

LA INDUSTRIA PETROLERA VENEZOLANA

UNA NUEVA OPORTUNIDAD HISTÓRICA

Francisco J. Monaldi

Venezuela tiene una oportunidad histórica de impulsar la industria petrolera, con un mercado petrolero muy favorable y una base de recursos casi inagotable. Tiene, además, proyectos de inversión por más de 100.000 millones de dólares, que permitirían hasta duplicar la producción actual. Sin embargo, los graves problemas y las tendencias negativas que enfrenta la industria hacen que, de continuar las políticas vigentes, este potencial de inversión e incremento de ingresos se vaya muy probablemente a desaprovechar.

LAS GRANDES OPORTUNIDADES que actualmente tiene la industria petrolera venezolana contrastan con la delicada situación en la que se encuentra. Desde 1997, la producción nacional ha seguido una tendencia declinante y no se han cumplido los recurrentes planes de expansión propuestos por Pdvsa. Estos planes proyectaban para nuestros días la duplicación de la producción, es decir, unos seis millones de barriles diarios. La falta de inversión, necesaria para revertir la declinación, se ha combinado con problemas de recursos humanos y el deterioro de las capacidades técnicas nacionales, para impedir el desarrollo del potencial de la industria. En los últimos cinco años, la deuda de Pdvsa se ha multiplicado por más de diez; circunstancia que contrasta con la incapacidad para incrementar de manera sostenida la inversión en producción. El número de empleados también ha crecido espectacularmente: más del doble durante la última década. Este incremento es aún más preocupante en un período de producción declinante, y solo se explica parcialmente por las actividades no petroleras que ha asumido Pdvsa. Otros indicadores, como el número de accidentes en producción y refinación, muestran también una tendencia muy preocupante. La debilidad de la industria petrolera hace que el viento de cola la encuentre con algunas velas abajo y otras despedazadas. Es urgente reparar el barco y aprovechar las oportunidades que se presentan.

Francisco J. Monaldi, director del Centro Internacional de Energía y Ambiente del IESA.

Una oportunidad histórica: mercados en auge y abundantes recursos

La combinación de precios altos, demanda creciente de hidrocarburos y una inmensa base de recursos ofrece una oportunidad sin precedentes para la industria petrolera; aunque con importantes riesgos a corto plazo (por las dificultades para predecir los precios) y largo plazo (por la posible obsolescencia del negocio petrolero).

Condiciones de mercado favorables

Durante la última década se ha experimentado el auge más significativo y sostenido del precio del petróleo en la historia mundial. El promedio de la cesta venezolana fue de 101 dólares en 2011. En términos reales se han superado los picos históricos de precio, alcanzados en los años setenta y ochenta. El incremento del precio ha sido producto, fundamentalmente, del auge económico de China y el resto de Asia, que ha representado con mucho el principal motor del incremento de la demanda petrolera mundial. La crisis financiera de 2008, si bien produjo una caída del crecimiento de la demanda global de energía, no generó un cambio en la tendencia estructuralmente alcista.

Las proyecciones de los precios del petróleo para la próxima década son muy favorables, aunque persisten importantes interrogantes sobre la salud de la economía mundial. El consenso casi unánime de los analistas prevé precios promedio superiores a 125 dólares en los próximos cinco años. Estas proyecciones se basan en la expectativa de un continuado incremento de la demanda de las economías emergentes y en la dificultad de la oferta mundial de petróleo para mantenerse al ritmo de la demanda. Los países de la OPEP, que concentran más del ochenta por ciento de las reservas mundiales, no han logrado una expansión de la producción que compense el auge de la demanda, y los países no-OPEP tienen que hacer inversiones cada vez más costosas para explorar y producir crudo.

Es necesario, sin embargo, introducir una nota de cautela con respecto a los pronósticos de los precios. Si bien en la última década la tendencia alcista ha sido consistente con las proyecciones de la mayoría de los analistas, en el pasado las proyecciones han estado notoriamente erradas al prever cambios de tendencias. Los analistas han tendido a proyectar linealmente las tendencias del pasado hacia el futuro, sin comprender los cambios estructurales en el mercado. Ha resultado muy difícil predecir con precisión los cambios en la tecnología, que afectan la eficiencia energética y el potencial de producción de hidrocarburos, lo que ha conducido a importantes errores de cálculo; particularmente en tiempos de precios altos, durante los cuales se hace muy rentable el desarrollo de nuevas tecnologías.

Inmensa base de recursos

En 2011 Venezuela reportó reservas probadas por 297.000 millones de barriles. Estas reservas superarían a las de Arabia Saudí, hasta ahora el líder mundial en esta materia. Según se calcula, la base total de recursos hidrocarburíferos en la Faja del Orinoco superaría los 1,2 billones de barriles, lo que sin duda constituye uno de los mayores reservorios de hidrocarburos del planeta, únicamente comparable con las arenas bituminosas de la provincia de Alberta, en Canadá. Sin embargo, solo una fracción de esos recursos puede ser extraída comercialmente e incorporada a las reservas probadas.

