

Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos

Acta 827

En la Ciudad de México, siendo las ocho horas con treinta minutos del día veintinueve de abril de dos mil once, se reunieron en la Sala de Consejo de Petróleos Mexicanos, con objeto de celebrar una sesión ordinaria del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos que fue debidamente convocada, el Consejero Presidente doctor José Antonio Meade Kuribreña, y los Consejeros: licenciado Mario Gabriel Budebo, doctor José Antonio González Anaya, doctor Alexis Milo Caraza, licenciado Gerardo Rodríguez Regordosa, contador público José Fortunato Álvarez Enríquez, doctor Héctor Moreira Rodríguez, doctor Fluvio César Ruiz Alarcón, ingeniero Ricardo Aldana Prieto, señor Héctor Manuel Sosa Rodríguez, señor Fernando Pacheco Martínez, señor Jorge Wade González y señor Pedro García Barabata.

También estuvieron presentes el doctor Juan José Suárez Coppel, Director General de Petróleos Mexicanos; los abogados Iván Aleksei Alemán Loza y Neus Peniche Sala, Secretario y Prosecretaria del Consejo, respectivamente, así como el ingeniero Felipe Mellado Flores, Comisario de Petróleos Mexicanos.

Como invitados a la sesión, asistieron los siguientes funcionarios de Petróleos Mexicanos: doctor Ignacio Quesada Morales, Director Corporativo de Finanzas; ingeniero Carlos Rafael Murrieta Cummings, Director Corporativo de Operaciones; licenciado Marco Antonio de la Peña Sánchez, Abogado General, e ingeniero Gustavo Ernesto Ramírez Rodríguez, Titular del Órgano Interno de Control.

Los invitados del Director General que asistieron en diferentes intervalos de la sesión fueron: ingeniero Carlos Arnoldo Morales

Gil, Director General de Pemex-Exploración y Producción; ingeniero Miguel Tame Domínguez, Director General de Pemex-Refinación; licenciado Jordy Hernán Herrera Flores, Director General de Pemex-Gas y Petroquímica Básica; ingeniero Rafael Beverido Lomelín, Director General de Pemex-Petroquímica; ingeniero Mauricio Abraham Galán Ramírez, Director Corporativo de Tecnología de Información y Procesos de Negocio; ingeniera María Gabriela García Velázquez, Coordinadora de Programas Gubernamentales y Consolidación Estratégica, y el ingeniero Marco Antonio Murillo Soberanis, Subdirector de Recursos Humanos y Relaciones Laborales .

El Presidente verificó el quórum con el Secretario y declaró abierta la sesión.

Antes de iniciar la sesión, el Secretario comentó que tenía algunos avisos para los Consejeros.

A continuación informó respecto a los funcionarios de Petróleos Mexicanos que estarían presentes en la sesión y que, a solicitud del organismo, se retiraban del orden del día, los temas de Reorganización de la Dirección Corporativa de Tecnología de Información y Procesos de Negocio y Diagnóstico del impacto financiero del pasivo laboral. Asimismo, señaló que les había sido entregada una versión actualizada del reporte de seguimiento de acuerdos, con el fin de que sea integrada en las carpetas.

I. Aprobación del orden del día

En desahogo de este punto, el Consejero Héctor Moreira solicitó que los temas relativos a las reservas de hidrocarburos y Proyecto Etileno XXI fueran analizados en el capítulo de Asuntos para autorización del Consejo.

Los Consejeros estuvieron de acuerdo.

Al no haber más comentarios, los Consejeros aprobaron, por unanimidad, el siguiente orden del día.

- I. Aprobación del orden del día
- II. Informe del Director General
- III. Asuntos para autorización del Consejo
 - III.1 Previsión presupuestaria anual de recursos para donativos y donaciones de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios para el ejercicio fiscal 2011.
 - III.2 Modificación a la asociación del Catálogo de Posiciones Financieras con el Clasificador por Objeto del Gasto para la Administración Pública Federal.
 - III.3 Nombramiento de funcionarios.
 - III.4 Reorganización de la Dirección Corporativa de Tecnología de Información y Procesos de Negocio. **(Tema retirado)**
 - III.5 Opinión del Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño relativa a la evaluación del cumplimiento de las metas sobre restitución de reservas de hidrocarburos y cuantificación y evaluación de las mismas.
 - III.6 Propuesta del Comité de Estrategia e Inversiones sobre el Proyecto Etileno XXI.
- IV. Asuntos para conocimiento del Consejo
 - IV.1 Eficiencia operativa en Petróleos Mexicanos.
 - IV.2 Mapa de riesgos y estrategia de prevención de desastres.
 - IV.3 Diagnóstico del impacto financiero del pasivo laboral y estrategias para solucionarlo. **(Tema retirado)**
 - IV.4 Opinión de los Comités de Estrategia e Inversiones y de Desarrollo e Investigación Tecnológica, sobre el Programa Estratégico Tecnológico de Petróleos Mexicanos.
 - IV.5 Informe de actividades del Comité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios 2010 y Programa de Trabajo 2011.

V. Aprobación de actas

VI. Seguimiento de acuerdos

VII. Asuntos generales

II. Informe del Director General

En desahogo del segundo punto del orden del día, el Presidente dio la palabra al doctor Juan José Suárez Coppel.

El Director General explicó que presentaría el informe sobre los resultados de 2010 y la parte operativa por el periodo enero-febrero de 2011.

Con referencia a Pemex-Exploración y Producción, destacó que se estaban produciendo, en la actualidad, 2 millones 571 mil barriles de crudo diarios, en promedio, y aclaró que en febrero se había presentado una baja en la producción por 6 mil barriles diarios, debido al mal clima.

Añadió que el campo de Cantarell se había optimizado, por lo que la producción neta estaba en línea con la del año pasado, mejorando en abril.

Respecto al proyecto Aceite Terciario del Golfo (ATG), señaló que estaba mejorando su producción y el campo ya arrojaba 50 mil barriles diarios.

Apuntó que la producción de condensados se encontraba por arriba del objetivo del Programa Operativo Trimestral (POT).

Afirmó que se estaba aprovechando el gas en un 96 por ciento y que se iba a cumplir con la meta, que era del 97.7 por ciento.

Indicó que existía un incremento del 18 por ciento anual en las ventas, y que la producción se había estabilizado, con un efecto precio importante.

Advirtió que el costo se situaba un 5 por ciento abajo y que con los rendimientos brutos se había incrementado el 22 por ciento. Agregó que los gastos de administración y servicios corporativos se habían incrementado en 1.2 por ciento, debido a eficiencias y menores gastos que en el pasado, y por la transferencia de funciones al Corporativo.

Comentó que el rendimiento de operación había presentado un incremento del 23 por ciento, y que los impuestos crecieron un 20 por ciento. Precisó que se estaba pagando el 66 por ciento de impuestos en el año y el 68 por ciento en el último trimestre sobre ventas, pero que el rendimiento neto era una utilidad de 33 mil millones de pesos, significativamente mayor a la del año anterior.

Apuntó que el costo de extracción (*lifting cost*), en promedio, resultó de 7 dólares en ATG, mientras que el más alto era el de Poza Rica por la productividad de los pozos, situación que mejoraría significativamente con el proyecto de reactivación de campos maduros y con la optimización de movimientos entre Poza Rica y ATG.

Señaló que se había producido un incremento muy importante en el Valor Económico Agregado (EVA), de 461 mil millones de pesos sin efecto-precio, contra 215 mil millones en 2009 y una meta de 224 mil millones de pesos, debido, en gran parte, a la utilidad operativa y al valor del desarrollo de reservas, así como por los importantes descubrimientos que habían tenido lugar.

Mencionó que los campos de Cantarell, ATG y Ku-Maloob-Zaap presentaban estabilidad y propuso que el tema del nitrógeno en éste último yacimiento se retirara de los temas críticos. Agregó que para 2012 se esperaba una plataforma de producción consistente.

Respecto a Pemex-Refinación, comentó que los márgenes eran positivos en todas las refinerías, y alcanzaban un promedio de 2.93 dólares por barril.

Explicó que los precios de la Costa del Norte del Golfo de México eran los mismos de la costa del Golfo de los Estados Unidos de América, y que con ellos se evaluaban los márgenes de las refinerías mexicanas, dada su capacidad nominal y la configuración del sistema.

Manifestó que se habían presentado problemas en Cadereyta con la hidrosulfuradora de gasóleos, que tuvo un efecto importante sobre la utilización de la coquizadora. Agregó que, igualmente, se presentaron reparaciones generalizadas en Salina Cruz y Madero, refinerías que prácticamente pararon para poner en orden la operación.

Respecto a los paros no programados de enero a febrero, señaló que el índice se encontraba en 14.7 por ciento, del que el 8.5 correspondía a plantas que no estaban operando debido a falta de carga o a la optimización del sistema, y que era preferible importar los productos a cambio de añadir valor al sistema.

Indicó que las reparaciones mayores habían tardado más en Madero y Salamanca, y que se continuaba trabajando en la catalizadora II de Cadereyta.

Señaló que gran parte del índice de paros no programados se debía a las plantas que no estaban en operación aunque tenían integridad mecánica. Comentó que se estaba retomando la operación con mayor celeridad que en el pasado.

En cuanto al estado de resultados, indicó que se había presentado un incremento en ventas del 14 por ciento en el periodo enero-diciembre, y un 6 por ciento al último trimestre.

El doctor Héctor Moreira comentó que la refinería de Salina Cruz era, por mucho, la mejor en términos de paros no programados, y preguntó si debería aplicar de manera similar a todas la refinerías, el parar por razones de eficiencia y para no destruir valor, en términos financieros.

Al respecto, el ingeniero Carlos Murrieta replicó que el tema central era la configuración base, y que el índice de paros no programados dependía de cuáles plantas fallaban para poder apreciar la diferencia.

