

BARRILES DE PAPEL No 79

Recursos y Reservas de Gas Natural de Venezuela
Diego J. González Cruz

Antecedentes

El Gobierno venezolano, dictó el 12 de septiembre de 1999 el Decreto No 310 con Rango y Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (LOHG). En la Exposición de Motivos de dicha Ley quedaron establecidas las líneas fundamentales del Estado en materia de gas natural y sus componentes, las cuales se resumen en los siguientes puntos:

1. Las actividades con hidrocarburos gaseosos pueden ser realizadas directamente por el Estado o a través de entes de su propiedad, o por personas privadas nacionales o extranjeras con o sin la participación del Estado. Es decir, la industria del gas natural no está reservada al Estado.
2. Es necesario explotar las reservas probadas de gas natural...
3. Debe Incrementarse las reservas de gas libre, para no depender del gas asociado sujeto a las variables de la producción petrolera...
4. Se crea un ente con autonomía funcional denominado "Ente Nacional del Gas" para promover el desarrollo del sector y la competencia en todas las fases de la industria del gas, relacionadas con las actividades de transporte y distribución
5. Los precios del gas natural y las tarifas de transporte y distribución deberán atender a facilitar la recuperación de las inversiones, a obtener una rentabilidad razonable
6. Con el fin de evitar conductas monopólicas, se prohíbe que una misma persona realice o controle en una región dos o más de las actividades de producción, transporte o distribución
7. Dar prioridad a los proyectos de industrialización de los hidrocarburos gaseosos (la industria petroquímica) que propendan a la formación de capital nacional, a una mayor agregación de valor a los insumos procesados y cuyos productos sean competitivos en el mercado exterior.

¿Qué ocurrió?

Con estas políticas, Venezuela estaba en la oportunidad de desarrollar una verdadera industria del gas, sin embargo, ¿qué ocurrió?

1. Aún cuando la LOHG permite otorgar licencias a particulares sin la participación del Estado, en más de 11 años solo se han concedido 18 licencias (10 en tierra y 8 costa afuera) y ahora esas empresas están amenazadas de tener que ceder el 60% de sus acciones al Estado, ya que se anuncia el cambio de la Ley. Por ello no se han incrementado las reservas de gas libre, y se sigue dependiendo del gas asociado sujeto a las variables de la producción petrolera. La producción de gas natural, que está en más de 90% asociada al petróleo, no se han podido incrementar por la caída de la producción petrolera.
2. Cuando se promulgó la Ley la producción de petróleo era de 3.059.000 barriles diarios (b/d), y hoy no alcanza los 2.500.000 b/d, por lo que hay escasez de gas por tubería en el mercado nacional domestico, comercial e industrial, ya que el gas que se consume hoy es mayormente asociado al petróleo. La

industria petrolera consume el 74,7% de la producción de gas, y está en déficit, dejándole al mercado interno apenas el 25,3%, donde también hay carencias. El gobierno nacional reconoce que hay una falta de gas por tubería de unos 2.000 millones de pies cúbicos diarios (Mpc/d). No están siendo abastecidos cabalmente los sectores eléctrico y petroquímico, de allí la necesidad de importar gas por tubería desde Colombia, y de consumir combustibles derivados del petróleo en exceso.

3. El “Ente Nacional del Gas” resultó ser una dependencia más del MENPET, sin autonomía alguna para cumplir con el mandato de la Ley, como era el de “promover el desarrollo del sector y la competencia en todas las fases de la industria de los hidrocarburos gaseosos. 11 años después de promulgada la Ley no se ha establecido alguna empresa nueva para transportar gas metano por gasoductos y no se ha otorgado ningún permiso para distribuir gas por tubería en las ciudades. Todo se quiere hacer con la empresa de gas estatal, que no tiene los recursos ni la prioridad.
4. La Ley obligaba a PDVSA a dejar el monopolio de la industria del gas, para permitir la participación del sector privado y ello no se ha cumplido, al contrario, hoy la situación monopólica es más crítica. En Colombia, con menos experiencia en materia de gas, con una producción de gas de apenas 1.097 Mpc/d (Vs. 6.809 Mpc/d de Venezuela-cifra oficial) hay 10 empresas productoras, 8 empresas de transporte, 20 empresas de distribución, y 43 permisadas para comercializar gas por tubería (la mayoría también son distribuidoras).
5. Los precios del gas natural y las tarifas de transporte y distribución, no cumplen con lo establecido por la Ley, ya que son fijados unilateralmente por el MENPET, están congelados y son tan bajos que no permitirían el desarrollo del sector (cerca de 1,00 \$/MBtu, mientras en los EE.UU. está por encima de los 4.00 \$/MBtu, y muy cerca en México, Bolivia, Brasil y Colombia).
6. En materia de proyectos de industrialización de los hidrocarburos gaseosos (petroquímica) no se ve progreso alguno, y mucho menos en la formación de capital nacional.

