



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
ENERGÍA– ECONOMÍA DE LA ENERGÍA

LÍMITES Y ALCANCES DE LA ESTRATEGIA DE PEMEX EXPLORACIÓN Y
PRODUCCIÓN EN UNA INDUSTRIA ENERGÉTICA DESREGULADA

TESIS QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
CÉSAR ALBERTO GASGA MORALES

DIRECTOR DE TESIS
VÍCTOR RODRÍGUEZ PADILLA
FACULTAD DE INGENIERÍA

CIUDAD DE MÉXICO, MARZO 2017

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dra. Vargas Suárez Rosío

Secretario: Dr. Romo Rico Daniel

Vocal: Dr. Víctor Rodríguez Padilla

1^{er.} Suplente: Dr. Ruiz Alarcón Fluvio César

2^{do.} Suplente: M.A.P. Torres Flores Ramón Carlos

DIRECTOR DE TESIS:

Dr. Víctor Rodríguez Padilla

FIRMA

LÍMITES Y ALCANCES DE LA ESTRATEGIA DE PEMEX EXPLORACIÓN Y
PRODUCCIÓN EN UNA INDUSTRIA ENERGÉTICA DESREGULADA

ÍNDICE

| | |
|--|-----|
| AGRADECIMIENTOS Y DEDICATORIAS..... | I |
| OBJETIVO | II |
| INTRODUCCIÓN..... | III |
| CAPÍTULO 1.- PLANEACIÓN ESTRATÉGICA..... | 1 |
| 1.1 LA PLANEACIÓN..... | 1 |
| 1.2 LA ESTRUCTURA DE LA PLANEACIÓN ESTRATÉGICA..... | 2 |
| 1.2.1 Análisis externo..... | 3 |
| 1.2.2 Análisis interno..... | 5 |
| 1.2.3 Matriz FODA..... | 6 |
| 1.3 TIPOS DE ESTRATEGIAS..... | 8 |
| 1.3.1 Estrategia competitiva..... | 8 |
| 1.3.2 Estrategia Directiva..... | 10 |
| 1.3.3 Estrategia Operativa..... | 13 |
| 1.4 CONCLUSIONES..... | 13 |
| CAPÍTULO 2.- NUEVA ORGANIZACIÓN Y REGULACIÓN DE LA INDUSTRIA PETROLERA. | 14 |
| 2.1 LA PROPIEDAD..... | 14 |
| 2.1.1 En los hidrocarburos..... | 14 |
| 2.1.2 En la infraestructura..... | 15 |
| 2.1.3 En los contratos y la migración de asignaciones | 15 |
| 2.2 LA ORGANIZACIÓN..... | 16 |
| 2.2.1 Exploración y producción..... | 17 |
| 2.2.2 Procesos industriales | 18 |
| 2.3 LA REGULACIÓN..... | 19 |
| 2.3.1 Regulación económica..... | 20 |
| 2.3.2 Regulación técnica..... | 20 |
| 2.3.3 Regulación ambiental..... | 20 |
| 2.4 LAS INSTITUCIONES | 20 |
| 2.4.1 Autoridades de política económica..... | 20 |
| 2.4.2 Por su carácter regulador y alcance técnico..... | 21 |
| 2.5 CONCLUSIONES..... | 23 |
| CAPÍTULO 3.- ESTADO DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN ANTES DE LA REFORMA ENERGÉTICA (2004-2013)..... | 24 |

LÍMITES Y ALCANCES DE LA ESTRATEGIA DE PEMEX EXPLORACIÓN Y
PRODUCCIÓN EN UNA INDUSTRIA ENERGÉTICA DESREGULADA

| | | |
|--|--|----|
| 3.1 | BALANCE GENERAL DE PEMEX Y DE SUS ORGANISMOS SUBSIDIARIOS..... | 24 |
| 3.1.1 | Evaluación de rentabilidad de Pemex..... | 24 |
| 3.1.2 | Análisis de rentabilidad de los organismos subsidiarios..... | 26 |
| 3.2 | PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN..... | 27 |
| 3.2.1 | Hidrocarburos totales..... | 27 |
| 3.2.2 | Petróleo crudo..... | 28 |
| 3.2.3 | Gas natural..... | 31 |
| 3.2.4 | Reservas de petróleo y gas natural..... | 33 |
| 3.2.5 | Perforación, eficiencia y resultados..... | 36 |
| 3.2.6 | Costos de producción e inversiones..... | 36 |
| 3.2.7 | Comercio exterior de petróleo crudo y gas natural..... | 37 |
| 3.2.8 | Recursos humanos, índice de accidentes y protección ambiental..... | 39 |
| 3.2.9 | Presupuesto y pasivos de PEP..... | 39 |
| 3.3 | CONCLUSIONES..... | 40 |
| CAPÍTULO 4.- ESTADO ACTUAL DE PEP EN LA NUEVA INDUSTRIA Y EL MERCADO GLOBAL. | | |
| 42 | | |
| 4.1 | LA NUEVA ORGANIZACIÓN DE PEMEX Y PEP..... | 42 |
| 4.2 | PEP Y LA RONDA CERO..... | 45 |
| 4.2.1 | ¿Qué es la Ronda Cero y cuáles eran los argumentos de Pemex?..... | 45 |
| 4.2.2 | Lo solicitado por PEP, lo otorgado por SENER y lo obtenido pero no pedido..... | 46 |
| 4.3 | LAS RONDAS DE LICITACIÓN..... | 49 |
| 4.3.1 | La Ronda Uno..... | 50 |
| 4.3.2 | La Ronda Dos..... | 50 |
| 4.4 | LAS OPCIONES DE PEP EN LA APERTURA DE LA INDUSTRIA..... | 51 |
| 4.4.1 | Migración de asignaciones a partir de contratos de servicio..... | 51 |
| 4.4.2 | Asociaciones con otras compañías (farm out)..... | 52 |
| 4.4.3 | Participación en las rondas del Estado..... | 53 |
| 4.4.4 | Comercialización y el acceso abierto..... | 54 |
| 4.5 | LOS PROYECTOS DE PEP EN 2015..... | 54 |
| 4.6 | EL CONTEXTO GLOBAL DEL CRUDO..... | 55 |
| 4.7 | CONCLUSIONES..... | 57 |
| CAPÍTULO 5.- EL DISEÑO DE ESTRATEGIAS EN E&P Y LA VERSIÓN INSTITUCIONAL..... | | 59 |
| 5.1 | DESCRIPCIÓN DE LAS DEBILIDADES Y FORTALEZAS..... | 59 |
| 5.1.1 | Debilidades..... | 60 |

LÍMITES Y ALCANCES DE LA ESTRATEGIA DE PEMEX EXPLORACIÓN Y
PRODUCCIÓN EN UNA INDUSTRIA ENERGÉTICA DESREGULADA

| | | |
|-------|--|----|
| 5.1.2 | Fortalezas..... | 61 |
| 5.2 | DESCRIPCIÓN DE LAS OPORTUNIDADES Y AMENAZAS, ASÍ COMO SUS INTERRELACIONES..... | 63 |
| 5.2.1 | Oportunidades | 63 |
| 5.2.2 | Amenazas | 66 |
| 5.3 | LAS ESTRATEGIAS | 69 |
| 5.4 | EL PLAN DE NEGOCIOS DE PEP 2016 y 2017-2021..... | 73 |
| 5.4.1 | La versión actual del Plan 2017-2021..... | 73 |
| 5.4.2 | Plan de negocios de PEP 2016-2020, la presentación para el corporativo. | 73 |
| 5.5 | COMPARATIVA DE ESTRATEGIAS | 76 |
| 5.6 | CONCLUSIONES..... | 79 |
| | CONCLUSION GENERAL..... | 80 |
| | LISTA DE SIGLAS Y ABREVIATURAS | 82 |
| | BIBLIOGRAFÍA | 84 |
| | ANEXOS..... | 86 |
| | ANEXO 1..... | 86 |
| | ÍNDICE DE FIGURAS, GRÁFICAS Y TABLAS | 90 |

AGRADECIMIENTOS Y DEDICATORIAS

A mis padres Marcela y Artemio, así como a mi hermana Rocío por su apoyo, consejos y tiempo.

A mis amigos del sexto piso de la Torre de Ingeniería: Esteban, Uriel, Maricela, Inti y Miguel por los momentos agradables. Así como a Héctor Aviña por la oportunidad de estar en los proyectos de iiDEA.

A mi tutor principal el Dr. Víctor Rodríguez Padilla por la orientación y las opiniones vertidas en este trabajo, así como a los sinodales que integraron el jurado quienes con sus observaciones y aportaciones enriquecieron el mismo.

Finalmente le agradezco a la Coordinación de Estudios de Posgrado de la UNAM, a la Facultad de Ingeniería de la UNAM y al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) quienes fomentan el desarrollo de la investigación y la formación de recursos humanos.

OBJETIVO

Objetivo general

Determinar los límites y alcances que tendrán las estrategias de Pemex Exploración y Producción (PEP) en el nuevo contexto institucional de la industria de hidrocarburos de México.

Objetivos particulares

- Realizar un análisis interno de PEP con base en su información pública, que permita identificar las fortalezas y debilidades de la empresa.
- Hacer un análisis externo de PEP que determine como los mecanismos que permitió el nuevo marco legal y las condiciones generales del entorno de los hidrocarburos se traducen en oportunidades y amenazas para la organización.
- Formular estrategias con base en los análisis interno y externo de PEP a través de la metodología FODA.
- Empalmar las estrategias institucionales de PEP con las generadas en este trabajo para así identificar cual es el enfoque estratégico y en que se basa, priorizar fortalezas o cubrir debilidades, aprovechar las oportunidades o esquivar las amenazas.

INTRODUCCIÓN

Como consecuencia de la reforma en materia de energía de 2013, en México se cambió el marco jurídico que regía las principales industrias que conformaban al sector energético, su objetivo primordial fue ceder espacios que hasta entonces le correspondían exclusivamente al Estado y que eran operados por sus empresas paraestatales.

En la rama de hidrocarburos la liberalización se dio en toda la cadena de valor (actividades en upstream¹, midstream² y downstream³). En el área de exploración y producción los cambios se fundamentaron en considerar que la demanda nacional de crudo se había incrementado de tal forma que sus proyecciones de consumo, aunadas a una disminución paulatina en la producción nacional, apuntaban a que en ocho años sería necesaria la importación de petróleo para satisfacer las necesidades del país, lo cual comprometía la sostenibilidad energética del mismo. Lo anterior se complementó con la promoción de la competitividad entre sus actores y por ende en el mejoramiento de la calidad de los servicios e insumos que de estos emanaban. Así, se reorganizó a la industria, a los reguladores y operadores de tal manera que promovieran una pronta asimilación de la nueva legislación; y con ello se atrajera inversión privada en dichas áreas, aportando aparte de capital, la experiencia en el desarrollo de nuevos proyectos hasta entonces ajenos a las posibilidades de Pemex, con lo cual se promoviera no sólo mantener la producción sino incrementarla, elevando los volúmenes de exportación y la recaudación fiscal.

Ante tales cambios en el marco legal, el antes único operador, cuyas estrategias estaban enfocadas en abastecer al mercado nacional de crudo y derivados a precios bajos que significaban desarrollar proyectos de nula rentabilidad, e inmerso en un régimen fiscal confiscatorio, debía cambiar tanto su estructura como el modelo de negocio. Tenía que maximizar el valor del petróleo vía rentabilidad, lo cual le permitía dejar campos de manera parcial o total que dadas las condiciones económicas no cumplieran con dicho requisito, los cuales serían subastados para que un operador privado llevara a cabo los trabajos necesarios inyectando capital, corriendo riesgos y pagando impuestos; estos últimos siendo menores respecto a los que tenía Pemex cuando mantenía el mismo campo bajo su control.

Petróleos Mexicanos (Pemex) tenía que adecuarse a varios factores tanto externos como internos en un lapso de tiempo muy corto; en 2015 se cumplía el plazo para su reestructura organizacional; en 2016 comenzarían las asociaciones y para 2017 iniciarían las devoluciones de asignaciones por falta de ejecución de los programas mínimos de trabajo en estas. Para llevar a cabo sus operaciones en este periodo Pemex Exploración y Producción (PEP) navegó con un plan de negocios obsoleto (plan 2014), el cual fue modificando en el camino y finalmente se hizo público a finales de 2016; el cual entraría oficialmente hasta 2017.

A lo anterior se le debía de sumar un panorama de precios bajos iniciado en agosto de 2014, cuando el precio del barril cotizaba los 95⁴ US\$/b y que para septiembre de ese mismo año tuvo

¹ Actividades de exploración, perforación y extracción.

² Actividades en licuefacción de gas natural, transporte y almacenamiento.

³ Actividades relacionadas con refinación de petróleo y regasificación de gas natural, así como la distribución y venta del gas natural y los derivados de petróleo.

⁴ Precio de la mezcla mexicana de exportación.

Disponible en <http://portalweb.sgm.gob.mx/economia/es/energeticos.html>

LÍMITES Y ALCANCES DE LA ESTRATEGIA DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN EN UNA INDUSTRIA ENERGÉTICA DESREGULADA

un retroceso de poco más de 10 US\$/b, situación que empeoró durante 2015 al promediar 43.28 US\$/b; lo que significaba la mitad de ingresos de años anteriores.

Otro factor era la caída constante de la producción que acarrearía un incremento en los costos; debidos al desarrollar y operar campos que exigían mayores recursos técnicos y económicos en su explotación; los cuales no eran únicamente campos maduros que transitaban en las etapas de mantenimiento y declinación o que requerían de recuperación secundaria y mejorada, sino que también se incorporaban nuevos prospectos con baja productividad y con condiciones geológicas adversas (lutitas, aguas profundas y ultra profundas) con crudos pesados y extra pesados en los que aparte de carecer de inversión no se tenía la suficiente experiencia para su operación.

De esta manera, el enfoque principal de esta tesis es identificar los principales problemas o dificultades a los que se enfrenta la ahora Empresa Productiva del Estado en el ramo de la exploración y producción y, con base en ello, analizar si la petrolera tiene la capacidad de cubrir dichas necesidades, contestando los siguientes cuestionamientos: ¿De qué manera se reestructurará? ¿Qué zonas mantendrá a su cargo y cuáles cederá? ¿Qué negocios continuará en solitario y en cuales buscará aliarse? ¿Cuáles de sus estrategias le permitirán sobrevivir y competir? Esto considerando que el tipo de planeación estratégica que emprenderá dependerá del grado de libertad que el Estado le permita. Si bien Pemex ha sido el motor de desarrollo del país, catalogado como un agente económico preponderante o monopolizador, también ha sido rehén y esclavo al servicio de la Nación. Ambos hechos han generado que la petrolera mexicana se enfrente a un cambio que busca cubrir una demanda de producción y ganancias para el Estado.

El presente trabajo se ha dividido en seis capítulos, en el primero de ellos se expone en lo que a planeación estratégica se refiere, el concepto, las clasificaciones, tipos y metodologías de planeación; enfocándose en el desarrollo del análisis FODA o DAFO, que es una herramienta usada para conocer la situación en la que se encuentra una organización, empresa o proyecto, y con ello planear a futuro. Su objetivo es determinar las ventajas competitivas de la empresa y la estrategia genérica a emplear por la misma, que más le convenga en función de sus características propias y de las del mercado en que se mueve.

En el segundo capítulo se indaga en la nueva organización del sector petrolero una vez que se decreta la reforma energética de 2013. Aquí se describe a los nuevos participantes (instituciones, reguladores y operadores) y la manera en que se relacionan. Esta parte es importante ya que Pemex se rige por el derecho público (hacer lo que está escrito en la ley). Cabe aclarar que el término desregulación hace referencia al cambio en la conformación del sector, es decir, de pasar de un solo operador a un mercado abierto con nuevos participantes ajenos al ordenamiento público.

Para el tercer capítulo, se analizan los resultados de sus principales activos, los indicadores de exploración y explotación de petróleo en el periodo de 2004 a 2013. Con ello se definirán sus capacidades técnicas, operativas, económicas y financieras; así como las líneas de negocios en las que participaba, esto permitirá identificar sus fortalezas y debilidades, las cuales forman parte de los resultados del análisis interno de la organización.

LÍMITES Y ALCANCES DE LA ESTRATEGIA DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN EN UNA INDUSTRIA ENERGÉTICA DESREGULADA

Dentro del cuarto capítulo se toma el estado actual de PEP, respecto a las decisiones que tomó, los mecanismos que permitió la reforma para mejorar sus condiciones económicas y fiscales, así como dar un panorama global tanto de los cambios nacionales como internacionales que sirvieron para establecer las oportunidades y amenazas que presentaba la ahora nueva estructura de la industria petrolera.