Añadió que la complejidad de Salina Cruz era muy distinta a la de Cadereyta, por lo que era preciso efectuar un análisis de planta a planta para apreciar el efecto.

El Director General mencionó que la refinería de Salina Cruz desde 2009 traía un programa equivalente al MDO (Multidisciplinary Design Optimization), y que se había hecho una prueba piloto, alcanzando una mejor disciplina operativa en mantenimientos.

Al respecto, el ingeniero Miguel Tame apuntó que existía una relación entre la ocupación de las instalaciones, buscando siempre una mejora en el terreno económico, y el uso de las propias instalaciones.

Comentó que, a diferencia de 2009, todas las refinerías habían superado los márgenes esperados y que, consecuentemente, el sistema, en vez de tener un margen potencial de 0.81 dólares por barril, había logrado 2.93, lo cual demostraba que la política de uso de las instalaciones estaba enfocada a hacer más rentable el sistema.

El doctor Suárez Coppel agregó que el suministro seguro no necesariamente iba a optimizar márgenes pero que, en general, existía la capacidad de mover producto a otros mercados,

maximizar el valor de los activos, asegurar el suministro y optimizar globalmente el sistema.

Explicó que el problema operativo en Cadereyta fue la falla en la hidrodesulfuradora de gasóleos, que provee de electricidad a la coquizadora, lo cual afectó a cadenas posteriores.

El Consejero Moreira comentó que, independientemente de la complejidad de cada una de las plantas, la meta debía de ser que todas las refinerías trabajaran como Salina Cruz.

Añadió que si se lograra bajar el número de paros no programados de 26 a 6 en Cadereyta, ello significaría un 75 por ciento de mejora.

El doctor Suárez Coppel comentó que más que paros programados, debían establecerse prácticas operativas para la programación de mantenimientos, para la optimización en la contratación de las reparaciones, y para tener el equipo crítico en inventario.

El ingeniero Felipe Mellado observó que prácticamente en todas las refinerías se apreciaba una tendencia positiva desde 2007 hasta 2009, misma que se había revertido en 2010, año en el que, podría pensarse, se aplicó un cambio en la práctica operativa.

Apuntó que Salina Cruz era una excepción negativa de esa regla, pues esa planta se venía deteriorando año con año y en 2010 se notaba de manera obvia un cambio de tendencia.

El ingeniero Murrieta explicó que en 2010 se otorgaron mantenimientos urgentes que no se habían dado previamente, por lo que afectaron la operación de las plantas. Agregó que el programa de mantenimientos se debía ir estabilizando paulatinamente.

El Director General añadió que en 2009 algunas plantas, Salina Cruz, entre otras, salieron de operación porque había que

repararlas completamente, y aclaró que posiblemente para 2011 se regularizaría la operación de todas las refinerías.

Comentó que los mantenimientos mayores de Salina Cruz y Madero habían sido concluidos el 18 de enero.

El ingeniero Murrieta añadió que se estaba dando prioridad a la operación de las plantas más rentables, lo cual se reflejaba en el incremento de los márgenes.

El ingeniero Tame explicó que la catalítica I de la refinería de Cadereyta había sido reconfigurada y que desde 2004 tenía problemas operativos, por lo que se habían presentado un promedio de 3 paros al año.

Al respecto, el Director General señaló que es preciso hacer una reconversión total de esa planta en el presente año, con los consiguientes resultados; aún así, afirmó que 2011 será un buen ciclo para Pemex-Refinación.

Comentó que en la actualidad se presenta un promedio de 3 paros por año en el Sistema Nacional de Refinación y que se espera que para el año entrante sea de 1 y medio, para alcanzar el “benchmark” de 1 paro anual en lo sucesivo.

El doctor Suárez Coppel reanudó su informe, refiriéndose a los estados financieros.

Afirmó que, incluyendo el Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS) negativo, en 2010 se obtuvo un incremento del 13.6 por ciento en ventas.

Apuntó que se había presentado un ligero incremento en gasolinas y en diesel y una caída en la venta de combustóleo por el bajo consumo de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), habiendo llevado, todo ello, a un incremento ligero en los productos de transporte y el efecto precio en ventas.

Indicó que hubo un incremento en el costo de ventas del 25.8 por ciento, que reflejaba las importaciones efectuadas y la caída en margen, lo cual produjo un descenso muy importante en el rendimiento bruto, pasando de una utilidad de 28 mil 991 millones de pesos en 2009 a una pérdida de 2 mil 237 millones de en 2010.

Mencionó que el rendimiento bruto tuvo una caída importante, ya que los gastos generales tuvieron un incremento del 10 por ciento, en parte por la distribución, debido a que hubo que transportar mucho más producto en razón de los paros.

Apuntó que el rendimiento de operación fue una pérdida de 84 mil millones de pesos en 2010 contra una pérdida de 46 mil millones en 2009, debido a los subsidios, al no reconocimiento de la calidad y a los altos costos de logística.

El doctor Héctor Moreira comentó que la pérdida era muy significativa y solicitó que el Director Corporativo de Finanzas explicara cuáles eran las expectativas para el fin del año.

El doctor Suárez Coppel comentó que se referiría al tema en la sesión extraordinaria programada para ese mismo día.

Respecto al EVA indicó que, sin contar el efecto precio, el rendimiento bruto presentó un incumplimiento con respecto a su meta por 18 mil 135 millones de pesos.

Comentó que iban en marcha las iniciativas para el transporte de combustóleo vía ferrocarril y sustituir paulatinamente a los auto tanques para abatir costos.

Apuntó, asimismo, que en el presente mes se estaba recibiendo la terminación mecánica de todas las plantas de Minatitlán, excepto la coquizadora que sería recibida a mediados de junio, y que la operación estaría estabilizada a principios de agosto. Aclaró que

el retraso de la catalítica y la combinada, cuyo arranque estaba previsto para enero, se debía a problemas de conexión.

El ingeniero Felipe Mellado recomendó que se hiciera una revisión más dinámica de los informes sobre avances de proyectos, ya que se evidenciaba un desfase respecto a lo que se había informado en diciembre.

A ese respecto, el ingeniero Murrieta propuso entregar una cédula a los Consejeros con la explicación exacta de los avances y con las razones de los retrasos.

El Comisario sugirió que no se modifiquen las bases utilizadas para reportar la terminación de proyectos.

A continuación, el doctor Juan José Suárez Coppel se refirió a Pemex-Gas y Petroquímica Básica.

Destacó que la eficiencia operativa estaba por arriba de la meta y que las ventas se incrementaron en 200 mil millones de pesos, un 15 por ciento más con respecto al año anterior, mientras que el costo de ventas fue de 15.2 por ciento.

Añadió que el rendimiento de operación se incrementó en un 160 por ciento, pasando de una pérdida de 2 mil millones de pesos a una utilidad de mil 200 millones.

Señaló que el rendimiento antes de impuestos, incluyendo la participación en filiales, fue de 4 mil 400 millones de pesos, cuatro veces el rendimiento antes de impuestos del año anterior, mientras que el rendimiento neto también había sido de casi 3 mil millones después de impuestos.

Comentó que en 2009 los impuestos habían sido del orden de 2 mil millones de pesos, mientras que en 2010 eran de 5 mil 500, lo cual era el efecto del subsidio que absorbía en sus resultados Pemex-Gas y Petroquímica Básica.

Indicó que el EVA había sido de 585 millones negativos en 2009, y sin efecto precio de 6 mil 335, significativamente mayor contra meta y contra el año anterior.

Manifestó que un tema crítico era el cumplimiento a la norma del gas, mismo que se estaba llevando a cabo.

El doctor Moreira se refirió al precio del gas. Señaló que en el sur de Texas, el precio en enero-febrero de 2010 estaba en 6 dólares por millón de Btu y cayó a 4.54, un 25 por ciento, como consecuencia de la oferta del “shale gas”. Preguntó por qué el volumen de ventas de Pemex-Gas y Petroquímica Básica seguía aumentando, si la disponibilidad del gas era la misma.

El Director General explicó que el precio promedio en el año había aumentado ligeramente, pero que a pesar de la caída del primer trimestre, el resto del año fue positivo.

El licenciado Jordy Herrera añadió que el organismo estaba trabajando con un precio promedio esperado para el año, que podía o no cumplirse, y que en 2010 había quedado ligeramente por arriba de lo calculado al efecto de planeación, por lo que se había presentado un efecto positivo.

Respecto a Pemex-Petroquímica, el doctor Suárez Coppel señaló que las metas del POT eran agresivas y que no contaban con los paros no programados.

Señaló que se había presentado una caída de 17 por ciento en las ventas, debido a que ya no se produce crudo despuntado.

Sobre los estados financieros, apuntó que en 2009 se presentó una pérdida de 500 millones de pesos, mientras que 2010 arrojó una utilidad de 4 mil 300 millones, gracias a una mejora en los márgenes.

Indicó que los gastos generales crecieron un 5 por ciento y que, con este rendimiento de operación, en lugar de tener una pérdida de 19 mil millones de pesos, la pérdida fue de 15 mil millones.

Recalcó que, a pesar de que fue un gran año operativamente en márgenes, en precios y en operación para Pemex-Petroquímica, se presentó una pérdida de 15 mil millones de pesos, contra una de 18 mil millones del año anterior.

Sobre el EVA, advirtió que con todo y que se apreciaba negativo, se debía a la agresividad de las metas. Aclaró que si se comparaba contra el EVA 2009, éste era de menos 16 mil millones de pesos y se había logrado menos 13 mil millones, sin efecto precios.

Con referencia a los temas críticos, comentó que la disponibilidad de naftas estaba estable y que la producción de acrilonitrilo terminaría de estabilizarse con la entrada en operación de la refinería de Minatitlán.

En cuanto a Petróleos Mexicanos, señaló que había un incremento del 6.3 por ciento en los gastos, en buena parte por los de administración y por las áreas que pasaron a depender del corporativo.

