

BARRILES DE PAPEL N0 80
Cuanto petróleo puede producir Venezuela
Ing. Diego J. González cruz

Hemos insistido en que una cosa es tener recursos de hidrocarburos por descubrir, otra tener reservas probadas desarrolladas, otra tener reservas probadas no desarrolladas, otra tener un potencial de producción, y finalmente otra es la producción real del país.

Las normas del Ministerio de Energía definen **Recursos por descubrir** (...). *Las cantidades de hidrocarburos que, en una fecha determinada, se estiman podrían existir en acumulaciones y yacimientos aun no descubiertos, pero que se presume su existencia sobre la base de la información de geología de superficie, sensores remotos, gravimetría, sísmica y/u otros métodos...* **Reservas probadas desarrolladas** (...) *Están representadas por el volumen de hidrocarburos comercialmente recuperable del yacimiento por los pozos e instalaciones existentes. Dentro de esta definición se incluyen las reservas detrás de la tubería revestidora que requieren un costo menor y generalmente no requieren uso de taladro para incorporarlas a producción. También se incluyen las que se esperan obtener por la aplicación de métodos comprobados de recuperación suplementaria cuando los equipos necesarios hayan sido instalados...* **Reservas probadas no desarrolladas** (...) *Son los volúmenes de reservas probadas de hidrocarburos que no pueden ser recuperadas comercialmente a través de los pozos e instalaciones existentes. Incluye las reservas detrás de la tubería que requieren un costo mayor para incorporarlas a producción y las que necesitan de nuevos pozos e instalaciones, o profundización de pozos existentes...* **Potencial de producción** es (...) *capacidad máxima de producción de un campo, yacimiento o pozo sin restricciones por un periodo promedio de 3 meses. Y la Producción real es (...) la producción medida o fiscalizada promedio de un campo, yacimiento o pozo en cualquier periodo, con todas las restricciones de infraestructura, mantenimientos, mercado, etc...*

En el caso de Venezuela las cifras oficiales hablan de recursos por descubrir de unos 43,7 millardos de barriles de petróleo (giga barriles-Gb) en las áreas tradicionales; de reservas probadas totales de 296.501 Gb, de reservas probadas desarrolladas de apenas 14,2 Gb (4,8%); de reservas probadas no desarrolladas de 282,3 Gb (95,2%); de un potencial de producción de 3.514.000 barriles diarios (b/d) y de una producción real de 2.970.000 b/d (84,5% del potencial).

Factores a tomar en cuenta para elevar la producción

1. La primera opción es desarrollando las reservas probadas no desarrolladas.
2. Un segundo elemento a considerar para hacer estimados de producción futura de petróleo es la cifra de “factor de recobro”, es decir la cantidad de petróleo que se puede recuperar del petróleo total en los yacimientos, con las tecnologías, recursos humanos y precios existentes. En el caso de Venezuela PDVSA ha informado que el factor de recobro de los crudos condensados/livianos/medianos esta en 30,23%; el de los crudos pesados y extra pesados en 11,05%, para un

promedio nacional de 15,45%. Este promedio nacional está muy por debajo del promedio estimado internacional (40%), lo que dice que hay oportunidades de elevar la producción elevando el factor de recobro de los yacimientos.

3. El otro factor a considerar para elevar la producción es el número de pozos inactivos existentes, de los cuales un % se podría reactivar, y lo más importante es que en sus áreas de influencia hay reservas probadas que solo debe procederse a explotarlas. La cifra oficial del ministerio de Energía, para el 31-12-2008, de pozos capaces de producir es de 34.348, de los cuales están en producción 16.687 (48,6%), y están cerrados pero son “capaces de producir” 17.637 (51,4%). Para el 2011 el número debe ser mayor. Algunos técnicos consideran que miles de esos pozos están perdidos (no pueden ser recuperados), por el tiempo que tienen inactivos, y habrá que reemplazarlos completamente con pozos nuevos. Muchos de estos pozos están en campos totalmente inactivos, que podrían darse en licencias, pero la mayoría está en áreas en producción de PDVSA, lo que dificulta su asignación individual, pero pueden ser tratados por empresas mixtas que también manejarían los pozos activos vecinos (el caso de los campos Boscan y Dación son emblemáticos en este modelo). En la 1ra. Ronda se reactivaron 177 pozos, en la 2da. Ronda 1.627, y en la 3ra. Ronda 1.635 pozos para un total de 3.439 pozos.