Para obtener la cifra oficial de reservas el gobierno venezolano utilizó una tasa de recobro de veinte por ciento de los

recursos de la Faja del Orinoco. Esta tasa no se ha logrado en la explotación de crudos extrapesados en el país; de hecho, no se ha superado el diez por ciento. Si bien con técnicas de recuperación secundaria y terciaria (por ejemplo, calentamiento) es factible incrementar la tasa de recobro, posiblemente a un veinte por ciento o incluso más, para el cálculo de las reservas probadas se deben usar tasas ya alcanzadas comercialmente. Por lo tanto, una cifra más conservadora de reservas probadas se basaría en una tasa de recobro de diez por ciento, con lo cual las reservas probadas de Venezuela alcanzarían unos 185.000 millones de barriles. Serían las segundas reservas mayores del mundo, detrás de Arabia Saudí, pero por delante de las de Canadá, Irán e Irak. Con la cifra oficial de reservas Venezuela tendría el 20 por ciento de las reservas mundiales de crudo, el 26 por ciento de las de los países de la OPEP, el 75 por ciento de las reservas del continente americano y el 92 por ciento de las reservas de Suramérica.

Otra manera de evidenciar la abundancia de las reservas venezolanas consiste en calcular, con base en el ritmo de producción actual, el número de años que tardarían en agotarse

El número de empleados de Pdvsa ha crecido espectacularmente: más del doble durante la última década

las reservas probadas (la relación reservas/producción). Para Venezuela esta cifra supera los tres siglos. Mientras que si se considera el número de años en que pudiera garantizarse el consumo interno actual la cifra superaría el milenio.

El Servicio Geológico de Estados Unidos, una respetada autoridad en esta materia, calcula que los recursos totales eventualmente recuperables de la Faja del Orinoco superan los 500.000 millones de barriles (con una tasa de recobro del 45 por ciento), casi el doble de las reservas probadas de Arabia Saudí. Si bien esta cifra es más especulativa, da una idea de la magnitud inmensa de la base de recursos de Venezuela.

Una manera alternativa de analizar la concordancia entre producción y reservas es la tasa de extracción; es decir, el porcentaje de las reservas que se extrae en un año a la actual tasa de producción. Para el caso de Venezuela esta cifra ha venido cayendo, debido al declive de la producción y el aumento de las reservas. Actualmente ese indicador es 0,4 por ciento, el menor entre los países de la OPEP y otros relevantes exportadores de petróleo. Las tasas en el Medio Oriente triplican las de Venezuela y la de Rusia es doce veces mayor. Si Venezuela tuviera la tasa de extracción de Irán, tendría una producción de 7,5 millones de barriles diarios (MMBD), en lugar de 2,8 MMBD; si tuviera la de Arabia Saudí, alcanzaría una producción de 9,5 MMBD; y si tuviera la de Rusia, la producción superaría los 30 MMBD. Por supuesto, estas cifras son solo referenciales. Las inversiones requeridas para aumentar la producción, incluso al equivalente de Irán, son gigantescas y tardarían años. Pero estos indicadores ilustran lo reducida que es la producción de Venezuela con respecto a su potencial y a los estándares internacionales.

Para quienes no siguen de cerca el sector petrolero de Venezuela pudiera ser una sorpresa que, en los últimos cinco años, las reservas se hayan multiplicado por más de tres. ¿Es que acaso se descubrieron nuevos recursos? En realidad, la magnitud de los recursos de la Faja está bastante clara desde hace décadas y es muy poco lo que se ha incorporado en

nuevos descubrimientos de crudo en otras áreas. Las razones por las que se pueden incorporar las reservas de crudo extrapesado de la Faja son fundamentalmente económicas. Por una parte, el incremento de los precios en la última década hace rentable el desarrollo de crudos de la Faja y, por la otra, el éxito de los proyectos existentes de mejoramiento de

Las proyecciones de los precios del petróleo para la próxima década son muy favorables, aunque persisten importantes interrogantes sobre la salud de la economía mundial

crudo extrapesado ha hecho evidente la viabilidad comercial y tecnológica del desarrollo de estas reservas. Finalmente, Pdvsa ha hecho un esfuerzo por certificar las reservas con la contratación de una firma independiente de reputación internacional. Todo esto hace posible que la comunidad petrolera internacional acepte que se puede incorporar a las reservas al menos una fracción importante de los recursos de la Faja.

Para los propósitos de política pública Venezuela tiene infinitos recursos por explotar. Tendrá crudo mientras el mundo lo demande. La pregunta es: ¿hasta cuándo lo va a demandar? Dado el problema de calentamiento global y el incremento del precio de los hidrocarburos, lo más probable es que en las próximas décadas se logren desarrollos tecnológicos que afecten la demanda y la oferta de energía, de forma tal que el crudo extrapesado de la Faja deje de ser un negocio muy atractivo. De manera que Venezuela tiene una «ventana de oportunidad» de dos o tres décadas para desarrollar su potencial. Después será cada vez menos probable que se pueda extraer este recurso comercialmente.

El desarrollo de la Faja requiere gigantescas inversiones en extracción y mejoramiento de crudos, además del desarrollo de la infraestructura relacionada. Extraer el crudo de la Faja en recuperación primaria no es especialmente costoso. Requiere una inversión importante en infraestructura y transporte de crudo, pero el costo operativo de producción por barril es de tres a seis dólares, menor que el de la mayoría de los nuevos desarrollos en el mundo. Sin embargo, este crudo extrapesado, de unos ocho grados API, no puede ser mercadeado sin mejorarlo al menos a 16 grados API y esto requiere una inversión aguas abajo, en mejoradores, de unos 7.000 millones a 8.000 millones de dólares por cada 200.000 barriles diarios (200 MBD), es decir de 35 millones a 40 millones de dólares por cada barril diario producido. A esto hay que agregarle un costo operativo del mejorador de seis a diez dólares por barril. De manera que las necesidades financieras son enormes.