Añadió que el año había terminado con un IEPS negativo y que el costo de ventas se había incrementado en un 10 por ciento, en buena parte debido a las importaciones, mientras que el rendimiento bruto creció un 26 por ciento y los gastos generales un 4 por ciento. Advirtió que, con todo ello, el rendimiento de operación había crecido en un 33 por ciento.

Indicó que el rendimiento antes de impuestos había sido del 34 por ciento. Explicó que se habían pagado impuestos en el 48 por ciento de las ventas, lo que llevó a una pérdida de 47 mil millones de pesos, contra una pérdida de casi 100 mil millones del año anterior.

Observó que el balance de los activos creció en un 4 por ciento y que bajaron los circulantes porque se utilizó parte de la caja por pre-fondeos para financiar la inversión. Agregó que el pasivo creció en 45 mil millones de pesos, mientras que la reserva para pensiones creció en un 15 por ciento.

Apuntó que el patrimonio se había reducido a menos 113 mil millones de pesos, contra los menos 66 mil millones del año anterior.

El doctor Héctor Moreira comentó que los buenos resultados del organismo, entre otros, el incremento del rendimiento antes de impuestos del 34 por ciento, se convertían en una pérdida de 47 mil 463 millones de pesos en razón de la excesiva carga fiscal, pues los impuestos se incrementaban en mayor proporción a las ventas.

Preguntó dónde se encontraba esa desproporción y cómo, y ante quién, se podría ajustar la carga, de modo que la tasa impositiva fuera al parejo de las ventas, pues al crecer éstas, se produjeron casi 100 mil millones de pesos de impuestos adicionales.

El Presidente explicó las diferentes formas de evaluar los impactos impositivos en Petróleos Mexicanos.

Advirtió que en una evaluación empresa por empresa, el único régimen fiscal diferenciado es el que le aplica a Pemex-Exploración y Producción, en donde todos los elementos fueron positivos, incluida la utilidad después de impuestos.

Manifestó que una conclusión sería en el sentido de que si se quitara el subsidio al gas LP, los efectos del pasivo y el “cost cap”, los números serían positivos, o bien, si Pemex-Refinación hubiera tenido los mismos resultados que en 2009, los números también hubieran resultado positivos.

Mencionó que finalmente, desde el punto de vista de impuestos, llamaba la atención que aún con el régimen fiscal que aplica solamente a Pemex-Exploración y Producción, los números también hubieran sido positivos.

El doctor José Antonio González Anaya coincidió en que sólo Pemex-Exploración y Producción tiene un régimen exclusivo, y que a los demás organismos los impuestos se aumentan, más o menos, proporcionalmente.

Afirmó que la mayor parte de los ingresos excedentes de Pemex-Exploración y Producción son por precio, y en cuanto a Petróleos Mexicanos, si sus precios se incrementan por razones externas, los excedentes se van al accionista, que es el Estado.

El Consejero Moreira preguntó si no sería más conveniente mostrar resultados positivos, como realmente se lograron y la utilidad se entregara al Estado como una distribución de utilidades.

El Consejero González Anaya propuso que el tema se ventilara en la sesión extraordinaria que se efectuaría el mismo día.

El doctor Ignacio Quesada comentó que, además de hacer un corte por empresa, podría hacerse por efectos.

Respecto al efecto precio, explicó que cuando se presenta un escenario de precios positivo, como en 2010, con crecimiento de precios en crudo, no necesariamente afecta en todos los elementos el estado de resultados.

Señaló que el escenario de precios altos de crudo fue consecuencia de un escenario de márgenes reducidos para Pemex-Refinación, lo cual significó que parte de la pérdida de este organismo se debió a los efectos de estar ante un escenario de precios en su contra.

Agregó que un escenario de precios altos podría significar un mayor subsidio del gas LP, lo cual significaría un efecto negativo a Pemex-Gas y Petroquímica Básica.

Finalizó diciendo que el escenario de precios no afecta unidireccionalmente en el estado de resultados.

El Presidente estuvo de acuerdo con el doctor Quesada y comentó que el informe del Director General cumplía con el objetivo de situar a los señores Consejeros en el contexto de la empresa.

A continuación, el doctor Suárez Coppel solicitó al doctor Quesada que se refiriera al desarrollo presupuestal durante el periodo.

El doctor Quesada explicó el comportamiento del presupuesto a lo largo del año, destacando que la diferencia en términos de operación arrojó un faltante de 24 mil millones de pesos y, en términos de inversión, un faltante de 38 mil millones.

En cuanto a los organismos subsidiarios, apuntó que al hacer la asignación de presupuesto, se había privilegiado el mantener la plataforma de producción.

Añadió que el mayor déficit en términos de inversión se presentó en las solicitudes hechas por Pemex-Refinación, mientras que en el caso de Pemex-Gas y Petroquímica Básica y Pemex-Petroquímica, los déficits en inversión se trataron de minimizar al máximo.

Advirtió que parte del déficit podría ser absorbido y que estaba en discusión en términos de inversión los proyectos, como el cierre de Minatitlán o la calidad de combustibles, donde se debía tomar una decisión durante el año.

Afirmó que donde existe realmente una presión es en la operación, pues gran parte del presupuesto no es totalmente fungible, como podía ser el gasto en salarios, que es fijo.

Comentó, a manera de ejemplo, que el rubro de catalizadores estaba presupuestado hasta el mes de julio, pero que a partir de agosto ya había un faltante pues no estaba considerado presupuesto para ese fin, por lo que adquiriría mayor relevancia la adecuación que se tuviera que hacer con respecto al presupuesto de operación para los gastos operativos.

Informó que actualmente se estaba esperando a que se hiciera el cierre formal del primer trimestre a nivel de cuenta pública con el nuevo escenario de precios y que posiblemente se necesitaría una sesión extraordinaria para hacer la autorización de las correspondientes adecuaciones.

El doctor Moreira preguntó por qué existe la práctica de hacer adecuaciones presupuestales a mediados de año cuando desde el principio se conocen las necesidades.

El Presidente comentó que se debía a una dinámica inadecuada que lleva a cabo el Congreso de la Unión respecto al presupuesto de Petróleos Mexicanos.

Manifestó que, año con año, el Congreso de la Unión etiqueta recursos y los fondea sub presupuestando al organismo, apostando a que, en el transcurso del año, el gobierno será capaz, con excedentes y reasignaciones, de cubrir el presupuesto de Petróleos Mexicanos.

Reiteró que, bajo su punto de vista, se trataba de una práctica inadecuada donde el más perjudicado era el organismo por falta de certeza en su ejercicio. Añadió que sería muy deseable que se eliminara esa práctica, que releva de toda culpa a Petróleos Mexicanos y que lo hace ejercer un promedio de 14 por ciento anual más de lo que el Congreso de la Unión le aprueba.

El ingeniero Felipe Mellado indicó que existía una reducción relacionada con el Plan de Negocios, que no se esperaba recuperar a lo largo del año, y que sería una limitante muy

importante para la ejecución del Plan y, por tanto, del desarrollo de la empresa.

Recomendó que, para llevar a cabo el Plan de Negocios, se aprovechara la flexibilidad que otorga la Ley de Petróleos Mexicanos de ejercer presupuestos que ya no se relacionen directamente con el problema que se estaba comentando.

El Consejero Moreira comentó que recibir los fondos hasta el mes de julio, ejercía mucha presión en poner en práctica los proyectos de forma apresurada.

El ingeniero Gustavo Ernesto Ramírez señaló que una implicación grave correspondía a la fiscalización, pues como consecuencia de la práctica presupuestaria comentada, se fragmentaban las compras, las economías de escala no se cumplían, y los programas no se alcanzaban. Agregó que, igualmente, representaba un gran riesgo a los resultados de la empresa con connotaciones multifactoriales importantes.

El doctor Suárez Coppel comentó que existía un componente de alrededor de 40 millones de dólares relacionado con la reconfiguración de los sistemas para la modernización de gestión, además del mantenimiento, la seguridad, los suministros y la administración de proyectos, que si no se obtenía el financiamiento habría que cancelar y excluirlo del Plan de Negocios, pues no era deseable comenzar un proyecto tecnológico al concluir la administración.

Respecto a la seguridad industrial señaló que, aunque por una parte no se presentaron accidentes serios, por la otra, la producción de residuos peligrosos sobrepasó el límite debido a un problema presupuestal, mismo que se esperaba se normalizara a final del año.

El ingeniero Carlos Murrieta explicó que la frecuencia de accidentes no era creciente, pero que donde se presentaba un

mayor número era en Pemex-Refinación, donde ya se estaban atacando las causas específicas para su prevención.

El ingeniero Mellado apuntó que cuando se realizan cambios importantes en las plantas, como se estaban llevando a cabo en las refinerías, era común que se presentara un incremento en el índice de accidentes. Recomendó poner especial atención en Pemex-Refinación.

El Director General expresó que 2010 fue el mejor año en la historia de accidentabilidad de Pemex-Exploración y Producción y de Pemex-Petroquímica, que también fue un buen año para Pemex- Gas y Petroquímica Básica, y que a Pemex-Refinación le afectó, particularmente, la explosión en la planta de compresión de la refinería de Cadereyta.

Por otro lado, señaló que en el año se habían ubicado más de 170 tomas clandestinas, lo cual representaba casi el 100 por ciento respecto al año anterior. Añadió que era preciso otorgar mayores recursos a la prevención y atención de las mismas.

Advirtió que había una detección más rápida, por lo cual en 2010 había descendido en un 50 por ciento el volumen sustraído, pero que las tomas aumentaron al doble, lo que implicaba un riesgo muy grave para la población y el personal de Petróleos Mexicanos.

Aclaró que se está poniendo atención al problema, a través de campañas en los medios y pláticas con los gobernadores de los estados.

