

Barriles de Papel No 133

¿Tienen futuro los recursos de Gas Natural de Venezuela?

Ing. Diego J. González Cruz

El próximo mes de junio se cumplirán nueve años de la publicación de mi primer *Barriles de Papel*, que enfaticé se trataba ensayos para formar cultura petrolera en el país, ya que en estos tiempo de mengua, tanto el día a día de lo que ocurre en el sector, a nivel nacional como internacional, no es recogido en todo su extensión y alcance en la prensa diaria ni en las publicaciones especializadas del país, y mucho menos en textos sobre el sector energía, cada vez más escasos.

Al tema del Gas Natural le he dedicado 16 *Barriles de Papel*, los cuales pueden leer en: <http://www.petroleum.com.ve/barrilesdepapel/>, desde el análisis de los resultados de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos a siete años de su promulgación (BP No 9-2006), hasta el más reciente (BP No 129-2015) sobre la tecnología de fracturamiento hidráulico para producir gas natural de lutitas. Los detalles de los temas tratados en los *Barriles* en referencia los pueden leer en el Cuadro No 1.

Utilizando como vínculo lo que hemos escrito sobre el tema, vamos a tratar de responder una pregunta que está en el ambiente: ¿Tienen futuro los recursos de Gas Natural de Venezuela?

El futuro del Gas Natural de Venezuela tiene tres caminos: el mercado interno, su industrialización y su exportación.

Para los requerimientos del mercado interno (por seguridad energética), PDVSA presentó estimados de consumos acumulados hasta el 2023, de los principales sectores consumidores de gas metano (gas por tubería) como combustible, que sumarian unos 45 billones de pies cúbicos (10^{12} o tcf). Adicionalmente, incluí los requerimientos de gas natural para la Faja (9 tcf), y los consumidores tradicionales (Exploración y Producción, Petroquímica, industrial, comercial y residencial-unos 24 tcf también en 11 años), lo que resultaría en consumos acumulados de 78 tcf, cerca de 19.500 millones de pies cúbicos diarios (MMpc/d). Esta producción se podría alcanzar desarrollando los recursos existentes. Más detalles en los *Barriles de Papel* No 79 y 116. Tanto la exploración y producción de esos requerimientos de gas natural, como su procesamiento, transporte, distribución y comercialización deberá ser realizada por el sector privado.

La industrialización del gas natural, sus componentes, está enfocada en primer lugar a los usos petroquímicos, y en segundo lugar para producir con plantas que convierten el gas metano en líquidos (*gas-to-liquid*), como gasolinas, combustible de aviación (jet-fuel) y diesel, combustibles muy limpios que todavía tendrán mercado, tanto nacional (con precios no subsidiados) como internacionalmente. Ya existen plantas pequeñas que no requieren inversiones de millardos de US\$. Estas actividades deben ser desarrolladas también

totalmente por el sector privado, mediante permisos que otorgaría el Ente Regulador a crearse para tal efecto.

Con respecto a la exportación del gas natural remanente, después de satisfacer los requerimientos del mercado interno nacional, y la industrialización, la situación no está clara. En primer lugar hay la opción de atender en el mediano plazo “los mercados naturales” de Colombia, el Caribe, Centroamérica y el Norte de Brasil. En el mediano/largo plazo, en estos mercados solo tendríamos como competidores el gas natural de los EE.UU, porque los hoy exportadores importantes de gas de la región como son Trinidad-Tobago y Perú, solo tienen reservas probadas de 12,4 tcf el primero y 15,4 tcf el segundo. Colombia que hoy figura como exportador por tubería a Venezuela y en fecha próxima exportará LNG a Panamá, Costa Rica, Aruba, Jamaica, y Republica Dominicana (Manuel Hernando Naranjo, Pacific Rubiales, revista *www.Petroleum.com*, julio 2014) tiene solamente 5,7 tcf de reservas probadas (todas cifras de British Petroleum-2013). Es decir, que reservas de 33,5 tcf no son suficientes para garantizar la seguridad energética de los ocho países mencionados. Las reservas mencionadas suman 33,5 tcf, que en un tiempo económico de 25 años se producirían 1,34 tcf por año, es decir 3.671 MMpc/d. Como una referencia podemos decir que solamente Colombia y Perú consumen en conjunto 1.403 MMpc/d.