4. Explorando y desarrollando los recursos por descubrir.

Este fue el caso de las 8 áreas que se otorgaron bajo la figura de exploración a riesgo y ganancias compartidas. De las 8 áreas licitadas 3 resultaron exitosas (La Ceiba, Golfo de Paria Este y Oeste), es decir un éxito exploratorio de 37,5%, muy bueno para la actividad.

Resumiendo, hay posibilidades de incrementar la producción de petróleo, desarrollando las reservas probadas no desarrolladas, mejorando los factores de recobro, reactivando las áreas de pozos cerrados y desarrollando los prospectos exploratorios, en ese orden.

Ante de contabilizar cualquier aumento de producción, será indispensable incluir en las economías y los estimados la actividad que hay que mantener para contrarrestar la **declinación natural de producción** (tanto la mecánica como la de yacimientos). Históricamente PDVSA ha hablado de una declinación promedio de alrededor de 25% (13% de yacimientos y 12% mecánica) en las áreas tradicionales. Y esta declinación se recupera con la perforación de nuevos pozos (en áreas tradicionales y nuevas) y la reparación de otros. Como referencia diremos que la IEA habla de un promedio mundial de 9,1% de declinación de yacimientos.

Antecedentes

1. Período 1917 -1970

La primera producción de petróleo registrada en el PODE (ver el 1979) data del año 1917 y fue de 332 barriles diarios (b/d) de una gravedad promedio de 17,8

°API. Desde esa fecha hasta 1970 la producción fue en constante ascenso, para alcanzar el tope histórico para Venezuela de 3.708.000 b/d, de una gravedad promedio de 25,2 °API. Es decir, en ese periodo de 53 años podemos decir que la producción diaria tuvo un incremento inter anual de 69.956 b/d, incluida la compensación de la declinación de producción. Para ser mas estadísticamente precisos y considerar el desarrollo de la industria, podemos decir que la producción alcanzó el millón de barriles (1.064.326 b/d) en 1946, es decir en 29 años, un incremento interanual neto de 36.700 b/d. Sin embargo, el siguiente millón adicional (2.157.216 b/d) se alcanzó en 1955, es decir en apenas 9 años, a una tasa interanual de 121.432 b/d. Y los tres millones de barriles diarios se sobrepasaron en los 7 años siguientes (1962), cuando la producción promedió 3.199.771 b/d (de 25,7 °API promedio). Para alcanzar el máximo antes mencionado en 1970 (3.708.000 b/d), ocho años después, hubo un incremento interanual modesto de apenas 63.529 b/d, siempre compensando la declinación de producción. Para el 31 de diciembre de 1970 de los 19.366 pozos capaces de producir, estaban 12.128 pozos en producción y había 7.238 cerrados, es decir apenas el 37,4%. Al cierre de 1970 el promedio de producción por pozo fue de 305,7 b/d. En este periodo los precios del petróleo oscilaron entre 0,61 US\$/b (1933) y 2,50 US\$/b (1958). El tipo de cambio fluctuó entre 3,19 Bs./US\$ (1938) y 4,50 Bs./US\$ (1970). Un hecho curioso es que en 1932 llego a 6,77 Bs./US\$, después de estar sobre 5,00 Bs./US\$ desde 1920.