Los proyectos de la Faja del Orinoco

En la actualidad se encuentran en producción cuatro proyectos de mejoramiento de crudo extrapesado de la Faja. En total tienen una capacidad de producción de unos 620 MBD de crudo mejorado, pero su producción se encuentra por debajo de los 500 MBD, debido a los problemas operativos que enfrentan. Estos cuatro proyectos se originaron en las llamadas «asociaciones estratégicas» que se firmaron durante la Apertura Petrolera de los años noventa. Hoy, con motivo de la renegociación forzosa de contratos y la expropiación de algunos proyectos, se conservan tres de estas empresas mixtas y un proyecto (Petrozuata) pasó a ser ciento por ciento de Pdvsa. Adicionalmente, el antiguo proyecto de orimulsión

de Sinovensa se ha transformado en un proyecto de mezcla de crudo con una producción que aparentemente supera los 150 MBD.

En la actualidad se está concretando la negociación de una nueva ronda de apertura al capital privado, en el formato de empresas mixtas con sesenta por ciento de participación estatal. Se han negociado seis proyectos de extracción y mejoramiento de crudo extrapesado en la Faja: dos en el bloque Carabobo mediante una licitación abierta, en la cual se asignó uno de los bloques a un consorcio liderado por Chevron (Estados Unidos) con inversionistas japoneses y otro a un consorcio liderado por Repsol (España) con empresas de Malasia e India. Adicionalmente se han asignado, en negociaciones bilaterales, cuatro proyectos en el bloque Junín con ENI (Italia), CNPC (China), un consorcio de empresas rusas y Petrovietnam. Excepto el último, son proyectos que mejorarían alrededor de 200 MBD de crudo extrapesado (o más en el caso del consorcio ruso). En total, estos seis proyectos podrían producir más de 1,2 MMBD de crudo mejorado de más de treinta grados API o una cantidad muy superior, de menor calidad, si se mezcla este crudo mejorado con crudo extrapesado.

Cada uno de estos proyectos requiere una inversión calculada entre 13 mil millones y 17 mil millones de dólares, de los cuales alrededor de la mitad estaría dedicada al mejoramiento de crudos. En total, la inversión prevista superaría los cien mil millones de dólares, más de siete veces la inversión que se realizó originalmente en los cuatro proyectos de la Faja existentes. En una primera etapa, antes de la construcción de los mejoradores, está previsto extraer crudo extrapesado y mezclarlo con crudo más liviano para poder exportarlo. Esta fase requiere una inversión mucho menor y, por lo tanto, es mucho más probable que se lleve a cabo. El problema es que no parece haber más de 300 MBD de crudo mediano-liviano para ese propósito. Por lo tanto es limitado el incremento de producción que puede ocurrir por esta vía. Además, para el país es mucho más beneficioso mejorar el crudo en Venezuela, lo cual requiere reducir los onerosos costos de capital que actualmente enfrenta.

Hasta ahora ninguno de estos nuevos proyectos se encuentra en producción. Se ha retrasado significativamente el desarrollo de la infraestructura necesaria y las negociaciones aún no terminan de concretarse. ¿Por qué no se han podido concretar? En primer lugar, porque las empresas han sido muy cautelosas en la negociación dado el precedente de las recientes expropiaciones en el sector y la inestabilidad del marco fiscal. Venezuela se considera el país productor de petróleo con los mayores obstáculos a la inversión privada, en una reciente encuesta a ejecutivos petroleros hecha por el Instituto Fraser en 2011. Está en el último puesto de 136 países. Los vecinos Brasil y Colombia ocupan puestos mucho mejores, 66 y 48 respectivamente. El principal obstáculo, entonces, es la falta de credibilidad en la regulación, pero hay otros obstáculos relevantes.

Los problemas operativos de Pdvsa y de las empresas mixtas que están operando también constituyen un significativo obstáculo. Los socios internacionales han podido observar cómo en los proyectos existentes cae la producción, debido a este tipo de problemas. Adicionalmente, dado que Pdvsa tiene que financiar el sesenta por ciento de la inversión, existen dudas acerca de su capacidad para obtener el financiamiento necesario, debido a la excesiva extracción de recursos de Pdvsa por parte del gobierno y el alto riesgo que asignan los mercados a las emisiones de deuda de la empresa

y la República. Por esta variedad de razones, los proyectos de la Faja están significativamente retrasados y es difícil que se concreten las cuantiosas inversiones que requieren si no hay mayor credibilidad en las políticas y una mayor efectividad en la operación.

Una industria en graves problemas

El tremendo potencial de la industria petrolera contrasta con las dificultades que viene enfrentando en los últimos años. Una tendencia declinante de producción, inversiones insuficientes, deuda con tendencia creciente e insostenible, excesiva extracción de recursos por parte del gobierno, exportaciones netas en franco declive, flujo de caja limitado por la producción no pagada, excesivo crecimiento de la nómina, debilidades en el capital humano e incremento del número de accidentes son, entre otros, preocupantes hechos que manifiestan los problemas de esta industria.

Desde el año 1997 la producción petrolera ha seguido una tendencia declinante. La caída de la producción de hidrocarburos líquidos se calcula en más de 750 MBD, una disminución de más del veinte por ciento. Esta importante caída de la producción es principalmente consecuencia de la insuficiente inversión. Si se evalúa el número de taladros activos, una buena aproximación estadística a la inversión real en exploración y producción, se encuentra que para el cierre de 2011 este indicador se encontraba en 56, muy por debajo de los más de 90 taladros activos que estuvieron operando a mediados de los noventa, cuando la producción estaba creciendo.

