



La migración de los contratos de servicios en la industria petrolera venezolana

COMITÉ DE REDACCIÓN - 1 NOV '06

Economía y Finanzas | Macroeconomía |

Dr. Alberto Quiros Corradi

Dos empresas, ENI y Total, se negaron a firmar luego de haber aceptado, en principio, negociar el cambio. La ExxonMobil se negó desde un comienzo a entrar en una negociación que consideraba violatoria de sus derechos contractuales, y cuatro empresas "devolvieron" a Pdvsa algunos campos que operaban (Hocal, Inemaka, Teikoku y Repsol). Otras, como Statoil, vendieron su participación minoritaria en campos operados por otras empresas. En resumen, 16 empresas, responsables de la operación de 25 campos, aceptaron las condiciones de la migración. Hocal, Inemaka, Teikoku y Repsol, que devolvieron como ya hemos dicho algunos campos, aceptaron la migración en otros. En realidad, de las empresas operadoras que consintieron negociar la migración, solo Total y ENI se retiraron.

Esto es lo descriptivo del mapa corporativo. Ahora, es importante que se entienda lo que en realidad sucedió en estas migraciones, que no es exactamente lo que el gobierno anda "vendiéndole" a los ciudadanos. Empezando por dos aspectos de tipo económico que el gobierno exhibe como ventaja de la migración. Una es un aumento de la regalía que pagarán las empresas. Pues bien, en los Convenios de Operación las empresas operadoras no pagaban regalías por cuanto el petróleo producido nunca era de su propiedad. (Salvo en una ronda donde la regalía era parte pequeña de la fórmula del monto a pagarle al operador). La regalía la pagaba Pdvsa como dueña del crudo. Ahora, la pagará la empresa mixta, cada socio en proporción a su porcentaje en la asociación. En la empresa mixta típica, Pdvsa será dueña del 60% y el socio privado del 40%. El privado cancelará lo que no pagaba antes, pero venderá su proporción del crudo a niveles de mercado (más de 50 dólares por barril, que Pdvsa comercializará partiendo de ese valor).

En los Convenios de Operación, según el Ministerio de Energía y Petróleo, el costo para Pdvsa era de 22 dólares por barril (a todas luces exagerado) pero, aun así, es mucho menor que los 50 dólares por barril que tendrá que pagar ahora por el 40% que entregó. Se puede alegar que el 60% lo tendrá más barato que antes al no tener que agregarle a los costos de inversión y operación el margen de las empresas privadas, pero ese margen tendría que ser muy alto para compensar la diferencia entre 22 y 50 dólares por barril, que pagará por el otro 40%.

Por otra parte, las Empresas Mixtas pagarán Impuesto Sobre La Renta a una tasa de 50% en lugar de 34% que pagaban los Convenios Operativos. Pero, de nuevo, el argumento está "cargado". El Seniat le impuso a las empresas de los Convenios Operativos una tasa impositiva de 50% alegando que su contrato no era de un servicio de operación sino que, en efecto, el convenio las convertía en verdaderas empresas petroleras sujetas a esa tasa impositiva. Es decir, que para obtener el aumento de la tasa de 34% a 50% no era necesario cambiar el modelo de convenio, dado que el gobierno decidió que "eso era así" y como es soberano en materia impositiva, solo necesitaba el argumento de que los Convenios Operativos convertían al supuesto contratista en una empresa petrolera para poderles aplicar la nueva tasa en forma retroactiva.

Es decir, no era una retroactividad de una nueva tasa, era simplemente corregir un "error" o "anomalía" que estaba presente desde el inicio de los convenios (el gobierno no aplicó la "retroactividad", que no lo era, desde el comienzo de los convenios, dándole a las empresas un "respiro fiscal". Si tenía razón, ha debido cobrar completo y si no la tenía no ha debido actuar arbitrariamente). Toda esta explicación va solamente para aclarar que los beneficios fiscales no son necesariamente una consecuencia de la migración (como he dicho, el nivel de la regalía es prácticamente irrelevante y la tasa del ISLR se le ha podido aplicar (se le aplicó) a los Convenios Operativos).

El ministro alega que el costo de producción para Pdvsa, al pasar de Convenios Operativos a Empresas Mixtas, puede reducirse de 22 dólares por barril a 7 dólares por barril primero y luego a 4 dólares por barril (costo promedio del barril Pdvsa). En primer lugar, es más que dudoso que el costo de producir un barril en esos campos marginales, viejos y de baja productividad, pueda equipararse al de explotar campos más productivos.

En segundo lugar, los volúmenes de producción, los presupuestos de inversión y de operación, los sitios por perforar, etcétera, todo tenía que ser aprobado previamente por Pdvsa bajo estos Convenios Operativos. De manera que si las empresas manipularon los costos para ganar más, lo hicieron en las narices de los técnicos de Pdvsa.