1. Período 1971- 1986

Este periodo es crítico para evaluar el comportamiento de la producción declinante por reducción de la actividad. El primer elemento fue el anuncio de la reversión anticipada de las concesiones (1970), luego la estatización de la industria (1976) y finalmente el sistema de cuotas OPEP (a partir de marzo 1982) En los 15 años de este periodo la producción descendió al nivel mínimo histórico de 1.681.000 b/d, es decir un descenso inter anual promedio de 135.133 b/d. Para el 31 de diciembre de 1986 de los 26.239 pozos capaces de producir había 16.385 cerrados, es decir el 62,4%. Al cierre de 1986 el promedio de producción por pozo fue de 170,6 b/d. En este periodo la gravedad de los crudos producidos bajo a 24,1 °API promedio. En este periodo los precios del petróleo oscilaron entre 2,35 US\$/b (1971) y 29,71 US\$/b (1981). En 1986 llegarían tan bajo como 12,82 US\$/b. El tipo de cambio fluctuó entre 4,30 Bs./US\$ (1971) y 19,87 Bs./US\$ (1986). Entre 1971 y 1979 los desembolsos para inversiones en activos fijos fueron mínimo, totalizando apenas 5.192,7 millones de dólares en esos 10 años. De 1979 a 1983 subieron, para desplomarse hasta llegar en 1986 a apenas 754 millones de dólares.

2. Período 1987 – 1998

En estos 13 años ocurrió el más importante repunte de la producción, llegando en 1998 a un promedio de 3.329.000 b/d, es decir un aumento de 1.648.000 b/d. Un incremento neto inter anual de 126.769 b/d. La gravedad promedio del crudo producido después de alcanzar un tope de 26,5 °API (1989), cerró este periodo en

24,7 °API promedio. Al 31 de diciembre de 1998 de los 29.547 pozos capaces de producir había 14.494 pozos produciendo y 15.053 estaban cerrados, es decir el 50,9%. Al cierre de 1998 el promedio de producción por pozo fue de 229,7 b/d. En este periodo ocurrió un importante aumento de la producción en el Lago de Maracaibo, en los campos Centro, Ceuta, Lama y Lamar, así en los campos Boscan y Barua en tierra. Y en el Oriente del país por la entrada de los gigantescos campos del Norte de Monagas (El Furril), y el sustancial aumento de la producción de los campos Santa Bárbara, Jusepin y Oritupano. También en este periodo entraron los importantes campos descubiertos en Apure: Guafita y La Victoria. Entre 1992 (I Ronda), 1993 (II Ronda) y 1997 (III Ronda) se aprobaron las 3 rondas de Convenios para operar un total de 32 campos. La actividad exploratoria en los Convenios Operativos comenzó en 1994. En las tres rondas se reactivaron más de 3400 pozos de los clasificados como inactivos. Entre 1993 y 1998 se aprobaron las 4 Asociaciones Estratégicas de la Faja. En 1995 se aprobaron los 8 Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas, y su actividad exploratoria comenzó en 1996. Los desembolsos en inversiones netas en activos fijos en la IPN entre 1987 y 1998 fueron de 44.348,68 millones de dólares corrientes. En este periodo los precios del petróleo oscilaron entre 10,57 US\$/b (1998) y 20,33 US\$/b (1990). El tipo de cambio fluctuó entre 27,87 Bs./US\$ (1987) y 550,71 Bs./US\$ (1998).

3. Período 1999 – 2001

En los tres primeros años del actual gobierno la producción se incremento ligeramente, llegando a 3.342.000 b/d en 2001. La gravedad promedio descendió a 23,5 °API promedio, por la plena incorporación de la Faja de 113.000 a 306.000 b/d). La producción se elevó en las jurisdicciones de Maracaibo y Barcelona, y bajó levemente en Apure-Barinas. Al 31 de diciembre 2001 los pozos capaces de producir sumaban 32.138, de los cuales 15.092 estaban en producción (47%) y 17.046 pozos estaban cerrados (53%). Al final de este periodo la producción por pozo declinó a 221,4 b/d, comparado con el valor de 1998. En 2001 la producción de los Convenios alcanzó los 502.011 b/d. En 2001 la Faja promedió una producción de 306.000 b/d (73.000 b/d de Bitor). En este periodo los precios del petróleo oscilaron entre 16,04 US\$/b (1999) y 25,91 US\$/b (2000). El tipo de cambio fluctuó entre 609,6 Bs./US\$ (1999) y 724,22 Bs./US\$ (2001). Los desembolsos en inversiones netas en activos fijos en la IPN entre 1999 y 2001 fueron de 44.348,68 millones de dólares corrientes.

