

**Barriles de Papel No 100**  
**ESCENARIOS VOLUMÉTRICOS DE OFERTA Y OPORTUNIDADES**  
**DE GAS NATURAL**  
**Diego J. González Cruz**

### **Oferta de gas natural**

El total de recursos de gas natural en Venezuela, según cifras de PDVSA, suman 443 billones ( $10^{12}$ ) de pies cúbicos (tcf), de los cuales 195 tcf son reservas probadas, 36 tcf son reservas probables y 34 tcf son reservas posibles, el resto de los recursos de gas natural por definir suman otros 178 tcf. Es de observar que de los 195 tcf de reservas probadas solo el 19% están desarrolladas, es decir 37 tcf, el resto necesita nuevos pozos, nuevas estaciones, nuevas plantas compresoras, y gasoductos. Acorde con la *NY Securities and Exchange Commission* las empresas deben presentar planes concretos para desarrollarlas en 5 años. También la normativa en materia de reservas indica que de las reservas probables se pueden contabilizar el 50% a ser producidas y de las posibles 10%. Con respecto a los otros recursos, se puede estimar conservadoramente que se materialicen 20%, es decir, 35,6 tcf, por lo tanto, se tendrán para los estimados de oferta de gas natural reservas recuperables en Venezuela de 251,9 tcf (195+18+3,3+35,6 tcf), cifra relevante a nivel mundial.

### **Demanda**

Los consumos de los mercados convencionales de gas de Venezuela, incluyendo los de PDVSA, se han estimado en 19.449,6 millones de pies cúbicos diarios (Mpc/d) para el mediano/largo plazo (año 2030), es decir se llegaría a consumir 7,1 tcf anuales, que en 17 años sumarían 120,7 tcf, lo que deja oportunidades para industrializar los 131,2 tcf restantes de las reservas antes estimadas, una cifra considerable.

### **Industrialización**

Además de cualquier proyecto de gas metano líquido (LNG), se presentan oportunidades para acometer proyectos de producción de dimetil éter (DME) que es un excelente aditivo para el diesel que se consume tanto en Europa, como en el transporte pesado de todo el mundo; así proyectos para convertir gas natural a líquidos combustibles (GTL), incluida gasolinas y jet fuel (combustible de aviación); y proyectos de metanol a gasolina (MTG)<sup>i</sup> <sup>ii</sup>.

Para los proyectos de GTL, en plantas tipo como la que desarrolla la empresa *Siluria Technologies* de California, se necesita asegurar reservas de solo 5 tcf para una planta de 500 Mpc/d (si el gas natural contiene hidrocarburos pesados mejor para la economía del proyecto-que es el caso de nuestro gas natural asociado a la producción de petróleo). Hay otras excelentes mini plantas (<http://www.epa.gov/gasstar/documents/workshops/2012-annual-conf/fleisch.pdf>) que también procesan volúmenes pequeños de gas natural en forma económica<sup>iii</sup>, porque plantas tipo *Pearl*, que construyó Shell en Qatar requieren cargas diarias de millardos de pies cúbicos de gas, y cuestan millardos de dólares<sup>iv</sup>, y solo las grandes empresas de punta (los *majors*) podrían acometerlos (por supuesto no se puede descartar que estén interesadas en venir a Venezuela).

## Inversiones

Invertir en el petróleo y el gas natural es la verdadera siembra petrolera, porque significa *sembrar en el petróleo* (Rodríguez, *El petróleo como instrumento de progreso*, IESA, 2012). Ya que no se trata de explotarlo y venderlo como crudo solamente, sino aprovechar al máximo la producción y comercialización de sus derivados. Hablando de inversiones de manera ilustrativa daremos algunas cifras.

Datos de 2008<sup>v</sup>, una planta de GTL que procesa 650 Mpc/d de gas natural costaba unos 28.000 US\$ por cada barril diario de GTL a producir, es decir que para producir 65.000 b/d se requirieron 1.800 millones de US\$. Esta producción comprende 44.000 b/d de diesel casi puro, 17.000 b/d de nafta y 4.000 b/d de GLP. Los costos de producción eran de unos 6 US\$/barril (145 millones de US\$/año). Estos costos excluyen depreciación y el costo del gas natural. Más recientemente (2012) se presentaron inversiones y costos para una planta prototipo en Luisiana (Golfo de México) para procesar 200 Mpc/d de gas natural y producir 20.000 b/d de diesel de mínimo contenido de azufre. Los costos de capital de esa planta estarían entre 60.000 y 85.000 US\$/barril, y los costos de operación estarían entre 12 y 18 US\$/barril<sup>vi</sup>