Una significativa proporción de la producción actual proviene de proyectos en los cuales la inversión y la operación fueron lideradas por empresas privadas, a raíz de la

Apertura Petrolera de los noventa. Por lo tanto, si se analiza el declive de la producción realizada con esfuerzo propio de Pdvsa, la caída registrada desde 1997 es mucho mayor, casi el doble o 1,5 MMBD. Esto indica que la inversión realizada por Pdvsa ha sido francamente insuficiente para mantener la producción nacional y solo la apertura a la inversión privada atenuó el colapso de la producción.

¿A qué es atribuible la falta de inversión? Hay varios elementos, pero sin duda la excesiva extracción de recursos por parte del gobierno es una de las principales causas. A pesar del período de precios más altos de la historia, Pdvsa no ha sido capaz de tener el flujo de caja necesario para realizar las inversiones requeridas. El problema no ha estado en los impuestos y regalías establecidos en la Ley Orgánica de Hidrocarburos y la Ley de Impuesto sobre la Renta (ISLR). A los precios actuales, la regalía de 33 por ciento y el ISLR petrolero de cincuenta por ciento recaudan una fracción relativamente pequeña de la ganancia petrolera. El flujo de caja de Pdvsa se ha dirigido, más bien, hacia fondos extrapresupuestarios, principalmente el Fondo de Desarrollo Nacional (Fonden), y hacia el gasto social y la provisión de alimentos, ejecutados por Pdvsa. A partir de 2008, las transferencias al Fonden, antes discrecionales, se formalizaron con la Ley de Contribución Especial sobre Precios Extraordinarios del Mercado Internacional de Hidrocarburos. En 2011 se reformó esta ley: se aumentaron las contribuciones de Pdvsa y al gobierno se le dio mayor discrecionalidad para fijarlas, pues se ataban al precio del petróleo establecido cada año en el presupuesto nacional.

Si a las extracciones de recursos se suman el subsidio al mercado interno de hidrocarburos y otros subsidios en el exterior puede entenderse la paradoja de que, en el momento



HUMANITAS

Somos una empresa con
más de 15 años de solidez y
comprobada experiencia en el manejo
de planes administrados de salud.

Nuestros afiliados y clientes cuentan con nosotros las 24 horas del día, porque nos ocupamos de su salud y su bienestar físico. Nos esmeramos por ofrecerles el mejor y más amplio sistema de protección con el que se puedan sentir cómodos, confiados y tranquilos, porque detrás del nombre Humanitas de Venezuela, C.A., está un equipo humano dedicado a ofrecer servicio de calidad.

www.humanitas.com.ve

0500 HUMANITAS (0500-486.2648). Para mayor información llamar a (0212) 951.42.33



de precios más altos de su historia, la industria petrolera esté estrangulada por falta de flujo de caja. Otros elementos que dificultan la inversión son los problemas operacionales por la debilidad en recursos humanos y el problema de credibilidad con los inversionistas internacionales.

Otra tendencia preocupante es el endeudamiento de la empresa estatal. La deuda externa de Pdvsa pasó de poco menos de 3.000 millones de dólares en 2006 a 35.000 millones al final de 2011. Esta propensión es particularmente preocupante si se considera que entre 2008 y 2011 la inversión en exploración y producción siguió una tendencia declinante, lo que implica que la deuda no se está usando para inversiones que permitirían repagarla, sino para otros usos, como el financiamiento del gasto público. La deuda actual es todavía manejable para una empresa como Pdvsa, particularmente por el alto precio del petróleo, pero la tendencia explosiva de endeudamiento no productivo es claramente insostenible e irresponsable.

Una tendencia reciente que preocupa es la del financiamiento de Pdvsa por parte del Banco Central de Venezuela, con la emisión inorgánica de bolívares. A finales de 2011 esta cantidad ascendía a 100.000 millones de bolívares, una cifra realmente colosal y sin precedentes. Además, la deuda con los «fondos chinos», que se repagan con la exportación de crudo, supera los 20.000 millones de dólares y, aunque es una deuda de la República y no de Pdvsa, en la práctica se está pagando a costa del flujo de caja de la empresa. Finalmente, las compensaciones de arbitrajes internacionales referidos a las expropiaciones del sector petrolero pudieran superar los 5.000 millones de dólares, lo que de nuevo va a terminar recayendo sobre Pdvsa.

Además de la tendencia declinante de la producción, la inversión insuficiente y la deuda creciente, hay otras señales que preocupan: la caída de las exportaciones netas de petróleo y el incremento de la producción de crudo por la cual Pdvsa no recibe flujo de caja. La caída de la producción ha ido acompañada de un importante crecimiento del mercado interno que está cercano a 700 MBD. Esta significativa cifra es la más elevada, por habitante, en América Latina. En buena parte, el consumo desmedido se origina en la política de subsidios al mercado interno. Por primera vez en varias décadas, en los últimos años se ha estado importando una cantidad creciente de productos refinados que después se venden a pérdida en el mercado local.

La totalidad de las exportaciones a Cuba (unos cien MBD) y la mitad de las exportaciones al resto del Caribe y Centroamérica (unos cincuenta MBD) no aportan al flujo de caja de Pdvsa, por lo que también deben ser descontadas en el análisis. Finalmente, por convenios firmados con los fondos chinos, Pdvsa debe exportar 430 MBD a China para repagar estos créditos y únicamente regresaría al flujo de caja de Pdvsa el diferencial de precio que supere los cincuenta dólares por barril. De manera que de los aproximadamente 2,8 MMBD que produce Venezuela, solo aportan al flujo de caja de Pdvsa unos 1,7 MMBD (y una fracción de este flujo de caja corresponde a sus socios).

