

El enfoque estratégico en una empresa de Exploración y Producción

Trabajo de ingreso a la Academia de Ingeniería



Ing. Gustavo Hernández García
Especialidad: Ingeniería Petrolera

México, D.F. 15 de enero de 2010

Dr. Juan Casillas García de León

Académico de Honor y representante personal del Dr. Octavio Rascón Chávez, Presidente de la Academia de Ingeniería

Ing. Carlos Orozco Sosa

Presidente de la Comisión de Especialidad de Ingeniería Petrolera

Ing. Gustavo Bonilla Pérez

Secretario de la Comisión de Especialidad de Ingeniería Petrolera

Distinguidos académicos

Señoras y señores

Primeramente, quiero agradecer a la Academia por la distinción que me ha otorgado al invitarme a pertenecer a este grupo selecto de profesionales de la ingeniería.

Es para mí un gran honor presentar hoy ante ustedes el trabajo “***El enfoque estratégico en una empresa de Exploración y Producción***”, que he desarrollado con motivo de mi ingreso a esta prestigiada academia, en la especialidad de ingeniería petrolera.

A mis distinguidos comentaristas,

Dr. Pedro Silva López

Dr. Néstor Martínez Romero

Ing. Juan Javier Hinojosa Puebla

Les agradezco el haber tomado su tiempo para analizar y comentar este trabajo, lo que sin duda, permitirá enriquecer su contenido.

El propósito de este trabajo es mostrar cómo la metodología de Tablero Balanceado, o *balanced scorecard*, puede ser efectivamente empleada para la consecución de resultados satisfactorios y que, mediante un proceso ordenado y formal de planeación permite a la organización claridad en el rumbo y estandarización en la percepción de la estrategia para tener alineada a la alta dirección y a los actores operativos responsables de su ejecución

El presente trabajo se estructura en seis capítulos.

El primer capítulo introduce el concepto de la metodología de tablero balanceado y su aplicación en Pemex y en PEP.

El segundo capítulo describe a la Región Marina Suroeste dentro del contexto de PEP y explica el por qué ésta Región representa la mejor oportunidad de crecimiento.

En el tercer capítulo explicaré las oportunidades más relevantes para la mejora del desempeño Regional y describiré los esfuerzos que la Región está llevando a cabo para atacarlas.

El cuarto capítulo analiza las perspectivas de crecimiento de la Región y las implicaciones en términos de capacidad de ejecución y niveles de inversión asociada para llevarlas a cabo.

El quinto capítulo detalla algunas palancas que la Marina Suroeste puede accionar para lograr incrementar su capacidad de ejecución y, por último,

El sexto capítulo compara la actividad requerida para el crecimiento Regional con los niveles de actividad observados en el Golfo de México de los Estados Unidos de América, o Golfo de México Norte.

Capítulo I

Sin duda alguna las organizaciones están cada vez mas orientadas a la optimización de esfuerzos que maximicen las utilidades, reduzcan los gastos y maximicen la creación de valor. Los profesores Norton y Kaplan de la Escuela de Negocios de Harvard desarrollaron hace algunos años la metodología del Tablero Balanceado (o Balanced Scorecard como también le conocemos) como herramienta para mejorar el desempeño organizacional, basados en la idea simple de mantener un balance entre las cuatro perspectivas: Aprendizaje e Innovación, Procesos, Cliente y Entorno y la perspectiva Financiera.

Las empresas de la industria petrolera como muchas otras industrias han incursionado de manera creciente y exitosa en este enfoque; en la industria petrolera nacional, Petróleos Mexicanos ha establecido su mapa estratégico basado en estas ideas pero sus resultados e iniciativas no han logrado permear a lo largo de la organización.

Los fundamentos de esta metodología no serán presentados en este trabajo, toda vez que su aplicabilidad ha sido demostrada en diversas industrias, sin embargo, si se mostrará el planteamiento estratégico de una empresa petrolera en su área de exploración y producción. Se comentarán brevemente los principales componentes de su mapa estratégico y sus objetivos estratégicos que permitirán migrar de una organización vertical y operativa, a una organización enfocada en la estrategia. Los resultados de este enfoque alinean a la organización en el rumbo adecuado y permiten, mediante indicadores de desempeño clave, ir midiendo el progreso en la implantación de esta metodología.