El ingeniero Ricardo Aldana coincidió con el Director General, en cuanto a poner mayor atención al problema de las tomas clandestinas, pues independientemente del crecimiento mayor al 57 por ciento, se presentaba un problema mayor con el perjuicio a los tubos de gas, donde los accidentes podrían ser de mayor magnitud.

El ingeniero Murrieta comentó al respecto, que era fundamental reforzar las áreas de mantenimiento, pues los ductos están diseñados para un mantenimiento normal, no para estar siendo dañados constantemente, al ritmo de 4 tomas clandestinas que se ubican diariamente.

Apuntó que el control, que se lleva a cabo con el área de sistemas, está funcionando para de inmediato poner al tanto a las autoridades.

Comentó la complicación operativa que implica el ataque a los ductos y coincidió en que los gasoductos son la mayor preocupación.

El Consejero Moreira comentó que otro tema importante de robo de combustible era el que se efectuaba litro a litro en las estaciones de servicio. Dado que existen gasolineras que se rehúsan a ser auditadas, preguntó si no es esa una obligación contractual de los franquiciatarios.

El Presidente explicó la Suprema Corte de Justicia de la Nación ha venido interpretando que Petróleos Mexicanos es autoridad, por lo cual proceden los amparos contra el organismo. Añadió que, debido a ello, un grupo de expendedores se ha rehusado a todos los intentos que la entidad ha realizado, por la vía del contrato de franquicias, para introducir algunos elementos de calidad que permitan asegurar un mejor servicio.

Señaló que ese grupo, aunque es minoritario, ha generado un problema, incluso, de imagen pública para el organismo.

El Director General mencionó que si bien no podía hacerse gran cosa debido a los amparos, la empresa sí podría ser mucho más agresiva en anunciar qué gasolineras sí son revisadas y cuáles no.

El Presidente estuvo de acuerdo en difundir cuáles gasolineras cumplen con el contrato y cuáles no, aunque les haya asistido la razón jurídica, y que la población distinga entre ellas.

El ingeniero Aldana señaló que había tenido pláticas con el área comercial de Petróleos Mexicanos y que, anteriormente, Pemex-Refinación tenía un control más estricto del producto desde el punto de salida de la refinería al punto de entrega a las terminales y a las gasolineras, pero que recientemente se habían creado una serie de subdirecciones que complican el control del producto.

Sugirió que los Consejeros Profesionales analizaran el problema, por el lado estructural, pues las estaciones de servicio ya no ofrecían la misma calidad de siete años atrás.

El Presidente sugirió que el asunto fuera tratado por todos los Consejeros.

El doctor Suárez Coppel retomó su exposición y explicó el apartado de Recursos Humanos, y señaló que la situación, respecto al personal, se mantiene estable, con un efecto importante en las plazas sindicalizadas de Pemex-Exploración y Producción por el convenio para darle el carácter de “planta” a los trabajadores de perforación, lo cual sería de gran utilidad para disminuir la rotación y para mejorar la seguridad y la eficiencia.

No habiendo más comentarios, los señores Consejeros adoptaron el siguiente:

A c u e r d o

Con fundamento en el artículo 87 del Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos, el Consejo de Administración **toma conocimiento** del Informe del Director General con información financiera del periodo enero-diciembre de 2010 e información operativa del periodo enero-febrero de 2011.

III. Asuntos para Autorización del Consejo

En desahogo del tercer punto del orden del día, el Presidente hizo referencia al material que se había entregado previamente a los señores Consejeros y que contenía los asuntos para autorización.

III.1 Previsión presupuestaria anual de recursos para donativos y donaciones de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios para el ejercicio fiscal 2011.

El doctor Moreira sugirió que se revisara el correcto cumplimiento de los Lineamientos en Materia de Donativos y Donaciones de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.

No habiendo más comentarios, los señores Consejeros adoptaron el siguiente:

A c u e r d o

Primero. Con fundamento en el artículo 19, fracción XXII, de la Ley de Petróleos Mexicanos, y en el numeral Cuarto, inciso “c”, de los Lineamientos en Materia de Donativos y Donaciones de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, el Consejo de Administración, por unanimidad, **autoriza** la previsión de recursos para donativos y donaciones señalados para el ejercicio fiscal 2011, siempre y cuando se cuente con la disponibilidad presupuestaria para este efecto, que se destinarán prioritariamente a las entidades federativas donde se asienta la industria petrolera estatal y desarrolla sus actividades principales: Campeche, Chiapas, Coahuila, Guanajuato, Hidalgo, Nuevo León, Oaxaca, Puebla, Tabasco, Tamaulipas y Veracruz, en primer orden y el resto del país, en segundo, en los términos siguientes:

Previsión presupuestaria anual de recursos para donativos y donaciones de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios para el ejercicio fiscal 2011

Concepto	Volumen	Monto (Pesos)
Donativos		600,000,000 ^{1/}
Donaciones	Volumen	Monto
Asfalto	53,750 toneladas	\$415,493,950
Combustibles	50,000,000 litros	\$384,500,000
Subtotal donaciones		\$799,993,950
TOTAL		<u>\$1,399,993,950</u>

Nota:
(1) Incluye la previsión presupuestaria anual autorizada mediante acuerdo CA-003/2011 por 25 millones de pesos para donativos.

Segundo. Las propuestas específicas de donativos y donaciones formuladas a Petróleos Mexicanos o a los Organismos Subsidiarios, se someterán a la consideración de la instancia competente para su autorización respectiva, conforme a lo previsto en el Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos, en los Lineamientos en Materia de Donativos y Donaciones de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios y demás normativa aplicable.

Tercero. Asimismo, la Dirección General informará periódicamente, al Consejo de Administración, sobre la ejecución del presente acuerdo y el cumplimiento de los citados Lineamientos.

III.2 Modificación a la asociación del Catálogo de Posiciones Financieras con el Clasificador por Objeto del Gasto para la Administración Pública Federal.

No habiendo comentarios, los señores Consejeros adoptaron el siguiente:

A c u e r d o

Con fundamento en los artículos 19, fracción XXII, de la Ley de Petróleos Mexicanos, y 69, fracción I, del Reglamento de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, el Consejo de Administración, por unanimidad, **aprueba** las modificaciones al Catálogo de Posiciones Financieras para su asociación con el Clasificador por Objeto del Gasto para la Administración Pública Federal, con efectos a partir del Ejercicio Fiscal de 2011, en los términos del documento presentado.

III.3 Nombramiento de funcionarios

En desahogo de este tema, el ingeniero Ricardo Aldana comentó que de los últimos seis nombramientos de la Dirección Corporativa de Operaciones, cuatro habían sido para personas que anteriormente habían trabajado para el despacho McKinsey & Company, Inc., y sugirió que podría haber un conflicto de intereses, ya que ese despacho le presta servicios al organismo.

Al respecto, el Director General comentó que él consideraba que lo que debía de tomarse en cuenta, era la experiencia y capacidad de los funcionarios propuestos, los cuales tenían más de 10 años de trabajar en Petróleos Mexicanos y propuso que el Órgano Interno de Control determinara si existía un conflicto de interés en los nombramientos aprobados recientemente, principalmente en los relacionados con el citado despacho.

Por su parte, el Secretario aclaró que los nombramientos presentados entrarían en vigor a partir del próximo 2 de mayo.

No habiendo más comentarios, los señores Consejeros adoptaron los siguientes:

A c u e r d o s

Con fundamento en el artículo 19, fracción XVIII, de la Ley de Petróleos Mexicanos, el Consejo de Administración, a propuesta del Director General, por unanimidad, **nombra** a los siguientes funcionarios:

- Ingeniero Carlos de Regules Ruíz-Funes, como Subdirector de Planeación Estratégica y Operativa de la Dirección Corporativa de Operaciones, con efectos a partir del 2 de mayo de 2011.
- Doctor Jorge Itzal Martínez Herrera, como Subdirector de Operación y Ejecución de la Estrategia de la Dirección Corporativa de Operaciones, con efectos a partir del 2 de mayo de 2011.

El Consejo de Administración, por unanimidad, **acuerda** que la Administración le solicite al Órgano Interno de Control, su opinión respecto a la existencia de conflictos de interés en los nombramientos aprobados recientemente por el órgano de

gobierno, principalmente en aquellos casos relacionados con la empresa McKinsey & Company, Inc.

III.4 Reorganización de la Dirección Corporativa de Tecnología de Información y Procesos de Negocio. (Tema retirado)

III.5 Opinión del Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño relativa a la evaluación del cumplimiento de las metas sobre restitución de reservas de hidrocarburos y cuantificación y evaluación de las mismas.

En desahogo de este tema, el contador público Fortunato Álvarez indicó que la opinión, tal como estaba mandatada en la ley para el Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño, era en relación al cumplimiento de las metas, restitución de reservas y también sobre los procesos de cuantificación y evaluación de las mismas.

Añadió que el comité había opinado favorablemente en relación a los procedimientos, tanto de restitución, como de cuantificación y evaluación y a las metas de restitución, e hizo una propuesta para que el Consejo de Administración tomara nota y, de considerarlo procedente, se pronunciara al respecto.

A continuación, el Secretario dio lectura a las recomendaciones del comité.

“Uno.- Revisar los indicadores de restitución de reservas en el caso de 1P, indicando una meta puntual a lograr y, en el caso de las reservas 3P, utilizar sólo la tasa de restitución integrada para hacerla congruente con los datos de las reservas 1P y 2P.

Dos.- Tomar las acciones necesarias para garantizar que se llegue a la tasa de restitución del cien por ciento de las reservas 1P para el 2012, acorde con el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y organismos subsidiarios.

Tres.- Cuando se encuentren diferencias sustanciales entre la opinión de Petróleos Mexicanos y la de los certificadores, evaluar la posibilidad de conseguir una segunda opinión.”

Por su parte, el Director General manifestó su desacuerdo en cambiar los indicadores. Explicó que existían dos indicadores críticos: la reposición de reservas probadas (1P), y por otra parte, el potencial de recuperación en función de éxito exploratorio.

