

Exploración y Explotación de Hidrocarburos

Edmundo Rivera Ramírez
Vicepresidente Nacional
Asociación de Ingenieros Petroleros de México AC

Ingeniero Petrolero egresado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM en 1976. Cursó estudios de Postgrado en Física de Yacimientos en la División de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM de 1978 a 1980.

Estimados compañeros ingenieros agradezco la invitación que la XV Comisión Ejecutiva de la UMAI hace a la Asociación de Ingenieros Petroleros de México AC (AIPM) para participar en este foro. Pero antes deseo dar a conocer un poco de lo que la AIPM a participado en la industria petrolera mexicana.

Este año, en el que Petróleos Mexicanos celebra su 70 aniversario, la AIPM esta celebrando también su 50 aniversario, es decir que desde 1958 estamos participando directamente con el engrandecimiento de nuestra industria petrolera. Lo anterior queda de manifiesto al tener dentro de Petróleos Mexicanos a la mayoría de sus miembros tanto activos como jubilados y considerando que uno de los requisitos para pertenecer a esta asociación es que los profesionistas de la ingeniería estén o trabajen en la industria petrolera mexicana. Quiero también aclarar que el presente documento que me voy a permitir presentarles lo hago en mi calidad de Vicepresidente Nacional de la AIPM y no representa un consenso de los asociados.

Después de informarles lo anterior me voy a permitir presentarles algunos comentarios propios e ideas que tome de los recién terminados Foros sobre la Reforma Energética, presentados en el Senado de la Republica. Aunque para mi, más que una reforma energética es una reforma petrolera, pues esta totalmente enfocada a la industria petrolera.

Esta presentación la dividiré en tres partes, la primera se mencionará una situación actual de la industria, posteriormente mencionaremos algunos retos de la exploración, explotación y reservas y finalmente unos comentarios para la reforma.

Situación actual

La Historia de la industria petrolera mexicana puede ser dividida en dos etapas, de 1938-1970, se caracterizó por descubrimientos modestos, grandes esfuerzos y una producción máxima de 600 mil barriles por día, la otra de 1970-hasta nuestros días caracterizada por grandes descubrimientos de reservas de fácil acceso y yacimientos de alta productividad. Desafortunadamente esta etapa esta llegando a su fin y el modelo de empresa que le permitió al país desarrollar y producir estas reservas, no resulta adecuada para enfrentar los retos del futuro.

En materia de exploración, después de los grandes descubrimientos de la década de los 70's, las inversiones en exploración durante las décadas de los 80's y 90's fueron sumamente bajas, apenas 5 mil 900 millones de pesos por año, con el consecuente deterioro de la base de reservas. La actividad exploratoria se ha reactivado a partir del 2002, al pasar a 16 mil millones de pesos por año. Como consecuencia, la tasa de restitución de reservas totales, se ha incrementado sistemáticamente, pasando de 21 a 66 por ciento en el periodo 2000-2007, pero aún está lejos de la meta de restituir el 100 por ciento de las reservas totales.

En lo que respecta, a las reservas probadas se redujeron en el periodo 2000-2007 como

consecuencia de la producción en el periodo y de un arranque tardío del programa exploratorio. Sin embargo, hay que destacar que el ritmo de disminución de las reservas se redujo de manera importante al pasar de 5.1 por ciento en el periodo 2000-2003 a 1.9 por ciento en el periodo 2003-2007.

En términos de explotación, las inversiones se incrementaron de manera sostenida, pasando de 49 mil millones de pesos en el año 2000 a 128 mil millones de pesos en 2007, permitiendo mantener la plataforma de producción de petróleo crudo en el periodo 2000-2007 por arriba de los 3 millones de barriles de crudo por día, y alcanzándose la máxima de producción de 3 millones 383 mil barriles de crudo por día en 2004, Cantarell el súper gigante concentró la mayor parte de esas inversiones y llegó a producir 2.1 millones barriles por día, es decir, su contribución fue de 63 por ciento.

Asimismo, el direccionamiento de inversiones hacia cuencas gasíferas permitió revertir la tendencia declinante de la producción de gas a partir de 2002, alcanzando PEMEX máximos históricos de producción de gas. En el año 2007 se alcanzó una producción de 6500 millones de pies cúbicos diarios.

Retos en Exploración

Los recursos prospectivos son los volúmenes de hidrocarburos, que no se descubren aún pero que se estima descubrir y recuperar en base a información geológica y geofísica del área de estudio así como al establecimiento de analogías con otras zonas productoras.