Con los resultados de los capítulos 3 y 4, en el capítulo 5 se identificaron las interrelaciones entre los aspectos definidos anteriormente (Fortalezas, Debilidades, Oportunidades y Amenazas); así como los requisitos para acceder a una oportunidad y para minimizar las amenazas, se trazó de manera visual sus cruces en la matriz FODA y con ello se elaboraron estrategias, las cuales se montaron nuevamente en la matriz para determinar aquellas que se presentaban tanto para sobrevivir como para competir.

El siguiente paso era contrastar entre las estrategias formuladas con el ejercicio de planeación propio y lo que se presentaba en el plan de negocios de Pemex 2017-2021, Dicho plan respecto a los de años anteriores carecía de una estipulación de estrategias y alcances de las mismas, así que se usó la presentación para el corporativo del plan de negocios 2016, el cual no fue publicado como tal de manera oficial, pero por sus resultados es la base de este último. Aquí no se trataba de ver quien estaba bien o mal, sino de identificar que orientación tenía el plan institucional, para así entender porque se habían privilegiado ciertas actividades en vez de otras, siendo estas las rutas del fortalecimiento y el desarrollo de la empresa en operaciones de upstream. Se debe de tener en cuenta que en nuestro caso el análisis está limitado por el escaso volumen de información.

Finalmente, se tiene un apartado de conclusión general que expresa una reflexión sobre las limitantes y los alcances de dichas estrategias, englobando los diversos aspectos y situaciones encontrados a lo largo del desarrollo de este trabajo.

CAPÍTULO 1.- PLANEACIÓN ESTRATÉGICA.

Una definición de planeación estratégica es “la forma en la que se aprovecha la capacidad interna de una organización para hacerles frente a los retos que le impone el medio ambiente a dicho organismo con la finalidad de salir triunfante” (Fuentes Zenón, 2002, p. 18).

Así, la planeación estratégica se orienta a trazar las líneas de expansión para la empresa; por medio de nuevos productos, diversificación de los mismos, nuevos mercados, tecnologías de punta, reducción de costos, etc.

En el presente capítulo se expondrán los conceptos que involucra la planeación estratégica, así como la revisión de diversas metodologías cuya superposición permita la formulación adecuada de los diversos tipos de estrategias.

Con base en este objetivo, el capítulo se forma de cinco secciones; la primera de ellas aborda la noción de planeación, así como las partes que la componen, la secuencia y vertientes que tiene. En la segunda sección se expone la metodología FODA, herramienta que por su sencillez y utilidad en la planeación estratégica será usada posteriormente. En la tercera, cuarta y quinta secciones se describen los tipos de estrategias dentro de la planeación estratégica, la manera de identificar las necesidades de la empresa y crear las políticas necesarias para alcanzar los objetivos trazados. Finalmente se tiene una sección de conclusiones del capítulo.

1.1 LA PLANEACIÓN.

Dado que la planeación tiene una amplia variedad de aplicaciones, sus enfoques de respuesta llegan a ser tan extensos como los mismos cuestionamientos. Sin embargo se identifica un tronco común denominado planeación comprensiva, el cual percibe al cambio como el resultado de un proceso para obtener conocimiento. Sus etapas se muestran en la Figura 1.1, La planeación comprensiva es también conocida como planeación sinóptica o racional, ya que busca atender toda la problemática teniendo en cuenta los distintos objetivos, con lo cual se genera el mayor número de alternativas y se indaga en sus consecuencias. Todo esto de manera sistemática (paso a paso) a fin de conocer bien el asunto en cuestión.

En relación con lo anterior, la planeación debe relacionar tres componentes: el primero es el sujeto o en otras palabras quien o quienes intervienen en la planeación; como segundo es el objeto, siendo aquello sobre lo que se quiere actuar, para lo cual es indispensable conocer sus características y finalmente, el vínculo entre los dos elementos anteriores. Este factor es la manera cómo el sujeto actúa sobre el objeto y lo somete a cumplir ciertos propósitos. (Fuentes Zenón, 2001)



Figura 1. 1 Etapas de la planeación comprensiva (Fuentes Zenón, 2001)

Ahora bien, partiendo de este modelo básico surgen variantes o clases que indagan en alguna parte del proceso y que pretenden enfocar los esfuerzos en él. Entre ellas están: clase correctiva, de competencias, análisis de oportunidades y amenazas, normativa, ideas de opción, de asignación-regulación.

En cuanto a los enfoques alternos, estos parten de poner en cuestionamiento al modelo básico agrupándose en tres niveles: extensiones o reformulaciones, formas laxas de planeación y otras formas del cambio⁵. Asimismo, las variaciones de la planeación se pueden vincular con el tipo de problema que se esté tratando, por ejemplo vea la Figura 1.2 de los diversos tipos de problemas en función de cada elemento.

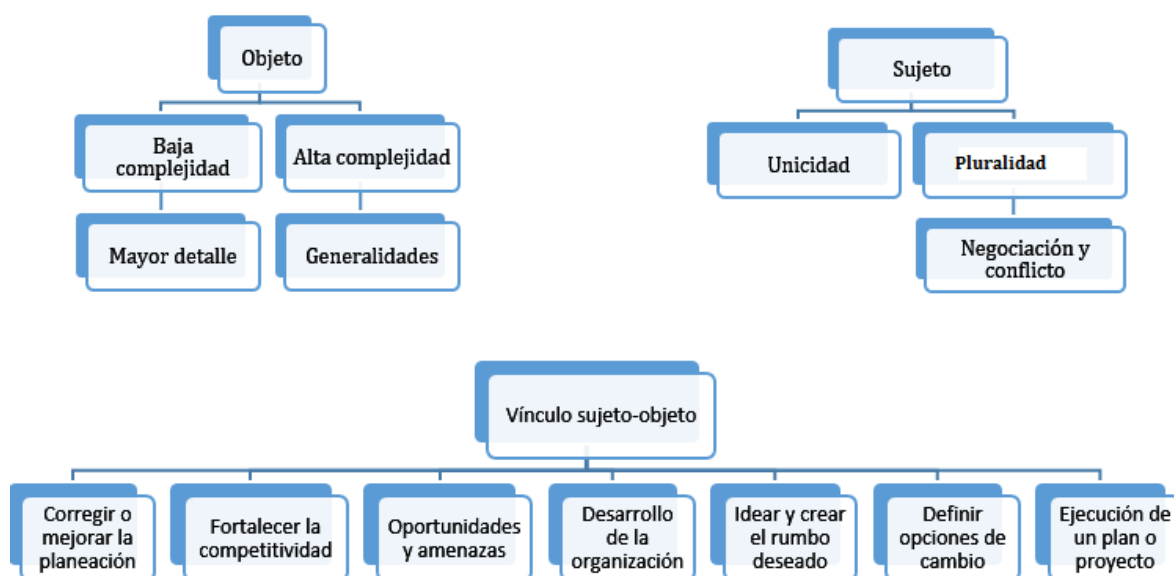


Figura 1. 2 Problemas tipo de la planeación (Fuentes Zenón, 2001)

Dada nuestra orientación y finalidad, se abordara el análisis de futuro esperado, en el cual se definen los retos que en el tiempo cabe esperar, para luego definir las estrategias de respuesta que se deben prepara (problemas de oportunidades y amenazas).

1.2 LA ESTRUCTURA DE LA PLANEACIÓN ESTRATÉGICA.

El método general del planteamiento estratégico es el denominado análisis FODA o DAFO, el cual es una forma estructurada de elaborar un diagnóstico concreto de la realidad interna de una organización y su relación con el medio externo en el cual se desenvuelve (Medianero, s.f.)

La técnica consiste en cuatro etapas posteriores a la formulación de la misión y la visión de la organización. Así la primera de ellas es la identificación de los elementos externos a esta, amenazas y oportunidades; la segunda corresponde a la determinación de los elementos internos de la organización, es decir, sus debilidades y fortalezas. Posteriormente se lleva a cabo

⁵ Para conocer más sobre estas variaciones consultar (Fuentes Zenón, 2001)

el análisis situacional de la matriz (síntesis) y por último la formulación de estrategias, la estructura se muestran en la Figura 1.3

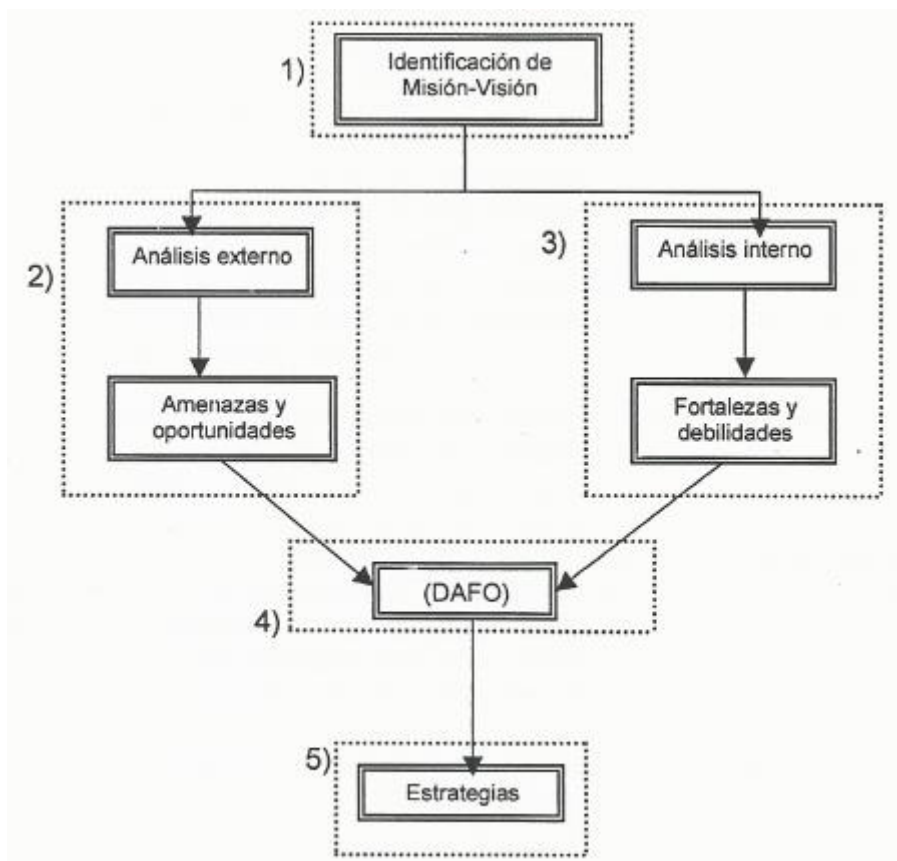


Figura 1.3 Estructura del análisis estratégico (Medianero, s.f)

En la planeación estratégica, este estudio se conoce como análisis situacional sistémico y se basa en identificar los cambios que se avecinan (oportunidades y amenazas) en el entorno de la organización, para así, mediante un análisis interno determinar las capacidades (fortalezas y debilidades) para responder a dichos cambios.

Su enfoque parte del estudio del comportamiento futuro del entorno, mediante el uso de herramientas con las que se pretende vislumbrar dicho futuro, entre las cuales están las técnicas de extrapolación, modelos causales y de simulación, técnicas de consulta a expertos y monitoreo. Sin embargo el grado de certeza en determinar el futuro puede variar en lo que se conoce como claroscuros del futuro y así variar el tipo de estrategia a implementar.

1.2.1 Análisis externo.

Dicho análisis se basa en reconocer y evaluar los hechos, cambios y tendencias que ocurren en el medio de una empresa y que quedan fuera de su control. Los elementos positivos generados en el entorno se consideran como oportunidades, las cuales pueden ser aprovechadas; mientras que las situaciones negativas y externas al proyecto, que pueden atentar contra este se

LÍMITES Y ALCANCES DE LA ESTRATEGIA DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN EN UNA INDUSTRIA ENERGÉTICA DESREGULADA

CAPÍTULO 1

reconocen como amenazas, por lo que diseñar una estrategia adecuada para poder evitarlas se vuelve necesario.

Los aspectos involucrados pueden ser legislativos, políticos, sociales, económicos y/o tecnológicos, como lo son: regulaciones, homologaciones, conflictos regionales, seguridad, población, usos y costumbres, barreras arancelarias, tipo de cambio, avances tecnológicos, marcas y patentes, etc.

Una secuencia de acción sería la siguiente:

- ❖ Examinar el entorno estableciendo los sucesos y principales eventos desarrollados en su ambiente que pudieran tener alguna relación con la institución.
- ❖ Determinar la probabilidad de la ocurrencia de dichos cambios.
- ❖ Identificar las oportunidades y amenazas para con la organización en caso de que se concreten los cambios.
- ❖ Evaluar qué factores tendrían influencia sobre la institución tal que restringen o faciliten el logro de sus objetivos.

De la lista de oportunidades y amenazas así obtenidas, se eliminan las de menor relevancia para concentrar la atención en los principales retos. En dicho estudio se debe procurar indagar en dos niveles: ambiente general y ambiente operativo o externo, cuyos componentes mínimos se muestran en la Figura 1.4 y que se relacionan directa o indirectamente con la empresa.

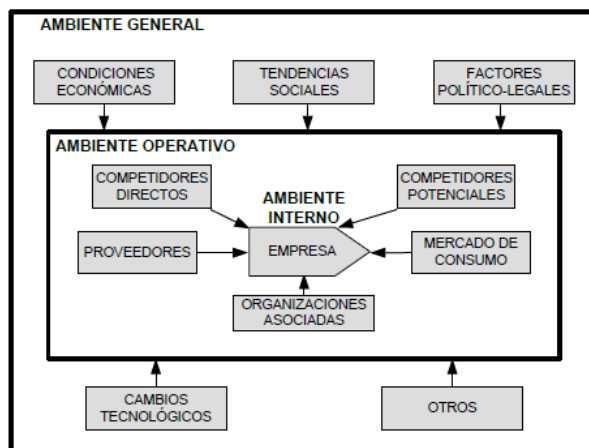


Figura 1. 4 Niveles del medio ambiente. (Fuentes Zenón, 2002)

Por este medio se generan y evalúan opciones estratégicas que respondan algunas interrogantes como: ¿Dónde competir? ¿Cómo tratar a los negocios existentes? ¿Qué direcciones de crecimiento deben de recibir inversión? ¿Cómo crecer? ¿Nuevos negocios? ¿Cómo competir: Directrices fundamentales? ¿Cuáles son los factores clave del éxito? ¿Qué habilidades y activos deben de establecerse y desarrollarse?

Dentro del análisis externo se realiza un análisis de los clientes, la competencia, el mercado y el entorno.

1.2.2 Análisis interno.

Un análisis interno consiste en la determinación y evaluación de los diferentes factores o elementos que puedan existir dentro de una empresa, su objetivo es conocer los recursos y capacidades con los que cuenta la organización e identificar sus fortalezas y debilidades, entendiéndose como fortalezas aquellas características o virtudes propias de la organización que soportan la identidad de la misma y facilitan o favorecen el logro de sus objetivos. Las debilidades son aquellas características o deficiencias que dañan a la misma organización y constituyen obstáculos internos para el logro de sus objetivos.

Las fortalezas y debilidades pueden ser aspectos relacionados al factor humano, el proceso, las ventas, la gestión, financieros, etc. Entre las fortalezas están los productos y servicios ofrecidos, la administración de la relación con el cliente, el posicionamiento financiero, el precio, el desarrollo del producto o la innovación tecnológica, entre otras. En cuanto a las debilidades, estas pueden ser desde el precio del producto hasta problemas de recursos humanos. Por eso los diferentes aspectos que hay que valorar son: producción, marketing, financiación y organización general.

Un instrumento útil en el desarrollo de esta tesis es la cadena de valor de Porter, mostrada en la Figura 1.5. Se denomina cadena de valor debido a que considera a las principales actividades de una empresa como eslabones de una cadena de actividades. Según esta herramienta, el desagregar una compañía en estas actividades permite identificar mejor sus fortalezas y debilidades, especialmente en lo que respecta a fuentes potenciales de ventajas competitivas y costos asociados a cada actividad.



Figura 1.5 Modelo de Cadena de valor. (K, 2014)

Este mecanismo clasifica a las actividades generadoras de valor de una empresa en dos: las actividades primarias o de línea y las actividades de apoyo o de soporte. Las actividades primarias están implicadas en la creación y transferencia del producto; mientras que las actividades de apoyo dan sustento a las primarias complementándose entre sí. Finalmente está el margen, que indica la diferencia entre el valor del producto y los costos en que se incurre.

