

EL COSTO DE OPORTUNIDAD ATRIBUIBLE A CANTARELL.

F. Garaicochea. Marzo 2001

Pemex ha concentrado la producción de petróleo en proyectos que, de acuerdo con sus estimaciones, proporcionan mayores ventajas económicas relativas. Es decir los recursos se asignan a actividades que permiten obtener, según sus cálculos, el mayor valor presente neto de las utilidades. Sin embargo, de acuerdo con la ley de costos comparados, la extracción de petróleo mantendrá sus ventajas relativas hasta alcanzar un cierto nivel de producción; a partir de ese nivel, por efecto de los rendimientos decrecientes o por costos de oportunidad muy elevados, dichas ventajas se reducen, hasta anularse. Por ejemplo, invertir para incrementar la producción de cualquier cosa, puede ser muy rentable hasta saturar la demanda. Las inversiones adicionales, que sobrepasen la necesidad del mercado, reducen el margen de las utilidades o resultan infructuosas. En estas condiciones es más lucrativo invertir en la producción de cosas con demanda insatisfecha y creciente. El campo Cantarell es un ejemplo en este sentido, ya que se han invertido miles de millones de dólares para incrementar su capacidad de producción, la cual no puede usarse plenamente sin contribuir al abatimiento del precio del petróleo, con la consecuente reducción de ingresos y utilidades.

Un tema importante, hasta ahora no tratado en relación al proyecto de inyección de nitrógeno al campo Cantarell, es el de su costo de oportunidad. El costo de oportunidad, también conocido como costo de sustitución o alternativo, es el de las utilidades que se obtendrían si se hubiese seleccionado una opción de inversión diferente a la seleccionada; o sea: lo que se deja de ganar por no elegir la mejor opción.

Para analizar un proyecto desde el punto de vista de su costo de oportunidad es necesario identificar y valorar, en forma rigurosa, todas las opciones de inversión que pueden ser realizadas. La selección de cualquier opción diferente de la óptima, constituye un costo de oportunidad que puede en ocasiones ser de muy graves consecuencias, dependiendo del monto de las inversiones y el riesgo operativo involucrado.

Como se mencionó, en Pemex el orden de desarrollo de los proyectos de inversión se establece ahora de acuerdo con su rentabilidad. El objetivo es maximizar el valor económico de las reservas de hidrocarburos, mientras que en otros países el objetivo es obtener la máxima recuperación de hidrocarburos mediante su explotación racional. El régimen fiscal aplicado a Pemex lo ha obligado a diferir indefinidamente varios proyectos de inversión, debido a su relativamente baja rentabilidad. Tal es el caso del proyecto de desarrollo y explotación del campo Paleocanal de Chicontepec que, según estimaciones oficiales recientes, contiene el 27% de las reservas nacionales de aceite y cerca del 40% las reservas de gas natural seco. No se sabe aún cuándo y cómo se

recuperarán estas reservas, ya que un sólo pozo de la región marina produce mucho más petróleo que los mil pozos ya perforados en el Paleocanal.

También Pemex, por su limitada capacidad de autofinanciamiento, ha recurrido a una forma de deuda pública, mediante proyectos de inversión diferida, realizados por contratistas privados que financian las obras o servicios que supuestamente, generarán ingresos suficientes para pagarlos con los beneficios económicos que dichos proyectos producirán. Un caso similar es el del primer contrato que se otorga en México en la modalidad BOO (build-own-operate o construir-poseer-operar), concedido al consorcio constituido por las compañías BOC Gases, Linde, Marubeni, Westcoast Energy e ICA-Fluor Daniel. Pemex, en vez de realizar este proyecto por administración, se comprometió a pagar mensualmente y durante 15 años el precio establecido por la producción y suministro de 1,200 millones de pies cúbicos diarios de nitrógeno. En total se pagarán 2,400 millones de dólares por este servicio.

El hecho de que Pemex cuente con recursos económicos limitados o financiados en forma condicionada, hace que una vez aplicados a un fin, se pierda o limite la posibilidad de utilizarlos en otros proyectos. Entonces el beneficio diferencial de la opción que no se realiza, por falta de capital, imprevisión o cualquier otra razón, es el costo de oportunidad. Cuando además de no seleccionar la opción óptima de inversión, se elige una innecesaria, entonces el costo total relativo se dispara, ya que corresponde al de la suma del costo innecesario más el de oportunidad originado por no aplicar la mejor opción.

