

Barriles de Papel No. 175®
Porque producir las reservas de crudos convencionales

Académico, Ing. Diego J. González C.

Venezuela posee reservas probadas de crudos convencionales del orden de los 40.997 millones de barriles (mmbls). Esta cifra es mayor que las de Brasil (12.800 mmbls), México (7.200 mmbls), Ecuador (8.300 mmbls), Argentina (2.200 mmbls), Colombia (1.700 mmbls) y Perú (1.200 mmbls) sumadas; y casi las de los EE.UU (50.000 mmbls). Las cifras de reservas de estos países tienen como fuente las estadísticas de BP a 2017¹.

De las reservas probadas de crudos convencionales apenas están desarrolladas 8.913 mmbls, es decir, el 21,7%, por lo que las no desarrolladas suman 32.084 mmbls, el 78,3%.

Las Normas del Ministerio de Petróleo² definen como reservas probadas no desarrolladas, *los volúmenes de hidrocarburos que no pueden ser recuperadas comercialmente a través de los pozos e instalaciones existentes*, es decir, aquellas que no tienen pozos para explotarlos, y necesitan de la construcción de infraestructura para su explotación, tales como estaciones de flujo, plantas de compresión, sistemas de tratamiento, oleoductos y gasoductos.

Definimos como crudos convencionales los que Venezuela tradicionalmente ha comercializado y utilizado como carga para las refinerías nacionales, es decir, los condensados, livianos, medianos, y pesados (tipo Costa Bolívar o Boscan, entre otros).

La ventaja de tener ese alto volumen de reservas no desarrolladas es que no necesitan actividad exploratoria, que al combinarlo con los miles de pozos inactivos “capaces de producir” según la clasificación del Ministerio de Petróleo, que están en o cerca de esas reservas, y las nuevas tecnologías de pozos horizontales y de levantamiento artificial, hacen sus costos de explotación más que competitivos, cuando se ofrezcan, por el Ente regulador a crearse, en sucesivas Rondas a particulares nacionales y extranjeros.

En el Cuadro No. 1, a modo de referencia, se comparan las reservas probadas totales y desarrolladas del año 2016, con las de 1998, último año de la PDVSA

¹ <https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-full-report.pdf>

²

http://www.minpet.gob.ve/images/servicio/reserva_tierra/DefinicionesyNormas_de_ReservasdeHidrocarburos.pdf

democrática. Las reservas de la FPO en 1998 correspondían a las de las 4 Asociaciones y Bitor. Los cambios en las cifras no se analizaran en esta ocasión.

CUADRO No. 1
Reservas Probadas Desarrolladas 1998 y 2016

<u>Tipo de Hidrocarburos</u>	Total Reservas Probadas 2016	Total Reservas Desarrolladas 2016	% de Desarrolladas 2016	Total Reservas Probadas 1998	Total Reservas Desarrolladas 1998	% de Desarrolladas 1998
<u>Cifras en millardos de barriles 2016 y 1998</u>						
Gas húmedo	0,002	0,001	50,0	0	0	0,0
Condensados	2,497	0,535	21,4	1,922	1,007	52,4
Liviano	10,743	1,711	15,9	9,292	3,522	37,9
Mediano	9,538	1,911	20,0	12,505	6,609	52,9
Pesados	18,217	4,755	26,1	16,742	5,562	33,2
Total Convencionales	40,997	8,913	21,7	40,461	16,700	41,3
Faja del Orinoco	261,253	4,031	1,5	35,647	0,751	2,1
Reservas totales	302,250	12,944	4,3	76,108	17,451	22,9
Gas Natural, tcf	202,7	39,4	19,4	146,573	102,086	69,6

Fuente: PDVSA, Informes de Gestión 1998 y 2016. Cálculos propios

Con respecto al sistema de Rondas para otorgar el mayor número de oportunidades para nacionales y extranjeros, podemos seguir los ejemplos del Golfo de México y de la provincia de Alberta en Canadá. En el Golfo de México, su Ente regulador el BOEM³ ofrece periódicamente a la venta sus cientos de bloques disponibles⁴; así, el Ente regulador de la provincia de Alberta⁵ ofrece todos los días localizaciones para su explotación⁶.

Deseamos aprovechar ésta ocasión para informar sobre la situación del Campo Faja Petrolífera del Orinoco (FPO). En primer lugar dejar claro que en 1998 la producción de la FPO fue marginal porque: la Operadora Cerro Negro, ahora Petromonagas, comenzó su proceso de mejoramiento en junio 2001. Petrozuata, ahora Petroanzoategui, comenzó su producción temprana en septiembre de 1998. Sincor, ahora Petrocedeño, perforo su primer pozo en 1999 y el plan de explotación comercial comenzó en 2001. Ameriven, ahora Petropiar, inicio

³ El BOEM: Bureau of Ocean Energy Management (<http://www.boem.gov/About-BOEM/>)

⁴ Venta de Bloques por el BOEM: <https://www.boem.gov/GOMR-Historical-Lease-Sale-Information/>

⁵ El AER de Alberta <https://www.aer.ca/>

⁶ <https://www.aer.ca/providing-information/data-and-reports/statistical-reports/st1>

operaciones de producción en 2001. Bitor, ahora Sinovensa, inicio la comercialización de la Orimulsión® en 1988.

Hemos escrito que sobre el desarrollo futuro de la FPO, en primer lugar dividirla en cientos de bloques (para que las tecnologías de explotación rindan los mejores resultados, porque la mayoría de las térmicas son para áreas pequeñas), y las Rondas que se realicen para esta, deberán tener condiciones especiales de impuestos y regalías, y dejar libre que cada licenciataria, sin la participación de alguna empresa estatal, utilice cualquiera de las 13 tecnologías para su explotación, y cualquiera de las cinco (5) formas de comercialización, solas o varias a la vez, solamente siguiendo las reglas de explotación, conservación de los yacimientos y ambientales que establezca el Ente regulador a crearse.

Así como otorgar los permisos que sean necesarios para los que quieran construir mejoradores adicionales, que no tienen que ser necesariamente los mismos explotadores; y otorgar permisos para los transportadores y almacenadores de esos crudos; y por supuesto, para todos los sistemas de generación eléctrica y de vapor que se necesitaran.

Ha sido un paradigma que los explotadores hagan todo lo anterior, como ocurrió en las cuatro Asociaciones Estratégicas. Debemos aprender de cómo se han desarrollado los hidrocarburos en las lutitas (*shales*) en los EE.UU. donde concurren miles de empresas de todo tipo.

El Ente regulador ofrecerá los Bloques de la Faja en Rondas y el que desee hacer negocios con esos crudos obtendrá sus licencias y permisos.

Por supuesto, todo este proceso de Apertura debe venir precedido de Reglas Claras, respeto a la propiedad privada y al estado de derecho, al cambio de las leyes cambiarias del Banco Central de Venezuela y las leyes del Trabajo, entre otras cosas institucionales.

Caracas, noviembre 2018

Académico, Ing. Diego J. González Cruz
gonzalezdw@gmail.com
Senior Associate E&P and Natural Gas
GBC Global Business Consultants (www.gbc-laa.com)

Miembro Correspondiente de la Academia Nacional de la Ingeniería y el Hábitat
Fundador y Ex Presidente del Centro de Orientación en Energía (COENER)
Coordinador del Centro de Estudios de Energía-CEEV de CEDICE-LIBERTAD

Teléfonos: +58 416 605 8299; Ofic. +58 212.267.1687