4. Período 2002 – 2010

En este periodo los análisis se dificultan por la opacidad de las cifras, recordando que PDVSA se retiró de la *US Securities & Exchange Commission* (último informe a la SEC de 2004) por no poder cumplir con los requisitos de ésta en materia de entrega de la información sobre el comportamiento de la Corporación en tiempo y en respaldo técnico y económico de las cifras presentadas. En este periodo hay que usar la información oficial del PODE hasta 2008 y el Informe de Gestión

PDVSA 2010, para los años 2009 y 2010. Al 31 de diciembre de 2010 la estatal dice que la producción promedio de petróleo fue de 2.975.000 b/d y hay 18.557 pozos activos, es decir que la producción promedio por pozo fue de 160,3 b/d, un descenso importante con respecto a 2001. La información a 2010 por jurisdicción es como sigue: Maracaibo-Falcón 832.000 b/d (1.560.000 b/d en 2001), en Barinas-Apure 61.000 b/d (109.000 b/d en 2001) y Oriental 2.082.000 b/d (1.979.000 b/d en 2001). Como se observa, con la excepción de la Oriental, la producción en las otras áreas se ha reducido drásticamente en estos nueve años. Para 2008 la gravedad de los crudos producidos fue de 21,6 °API promedio. Cada vez más pesados por el efecto Faja). En 2004 la producción de los Convenios alcanzó su máximo histórico de 518.000 b/d. A partir de 2006 se convirtieron en empresas mixtas. En 2005 la Faja alcanzó su máximo histórico de producción de 663.000 b/d (61.000 b/d de Bitor), con cerca de 1.000 pozos produciendo, es decir un exitoso rendimiento promedio por pozo de 663 b/d. En este periodo los precios del petróleo oscilaron entre 22,10 US\$/b (2002) y 86,49 US\$/b (2008). El tipo de cambio fluctuó entre 1.165,42 Bs./US\$ (2002) y 4.3 Bs.F./US\$ (2010). En este periodo (hasta 2008) los desembolsos por inversiones fueron de 44.280 millones de dólares, recordando que todas las cantidades presentadas, son cifras oficiales extraídas del PODE y del Informe 2010 PDVSA.

Primeras conclusiones

1. Cualquier estimado de aumento de la producción debe considerar la compensación de la declinación de yacimiento y la mecánica. Por ejemplo si la producción a final de año cierra en 3.000.000 b/d y no hay ninguna actividad, y la declinación anual es 20%, al final del año siguiente se habrán perdido 600.000 b/d, así que para tener los mismos barriles de comienzo del nuevo año hay que reponer esos 600.000 b/d, antes de pensar en cualquier incremento neto.
2. En los períodos analizados después de más de 90 años de explotación, el incremento neto de producción inter anual ha estado entre 69.956 b/d y 126.769 b/d.
3. El promedio de producción por pozo estuvo en un máximo de 305,7 b/d, en el periodo 1917-1970, al mínimo actual de 160,3 b/d (período 2002-2010).

Cuánto petróleo puede producir Venezuela a partir de 2013?