De esta manera el análisis de una cadena de valor implica asignarle un valor a cada una de estas actividades, así como un costo asociado (tanto en términos de dinero como de tiempo), y luego, busca en estos valores y costos las fortalezas y debilidades que puedan significar una ventaja o desventaja competitiva. Para efectos de esta tesis, se tomó la información pública proporcionada por Pemex y el Sistema de Información Energética (SIE), en la cual no está desvinculada cada parte operativa que conforma a PEP, sino que en su mínima expresión se subdivide en regiones, por lo cual se toma una serie de indicadores técnicos para su evaluación.

1.2.3 Matriz FODA

El objetivo del análisis FODA es determinar las ventajas competitivas de la empresa que se está analizando, de tal forma que en función de sus características y las del mercado en que se mueve sean las que más le convengan.

En él se conjuntan los resultados obtenidos en los análisis interno y externo, generando una matriz (véase Figura 1.6) en la cual los cruces ayuden a diagnosticar las estrategias de respuesta, ya sean: Ofensivas, Defensivas, Adaptativas y/o de Supervivencia de modo que se cumplan los objetivos planteados. Para identificar los factores a usar y con referencia en las oportunidades y amenazas se pueden responder a estas preguntas (Fuentes Zenón, 2002).

Para una oportunidad:

- ¿Qué favorece su aprovechamiento? → Fortalezas
- ¿Qué lo impediría o limitaría? → Debilidades

Para una amenaza:

- ¿Qué permite evitarla o neutralizarla? → Fortaleza
- ¿Qué hace vulnerable a la empresa? → Debilidades



Figura 1.6 Matriz FODA

LÍMITES Y ALCANCES DE LA ESTRATEGIA DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN EN UNA INDUSTRIA ENERGÉTICA DESREGULADA

CAPÍTULO 1

En general las estrategias obtenidas en la Figura 1.6 se describen de la siguiente manera:

- ❖ Estrategia Ofensiva: Su objetivo es implementar al máximo las fortalezas para maximizar las oportunidades que presenta el entorno.
- ❖ Estrategia Defensiva: Con ellas se maximizan las fortalezas y minimizan las amenazas presentadas por el entorno.
- ❖ Estrategia Adaptativa: A través de ellas se pretende maximizar las oportunidades y minimizar las debilidades.
- ❖ Estrategias de sobrevivencia: En ellas se conjuntan las debilidades de la organización y las amenazas que presenta el entorno tratando de minimizar ambas.

El armado de la matriz parte, como ya se mencionó de la identificación de los factores: Oportunidades, Amenazas, Debilidades y Fortalezas, a los cuales se les asigna un número correspondiente. En algunas ocasiones cada factor tiene un grado o probabilidad de llevarse a cabo con lo cual se tiene una jerarquización⁶. Sin embargo, en este caso sólo indicarán una posición en la matriz. Los cruces entre cada uno de los factores en el caso de que correspondan o tengan una relación entre ellos, formaran correlaciones a partir de las cuales surgirán las estrategias. Cabe mencionar que cada cruce no siempre tiene una estrategia y que una estrategia planteada en algún cuadrante puede repetirse en otro con un cruce diferente de factores, como se observa en la Figura 1.7

| INT | | FORTALEZAS | | | | DEBILIDADES | | | |
|-----|---------------|------------|----|----|----|-------------|----|----|----|
| | | F1 | F2 | F3 | F4 | D1 | D2 | D3 | D4 |
| EXT | OPORTUNIDADES | O1 | | | | | | | |
| | | O2 | | E1 | | | | | |
| | | O3 | | | | | | | |
| | | O4 | | | | E2 | | | |
| EXT | AMENAZAS | A1 | | | | | | | |
| | | A2 | | | | | E1 | | |
| | | A3 | | | | | | | |
| | | A4 | | | | | | | |

Figura 1. 7 Correlaciones en la matriz FODA para identificar estrategias.

Para establecer si existe una relación entre los factores o el grado de repercusión entre ellos, a partir de las amenazas y oportunidades se realiza para cada una de ellas una breve descripción de las mismas y se establecen los requerimientos para aprovecharlas o evitarlas, después se valora de acuerdo a las fortalezas y debilidades de la organización si hay la capacidad para satisfacer tales requerimientos, para ello se usara el formato de la Figura 1.8

⁶ Cuando se trabaja en equipo en la formulación de estrategias y se definen varios factores, para maximizar la eficiencia de las estrategias se llevan a cabo ponderaciones para así considerar las más sobresalientes o con un mayor grado de acción (Martínez, 2005).

LÍMITES Y ALCANCES DE LA ESTRATEGIA DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN EN UNA INDUSTRIA ENERGÉTICA DESREGULADA

CAPÍTULO 1

| Oportunidades o amenazas | |
|--|--|
| a) Descripción | |
| b) Requerimientos | |
| Fortalezas que permiten su aprovechamiento | Debilidades que impiden su aprovechamiento |
| | |

Figura 1. 8 Relación de factores (Martínez, 2005)

1.3 TIPOS DE ESTRATEGIAS.

Si bien existen diversos tipos de estrategias, que se pueden clasificar como ofensivas, defensivas, adaptativas y de sobrevivencia; estas dependen de como las usa la organización, del entorno y de la interrelación entre los dos.

1.3.1 Estrategia competitiva

Michael E. Porter denomina a la estrategia competitiva como la manera que una empresa tiene de competir, esto es, al conjunto de objetivos que un negocio persigue en el mercado y a las políticas necesarias para alcanzarlos a fin de mejorar su posición competitiva.

Consiste esencialmente en relacionar a la compañía con su ambiente. Su aspecto fundamental es la o las industrias donde ella compite, sin embargo, subyace la necesidad de plantear que productos se deben de operar así como sus características ya que estos funcionan como enlaces entre la oferta y la demanda. Así pues, un análisis estructural es fundamental para formular la estrategia competitiva, en el que se identifican tres partes: sector industrial, mercado y perfil del producto.

Se analiza el entorno en el que se desenvuelve la empresa por medio del uso de las cinco fuerzas de Porter, identificando como éstas influyen sobre la compañía, tal y como se muestra en la Figura 1.9 en la que se lista de manera general el poder de influencia de cada una.

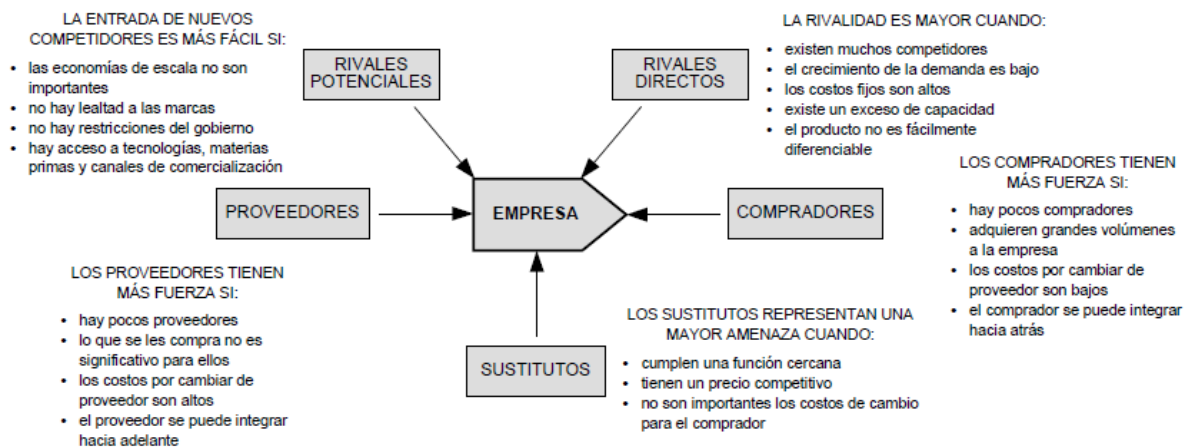


Figura 1. 9 Cinco fuerzas de Porter y su poder de influencia. (Fuentes Zenón, 2002)

LÍMITES Y ALCANCES DE LA ESTRATEGIA DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN EN UNA INDUSTRIA ENERGÉTICA DESREGULADA

CAPÍTULO 1

Ahora bien, conocido el medio, lo que sigue es indagar en los aspectos propios de la firma para identificar las capacidades que permitan resistir o evitar a las fuerzas contrarias, por medio de la implementación de la cadena de valor, para así deducir la ventaja (recursos superiores, operación de bajo costo, calidad, servicio, etc.) y posición competitiva (véase el ejemplo de la Figura 1.10).

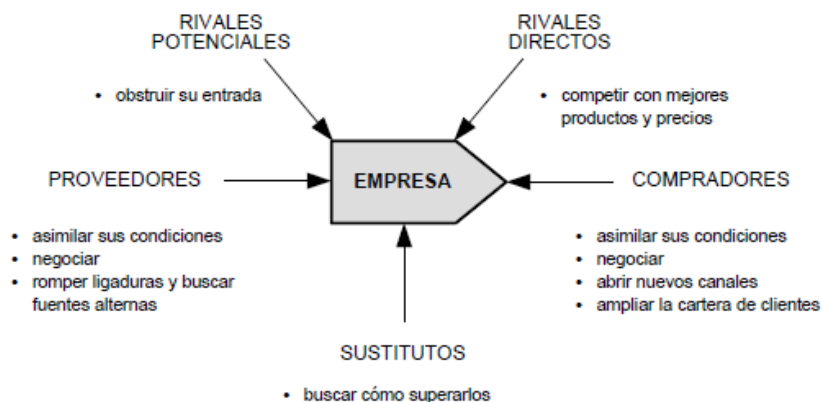


Figura 1. 10 Posición competitiva. (Fuentes Zenón, 2002)

En cuanto a la evaluación del mercado, se busca precisar a los principales compradores reales, así como a los potenciales, partiendo de una descripción de los productos manejados y sus formas de comercialización.

Se parte de segmentar el mercado en submercados y segmentos, en función de condiciones demográficas, socio-sicográficas, geográficas, de forma de venta, o por la tipología del consumidor. De esta manera se traza el mercado meta en el que se concentrará la atención de la empresa y con ello se aprovecharán los nichos de mercado reconocidos durante el estudio.

Dado que el producto es considerado como la parte medular en el desarrollo de la estrategia competitiva, ya que sus características (calidad, servicio, imagen, etc.) determinan su grado de aceptación (proyección y reconocimiento de marca) y por ende el incremento en los ingresos derivado del mismo. El diseño del perfil del producto se lleva a cabo a fin de lograr las características antes citadas en comunión con la disponibilidad del insumo por parte del proveedor.

Así una vez que se conoce el perfil del producto, se aborda el mercado meta, el cual trata de responder una serie de cuestionamientos que ayuden a lograr los cambios, que no solo hagan competitivo al producto, sino que adquiera una ventaja sobre sus rivales como serían: ¿Qué necesita? ¿Qué valora? ¿Cómo lo usa? ¿Cómo lo adquiere? ¿Cómo impulsar su compra?

Una vez que se ha indagado en las características tanto del mercado como de la empresa expuestos, surgen una serie de estrategias que en función de la combinación de estas características pueden ser utilizadas como guías (véase Figura 1.11) para obtener la o las estrategias que se ajuste a las necesidades de la empresa.

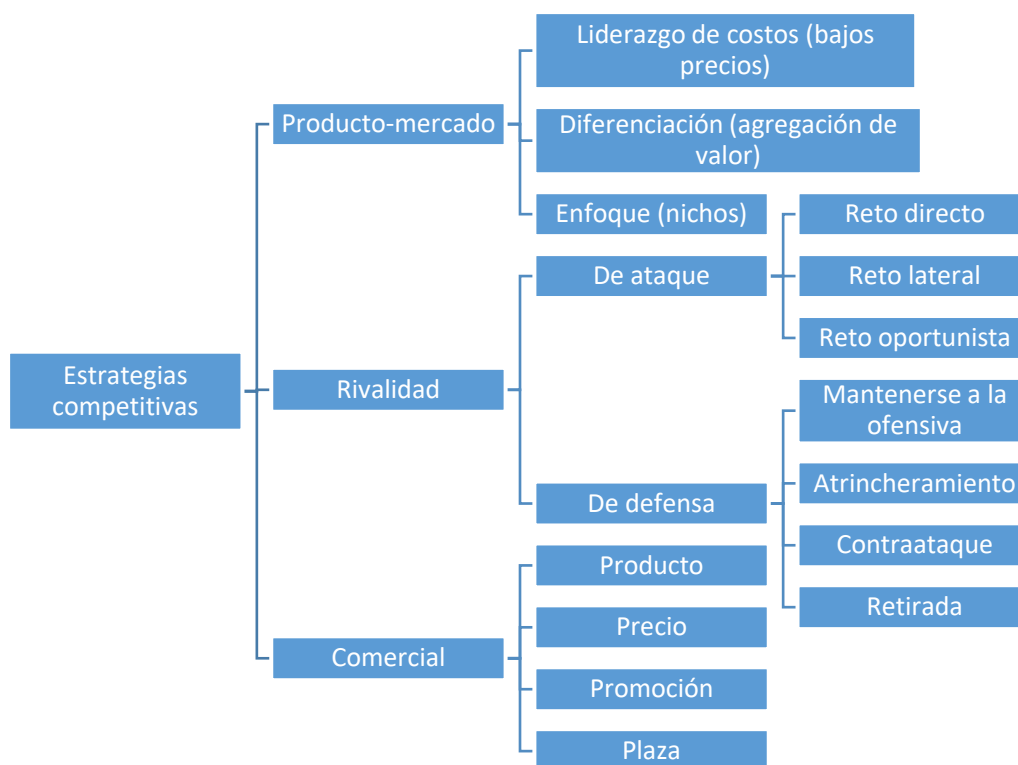


Figura 1. 11 Diversidad de estrategias competitivas⁷

1.3.2 Estrategia Directiva.

La estrategia directiva trata sobre la manera de administrar a los diferentes departamentos que conforman a la empresa, así como a los que podrían surgir en el futuro. Su objetivo es generar ventajas a partir de la cooperación entre sus divisiones.

Por tal motivo, es necesario reconocer inicialmente cómo y por quien está formada la compañía, para así plantear la distribución de los recursos disponibles y en función de las necesidades, proponer nuevos horizontes que conlleve a una nueva integración de la misma.

Se le denomina Unidades Económicas del Negocio (UEN), al conjunto de unidades que conforman a la empresa, pero que pueden llegar a operar de manera autónoma y cuyo fin es colocar en el mercado su producto, en vez de cubrir requerimientos internos. Así pues, cada una de ellas plantea sus objetivos y diseña sus estrategias que le permitan enfrentar un determinado grupo de competidores. Si bien su manejo es ajeno a los demás, pueden compartir recursos y actividades, ya que difieren en la forma conceptual de plantearse sus estrategias de competencia en función de sus necesidades.

La estrategia directiva es el medio por el cual se pretende promover el crecimiento de la empresa, a partir de un punto de vista financiero que mantenga el balance entre las UEN (demanda de recursos vs generación de excedentes). Sus ejes principales son tanto la fuerza que tiene la empresa como el atractivo del mercado, el primero se identifica con base en las

⁷ Cuadro elaborado por el autor con base en la información de (Fuentes Zenón, 2002, pp. 112-122)

LÍMITES Y ALCANCES DE LA ESTRATEGIA DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN EN UNA INDUSTRIA ENERGÉTICA DESREGULADA

CAPÍTULO 1

ganancias (fuerte-altas ganancias, débil-bajas ganancias) y el segundo con las inversiones (alto atractivo-inversiones altas, bajo atractivo-inversiones bajas) considerando que un mercado atractivo requiere mayores inversiones para poder aprovecharlo.

Para estudiar el manejo del portafolio se plantean tres técnicas basadas en el uso de matrices,

❖ *Matriz de Boston* (ver Figura 1.12)

En ella se relaciona la tasa de crecimiento de la industria con el atractivo del mercado y la participación relativa en el mercado con la fuerza de la empresa.

Se representa por una matriz cuadrada de dos por dos, en la que se tiene a los negocios como un círculo en proporción con sus ventas y las clasifica en estrellas (mejores negocios) debido a sus altos beneficios, derivados de la posición de la firma y el crecimiento de la industria pero con altas inversiones; vacas de efectivo (principal fuente de efectivo) las cuales requieren de bajas inversiones para sostenerla, interrogante (posibles negocios con éxito) que debido a sus altas inversiones se estudia en cuales crecer o retirarse; y perros (negocios débiles) que conllevan al retiro. El objetivo es exponer las posibles políticas de crecimiento.

| | | Participación relativa en el mercado | |
|-------------------------------------|------|---|--|
| | | Alta | Baja |
| Tasa de crecimiento de la industria | Alta | <p>Estrellas</p> <p>Utilidad: Alta Inversión: Alta Flujo de caja: Modesto</p> <p>Política: impulsar o sostener</p> | <p>Interrogantes</p> <p>Utilidad: baja Inversión: Alta Flujo de caja: Alto negativo</p> <p>Política: impulsar o desinvertir</p> |
| | Baja | <p>Vacas de efectivo</p> <p>Utilidad: Alta Inversión: Baja Flujo de caja: Alto positivo</p> <p>Política: sostener o cosechar</p> | <p>Perros</p> <p>Utilidad: Baja Inversión: Baja Flujo de caja: Modesto</p> <p>Política: cosechar, enfocar o desinvertir</p> |

Figura 1. 12 Matriz de Boston (Fuentes Zenón, 2002)

❖ *Matriz basada en el ciclo de vida*

Sirve para relacionar el crecimiento previsible de la industria, derivada de la evolución del producto en el mercado con la capacidad competitiva de cada negocio (véase Figura 1.13).