Apuntó que en el éxito en exploración, hay un componente muy importante de tecnología diferente a la parte exploratoria, que es la técnica de la ingeniería petrolera para maximizar el factor de recuperación.

Precisó que se trata de dos indicadores muy diferentes, pues uno se refiere a la cadena de valor, que tiene el componente de desarrollo muy importante, mientras que el otro es el éxito exploratorio, en el sentido del potencial que localiza.

El Consejero Moreira comentó que, a su parecer, el indicador actual se refería al éxito exploratorio, no a las reservas. Agregó que el indicador de reservas debería ser el mismo para las 1P, para las probables (2P) y para las posibles (3P).

Opinó que el problema no era el indicador en sí mismo, sino cómo se estaba presentando, ya que se mostraba como si fuera un indicador de reservas, cuando se trataba, más bien, de un indicador de éxito exploratorio.

Apuntó que podrían licitarse los dos servicios, uno para evaluar el hallazgo petrolero, y otro para evaluar la conservación de las reservas.

Mencionó que se debía establecer un indicador nuevo para las reservas 2P y 3P, tomando en cuenta la reposición, y mantener el actual como un indicador de éxito exploratorio.

El Consejero Álvarez Enríquez coincidió en que se utilizaran los dos indicadores y que se pusieran como metas: una sólo por los

descubrimientos y otra incluyendo lo necesario para determinar las reservas cuantificadas.

El Presidente propuso que la administración hiciera un planteamiento de cuáles serían los indicadores a los que se estime dar seguimiento.

El doctor Suárez Coppel explicó que el indicador de éxito exploratorio era utilizado como meta operativa, y el otro como un reflejo de la manera de reponer la reserva.

Por otra parte, el Presidente manifestó no estar de acuerdo con que se contrate a un segundo certificador, pues la mecánica de la empresa era que cambiara cada cuatro años, y ya estaba próximo el cambio.

Comentó que el esquema ya prevé dos instancias adicionales de revisión y agregó que el organismo anuncia sus reservas y el certificador emite su opinión y que, en términos generales, la suma de reservas contingentes más probadas, a juicio del certificador, coincidía con la suma de probadas de Petróleos Mexicanos.

Indicó que esa información luego se pondera con las instancias mencionadas que son la Secretaría de Energía y la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Por lo anterior, sugirió no hacer más complicado el esquema con una instancia adicional, cuando ya se preveían dos instancias de revisión y un proceso de renovación del certificador. Añadió que, además, esa no era la práctica internacional.

El Consejero Álvarez coincidió en que, efectivamente, no existía un acuerdo entre el especialista y la opinión de Pemex-Exploración y Producción, y que había diferencia de criterios en ATG. Agregó que, debido a ello, no se había tomado una decisión, pues la Comisión Nacional de Hidrocarburos precisa de

una serie de estudios adicionales para poder adoptar una opinión y, al final, la información que aparece en las proyecciones de Petróleos Mexicanos son las que quedan.

El Presidente comentó que las diferencias entre las reservas 2P y 3P no eran relevantes para efectos de las proyecciones.

El ingeniero Felipe Mellado comentó que había revisado la forma en que Petróleos Mexicanos estaba comunicando a terceros sobre las diferencias y que, después de algunos ajustes que se hicieron, a su juicio se estaba procediendo adecuadamente, independientemente de la obligación legal del organismo de certificar las reservas. Recomendó que se continuara cumpliendo con esa obligación.

El Presidente sugirió que en la recomendación que hacía el Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño, la Administración señale, en el seguimiento de acuerdos, si estima pertinente la participación de un segundo certificador.

No habiendo más comentarios, los señores Consejeros adoptaron el siguiente:

A c u e r d o

El Consejo de Administración **toma conocimiento** de la “Opinión por la que el Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño da cumplimiento a lo dispuesto por el artículo 23, fracciones XIV y XV, de la Ley de Petróleos Mexicanos, relativas a la evaluación del cumplimiento de las metas sobre restitución de reservas de hidrocarburos y se emite opinión sobre la cuantificación y evaluación de las reservas de hidrocarburos”.

Asimismo, el Consejo de Administración, por unanimidad, **acuerda** solicitar a la Dirección General que atienda las siguientes recomendaciones del Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño:

1. Que se analice e informe, en el seguimiento de acuerdos, sobre los indicadores de restitución de reservas a los que se estime se deba dar seguimiento;

2. Que se tomen las acciones necesarias para garantizar que se llegue a la tasa de restitución del 100% de las reservas probadas (1P) para el año 2012, como se establece en el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, y
3. Que se analice e informe, en el seguimiento de acuerdos, si la administración estima pertinente solicitar una segunda opinión, por parte de un tercero independiente, respecto al proceso de cuantificación y evaluación de reservas 1P.

III.6 Propuesta del Comité de Estrategia e Inversiones sobre el Proyecto Etileno XXI

En desahogo de este tema, el doctor Moreira dio lectura a un documento que había sido previamente entregado a los Consejeros, mismo que contenía la propuesta del Comité de Estrategia e Inversiones y que a continuación se transcribe:

DISCUSIÓN EN EL COMITÉ DE ESTRATEGIA E INVERSIONES (CEI) SOBRE EL PROYECTO ETILENO XXI

- I. El Consejo de Administración en la Sesión 808 Ordinaria del 25 de febrero del 2010, recibió la petición de analizar el proyecto Etileno XXI, y este a su vez, turnó el análisis al Comité de Estrategia e Inversiones, con la salvedad de que a la reunión de análisis se invitara a todos los miembros del Consejo de Administración de Pemex, independientemente que fueran o no miembros del Comité.
- II. El Comité de Estrategia e Inversiones, solicitó a la Administración toda la información referente al proyecto Etileno XXI, constituyendo un Grupo de Trabajo con los representantes de los Vocales de dicho Comité para el análisis y discusión de dos temas: contrato de suministro PGPB-Consorcio y la estrategia de Pemex Petroquímica en cuanto a Etileno XXI.
- II. El Grupo de Trabajo definió los siguientes puntos básicos:
 - a. Las plantas con las que cuenta actualmente Pemex Petroquímica serán obsoletas en los próximos años. El promedio de sus plantas es de 30-40 años, con excepción de la planta Swing que arrancó en el 2007. Para continuar utilizando etano en el nivel actual se requerirán inversiones importantes, por lo que dicha asignación de recursos deberá ser considerada de acuerdo a un programa estratégico de largo plazo.
 - b. Pemex Petroquímica no es el único proveedor en el mercado nacional de polietileno, 40% de los requerimientos de polietileno en el país se cubren con importaciones. En el polietileno de baja densidad, el más rentable para Pemex Petroquímica, se cuenta con una participación de mercado del 55%.
 - c. Etileno XXI consumirá casi todo el etano disponible, lo que limita el desarrollo de PPQ en la cadena del etano.
 - d. Pemex Petroquímica compra el etano utilizando como referencia el precio del gas natural. Sin embargo, habrá que considerar el impacto de la nueva fórmula de precio del etano y su impacto en Pemex Gas y Petroquímica Básica con el inicio del proyecto

Etileno XXI, dado que ésta toma como referencia al purity ethane.

- e. Braskem ha mostrado interés en que Pemex Petroquímica participe en el consorcio ofreciendo un asiento en su Consejo por alrededor de 10% de participación. Pemex Petroquímica estima que su participación como socio minoritario permitiría influir en la configuración de plantas y de grados por tren, y aportar sinergias operativas, comerciales y de producción.

IV.A partir de estas consideraciones, surgieron algunas preguntas que sirvieron de base para comenzar la discusión del tema en el Comité:

- a. ¿Cuál debiera ser la estrategia para la industria petroquímica nacional y cuáles serán los impactos en Pemex?
- b. ¿Cuál es el plan que está proponiendo Pemex Exploración y Producción respecto al suministro de los insumos que necesitará la industria petroquímica?
- c. ¿Cuál fue el análisis de los escenarios de disponibilidad de gas y cuáles serían las previsiones para no caer en los supuestos relativos a las posibles sanciones económicas estimadas en el contrato?
- d. ¿Cuál es la estrategia operativa y financiera de Pemex Petroquímica ante el escenario de un entorno competitivo?

V. La discusión dentro del Comité de Estrategia e Inversiones incluyó además los siguientes puntos:

- a. El compromiso que debe asumir Pemex Exploración y Producción para que suministre el gas durante todo el contrato, dado que existe una penalización muy alta por incumplimiento.
- b. La importancia del proyecto Etileno XXI para atraer inversiones, tecnologías y sinergias a la industria petroquímica.
- c. La participación de Pemex Petroquímica en el consorcio.
- d. El desarrollo integrado de la industria petroquímica nacional ligado con la producción de gas.