La tendencia de las exportaciones a Estados Unidos es muy reveladora. En 2006 Pdvsa reportó exportaciones por 1,7 MMBD a ese país. Hoy el volumen ha caído a casi la mitad. En parte, esta caída es producto de la declinación total de las exportaciones; pero, en parte, responde a una estrategia deliberada de reducir la participación de Estados Unidos en las exportaciones e incrementar la de otros mercados como China. En un contexto de producción y exportaciones

crecientes, como el que habían previsto los incumplidos planes de Pdvsa, desarrollar el mercado de China y otros países de Asia tiene mucho sentido, porque es allí donde está creciendo de manera sostenida la demanda por importaciones de hidrocarburos, mientras que en Estados Unidos y Europa más bien está declinando. Sin embargo, esta estrategia es menos lógica en un contexto de caída de exportaciones. El mercado estadounidense y un Caribe no-subsidiado son los

Si Venezuela tuviera la tasa de extracción de Irán, tendría una producción de 7,5 millones de barriles diarios (MMBD), en lugar de 2,8 MMBD; si tuviera la de Arabia Saudí, alcanzaría una producción de 9,5 MMBD; y si tuviera la de Rusia, la producción superaría los 30 MMBD

mercados más rentables para el país, por su proximidad geográfica y la existencia de capacidad de refinación de los crudos venezolanos. En contraste, la rentabilidad de exportar a Asia es menor y el hecho de que buena parte de lo exportado a esa región sea para repagar créditos que no se han utilizado para inversión en el sector petrolero es poco razonable.

Puede ser razonable el uso de financiamiento internacional para ser repagado con crudo, si las condiciones son adecuadas y se reinvierte en el sector petrolero. Pero comprometer la futura producción, de manera poco transparente y en proyectos no rentables, es claramente muy negativo para el país.

Debido a la caída del volumen exportado y al hecho de que el petróleo representa más del 95 por ciento de las exportaciones, el Estado venezolano y Pdvsa son cada vez más dependientes del precio del crudo. A precios por debajo de noventa dólares por barril, tanto el fisco como la empresa se verían gravemente comprometidos para cubrir sus gastos actuales.

A estas consideraciones debe agregarse la negativa tendencia al crecimiento del número de empleados de la estatal petrolera, al tiempo que la producción cae. De un número cercano a 40.000 empleados antes de 2003, hoy la nómina supera los 100.000 empleados. Esto ha contribuido decisivamente a que los costos por barril de Pdvsa se hayan incrementado notablemente; aunque hay otros factores, como la inflación internacional de costos en el sector y la apreciación real del tipo de cambio, que también han contribuido. Una porción creciente de los empleados de Pdvsa no se dedica a las actividades que generan rentabilidad, sino a políticas de desarrollo social, lo cual desvía aún más recursos del negocio medular.

Existen varias tendencias muy preocupantes en la industria petrolera, las cuales hacen muy difícil que, sin un cambio de políticas, se puedan lograr los objetivos de aprovechar el potencial petrolero del país y utilizarlo como palanca de desarrollo nacional. A continuación se evalúan los escenarios con y sin cambio de políticas, así como sus implicaciones.

Escenarios 2013-2019

Si se mantiene el *statu quo* de la política petrolera, lo más probable es que continúen sin materializarse los ambiciosos planes de expansión que se han anunciado recurrentemente en los últimos años. Aun así se espera que, dado el ambiente favorable del mercado internacional y la existencia de proyectos nuevos en la Faja del Orinoco, en fase avanzada de negociación, durante el próximo sexenio pueda ocurrir un aumento de la producción petrolera nacional. Esta es una buena noticia, que significa el inicio de la reversión de casi

quince años de tendencia declinante. Sin embargo, debido a los problemas que enfrenta Pdvsa y a la falta de credibilidad del marco fiscal y regulatorio, solo una fracción de los nuevos proyectos de la Faja se llevaría a cabo si no hay cambios en la política petrolera.

Lo más probable es que uno solo de los proyectos de la Faja se lleve a término, incluida la construcción del mejorador, y que algunos de los otros se queden en la fase de mezcla de crudos. En total, se calcula un incremento de unos 400 MBD-500 MBD en los proyectos de la Faja a lo largo del periodo de seis años. Si se logra compensar la declinación natural de la producción en las áreas tradicionales, lo cual no es fácil, esto pudiera implicar un aumento de la producción total de Venezuela de una magnitud similar al previsto en la Faja.

Un incremento mayor de producción requiere cambios en la política petrolera. De ocurrir estos cambios podría esperarse un aumento significativo de la producción en el próximo sexenio. La magnitud del incremento pudiera ir desde 900 MBD en el escenario más conservador, hasta 1,7 MMBD en un escenario más optimista, pero menos probable.

El escenario más optimista requiere, además de cambios en la política petrolera, estabilidad institucional, con una disminución del conflicto y la polarización política existente. Además, requiere un escenario favorable de precios, a niveles iguales o superiores a los existentes en la actualidad, pero no tan altos que afecten el crecimiento de la demanda mundial. El escenario más conservador prevé un marco institucional menos estable y un mercado petrolero menos favorable.