Finalmente, se muestra la aplicación de esta metodología en una región hipotética de una empresa petrolera estatal donde se observa que el potencial de generación de valor es mucho mayor que el que se tiene considerado con un enfoque convencional y esa región hipotética puede convertirse, bajo este enfoque, en la región con la mejor opción de crecimiento en la empresa petrolera de exploración y producción.

Con el propósito de mostrar ya la aplicación en una empresa petrolera estatal, se presentan los mapas estratégicos de la misma, identificados el correspondiente al área corporativa y a la empresa de Exploración y Producción.

En estos *Mapas Estratégicos* se aprecia la clasificación o alineamiento en tres grandes grupos, a saber:

- Crecimiento
- Responsabilidad Social
- Excelencia Operativa

En torno a ellos se han definido cada uno de los objetivos sustantivos de la organización. Sin embargo, en una empresa de exploración y producción, y particularmente en una región operativa, los objetivos asociados al crecimiento son los que aseguran la continuidad y permanencia en el negocio; es así que los objetivos asociados a este tema y que los vemos en el mapa estratégico de Pemex Exploración y Producción son:

- Generar un portafolio robusto de proyectos
- Mejorar la capacidad de ejecución de proyectos
- Incrementar y reclasificar reservas
- Incrementar el nivel de producción
- Asegurar el equilibrio entre producción y las reservas

Es precisamente en estos cinco objetivos donde se enfoca este trabajo, con el propósito de mostrar que el planteamiento para ser la región con la mejor opción de crecimiento en la empresa petrolera de exploración y producción es totalmente factible y alineado con la estrategia de la empresa.

Capítulo II

A continuación mostraré el papel que juega la Región Marina Suroeste dentro del contexto de PEP y cómo la misma puede posicionarse como la principal productora de hidrocarburos del país.

La Región Marina Suroeste es la tercer Región de PEP en términos de producción de hidrocarburos y la cuarta Región en términos de reservas 2P.

Bajo este panorama parcial, la Marina Suroeste es la Región de PEP que requiere con mayor urgencia tomar acciones para asegurar la sustentabilidad de su negocio en el largo plazo.

La buena noticia para la Región es que las estimaciones del recurso por descubrir a nivel cuenca muestran que el 88% del recurso prospectivo del país se encuentra en las cuencas del Golfo de México Profundo y del Sureste, cuencas que en su mayoría corresponden al área a cargo de la Marina Suroeste.

La riqueza de recursos en la Región se vuelve más crítica en el entorno actual de PEP, un entorno que se ha vuelto mucho más complejo en el último lustro, con un esquema de rendición de cuentas mas exigente y con la participación de los órganos reguladores de las actividades de Pemex Exploración y Producción.

La época de los campos gigantes de alta productividad, fácil acceso y bajo costo de producción está terminando. Con estos campos ya en fase de declinación, como es el caso de Cantarell, o ya en etapas muy avanzadas de su explotación, como los campos Samaria, Abkatun o los campos de la faja de oro, PEP tiene la necesidad de trabajar con un número mayor de campos pequeños y medianos para alcanzar niveles similares de producción.

Adicionalmente, el recurso por explotar y descubrir es cada vez más costoso y nos enfrenta a retos técnicos de alta complejidad en los que PEP no ha tenido experiencia, como la explotación de campos en aguas profundas, de yacimientos de alta presión y temperatura o de baja permeabilidad y la exploración y perforación de campos en zonas subsalinas.

En este panorama, la Marina Suroeste es la Región que presenta lo opción más viable para el crecimiento de la producción de PEP.

La Región Marina Noreste tiene potencial de crecimiento en los campos de crudo extrapesado de Campeche Oriente, sin embargo, la

declinación en curso de Cantarell y la esperada de Ku-Maloob-Zaap auguran un decremento neto de la producción.

En la Región Sur existe potencial de crecimiento en campos medianos y pequeños en áreas nuevas, algunos de los cuales están en zonas que son extensiones de las cuencas de la RMSO. Sin embargo, la declinación de los campos actuales se espera lleve a un efecto neto de declinación o escaso crecimiento.