VI. Algunos comentarios de los participantes en la sesión que se deben destacar son los siguientes:

- a. El Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos es el responsable de la conducción estratégica de Pemex. Este proyecto tiene implicaciones estratégicas de alto impacto, sin embargo, el contrato NO se presentó al Consejo de Administración de Pemex, ni se ha discutido la estrategia de largo plazo para PPQ.
- b. Etileno XXI se presenta como un contrato de suministro cuando es realmente una decisión con enormes impactos estratégicos, lo cual representa una omisión de la administración.
- c. Es fundamental saber cuál es la ruta estratégica a seguir en términos de contratación y en términos de la participación de la empresa en este proyecto.
- d. Pemex debe convertirse en un promotor del desarrollo nacional y se tiene que decidir sobre la necesidad de asociarse o de buscar otros inversionistas.
- e. La estrategia para Pemex Petroquímica debe ser una decisión industrial con consideraciones financieras, y no una decisión financiera con consideraciones industriales.
- f. No se debe sobre-regular al mercado abierto con la finalidad de que las empresas privadas puedan competir con alguien que está sobre-regulado.
- g. Lo que se debe de discutir es en qué porcentaje (dadas las restricciones que existen) se debería de estar participando en un número determinado de empresas, con la finalidad de tener

- posiciones estratégicas que puedan incidir en la posición del mercado que desea tener Pemex.
- h. Estamos usando las facultades que nos otorgó la reforma energética muy tímidamente. Hay que hacer lo necesario para darle más brazos de ejecución a Petróleos Mexicanos, capacidad financiera adicional, la posibilidad de traer tecnología cuando no la tenemos, y la posibilidad de traer capacidad de gestión cuando no se tiene la posibilidad de tenerla dentro de Pemex.
- VII. El Comité de Estrategia e Inversiones recomienda al Consejo de Administración lo siguiente:
- a. Definir con claridad la estrategia corporativa global de largo plazo de PPQ, tomando en cuenta las implicaciones del proyecto Etileno XXI, en el contexto integral de PEMEX.
 - b. Buscar los mecanismos para identificar las decisiones estratégicas, a efecto de que se desahoguen en las instancias correspondientes.
 - c. Aunque la Ley de PEMEX y las disposiciones que derivan de ella no prevén expresamente el requisito de que el Consejo de Administración de PEMEX emita su autorización para contratos de suministro, se recomienda que proyectos de este tipo sean revisados de acuerdo a los lineamientos que se deberán emitir con este propósito.

Al respecto, el Presidente mencionó que quería aclarar que no existía ninguna obligación de presentar el contrato de suministro al Consejo, por lo que ese instrumento se había desahogado en los términos de la normativa vigente.

El Director General indicó que se había presentado el Plan de Negocios, mismo que incluía las estrategias de Pemex-Petroquímica, que era crecer rentablemente, alineado con la estrategia de Petróleos Mexicanos en el mismo sentido.

Añadió que Pemex-Petroquímica continuaba buscando oportunidades, una de las cuales era asociarse con Etileno XXI, con una estrategia comercial y con una estrategia operacional.

El doctor Moreira señaló que no quedaba claro, en el Plan de Negocios, si el organismo será socio o en qué momento se va a tomar una decisión al respecto, además de que, dada la tendencia de Pemex-Petroquímica a disminuir su producción, habría que tomar ese factor en cuenta en un panorama de largo plazo.

Añadió que sería deseable que las decisiones estratégicas quedaran más claras. Subrayó que no estaba en contra del

contrato, mismo que ya había sido firmado, sino de ser cuidadosos con sus implicaciones como, por ejemplo, la disponibilidad del etano y las correspondientes penalizaciones en caso de fallar el suministro.

El doctor Suárez Coppel explicó que el Plan de Negocios implicaba la posibilidad de buscar asociaciones para darle valor a la empresa.

Aclaró, por otra parte, que no estaba disminuyendo la producción de Pemex-Petroquímica, sino que al contrario, ésta estaba creciendo de manera rentable, mientras lo que había disminuido era la producción del crudo despuntado, que no es un petroquímico secundario y que le estaba destruyendo valor a la empresa.

Concluyó afirmando que el Plan de Negocios busca un crecimiento rentable y evaluando la posibilidad de asociaciones para lograr esa meta.

Ofreció que el Consejo conociera y discutiera ciertos contratos mayores a una determinada cantidad.

Comentó que la estrategia de Pemex-Gas y Petroquímica Básica no incluía tratar de manera distinta a Pemex-Petroquímica que a otras empresas, pues podría haber problemas de competencia.

El doctor Moreira sugirió que quedara bien clara a los Consejeros la estrategia de las empresas. Agregó que existía una preocupación, no acerca de Pemex-Gas y Petroquímica Básica, pues ese organismo estaba vendiendo materia prima a un cliente, sino en el tamaño de la venta, que podría tener implicaciones sobre Pemex-Petroquímica y sobre Pemex-Exploración y Producción.

Manifestó que el doctor Rogelio Gasca no había estado de acuerdo con la decisión del comité y que, por su conducto, había

enviado al Consejo un documento con sus comentarios, mismo que en ese momento repartiría.

El Presidente indicó que el alcance era oportuno ya que próximamente se discutiría, en el Consejo, el Plan de Negocios, para verter y transparentar la estrategia de Pemex-Petroquímica.

Asimismo, solicitó al Secretario que los comentarios del Consejero Rogelio Gasca se incluyeran como parte del acta, por lo cual se transcriben a continuación :

Comentarios del Consejero Rogelio Gasca Neri al proyecto Etileno XXI

La industria petroquímica en México

Durante 2006 la industria química en México registro ingresos por 25 mil millones de dólares. Según proyecciones, este mercado crecerá durante los próximos años a tasas entre 4 y 6%. Un indicador importante, el consumo per cápita de plásticos, aumento de manera sostenida para posicionarse en 2007 como uno de los más altos del mundo.

La producción petroquímica en México, en 2006, sumo 17.2 millones de toneladas, de las cuales PEMEX produjo 8.6 millones y el sector privado 8.5 millones.

De 2001 a 2006 la demanda de polímeros creció a una tasa anual de 7.5% y se proyectan tasas de entre 4 y 5% para los próximos 10 años.

En 2006 las compras al exterior cubrieron 47% de la demanda interna. La mayoría de las importaciones vienen de EUA (74%) y de Europa (12%).

En 2006 la importación de productos químicos alcanzo 16.6 mil millones de dólares.

En la industria petroquímica, el etileno representa el segmento más importante.

Se comercializa principalmente a través de sus derivados (polietileno, dicloroetano, cloruro de vinilo, estireno, etilenglicol) en lugar de monómero puro.

En los últimos años, su precio en el mercado internacional se ha mantenido a niveles sostenidos, pero según estimaciones de la Secretaría de Energía, hacia 2012 irá a la alza.

PPQ es el único productor de polietileno en México

con 370 mil toneladas anuales de polietileno de baja densidad y

200 mil toneladas de polietileno de alta densidad

Las compras de polietileno al exterior presentaron 69% del consumo interno: las de PEAD 78%; las de PEBD y las de PEBLD 71%

Claramente el alto porcentaje de productos petroquímicos, particularmente etileno, que se importan debería de poder sustituirse por producción nacional. La pregunta entonces es ¿cómo incrementar la producción de petroquímicos, particularmente de etano, en México?

Incrementando la capacidad de producción de PPQ.

Apoyando al sector privado para que logre incrementar su producción.

Una combinación de las opciones 1 y 2.

Incrementar la producción de petroquímicos en el sector privado, a costa de Petróleos Mexicanos, PPQ, sin ningún beneficio tangible para el consumo nacional. Esta última que es inaceptable, pareciera ser por la que optó el Gobierno Federal.

El proyecto EXXI

Se compone de:

Un contrato¹ –entre PGPB y el Consorcio (Braskem-Idesa)- de suministro de 66 mbd de etano, durante 20 años, iniciando en el 2015, con la posibilidad de contar con tres renovaciones de 5 años cada una. La renovación está sujeta a disponibilidad de producto, no así el compromiso de suministro del etano. En el contrato existen riesgos de penalizaciones cuantiosas por volumen solicitado no entregado, que no están cubiertos, back to back, por contratos de PEP a PGPB, mismos que en su caso deberían ser registrados en el balance de PEMEX y reportados en la 20-F.

Un contrato entre PGPB y PEP para asegurar el suministro de etano en condiciones diferentes a las del contrato anterior, lo que le deja a PGPB un riesgo no cubierto.

Estos dos contratos ponen el suministro a PPQ en un término secundario con un contrato que vence en 2012, con renovación anual, dependiendo de la existencia de etano para este organismo.

Braskem-Idesa se compromete a construir y operar un cracker (horno de pirólisis) con una capacidad de un millón de toneladas de etileno al año, así como la construcción y operación de unidades integradas de polimerización para la producción de polietilenos. La inversión estimada es de 2,684 MMdusd.

PGPB, para satisfacer la demanda de etano requerido por el proyecto EXXI tendrá que invertir, aproximadamente: 4,355 millones de pesos de su presupuesto.

Acondicionamiento de fraccionadoras en Cactus y Nuevo Pemex, y modificación tecnológica de la Criogénica 2 de Ciudad Pemex \$1,441 millones de pesos.

Construcción de ducto vía Agave Cd. Pemex - Nuevo Pemex (20” x 70 Km) \$974 millones de pesos.

Construcción de ducto de Nuevo Pemex-Cactus-Coatzacoalcos: tramo Nuevo Pemex Cactus (12” X 11 Km) y tramo Cactus-Coatzacoalcos (20” X 130 Km) \$1,940 millones de pesos.

Comentarios al proyecto

Con este proyecto se busca cubrir el 75% de las importaciones que hoy se realizan de polietileno de alta densidad, polietileno de baja densidad y polipropileno. Sin embargo, el precio del etano va a ser mayor o por lo menos va a continuar siendo el mismo que el de importación. El consorcio va a vender el Etileno al mayor precio posible, incluyendo los costos de importación. Esto es, si a un comprador le va costar “X” importarlo y hacerlo llegar a su planta, el Consorcio lo va a vender a “X menos un centavo”.

PEP no tiene gas, puesto que somos importadores netos de gas natural. Es irrelevante que PEP diga que al consorcio le vende gas nacional y a otros les vende gas importado. Como los líquidos de gas se venden como crudo de muy alta calidad, que se mezclan con los extrapesados para dar la calidad de exportación o de refinación, y como vamos a importar crudo para las refinerías, también se pueden considerar como importados. Esto es, Pemex va a estar importando gas y crudo para venderlos con un 20% o un 30% de descuento respectivamente. Amén de no cobrar los costos de importación, transporte ni de separación del etano. (El gas contractual es el necesario para operar al 100% factor de

¹ Firmado el 19 de febrero del 2010, sin conocimiento del CEI ni del CA de PEMEX, en violación de la LPM.

carga un ciclo combinado de 1,130 MW con una eficiencia típica (50%). La cláusula de suministro no deja ninguna duda de que el tema de las reservas es irrelevante para el mismo, aun cuando gran parte del suministro futuro está basado en el descubrimiento e incorporación de reservas. Simplemente, si no existe el etano en PEP, por las razones que se quieran, entre ellas el no descubrimiento de reservas, PGPB tiene la obligación de importarlo o bien pagar una penalización importante. Antes, habrá dejado sin suministro a PPQ al no tener este OS un contrato equivalente.