Venezuela tiene que impulsar políticas energéticas agresivas para proceder a desarrollar todos sus recursos de gas natural:

1. En primer lugar las reservas de Venezuela desarrolladas (39,1 tcf) y no desarrolladas (158 tcf), que según cifras oficiales aparecidas en el Informe de Gestión de PDVSA 2013 (pág. 48) suman 197,1 tcf. Las reservas probadas no desarrolladas corresponden a volúmenes de gas natural que se esperan recuperar mediante inversiones en la perforación de nuevos pozos en áreas no drenadas o con su producción en pozos existentes, y con la construcción de la infraestructura adicional de tratamiento, compresión y gasoductos, es decir que requieren cuantiosas inversiones
2. En segundo lugar los recursos estimados en los más de 650 prospectos exploratorios en tierra que podrían contener 130,7 tcf., que con un 30% de factor de éxito representarían 39,2 tcf de reservas de gas natural
3. En tercer lugar los recursos costa afuera, tanto someros como profundos, estimadas en los prospectos exploratorios que podrían contener 147 tcf., que con 30% de factor de éxito representarían 44,1 tcf de reservas de gas natural

Esas políticas energéticas agresivas incluyen, entre otras:

1. Propuestas para acelerar el desarrollo privado del mercado interno del gas por tubería en el país
2. Plantearse competir con los EE.UU. por los mercados del Caribe y Centroamérica, lo cual tendría que ser con gas licuado y buques metaneros; así como con gas metano comprimido
3. Plantearse abastecer con gas metano por tubería a Colombia y al norte de Brasil

Con respecto al punto 2, con el desarrollo de los hidrocarburos de lutitas, los EE.UU. se preparan para inundar al mundo con gas metano líquido (LNG). A la fecha ya existen para el mercado interno 11 plantas de LNG, 10 en los EE.UU. y uno en Puerto Rico, con proyectos concretos la mayoría para ser convertidas en exportadores de gas licuado. En concreto los EE.UU. tienen en cartera 14 proyectos, que suman una exagerada oferta de 12.945 MMpc/d, es decir, 99,2 millones de toneladas anuales (mtpa). Detalles en las Figuras No 1 y 2.

Como se dijo antes, hay solicitudes concretas en la *Federal Energy Regulatory Commission-FERC* para 14 nuevos proyectos (Figura No 2). Hay 5 proyectos para la exportación de LNG aprobados y en construcción que tendrán una capacidad de procesamiento de 9.220 MMpc/d que serían 70,7 millones de toneladas anuales-MMtpa. Más detalles en la Figura No 3.

Adicionalmente, en Alaska hay un proyecto liderado por ExxonMobil para procesar 2.550 MMpc/d (19,5 MMtpa) de gas para exportar (ver figura No 4).

Solo la cifra de 70,7 millones de toneladas anuales ubicaría a los EE.UU. como segundo productor de LNG después de Qatar (77,1 MMtpa). Al incluir el proyecto de Alaska los EE.UU. se convertirán en el primer exportador mundial de LNG.

Conclusión:

Venezuela tiene los recursos para competir con los EE.UU. en el mercado de gas metano en Centroamérica, el Caribe y Latinoamérica, pero antes para desarrollar esos recursos hay que crear el Ente Regulador, autárquico e independiente del gobierno de turno, que garantice la transparencia y confiabilidad de los procesos de ofertas de cada bloque o área, así como los permisos para el transporte por gasoductos, la distribución, y para los proyectos petroquímicos y de construcción de las plantas de LNG.

Y lo más importante, la estatal PDVSA no debe inmiscuirse en nada, que tenga que ver con las actividades operacionales, financieras y gerenciales de las diferentes funciones para el desarrollo y utilización de los recursos de gas natural, y solo ocuparse de transformarse de la mala operadora que es hoy en una excelente administradora de los recursos de los ciudadanos, los verdaderos propietarios del gas natural que yace en los yacimientos. Decimos una administradora, porque para cualquier actividad “aguas arriba” de “contratos de servicios”, “producción compartida-*production sharing*”, o ganancias compartidas-*profit sharing*”, el dueño del recurso (los ciudadanos) necesita, mientras se cambia la legislación actual, un representante, que no puede ser ni el ministerio de Energía, ni el Ente Regulador. Y “aguas abajo” si no hace falta la estatal.

El país tendría que garantizar el respeto a la propiedad privada, el estado de derecho, reglas claras en materia laboral y en materias de divisas. Y considerar que tendrían que pasar entre 5 y 8 años, desde el momento en que comienza el proceso exploratorio de las áreas nuevas hasta que sale la primera burbuja comercial (en los campos maduros el tiempo será menor); y luego el tiempo que se necesitaría para construir las plantas para producir el LNG, y finalmente competir en términos de precios, confiabilidad de las entregas, y con contratos que favorezcan el uso del gas venezolano: nada fácil para evitar que esos recursos se conviertan en un parque temático energético!