El costo improductivo del PINC se puede estimar en forma aproximada en más de 5,000 millones de dólares. De esta cantidad unos 3,000 millones corresponden a todas las obras y servicios asociados a la inyección de nitrógeno, ya que se ha demostrado en forma categórica y definitiva que esta inyección es innecesaria. También hay que tomar en cuenta aquí la ley de costos comparados, pues resultan estériles las cuantiosas erogaciones realizadas para aumentar la producción, sin que existan actualmente condiciones propicias de mercado para su venta (rendimientos decrecientes). Estas inversiones ociosas se estiman en forma aproximada en 2,000 millones de dólares. Además hay que considerar lo que se dejará de ganar por no haber elegido opciones mucho más rentables, (costos de oportunidad) como la inyección de gas a los campos Ek y Balam, Ku-Maloob-Zaap (KMZ), May, Sen, Jujo Tecominoacán, y otros del Litoral de Tabasco. Por ejemplo la rentabilidad de la inyección de gas en el KMZ es 20 veces mayor que la estimada para el PINC.

Otro costo de oportunidad es el de la opción de utilizar en Cantarell el bombeo neumático (BN) en lugar del electrocentrífugo (BEC). Este sistema de bombeo fue desechado por Pemex al calcular su compañía asesora Netherland Sewell (NS), en forma equivocada, que con el empleo del BEC se tendrían pérdidas de 9,000 millones de dólares por producción diferida, y pérdidas de reservas, también inventadas, por 22,800 millones de dólares. Nadie emplearía el BEC si se aplicara la metodología que usa NS, para valorarlo y descartarlo. Al respecto

cabe mencionar que tan sólo en Estados Unidos hay más de 20,000 pozos con BEC. Además en el campos Ek y Balam, “la mejor opción es el bombeo electrocentrífugo”, como lo han demostrado y afirmado los ingenieros de Pemex responsables de la operación de estos campos. Al desechar la aplicación del BEC, se desaprovechó la oportunidad de utilizar un sistema de bombeo que es más eficiente, más seguro de operar y de mayor capacidad de producción que el BN. La eficiencia, expresada en función de la energía aprovechada entre la energía proporcionada, favorece al BEC que opera con una eficiencia del orden del 60%, mientras que el BN lo hace con menos del 30%. En seguridad, el BEC aventaja al BN porque en este sistema se usa gas a alta presión en los pozos y ductos, lo cual pone en riesgo la vida de los trabajadores y la integridad de las instalaciones. Al respecto se recuerda el accidente que ocurrió en el campo Piper del mar del norte, donde perdieron la vida 52 personas en 1984.

Otro costo de oportunidad corresponde al de no exigir a las compañías asesoras y constructoras extranjeras que desarrollan actividades relacionadas con la explotación del petróleo en México, que por lo menos un determinado porcentaje del personal y del material que empleen sea nacional. En Rusia se exige que el 70 % del personal y el 80% del material empleado sea ruso.

Retrasar o dejar de aplicar tecnologías de punta, cuya eficacia ya ha sido comprobada, constituye otro importante costo de oportunidad. Por ejemplo, la perforación de pozos horizontales ha sido desechada en Cantarell, al no considerar que este tipo de pozos serán necesarios cuando el espesor productor de aceite se reduzca a unos cuantos metros, por el avance del contacto gas-aceite. Actualmente la productividad de un pozo vertical es prácticamente igual a la de uno horizontal; pero los pozos horizontales proporcionan de tres a cuatro veces más producción que los que se están perforando, cuando el espesor productor es reducido, situación que se tendrá al final de la vida productiva del campo. Entonces se tendrán que perforar los pozos horizontales, que de haberse perforado ahora, evitarían las erogaciones que se tendrán que realizar a largo plazo.

El mayor costo de oportunidad del PINC se deriva de la elección de la compañía contratada para asesorar a la alta dirección de Pemex sobre la forma de complementar el desarrollo y la explotación del campo Cantarell. Para esto durante la administración del Lic. Adrián Lajous Vargas, se contrató por asignación directa a la compañía NS. Se optó por excluir del asesoramiento a compañías con mayor experiencia y mejores recursos. También se prescindió, en forma inexplicable, de solicitar la valiosa y gratuita opinión de los doctores en ingeniería petrolera que laboran en la Universidad Nacional Autónoma de México, el Instituto Politécnico Nacional y el Instituto Mexicano del Petróleo. La incompetencia de NS se ha tratado de ocultar, pero las evidencias son indiscutibles.