CONTRATO DE SUMINISTRO DE ETANO

VII. Que PEMEX ha declarado que cuenta con las reservas suficientes de gas natural, y que ha comprometido suficiente cantidad de gas natural para permitir al Vendedor cumplir sus obligaciones bajo este Contrato.

Suministro de Etano.

A opción del Vendedor, el Vendedor proveerá el Etano para la compra-venta de este Contrato del portafolio de las reservas de gas natural de PEMEX o de cualquier otra fuente.

a. La fórmula de precio

$$E = \max [R \times (1-Y) \times FC1, V \times N \times FC2] / FC3 \times TC$$

$$Y=30\%, V=80\%$$

E = Precio mensual del Etano para el Proyecto Etileno XXI, \$/m³ fase gas a condiciones base Pemex. El precio mensual será publicado el siguiente día hábil al 26 del mes t-1.

R = Precio de referencia Mont Belvieu Purity Ethane. Promedio aritmético de la media de las cotizaciones diarias alta y baja de Mont Belvieu Purity Ethane del Oil Price Information Service (OPIS) disponibles desde el día 26 del t-2 al día 25 del t-1 (USc/gal).

$$Y = 30\%$$

$$FC1 = 0.42 \text{ USc/gal a USd/bl}$$

$$V = 80\%$$

N = Precio de referencia Henry Hub Natural Gas. Promedio aritmético de las cotizaciones disponibles (lo que muestra la poca profundidad de ese Mercado y que puede fácilmente ser manipulado. El promedio ni siquiera es ponderado, sino aritmético) midpoint del Henry Hub Natural Gas publicada en Platts Gas Daily para los días 26 del mes t-2 al 25 del t-1 (USd/MMBtu).

TC = Tipo de Cambio. Promedio aritmético del tipo de cambio de los últimos 15 días hábiles previos al día 27 del mes t-1 publicados por el Banco de México en el Diario Oficial de la Federación (\$/USd).

$$FC2 = 2.8046 \text{ mmbtu/bl (calculado)}$$

$$FC3 = 45.1549 \text{ m}^3 \text{ gas/bl líquido (calculado)}$$

¿Por qué no se utilizó la fórmula que recomendó Goldman Sachs? $E = R \times (1+D)$ Donde R es el precio en Estados Unidos del Etano y D sería el descuento (D negativo) o Premium concursado.

¿Por qué se utilizó un max en lugar de un min con un descuento concursado? El “max” o el “min” tienen que ver con evaluación de riesgos en la inversión. “comprar a lo que resulte más caro” (max) exige descuentos sustanciales, y aún así está difícil que alguien le entre. “Comprar a lo que Resulte más Barato” es atractivo y muchos le entran, el riesgo es la inversión de Pemex de \$4,001 millones de pesos que de acuerdo con PGPB “de todas formas se iba a hacer”. Más aun, podría argumentarse que el “max” iba dirigido a sacar concursantes.

$$E = \min [R \times FC1, N \times FC2] / FC3 \times (1+D) \times TC$$

D=Descuento (negativo) o Premio (positivo) CONCURSADO

¿Cuál fue el criterio para establecer un factor de descuento del 30% sobre el purity ethane? Los compradores de etano de la zona del Golfo

de México en USA, están comprando el etano sin ningún descuento y sus operaciones son rentables.

¿Por qué se aplica un descuento del 20% sobre el Henry Hub? ¿Se debe a que el precio promedio de los últimos diez años del gas natural en Coatzacoalcos (determinado con base en la metodología de precios de VPM expedida por la Comisión²) se ubica 20% por debajo del precio de referencia en Henry Hub, de ahí la razón de utilizar el coeficiente V, igual a 80%, en la fórmula de precio del etano?

Sin embargo, El factor de 80% que avala la CRE tiene muchísimos asegures. Si Pemex exportase gas y el gas fuese muy barato, como ocurría hace años, el transporte del punto de arbitraje a Coatzacoalcos resulta negativo, y el cociente sería del 80%. En condiciones actuales de importación y con precios de US\$5/MMBtu, es muy cercano a 1. En enero de 2010 el cociente con el “Precio de Referencia” de la CRE (que no es exactamente Henry Hub si el precio del gas es bajo) fue de 97.5%, y no del 80%.

Por otra parte, México no se aplica ningún descuento de este orden en los precios del gas natural, ni aun al más grande comprador de gas que es el sector eléctrico.

¿Por qué se utiliza el índice Henry Hub con base en las cotizaciones diarias “midpoint” del Gas Daily Report en lugar de las bid week? Las cotizaciones “midpoint” reportan compras de gas hechas el día anterior a la fecha de publicación de la cotización, para entregarse el día de la fecha. Estas operaciones son compras que se realizan para balancear los volúmenes de gas solicitados en forma mensual y no representan el grueso del mercado. En cambio, la mayor parte de la compra-venta de gas natural en EEUU se realiza en el bid-week, es decir una semana antes de que principie el mes. En estas operaciones se compra el “base load” necesario para operar durante el mes, por lo tanto las operaciones día con día que son las que reporta el Gas Daily son de mucho menor volumen y no representativas del mercado de gas. En México se utiliza la referencia del bid-week, publicado en Inside FERC Gas Market Report, ya sea para Henry Hub o para el índice Sur de Texas, según el que se aplique. Lo más congruente hubiera sido aplicar lo indicado en las Directivas de la CRE, es decir utilizar como referencia el precio bid-week, ya sea del Sur de Texas o de Henry Hub según el que aplique. Desde luego para operaciones diarias, de balance, se debe utilizar, como está establecido, la referencia del Gas Daily.

Los contratos

¿Quiénes los firman?

En el contrato de PPQ se afirma que para cumplir con su objeto social las plantas de PPQ requieren de etano.

El Precio con PPQ se establece en el Catálogo interorganismos de PEMEX.

La vigencia del contrato con PPQ es hasta el 2012, y después continuará con renovación automática por periodos anuales.

En el contrato con el consorcio se afirma que PGPB busca “promover el interés del sector privado”.

Una alternativa a Etileno XXI: ¿Por qué no fortalecer la capacidad de PPQ?

Las ventas de polietileno de PPQ representan el 45% de sus ventas totales. En lo referente a sus utilidades, el margen bruto de polietileno es:

En la planta Cangrejera. PBD: 76.64%

En la planta de Morelos, OLBD: 64.27% y PAD: 62.23%

² **Precio de Etano = max(70% Etano de Líquidos de Gas Natural, 80% Etano extraído del Gas Natural)**

Durante los últimos ocho años, la capacidad instalada de producción de etileno en PPQ, que asciende a 1 millón 364 mil toneladas anuales, ha sido aprovechada sólo al 67%. Esto es, si las plantas no estuvieran subutilizadas, se estaría cubriendo prácticamente toda la demanda.

Una auditoría de la SFP, fechada el 30 de junio de 2009, efectuada en Coatzacoalcos, Veracruz, detalla la subutilización de la planta de etileno en 32%, el desaprovechamiento de la de polietileno, ha oscilado entre el 22 y el 52% y la planta reformadora BTX refleja un aprovechamiento de 62% respecto del procesamiento de nafta y de un 80% de la producción de reformado BTX”.

Además de la subutilización, que de acuerdo con la auditoría 9/2009 tienen las plantas de etileno, se cerraron tres plantas que producían materia prima en los complejos petroquímicos Pajaritos, Escolín y Morelos, de acuerdo con información oficial de Petróleos Mexicanos (Pemex). Según se denunció ante la SFP, la planta de etileno de Pajaritos se “desincorporó” poco después de una inversión de 60 millones de pesos para su ampliación.

Además de la subutilización de capacidad, se han cancelado proyectos importantes de PPQ.

la ampliación de la Planta de Etileno en el Complejo Petroquímico Morelos. La licitación se efectuó en dos ocasiones: diciembre de 2006 y marzo de 2008. En junio de 2008 se suspendió el proyecto y otros asociados a la cadena de etano.

la ampliación de la Planta de Óxido de Etileno de 225 a 360 Millones de Toneladas Anuales (MTA), dividida en dos etapas. En 2007 se iniciaron los trabajos de la primera ampliación de 225 a 280 MTA. El 5 de junio de 2008, se decidió suspender la segunda etapa, en la que se alcanzaría una producción de 360 MTA.

Más aun, con E XXI, PPQ no tendría ninguna oportunidad de crecimiento con base en etano. El argumento de que el consumo actual de PPQ es de 75 mbd y por lo tanto si podría incrementarse hasta llegar a 88 mbd, no reconoce el fondo de la problemática: se está favoreciendo a la industria privada, a costa de PEMEX.



También, representaría una competencia directa en el mercado maduro (PEBD, PEAD).

Representa el paro de las plantas de Asahi y Mitsui.

PPQ estaría en desventaja competitiva respecto a inversión en plantas, mejora tecnológica, desarrollo de productos, infraestructura, asistencia técnica, etc.

Un caso similar ya ocurrió con el caso del desabasto de acrilonitrilo.

PR le vende preferentemente el polipropileno –materia prima para fabricar acrilotino- a Indelpro (5 mil toneladas mensuales) y a Dow (1,500 toneladas), pues estas empresas compran el polipropileno a precio de mercado. El que sobra se vende a PPQ, a precios de gas natural, que son inferiores.