Para cada celda se propone una estrategia identificando tres zonas, en la parte inferior derecha está la zona de retirada, al centro en diagonal está la zona de decisión entre salir o mantenerse y por último en la parte superior izquierda la zona de impulso y crecimiento.

LÍMITES Y ALCANCES DE LA ESTRATEGIA DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN EN UNA INDUSTRIA ENERGÉTICA DESREGULADA

CAPÍTULO 1

| CAPACIDAD | ETAPA DE DESARROLLO | | | |
|------------|----------------------|---|---|-------------------------------|
| | EMBRIONARIA | CRECIMIENTO | MADUREZ | DECLINACIÓN |
| FUERTE | IMPULSAR CRECIMIENTO | AUMENTAR PARTICIPACIÓN | MANTENER POSICIÓN Y CRECER CON LA INDUSTRIA | COSECHAR |
| FAVORABLE | IMPULSAR CRECIMIENTO | AUMENTAR PARTICIPACIÓN EN FORMA SELECTIVA | MANTENER POSICIÓN O BUSCAR NICHOS | COSECHAR O PREPARAR RETIRO |
| SOSTENIBLE | IMPULSO SELECTIVO | BUSCAR UN NICHYO Y PROTEGERLO | BUSCAR UN NICHYO O DESINVERTIR | PREPARAR RETIRO O DESINVERTIR |
| DÉBIL | ENTRAR O SALIR | ENTRAR SELECTIVO O SALIR | PREPARA RETIRO O DESINVERTIR | DESINVERTIR |

| | | | |
|--|---------------------|--|--------------------------------|
| | ZONA DE CRECIMIENTO | | ZONA DE DUDA EN QUEDAR O SALIR |
| | | | ZONA DE RETIRO |

Figura 1. 13 Matriz ciclo de vida y sus políticas de crecimiento sugeridas (Fuentes Zenón, 2002)

Con relación al uso de estas herramientas y a la posibilidad de encaminar el desarrollo de la compañía, ya sea por medio del producto, nuevos mercados o nuevos negocios; se tienen distintos caminos como se aprecia en la Figura 1.14.



Figura 1. 14 Tipos de estrategias (Amaya Amaya, 2005)

Cuando se trata de crecimiento en diferentes negocios con diversas UEN, se deben de considerar los vínculos entre ellas para elevar el rendimiento del grupo aprovechando de manera eficaz los recursos y habilidades disponibles. Si no se cuenta con alguna de estas características se pueden realizar alianzas estratégicas, las cuales tienen como objetivo el vincularse a fin de proveerse recursos u operaciones, ya sean arreglos corporativos, subcontratación (outsourcing), proyectos de coinversión, etc. Ampliando su panorama sin que crezca su tamaño.

1.3.3 Estrategia Operativa.

La estrategia operativa está íntimamente relacionada con la estrategia directiva, siendo una consecuencia directa de ella, la cual a partir de la formulación de políticas amplias diseña los planes tanto para la forma de utilizar los recursos como para los procesos (operaciones directas o servicios).

De esta manera se implementan diversas estrategias enfocadas de manera general a fortalecerse como:

- ❖ Posicionamiento del sistema de producción.
- ❖ Enfoque de producción.
- ❖ Diseño de planes en producción y servicios.
- ❖ Procesos de producción y planes de tecnología.
- ❖ Asignación de recursos a las alternativas estratégicas (capacidad, ubicación y disposición física).

1.4 CONCLUSIONES.

La planeación estratégica es una acción de respuesta que parte de las características de la empresa, la cual está sometida a un cambio externo ya sea económico, político y/o social. Dependiendo del enfoque y del entorno de dicha influencia sobre la organización, se han identificado de manera general derivaciones de la planeación estratégica: de largo plazo, enfoque de negocio y administración estratégica.

Como una primera herramienta para la formulación de la planeación se implementan cinco preguntas base que buscan definir el análisis estratégico. Las primeras tres orientadas a la competencia, buscan corregir y mejorar el proceso con lo cual surgen los objetivos operacionales: ¿En qué negocios conviene participar y cómo manejar la familia de negocios? ¿Cómo competir en cada negocio? y ¿Cómo mejorar la capacidad competitiva? Las dos restantes brindan una visión a futuro, cuya función es estimar los cambios y las tendencias: ¿Qué retos se prevén? ¿Cuál es la imagen objetivo?

De la misma manera, se plantea la realización de un análisis interno y externo, mediante el uso del formato de trabajo para el análisis de oportunidades y amenazas, cuyos resultados se plasman en una matriz FODA.

Por lo que respecta a esta tesis; para determinar las fortalezas y debilidades de PEP, se debe comenzar por identificar las UEN con las que cuenta y evaluar las condiciones en las que se encuentran.

CAPÍTULO 2.- NUEVA ORGANIZACIÓN Y REGULACIÓN DE LA INDUSTRIA PETROLERA.

El objetivo de este capítulo es identificar cómo se organiza y regula a la industria petrolera en México, en los aspectos legales, económicos y sociales derivados de la aprobación de la reforma energética de 2013.

De acuerdo con el resumen ejecutivo de la reforma energética de 2013, esta se dirige al fortalecimiento del sector energético y se basa en la competitividad a través de la apertura de sus mercados (eléctrico y petrolero). En este caso en particular del ramo de hidrocarburos tanto en la exploración y extracción como en la refinación, transporte, distribución y ventas.

Con base en esto, la inversión privada tiene la posibilidad de entrar y competir dentro de la cadena de valor de los hidrocarburos. A su vez, Pemex pasa a ser una empresa productiva del estado con mayor libertad en la toma de decisiones. Por tal motivo se implementaron una serie de ajustes en la organización y regulación de la industria petrolera que permitan garantizar dicha competitividad entre los diversos actores.

El presente capítulo se divide en cuatro partes; al comienzo se expone la propiedad de los hidrocarburos y la infraestructura dentro del nuevo marco jurídico; posteriormente se analiza la nueva organización; después se especifican los alcances de la regulación y finalmente, se detallan a las instituciones participantes así como sus atribuciones.

2.1 LA PROPIEDAD.

El concepto de “propiedad” se define como el derecho o facultad de poseer algo que es objeto dentro del marco jurídico aplicable, otorgándole a su titular la capacidad de disponer libremente del objeto y sus frutos, teniendo como limitaciones aquellas que imponga la misma ley (Concepto jurídico, 2017).

2.1.1 En los hidrocarburos.

En lo que respecta a la propiedad de los hidrocarburos, el artículo 27 párrafo 6° de la Constitución Mexicana, determina que “Tratándose del petróleo y de los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos en el subsuelo, la propiedad de la nación es inalienable e imprescriptible y no se otorgaran concesiones... En cualquier caso, los hidrocarburos en el subsuelo son propiedad de la nación y así deberá afirmarse en las asignaciones o contratos.” (Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, 2015).

Una vez extraídos del subsuelo, la propiedad podrá ser traspasada al contratista vía pago de derechos y los hidrocarburos podrán ser vendidos por su propietario para ser procesados dentro o fuera del territorio nacional.

2.1.2 En la infraestructura.

La ley prevé que la infraestructura puede ser pública, privada o mixta. Se podrán utilizar diversas maneras de asociación entre organismos públicos y privados para realizar proyectos de infraestructura. Las más comunes son:

- ❖ Construir-Operar-Transferir (COT)- Una institución privada hace la inversión, la opera bajo concesión y transfiere la propiedad al terminar este periodo; existiendo repartición del riesgo con la organización gubernamental.
- ❖ Construir-Operar-Poseer-Transferir (COPT) – Ejecutados por un financiamiento privado y operado en concesión, la propiedad pasa al gobierno al término de la misma. El riesgo es solo del organismo privado.
- ❖ Construir-Operar-Poseer (COP) – La compañía privada construye y retiene la posesión a perpetuidad.
- ❖ Construir-Transferir (CT) - Se financia y construye por un privado, pero al terminar la construcción lo paga y posee el gobierno.
- ❖ Construir-Arrendar-Transferir (CAT) - Es un proyecto en el que un privado construye y arrienda las instalaciones al gobierno; al final del contrato le cede la propiedad.

Si un proyecto COT lo ejecuta un tercero, se implementa un contrato de servicio y mantenimiento.

Dichas asociaciones tienen tres características principales que son: transferir parte o todo el riesgo al sector privado; realizar inversiones por cada una de las partes; determinar el control y posesión de los bienes inmuebles o activos.

Entre los mecanismos que conservan la posesión y operación de proyectos ya existentes destacan:

- ❖ Rehabilitar la Operación-Poseer-Transferencia (ROPT), dirigidos a proyectos antes COT y COPT, cuya propiedad es devuelta al gobierno al terminar el plazo de concesión. Se usa en proyectos que involucra una significativa inversión y operación, pero un riesgo bajo.
- ❖ Rehabilitar la Operación-Propiedad (ROP), cuya característica es que la propiedad es privada, se enfoca a proyectos antes COPT con un riesgo bajo pero una inversión y operación significativa, siendo en muchos casos un paso antes de una privatización. (Energypedia, 2015)

2.1.3 En los contratos y la migración de asignaciones

En cuanto a los contratos de exploración y extracción que celebre el Estado, se establece que los hidrocarburos en el subsuelo son propiedad de la Nación.

Las empresas productivas del Estado sólo podrán celebrar contratos de servicios para las actividades relacionadas con las asignaciones. (Ley de Hidrocarburos, 2014)

También en el artículo 12 de la Ley de Hidrocarburos se establece que Pemex o alguna otra empresa productiva del Estado puede migrar sus asignaciones a contratos previa aprobación de la Secretaría de Energía (SENER) y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) establecerá las condiciones económicas relativas a los términos fiscales correspondientes.

En el artículo 13 se oficializa que las empresas productivas del Estado podrán celebrar alianzas o asociaciones con personas morales para la migración de asignaciones a contratos de exploración y producción y las asociaciones de las empresas productivas del estado para participar en los procesos de licitación se establecen en el artículo 14, indicando que se rigen por el derecho común, siempre y cuando se realicen bajo esquemas que permitan la mayor productividad y rentabilidad, incluyendo modalidades en la que podrán compartir costos, gastos, inversiones, riesgos, así como utilidades, producción y demás aspectos de la exploración y producción. Sin embargo, no podrán llevar a cabo contratos de asociación publico privada en términos de la ley en la materia. (Ley de Hidrocarburos, 2014)

2.2 LA ORGANIZACIÓN

Como resultado de la reforma energética del sector hidrocarburos y sus derivados, se estableció una nueva forma de participación tanto en las actividades de exploración y producción como en los procesos industriales, como se observa en la Figura 2.1 La participación en exploración y producción se llevará a cabo por medio de contratos entre el estado y un tercero, ya sea privado o una empresa productiva del estado, mediante una licitación por las áreas contractuales de interés. También por medio de asignaciones directas a las empresas productivas del Estado o la migración de alguna de estas asignaciones a algún modelo de contratos. Para los procesos industriales, estos se realizaran a través de permisos. Los detalles en ambos casos se muestran en los siguientes apartados.



Figura 2.1 Modelo de participación en el sector Hidrocarburos (Pech, 2015)

En el caso de los permisionarios que prestan el servicio de transporte y distribución por ductos, deberán dar acceso abierto a sus instalaciones y servicios, sujeto a disponibilidad de capacidad de sus sistemas.

2.2.1 Exploración y producción.

La exploración y extracción de petróleo se maneja en dos formas; la primera es por medio de asignaciones por parte del Estado hacia Pemex otorgadas por la SENER y, la segunda, a través de contratos ya sea para los privados o para Pemex de manera individual o en asociación y se adjudican por medio de licitación.

Las modalidades de contratación son:

- ❖ De servicios; los contratistas entregan la totalidad de la producción al Estado quien les paga una contraprestación en efectivo, establecida previamente en el contrato.
- ❖ Utilidad compartida; en el que los contratistas reciben una parte de la utilidad en efectivo una vez que entregan la producción contractual al comercializador y descuentan las regalías y la deducción de costos, así como la contraprestación correspondiente.
- ❖ De producción compartida; es equivalente al anterior, a diferencia de que en este caso se distribuye un porcentaje de la producción.
- ❖ Los contratos de licencia; en los cuales el contratista recibirá como contraprestación la propiedad de los hidrocarburos una vez extraídos del subsuelo.

Los ingresos para el Estado en cada uno de los contratos excepto servicios se exponen en la Figura 2.2.

| Concepto | Licencias | Utilidad Compartida | Producción Compartida |
|---------------------------------|----------------------|---------------------|-----------------------|
| ISR | ✓ | ✓ | ✓ |
| Cuota para la fase exploratoria | ✓ | ✓ | ✓ |
| Regalía básica | ✓ | ✓ | ✓ |
| Bono a la firma | ✓ | ✗ | ✗ |
| Contraprestación del Estado | ✓ (Sobre-regalía) | ✗ | ✗ |
| Mecanismo de ajuste | ✓ | ✓ | ✓ |

Figura 2. 2 Elementos económicos de los contratos (SENER, 2014)⁸

En la administración de los contratos estará involucrada la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (FMP), la Secretaría de Energía y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

El proceso de gestión en cada una de las etapas de contratación y los participantes se muestra en las siguientes secuencias compuesta por la Figura 2.3. Se tienen cuatro etapas desde la selección del área hasta la administración de los ingresos debidos a los desarrollos. Inicialmente, SENER con apoyo de la CNH seleccionan el área a licitar, después Pemex colabora con los lineamientos técnicos, financieros y de ejecución, posteriormente la SHCP fija las condiciones

⁸ En caso de querer profundizar en cada uno de estos elementos consulte la siguiente liga <http://www.energia.gob.mx/rondauno/9212.html>

LÍMITES Y ALCANCES DE LA ESTRATEGIA DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN EN UNA INDUSTRIA ENERGÉTICA DESREGULADA

CAPÍTULO 2

fiscales. La segunda etapa es el proceso licitatorio; se abre el cuerpo de datos, se reciben las solicitudes y finaliza con la adjudicación de las áreas. La tercera etapa es la operación; la CNH aprueba los planes de desarrollo autorizando la exploración y la perforación de pozos, así se lleva una administración técnica del contrato y una supervisión de seguridad por parte de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA). La última etapa corresponde al pago de los contratos y la administración de los ingresos petroleros.