La Región Norte por su parte, presenta un gran potencial de crecimiento a través de los campos de Chicontepec. De lograrse resolver los enormes retos de productividad de pozos en esta zona el crecimiento que se espera es considerable, sin embargo los resultados a la fecha invitan a considerar escenarios más conservadores.

En contraste con el resto de las Regiones, la Suroeste tiene mayor certeza sobre su potencial de crecimiento, expectativas basadas en los campos por descubrirse en Aguas Profundas y de la explotación agresiva de nuevos campos en aguas someras, podría agregarse producción incremental neta por encima del medio millón de barriles.

En el caso de la RMSO, el crecimiento depende en buena medida del recurso que está aún por descubrirse: oportunidades por 35.5 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente, se han identificado

en la porción del Golfo de México Profundo bajo la responsabilidad de la Suroeste.

Sin embargo el recurso potencial estimado en aguas someras sigue siendo considerable al alcanzar un volumen ajustado por riesgo de 6,800 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, más del doble de reservas 2P actualmente documentadas a nivel Regional.

Como referencia, el recurso medio ajustado por riesgo en la Marina Suroeste de 13,400 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, representa al 94% del volumen actual de reservas probadas de todo PEP.

Los datos que aquí se muestran corresponden a los prospectos ya identificados a través de información sísmica, cabe destacar que la Región está trabajando en adquirir y mejorar la información sísmica disponible que lleven a la identificación de prospectos adicionales.

Queda entonces la pregunta ¿qué debe hacer la Región Marina Suroeste para materializar las opciones de crecimiento aquí presentadas?

La Región está trabajando en dos grandes frentes que le permitirán alcanzar su potencial de crecimiento.

El primer frente consiste en mejorar el desempeño de las operaciones actuales, el cual se entiende en términos generales como incrementar

la eficiencia y eficacia de las actividades de exploración, desarrollo y producción, como por ejemplo, mejorar el cumplimiento de los programas de producción. Este primer paso es indispensable para asegurar un crecimiento. No podemos aspirar a convertirnos en una Región de mayor escala, sí en primera instancia no mejoramos el desempeño actual.

El segundo frente de trabajo consiste en habilitar a la Región para hacer más, para lograr el crecimiento efectivo. Esto incluye por supuesto la componente técnica de incrementar la capacidad de generación y perforación de prospectos exploratorios y su posterior desarrollo. También incluye desarrollar la capacidad de ejecución interna, comprendiendo Recursos humanos, infraestructura y la capacidad de ejecución incremental que se pueda lograr a partir de involucrar a terceros.

Capítulo III

Describiré ahora en el tercer capítulo a un mayor nivel de detalle los esfuerzos de la Región para fortalecer su desempeño, empezando con las oportunidades más relevantes del desempeño reciente de la Región y describiendo los frentes estratégicos definidos para atacar estas oportunidades.

En los últimos cinco años, la Marina Suroeste ha logrado una mejora significativa en los rubros más importantes del desempeño en exploración, desarrollo y producción.

En términos de actividad exploratoria, a partir de 2005 se ha logrado revertir la tendencia decreciente de reservas, logrando crecimientos promedio de las reservas remanentes 2P del 4%.

Un comportamiento similar se aprecia en las reservas probadas desarrolladas remanentes, donde un incremento de la actividad de desarrollo ha permitido aumentar las reservas desarrolladas a un promedio anual de 11%, lo que significó incrementar en un 52% las reservas desarrolladas respecto al final del 2004.

Por último, el desarrollo de campos nuevos permitió contrarrestar la fuerte caída en producción causada por la declinación de los campos maduros. A partir de 2007, la Región alcanzó y se ha mantenido por encima de los 500 mil barriles diarios, nivel de producción no alcanzado desde el año 2001.

A pesar del gran esfuerzo hecho por la Región y de los resultados alcanzados, existen áreas donde se puede continuar mejorando el desempeño.

Tal es el caso de los tiempos para el desarrollo de campos. En el gráfico a la izquierda podemos observar los años que tomó iniciar la producción de los últimos campos que iniciaron producción. El

promedio de tiempo a primer aceite es de 10 años, muy superior a tiempos de entre 3 y 5 años que se han observado dentro de Pemex y en operadores internacionales.