Conclusiones y recomendaciones

Etileno XXI no es un proyecto integral para la industria petroquímica nacional, como se ha venido planteando, pues afecta negativamente al principal jugador de esta industria, que es PPQ. Se trata más bien de un proyecto que impulsa al sector privado, a costa de una subutilización de capacidad instalada y de un subejercicio presupuestal en PPQ. Además, compromete a PEP a un suministro de gas, que no está basado en la producción actual si no en posibles futuros descubrimientos, que son inciertos.

Me parece que, dadas las inevitables consecuencias para PPQ, se debe de suspender el proyecto hasta que se discuta en el CA de Pemex y se apruebe explícitamente, con las modificaciones a los contratos que de lugar y los ajustes a las inversiones que se tenga que hacer y definir y justificar las que tenga que hacer PPQ y las que corresponden al proyecto privado.

Para ello, se requeriría, previamente:

Revisar los contratos PEP con PPQ y PGPB con PPQ, en los que tenga prioridad PPQ y que sean consistentes con el contrato con los privados.

Revisar el Contrato por lo menos en cuanto a la garantía de suministro, penalizaciones y definir puntos a renegociar.

Presentar las implicaciones de este contrato para PPQ y las acciones a que dé lugar.

En paralelo revisar, todos los actos, en especial el procedimiento de licitación, asignación y negociaciones en cuanto a su legalidad y transparencia, así como en cuanto a su cumplimiento a la LPM.

Finalmente no omito hacer algunos comentarios en cuanto a los señalamientos de la Gerencia Jurídica de PGPB de la Oficina del Abogado General.

Esta Gerencia “estimó que el Comité de Estrategia e Inversiones de Pemex no podía pronunciarse respecto del contrato de suministro de etano” porque “no se utiliza presupuesto de PGPB” y porque “no se recibió ningún mandato por parte de los órganos de gobierno para que fuese llevado al CEI”.

Sin embargo:

Si se utiliza presupuesto de PGPB ya que el contrato la obliga a realizar inversiones por alrededor de 4 mil millones de pesos para acondicionamientos, ductos.

Por otra parte, la Gerencia Jurídica afirma que en el CEI se ven proyectos mayores de 200 millones de dólares.

Este contrato, considerando un precio del etano, referencia Mont Belvieu Purity Ethane OPIS, de 15 USD/bbl en septiembre de 2009, en un año tiene un valor de 361.35 millones de dólares (990 000 USD por día) y en 20 años de 7,227 millones de dólares. Teniendo en cuenta el descuento establecido del 30% (2,168 millones de dólares), el total del contrato tiene un valor de 5,059 millones de dólares. Cantidad muy superior al límite establecido de 200 millones de dólares.

El ingeniero Aldana coincidió con el Consejero Moreira en el sentido de que, aunque se tratara de un contrato de suministro y que, efectivamente, afectara las finanzas del organismo, cuando se comprometió el suministro de una cantidad de materia por un determinado número de años, se omitió presentarlo al Consejo en tiempo y forma, y hubo conocimiento ya que el contrato estaba firmado.

Señaló que era de interés general para el Consejo, conocer los términos puntuales del contrato.

El Director General reiteró su disposición a presentar al Consejo los contratos que éste le indicara.

El Abogado General precisó que el contrato sí se había presentado ante los Consejos de Administración de los organismos subsidiarios.

Aseguró que desde el punto de vista estrictamente legal, no existía una omisión en términos de la ley y aclaró que el Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos señala que el Consejo, a solicitud de su Presidente, puede definir aquellos proyectos que, por su trascendencia, deban de tratarse en el órgano de gobierno. Agregó que los únicos contratos que se presentaban al Consejo eran los de adquisiciones y obras en el régimen especial, por tratarse de un régimen de excepción a la ley, y que todos los demás formaban parte de la administración.

El Presidente consideró oportunos los comentarios del Consejero Moreira y el alcance de su propuesta. Señaló que, en aras de la certeza jurídica de la administración, le parecía muy valioso definir, en lineamientos, cuándo sería de interés del Consejo revisar los contratos, a fin de evitar que se firme algún contrato donde el Consejo tenga dudas.

Apuntó que en el caso comentado, el proceso se había cumplido a cabalidad, tal como ya lo había asentado el Abogado General. Añadió que, sin embargo, algunos contratos de suministro tenían una importancia estratégica y el Consejo debiera de participar.

Propuso, finalmente, que se votara el acuerdo en los términos presentados.

No habiendo más comentarios, los señores Consejeros adoptaron el siguiente:

A c u e r d o

El Consejo de Administración, a propuesta del Comité de Estrategia e Inversiones, por unanimidad, **acuerda**:

Primero. Definir con claridad la estrategia corporativa global de largo plazo de Pemex-Petroquímica, tomando en cuenta las implicaciones del proyecto Etileno XXI, en el contexto integral de Petróleos Mexicanos.

Segundo. Buscar los mecanismos para identificar las decisiones estratégicas, a efecto de que se desahoguen en las instancias correspondientes.

Tercero. Aunque la Ley de Petróleos Mexicanos y las disposiciones que derivan de ella no prevén expresamente el requisito de que el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos emita su autorización para contratos de suministro, que se establezca que dichos proyectos sean revisados de acuerdo a los lineamientos que se emitan al respecto.

IV. Asuntos para Conocimiento del Consejo

Respecto a los temas contenidos en este capítulo, el Presidente mencionó que los mismos se incluyeron en la carpeta enviada, en tiempo y forma, a los Consejeros.

IV.1 Eficiencia operativa en Petróleos Mexicanos

Respecto a este tema, el Consejero Moreira comentó que le parecía un buen documento y sugirió que, en un futuro próximo, se dé seguimiento a las acciones para incrementar la eficiencia operativa.

El Director General comentó que las iniciativas de este capítulo estaban reflejadas en el Plan de Negocios y ofreció presentar, a los Consejeros, una nota en la que se identifiquen con las estrategias correspondientes.

No habiendo más comentarios, los señores Consejeros adoptaron el siguiente:

A c u e r d o

Con fundamento en los artículos 19, fracción XXII, de la Ley de Petróleos Mexicanos, y 4o., fracción IX, del Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos, el Consejo de Administración **toma conocimiento** del tema denominado “Eficiencia operativa en Petróleos Mexicanos”.

IV.2 Mapa de riesgos y estrategia de prevención de desastres

El Presidente preguntó si alguien tenía comentario al respecto y si no fuera el caso, se sometería a la consideración del Consejo, el acuerdo en sus términos.

No habiendo comentarios, los señores Consejeros adoptaron el siguiente:

A c u e r d o

Con fundamento en los artículos 19, fracción XXII, de la Ley de Petróleos Mexicanos, y 4o., fracción IX, del Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos, el Consejo de Administración **toma conocimiento** del tema denominado “Mapa de Riesgos y Estrategia de Prevención de Desastres”.

IV.3 Diagnóstico del impacto financiero del pasivo laboral y estrategias para solucionarlo. (Tema retirado)

IV.4 Opinión de los Comités de Estrategia e Inversiones y de Desarrollo e Investigación Tecnológica, sobre el Programa Estratégico Tecnológico de Petróleos Mexicanos

El Presidente comentó que, toda vez que esta nota estaba incluida en el material repartido en tiempo, salvo que alguien quisiera abundar o comentar el tema, se sometía a consideración el acuerdo, en los términos en que estaba presentado.

No habiendo comentarios, los señores Consejeros adoptaron el siguiente:

A c u e r d o

El Consejo de Administración, a propuesta de los comités de Estrategia e Inversiones y de Desarrollo e Investigación Tecnológica, por unanimidad, **aprueba** el Programa Estratégico Tecnológico de Petróleos Mexicanos 2010-2024 y su incorporación al Plan de Negocios del organismo.

Asimismo, **acuerda** instruir a la Administración para que tome en consideración los comentarios de los citados comités para aplicarse, en su caso, en el Programa de Ejecución del Programa Estratégico Tecnológico (Fase II).

IV.5 Informe de actividades del Comité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios 2010 y Programa de Trabajo 2011

El Presidente reiteró que este tema se había incluido en la carpeta y si nadie tuviese comentarios, se votaría en sus términos.

No habiendo comentarios, los señores Consejeros adoptaron el siguiente:

A c u e r d o

El Consejo de Administración **toma conocimiento** del Informe de actividades del Comité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios 2010 y del Programa de Trabajo 2011.

V. Aprobación de actas

El Presidente señaló que las actas se repartieron en las carpetas y si no hubiera comentarios, se aprobarían en sus términos.

No habiendo comentarios, los señores Consejeros adoptaron el siguiente:

A c u e r d o

Con fundamento en el artículo 13 del Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos, el Consejo de Administración, por unanimidad, **aprueba** las siguientes actas:

- 823 extraordinaria, del 28 de enero de 2011;
- 824 ordinaria, del 28 de febrero de 2011;
- 825 extraordinaria, del 14 de marzo de 2011, y
- 826 extraordinaria, iniciada el 28 de marzo y continuada y concluida el 30 del mismo mes de 2011.

VI. Seguimiento de acuerdos

En desahogo de este punto, el Presidente recordó que, al inicio de la sesión, se había distribuido una versión actualizada del seguimiento de acuerdos y preguntó si había comentarios al respecto.

No habiendo comentarios, los señores Consejeros adoptaron el siguiente:

A c u e r d o

El Consejo de Administración **toma conocimiento** del seguimiento de acuerdos, así como del seguimiento al programa de trabajo para la atención total de los acuerdos en proceso de ejecución al mes de mayo de 2009.

VII. Asuntos generales

El Presidente preguntó si había asuntos generales.

No habiendo más asuntos que tratar, el Presidente dio por terminada la sesión, siendo las once horas con diez minutos, y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

Dr. José Antonio Meade Kuribreña
Presidente

Iván Aleksei Alemán Loza
Secretario

Neus Peniche Sala
Prosecretaria