Políticas públicas para el desarrollo del potencial petrolero de Venezuela

La política petrolera debería tener como objetivo el desarrollo, durante la próxima década, del potencial de producción del país, mediante el aumento de la producción no solo en la Faja sino también en los proyectos de crudo convencional. El monto exacto dependerá de las circunstancias, pero debería aspirarse a incrementar al menos un millón de barriles diarios en la Faja del Orinoco y, según la viabilidad del financiamiento y la ejecución, eventualmente llegar hasta dos millones. Paralelamente, debe evitarse la declinación de las áreas tradicionales y conseguir aumentos de producción también en ellas. Es más especulativo lo que se pueda lograr allí, pero parece posible aspirar al menos a un incremento de 300 MBD-500 MBD. La oportunidad no puede ser más favorable para el país y es una ventana que quizá no vuelva a repetirse. Por cierto, en este objetivo coinciden los planes de Pdvsa y el gobierno actual con las propuestas de la oposición.

Este objetivo debe adelantarse de manera pragmática, de acuerdo con las coyunturas de mercado, para así efectuar ajustes compatibles con las políticas de defensa de precios

de la OPEP. Para ello se debe adelantar un manejo estratégico de la política petrolera internacional que permita abrir espacios para incrementos graduales de la producción y el desarrollo de los mercados naturales, así como de nuevos mercados en Asia. Es necesario entender que a Venezuela no le convienen los incrementos desmesurados del precio que afecten significativamente la demanda mundial de crudo a largo plazo, aunque sea poco lo que pueda hacerse para evitarlos; así como, por otra parte, que es muy frágil macroeconómicamente ante caídas de precio bruscas y que, por lo tanto, debe cooperar con sus socios en la OPEP para tratar de evitarlas o atenuarlas.

El actual marco institucional, en particular la Constitución de 1999 y la Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH), permiten en lo esencial hacer los cambios necesarios para desarrollar el sector. No es conveniente alterar la propiedad ciento por ciento estatal de Pdvsa, prevista en la Constitución. La existencia de una empresa estatal reduce las asimetrías de información entre el Estado y los inversionistas u operadores, y bien manejada ofrece importantes ventajas para

Venezuela tiene una «ventana de oportunidad» de dos o tres décadas para desarrollar el potencial de la Faja de Orinoco. Después será cada vez menos probable que se pueda extraer este recurso comercialmente

la política petrolera nacional. El modelo de colocación de una fracción minoritaria del capital de la empresa estatal en los mercados accionarios, que han llevado a cabo Petrobras (Brasil), Ecopetrol (Colombia), Statoil (Noruega) y PetroChina (China), ha sido muy exitoso y pudiera serlo también en Venezuela. Sin embargo, en las actuales circunstancias, una propuesta de este tipo traería un debate muy divisivo y polarizado que no es conveniente para el desarrollo del sector. De hecho, dentro del marco institucional actual está prevista la participación privada de forma medular, aunque sin perder el control estatal. De manera que el éxito del modelo mixto estatal-privado, logrado en los países mencionados, puede replicarse perfectamente con las empresas mixtas previstas por la legislación venezolana.

Es necesario reestructurar la gobernabilidad de Pdvsa para garantizar su autonomía política, gerencial, financiera y operacional. La empresa estatal debe ser regulada efectivamente por el Ministerio de Energía y Petróleo, que define las políticas estratégicas del sector, pero debe ser totalmente aislada de la política partidista. Además, la empresa requiere autonomía para tomar decisiones gerenciales, operacionales y comerciales, y debe poder planificar sus finanzas de manera autónoma, con un marco fiscal y regulatorio predecible. Es

¿QUIERES CAMBIAR TU ORGANIZACIÓN? GUÍA PRÁCTICA PARA CONDUCIR EL CAMBIO

MARÍA HELENA JAÉN, REBECA VIDAL Y DANIEL MOGOLLÓN,
CON LA COLABORACIÓN DE HENRY GÓMEZ SAMPER



0212-555.42.63 / 44.60
edies@iesa.edu.ve

Toda búsqueda de cambio implica una aventura. Resulta muy difícil predecir lo que pasará en el entorno social y de negocios una vez que las personas y las organizaciones asumen el compromiso de evolucionar. Las páginas de este libro constituyen un mapa referencial para poner en orden los datos de la realidad que deben ser tomados en cuenta por los agentes de transformación. Los autores apuestan al análisis estratégico de los actores clave como garantía del cambio exitoso.

deseable evaluar una posible estructura basada en regiones (occidente y oriente) o en tipos de negocios: negocios propios, empresas mixtas de crudo convencional, empresas mixtas de la Faja, proyectos costa afuera, etc. La Corporación Venezolana de Petróleo (CVP) puede ser el germen de este último tipo de filiales. Las empresas orientadas a negocios no petroleros deben ser clara y transparentemente separadas de las dedicadas a negocios medulares y, progresivamente, transferidas a sus ministerios de adscripción natural.

Debe desarrollarse una política de formación y atracción de talento humano que potencie los recursos humanos existentes y posibilite la incorporación de los venezolanos que están en empresas del exterior directamente a las empresas mixtas o por intermedio de contratistas de servicio. Hay que reconocer y respetar los derechos laborales de todos los empleados actuales y retirados de la empresa, y promover la despolarización de la familia petrolera venezolana.