Figura No 1

Plantas receptoras de LNG existentes
La mayoría se convertirán en exportadoras

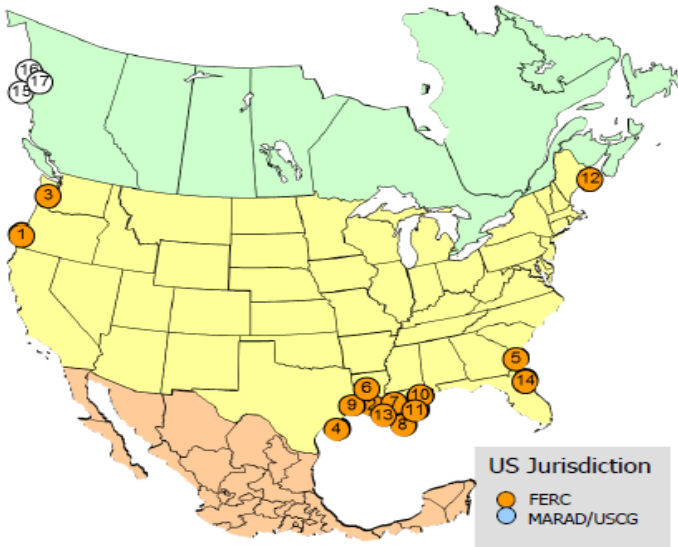


Figura No 2

Los 14 Proyectos propuestos para aprobación por la FERC
(5 en construcción para exportación)



North American LNG Export Terminals
Proposed



Export Terminal
PROPOSED TO FERC

1. Coos Bay, OR: 0.9 Bcfd (Jordan Cove Energy Project) (CP13-483)
2. Lake Charles, LA: 2.2 Bcfd (Southern Union - Trunkline LNG) (CP14-120)
3. Astoria, OR: 1.25 Bcfd (Oregon LNG) (CP09-6)
4. Lavaca Bay, TX: 1.38 Bcfd (Excelerate Liquefaction) (CP14-71 & 72)
5. Elba Island, GA: 0.35 Bcfd (Southern LNG Company) (CP14-103)
6. Sabine Pass, LA: 1.40 Bcfd (Sabine Pass Liquefaction) (CP13-552)
7. Lake Charles, LA: 1.07 Bcfd (Magnolia LNG) (CP14-347)
8. Plaquemines Parish, LA: 1.07 Bcfd (CE FLNG) (PF13-11)
9. Sabine Pass, TX: 2.1 Bcfd (ExxonMobil - Golden Pass) (CP14-517)
10. Pascagoula, MS: 1.5 Bcfd (Gulf LNG Liquefaction) (PF13-4)
11. Plaquemines Parish, LA: 0.30 Bcfd (Louisiana LNG) (PF14-17)
12. Robbinston, ME: 0.45 Bcfd (Kestrel Energy - Downeast LNG) (PF14-19)
13. Cameron Parish, LA: 1.34 Bcfd (Venture Global) (PF15-2)
14. Jacksonville, FL: 0.075 Bcfd (Eagle LNG Partners) (PF15-7)

PROPOSED CANADIAN SITES IDENTIFIED BY PROJECT
SPONSORS

15. Kitimat, BC: 1.28 Bcfd (Apache Canada Ltd.)
16. Douglas Island, BC: 0.23 Bcfd (BC LNG Export Cooperative)
17. Kitimat, BC: 3.23 Bcfd (LNG Canada)

As of February 5, 2015

Office of Energy Projects

Figura No 3

Los 9 Proyectos aprobados por la FERC
(5 en construcción para exportación)