Resumiendo, a casi 12 años de promulgada la LOHG no se ha cumplido con los mandatos de la misma, hecho que se constata al ver el incumplimiento de los Planes de PDVSA en materia de gas.

Recursos y reservas

En el país se han identificado Prospectos Exploratorios de gas natural del orden de los 196 billones de pies cúbicos o tcf (10^{12}), de los cuales se ha estimado que el 50% se ubica Costa Afuera; sin embargo, más recientemente (2010) PDVSA ha publicado un mapa de “Expectativas Costa Afuera” de por lo menos 108 tcf de gas libre. En cualquier caso, para convertir estos prospectos en reservas es necesario acelerar la actividad de exploración y desarrollo. La actividad exploratoria por gas natural libre hasta la fecha ha sido tímida, por lo que los resultados exploratorios han sido muy modestos. En el área del proyecto Rafael Urdaneta (Golfo de Venezuela) a la fecha se han declarado 4 éxitos exploratorios en las áreas de Repsol-ENI, pero las cifras de reservas dadas tendrían que ser validadas y certificadas. Todavía Repsol-ENI deben realizar exploración adicional en el área, dado lo extenso de la licencia (924,33 km², mayor que el área del valle de Caracas), sin embargo, por las características de los descubrimientos (espesor de arena

productora y pruebas iniciales) se puede comenzar a identificar oportunidades de utilización para el gas a producirse. También la rusa Gazprom debe acelerar su actividad en el nuevo bloque que le fue otorgado cerca de Cardón IV.

Por ejemplo, un escenario de reservas probadas de 10 billones de pies cúbicos (10 tcf) en Paraguana podría soportar una producción de 2.000 Mpc/d (0,73 tcf anuales) durante 14 años.

Un estimado conservador de las reservas de gas natural de Venezuela:

1. Las reservas probadas remanentes de gas natural:

Acorde con la El Informe de Gestión de PDVSA 2010 (pág. 62) las reservas de gas natural de Venezuela alcanzan los 195,1 tcf, de los cuales se estima 165,8 tcf son de gas asociado al petróleo (85%) y 29,2 tcf son de gas libre o no asociado (15%).

En las reservas de gas asociado, por normativa del MENPET, se incluyen 29,8 tcf (18%) de gas que ha sido inyectado a los yacimientos para efectos de recuperación suplementaria o por medidas de conservación (que no hay certeza de poder ser producido nuevamente); también la cifra de reservas probadas incluye 47,1 tcf (28,4%) de reservas de gas asociadas a crudos pesados y extra pesados- p/xp (incluidos los de la Faja), que sabemos que por razones históricas de precios y prioridades de PDVSA solo un pequeño porcentaje ha sido recolectado. Ahora bien, si somos conservadores y se deducen estas cifras de las reservas probadas remanentes totales, resultarían solamente que se dispone de solo 88,9 tcf de reservas de gas asociado, que sumadas a las 29,2 tcf de gas libre, resulta un importante volumen de 118,1 tcf.

2. Los recursos y posibles reservas de las áreas nuevas:

PDVSA estima que las áreas costa afuera someras contienen recursos por 73 tcf; y las áreas costa afuera profundas contienen recursos por 74 tcf; y acorde con la Base de Recursos de PDVSA, desde hace muchos años, las áreas tradicionales en tierra contienen recursos por 130,7 tcf de gas natural, mayormente asociados a los recursos de petróleo por explorar. Es decir, que en el país hay recursos estimados de 277,7 tcf de gas natural, que deben ser explorados y desarrollados para convertirlos en reservas probadas. Si le asignamos 30% de éxito a la exploración de esos recursos para convertirlos en reservas, tendríamos 83,3 tcf, que sumadas a las reservas de gas asociado haciéndolas muy conservadoras (deduciéndole las de inyección y las asociadas a los crudos p/xp) que son 88,9 tcf, y las de 29,2 tcf de gas libre; podríamos hablar conservadoramente de unos 201,4 tcf de posibles reservas.

En conclusión, para todos los efectos Venezuela tiene "ingentes" reservas de gas natural para satisfacer los requerimientos del mercado nacional por los próximos 0-30 años.

La política en materia de gas

Hoy la política del gobierno no permite el desarrollo pleno de la industria de este hidrocarburo. En materia de exploración, producción, licuefacción y transporte del gas natural se decidió que la empresa del Estado tenga la mayoría accionaria y las decisiones en todas las actividades. La política establece que no debe participar el sector privado internacional de punta en materia de licuefacción, transporte y distribución, ya que todo debe ser realizado por la estatal y por cooperativas estatales. Es política la asociación con

empresas estatales, las cuales en su mayoría no tienen la tecnología, los recursos económicos ni el *know-how* para acometer los proyectos y negocios, a la velocidad y con el éxito económico que se necesitan.