Los mismos, mejor dicho, ni siquiera los mismos que, ahora, bajo la modalidad de Empresas Mixtas se supone que van a tener la eficiencia y el know how que no tuvieron antes. Por otra parte, si la fórmula diseñada para los Convenios Operativos, en momentos cuando el precio del petróleo estaba por el suelo, resultaban ahora en ganancias excesivas para las empresas (Windfall Profits) eso era negociable, así como algunas de las operadoras privadas renegociaron varios de sus aspectos críticos cuando el precio del petróleo cayó a niveles imprevistos. Lo que es igual no es trampa. Lo cierto es que no es fácil comparar dos modelos de relación comercial que han sido diseñados en dos momentos muy diferentes para el negocio petrolero.

En los años 90, Pdvsa y el país requerían de financiamiento para operar esos campos marginales (el flujo de caja no daba para invertir en los campos productivos ni en los marginales). Los Convenios Operativos obligaban a los operadores a invertir la totalidad de lo requerido para explotar esos campos amén de que hicieran los análisis técnicos y los programas de producción para que fueran aprobados luego por la corporación

estatal. A los precios actuales, Pdvsa, aritméticamente debe tener caja suficiente como para cumplir con todos sus otros compromisos y, además, disponer del capital necesario para invertir el 60% de lo requerido en estos campos de baja productividad.

Sin embargo, el récord de inversiones que exhibe desde 1999 a la fecha no nos da confianza en que asignará los recursos necesarios para producir estos campos. Fuentes confiables nos han dicho que Pdvsa destina 10% de su ingreso bruto para "obras sociales". En la negociación con los socios de las Empresas Mixtas se les solicitó que aportaran 5% (la mitad de Pdvsa) para estos fines. Por supuesto que nadie en su sano juicio puede aceptar esa barbaridad. Al final, se acordó que las Empresas Mixtas contribuyeran con 1% de su ingreso neto, antes de impuestos.

Algunos de los socios privados dudan del éxito de este experimento. Pdvsa se ha reservado las grandes decisiones operativas tales como el presupuesto anual, la política operacional, los programas anuales de trabajo y los aumentos de capital. Todo lo cual representa un cambio drástico de la estructura anterior para la operación de los campos marginales.

La antigua Pdvsa creyó que era importante concentrar sus mejores esfuerzos en la exploración y explotación de los campos más productivos, y que podía controlar los campos marginales sin destinar demasiados recursos humanos valiosos a lo menos rentable de producir, con el fin de ordenar sus prioridades en forma lógica. Este nuevo experimento pone una pesada carga en la operación de lo que genera menos ganancia. Sin esa carga, la nueva Pdvsa ya ha descuidado la exploración y la explotación de los campos más productivos, hasta el punto de perder desde 1999 más de 1 millón de barriles diarios de capacidad de producción.

Quisiera saber, quiénes se ocuparon, durante estos largos meses de negociación de lo menos importante, de hacerle seguimiento al Plan de Negocios de Pdvsa 2006-2012 para llevar la producción nacional a cinco millones de barriles diarios. ¿Quién vigila la operación de la refinación con su carga criminal de accidentes fatales? ¿Quiénes se ocupan de hacer el inventario nacional del gas? ¿De certificar las reservas de la Faja Petrolífera del Orinoco? ¿De auditar los resultados financieros y operativos de la empresa, atrasados por más de dos años? En julio de 2006 se cumple un año de haberse dado a conocer el Plan de Negocios ya mencionado. ¿Nos dirá alguien cómo va la cosa? Un último punto. No tengo, en principio, nada en contra de las Empresas Mixtas. Simplemente creo que hubiera sido mucho más sencillo renegociar los Convenios Operativos en lo fiscal y dejar esta nueva figura de Empresas Mixtas para aplicársela a nuevos negocios, si se considerara conveniente mantener asociaciones con el sector privado nacional y extranjero.

Ergobaby Bundle
Build Your Perfect Baby Bundle. Shop Now & Save 25% at Checkout!





Tomado de El Nacional

Ergobaby Bundle
Build Your Perfect Baby Bundle. Shop Now & Save 25% at Checkout!





<http://www.entorno-empresarial.com/archivo/articulo/596/la-migracion-de-los-contratos-de-servicios-en-la-industria-petrolera-venezolana>

Para publicaciones anteriores consulte la sección [Archivo](#).



**GREAT FIXED RATES
TO HANG YOUR HAT ON**


Direct Energy
Business

SIGN UP NOW

ISSN: 1856-4011 / Depósito Legal: PPX200602CA2126

[Aviso Legal](#) - ©Copyright 2005-2016 - Revista creada y mantenida por [DEPROIMCA](#) - redaccion@entorno-empresarial.com

Centro Comercial "Multicentro Paseo El Parra", Las Cuatro Avenidas (119) con Avenida Río Orinoco, Mezzanina-4, VALENCIA - EDO. CARABOBO - VENEZUELA
Telf.: (+58) 241 - 824.0330 / 823.7166 / 414 - 430.8512