Hoy se han desarrollado plantas de GTL muy pequeñas, que procesan desde 5 Mpc/d de gas natural para producir 500 b/d de gasolina, con inversión de 40 millones de US\$ y costos de operación anual de 200 MUS\$<sup>vii</sup>, es decir, cifras manejables para pequeños productores y procesadores venezolanos o extranjeros que quieran invertir en Venezuela, y estén en libertad de comercializarlos en Venezuela, en sus propias estaciones de servicio y conveniencia si es su decisión, a precios cercanos a los internacionales o exportarlos al país que deseen, sin trabas ni restricciones.

En el caso de los proyectos de metanol a gasolina (MTG)<sup>viii ix</sup> ExxonMobil está a la cabeza de esta tecnología. Ya en China se están iniciando proyectos<sup>x</sup> de este tipo. En Luisiana Golfo de México (Lake Charles) la empresa *G2X Energy, Inc* y *EMRE* planean invertir 1.300 millones de US\$ para construir una planta que rendirá 90% de gasolina (no hay datos de consumo de gas natural) y producirá 991 empleos.

Al final cada productor o procesador hará sus economías para acometer los respectivos proyectos, cuya licencia o permiso solicitará ante el Ente regulador a crearse, o entrar a través de las rondas que este invite.

Resumiendo, es necesaria una apertura para desarrollar e industrializar los recursos de gas natural de Venezuela, y la vigente Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (LOHG) lo permite. Paralelo a esta apertura normativa, deben producirse cambios legales en materia cambiaria, expatriación de capitales, ley del trabajo, entre otros aspectos, única forma de atraer a los inversionistas nacionales e internacionales, las tecnologías y los recursos humanos necesarios para monetizar esas reservas, sin estos cambios será difícil desarrollar e industrializar los recursos de gas natural.

**Diego J. González Cruz, PE.**

*Senior Associate E&P and Natural Gas*

*GBC Global Business Consultants ([www.gbc-laa.com](http://www.gbc-laa.com))*

[gonzalezdw@gmail.com](mailto:gonzalezdw@gmail.com).

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

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

**Referencias:**

---

i

[http://www.exxonmobil.com/apps/refiningtechnologies/files/conference\\_2011.1204.MTG\\_World\\_CTL.pdf](http://www.exxonmobil.com/apps/refiningtechnologies/files/conference_2011.1204.MTG_World_CTL.pdf)

ii

[http://www.exxonmobil.com/Apps/RefiningTechnologies/files/sellsheet\\_09\\_mtg\\_brochure.pdf](http://www.exxonmobil.com/Apps/RefiningTechnologies/files/sellsheet_09_mtg_brochure.pdf)

iii <http://www.epa.gov/gasstar/documents/workshops/2012-annual-conf/fleisch.pdf>

iv <http://www.shell.com/global/aboutshell/our-strategy/major-projects-2/pearl/overview.html>

v [http://www.egyptoil-gas.com/read\\_article\\_issues.php?AID=143](http://www.egyptoil-gas.com/read_article_issues.php?AID=143) (consultado el 29 02 2013)

vi <http://www.musestancil.com/wp-content/uploads/2012/06/Gas-To-Liquids-Plants-Offer-Great-ROI-May-2012.pdf>

vii <http://www.epa.gov/gasstar/documents/workshops/2012-annual-conf/fleisch.pdf>

viii

[http://www.exxonmobil.com/apps/refiningtechnologies/files/conference\\_2011.1204.MTG\\_World\\_CTL.pdf](http://www.exxonmobil.com/apps/refiningtechnologies/files/conference_2011.1204.MTG_World_CTL.pdf)

ix [http://housemajority.org/coms/hres/27/Presentation\\_NPRA\\_20110327.pdf](http://housemajority.org/coms/hres/27/Presentation_NPRA_20110327.pdf)

x <http://gyn.de/blog/xinjiang-s-first-methanol-gasoline-project-in-aksu-kaijian/>

**Diego J. González Cruz, PE.**  
**Senior Associate E&P and Natural Gas**  
**GBC Global Business Consultants ([www.gbc-laa.com](http://www.gbc-laa.com))**  
**[gonzalezdw@gmail.com](mailto:gonzalezdw@gmail.com).**  
**<http://coener2010.blogspot.com/>**  
**Telf. Cel. +58 416 605 8299**  
**Telf. Ofic. +58 212 267 1687**