010 con 8,3 millones de pies cúbicos diarios (MMpc/d) por pozo, para mayo 2012 era de 6,75 MMpc/d. A los precios actuales del gas la economía de Haynesville es precaria. Para mantener la producción será necesario perforar 774 pozos cada año, y cada pozo requiere unos 9 millones de dólares.

Campo Barnett:

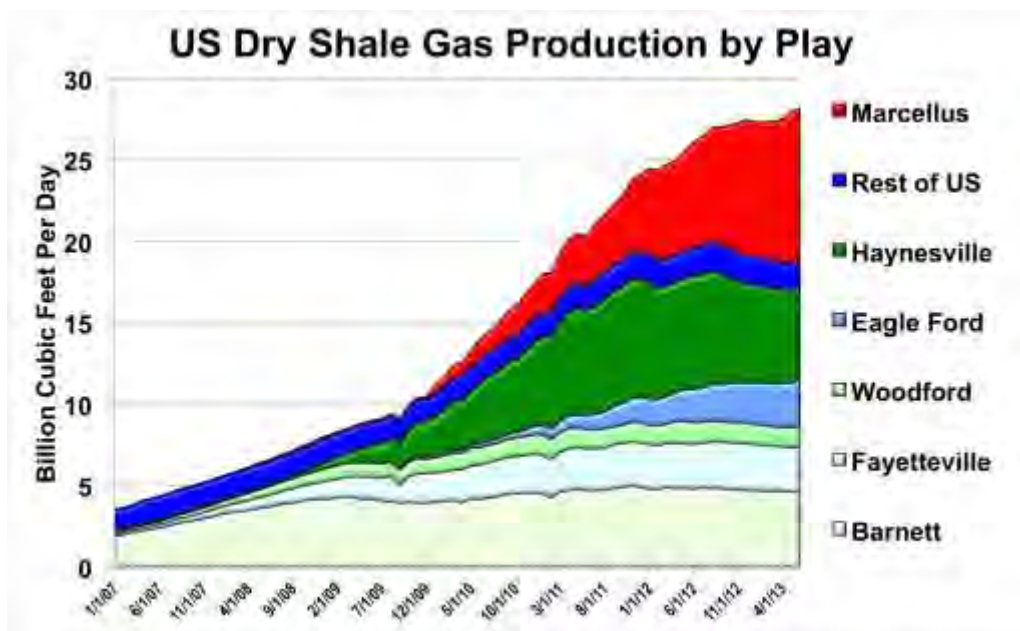
La producción de gas de lutitas en gran escala comenzó en el campo Barnett, este de Texas, en 2000 y para mayo 2012 sus 14.871 pozos producían 5.850 MMpc/d, después del tope de producción de 6.330 MMpc/d en noviembre 2011 (2 tcf en todo el año). En junio 2013 producía 4.840 MMpc/d. El campo tiene estimado producir 44 tcf. Estiman que para 2030 estará produciendo 0,9 tcf anuales. Para mediados de 2012 la producción promedio por pozo era de 381 miles de pies cúbicos diarios y declinando. En la actualidad la economía de Barnett está comprometida, algunos autores estiman costos de producción de 8,75 US\$/MMBtu, mientras el precio actual del gas está por debajo de 4,0 US\$/MMBtu. Para mantener la producción se necesita perforar 1.507 pozos anualmente, a un costo promedio de 3,5 MMUS\$ por pozo.

Campo Marcellus:

La gigantesca área de lutitas de Marsellus (970 km²) con hidrocarburos comprende los estados de Pennsylvania, North y West Virginia, New York, Maryland y Ohio, y es actualmente la mayor fuente de recursos de gas natural de los Estados Unidos. Es el mayor productor de gas natural de lutitas de los Estados Unidos (ver Gráfico 2). Debajo, a mayor profundidad, se encuentran las gigantescas lutitas de Utica, poco desarrolladas a la fecha.

Marcellus a diciembre 2011, era el 3er productor, promediaba 4.960 MMpc/d provenientes de 3.848 pozos, también producía algo de condensados, pero en junio 2013 ya producía 9.300 MMpc/d, es decir es el 1er productor (ver Grafico 2). En los primeros 6 meses de 2013 acumuló 3,1 tcf incluidas otras pequeñas formaciones. La producción media actual es de 1,3 MMpc/d por pozo. Como todas las áreas de lutitas su desarrollo futuro estará afectado por el precio del gas, su economía está entre 3,81 y 7,0 US\$/Mpc, de allí que su desarrollo actual sea marginal. El costo promedio de perforación por pozo es de 4,5 MMUS\$.

