

PARTICIPACION DE LA EMPRESA PRIVADA VENEZOLANA EN EL NEGOCIO PETROLERO DEL PAIS

Por Jorge Echenagucia Cioppa

HISTORIA

Revisando la historia de la explotación petrolera en Venezuela, encontramos que la primera empresa privada pionera de la explotación y refinación de crudo en Venezuela fue la empresa Petrolia del Táchira, cuya concesión comenzó en 1878 y no fue renovada por el ministerio de fomento de la época en 1934. En la literatura no se explica porque no se le renovó la concesión, pero en mi humilde parecer, ya se empezaban a gestar los vientos de la estatización de la industria petrolera que finalmente se concreto en 1976. Para ese año de 1976 solo 4 compañías eran de capital privado venezolano. La pregunta que cabe hacerse es porque desde 1878 al presente (145 años) solo un muy reducido número, por no decir insignificante, de empresas de capital venezolano han participado en la explotación petrolera del país. ¿Por qué las empresas de capital privado venezolano, no han participado en la explotación de los recursos petroleros de los que son “dueños”?

La respuesta siempre ha sido la misma: Desde el año 1913 cuando se dio la primera concesión a la Maracaibo Petroleum Company, hasta 1976, solo. 4 empresas de capital venezolano fueron autorizadas para participar en la explotación petrolera que fueron:

- Petrolera Las Mercedes (Guariven)
- Talon Petroleum (Taloven)
- Petrolera Mito Juan (Vistaven)
- Suelopetrol

Para rematar, la ley orgánica hidrocarburos del 29 de agosto de 1975, termina de darle el golpe de gracia a la inversión privada venezolana y extranjera, otorgándole el derecho de explotación y exploración exclusivamente al estado venezolano. El hecho es que por intereses propios de las transnacionales o por la exclusión por parte del estado, el capital privado venezolano no ha podido participar en la explotación de su propio recurso petrolero

CAMBIO DE PARADIGMA

Para ninguno de los venezolanos que conocemos la realidad de lo que acontece en nuestros campos petroleros, es un secreto, que existen problemas medulares en la infraestructura de superficie, con la desgasificación de los pozos existentes y con la inseguridad de pagos a los contratistas, debido los problemas de flujo de caja de PDVSA. La realidad de nuestra infraestructura petrolera y las limitaciones de inversión presentes, nos permiten concluir, que la época de la Venezuela con proyectos petroleros a gran escala, de multi millones de dólares, ya quedó en el pasado y que se requiere un nuevo modelo de negocios, en el que el estado apoye el desarrollo de proyectos que permitan ir recuperando la producción petrolera con el concurso de múltiples inversionistas privados, con proyectos de baja inversión, de tal manera que los inversionistas venezolanos se sumen a este esfuerzo, junto con inversionistas internacionales, para generar el aumento de producción que tanto necesitamos en conjunto con los puestos de trabajo que permitan elevar el nivel económico de los venezolanos.

La premisa fundamental de este nuevo paradigma es asegurarle al inversionista el control del flujo de caja del proyecto. Si esta premisa no es asegurada, no habrá cambio de paradigma.

La idea que se propone, en vista de las vastas áreas en las que se ubican nuestros campos petroleros, es parcelar los campos petroleros para ofrecer un número de pozos, por proyecto, que le asegure al inversionista, alcanzar el nivel de producción, sobre la base de producción existente, que le permita un tiempo de retorno de su inversión y una rentabilidad que sea razonable, tanto para el inversionista como para el estado. El modelo de negocio para que este plan se materialice es el de un contrato de servicios (ASH o ASP) que permita la inversión para el aumento de producción en un número de pozos a ser asignados, con baja inversión. El contrato debe ser de 15 años, renovable. Al final del contrato la inversión en infraestructura y equipos, pasa a ser del estado

Por ejemplo, se pueden otorgar contratos de servicios para la producción de un mínimo 5.000 BPD sobre la base de producción actual de los pozos, para procesar el crudo en sitio y fabricar productos terminados (asfalto, aceite dieléctrico, aceites minerales blancos, negro humo, gasoil para motor o combustibles para barcos) o si desea producir crudo para la para la exportación el volumen debería aproximarse a los 10.000 BPD. El modelo del negocio debe asegurar un plan de producción con incremento de la producción existente poniendo el contratante la inversión para la reparación de los pozos, la recuperación secundaria de los hidrocarburos y las facilidades de superficie para el tratamiento, almacenamiento, transporte, procesamiento final en productos o volumen para la exportación.