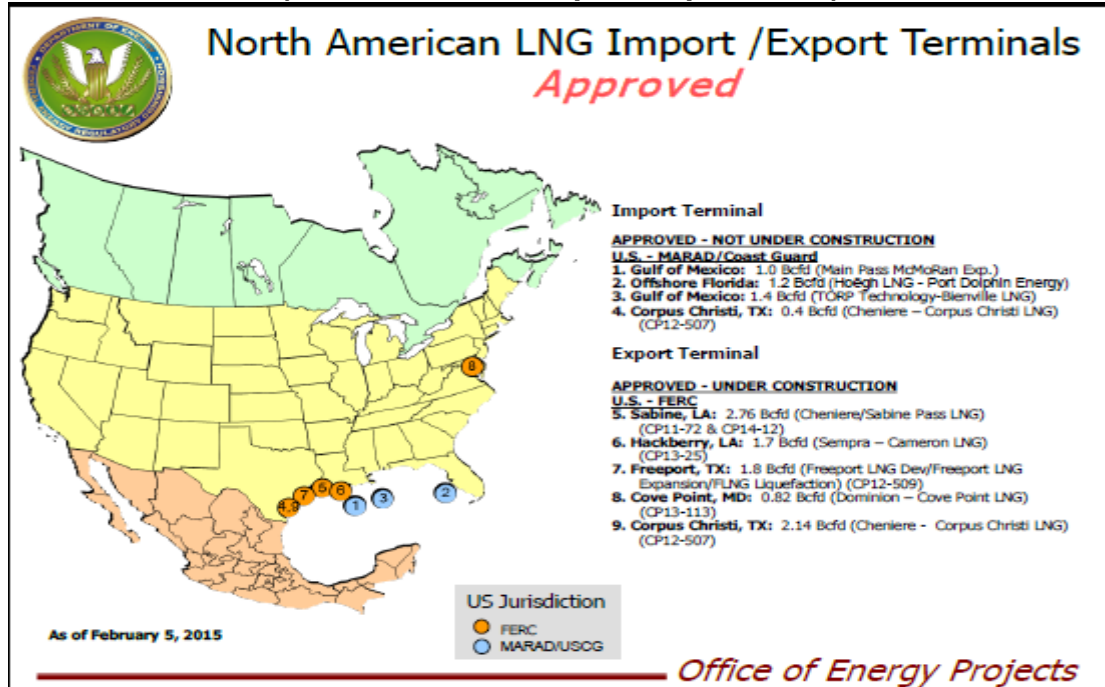
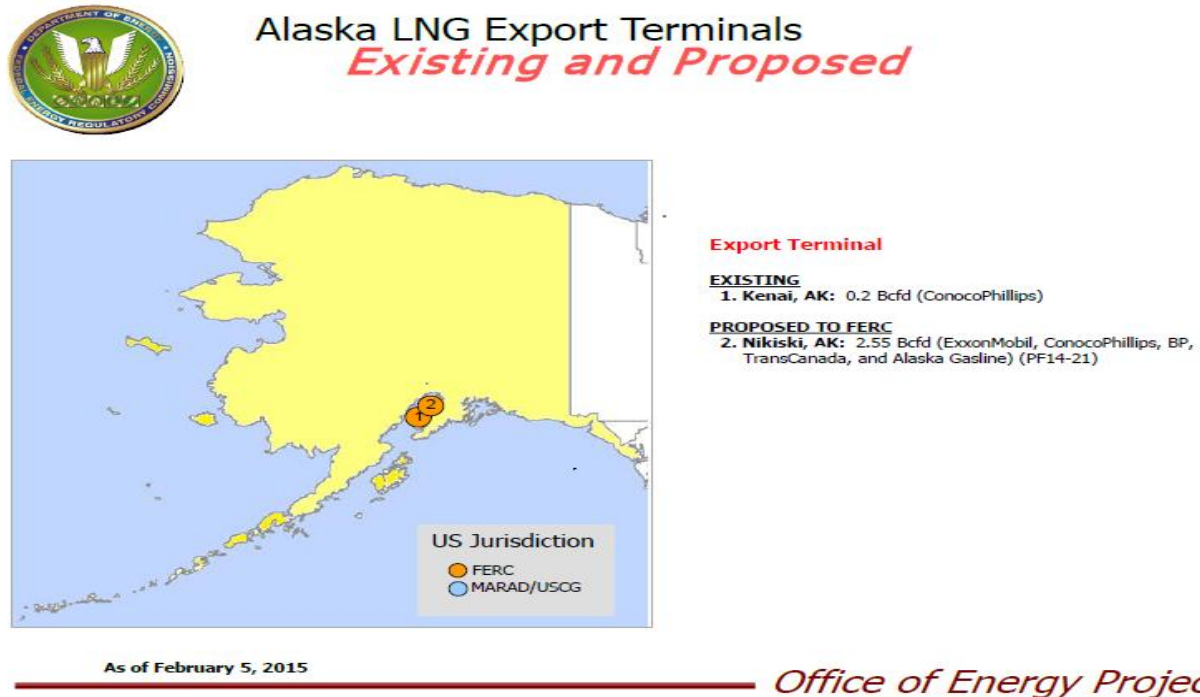