Grafico 2 Producción histórica de gas de lutitas por Campos a 2013



Ref.: <http://naturalgasnow.org/marcellus-shale-production-and-economics-are/>

El trabajo de Hughes es conservador y pesimista, pero muestra para 2011 importantes datos de producción, de número de pozos, pronósticos de comportamiento, estimados de costos anuales de perforación, y número totales estimados de pozos a perforar durante la vida de los campos de lutitas de los EE.UU. A partir de 2012 se han observado cambios importantes en estas estadísticas, como es el caso del área Niobrara, que Hughes lo veía marginal y ahora es uno de los mejores. Para 2012 y 2013 la situación cambio radicalmente.

Del trabajo de Hughes en la Tabla 1 se muestran los datos generales de los 30 campos productores de lutitas, donde se destaca que la producción de la mayoría de los campos era realmente marginal. También se observa que el número de pozos es ciertamente alto. Destacándose el caso del campo Niobrara (la formación se extiende por los estados Colorado, Nebraska, Kansas y Wyoming), que con 10.811 pozos produjo apenas 0,653 MMpc/d de gas natural en 2011, aunque es un productor de petróleo (72.602 b/d); pero ya en 2013 produjo 4.500 MMpc/d de gas y 200.000 b/d de petróleo, y la EIA estima que para 2015 producirá 400.000 b/d de petróleo.

En la Tabla 2 se muestra el pronóstico de comportamiento de los 9 campos más productivos, de los cuales solo tres (Marcellus, Eagle Ford y Bakken) tienen tendencia a crecer y es donde está la mayor actividad de perforación, con la característica que son importantes productores de petróleo. En la Tabla 3 se muestran los 14 campos más productivos (99% del total de la producción de los Estados Unidos), donde se estima se deberá perforar 7.641 pozos anualmente con una inversión de 41.829 MMUS\$ para mantener la producción. En la Tabla 4 se muestra información de la EIA donde se presenta que se requerirán unos 410.722 pozos para recuperar el estimado de 482 tcf de reservas de gas natural en lutitas. Hughes resalta que mientras el EROI en las áreas convencionales de gas natural está en 7,6:1, en las áreas de lutitas llega a 5,0:1. En la Tabla 5 se muestra el gigantesco crecimiento de la producción del gas de lutitas por estados entre 2007 (3.537 MMpc/d) y 2012 (28.351 MMpc/d).

Tabla 1 Datos de producción, calidad de los pozos y tasas de declinación

Campo	Rango	Producción (MMscf/d)	Mes	Número de pozos operativos	Producción Media por pozo (Mscf/d)	Media PI (Mscf/d)	Mediana PI (Mscf/d)	Tendencia PI	Primer año de declive del pozo (%)	Declive General del campo pre-2011 (%)	Número de pozos a perforar anualmente para evitar declive	Tendencia de Producción	Porcentaje de la producción total de gas de lutitas
Haynesville	1	6,99	May-12	2802	2493	8201	7954	Declive	68	52	774	Declive	25,76
Barnett	2	5,85	May-12	14871	393	1819	1332	Plano	61	30	1507	Plano	21,56
Marcellus	3	4,96	Dic-11	3848	1290	1947	1133	Crece	47	29	561	Crece	18,28
Fayetteville	4	2,81	May-12	3873	818	2089	1985	Plano	58	36	707	Plano	10,36
Eagle Ford	5	2,14	Jun-12	3129	685	1920	1330	Declive	59	43	945	Crece	7,90
Woodford	6	1,13	May-12	1827	620	2292	1380	Declive	58	29	222	Declive	4,16
Granite Wash	7	0,95	Jun-12	3090	308	2080	1354	Declive	78	49	239	Declive	3,50
Bakken	8	0,60	May-12	4598	122	345	241	Crece	56	29	699	Crece	2,21
Niobrara	9	0,48	May-12	10811	45	182	123	Declive	56	26	1111	Plano	1,77
Antrim	10	0,29	May-12	9409	31	634	102	Plano	*	*	~400	Declive	1,07
Bossier	11	0,25	Jun-12	278	901	9116	3909	Declive	63	38	21	Declive	0,92
Bone Spring	12	0,23	May-12	1016	223	596	258	Plano	58	45	206	Crece	0,84
Austin Chalk	13	0,16	Jun-12	928	169	2109	370	Declive	72	35	127	Declive	0,59
Permian Del. Midland	14	0,088	Jun-12	1541	67	255	91	Crece	34	26	122	Plano	0,326
Lewis	15	0,0523	May-12	462	113	656	427	*	*	*	*	Declive	0,193
Mancos Hilliard Baxter	16	0,05	May-12	452	120	452	182	Declive	63	35	41	Plano	0,184
Spraberry	17	0,031	Jul-12	552	56	210	67	Plano	*	*	*	Crece	0,114
Misc. Lime	18	0,024	Abr-12	371	66	394	109	Crece	39	14	10	Plano	0,088
Bend	19	0,02	Jun-12	273	69	585	336	*	*	*	*	Declive	0,070
Pearsall	20	0,0060	Jun-12	17	309	-	-	*	*	*	*	Declive	0,022
Utica	21	0,006	Dic-11	13	467	478	34	*	*	*	*	Crece	0,022
Hermosa	22	0,0057	May-12	33	180	2549	1888	*	*	*	*	Declive	0,021
Pierre	23	0,004	Abr-12	193	20	126	105	*	*	*	*	Declive	0,015
Tuscaloosa	24	0,0025	May-12	23	110	1474	0	*	*	*	*	Declive	0,009
Manning	25	0,0018	May-12	45	41	903	246	*	*	*	*	Declive	0,007
New Albany	26	0,0017	Dic-09	28	62	101	18	*	*	*	*	Declive	0,006
Mulky	27	0,0015	May-12	120	12,4	50	34	*	*	*	*	Declive	0,006
Chettanooga	28	0,001	Dic-10	107	9	46	29	*	*	*	*	Declive	0,004
Mowry	29	0,0006	Jun-12	39	15	185	20	*	*	*	*	Declive	0,002
Cody	30	0,0004	Jun-12	11	40	334	0	*	*	*	*	Declive	0,002

