

Reforma Energética. Presentación ante las Comisiones de Hacienda y de Energía de la H. Cámara de Diputados

Dr. Rogelio Gasca Neri

17 de junio de 2014

Es un honor haber sido invitado para compartir con ustedes algunos comentarios sobre la Reforma Energética, la cual sin ninguna duda es un hito histórico en la Historia de México.

Coincido plenamente con lo declarado por el Secretario de Hacienda, Dr. Luis Videgaray, que "Reformar no es hacer magia, es cambiar a profundidad la estructura de nuestra economía que nos ha impedido crecer por más de 30 años... Lo importante es que México ha emprendido una ruta de transformación, una ruta que nos da hoy una oportunidad de crecimiento hacia adelante y de desarrollo como no lo teníamos, al lograr generar reformas que se postergaron durante muchos años".

Por la naturaleza de esta reunión y por lo limitado del tiempo, limitaré mis comentarios iniciales al tema de la Renta Petrolera y a las Tarifas Eléctricas, temas que son los medulares de la reforma. Anexo un conjunto de gráficas en las que baso mis comentarios y respuestas a las preguntas que ustedes se sirvan hacer.

Renta Petrolera

Simplificando por brevedad, la Renta Petrolera de un yacimiento puede definirse como:

Renta Petrolera = [Precio del Crudo- Costo Variable][Producción de Crudo] – Costos Fijos – C*

C* = Otros costos en letra chiquita o implícitos, no transparentes o no claros, sujetos a interpretación o litigio (financieros, contractuales, de gestión, las pérdidas, robos, mermas, etc.)

Los contratos energéticos a largo plazo, 20-30 años o más, son extraordinariamente complejos y están plagados de letras chiquitas. La complejidad se ilustra al considerar que los supuestos bajo los que se basan varían en periodos menores a los contractuales. Su estabilidad casi nunca es de más de 10 años: porque no sabíamos que no sabíamos ciertos factores, porque cambia drásticamente el entorno de precios o costos, porque la geología no es lo que esperábamos, por nuevas tecnologías, etc.

En materia eléctrica nos tocó elaborar los contratos de PIE (IPPs), que se han mantenido sin problemas por más de 15 años y que han servido como modelos de muchos otros contratos en México y fuera. Fue afortunado el diseño básico de los contratos y los resultados han sido excelentes, como lo pueden ver en varias de las gráficas que adjunto. Me enorgullece haber sido parte de ese grupo de expertos de hace 25 años, de la SENER, SHCP y CFE. La experiencia del diseño de los IPPs nos da luz de que se requiere que los contratos estén bien elaborados y que se cuide todo el clausulado, que los diseñen gente experta interna y externa, junto con las bases de licitación, que su asignación sea transparente, su ejecución impecable y que su seguimiento y control en el día a día sea eficiente, con reglas claras y con la habilidad de ajustar a los cambios no previsibles que se presentarán en el transcurso y vida de los contratos.

En lo que se refiere a la renta petrolera los costos conocidos y los C* son vitales porque es lo único sobre lo que tenemos control. El precio es exógeno y la producción de un recurso no renovable es un tema de la naturaleza, aunque se haya convertido erróneamente en un artículo de fe que las Reservas y la Producción son proporcionales a la inversión y/o gasto. Por el momento me permito ignorar el gas seco, que es fundamental en materia eléctrica, porque el precio del crudo es alrededor de 5 veces mayor que el del gas.

El precio del crudo es algo totalmente exógeno, pero contrariando el sabio consejo de que nunca hay que profetizar y menos sobre el futuro, mi opinión es que se va a mantener alto, y con tendencia creciente. Esta predicción la hicimos desde el 2005, y en particular en una publicación en 2006 -Petro-Globalización sin

Competitividad: La Tormenta Perfecta- afirmaba que el precio del WTI iba a rebasar los 100 dólares por barril. En aquella ocasión escribí:

“En México la preocupación se ha centrado en una posible reducción de los precios del petróleo y se ha asegurado que la producción petrolera se va a incrementar, pero todo indica (como será discutido a detalle) que los precios del petróleo se van a incrementar y que la producción de Cantarell no va a ser reemplazada, el cual es el peor de los escenarios. Elementos externos adicionales a la crisis son una posible subida en las tasas de interés internacionales por el encarecimiento de los energéticos, como en los 70's y 80's, y un endurecimiento en materia migratoria por parte de los Estados Unidos por el posible problema de que la saturación de su infraestructura le impida sostener flujos migratorios considerables.