NECESIDAD DE REALIZAR UNA AUDITORÍA TÉCNICA AL PROYECTO DE INYECCIÓN DE NITRÓGENO AL CAMPO CANTARELL

Como es de todos conocido, el Sr. Licenciado Vicente Fox Quesada, Presidente Constitucional de los Estados Unidos Mexicanos, ha manifestado que los principales actos de su gobierno se presentarán ante la sociedad con apego al principio de transparencia y rendición de cuentas. Durante el sexenio anterior el Grupo Ingenieros Pemex Constitución de 1917 solicitó, sin obtener respuesta satisfactoria, se dieran a conocer ante la opinión pública especializada, las razones técnicas y económicas que sustentaron la necesidad de inyectar nitrógeno al campo Cantarell.

Conviene recordar o volver a presentar algunos antecedentes sobre el campo Cantarell y el proyecto de inyección de nitrógeno (PIN). La importancia del campo se comprende al observar que: 1.- Produce cerca del 50% de la producción nacional de petróleo crudo y el 15% del gas. 2.- Las inversiones programadas y asociadas a la inyección de nitrógeno, que algunos especialistas consideran innecesarias, ascienden a más de 3 500 millones de dólares. 3.- Las inversiones se trataron de justificar mencionando que permitirán "obtener un volumen adicional de 2 000 millones de barriles, lo cual representa un valor presente neto de 29 800 millones de dólares". Esta aseveración fue descalificada por un especialista en análisis económico del Instituto Mexicano del Petróleo.

Por otra parte no se duda que conviene aplicar en Cantarell procedimientos para mantener su producción y aún incrementarla, ya que compensará la declinación de otros campos; pero varios especialistas difieren en cuanto a la combinación de procedimientos específicos a emplear elegida en Pemex. Esta diferencia de criterio cobra especial relevancia por la vulnerabilidad que ha generado la desatención de la Institución a la exploración y desarrollo de estructuras geológicas potencialmente productoras. Se impone, por lo tanto, cuestionar, analizar y transparentar ahora, con todo rigor, la idoneidad de dicha combinación. Se entiende que para el caso no basta producir más petróleo más de prisa, sino de recuperar lo más posible del aceite y gas almacenados en el yacimiento, y sin que uno y otro sufran deterioro a consecuencia de la aplicación del procedimiento elegido.

En términos generales se puede hablar de dos categorías de procedimientos de producción artificial: los que tienen por objeto crear o mantener la presión necesaria para expulsar en forma más eficiente el petróleo del yacimiento, y los que lo extraen de los pozos mediante bombeo. Obviamente pueden combinarse y esto es lo que Adrián Lajous Vargas decidió, tomando en cuenta la recomendación de la compañía asesora transnacional Netherland Sewell (N-S), por lo que ordenó inyectar nitrógeno al casquete gaseoso desarrollado en el espacio superior de la estructura que confina el petróleo, y aplicar bombeo neumático directamente a los pozos.

La diferencia de criterio entre especialistas se centra en la supuesta necesidad de mantener la presión mediante la inyección de un gas y, dado caso que se demuestre que sí lo es, si el nitrógeno es el medio adecuado para lograrlo. Se aseguró que sí es necesario presionar el yacimiento y que sí es el nitrógeno el gas adecuado, a pesar de que reducirá la recuperación de hidrocarburos.

El problema es algo complejo para la mayoría de las personas. Por ello debe abordarse en la forma más llana posible, a efecto de facilitar la comprensión de sus aspectos medulares y de extraer conclusiones y recomendaciones a partir de los argumentos de una y otras partes, sin caer en disquisiciones inaccesibles a los no expertos en la materia.

Partiendo del hecho de que el proyecto ha seguido adelante, conviene, en primera instancia, conocer y evaluar los pros y contras de dicha decisión, para cuyo efecto se tendrían que plantear y contestar las siguientes preguntas:

A.- Respecto a otras opciones. ¿Permitirían éstas? :

1. - ¿Obtener una recuperación mayor de aceite?
2. -¿Evitar la contaminación del el gas producido junto con el aceite y del gas remanente durante la explotación del aceite?
3. -¿Obtener menor costo de extracción de aceite y de purificación del gas?
4. -¿Menor costo de inversión en el proyecto en su conjunto?
5. -¿Menor gasto de energía?
6. -¿Menor afectación ecológica?
7. -¿Menor tiempo de implementación?
8. -¿Menor riesgo operativo?