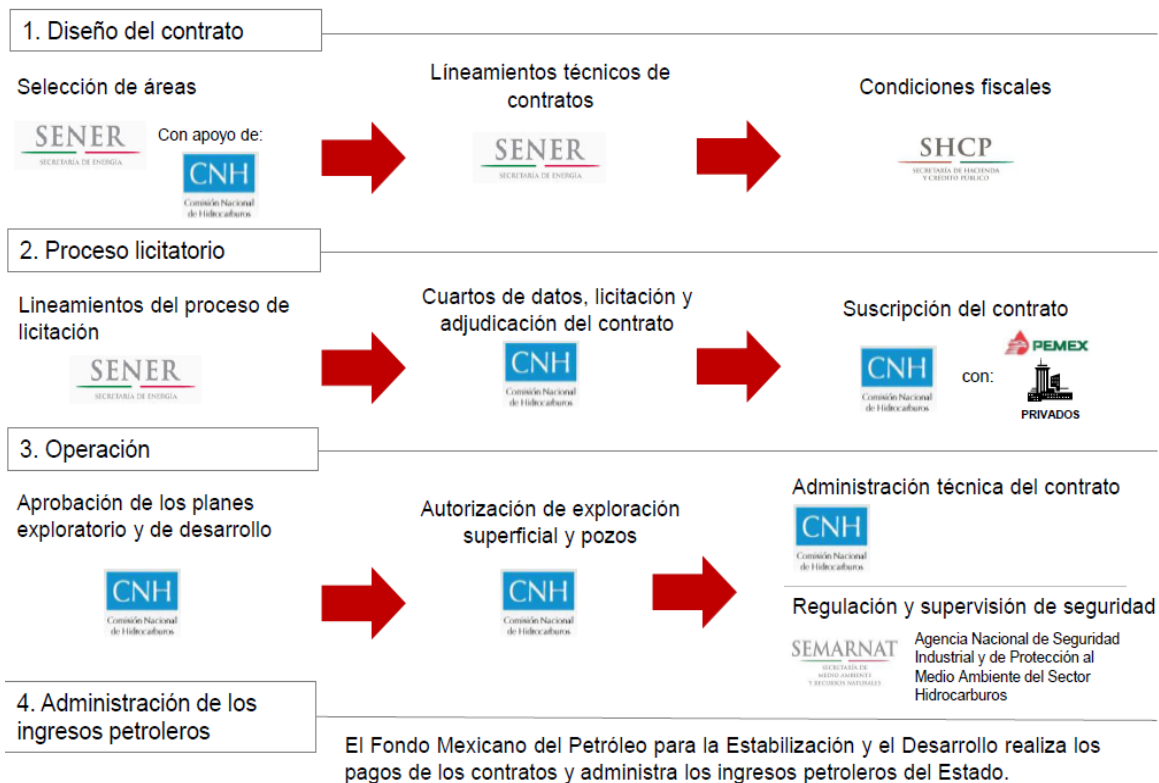


Figura 2. 3 Proceso contractual. (SENER, 2014)

2.2.2 Procesos industriales.

La Ley de Hidrocarburos establece que la SENER expedirá los permisos para las actividades de tratamiento y refinación de petróleo, el procesamiento de gas natural, la exportación e importación de hidrocarburos y petrolíferos. La Comisión Reguladora de Energía (CRE) otorgará los permisos para el transporte, almacenamiento, distribución, compresión, licuefacción, descompresión, regasificación, comercialización y expendio al público de hidrocarburos, petrolíferos o petroquímicos. (Ley de Hidrocarburos, 2015)

De manera gráfica se muestra el modelo de petrolíferos para la industria en la Figura 2.4, en el cual a diferencia del modelo anterior en el que Pemex era el único que realizaba cada actividad, ahora se tiene ya una participación de privados tanto individualmente como en asociación con Pemex desde la importación y producción de petrolíferos hasta la venta de primera mano al público.

LÍMITES Y ALCANCES DE LA ESTRATEGIA DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN EN UNA INDUSTRIA ENERGÉTICA DESREGULADA

CAPÍTULO 2

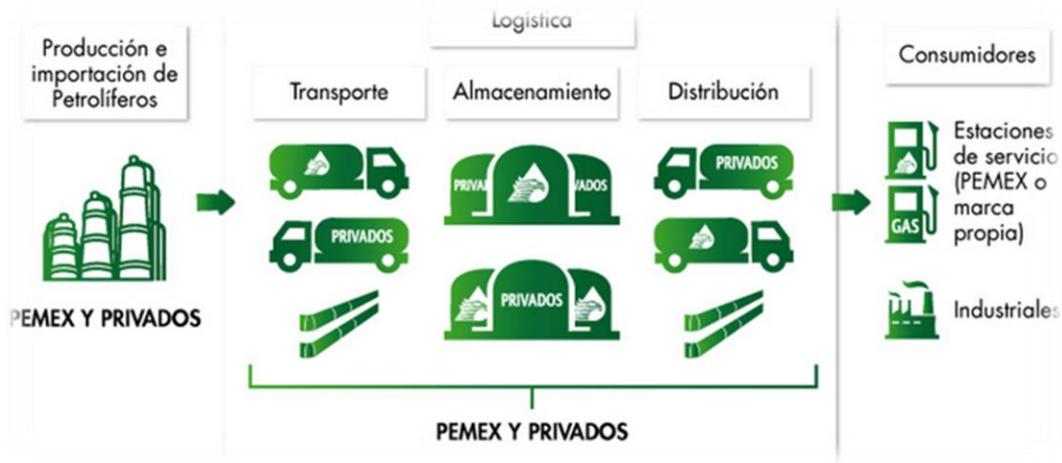


Figura 2. 4 Modelo de petrolíferos. (SENER, 2014)

El Centro Nacional de Control de Gas Natural (CENAGAS) será quien gestione la administración y operación del sistema nacional de ductos y el almacenamiento de gas natural. En el caso de gas natural el modelo correspondiente se ilustra en la Figura 2.5. Desde la producción se tiene la participación de terceros. En cuanto al transporte y la comercialización e importación aparte del CENAGAS, los permisionarios brindarán el acceso abierto sujeto a su capacidad.



Figura 2. 5 Modelo de la industria de gas natural. (SENER, 2014)

De la misma forma se estableció el régimen de transición progresiva para el expendio al público de combustibles (gasolina, diésel y gas licuado de petróleo) con una apertura del mercado a partir de 2017.

2.3 LA REGULACIÓN.

El concepto de “regulación” consiste en establecer normas, reglas o leyes para ajustar el funcionamiento de un sistema a determinados fines y así mantener un orden, llevar un control y garantizar los derechos de todos los integrantes de dicho sistema. (Definición.DE, 2017)

2.3.1 Regulación económica.

La regulación económica en la industria petrolera está a cargo de la CRE, que en conjunto con la SHCP y la Comisión Federal de Competencia Económica (COFECE) intervendrán para corregir diversas fallas de mercado (externalidades, información incompleta, bienes públicos, monopolios naturales, etc.) garantizando la competencia y protección al consumidor (CRE, 2013).

2.3.2 Regulación técnica.

La regulación en materia de exploración y extracción de hidrocarburos está a cargo de la CNH. Tiene como objetivo elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo y de gas natural en el largo plazo, considerando la viabilidad económica de la exploración y extracción de hidrocarburos en el área de asignación o del área contractual, así como su sustentabilidad. (Ley de Hidrocarburos, 2014)

2.3.3 Regulación ambiental.

La regulación ambiental tiene como objetivo que las empresas petroleras evalúen, prevengan y mitiguen los riesgos de una afectación al medio ambiente, de manera preventiva. En caso de un derrame de hidrocarburos u otros incidentes, se supervisa la remediación correspondiente por parte de la ASEA.

2.4 LAS INSTITUCIONES

Este apartado corresponde a una breve descripción de las atribuciones de las instituciones que tienen participación directa en la industria de hidrocarburos, tanto en la formación de la política necesaria, como en la regulación y las capacidades técnicas.

2.4.1 Autoridades de política económica.

Secretaría de Energía.

La secretaría de energía define la política energética del país. Entre sus atribuciones está la de adjudicar o revocar asignaciones petroleras a Pemex y con el soporte técnico de la CNH, elegir las áreas que podrán ser objeto de contratos de exploración y extracción de gas natural y petróleo. Así como aprobar y emitir el plan quinquenal de licitaciones.

Asimismo, SENER se encargara de establecer el modelo de contratación para cada área contractual con la opinión de SHCP y CNH, diseña los términos y condiciones técnicos de los contratos para exploración y extracción, así como sus lineamientos técnicos para su licitación. También otorgará permisos para realizar las actividades de refinación de petróleo y procesamiento de gas natural; así como para la importación y exportación de hidrocarburos.

Secretaría de Economía (SE).

La Secretaría de Economía es la entidad responsable de diseñar la política pública para fomentar al desarrollo de la industria nacional, atender las necesidades del sector y atraer inversión.

También establece la metodología para medir el contenido nacional y mantiene un registro de proveedores nacionales. Dicho fomento se lleva a cabo a través de un fideicomiso y preside el Consejo Consultivo para el fomento de la industria de Hidrocarburos.

Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

La SHCP tiene, entre otras atribuciones, la definición de la política de ingresos provenientes de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos. Determina las condiciones económicas relativas a los términos fiscales de los contratos y licitaciones por lo cual emitirá su opinión sobre el modelo de contratación que se usará en cada ronda licitatoria. Asimismo, establece las variables de adjudicación de los procesos de licitación, determinando la propuesta ganadora y participa en la verificación y auditoría contable y financiera de los contratos y asignaciones, vigilando el pago correcto de las contraprestaciones.

Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el desarrollo.

El FMP es un fideicomiso público donde el Banco de México es el fiduciario y el SHCP el fideicomitente. Está integrado por el gobernador del Banco de México, los titulares de la SHCP y SENER, así como de cuatro consejeros independientes, ratificados por el Senado y cuyo presidente es el Secretario de Hacienda y Crédito Público.

El FMP se encarga de recibir, administrar y distribuir todos los ingresos derivados de las asignaciones y los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos. De esta manera recibirá los ingresos con excepción de los impuestos derivados de esta actividad, así como la administración y realización de transferencias a los Fondos de Estabilización de los Ingresos Petroleros, de Estabilidad de los Ingresos de las Entidades Federativas, de Extracción de Hidrocarburos, de Investigación en materia de hidrocarburos y sustentabilidad energética; y en materia de fiscalización petrolera.

2.4.2 Por su carácter regulador y alcance técnico.

Centro Nacional de Control de Gas Natural.

El CENAGAS se encargará de la gestión, administración y operación del sistema de transporte y almacenamiento nacional de gas natural, asegurando la continuidad y seguridad en la prestación de los servicios en dicho sistema para el abastecimiento en territorio nacional.

De igual forma podrá licitar los proyectos estratégicos de infraestructura de transporte y almacenamiento de gas natural en los términos establecidos en la Ley de Hidrocarburos.

El CENAGAS tendrá un director general y un consejo de administración, el cual estará integrado por el titular de la SENER, un representante de la misma secretaría, un representante de la SE y otro de la SHCP y dos consejeros independientes.

Comisión Reguladora de Energía.

La CRE está dotada de personalidad jurídica propia, autonomía técnica, de gestión y presupuestaria. Su finalidad es regular y otorgar permisos para el almacenamiento, transporte y distribución por ducto de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos. Asegura la confiabilidad y calidad del suministro. En caso de no existir competencia efectiva en el mercado, regulará las ventas de primera mano.

El nombramiento de los comisionados corresponde al Senado de la República, a partir de una terna propuesta por el Ejecutivo federal.

Comisión Nacional de Hidrocarburos.

La CNH se encarga de regular las actividades relacionadas con la exploración y extracción de hidrocarburos. Goza de personalidad jurídica propia, autonomía técnica y de gestión, así como presupuestaria.

Dentro de sus atribuciones está proponer a SENER el plan quinquenal de las áreas a licitar para la exploración y extracción de hidrocarburos mediante contratos.

La CNH lleva a cabo las licitaciones y adjudica los contratos. Asimismo, administra y supervisa los mismos a nombre del Estado. En materia de exploración y extracción autoriza la perforación de pozos, dictamina y supervisa los planes de exploración y desarrollo. En los campos y yacimientos, autoriza la realización de estudios de sísmica y administra la información técnica.

Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.

Este órgano administrativo y desconcentrado de la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) cuenta con autonomía técnica, de gestión y presupuestaria.

Sus atribuciones son regular y supervisar, en materia de seguridad industrial, operativa y protección al medio ambiente, las instalaciones y actividades del sector hidrocarburos, incluyendo las actividades de desmantelamiento y abandono de instalaciones, así como el control integral de residuos.

La agencia tendrá la capacidad de coordinar con la Secretaría de Marina Armada de México y la Secretaría de Trabajo y Previsión Social, la respuesta ante cualquier accidente industrial que ponga en peligro la salud de los trabajadores, así como el medio ambiente.

2.5 CONCLUSIONES

Las modificaciones en la estructura institucional del nuevo marco jurídico, establece la apertura del sector hidrocarburos en todos sus rubros, desde las operaciones de exploración hasta la venta al público.

En las áreas de exploración y extracción la apertura del sector se implementa por medio de asignaciones y contratos.

Se reconoce que la propiedad de los hidrocarburos en el subsuelo es de la Nación, pero se permite el traspaso de propiedad a cambio de una contraprestación. En cuanto a la infraestructura de transporte y almacenamiento. Su desarrollo parte de la industria privada y se establece el acceso abierto a los ductos.

Así pues, la organización de las atribuciones de las diversas instituciones que participan en dicha reestructura queda conformada de la siguiente manera: corresponderá a la Secretaria de Energía el diseño de los contratos; a la Secretaria de Hacienda y Crédito Público la definición los términos fiscales; a la Comisión Nacional de Hidrocarburos la licitación y su administración técnica y, al Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo la recepción y administración de los ingresos y pagos que se derivan de los contratos.

Para evitar la depredación durante la explotación de los recursos, se establece que la toma de decisiones recaiga en tres instituciones: la Secretaria de Energía, la Comisión Nacional de Hidrocarburos y la Agencia de Seguridad Industrial y Protección al medio ambiente.

Un aspecto limitativo de la nueva legislación en primera instancia es que la regulación industrial, recaerá principalmente en la COFECE, quien vigilara el funcionamiento de la competencia entre los distintos actores. En este sentido Pemex podría verse afectado ya que su tamaño y participación en algunas partes de la cadena lo hacen susceptible a ser considerado monopólico, como es el caso del transporte, en el cual tendría que ceder capacidad o contratos con la finalidad de contribuir a la entrada de nuevos participantes.

CAPÍTULO 3.- ESTADO DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

ANTES DE LA REFORMA ENERGÉTICA (2004-2013)

La finalidad del presente capítulo es conocer por medio de una revisión estadística de diez años anteriores a la aprobación de la reforma energética, las principales operaciones y el desempeño en las actividades en exploración y producción. Con base en los análisis de rentabilidad se ubicará la participación de PEP; a partir de la cual se hará el análisis interno con el que se obtendrán las fortalezas y debilidades.

El capítulo se divide en dos partes; en la primera hace una revisión a los estados financieros de Pemex para determinar su progreso general, así como los rubros que afectaban su desarrollo y en qué medida lo hacían. Posteriormente se pasa al análisis de sus organismos subsidiarios (OS) y en particular de PEP.

La segunda parte se enfoca en los aspectos técnicos dentro de PEP, como los volúmenes de producción de hidrocarburos (crudo y gas natural), las reservas, perforación, eficiencia, etc, para saber en qué áreas resulta más eficiente y en cuáles tendría dificultades para competir.

3.1 BALANCE GENERAL DE PEMEX Y DE SUS ORGANISMOS SUBSIDIARIOS.

La revisión del balance general de Pemex y de sus organismos subsidiarios sirve para determinar cómo está situado PEP respecto de Pemex y las subsidiarias.

3.1.1 Evaluación de rentabilidad de Pemex.

Dentro del periodo de diagnóstico, sólo se han reportado en los estados financieros consolidados dos años con rendimientos netos positivos (2006 y 2012), el resto han sido cifras negativas que han llegado a los 170, 058 millones de pesos en 2013 (PEMEX, 2015). Sin embargo los volúmenes de ventas totales de Pemex se habían incrementado anualmente a razón de 8.47%⁹ desde 2004 cuando registró 773, 587 millones de pesos y que en 2012 alcanzó su máxima recaudación (1, 646, 912 millones de pesos), esto aun considerando los descensos de precios en 2009 y 2010 derivados de la crisis económica mundial de 2008.

En cuanto a los rendimientos bruto, de operación, anterior al pago de impuestos, estos se han incrementado anualmente un 4.67%, 5.35% y 4.71%¹⁰ respectivamente. No obstante los costos asociados en cada operación también se han intensificado. Los costos de venta¹¹ crecieron en promedio anual un 13.71% y como lo muestra el índice de rentabilidad bruta, que pasó de un 65.86% en 2004 a un 47.79% en 2013, se destina anualmente un mayor porcentaje de las ventas totales a cubrir los costos de venta que a generar utilidades. Véase la Figura 3.1

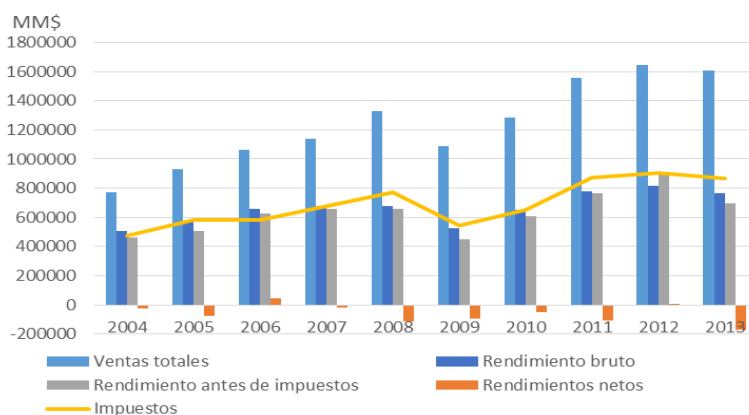
⁹ Cálculos propios con base en los datos de la Tabla A. 1 del Anexo 1

¹⁰ Cálculos propios con base en los datos de la Tabla A. 1 del Anexo 1

¹¹ El costo de venta representa el costo de producción o adquisición de los inventarios al momento de la venta, así como de los costos por las reducciones al valor de los inventarios por obsolescencia.