1. Auditorias

Cualquier aumento neto de producción de petróleo, por encima de la que recibirá el nuevo gobierno democrático, comienza por conocer qué producción se recibirá al cierre del año 2012, información nada fácil de obtener, pues será necesario disponer de las auditorias de producción necesarias a nivel de cada Cuenca o Jurisdicción (Maracaibo, Barinas-Apure, Barcelona y Maturín), por tipo de crudo (condensado, liviano, mediano, pesado, extra pesado y bitumen), así como el

detalle de qué producción es originada por “esfuerzo propio”- gestión directa, es decir por PDVSA EyP, y cuanto por las empresas mixtas.

Las cifras oficiales indican que al cierre de 2010 la producción por “gestión directa” de PDVSA fue de 2.130.000 b/d (71,6%) y la de las empresas mixtas 845.000 b/d (28,4%), es decir que las auditorías deberán hacer énfasis en las cifras de “gestión directa”, suponiendo que las cifras de las empresas mixtas podrán ser respaldadas por las empresas privadas.

2. Recursos humanos

Sera también indispensable conocer la situación de los recursos humanos (en especial lngs. de petróleo, geólogos, geofísicos, planificadores y personal de campo) que participan en la generación de producción por “gestión directa”, y de su disposición a continuar trabajando para la estatal, de nuevo suponiendo que se contara al máximo con el personal de las empresas privadas.

3. Infraestructura de producción y procesamiento

Cualquier mantenimiento e incremento de la producción de petróleo y gas natural va a depender de las condiciones de la infraestructura de producción, refinación y procesamiento de gas natural. Esto también debe ser objeto de las respectivas auditorías, y disponer del presupuesto necesario para restablecer cualquier situación negativa.

4. Apoyo del sector privado nacional e internacional

- En primer lugar habrá que contar con las empresas privadas que actúan hoy en las empresas mixtas, y solicitarles programas para maximizar la producción de los campos donde actúan hoy, y de la posibilidad de que puedan operar campos y/o áreas vecinas. En especial las empresas CNPC, Total, Statoil, Chevron, Sinopec, Petrobras, Grupo ENI, BP, ONGC y Repsol.
- Partiendo de la premisa que el nuevo ministerio de Energía estará funcionando, así el Ente Regulador de los Hidrocarburos, estos tendrán que solicitar a PDVSA la devolución de los campos que están completamente inactivos, y de las áreas en producción pero que tienen un número importante de pozos inactivos, que no estén comprometidos en empresas mixtas, para que el Ente Regulador proceda a la brevedad a invitar a empresas internacionales y las nacionales que se crearen, a licitar por esas áreas, bajo la figura de empresas mixtas, mientras se cambia la Ley de Hidrocarburos de 2006 y se deroga el Decreto 5.200 de febrero 2007 (que obliga a que las empresas mixtas sean 60% Estado y 40% privado).

- PDVSA, a partir de 2009 firmó con empresas estatales y algunas privadas contratos para realizar Estudios conjuntos de 24 campos maduros ubicados en el Occidente y Oriente del país. Inclusive en varios de ellos ya se constituyeron empresas mixtas (PDVSA Informe 2010, págs. 95-97)) El nuevo ministerio de Energía deberá solicitar los resultados o el estado en que están dichos estudios, y esas empresas mixtas, para tomar decisiones sobre los mismos, en especial en los que haya una mayoría de pozos inactivos. Habrá que prestar prioridad a los contratos firmados para la creación de empresas mixtas con empresas privadas como Odebrecht y SIPC de China. Se tendrá que hablar con las estatales Belorusneft de Bielorusia (6 campos), Cupet de Cuba (4 campos), Sonagol de Angola (2 campos) y Petropars de Irán (1 campo), para ver qué planes reales tienen de producir esos campos, y si disponen de los recursos financieros y humanos necesarios para trabajar esos campos.
- En el caso de la Faja, con voluntad política, habrá que solicitar a las empresas que la manejaron hasta 2008, vuelvan a tomar las riendas de las Asociaciones, y por qué no, invitar a ExxonMobil y ConocoPhillips a regresar al país. Las 4 Asociaciones estaban listas para llevar la producción a un millón de barriles diarios. Sobre la “producción temprana” de los bloques recientemente otorgados, en especial a empresas privadas, tendrá que hablarse con estas, para ver en cuanto tiempo pueden alcanzar sus mejores niveles de producción estimados

Todo lo anterior, solo podrá ser posible si Venezuela envía mensajes muy claros a los capitales nacionales e internacionales y al mundo que está mejorando sus indicadores sobre el respeto a la propiedad privada. El IPRI (<http://www.internationalpropertyrightsindex.org/>) ubica al país en el último lugar en el mundo en el respeto a los derechos de propiedad.