B.- Respecto a pruebas de laboratorio y de campo:

1. -¿Existe evidencia, a nivel de explotación industrial, y en torno a los puntos anteriores, de la superioridad de la aplicación del procedimiento elegido en yacimientos de la magnitud y características de Cantarell?
2. -¿Se han realizado pruebas piloto para verificar la bondad del procedimiento?
3. -¿Existen firmas de reputación internacional que hayan tenido experiencia en los efectos de inyección de nitrógeno en yacimientos de la magnitud y características de Cantarell?
4. -¿Antes de iniciar la implementación del proyecto, se solicitó la opinión de especialistas nacionales de la UNAM, del Instituto Mexicano del Petróleo o de algunas de dichas firmas?
5. -¿Los modelos de simulación que se emplearon reproducen en forma confiable los efectos de contaminación del gas y del aceite, así como los fenómenos de transferencia de aceite y gases en el seno de la estructura del yacimiento?
6. -¿Por qué se realizaron o se realizan estudios de laboratorio y de análisis no convencionales complementarios después de poner en marcha el proyecto?

7. -¿Por qué se rehusó sistemáticamente Adrián Lajous y los dirigentes de las dos agrupaciones de ingenieros petroleros a someter esta costosa decisión al escrutinio de profesionales calificados independientes, a pesar de haberlo ofrecido públicamente funcionarios del más alto nivel de Pemex?

C.- Respecto de otras consideraciones:

1. - ¿Es imprescindible mantener presionado artificialmente el yacimiento?
2. -¿No es cierto que a medida que se explotaba el yacimiento su depresionamiento se hacia cada vez menor?
3. -¿No es cierto que se han obtenido ritmos de producción muy elevados con bombeo neumático y electrocentrífugo en pruebas de campo en Cantarell?
4. -¿No es cierto que el bombeo electrocentrífugo puede operar con presiones del yacimiento y de succión muy reducidas?
5. - En cuanto al riesgo de invasión de agua, ¿no es cierto que en dos publicaciones de la Asociación de Ingenieros Petroleros funcionarios de alto nivel de Pemex afirman que el nivel de agua prácticamente tiende a mantenerse constante?
- 6.-¿Por qué no se consideró en el estudio original de Netherland Sewell (N-S) la terminación pozos dotados de tubería de revestimiento de gran diámetro en lugar de los programados de menor diámetro?
- 7.- ¿No es cierto que es y hubiera sido mucho más conveniente y rentable inyectar nitrógeno en yacimientos de otros campos, como Ek y Balam, el complejo Ku-Malob-Zaap, el campo Sen y otros, que no contienen casquetes gaseosos?
8. -¿No es cierto que para sostener o aumentar la producción no es necesario mantener la presión del yacimiento mediante la inyección de nitrógeno o de ningún otro gas?
9. -¿No es cierto que mediante la aplicación de sistemas artificiales de bombeo optimizados se ha triplicado la producción de los pozos en Cantarell, aunque la presión del yacimiento se haya abatido sustancialmente y, por lo tanto, dichos sistemas pueden sustituir con gran ventaja la inyección de nitrógeno ?
- 10.- ¿No es cierto que en comparación con el bombeo neumático, el electrocentrífugo opera con mayor capacidad de producción, mayor eficiencia, mayor seguridad y mayor aprovechamiento del gas producido. Presenta, ciertamente, como desventaja, mayor costo de las reparaciones; sin embargo este costo puede reducirse en forma substancial, con el empleo de tubería flexible y mediante la experiencia que se adquiriera durante el proceso de aprendizaje?
- 11.- ¿No es cierto que el nitrógeno inyectado contaminará los hidrocarburos del yacimiento al mezclarse en el gas y disolverse en el aceite, y que el gas requerirá de limpieza para su aprovechamiento con las inversiones y gastos correspondientes?
- 12.- ¿No es cierto que la inyección de nitrógeno constituye un ejemplo patente de desperdicio de energía, al anular el aprovechamiento de la energía natural del yacimiento y al reducir el poder calorífico del gas natural al contaminarlo?
- 13.- ¿No es cierto que el proyecto no cumple con el objetivo de maximizar el valor económico de las inversiones, ya que existen otras formas de producción más rentables, como el bombeo eléctrico-centrífugo y el neumático optimizados?

14.- ¿No es cierto que el proyecto adolece de justificación rigurosa, que garantice su éxito, ya que los estudios indispensables para fundamentarlo se realizan en forma extemporánea.

15.- ¿No es cierto que para elaborar estudios integrales de yacimientos, Pemex debe recurrir a su propio cuerpo de profesionales y sólo de ser imprescindible, emplear los servicios de compañías extranjeras cuyos intereses no necesariamente coinciden con los nacionales.

16.- ¿No sería conveniente suspender la parte del proyecto correspondiente a la inyección de nitrógeno hasta en tanto se practique un estudio minucioso por un grupo de profesionales nacionales y extranjeros independientes, que justiprecien otras opciones de menor inversión y costo operativo y sin contaminar los hidrocarburos ligeros producidos y remanentes?