LÍMITES Y ALCANCES DE LA ESTRATEGIA DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN EN UNA INDUSTRIA ENERGÉTICA DESREGULADA

CAPÍTULO 3

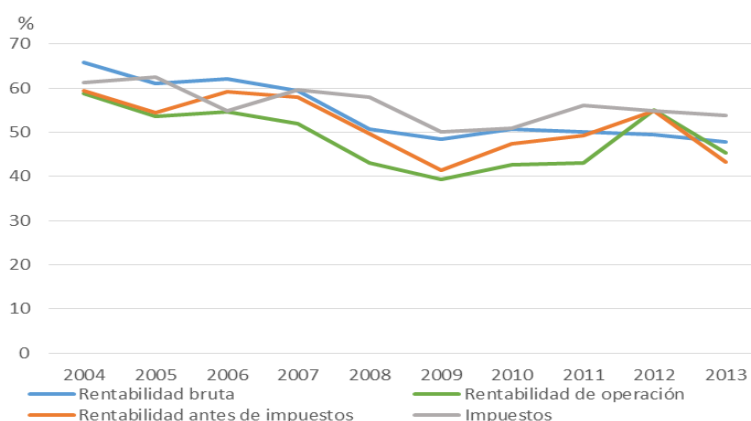


Gráfica 3.1 Datos Financieros de Pemex 2004-2013 (PEMEX, 2015)

El gasto general de operación que incluye la distribución, transportación y administración, presentó una tasa de crecimiento anual del 10.29%. Con ello el índice de rentabilidad operacional cayó del 58.84% al 45.24% de 2004 a 2013. Sin embargo, en este caso el impacto del gasto general tuvo una mínima fluctuación respecto a las ventas totales y en promedio fue de 7.56% de estas.

Si bien el índice de rentabilidad antes de impuestos cae anualmente, es debido al costo por venta, ya que la relación entre el costo de financiamiento y los ingresos por el rendimiento en la participación de los resultados en compañías asociadas dan un saldo favorable, que propicia que el rendimiento antes de impuestos sea mayor que el rendimiento operacional.

En el caso del rendimiento neto, este se ve afectado por los impuestos¹² que se elevaron anualmente 6.9% y aunque respecto a las ventas totales disminuyó su presencia en 1.45% al año, estos representaron hasta 62% de las mismas siendo en 2013 el 53.78%. Si se comparan con el rendimiento antes de impuestos, estos son superiores al 100%. El comportamiento de los indicadores se muestra en la Gráfica 3.2



Gráfica 3.2 Comportamiento de los índices de rentabilidad bruta e impuestos respecto a las ventas totales.¹³

¹² Incluye derechos y aprovechamientos

¹³ Gráfico obtenido de las Tablas A. 2 y A. 3 del anexo 1.

Como resultado de esta revisión se tiene que los costos de Pemex se han incrementado de manera constante y por lo tanto han disminuido la creación de valor de las actividades de la petrolera, que aunada a los altos volúmenes de impuestos despojan a Pemex de sus ingresos al grado de reportar cifras negativas en sus balances aun cuando el valor de las ventas se ha incrementado.

3.1.2 Análisis de rentabilidad de los organismos subsidiarios.

La administración de Pemex utilizaba los volúmenes de ventas y los ingresos brutos como indicadores principales para el análisis de desempeño de los organismos (PEMEX, 2006). Para el año 2013 Pemex midió el desempeño de los diversos segmentos con base en la utilidad de operación y la utilidad neta individual, así como por el impacto que tiene los resultados por segmentos en los estados financieros consolidados; Sin embargo en este último sólo se consideran los resultados de Pemex Refinación (PR), Pemex petroquímica (PQ) y Pemex Gas y Petroquímica Básica (PQPB).

En resumen las ventas de PEP y PR se incrementaron 9.32% y 10.15%¹⁴ respectivamente, mientras que PGPB y PPQ en este mismo periodo se mantuvieron sin grandes variaciones, pese a lo anterior en algunas de ellas los rendimientos brutos no fueron positivos. PR presentó los costos de venta más altos, los cuales superaron el 100% de sus ventas generando pérdidas. Otro caso con rendimientos brutos negativos y que sobrepaso el valor de sus ventas fue PPQ. No muy lejos de estas dos subsidiarias estuvo PGPB con un costo promedio en el periodo de alrededor del 95.97% de sus ventas totales; Si bien PEP tuvo costos de venta más altos que estas dos últimas, estos representaron menos del 27.07% de sus ventas, sin embargo tienen una tendencia anual creciente del 7.85%.

Al igual que con el rendimiento bruto, para el rendimiento de operación fue PEP quien tuvo resultados positivos junto a PGPB, siendo nuevamente la primera de ellas quien participo con más del 100% del total de Pemex en este rubro.

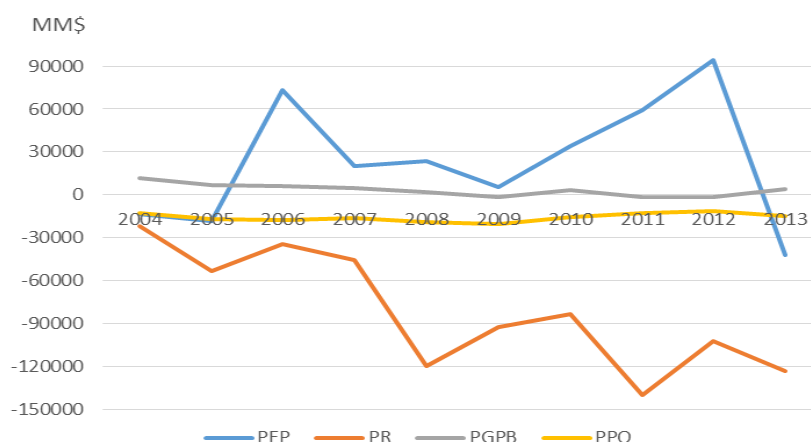
En cuanto al rendimiento neto de los organismos subsidiarios se observa una fuerte disminución en las pérdidas por parte de PR a causa de ingresos como las bases de licitación, sanciones, penalizaciones, adhesiones y mantenimiento de franquicias, sin embargo aún es negativo al igual que para PPQ. Para PGPB sus rendimientos netos fueron positivos a excepción de los años 2009, 2011 y 2012, cuando venía acarreado rendimientos operativos negativos a los que se le sumaron impuestos, PEP quien había tenido rendimientos netos positivos de 2006 a 2012 exhibió índices de rentabilidad neta bajos a causa de los impuestos que en promedio representaron el 98.97% de los impuestos totales de Pemex, para 2013 tuvo una caída que provocó hasta entonces a Pemex la mayor pérdida del periodo. Estos resultados se muestran en la Gráfica 3.3.

En suma las actividades de exploración y producción se han vuelto el foco del negocio de Pemex no sólo para suministrar a la demanda nacional sino para ingresar ganancias por exportación, sin embargo y aun cuando sus costos son poco menos del 30% de sus ventas estos son los más altos además de que PEP absorbe casi el 100% de los impuestos de Pemex.

¹⁴ Cálculos propios con base en los datos de las Tablas A. 3, A. 4, A. 5 y A. 6 disponibles en el Anexo 1.

LÍMITES Y ALCANCES DE LA ESTRATEGIA DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN EN UNA INDUSTRIA ENERGÉTICA DESREGULADA

CAPÍTULO 3



Gráfica 3.3 Rendimiento neto de los organismos subsidiarios

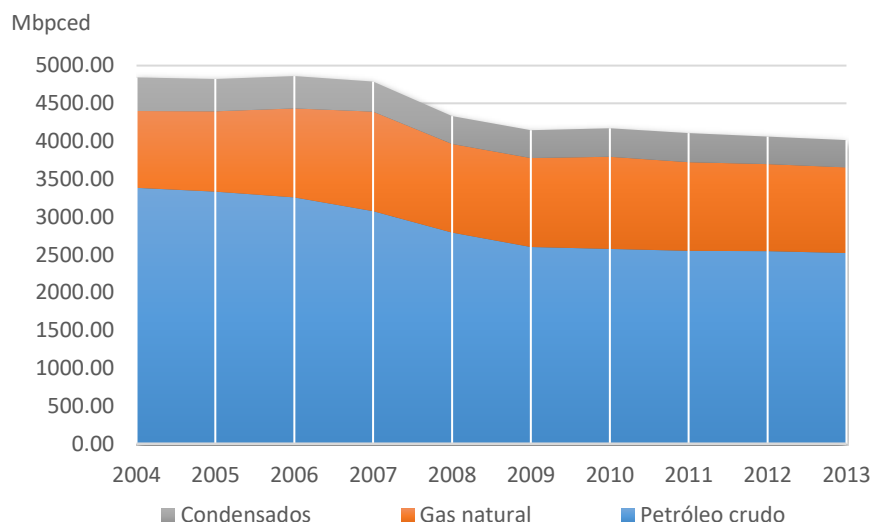
En general se observa el constante encarecimiento de las actividades de exploración y producción así como de las demás operaciones, estos costos representan el 50% de las ventas y el resto es usado para los impuestos lo cual genera que Pemex carezca de resultados positivos, como se presentará más adelante. Los costos, aún cuando en PEP son en porcentajes aceptables, han aumentado con el paso del tiempo y dicha proporción respecto a las ventas depende de dos factores; el primero es el volumen de producción y el segundo el precio de los hidrocarburos, por lo cual el costo para realizar las operaciones es preocupante si no se mantienen o incrementan los volúmenes de dicha producción o los precios disminuyen.

3.2 PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Este organismo subsidiario está encargado de la exploración y explotación del petróleo y del gas natural, así como de su transporte, almacenamiento en terminales y comercialización. Como se mostró en la primera sección, la explotación del petróleo crudo es la base principal de Pemex, ya que de esta actividad no sólo se obtiene la materia prima para los procesos de transformación a petrolíferos y petroquímicos, sino que es una mercancía de venta directa a través de las exportaciones.

3.2.1 Hidrocarburos totales

La disminución en la producción de hidrocarburos es un tema que se conoce desde hace más de una década. Sin embargo, fue en el año 2000 cuando a través de un programa de inyección de nitrógeno (CEFP, 2001) en su principal yacimiento petrolero (Cantarell) se logró de manera espectacular pero momentánea, un despegue en los niveles de producción que llegó a documentar hasta 3.382 MMbd de petróleo crudo en el año 2004 (PEMEX, 2015). Sin embargo, como se muestra en la Gráfica 3.4, desde ese año a la fecha los niveles de producción de hidrocarburos totales han disminuido considerablemente, sobre todo lo referente al crudo. Esto debido a que ese mismo campo entró en etapa de declive al siguiente año. En los otros rubros de gas y condensados se ha visto una producción constante.



Gráfica 3. 4 Producción de Hidrocarburos de Pemex (PEMEX, 2015).

Así en 10 años la producción total de hidrocarburos cayó 16.99%, a razón de 2.05% cada año acentuándose a partir de 2007. Como se observa en la Gráfica 3.4 los condensados y líquidos del gas han promediado 391.35 Mbd con un caída anual del 2.28%. El petróleo crudo tiene una reducción del 25.45% en su producción respecto al 2004 y una declinación constante del 0.77% desde 2009 equivalente a 19,839 bd. Si bien la producción de gas natural aumentó 34% respecto al 2004 cuando se producían 1,018 Mbpced, esta presenta desde inicios de 2007 una caída anual del 2.50%.

3.2.2 Petróleo crudo

La producción de petróleo crudo se lleva a cabo en cuatro regiones de la República Mexicana, las cuales se muestran en la Figura 3.1. De estas, en promedio durante estos diez años, la región marina Noreste ha aportado el 60.6%¹⁵ de la producción total de petróleo, la región marina Suroeste el 18.2%, la región Sur el 17.5% y la región Norte el 3.7%.

Sin embargo también es la región Noreste la que ha presentado el mayor descenso en la producción diaria a razón de 6.73% al año, aun cuando en 2013 contribuyó con el 51.69% del total de la producción de crudo, está fue 46.59% menor que en 2004 cuando contabilizó 1,304 Mbd. Lo anterior debido al declive en el complejo Cantarell (en particular al campo Akal) que inicio en 2005 y provoco una caída significativa en la cantidad de barriles de petróleo crudo que equivale a dejar de producir en promedio 184.8 Mbd por año.

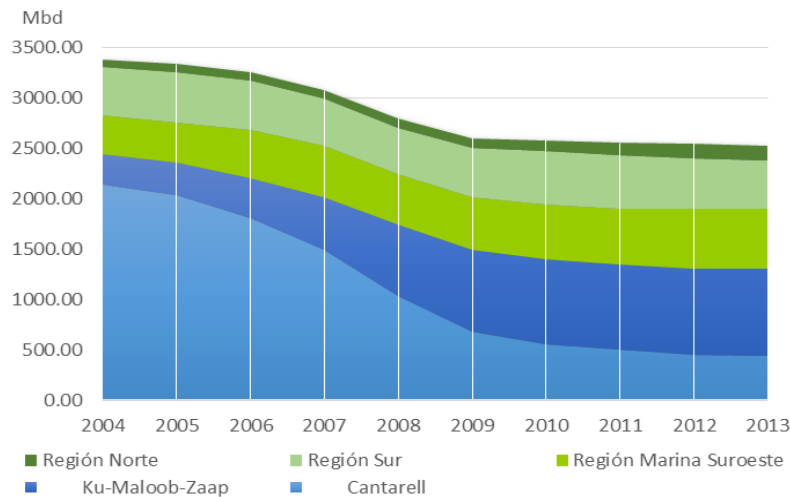
Si bien los trabajos en Cantarell han continuado para disminuir el declive no han sido suficientes, por lo cual se impulsó el desarrollo de otras áreas que tenían volúmenes de reserva importantes tanto en el sur como en el norte del país.

¹⁵ Cálculos hechos con base en la información de BDI Pemex, disponible en: <http://ebdi.pemex.com/>



Figura 3.1 Regiones de producción de Hidrocarburos (SENER, 2011)

Como se observa en la Gráfica 3.5, en las otras regiones los niveles de producción han aumentado, en la región marina Suroeste el incremento es del 4.81% anual y su impacto en la producción total de 2013 fue del 23.51%. La región Norte a pesar de su menor influencia ha crecido un 6.64% cada año. La región Sur tenía un comportamiento ascendente de cerca de 1.29% hasta 2011, sin embargo a comenzado a decaer en 2012 a razón de 4.8%.



Gráfica 3.5 Producción anual acumulada de petróleo por regiones¹⁶¹⁷

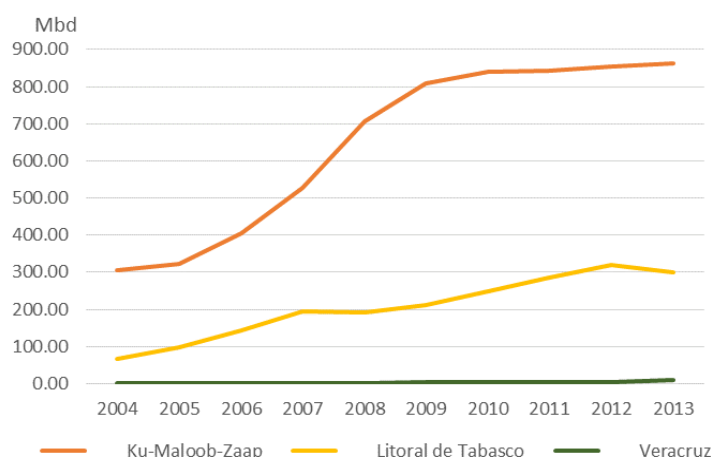
En total hay 12 activos concentrados en estas 4 demarcaciones, de los cuales sólo Ku-Maloob-Zaap, Litoral de Tabasco y Veracruz presentan aumentos en su producción anual, siendo el primero de ellos el más importante y constante en los últimos años debido al volumen aportado, superior a los 800 Mbd. Ver Gráfica 3.6 en el que se muestra su desarrollo.

¹⁶ Los dos tonos en azul (Cantarell y Ku-Maloob-Zaap) componen a la región Noreste

¹⁷ Gráfica realizada con datos de <http://sie.energia.gob.mx/> referentes a exploración y producción.