Tabla 2 Pronostico de comportamiento de los 9 campos más productivos

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

Tabla 3 Estimados de inversiones necesarias para mantener la producción de los campos

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

Tabla 4 No de pozos potenciales a perforar según la EIA

Campo	EIA Nº de pozos potenciales	EIA Media PTE (KMpc/pozo)	EIA RTR (Bpc)	USGS Media PTE (KMpc/pozo)	RTR usando USGS-PTE u otras de sus estimaciones (Bpc)
Marcellus	90216	1,56	141	0,129-1,158	84
Utica	13936	1,13	16	0,128-0,619	38
Woodford-Arkoma	5426	1,97	11	0,446-1,23	7
Fayetteville	10181	1,3	13	1,104	11
Chattanooga	1633	0,99	2	0,226	0,4
Caney	3369	0,34	1	0,179	1
Haynesville/Bossier	24627	2,67	66	1,308-2,617	64
Eagle Ford	21285	2,36	50	1,104	23
Pearsall	7242	1,22	9	0,391	3
Woodford-Anadarko	3796	2,89	11	1,23	18
Subtotal	181713		319		250,4
Otros	229009	0,712	163		120
Total	410722		482		378,4

Tabla 5 Producción de gas de lutitas (*shale gas*) por estados 2007 – 2012

ESTADO	PRODUCCION ANUAL 2007, MMMpc	PRODUCCION DIARIA 2007, MMpc/d	PRODUCCION ANUAL 2012, MMMpc	PRODUCCION DIARIA 2012, MMpc/d	%
Arkansas	94,0	0,3	1.027,0	2,8	9,9
California	-	-	90,0	0,2	0,9
Colorado	-	-	9,0	0,0	0,1
Kentucky	2,0	0,0	4,0	0,0	0,0
Louisiana	1,0	0,0	2.204,0	6,0	21,3
Michigan	148,0	0,4	108,0	0,3	1,0
Montana	12,0	0,0	16,0	0,0	0,2
New Mexico	2,0	0,0	13,0	0,0	0,1
North Dakota	3,0	0,0	203,0	0,6	2,0
Oklahoma	40,0	0,1	637,0	1,7	6,2
Pennsylvania	1,0	0,0	2.036,0	5,6	19,7
Texas	988,0	2,7	3.649,0	10,0	35,3
West virginia	-	-	345,0	0,9	3,3
Wyoming	-	-	7,0	0,0	0,1
TOTAL USA	1.291,0	3,5	10.348,0	28,4	100,0

Fuente: EIA (http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_shalegas_s1_a.htm) y cálculos propios

El futuro:

El futuro de las *shales* tiene muchas incógnitas y preguntas que responder:

1. Las altas inversiones para el desarrollo del gas de lutitas: “*who is going to pay the bill?*”
2. La incertidumbre en los precios futuros del gas natural. Considerando que los costos de perforación y de fracturamiento hidráulico continuarán en aumento, el desarrollo final de las gigantescas reservas de gas natural en lutitas en los Estados Unidos va a depender del precio del gas a nivel nacional, o que en su defecto los productores puedan exportarlo como gas metano licuado (LNG), o convertido en combustibles líquidos (*gas to liquid* - GTL) de alta calidad para el transporte pesado y aéreo, que reemplace *diesel oil* y combustible de aviación (*jet fuel*)
3. Presión de la opinión pública por el impacto ambiental en el desarrollo de las lutitas. Tendrán que resolverse las controversias ambientales por el alto consumo de agua, la posible contaminación del agua subterránea, la huella industrial, y otras quejas. Al respecto se espera para el 2014 el Informe de la Agencia para la Protección del Medio Ambiente (EPA). Todo ello para levantar la moratoria que existe en los estados de Nueva York, Maryland, en la provincia de Quebec, y en varios países europeos.
4. Además de los Estados Unidos, en Canadá se producirían las *shales gas* con la expectativa de poder exportar a Japón, Corea del Sur y China. Hay planes para producir las en Polonia, Turquía y Ucrania, pero dependerá de la capacidad exportadora que se desarrolle en los EE.UU. En Alemania se han otorgado permisos para explorar, pero hay mucha controversia para autorizar la explotación de las lutitas, por razones mayormente ambientales y regulatorias. En Francia está prohibida su explotación. En Australia hay actividad exploratoria pero a la fecha no hay producción comercial por los altos costos. China ha incluido el desarrollo de las lutitas en su Plan de 5 años; actualmente hay una producción marginal de unos 15 pozos que operan PetroChina y Shell

5. En general, con la excepción de los EE.UU. y Canadá, para realizar desarrollos en gran escala, se necesita apoyo gubernamental en materia de subsidios, que los gobiernos construyan la infraestructura de vialidad y favorables ambientes regulatorios
6. Su impacto en el desarrollo de las energías renovables
7. Su impacto geopolítico, como sería el desarrollo en Europa y su efecto en las exportaciones de gas Ruso
8. Avanzar en temas tecnológicos. En materia de tecnología se asoma la de perforación, llamada *Octopus*, que consiste en perforar hasta 54 pozos desde una sola sencilla localización, y recuperar hasta 8 veces más rápido el petróleo o el gas natural que con el tradicional pozo horizontal sencillo. Y la mejora en las técnicas de fracturamiento hidráulico.

Referencias:

EIA (2013), *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: an Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries outside the United States*:

<http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/fullreport.pdf?zscb=10377688>

ExxonMobil, Sobre el gas de lutitas: <http://aboutnaturalgas.com/content/natural-gas/> y

<http://aboutnaturalgas.com/content/natural-gas/tight-and-shale-gas/>

<http://shalestuff.com/controversy-2/multi-well-pad-drilling-octopus/article08580>

González, Diego (2013) Barriles de Papel No 102: <http://www.petroleum.com.ve/barrilesdepapel/>

Hughes, J. David (2013) *Drill Baby Drill*, <http://www.postcarbon.org/reports/DBD-report-FINAL.pdf>

IEA (2012) Las Reglas de Oro para el Gas No Convencional:

http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2012/goldenrules/WEO2012_GoldenRulesReport.pdf

EIA (2012) US Shale gas production 2007-2012:

http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_shalegas_s1_a.htm

KPMG (2014) Informes sobre las *shales* en el mundo:

<http://search.kpmginstitutes.com/?bigi=1&q=SHALES&x=1&y=15>

Tecnología Octopus: <http://www.energyandcapital.com/articles/multi-well-pad/2892> y

<http://www.oxfordvisionaries.org/octopus-the-future-of-gas-drilling/>

Vikram Rao (2012), *Shale Gas-The Promise and the Peril*:

<http://www.rti.org/publications/rtipress.cfm?pubid=19220>

World Energy Council-WEC (2012), *Survey of Energy Resources: Shale Gas – What's New*

World Energy Council-WEC (2013), *World Energy Resources*: http://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2013/09/Complete_WER_2013_Survey.pdf

Diego J. González Cruz, PE.

Senior Associate E&P and Natural Gas

GBC Global Business Consultants (www.gbc-laa.com)

gonzalezdw@gmail.com

<http://coener2010.blogspot.com/>

<http://www.petroleum.com.ve/barrilesdepapel/>

Telf. Cel. +58 416 605 8299, Telf. Ofic. +58 212 267 1687