17.- ¿No es cierto que a diferencia de otras asociaciones internacionales funcionarios de Pemex, que encabezan la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, han impedido la publicación de comentarios y la discusión objetiva y abierta de cualquier tema relacionado con Cantarell que no esté de acuerdo con la inyección de nitrógeno y la aplicación generalizada del bombeo neumático?

D.- Contradicciones que deben aclararse:

En adición a las interrogaciones anteriores, se añade la siguiente relación de declaraciones contradictorias en las que han incurrido varios funcionarios de alto nivel de Pemex Exploración y Producción. Estas contradicciones han generado gran desconfianza en la justificación técnica y económica del proyecto de inyección de nitrógeno. Por lo anterior y de acuerdo con los criterios de transparencia y rendición de cuentas que ahora prevalecen, se considera indispensable que los responsables del proyecto presenten las aclaraciones necesarias para establecer en forma indiscutible la situación real respecto a la justificación del proyecto aludido.

1. - Una de las premisas básicas para inyectar nitrógeno fue la necesidad de detener el avance del contacto agua aceite; sin embargo los ingenieros José Luis Sánchez Bujanos, Guillermo Ortega y Antonio Acuña Rosado, aseguran en la revista Ingeniería Petrolera de mayo de 1998, respecto al contacto agua-aceite, que "en los últimos años prácticamente no se nota avance".

2. - La compañía asesora N-S concluye que: "la inyección de nitrógeno puede reducir la recuperación"; sin embargo el Dr. Tomás Limón Hernández, en el Boletín del Colegio de Ingenieros Petroleros de México, de enero de 1998, indica que con la inyección de nitrógeno será posible obtener un volumen adicional recuperable de 2000 millones de barriles.

3. - La compañía asesora N-S, justifica y recomienda el mantenimiento de la presión por inyección de nitrógeno con la "finalidad de sostener la producción"; ya que ésta, que inicialmente era de 30 000 barriles por día por pozo (BPD) había declinado a menos de 7000 (BPD); sin embargo la terminación reciente de pozos con tuberías de mayor diámetro ha permitido producir más de 20,000 BPD por pozo. Se demostró así se puede no tan sólo sostener sino incrementar la producción, sin necesidad de inyectar nitrógeno.

4. - Mediante cálculos no justificados, la compañía asesora N-S concluye que no es rentable la aplicación del bombeo electrocentrífugo (BEC), debido a sus altos costos de inversión, operación y

mantenimiento, por la problemática operativa que presenta y por la pérdida de recuperación que implica. Al respecto cabe mencionar que en los campos Ek y Balam, vecinos de Cantarell, el BEC es la mejor opción.

5. - En relación a la rentabilidad del proyecto se han publicado diversas cifras del valor presente neto (VPN) que aportará el proyecto. En el boletín del Colegio de Ingenieros de enero de 1998 ascendía a 29 800 millones de dólares (MMdl). En otro documento, también oficial, presentado por un especialista en análisis económico del Instituto Mexicano del Petróleo, el VPN resultó de tan sólo de 10 830 MMdl, con una tasa interna de retorno de tan sólo 44.1 por ciento.

6. -Otra contradicción corresponde a las reservas auditadas por N-S. Esta compañía asesora certifica las reservas de Cantarell, sin cumplir con la definición de reservas establecida por el Congreso Mundial del Petróleo y la Society of Petroleum Engineers, que sólo considera reservas probadas cuando se ha mediado una prueba de campo, que en este caso no se realizó. Al respecto cabe señalar que dicha prueba pudo realizarse en el yacimiento Chac del campo Cantarell.

Con el objeto de transparentar la justificación del proyecto de inyección de nitrógeno, se han expuesto aquí algunos cuestionamientos y contradicciones que deben aclararse ante la opinión pública,. Para ello se recomendó, desde 1998, la realización de una auditoría técnica y económica, por personal calificado independiente, nacional o de compañías especializadas, que permita determinar las consecuencias de la aplicación de las diferentes opciones propuestas.

También se ha solicitado en repetidas ocasiones, se dé a conocer la tabla de flujo de efectivo actualizada del proyecto de inyección de nitrógeno, similar a la presentada por el Instituto Mexicano del Petróleo.

Por último, es evidente que la decisión final que se tome respecto de este proyecto, o de cualquier otro que afecte seriamente el patrimonio de petróleos mexicanos, afecta el patrimonio de sus 90 millones de accionistas y, por lo tanto, debe ser producto del más riguroso análisis técnico y de un elevado espíritu nacionalista.