Los recursos prospectivos estimados con la información actualmente disponible ascienden a 53 mil 800 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, y se encuentran distribuidos en Aguas Profundas con 54.8 por ciento (29.5 mmbpce), en las cuencas del Sureste con 33.6 por ciento (18.1 mmbpce), 3.1 por ciento (1.7 mmbpce) en la Cuenca Tampico-Misantla y en las cuencas de gas no-asociado el restante 8 por ciento.

Así, la actividad exploratoria no es discrecional; mantener los niveles de producción actuales y reponer el 100 por ciento de esta producción con nuevas reservas probadas, supone una intensa actividad exploratoria en las cuencas identificadas de nuestro país, en todas ellas. En ese sentido, los presupuestos deben ser oportunos y suficientes para desarrollar habilidades y sostener los resultados en el tiempo.

Por otra parte, la estrategia exploratoria debe diversificar el riesgo, aprovechar la infraestructura de producción y transporte existente tanto en tierra como en aguas someras, pero sin duda, incursionar en aguas profundas, que es la única cuenca subexplorada. En base a esto, si consideramos que el área prospectiva de aguas profundas es de aproximadamente 575 mil kilómetros cuadrados, la cual está asociada a 29.5 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente de recursos prospectivos, las oportunidades de convertir recursos prospectivos a reservas de hidrocarburos son inmejorables. México se convirtió en potencia petrolera, precisamente porque fuimos a nuevas cuencas y no nos quedamos solo en las tradicionales.

En las cuencas del sureste, tanto en su porción terrestre como marina, los descubrimientos futuros serán inferiores en tamaño respecto a los campos gigantes descubiertos anteriormente. 50 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, contra campos mayores a 1,000 millones de barriles descubiertos en los 70's. De acuerdo a las leyes que rigen la naturaleza y a medida que el tiempo transcurra, las oportunidades exploratorias serán más complejas y de menor tamaño, elevando el costo de descubrimiento y desarrollo.

En las cuencas de aguas profundas, el recurso prospectivo es mayor a 29,000 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. El tamaño promedio por campo sería superior a las cuencas tradicionalmente exploradas por el simple hecho de ser una cuenca subexplorada.

Una estimación acerca del tamaño promedio de campos por descubrir es alrededor de 100

millones de barriles, esto implica que para descubrir la totalidad del recurso, se requerirían 300 pozos descubridores y un total de 1 ,500 pozos exploratorios. Estos números contrastan con el pingüe esfuerzo realizado hoy al solo perforar dos por año, y aún al que tendríamos hacia el 2011 cuando dispongamos de 5 equipos de perforación, cuando solo perforaríamos 10 pozos.

La exploración combinada de ambas cuencas diversifica el riesgo como en un portafolio de inversiones: se busca que los esfuerzos en ambas cuencas nos conduzcan a reponer el 100 por ciento de nuestra producción con una alta probabilidad de cumplimiento. Contrariamente, concentrarse en una sola cuenca aumenta, irresponsablemente insisto, el riesgo de no abastecer con oportunidad los hidrocarburos que el país necesita.

Retos en Explotación

Un análisis de la producción de petróleo crudo de Petróleos Mexicanos, muestra que, del total de la producción de aceite de 2007, 77 por ciento proviene de campos en franca declinación, mientras que los campos en desarrollo, solamente aportaron 23 por ciento.

Esta concentración de la producción, en estos campos en particular, también obedece a la magnitud de sus reservas: la estructura de reservas y producción de crudo de Petróleos Mexicanos está concentrada en el campo súper gigante y en los gigantes.

En el caso de la producción de gas, la situación es diferente. Del total de la producción de 2007, este grupo de campos produjo solamente 25 por ciento del total, en tanto las cuencas de gas no asociado como Burgos, Veracruz y Macuspana produjeron 42 por ciento.

La cantidad de producción a reponer en los siguientes años es substancial. En este contexto, los proyectos Ku-Maloob-Zaap, y Crudo Ligerio Marino, junto con los proyectos donde la declinación es administrada a través de proyectos de mantenimiento de presión y recuperación secundaria, son vitales en los escenarios de producción en el corto plazo. En el mediano y largo plazo, los proyectos Aceite Terciario del Golfo (Chicontepec) y los exploratorios, tanto de las Cuencas del Sureste como de Aguas Profundas, son determinantes para mantener nuestra producción. Baste decir que en el 2021 la producción requerida de Aguas Profundas es aproximadamente de 500 mil barriles por día.