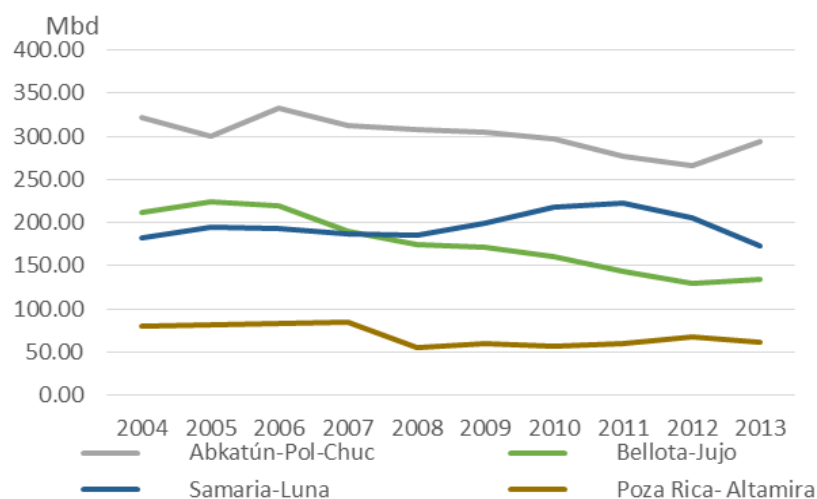
LÍMITES Y ALCANCES DE LA ESTRATEGIA DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN EN UNA INDUSTRIA ENERGÉTICA DESREGULADA

CAPÍTULO 3



Gráfica 3.6 Campos con incrementos en su producción¹⁸

En contraste Cantarell, Abkatún-Pol-Chuc y Bellota-Jujo exhibieron un firme y pronunciado desplome en sus respectivos volúmenes de extracción el primero de ellos en 2005, el segundo a partir de 1996, y el tercero desde 1991. En cuanto a Samaria Luna y Poza Rica-Altamira su declinación es moderado pero constante.



Gráfica 3.7 Campos en declive¹⁹

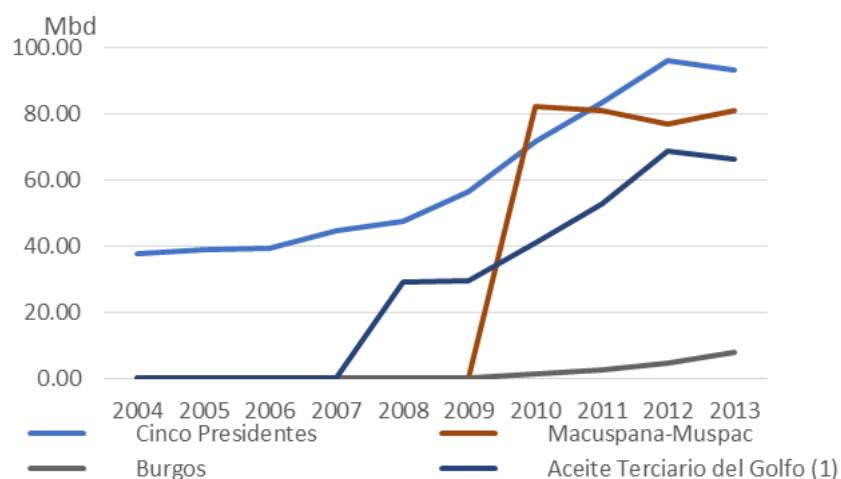
Los 4 activos restantes (Cinco presidentes, Macuspana-Muspac, Aceite Terciario del Golfo y Burgos) tenían un comportamiento ascendente desde 2007, el cual ha cambiado entre 2012 y 2013 presentándose caídas pronunciadas en sus respectivas producciones.

Se catalogan a los activos de la Gráfica 3.8 como intermitentes ya que su explotación está en función de los precios del petróleo y del costo de oportunidad de la cartera de proyectos de

¹⁸ Gráfica realizada con datos de <http://sie.energia.gob.mx/> referentes a producción en campos seleccionados.

¹⁹

Pemex. Si bien en el periodo 2004-2013, los activos tienen un desarrollo creciente y constante, cuya operación parte desde antes de 1990; en el lapso del año 2000 a 2006 presentan una drástica caída ya que las inversiones se dirigieron a proyectos como Cantarell y Ku-Maloob-Zaap cuya mayor producción y bajo costo frenó el desarrollo de los demás. Aunado a esto el elevado riesgo geológico y de inversión retarda su explotación.



Gráfica 3.8 Producción de campos intermitentes²⁰

Por el tipo de petróleo que produce Pemex, de la región Noreste se obtiene el 91.48% de crudo pesado y el 8.62% de crudo ligero, la región Suroeste aporta el 59.99% de crudo ligero y el 47.16% del crudo superligero (ambos en aumento). De la región Sur se extrae el 25.76% del crudo ligero (esta en caída) y el 52.83% del crudo superligero. La región Norte sólo aporta el 5.7% y 5.6% del crudo pesado y ligero.

3.2.3 Gas natural

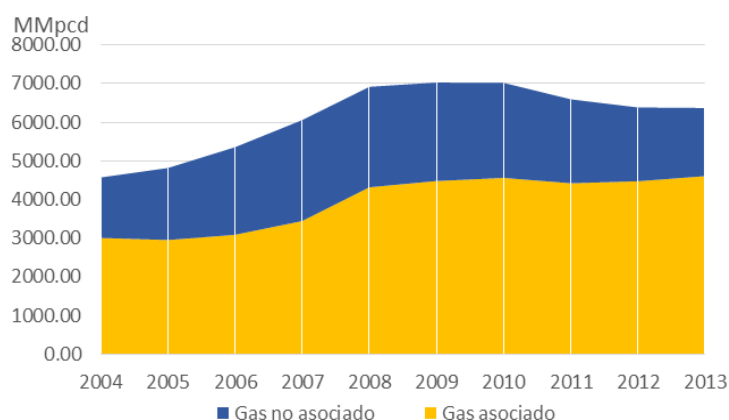
La extracción de gas natural presentó su máxima producción en 2009 al contabilizar 7,030.68 MMpcd y para 2013 cayó a 6,370.31 MMpcd (Véase Gráfica 3.9), en el horizonte de evaluación el gas asociado es la base de producción con una contribución del 64.23% del total.

Respecto al gas no asociado, de 2004 a 2007 se incrementó su producción en 349.91 MMpcd al año, alcanzando los 2,613 MMpcd. Sin embargo 2007 fue hasta ahora el clímax del gas natural no asociado ya que posterior a ese año sus volúmenes de producción tienen caídas anuales promedio de 129.72 MMpcd. También a partir de este año se disgrega el nitrógeno recuperado en los campos reportando 143.15 MMpcd que llegó a promediar en los últimos cuatro años 690 MMpcd de nitrógeno, sobre todo de campos como Cantarell y Ku-Maloob-Zaap. (SENER, 2015)

²⁰ Gráficas realizadas con datos de <http://sie.energia.gob.mx/> referentes a producción en campos seleccionados.

LÍMITES Y ALCANCES DE LA ESTRATEGIA DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN EN UNA INDUSTRIA ENERGÉTICA DESREGULADA

CAPÍTULO 3



Gráfica 3.9 Producción de gas natural (SENER, 2015)

El gas no asociado es producido en las regiones Norte y Sur. La primera de ellas tiene como principales campos a Burgos y Veracruz, cuyas altas producciones repercutieron de manera directa en el volumen total, sin embargo a partir de 2009 ambos registran volúmenes a la baja con una tendencia acelerada. En la región Sur el escenario histórico no presenta una cara diferente, ya que en dicha región los campos ya estaban en un proceso de disminución en su producción.

Por su parte, el gas asociado en la región Sur, cuya producción está por encima de los 1100 MMpcd, es la única con una tendencia negativa sostenida a causa de los descensos en Samaria-Luna, Macuspana-Muspac y Bellota Jujo. Los casos contrarios son la región marina Suroeste y la región marina Noreste en los que Cantarell, Ku-Maloob-Zaap y Litoral de Tabasco han aumentado su producción. En menor grado la región Norte se ha mantenido con ligeros incrementos promovidos por el campo Aceite Terciario del Golfo y Burgos que le han llevado a los 377 MMpcd.

La disponibilidad de gas natural sin procesar en Pemex es el resultado de la producción en campo más una aportación de PGPB (1,176.75 MMpcd). En promedio se enviaron a las plantas de procesamiento 5,398.67 MMpcd y aun cuando se incrementó la cantidad enviada de 2007 a 2013, se tuvo una caída porcentual del 10% en el gas recibido. Esto se debió al marcado aumento en el consumo propio (incluye bombeo neumático) del orden del 14.47% anual, como se aprecia en la Gráfica 3.10

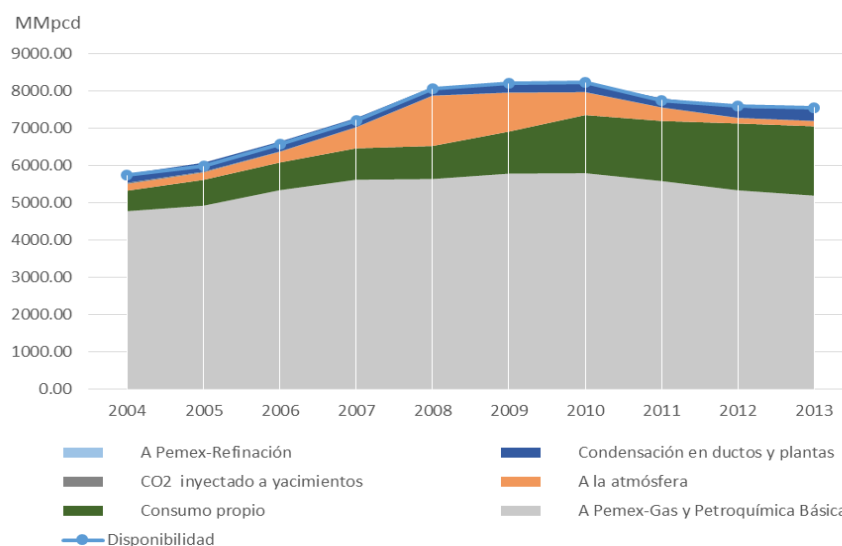
El 20% del gas natural llevado a PGPB cuenta con las características para ser comercializado de manera directa (poder calorífico 34 y 40 MJ/m³) (PEMEX, 2015), mientras que el restante (en promedio 3494.66 MMpcd) debe de someterse a procesos de endulzamiento (76.75%) y criogenización (23.25%) que eliminen el CO₂²¹, derivados de azufre, vapor de agua y nitrógeno entre otros compuestos, así como para recuperar líquidos de gas natural (etano, propano, etc.).

El gas seco producido en plantas de PGPB tiene un porcentaje de recuperación del 81.31% y del 64.67% respecto del volumen de gas natural disponible al inicio.

²¹ Calculado con base en la información de BDI de Pemex correspondiente a la distribución de GN.

LÍMITES Y ALCANCES DE LA ESTRATEGIA DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN EN UNA INDUSTRIA ENERGÉTICA DESREGULADA

CAPÍTULO 3



Gráfica 3.10 Distribución del gas natural sin procesar (SENER, 2015)

En conclusión la producción de hidrocarburos de PEP ha caído de manera constante y si bien el gas tiene un descenso menos rápido que el petróleo crudo, este tampoco ha cesado, lo cual nos indica un mayor costo de producción cada año por volúmenes inferiores cada vez.

3.2.4 Reservas de petróleo y gas natural.

Las reservas de hidrocarburos se clasifican de acuerdo al grado de certeza de ser recuperadas, respecto a la información de estudios geológicos, geofísicos, petrofísicos y de ingeniería del yacimiento, así como económicos. Así, las reservas probadas son aquellas acumulaciones de hidrocarburos que serán recuperadas en años futuros y cuya rentabilidad ha sido establecida bajo condiciones económicas, de operación y regulación existentes, probable al indicar que es factible su recuperación comercial y posibles al ser menos segura su recuperación respecto de las probables (PEMEX, 2005).

Las reservas totales de hidrocarburos se concentran en las regiones Norte (42.17%) y Noreste (28.97%) siendo el petróleo crudo el 70% de ellas, el gas natural el 21% y los condensados el 9%. De manera general los hidrocarburos han tenido un descenso del 1.18%, impulsado principalmente por una caída de 1.40% cada año en las reservas de crudo. En la Tabla 3.1 se presenta la composición de reservas totales.

| Regiones | Reservas totales (%) | Reservas probadas (%) | Reservas Probables (%) | Reservas Posibles (%) |
|-----------------|----------------------|-----------------------|------------------------|-----------------------|
| Marina Noreste | 28.97 | 49.54 | 23.47 | 26.99 |
| Marina Suroeste | 15.87 | 32.41 | 27.87 | 39.72 |
| Sur | 12.99 | 66.45 | 15.58 | 17.97 |
| Norte | 42.17 | 8.89 | 8.89 | 58.52 |

Tabla 3.1 Composición de las reservas por región de un total de 45158.4 MMbpce en 2013 (SENER, 2015).

Reservas probadas²² (1P)

Las reservas probadas totales contabilizaron 13,438.5 MMbpce pero con una tasa de crecimiento negativa del 2.98% anual en el periodo de diez años. En promedio se catalogó como desarrolladas al 67.62% de ellas.

El petróleo representó el 72.64% de las reservas probadas, enfocándose en la región Noreste con el 56%; el tipo de crudo que ha prevalecido es pesado (62%), mientras que el ligero registra el 30% dejando el restante al crudo superligero. Las zonas marinas han aportado el 69% de dichas reservas y el 31% es de zonas terrestres.

El gas natural es el 17.13% de las reservas probadas, las cuales se componen de un 69% de gas asociado y 31% de gas no asociado. La región con el mayor aporte es la Sur (37.32%) seguida de la región Norte (24.92%) y Suroeste (23.59%).

Los condensados o líquidos del gas son el 10.23% restante de las reservas y la región Sur aporta el porcentaje más alto (47%).

Reservas probables (2P)

Las reservas probables tuvieron una caída del 3.6% anual al pasar de 15836.1 MMbpce en 2004 a 11377.2 MMbpce en 2013, al igual que en caso anterior, en promedio, el crudo incorporó la mayor cantidad (71.08%). El tipo pesado representó el 47.05%, el ligero el 32.37% y el superligero el 10.58%. Las zonas terrestres representaron el 60.68%.

Las reservas probables de gas natural, el 74% de estas reservas están en la región Norte; del total, el gas asociado aporta 65.64% y el no asociado el 24.36%.

Los condensados son el 8.73% de las reservas probables y la región Sur contiene el 47% de estas.

Reservas posibles (3P)

Las reservas posibles crecieron 2.88% en promedio anual, registrando 17,342.7 MMbpce en 2013, una vez más el crudo aporta el 67.55%, la versión pesada el 42.69%, la ligera el 36.11% y el superligero el 11.88%, con una marcada orientación a las zonas terrestres (58.41%).

En cuanto al gas natural, el tipo no asociado es el 25.52% frente al 74.42% del gas asociado, sin embargo el primero de ellos tiene una tasa de crecimiento positiva del 5.63% anual en contraste con el no asociado de sólo 0.3% anual.

El 9.31% restante es de condensados y el 68% está en la región Norte, con un incremento del 3.61% anual.

Un indicador usado para evaluar la operación de extracción y reposición de barriles de crudo es la tasa de restitución integrada, que es el cociente de dividir las reservas por descubrimientos, desarrollos, delimitaciones y revisiones en un periodo determinado, ya sea 1P, 2P y 3P entre la

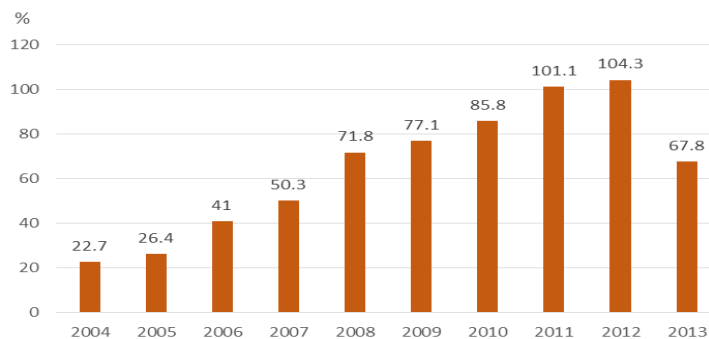
²² Los datos de reservas está en la Tabla A.10 del Anexo 1.

La información de reservas por regiones está disponible en: <http://ebdi.pemex.com/bdi/bdiController.do?action=cuadro&subAction=applyOptions>

LÍMITES Y ALCANCES DE LA ESTRATEGIA DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN EN UNA INDUSTRIA ENERGÉTICA DESREGULADA

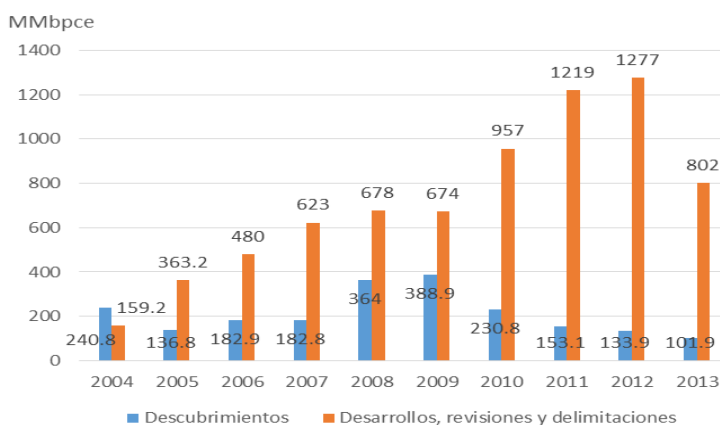
CAPÍTULO 3

producción correspondiente en el mismo periodo. Se plantea que tiene un correcto funcionamiento de explotación cuando es más cercana o superior a cien, en el que cada barril que se consume es repuesto, en este sentido Pemex incremento su tasa de restitución llegando en un par de años a valores por encima del 100%, los cuales se pueden ver en la Grafica 3.11.