El modelo de empresa mixta, si es adecuadamente implantado, puede ser una poderosa herramienta para la operación conjunta de la empresa estatal y las compañías privadas nacionales e internacionales. El modelo debe evolucionar para ser el principal vehículo de inversión en el sector, sin perder el control estatal, mediante incentivos que atraigan inversiones privadas, así como talento, tecnología, mercados

Venezuela se considera el país productor de petróleo con los mayores obstáculos a la inversión privada, según una encuesta a ejecutivos petroleros hecha por el Instituto Fraser en 2011

y transmisión de conocimientos de los operadores privados y las empresas estatales de otros países. Para ello es necesaria una aplicación efectiva del modelo, que supere los significativos problemas operativos que ha enfrentado desde la renegociación de contratos de 2006-2008. Como prevé la Ley Orgánica de Hidrocarburos, los socios pudieran tener una participación de hasta 49,9 por ciento del capital accionario e incidir de manera efectiva en la operación, como un estímulo a la eficiencia y la credibilidad de la cooperación.

El modelo de empresa mixta debe ampliarse, no solo en los nuevos proyectos de la Faja, como está previsto, sino también en el desarrollo de nuevos proyectos de crudo convencional, como también se ha anunciado repetidamente pero no se ha ejecutado de manera relevante. En el caso de empresas pequeñas de crudo convencional se debe adaptar el modelo a las necesidades de flexibilidad derivadas de la pequeña escala y la naturaleza diferente de los socios. En ellas debería incentivarse la participación de empresas privadas de capital nacional y de otras empresas de tamaño mediano, como las que operan con mucho éxito en otros países de América Latina. No debe pretenderse usar un modelo rígido, pensado para empresas y proyectos grandes, en proyectos de pequeña escala.

Gradualmente es necesario desarrollar un marco institucional creíble, basado en el modelo de agencia reguladora independiente que se ha desarrollado con mucho éxito en Brasil y otros países. Mientras mayor credibilidad obtenga el marco institucional, más se logrará reducir el riesgo-país para las empresas; una circunstancia que ayudará a hacer más viable la atracción de las cuantiosas inversiones necesarias y posibilitará un marco fiscal más favorable para la nación.

La única manera de reducir la rentabilidad mínima requerida por los inversionistas es reducir los riesgos regula-

torios de la inversión. De los más de 100.000 millones de dólares que se prevé invertir en empresas mixtas, el Estado tendría que poner al menos la mitad y ello requiere mejorar la credibilidad de Pdvs, para así obtener los mejores términos de financiamiento. De lo contrario no serán viables por los altos costos de capital.

El marco fiscal de la LOH permite la atracción de inversiones a los altos precios existentes en la actualidad, por lo que no es prioritario modificarlo. Sin embargo, como lo ha propuesto el mismo gobierno actual, es necesario flexibilizar la aplicación de la Contribución Especial a los Precios Extraordinarios y Exorbitantes (CEPEE), reformada en 2011.

Un principio deseable es que el marco fiscal sea progresivo; es decir, a medida que las empresas tengan mayores ganancias paguen una porción mayor al Estado. Además, el marco fiscal debe evitar que aumentos o caídas de precios hagan poco atractiva la inversión en el sector. El marco fiscal de la LOH vigente (33 por ciento de regalía y 50 por ciento de ISLR) no cumple el primer postulado: a medida que el precio del crudo y las ganancias suben la participación del Estado en las ganancias cae gradualmente. En parte por eso, en 2008, se aprobó la CEPEE, para que subiera la participación del Estado ante aumentos de precios y ganancias. Pero, si bien es deseable evitar que el marco fiscal sea regresivo, es también necesario evitar que los cambios de precios hagan las inversiones poco atractivas y eso no lo cumple el CEPEE, sobre todo en su versión de 2011. Además, introduce una gran discrecionalidad en la fijación de impuestos, mediante la posible subestimación estratégica del precio del petróleo previsto en el presupuesto. A la larga es deseable que se logre un marco fiscal unificado, progresivo y flexible, basado en el existente, pero con la incorporación de una tasa progresiva como parte integral de la participación fiscal ordinaria, para así evitar el efecto potencial de desincentivo a la inversión.

La política petrolera debe propender a una muy activa participación de capitales y operadores venezolanos en la industria petrolera nacional. Para ello se deben promover varias opciones: (1) la asociación con operadores nacionales en empresas mixtas de crudo convencional, como ya se hace de manera muy limitada; (2) la participación minoritaria de empresas de capital nacional en los consorcios socios de las empresas mixtas de la Faja; (3) la colocación de una participación minoritaria (5-10 por ciento) de las acciones de las empresas mixtas de la Faja en el mercado de valores local, para que el ahorro de los venezolanos pueda ser destinado a financiar los sectores más productivos de la nación; (4) la posible aportación de una fracción minoritaria del capital de las empresas mixtas a fondos de pensiones de todos los venezolanos, de manera que todos puedan ser socios de la principal industria del país. Adicionalmente, se debe promover el sector privado de servicios petroleros y de contenido nacional, para diversificar la economía y generar, así, un sector competitivo en el ámbito internacional. Esto permitiría el desarrollo de capacidades en sectores conexos, como la construcción de infraestructura.

Otra orientación fundamental de la política del sector debe ser el incremento de la transparencia y la rendición de cuentas de las empresas estatales y privadas, así como de los ingresos petroleros entregados al Estado. En la actualidad, la información sobre el sector y el manejo de los ingresos es poco transparente, no divulgada de un modo oportuno y no auditada apropiadamente. Al ser la actividad petrolera la

principal fuente de ingresos fiscales y divisas del país, esta situación es inaceptable. A mediano plazo, una vez recuperada la institucionalidad, es deseable la incorporación de Venezuela a convenios internacionales sobre transparencia y rendición de cuentas, para que tanto el Estado como las empresas estatales y privadas tengan que divulgar información estandarizada y comparable con otros países del mundo. Un ejemplo es la Iniciativa para la Transparencia en Industrias Extractivas (EITI, por sus siglas en inglés), un convenio internacional liderado por Noruega que ha contribuido notablemente a mejorar las prácticas globales en esta materia.