Figura No 4

Proyectos de ExxonMobil y ConocoPhillips en Alaska

Alaska LNG Export Terminals
Existing and Proposed



Cuadro No 1

Barriles de Papel dedicados el tema del Gas Natural
Fuente: <http://www.petroleum.com.ve/barrilesdepapel/>

BP																			
129	06 01 2015	SOBRE EL FRACTURAMIENTO COMO METODO PARA FACILITAR LA PRODUCCION DE PETROLEO Y GAS NATURAL																	
116	05 2014	EN VENEZUELA SI SE PUEDE AUMENTAR LA PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL																	
109	11 04 2014	SOBRE EL FUTURO DE LA PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL EN LUTITAS																	
102	19 06 2013	INFORME ACTUALIZADO DE LA EIA SOBRE EL PETRÓLEO Y EL GAS NATURAL EN LUTITAS (Shale oil y Shale gas) EN EL MUNDO																	
100	20 02 2013	ESCENARIOS VOLUMÉTRICOS DE OFERTA Y OPORTUNIDADES DE GAS NATURAL																	
84	16 11 2011	ESTADO DE LOS PROYECTOS DE GAS NATURAL																	
79	24 08 2011	RECURSOS Y RESERVAS DE GAS NATURAL																	
65	17 12 2010	ALERTA SOBRE EL FUTURO DE LOS NEGOCIOS DE GAS NATURAL EN VENEZUELA																	
60	24 10 2010	INFRAESTRUCTURA DE PROYECTOS DE GAS NATURAL EN EL ORIENTE DE VENEZUELA																	
59	08 10 2010	TRINIDAD TOBAGO SU GAS NATURAL Y SUS INDUSTRIAS ASOCIADAS																	
47	05 06 2010	UNA PLANTA DE REGASIFICACIÓN PARA VENEZUELA																	
41	17 10 2009	SOBRE LAS RESERVAS DE REPSOL EN EL GOLFO DE VENEZUELA																	
38	25 07 2009	DURA REALIDAD LIBRO DE LA ANIH																	
32	13 05 2009	SOBRE LAS PLANTAS DE CONSERVACIÓN E INYECCIÓN DE GAS																	
17	09 04 2007	LA OPEP DEL GAS																	
9	03 10 2006	A SIETE AÑOS DE LA PROMULGACIÓN DE LA LEY DE GAS																	

Cuadro 2

**Principales Exportadores de LNG (2013)
Fuente British Petroleum - 2013**

<u>País</u>	<u>Millones de toneladas anuales</u>
Total Mundo	238,05
Qatar	77,09
Malasia	24,67
Australia	22,05
Indonesia	16,35
Nigeria	16,35
Trinidad-Tobago	14,45
Argelia	10,88
Federación Rusa	10,37
Omán	8,40
Yemen	7,01
Brunei	6,94
Emiratos A. Unidos	5,40
Perú	4,09
Guinea Ecuatorial	3,72
Otros Europa	3,72
Noruega	2,77
Egipto	2,70
Brasil	0,73
Angola	0,29
USA	0,07

Factores de conversión:

1 m³ = 35,315 pc

1 millardo de pies cúbicos (10⁹) = 0,021 millones de toneladas

31.000 MMpc/d = 237,6 mtpa

Referencias:

Alfredo Méndez (2011), “Gas Natural Licuado-Desafío Criogénico”, Caracas.

BP-2013, Movimiento de LNG: <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/Energy-economics/statistical-review-2014/BP-statistical-review-of-world-energy-2014-natural-gas-section.pdf>

FERC, facilidades de LNG en USA: <http://www.ferc.gov/industries/gas/indus-act/lng.asp>

FERC, terminales en USA: <http://www.ferc.gov/industries/gas/indus-act/lng.asp>

Noticias sobre el mundo del LNG: <http://www.lngworldnews.com/>

http://www.petroleum-economist.com/pdf/LNGInsight_April/LNG%20Exporters.pdf

http://en.wikipedia.org/wiki/List_of_LNG_terminals#Existing_liquefaction_terminals

Serie Barriles de Papel: <http://www.petroleum.com.ve/barrilesdepapel/>

Caracas, 28 de febrero 2015

Diego J. González Cruz, PE.

Senior Associate E&P and Natural Gas

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

Presidente del Centro de Orientación en Energía (COENER)

Coordinador del Centro de Estudios de Energía de CEDICE-Libertad

gonzalezdw@gmail.com

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

<http://cedice.org.ve/category/politicas-publicas/centro-de-est-energia-venezuela/>

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

Telf. Cel. +58 416 605 8299.

Telf. Ofic. +58 212 267 1687