El gráfico del lado derecho muestra los campos con mayores reservas totales y el año de descubrimiento del campo. Resaltan los casos de L y Q, campos que por diversas razones su desarrollo ha demorado más de 15 años.

En actividades de exploración, los grandes indicadores del desempeño, como la restitución de reservas y el costo de descubrimiento, muestran una mejoría significativa en términos de incorporación de reservas y una contención del costo de descubrimiento a pesar del incremento en actividad. Sin embargo, aún hay oportunidades de mejora:

Como primer ejemplo, la Región necesita incrementar la velocidad con la que genera prospectos exploratorios, principalmente en Aguas profundas donde la complejidad técnica para la generación de prospectos y la llegada de dos plataformas semisumergibles de perforación requiere reforzar esta actividad.

Por otra parte, un 15% de las reservas descubiertas recientemente no tiene potencial de desarrollo en el corto o mediano plazo debido a su complejidad técnica, volumen de reservas o su distancia a infraestructura existente. Esta situación se puede revertir con un

reenfoque de la actividad exploratoria hacia zonas con potencial de desarrollo en el corto y mediano plazo.

Por último, sigue habiendo oportunidades para mejorar el cumplimiento de los programas de perforación de pozos exploratorios, para los cuales se requiere un enfoque integral que considere oportunidades desde el diseño hasta la ejecución de la perforación.

En el desarrollo de campos, destaca que el ritmo de desarrollo de reservas ha sido superior al ritmo de producción, por lo cual han incrementado los niveles de producción, a la par que los costos se han mantenido por debajo de los 4 dólares por barril de petróleo crudo equivalente.

Los principales retos de la Región incluyen la reducción de los tiempos de perforación- que presentan retrasos históricos importantes de más de 20% y los tiempos de construcción de infraestructura. También es necesario buscar de manera acelerada la aplicación de sistemas de recuperación mejorada y secundaria, que pueden aplicar para algunos campos de la Región.

En cuanto a la producción el principal reto está en garantizar la continuidad operativa mediante un esquema probado para reducir las fallas de equipos de compresión y ductos. Los costos se mantienen a niveles razonables de 4 dólares por barril.

Como resultado del trabajo de diagnóstico y análisis interno que he impulsado, la Región definió nueve frentes estratégicos orientados a mejorar las áreas de oportunidad identificadas. Para cada uno de estos frentes la Región tiene una serie de iniciativas con metas específicas de mejora.

Los primeros seis frentes estratégicos están orientados a la mejora del desempeño en actividades sustantivas, atacando temas de exploración en aguas profundas y someras, desarrollo de campos y producción. Los tres frentes adicionales están orientados a actividades de soporte críticas para optimizar las operaciones de la Región.

Las iniciativas específicas que hemos definido para cada uno de los frentes estratégicos en conjunto, permitirán a la Región reforzar la gestión de hasta el 15% de su volumen de producción en el largo plazo.

Capítulo IV

Ahora comentaré las implicaciones que tendría un crecimiento acelerado de la RMSO.

La cartera de proyectos de la Región contempla un crecimiento de casi un 50% en el nivel de producción para los próximos 10 años, para alcanzar un volumen de 750 mil barriles diarios de aceite.

En la gráfica se aprecia que la producción proveniente de los recursos ya descubiertos, el área verde de la gráfica, no es suficiente para crecer o mantener la plataforma de producción actual de la Región. Es la actividad exploratoria la que puede permitir a la región crecer a niveles de producción mayores a los actuales.

Alcanzar el nivel de crecimiento propuesto por la cartera de proyectos representa ya un crecimiento considerable en el nivel de actividad de la Región.

Por ejemplo, en la gráfica superior izquierda observamos que en términos de actividad de perforación de pozos de desarrollo este escenario de crecimiento implica casi duplicar el número de equipos de perforación utilizados históricamente.

Adicionalmente, como se observa en la gráfica inferior izquierda, el número de campos en proceso de diseño por año triplica el nivel de actividad que la región ha tenido en los últimos 5 años.

Por último, todo este incremento de actividad de desarrollo se ve reflejado en triplicar el nivel de inversión en desarrollo.