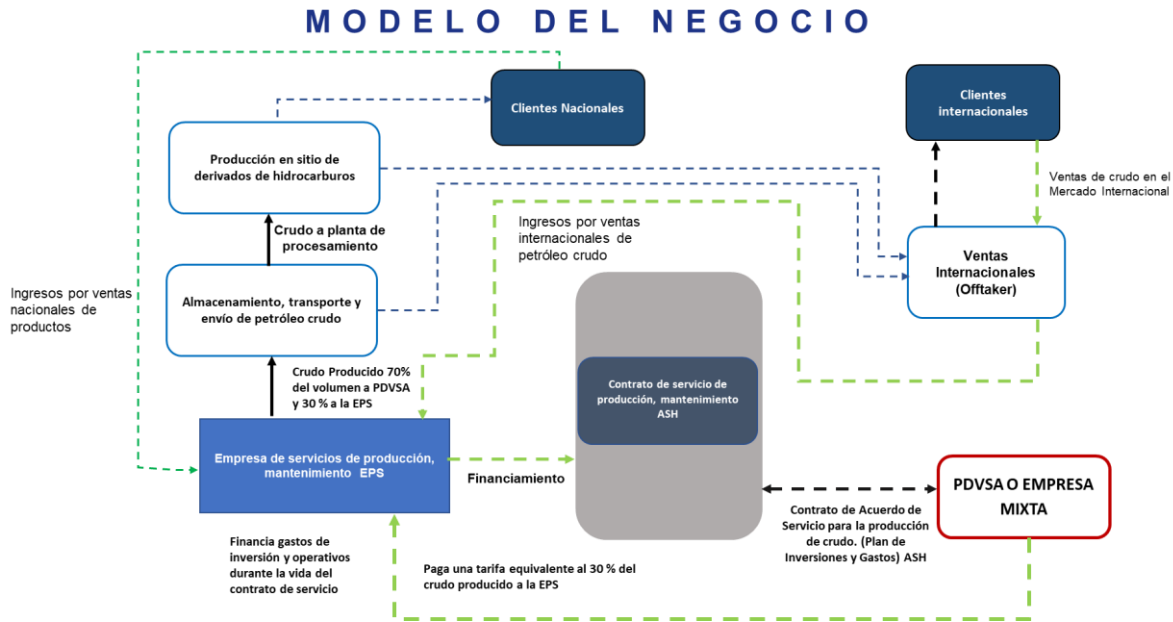
En el contrato el inversionista deberá presentar un plan completo de producción con la tarifa por el servicio y el % de crudo por el producido, que le será entregado como pago de la factura por el servicio prestado, a un precio formula FOB campo de producción, estimado por la calidad del crudo producido, bien sea para su transformación y venta de los productos en el mercado interno o directamente, sin transformación, para la exportación. Dentro de este esquema, existe también la posibilidad de producir crudo pesado o extrapesado y transformarlo con un mejorador modular en sitio en crudo mediano, para su refinación u exportación

LA SOLUCION

Se requiere un esfuerzo combinado y consensuado entre el estado venezolano, a través de PDVSA y las empresas prestadoras de servicios existentes en el país. El nuevo modelo petrolero venezolano debe permitirle a los inversionistas tener control sobre el flujo de caja para darles confianza en la recuperación de sus inversiones. Para ello el estado, a través de PDVSA, debe contratar a empresas contratistas venezolanas para que realicen las actividades de inversión y aumento de producción en los campos petroleros existentes. El pago por la prestación de servicios de inversión y aumento de producción debe ser compensado con un % del volumen de producción alcanzado sobre la producción base en cada pozo atendido por el contratista. Este % debe permitir la recuperación de la inversión en forma rentable. Se hizo un ejercicio para el aumento de producción en los campos Tía Juana Pesado y Cabimas, en conjunto, a 20.000 BPD y el % de crudo a ser compensado al contratista resultó ser un 25 %. El contratista deberá ser también autorizado para exportar sus barriles (Offtaker) y podrá contratar, por una tarifa, a ser pagada a PDVSA o la empresa mixta, por el uso de las facilidades (oleoductos), almacenaje y puertos de embarque, para que pueda exportar el volumen de crudo que le fue asignado como pago por sus servicios

con la debida autorización del estado (otorgando la propiedad del embarque de crudo al contratista una vez embarcado (considerado fuera del territorio nacional).

En la siguiente figura se muestra un diagrama del modelo del negocio propuesto:



Debemos cambiar el modelo de pocas empresas transnacionales con grandes inversiones, que le impiden a los inversionistas venezolanos participar en el negocio petrolero, a muchos inversionistas pequeños que den seguridad en la producción petrolera a largo plazo, independientemente de los cambios políticos que pueda sufrir el país.

No tengo duda de que la masificación de estos proyectos de baja inversión en Venezuela, bajo el modelo de negocios propuesto, sería de muy rápida ejecución por su rentabilidad en comparación con las oportunidades de negocios en otros países. Solo se requiere la aprobación del estado y el acompañamiento técnico de PDVSA para orientar a los pequeños inversionistas sobre las oportunidades de servicios en los diferentes campos de producción. Contratistas y el estado trabajando de la mano pueden elevar significativamente, no solo la producción petrolera, sino la fabricación de derivados del petróleo en los amplios terrenos de los campos existentes, a corto plazo