5. Algunos indicadores preliminares

- Aspectos económicos: comenzando con los campos inactivos y las áreas que producen pero que tienen miles de pozos inactivos, así como las áreas asociadas a las reservas probadas no desarrolladas, hay un buen indicador de la factibilidad de hacer las inversiones requeridas en los mismos; valga decir que en los EE.UU., donde se paga en dólares a los trabajadores, y los impuestos y regalías son rigurosos, uno de cada seis barriles que se producen provienen de pozos que producen menos de 10 b/d, clasificados como marginales, estos suman cerca de 420.000 (el 78% de los pozos del país) y producen unos 915.000 b/d en total. <http://stripperwells.com/> o http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/EP_Technologies/ImprovedRecovery/StripperWellTech/StripperWell.html. Con esto queremos enfatizar que si hay voluntad política y las reglas están claras, vendrán los capitales nacionales e internacionales a producir en Venezuela,

donde cualquiera de las áreas inactivas produciría mucho más que los pozos marginales de los EE.UU.

- Si se estima que el 50% de los pozos inactivos (9.000 pozos) son reactivables o pueden ser reemplazados por nuevos pozos con mejores tecnologías, y se les asigna una producción conservadora, 200 b/d/pozo, se estaría hablando de una producción importante para compensar la declinación e incrementar la producción. El tiempo en que se alcance esa producción va a depender principalmente de los recursos financieros, de los recursos humanos, y de los equipos de perforación y reparación de pozos que se disponga.
- La producción de la Faja puede incrementarse, dejando trabajar a los particulares. Se puede hablar de una producción sostenida promedio de 1.000 b/d/pozo en los primeros años, con lo que depende del número de pozos (macollas) que se puedan perforar anualmente. De nuevo, el tiempo en que se alcance esa producción va a depender principalmente de los recursos financieros, de los recursos humanos, y de los equipos de perforación y reparación de pozos que se disponga.
- Las áreas nuevas en tierra, los más de 650 prospectos exploratorios identificados por PDVSA desde hace muchos años, antes de 5-8 años no entran a producir plenamente. Sin embargo, un éxito exploratorio de 20% crearía más de 120 nuevas compañías medianas y pequeñas. Corocoro, campo descubierto que estaba en esa lista de prospectos, está produciendo hoy sobre 40.000 b/d.
- Habrá que hacer énfasis en el reemplazo de las reservas de crudos condensados, livianos y medianos, que son de las que menos se tiene (apenas 7,6% del total oficial), las que más se están agotando, y a la vez las que más necesitan las refinerías nacionales para garantizar los suministros de gasolina y diesel al mercado interno. Valga recordar que estos son los casos que hace necesario el mecanismo de regalías flexibles (motivo de reforma de la Ley a estudiar), para estimular la exploración y desarrollo de los campos que contengan estos crudos.
- En los EE.UU. para áreas convencionales se habla de costos para encontrar y desarrollar nueva producción de hasta 25 US\$/barril, para lo que se necesitaran precios estables entre 70 y 80 US\$/barril.

Conclusión final

Dejemos que sean la PDVSA reorganizada, las empresas nacionales e internacionales que vendrán, una vez que las reglas estén claras, las que digan al Ente Regulador de los Hidrocarburos y al país, cuanto petróleo y gas natural pueden producir.

Diego J. González Cruz
gonzalezdw@gmail.com . Caracas, 31 de agosto 2011