La conclusión es evidente: **los precios del petróleo se van a mantener a la alza. Dentro de muy poco tiempo el mundo va a alcanzar su pico de producción y, a partir de ese punto, ésta va a ir en descenso.** La subida reciente en los precios del petróleo no se deben a ningún embargo ni a ninguna situación coyuntural, simplemente es un reflejo de que la capacidad de producción mundial de petróleo está llegando a su límite. En suma, todo indica que en poco tiempo el crudo ligero WTI rebasará la barrera de los 100 US\$/barril. Así, el escenario energético mundial futuro va a ser muy complejo y con altos precios, tal y como señalamos en “Petro-Globalización sin Competitividad: La Tormenta Perfecta”

Esta cita es relevante en cuanto a la predicción de alza en los precios y el freno en la producción mundial de crudo. Afirmar lo anterior no es simple aún ahora, menos hace casi 10 años, aún con datos. En Mayo de 2005 la producción mundial de crudo era de 74.3 MMbd, y en diciembre de 2013 fue de 76.7 MMbd, o sea que en estos 8 años se tuvo un incremento de 2.4 MMbd de los que 2.3 se deben a los Estados Unidos. Tomando el decremento natural sin el milagro del shale oil, la producción mundial de crudo hubiese descendido. El tan esperado “Peak Oil” se alcanzó, pero el milagro del shale oil lo aplazó, pero sólo momentáneamente en términos históricos, por lo que la predicción se mantiene. La razón es por demás simple: se trata de un recurso no renovable de la naturaleza. Aún en un país tan ejemplar como Noruega, la producción de crudo ha caído a menos de la mitad en 10 años.

Esto pone en perspectiva la caída del campo Akal del activo integral Cantarell. En el año 2000 empezó la inyección de nitrógeno, casi duplicando la producción de 1 MMbd a su pico en diciembre de 2003 de 2.105 MMbd, convirtiéndolo momentáneamente en el segundo pozo productor más grande del mundo, sólo después de Ghawar en Arabia Saudita. En abril de 2014 su producción es poco menos de la décima parte del pico, 0.193 MMbd. Esta breve cita nos da una idea de lo que significan 2 MMbd. Es un número enorme, con efectos mundiales. Por ello creo que es importante ubicarnos en la historia del petróleo y ponderar en términos realistas lo que somos capaces de hacer y cuales son las perspectivas previsibles, con escenarios, y no ejercer un acto de fe y creer que producción de esa magnitud (2 o 3 millones de barriles diarios, MMbd) va a ser mágicamente producida o recuperada.

Un poco de Historia para afirmar que 1938 poco tiene que ver con 1982 y la actualidad.

1938. En 1921, por efecto de la revolución Rusa, México llegó a ser el segundo productor de crudo más grande del mundo, con 530 Mbd, Estados Unidos producía 1,294 Mbd. Para 1938, la producción de México había caído a la quinta parte, a 105 Mbd, mientras que Estados Unidos había casi triplicado su producción a 3,327 Mbd. En abril de 1938, Estados Unidos llegó a su pico como exportador neto de crudo con 191 Mbd (exportaba 252 e importaba 61). Así, **en aquellos años el mundo del petróleo era radicalmente diferente.** Aquí cabe un comentario sobre Refinación. Hasta 1973, por alrededor de un siglo, el negocio era Downstream (Refinación, etc.) El único magnate petrolero que se había ensuciado las manos en el upstream fue Paul Getty. De 1974 al 2004 ocurre una transición con las variaciones tan bruscas en el precio del crudo. Del 2005 a la fecha el precio del crudo subió significativamente en términos absolutos y relativos, dominando el precio de las gasolineras, etc. y poniendo en crisis al downstream. Por ello, si la eficiencia de conversión de petróleo a petrolíferos no es extraordinariamente eficiente y competitiva, las pérdidas económicas son muy grandes. En México el Índice de Intensidad Energética de la refinación es 1.5 veces más grande que la Referencia, de acuerdo al excelente Diagnóstico de la Sener de 2008, que también incluye otros elementos como la intensidad del costo laboral, de mantenimiento y paros no programados en la refinación. Así, las pérdidas de Pemex Refinación han sido y son enormes. Afirmar que el gran negocio es la refinación es una realidad ya

caduca, como caduca es la idea de precios de crudo bajos. En este aspecto, como en muchos otros, la Reforma Energética presentada por el Ejecutivo es muy certera.