Por otra parte, a pesar de la crítica situación de déficit de gas a nivel nacional, se escucha hablar de proyectos faraónicos como el gasoducto hasta Argentina, o de un gasoducto a América Central y otro a las islas del Caribe. En cualquier caso, antes de decidir la viabilidad de la exportación de gas, sea por tubería o por vía marítima y cuando se desarrollen sustanciales reservas de gas libre, se necesita de unas políticas de Estado en materia energética, que trasciendan los gobiernos de turno.

Implicaciones para el desarrollo de la industria y a nivel nacional

Las implicaciones para la industria y el desarrollo nacional, de la política en materia de gas, están a la vista. El déficit del gas por tubería y en bombonas no se resuelve, con lo que no se puede abastecer las industrias eléctrica y petroquímica, y se incrementa el consumo de hidrocarburos líquidos como el diesel y el fuel oil; y se tiene que importar gas. No se incrementa la producción del gas por bombona, con lo que hay que reducir su importación para atender el mercado interno. Al incrementarse el consumo en el país de los productos exportables, se reduce el ingreso de divisas, con lo que se perjudica la economía nacional. Y lo más importante, no se desarrolla el sector gas.

Las oportunidades

El gas natural (de aquí en adelante “el gas”) en Venezuela tiene supremacía en la matriz energética secundaria. Históricamente su producción ha estado asociada al petróleo, y su uso está dirigido en más de 70% a las operaciones petroleras, en especial a la inyección para recuperación suplementaria de petróleo y gas (y hay déficit de inyección), y el resto va al mercado interno, principalmente a los sectores eléctrico, petroquímico, siderúrgico, cemento, aluminio, comercial y residencial. El gas metano para el mercado interno ha estado dirigido en un 73% al centro-oriente del país (1.402 Mpc/d) y el 27% al occidente (515 Mpc/d). La situación actual es que ambos sectores están en déficit, siendo más crítica en los estados occidentales Zulia y Falcón. Ello sin considerar los escenarios a futuro, si se reactivaran las áreas donde están los 20.000 pozos inactivos, mayormente en el edo. Zulia, si se incrementa la recuperación suplementaria de petróleo, y si se desarrollan los proyectos termoeléctricos, y petroquímicos. De allí las oportunidades de utilizar todo el gas que pueda ser producido, en especial el no asociado al petróleo, como será el que se produzca costa afuera en el proyecto Rafael Urdaneta (Paraguana) y en Oriente.

Estimados de consumo:

En la matriz energética secundaria de Venezuela, para el año 2025 el gas metano presenta un crecimiento del 4,87% interanual, para llegar a 7.400 Mpc/d es decir el 55% del mercado energético de Venezuela. De ese total el mercado interno de occidente podría consumir el 30%, es decir unos 2.200 Mpc/d, que puede ser suplido por el desarrollo de las reservas de Paraguana, ello sin incluir los consumos de la industria, que serían cubiertos mayormente con la producción de gas asociado en el Lago de Maracaibo y de la costa Oriental del Lago; el resto del mercado interno, 5.200 Mpc/d, puede ser suplido con el gas Costa Afuera de Oriente y la producción de gas del Área de Anaco. Para hacer la estimación se usaron los porcentajes de utilización de 1998, lo que

representa un importante desarrollo de todos los sectores, que hasta la fecha han estado limitados.

Por otra parte, PDVSA recientemente presentó estimados de consumos acumulados hasta el 2023, de los principales sectores consumidores de gas metano como combustible, que sumarian unos 45 tcf. Adicionalmente, incluí los requerimientos de gas natural para la Faja (9 tcf), y los tradicionales (EyP, PQV, 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 (Mpc/d). Más detalles en el Cuadro No 1.

Cuadro No 1

Requerimientos de gas metano por sectores al año 2023	tcf	Mpc/d
Eléctrico, por expansión termoeléctrica en 8.400 MW	15	3.736,0
Por el aumento de la producción en 2,3 Mb/d	11	2.739,7
Petroquímico, por aumento en la producción en 25 Mtma	10	2.490,7
Siderúrgico y aluminio, por incremento producción en 2 Mtma	6	1.494,4
Refinerías, por incremento de capacidad en 500 mb/d	3	747,2
Requerimientos Faja del Orinoco	9	2.241,6
Total nuevos requerimientos principales como combustible	54	13.449,6
Total requerimientos tradicionales combustible, EyP y PQV	24	6.000,0
GRAN TOTAL DE REQUERIMIENTOS	78	19.449,6

Caracas, 24 de agosto 2011