A pesar de que esta cartera de proyectos implica ya un reto para la Región, no representa el máximo potencial de crecimiento que la Región puede alcanzar.

Esta cartera de proyectos está limitada por la disponibilidad de recursos de inversión, que evita que proyectos o campos rentables no sean ejecutados al comparar su rentabilidad con otros proyectos con mejores indicadores.

La reforma energética y el nuevo marco legal pueden dar a la Región varias alternativas para reducir las limitantes provenientes de la disponibilidad de recursos de inversión, como son regímenes fiscales diferenciados para campos con menor rentabilidad, acceso a fuentes alternativas de financiamiento o acceso a tecnología y experiencia para optimizar el desarrollo y operación de los campos y así mejorar sus indicadores económicos.

Para determinar cuál es el potencial de crecimiento de la Región sin considerar las limitantes presupuestales, se realizó un ejercicio que, basado en el recurso potencial identificado en exploración, define escenarios de actividad exploratoria y de desarrollo para determinar los niveles de producción que estarían asociados.

Este ejercicio consideró actividades desde exploración hasta desarrollo de campos y los factores más importantes en términos de inversión y actividad física.

Para el ejercicio simulamos escenarios con diferentes supuestos de eficiencia en la ejecución de actividades, con el propósito de determinar el potencial impacto en producción e inversión de mejoras en la ejecución de proyectos de desarrollo. Todo el modelado realizado considera las diferencias entre campos de Aguas Someras y Profundas. Algunos escenarios se basan en mejores prácticas, es decir, rangos de tiempo y costos de acuerdo con experiencia de operadores internacionales o proyectos de PEP exitosos y otros en datos históricos, que reflejan el desempeño promedio de la Región.

Como resultado, obtenemos que la Región puede alcanzar metas aún más agresivas de crecimiento.

En el escenario cuyos resultados estamos viendo en este momento, la Región podría alcanzar hasta un millón doscientos mil barriles de producción diaria de aceite- considerando la producción P10 o 900 mil barriles en el escenario más conservador de P90.

Este crecimiento agresivo viene acompañado de un esfuerzo de la misma magnitud en actividades de exploración y desarrollo en aguas someras principalmente, aunque manteniendo un nivel considerable de actividad en aguas profundas.

Como ilustración del nivel de actividad que implica este escenario, la reserva 2P a incorporar asciende a casi 3,000 millones de barriles, que representa un 85% de las reservas a enero del 2009 y que es el

doble de la incorporación de reservas presentado por la Región en el mismo periodo de tiempo de siete años.

Sin embargo, este nivel de reservas a incorporar representa menos del 25% de hidrocarburos que se estima existen potencialmente en la Región, que son 13,400 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de recurso potencial medio ajustado por riesgo.

Para alcanzar estos niveles de producción alrededor del millón de barriles necesitamos entonces descubrir, e iniciar el desarrollo expeditamente, de entre 5 y 6 campos nuevos por año.

En términos de actividad de desarrollo, los resultados muestran en general que la Región debe incrementar su actividad de perforación de desarrollo en un promedio de 40%, duplicar la actividad de diseño de campos y multiplicar por un factor de entre 3 y 4 la inversión en desarrollo.

El crecimiento exponencial de la inversión en desarrollo se explica principalmente por el panorama actual de precio de los servicios, ya que en los años anteriores la Región gozó de costos de perforación bastante favorables en relación a los costos de mercado actuales, además que la inversión en el desarrollo de aguas profundas se multiplica, por ejemplo para la perforación, en un factor de 2 a 3. En síntesis, un volumen de actividad muy elevado con respecto a los parámetros actuales.

Los indicadores de incorporación de reservas del escenario se traducen en duplicar las actividades de perforación y terminación de pozos exploratorios, en relación al promedio presentado en los últimos 9 años – el cual fue de 10 pozos exploratorios terminados por año. Esto supone un reto central de reducir los tiempos de procesamiento e interpretación sísmica, de forma que se puedan generar suficientes prospectos en cantidad y calidad para la perforación, así como mejorar los indicadores de desempeño de la perforación exploratoria.

El nivel de actividad requerido para alcanzar nuestras metas de producción es altamente sensible a las mejoras de desempeño.