En Chicontepec, se requerirá la perforación masiva de pozos para llegar a promediar, anualmente, alrededor de 1,000 pozos. Nuestra experiencia más cercana es el proyecto Burgos donde año con año se perforan más de 400 pozos. Esta actividad, estará demandando un mercado amplio y robusto de suministros y demandará una multiplicidad de esfuerzos sin comparación con nuestra historia reciente. Tener éxito en esta nueva empresa demandará un esfuerzo extraordinario de nuestros ingenieros y una capacidad de ejecución multiplicada en la perforación de pozos y en la construcción de instalaciones y también para fortalecer a nuestro aparato de investigación y desarrollo tecnológico.

Retos en Reservas

En toda la historia se han descubierto en nuestro país más de 90,000 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, de los cuales ya se han producido más de 48,000, es decir, más de la mitad. La otra parte, no producida aún, se encuentra concentrado en un 43 por ciento en campos que se encuentran en franca etapa de declinación; el 40 por ciento en el proyecto Aceite Terciario del Golfo (Chicontepec) y solamente el 17 por ciento en Ku-Maloob-Zaap, Crudo Ligerio Marino, e Ixtal-Manik.

Lo anterior evidencia que una alta proporción, 83 por ciento de las reservas actuales, presentan un nivel de complejidad para su extracción muy superior al que prevaleció durante las últimas tres décadas, ya sea por las condiciones geológicas de los yacimientos o por la necesidad de implantar

procesos de recuperación secundaria y/o mejorada.

De esta manera, el reto principal es el de equilibrar las inversiones para asegurar que se planee y se ejecute la actividad necesaria para reclasificar reservas probables y posibles a probadas, y así, abandonar las estrategias que privilegian el corto plazo en menoscabo, de 1a actividad de largo plazo, como son la exploración y la concepción de proyectos para incrementar el factor de recuperación.

El futuro de la exploración y producción de hidrocarburos en México enfrenta una diversidad de retos relacionados con aspectos tales como recursos humanos, de ejecución, recursos financieros, de gobernabilidad, de madurez de nuestras cuencas y de tecnología, entre otros.

Indudablemente, uno de los aspectos fundamentales para lograr llevar a acabo las iniciativas estratégicas de exploración y explotación es el acceso a las tecnologías adecuadas y su implantación inmediata en los diferentes proyectos operados por PEMEX Exploración y Producción. Consecuentemente, el personal involucrado en el diseño y operación de los proyectos debe ser capaz de asimilar metodologías y capacidades que permitan lograr, en principio, un diseño robusto de proyectos mediante la aplicación de un proceso riguroso de sanción técnica y de costos.

En lo que concierne a Chicontepec, el desarrollo de sus reservas probables localizadas en yacimientos con un nivel alto de complejidad, requiere en principio incrementar las actividades de perforación y de construcción de infraestructura como se mencionó anteriormente

Es importante recalcar que para producir los campos por desarrollar o por descubrir seguramente se tendrá que mejorar la tecnología existente en el mercado, por lo que el esquema anteriormente mencionado de acceso a la tecnología se hace imprescindible. Indudablemente, en esta tarea el papel del Instituto Mexicano del Petróleo será fundamental para el desarrollo, prueba e implantación de los adelantos tecnológicos, junto con otros centros de investigación que deberán incrementar su participación en el desarrollo de tecnologías para la industria petrolera

Así pues en este contexto, es conveniente mencionar la necesidad que existe respecto a incrementar la capacidad de ejecución y de implementar nuevos procesos de contratación que originen que los objetivos de las empresas de servicio estén alineados con los objetivos de PEMEX y sean más ágiles, logrando así concretar una práctica que incrementará la renta petrolera y generará consecuentemente valor adicional a nuestro país.

Comentarios para la reforma

Estoy totalmente convencido que es necesaria una reforma para el fortalecimiento de la industria petrolera e incluso debería de haberse dada desde hace varios años. Otro factor que debe considerarse es la relación empresa - sindicato, ya que si se desea fortalecer a PEMEX esta es un gran área de oportunidad.

Para asegurar el suministro de hidrocarburos del país se requiere facilitar la operación de Petróleos Mexicanos en un marco de decisiones eficientes y en un ámbito de transparencia. Las propuestas deben buscar flexibilización en la operación a través de cambios en diferentes leyes donde Petróleos Mexicanos pueda celebrar, contratos de obras y de prestación de servicios con terceros, para acelerar la exploración, el desarrollo y la explotación de nuestras reservas, multiplicando la capacidad de ejecución y con los controles adecuados, como el Comité de Transparencia y Auditoría, a fin de asegurar la generación óptima de la renta petrolera.