1982. A partir del embargo petrolero de 1974, México casi multiplica su producción de crudo 10 veces, para alcanzar un pico en Diciembre de 1982, de 3,016 Mbd. De abril de 1979 a abril de 1980 el precio del crudo casi se cuadruplicó, por la crisis de Irán, lo que disparó la inflación mundial y las tasas de interés. En 1981-1982, el precio del crudo bajó alrededor de un 10% en términos nominales, lo que disparó la crisis de la deuda externa y el fin de una etapa de 50 años de crecimiento económico de México del 6.22% en promedio, al actual promedio del 2%.

En su pico en diciembre de 2003, la producción de crudo en México alcanzó su máximo de 3,455 Mbd (2,478 en abril de 2014, pero por debajo de 2,400 si se quitan los “robos, el agua y las mermas” de crudo) y la exportación alcanzó su pico de 2,141 Mbd (1,051 en abril de 2014). En términos anuales el pico se alcanzó en 2004. Estar en la cima es complejo, por un lado reina el triunfalismo, pero por otro lado, lo que fue de subida ahora es cuesta abajo y había que estar preparado para ello. Las consecuencias del triunfalismo del 2004, fueron notables y aún nos persiguen. El 30 de agosto de 2004 se anunciaron enormes “descubrimientos” de “Recursos Prospectivos”, que por definición son recursos no descubiertos, que nos podían llevar a producir 7 MMbd. En el informe del 1º de Septiembre de 2004 se anunció que “Como resultado de las inversiones realizadas en los trabajos de exploración, en días pasados se anunciaron descubrimientos preliminares de muy importantes yacimientos en el Golfo de México que consolidan el futuro energético de nuestro país. Los primeros datos revelan que las reservas potenciales de estos descubrimientos son de la misma magnitud de las que hoy conocemos con certeza.” El 1º de Noviembre de 2004 el Director de Pemex es sustituido, y el 6 de Marzo de 2005 Pemex declara que duplicando la inversión de 10 a 20 mil millones de dólares anuales con los “Recursos Prospectivos” nos convertiríamos en una potencia mundial en crudo y petrolíferos. Esta breve cita, contrastada con la realidad, muestra claramente la falacia, o mito, de que las Reservas y producción de crudo son proporcionales al gasto, lo que si fuese cierto le permitiría a cualesquier país o región controlar la naturaleza. Aquí empiezo la era de los pronósticos (muy) optimistas de producción, y la expansión del gasto.

Bajo este paradigma en 2008 se hizo una reforma energética, sin cambio constitucional, y los egresos se duplicaron en términos reales de flujo de efectivo, pero la producción continuó bajando. Para compensar la caída de Akal, se empezó a inyectar nitrógeno en el activo integral Ku-Maloob-Zaap, y aunque el campo Ku empezó su declinación en 2009, la producción de crudo se estabilizó en alrededor de 2,500 Mbd. Otro gran intento fallido fue Chicontepec. Inicialmente se planteó que podía producir cerca de un millón de barriles diarios, luego la meta fue bajando paulatinamente. Lo cierto es que pasó de cerca de 30 Mbd y su pico lo alcanzó en noviembre de 2012 en 76 Mbd. El activo integral Litoral de Tabasco hizo descubrimientos sólidos, aunque modestos en magnitud.

Uno de los problemas de la Reforma de 2008 fue la premisa de la cual partió:

Mayor Gasto = Mayores Reservas = Mayor Producción.

Lo cierto es que en 12 años, del 31 de diciembre del 2000 al 31 de diciembre del 2012, se produjeron 13,052 millones de barriles de crudo (lo que a US\$100/b equivaldrían a 1.3 millones de millones de dólares), de los que se restituyeron 3,950 MMb (30%), pero de pura reserva posible, de las que el 54% son de Chicontepec.

En suma, el viejo paradigma del sector petrolero era insostenible, su extensión no auguraba sino dificultades. Era indispensable un cambio en el paradigma del sector energía, verdaderos cambios, profundos y estructurales, que están contenidos en la Reforma Energética presentada por el Ejecutivo. En el paquete legislativo que la reglamentará es indispensable que se tenga una estrategia con objetivos claros, compromisos y metas medibles en la reestructuración corporativa y en el control de sus gastos e inversiones, que los proyectos y las licitaciones sean transparentes e impongan un piso mínimo de conveniencia para el estado, que si no se cumple sean legalmente declaradas desiertas, y que los proyectos y los contratos sean los correctos. **Visto como una opción diferente que otorga un nuevo grado de libertad para incrementar la Renta Petrolera, mi pronóstico es que la Reforma Energética va a ser un éxito.**