Por ejemplo, bajo los escenarios de mejores prácticas requeriríamos descubrir 5 campos por año en aguas someras, mientras que si mantenemos el desempeño histórico este número tendría que ser 8.

Así vemos la importancia del esfuerzo actual de mejora del desempeño que comenté en la sección anterior.

Como acabamos de ver en las secciones anteriores, el subsuelo tiene el potencial para soportar un crecimiento agresivo de la Región. El reto entonces está en incrementar la capacidad de ejecución en exploración y desarrollo, para lo que la Región tiene dos vías, que creo firmemente deben impulsarse en paralelo.

La primera y más importante, porque está bajo nuestro control en mayor medida consiste en incrementar la capacidad de ejecución

regional, a través de mejorar la eficiencia de la ejecución de proyectos actual, de incrementar la capacidad en los potenciales cuellos de botella, como son la generación y perforación de prospectos, y el diseño de pozos y planeación y desarrollo de campos

La segunda vía es el apalancamiento de capacidad de ejecución de terceros en dos formas. La primera es fomentar que exista la capacidad en terceros para proveer servicios típicos de perforación y construcción de infraestructura y la segunda consiste en proveer oportunidades para terceros (p. ej., compañías de construcción de estructuras marinas y ductos, embarcaciones para la instalación de plataformas y tendido de ductos), para que ellos mismos sean los que gestionen y provean el incremento en capacidad de ejecución, como por ejemplo a través de nuevos modelos de negocio que sean consistentes con el nuevo marco legal.

Internamente, la Región está atendiendo:

- las oportunidades para eliminar los cuellos de botella identificados, por ejemplo en cuanto a generación de localizaciones y planeación y desarrollo de pozos y campos
- el apalancar los conocimientos, experiencia y fuerza de trabajo del personal con que cuenta a través de rebalancear cargas de trabajo- enfocando al personal hacia los nuevos proyectos gradualmente

- el identificar y desarrollar las competencias críticas acorde a los proyectos y retos de la Región
- y por último, en optimizar los procesos VCD, para la definición de estrategias de desarrollo de campos

Además de las mejoras e incremento de capacidad de ejecución interna, el reto en crecimiento de la actividad antes descrito implicará un apoyo adicional en terceros.

Capítulo V

El objetivo del capítulo siguiente es identificar algunas variables a considerar en la definición del tipo de apoyo que la Región puede requerir.

Por ejemplo, si clasificamos los campos descubiertos en la Región por su índice de utilidad- rentabilidad medida por el VPN sobre VPI y por la complejidad técnica que representa su desarrollo, podemos identificar en el área blanca los campos que tiene sentido mantener el desarrollo por parte de la Región. Estos son los campos de alta rentabilidad relativa y que no representan un reto técnico diferente a los que la Región está acostumbrada a enfrentar.

Un área crítica de colaboración son los campos de alta rentabilidad, donde los retos técnicos son elevados para Pemex, los campos D o AP podrían caer en esta categoría.

Por otra parte, tenemos campos de menor rentabilidad y de complejidad baja que requieren de accesos a recursos para el fondeo de su desarrollo- estos son candidatos a asociaciones donde el principal objeto es el obtener financiamiento y agregar “ancho de banda” a la ejecución. También el objetivo de asociación puede ser el contar con un operador de menor costo relativo.

Una última categoría son los campos de baja rentabilidad y que representan un reto técnico mayor, para los que esquemas combinados de fondeo y experiencia técnica son necesarios para presentar opciones viables de desarrollo.

En cualquier caso, la colaboración con terceros estaría apegada al marco legal y condiciones específicas del momento en que se defina.

La definición de los modelos de negocio que permitan a la Región incrementar su capacidad de ejecución debe considerar, por ejemplo, negociaciones con el gobierno en la tasa de recaudación de impuestos, con terceros sobre el potencial de mejora en la productividad y factor de recuperación de los campos o de reducción de costos.

Como ejemplo en la gráfica, que es un caso de datos reales de un campo de la RMSO, cada línea representa la combinación de tasa de impuestos y costo de desarrollo y producción que resulta en un valor presente neto de cero.