Es necesaria también la creación de un esquema fiscal transparente para el uso de la renta petrolera, que establezca el ingreso fiscal petrolero, evite la discrecionalidad y el uso

Particularmente por el alto precio del petróleo, el nivel actual de deuda todavía es manejable para Pdvsa. Sin embargo, la tendencia explosiva de endeudamiento no productivo es claramente insostenible e irresponsable

clientelista de los recursos, y genere incentivos para que los ciudadanos sean dolientes de la industria petrolera y del ahorro de la renta. El esquema fiscal debe garantizar que Pdvsa pueda cumplir sus planes de inversión, al prohibir la extracción discrecional y no planificada de recursos. Pdvsa no debe subsidiar directamente convenios internacionales ni tampoco proyectos no petroleros. Si el Estado quiere hacerlo, lo transparente es que use los recursos que le transfiera Pdvsa y evalúe esos subsidios en comparación con otros posibles usos de los recursos del Estado, como educación y salud. También es necesario que el esquema fiscal no desvíe los recursos que constitucionalmente corresponden a las regiones ni evada el control constitucional que la Asamblea Nacional debe ejercer sobre los recursos fiscales. Estas prácticas, además de violatorias de la constitución, se prestan al mal uso de recursos y a la corrupción.

Es necesario estudiar la reducción del subsidio a los combustibles en el mercado interno. En este momento, un barril de productos refinados de petróleo, que podría venderse a más de 120 dólares en el mercado internacional y cuesta cerca de 20 dólares (para producirlo, refinarlo, transportarlo y distribuirlo), Pdvsa lo vende en Venezuela a menos de un dólar. Anualmente, el monto total del subsidio supera los 15.000 millones de dólares, superior al gasto de educación en el país. Este subsidio es particularmente regresivo, beneficia a los más ricos y genera un despilfarro de energía. Sin embargo, por el impacto que la reducción de este subsidio tendría sobre los sectores más pobres, es necesario planificar adecuadamente esta política y compensar

de manera apropiada a los sectores afectados. Los subsidios al transporte público se deben mantener y los más pobres deben ser compensados.

Una opción interesante de política de subsidios, que se debe evaluar seriamente, es la que recientemente se llevó a cabo en Irán. El precio de la gasolina, que en ese país era ligeramente superior al de Venezuela, se multiplicó por más de siete veces. La mitad de lo recaudado por este concepto fue depositado a cada uno de los ciudadanos mayores de edad en cuentas abiertas en la banca. El monto transferido mensualmente es suficiente para que las familias que se encuentran en pobreza extrema superen esta situación. La política ha sido un éxito político y ha permitido cubrir los costos de producción y reducir los incentivos para que se consuman en exceso los combustibles. Otra opción consiste en usar una parte de lo recaudado para un fondo dedicado exclusivamente a la educación, dirigido y auditado por una instancia independiente. En cualquier caso, lo que se busca es obtener la viabilidad política y social de una medida que tiene una impecable lógica económica, de eficiencia, de distribución del ingreso y de mejoramiento ambiental.

Un gran reto

Venezuela tiene una oportunidad histórica de impulsar la industria petrolera y usarla como palanca de desarrollo, con un mercado petrolero muy favorable y una base de recursos casi inagotable. Tiene, además, proyectos de inversión por más de 100.000 millones de dólares, que permitirían hasta duplicar la producción actual. Sin embargo, los graves problemas y las tendencias negativas que enfrenta la industria hacen que, de continuar las políticas vigentes, este potencial de inversión e incremento de ingresos se vaya muy probablemente a desaprovechar.

Venezuela pudiera transformarse en el principal receptor de inversión extranjera en América Latina, y así crear miles de empleos y fomentar diversas capacidades nacionales. Además, esta inversión, a los precios actuales, podría eventualmente generar hasta 10.000 millones de dólares mensuales en ingresos adicionales para el país, un monto tan significativo que permitiría desarrollar ampliamente la infraestructura del país, reducir la pobreza y crear un fondo de ahorro que estabilizaría la economía, al propiciar la reducción de la inflación y la diversificación productiva.

Todo ello exige algunos cambios en las políticas públicas, que se pueden realizar perfectamente dentro del marco constitucional y legal actual. También requiere el fortalecimiento de las instituciones, para generar credibilidad para la inversión y posibilitar un buen manejo del auge de ingresos que se produciría. Es posible evitar, así, la llamada «maldición de los recursos naturales», para convertirla en lo que debe ser: una bendición que sepamos aprovechar. ■



EMPRENDEDORES VENEZOLANOS: ¿CÓMO CONVIRTIERON SUS SUEÑOS EN REALIDADES?

FEDERICO FERNÁNDEZ Y REBECA VIDAL



0212-555.42.63 / 44.60
edies@iesa.edu.ve

Diez historias exitosas de iniciativa empresarial ofrecen una visión práctica de las claves para convertir sueños en realidades. Más que fórmulas mágicas, los autores presentan una gama de opciones para facilitar la compleja tarea de crear y llevar adelante un negocio propio. El mérito de los emprendedores que protagonizan estos relatos de éxito y compromiso personal reside en el adecuado balance entre oportunidad, recursos y equipos, pero también en la comprensión de las realidades del entorno venezolano.