Tarifas Eléctricas

A nivel flujo de efectivo las transferencias del Gobierno a CFE son prácticamente cero. Bajo el artículo 46 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, CFE le tenía que pagar al Gobierno el 9% del valor de los activos fijos netos en operación del año anterior como aprovechamiento. En teoría este pago iba contra las “aportaciones virtuales” del Gobierno a CFE y para cubrir subsidios, en particular a las tarifas residencial y agrícola, lo que funcionó hasta el año 1999. A partir del 2000, el aprovechamiento fue insuficiente para cubrir los subsidios, por lo que se creó un renglón de “insuficiencia tarifaria no cubierta por el aprovechamiento”, lo que en teoría no debía existir. Para resolver el problema a nivel contable, a partir del 2013 la insuficiencia tarifaria se suma a los ingresos como un ingreso “virtual”, lo que es complejo de entender. Sin embargo, a nivel flujo de efectivo, que es lo que cuenta, la situación es simple, las tarifas no subsidiadas (industriales, comercial y Doméstica de Alto Consumo o DAC) subsidian de forma cruzada a las otras tarifas, las pérdidas eléctricas por casi 18% -que son de las mayores del mundo- el pasivo laboral que ronda los 500 mil millones de pesos, el uso de un combustible irrealmente caro, las ineficiencias y los problemas heredados de Luz y Fuerza del Centro. Adicionalmente, 2013 fue un año paradigmático. Por segunda vez en la historia de México las ventas de CFE bajaron. La primera fue durante la crisis del 2009. Esto afecta las finanzas de CFE.

La fórmula de la energía de las tarifas industriales está indexado en una fórmula elaborada como si sólo consumiesen energía fósil, más un sobrecosto. Si el precio de los combustibles baja, el sobrecosto también baja por efecto del índice, empeorando los problemas financieros de CFE, ya que los problemas de CFE no se limitan al costo de los combustibles, sino hay factores adicionales como las pérdidas, etc. La única forma de evitar cruzar subsidios es el autoabastecimiento. No es que éste sea más barato o eficiente que los IPPs de CFE, ni que el porteo ni el respaldo sean baratos para las no-renovables, sino que se evita el cruce del subsidio. **Estos elementos muestran que el modelo eléctrico anterior está agotado.**

El problema del combustible no es menor. Pemex se lo vende a CFE, para que las tarifas industriales la paguen, a casi el precio del crudo WTI. El problema es que si CFE no toma el combustible, Pemex no tiene capacidad de almacenamiento y tendría que parar sus refinerías para la producción de gasolinas. Por otro lado, si no lo toma CFE habría que enviarlo al sureste asiático, para venderlo a un precio muy bajo por su mala calidad y baja demanda, pero Pemex Refinación tendría que aportar los recursos para el transporte terrestre y marítimo. Este problema viene de las reconversiones de las refinerías incompletas. La solución más sencilla sería que CFE pagara el “Net Back” (precio menos transporte) pero eso empeoraría la situación financiera de Pemex Refinación, que ya carga con pérdidas muy grandes, trasladando el problema.

A la inquietud de si las tarifas residenciales pueden bajar, la respuesta es que en promedio son más bajas que en Estados Unidos (9 vs 12 centavos de dólar por kWh en 2012). Sin embargo la tarifa DAC, que sería la residencial sin subsidio, es 3.6 veces más cara que la residencial promedio, lo que la hace una de las más caras del mundo. En esta tarifa está el 1.4% de los usuarios residenciales. A menos que se incrementen las tarifas industriales, que ya son 80% más caras que las de Estados Unidos, o que el Gobierno aporte dinero en efectivo, no hay manera de bajar las tarifas residenciales, ni las industriales. Como lo señala el Secretario de Hacienda, no hay milagros. Como correctamente señaló el subsecretario de electricidad Cesar Hernández, “las tarifas no pueden bajar por decreto”. La única forma de reducirlas es a través de un trabajo duro, constante y muy firme para reducir pérdidas y costos de todo tipo.

Lo que ha ayudado en mucho a CFE fueron los IPPs, con costos de 2 a 4 veces menores a los de CFE y eficiencias superiores.

La electricidad tiene dos caras; una es la influencia en el nivel de vida de la población, a través de mayor cobertura en electrificación y tarifas bajas, hoy casi todas subsidiadas por las altas tarifas de otros, y la otra cara de la electricidad es su impacto en la competitividad del sector productivo. **Tengo la certeza de que los problemas estructurales, muy complejos que he señalado brevemente, se resolverán satisfactoriamente con la Reforma Energética presentada por el Ejecutivo.**

Muchas gracias por su atención y estoy a sus ordenes para sus comentarios y sus preguntas.