La creación del Consejo del Petróleo y la integración del Comité de Estrategias e Inversión, derivado de un renovado Consejo de Administración con consejeros independientes, originará una transformación interna con el propósito de formular y ejecutar de mejor manera nuestros proyectos.

Debemos tener claro que los problemas técnicos deben ser resueltos en base a las opiniones de

los expertos, y confiando en el juicio de quienes elegimos para diseñar las leyes que rijan a este país.

En conclusión, opino que sería irresponsable no llevar a cabo la multimencionada reforma y evitar en un futuro cercano que nuestros compatriotas nos lo demanden. No hay que temer a la evolución. Hay que articular acciones para mejorar nuestro desempeño. Con un marco normativo adecuado que permita las mejores decisiones y con los controles prudentemente diseñados. En suma, debemos darle certidumbre al futuro petrolero de los mexicanos. Esto supone renovarnos y reconocer que debemos iniciar una nueva etapa a través de un PEMEX más fuerte y un marco regulatorio eficiente.

Muchas gracias.

23 de julio de 2008

CURRICULUM VITAE

Edmundo Rivera Ramírez



Ingeniero Petrolero egresado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM en 1976. Cursó estudios de Postgrado en Física de Yacimientos en la División de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM de 1978 a 1980.

Ingresó a Petróleos Mexicanos al Departamento de Ingeniería de Yacimientos del Distrito Cuenca de Papaloapan en 1976, donde llegó a ocupar una de las jefaturas de sección. Fue movilizado a la Gerencia de Explotación de Yacimientos en 1981, llegando a ocupar la jefatura del Departamento de Estudios de Recuperación Primaria a nivel nacional. En 1991 fue transferido a la Región Norte a integrar la Gerencia de Producción como Subgerente de Computación Aplicada y Sistemas, donde laboró hasta 1998. A partir de este año hasta julio del 2003, ocupó el cargo de Subgerente

de Reservas de Hidrocarburos de la Gerencia de Planeación en la misma Región Norte, de esa fecha a octubre de 2004 fue el Líder Coordinador del Equipo Multidisciplinario para el Desarrollo de Nuevas Oportunidades, en el Activo Integral Poza Rica Altamira, en donde se realizaron actividades para el desarrollo de los campos marinos Lankahuasa, Carpa y Lobina. De octubre de 2004 a julio de 2005 se desempeñó como Administrador del Centro Regional de Estudios de Explotación Poza Rica (CREEPR). Actualmente se desempeña como Secretario Técnico del Director General de Pemex Exploración y Producción.

Dentro de las labores profesionales realizadas, está la elaboración de estudios de yacimientos mediante el uso de modelos analíticos y numéricos. De estos últimos, está la prueba y aplicación del Simulador integral de Yacimientos de gas denominado GASNET de la compañía Scientific Software Corporation; Además participó en diversos estudios de simulación numérica de campos de las Regiones Marinas y Sur usando simuladores de aceite negro y composicional.

Al frente de la Subgerencia de Computación Aplicada y Sistemas, se elaboró el plan de equipamiento y sistemas en los Distritos de la Región Norte, dentro del ámbito de la Gerencia de Producción.

Participó durante el periodo de septiembre de 1997 a abril de 1998 como líder del equipo de los Activos de Producción, en el Proyecto de Reestructuración por Activos en la Región Norte.

Al finalizar los trabajos del anterior proyecto fue designado Subgerente de Reservas de Hidrocarburos, donde coordinó el proceso de Auditoría de las reservas de Hidrocarburos de la Región Norte, realizado por dos compañías internacionales, durante 1998.

Durante el periodo en el que fue Coordinador para el Desarrollo de Nuevas Oportunidades, se desarrolló el campo marino Lankahuasa y se elaboraron las bases para el desarrollo de los campos marinos Carpa y



Lobina. Al frente del CREEPR se estableció la estrategia de formación y desarrollo de profesionistas en especialidades críticas en la Región Norte.

Ha realizado labores docentes impartiendo la cátedra de “Fisicoquímica y Termodinámica de los Hidrocarburos”, durante el periodo de 1983 a 1984 en la Facultad de Ingeniería de la UNAM. También impartió cursos de actualización sobre Ingeniería de Yacimientos a personal de los Departamentos de Yacimientos de los Distritos.

Es socio de número de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México (AIPM) desde 1976, dentro de la cual ha desempeñado diversos cargos y actualmente es el Vicepresidente Nacional de dicha asociación. También es miembro del Colegio de Ingenieros Petroleros de México (CIPM) y a sido integrante de los comités organizadores de eventos de la AIPM y del CIPM.