Aquí observamos la línea verde que representa el campo tal y como se espera sea desarrollado por PEP. En este caso, el mantener una tasa de impuestos del 70% requeriría una reducción en los costos de desarrollo y producción que permitieran al campo seguir teniendo un valor presente neto positivo. Por otra parte, de mantener un nivel de costos similar al actual, implicaría reducir la tasa de impuestos a menos de 70% para asegurar la rentabilidad del proyecto. Alternativamente, incrementar la producción en 20% a lo largo de la vida del proyecto haría rentable el proyecto. Por supuesto que ninguna de las condiciones se daría de manera automática: es crítico que se involucren PEP, terceros y el gobierno en discusiones concretas que permitan modificar favorablemente los factores que afectan al proyecto.

Capítulo VI

Como cierre del trabajo, quiero comparar el nivel de actividad que requiere la Región con niveles de actividad que se han llegado a alcanzar en el Golfo de México Norte, área que se caracteriza por la intensa explotación de sus recursos.

Esta gráfica nos dice que esencialmente el desarrollo del Golfo de México en la parte mexicana está desfasado 20 años con el de la parte americana. En los 70's en los Estados Unidos se estaban

descubriendo campos someros de alrededor de 50 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reserva, a profundidades menores de 300 metros y empezaban los primeros descubrimientos en tirantes de agua de alrededor de 1000 metros.

Esta es prácticamente la foto actual en México. Sin embargo, para mi esta gráfica contiene un mensaje de optimismo, más allá de lo que dicen nuestros estudios y expectativas de recurso prospectivo. De observarse un comportamiento similar al que vieron nuestros vecinos del norte, podemos esperar aún una época larga de descubrimientos importantes, eso sí, necesariamente yendo hacia aguas más profundas y enfrentando retos más complejos cada año. La ventaja adicional de México en la expansión hacia estos nuevos horizontes es que mucha de la tecnología y las habilidades requeridas ya han sido desarrolladas por los jugadores del Golfo de México norte, y por supuesto en otras geografías como Brasil y Angola.

Tengamos presente que hoy en día, el Golfo de México Americano mantiene una plataforma de producción mayor a 1.5 millones de barriles diarios, esa perspectiva a 20 años no es mala para México.

El siguiente punto de comparación que quiero resaltar con el Golfo de México americano es el de los niveles de actividad. Tomemos por ejemplo el número de equipos de perforación marinos. En los Estados Unidos este número ha llegado a un máximo de 174 equipos en esta década, con 117 en promedio. En la RMSO hemos estado por el

orden de 40. Los puntos aquí son, primero, que es manejable una flota mayor y segundo, que la industria de perforación en el Golfo tiene capacidad excedente que puede venir a México. En particular en Octubre de este año 2009, el nivel de actividad en el Golfo de México norte está a un tercio de su máximo histórico.

Finalmente en el contexto integrado del Golfo tenemos que considerar la capacidad de construcción de la industria. El nivel de actividad que requerimos puede poner bajo presión la capacidad instalada en nuestro País y los Estados Unidos. En algunos casos tenemos que considerar la capacidad global. Nos estamos abocando a analizar a detalle esta foto para asegurarnos que nuestros escenarios de crecimiento no estén limitados estructuralmente por la capacidad de la industria. Un factor adicional que tendremos que considerar en este análisis son los posibles requerimientos de contenido nacional. En los nuevos marcos legales los requerimientos de un mínimo de contenido nacional pueden requerir una planeación detallada conjunta con gobiernos locales y proveedores para asegurar que se instala una planta nacional de volumen y calidad técnica suficiente.

En síntesis- si se puede. ¿Por qué?

Primero, porque la RMSO tiene los recursos suficientes en el subsuelo para erigirse como el motor de crecimiento de PEP- alcanzando potencialmente volúmenes superiores al millón de barriles diarios.

Segundo, porque el primer paso para lograr su crecimiento está en el fortalecimiento del desempeño actual y esto está en nuestras manos.

Tercero, porque aunque los niveles de actividad requeridos para lograr un crecimiento significativo son 2 a 3 veces mayores a los actuales, estos han sido observados en el Golfo de México norte, lo cual muestra que con el enfoque adecuado, el fortalecimiento interno y colaboración estrecha con terceros y el gobierno, es posible alcanzar las metas.

Muchas gracias,