Gráfica 3. 11 Desarrollo de la Tasa de restitución de reservas probadas integrada para el petróleo.²³

Sin embargo debe de tenerse en cuenta que la producción anual en el caso de Pemex disminuyó cada año. Esto quiere decir que si bien se incrementaron y alcanzaron niveles al 100% en la tasa de restitución, en si se tuvo una menor capacidad de incorporar reservas probadas anualmente. Para establecer el impacto de pasar de reservas posibles a probables y de probables a probadas, por ampliar la infraestructura debido a una mejora en las condiciones económicas que estimulen la explotación de reservas que antes no se podían financiar se presenta la Figura 3.12 que muestra la composición de la adición de reservas probadas.



Gráfica 3. 12 Composición de las reservas probadas integradas de crudo²⁴

A raíz de los incrementos en el precio del crudo, la incorporación de reservas probadas estuvo enfocada en el desarrollo de las ya existentes, es decir, es el paso de las reservas probables y posibles a probadas, en cambio la integración por exploración decreció paulatinamente desde el año 2009.

²³

²⁴ Graficas realizadas con datos de los informes de Pemex a la BMV de 2004 a 2013.

3.2.5 Perforación, eficiencia y resultados

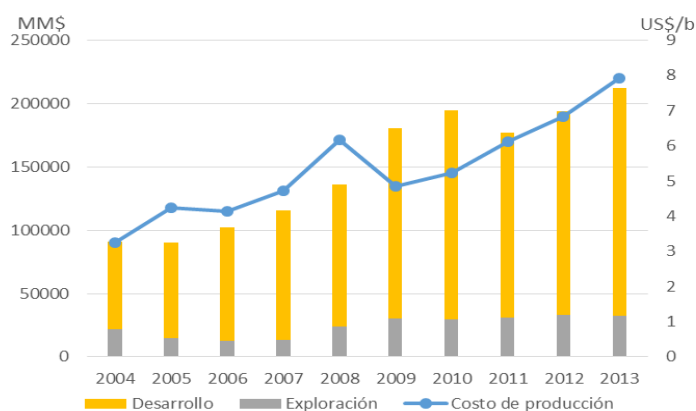
En los trabajos de perforación para exploración y producción que ha realizado Pemex en estos diez años, se tiene que el 93% de los pozos perforados y terminados tuvieron como finalidad el desarrollo de la producción, con una tasa de éxito promedio del 94%. El 7% restante de los pozos terminados se dirigieron a exploración sin embargo tienen una caída anual del 10% en dicha actividad a pesar de que su tasa de éxito se ha incrementado un 5% cada año hasta alcanzar 61% de pozos productivos de exploración. La mayoría de los pozos improductivos ya sea de exploración y desarrollo están localizados en la región Norte, la cual ha mejorado su tasa de éxito un 16.8% anual en exploración y un 4.1% en desarrollo.

Como resultado se han aumentado el número de pozos productores un 7% anual hasta tener en 2013 la cantidad de 9,836 pozos de los cuales la región norte ha concentrado en promedio el 78.56% con un incrementado de 3,956 pozos en 10 años. De la misma forma la cantidad de campos en producción se amplió de 355 en 2004 a 454 en 2013, siendo nuevamente la región Norte quien concentro la mayoría de estos (77).

En promedio la profundidad de perforación rondó los 2,644 metros y se descubrieron 125 campos, 42 de petróleo crudo y 84 de gas natural, sin embargo la producción (barriles diarios) de estos pozos es cada vez menor tan sólo en 2013 producían 371 bpced, cuando en 2004 era de 833 bpced, es decir una TCA negativa de 8.6% anual.²⁵

3.2.6 Costos de producción e inversiones.

Durante la etapa de análisis se presentó un incremento gradual en el costo de producción de cada barril de petróleo producido por PEP. Esto se debió en gran parte a que la producción disminuyó durante este tiempo y a que se incrementó la inversión en la explotación debido a los nuevos desarrollos que incluían campos con pozos menos productivos (de crudo pesado y extrapesado). En el Gráfico 3.13 se muestra la tendencia alcista en el costo anual de producción por barril desde 2004, así como las inversiones realizadas ya sean en exploración y en producción.



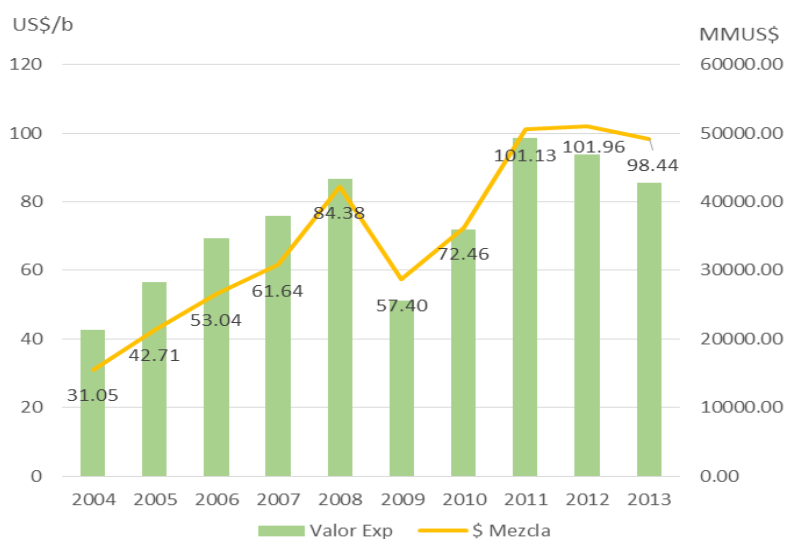
Gráfica 3.13 Inversiones y costos en la producción de crudo (PEMEX, 2014)

²⁵ Los cálculos fueron hechos con los datos de la Tabla A.11 del Anexo 1

3.2.7 Comercio exterior de petróleo crudo y gas natural.

En promedio, de 2004 a 2013 Pemex exportó el 51.85% de su producción de crudo, pero con un descenso promedio de 76 Mbd cada año. Del total de las exportaciones el principal consumidor de crudo nacional fue EUA quien absorbió en promedio el 79.94% (1194 Mbd) de la mezcla mexicana de exportación, así adquirió el 92.7% del crudo superligero (Olmeca), el 40.7% de petróleo ligero (Istmo) y el 79.5% de crudo pesado (maya), cuyos valores alcanzado en 2013 fueron de 98.44, 107.92, 104.69 y 96.89 dólares por barril respectivamente. Sin embargo a partir de 2011 la venta a este comprador disminuyó un 10% cada año debido a la reducción en la producción nacional y al aumento de la oferta de su propio mercado. España es el segundo comprador con un promedio de 166.4 Mbd de 2012 a 2014. India ha comprado en promedio 84.37 Mbd y Canadá se ha mantenido constante con más de 20 Mbd. (PEMEX, 2015)

Durante este periodo de disminución en el volumen de exportación de petróleo, se suscitó el incremento gradual en la cotización del barril de crudo llegando a triplicar su precio respecto al 2004, lo cual provocó que el valor de las exportaciones fuera en aumento a pesar de bajar su volumen, dicho valor se mantuvo más dependiente del precio del barril que del volumen de exportación que Pemex colocaba en el mercado, tal y como se aprecia en la Gráfica 3.14



Gráfica 3.14 Precio y valor de las exportaciones de crudo en México

En el caso del gas natural (gas seco), en México se promovió el consumo y diversificación de este energético en las diferentes ramas industriales, así como en la generación de energía eléctrica, lo que provocó que la producción de gas natural en los diversos activos de Pemex fuera insuficiente para cubrir la demanda interna y generó un incremento en las importaciones de este energético sobre todo de EUA.

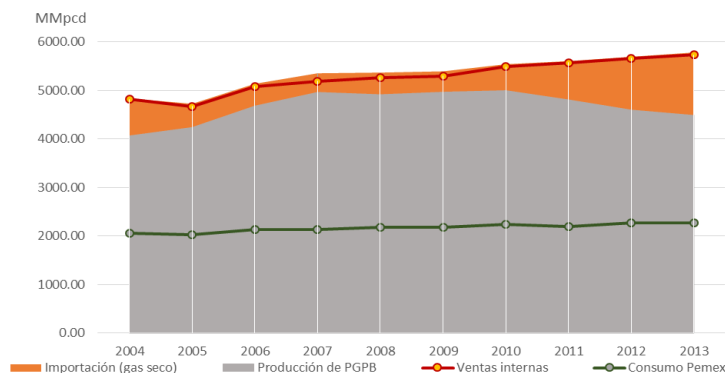
La producción de gas de PEP se enfoca en dos consumidores. El primero de ellos es Pemex²⁶ mediante el autoconsumo y el segundo corresponde a las ventas internas. En la Gráfica 3.15 se

²⁶ PEP, Refinación, Petroquímica, Corporativo y PGPB

LÍMITES Y ALCANCES DE LA ESTRATEGIA DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN EN UNA INDUSTRIA ENERGÉTICA DESREGULADA

CAPÍTULO 3

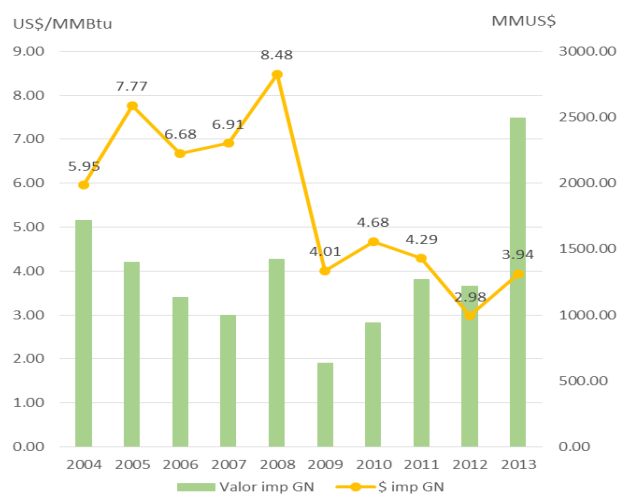
muestra la oferta total incluyendo las importaciones, y con líneas punteadas el consumo acumulado en la parte baja en verde se presenta lo que Pemex consumo de la oferta total y encima en rojo lo que corresponde a las ventas internas.



Gráfica 3.15 Balance de oferta y demanda de gas natural.

Como se observa en la Gráfica 3.15 a partir de 2009 las importaciones de gas natural se incrementaron en un 32% anual aun cuando la demanda para ventas internas sólo aumento un 24%. Dentro del periodo de análisis las importaciones pasaron del 7.23% al 22.44% de la oferta total y respecto a las ventas internas su ocupación fue del 12.58% al 37.24%.

El otro gran consumidor (Pemex), registró un acrecentamiento del 1% anual con lo que alcanzó el 40% de la oferta total. En su mayor parte (58.73%) se dirigió a PEP, pero fueron Refinación (14.19%) y petroquímica (14.63%) las subsidiarias que aumentaron su consumo en 3.28% y 1.82% respectivamente. En cuanto a las importaciones de gas natural, su desarrollo dependió a diferencia del petróleo, del volumen adquirido y no directamente del precio como se observa en la Gráfica 3.16, ya que éste último bajo hasta los 2.98 US\$/MMBtu en 2012 y el valor de las importaciones fueron mayores que 2009 cuando el precio fue de 4.01. US\$/MMBtu pero que registro el nivel más bajo de importación.



Gráfica 3.16 Balanza comercial de gas natural (PEMEX, 2015)

3.2.8 Recursos humanos, índice de accidentes y protección ambiental

El personal de PEP se incrementó 11.31% de 2004 a 2013, llegando a 53,407 trabajadores, sin embargo este mantuvo una relación promedio del 34.59% respecto al total de trabajadores de Pemex cada año. Al respecto, una forma de evaluar el peso del número de trabajadores sobre las operaciones es el índice de eficiencia laboral el cual muestra cuantas personas son necesarias para generar un millón de dólares en ventas. En 2013 la revista Fortune dio a conocer a las principales petroleras a través de este indicador, en el que Shell resultó primera con un valor de 0.18 (Aguirre, 2013). Para el caso de PEP, el indicador fue de 0.63. Con respecto a 2004 el indicador se redujo un 50% cuando registró 1.26. Si bien la reducción es significativa, esto no se debió a un aumento de eficiencia ya que el número de empleados se incrementó año con año y la producción de crudo cayó de manera continua, por lo cual el incremento en el precio del barril representó una variable que ayudó a mejorar dicho indicador al incrementar el valor de las ventas.

Con respecto a la seguridad de los trabajadores, el índice de frecuencia de accidentes que relaciona el número de accidentes incapacitantes por millón de horas hombre trabajadas disminuyó hasta 70.65% respecto a 2004 cuando era de 1.67 y en los últimos 5 años se ha situado por debajo de actividades como PQ y PR.

El índice de gravedad que relaciona el número de días perdidos por millón de horas hombre trabajadas, bajó 64.49% hasta registrar 38% en 2013. Para evaluar el trabajo en cuanto a protección ambiental en PEP, el número de fugas y derrames pasó de 338 a 153 en diez años y aunque el volumen depende de la gravedad de los hechos y no tanto del número de incidentes, este descendió gradualmente (PEMEX, 2015). Es decir, se tuvo una mejora en las prácticas de operación y servicios por parte del personal de PEP.

En 2013 se cuantificaron 448 campos en producción y en promedio 9,077 pozos en producción con 258 plataformas marinas. En cuanto a la distribución, se tenían 18 buquetanques, 525 carrotanques y 1,360 autotanques. Aunado a lo anterior, se reportaba un total de 5,090 km de oleoductos y 8,743 km de gasoductos que se dirigían a 6 refinerías, 7 complejos petroquímicos, 11 complejos de gas, 2 barcos de almacenamiento y/o proceso y 4 terminales de exportación, siendo solo una parte de la red de infraestructura de Pemex.

3.2.9 Presupuesto y pasivos de PEP.

En el artículo 100 del Capítulo VII “Presupuesto” de la Ley de Petróleos Mexicanos se indica que Pemex y en su caso PEP tienen autonomía presupuestaria, sin embargo está sujeta a los siguientes rubros:

- Balance Financiero
- Techo de gastos de servicios personales
- Al régimen especial en materia presupuestaria

Los dos primeros son una propuesta de la SHCP que requiere de la aprobación del Congreso de la Unión. El presupuesto toma en cuenta los resultados a través de los ingresos, aún cuando los precios sean más bajos y esto impacte en dichos resultados, con lo cual se pueden ejecutar reducciones presupuestarias como las ejercidas durante 2016 de 100 mil mdp (Pemex, 2015).

En años anteriores, el presupuesto de inversión en las actividades de exploración y producción se incrementó en el periodo de estudio 10.9% anualmente; al pasar de \$ 113, 332.00 millones de pesos a \$ 287, 663.00 millones de pesos y sus activos subieron 10.85% al año.

Sin embargo sus pasivos también reportaron aumentos del orden del 5.06% anual, cuyos registros encontrados datan de 2007 con \$ 998, 714.00 millones de pesos y para 2013 alcanzaban \$ 1, 342, 979.00 millones de pesos lo que equivalía al 60 % de los pasivos de Pemex. Así el incremento en la deuda de PEP reflejada en sus pasivos es alta aun cuando estos no eran de igual magnitud que los activos, pero se debe de considerar que la deuda contraída sirve para compensar falta de presupuesto y por lo tanto para operar, mientras que los activos podrían en caso de reducciones en precios de venta del barril disminuir su valor.

3.3 CONCLUSIONES

Como se observa en la primera parte de este capítulo, si bien los impuestos provocan que el rendimiento neto de Pemex sea en la mayoría de los años negativo, al analizar los estados financieros de cada una de las subsidiarias, se tiene que los costos de venta son en la mayoría de ellas los principales causantes de los resultados adversos, ya que existen subsidiarias cuyos costos son superiores a los ingresos que registran vía ventas y que terminan por impactar en el resto de Pemex. Así se obtiene que las actividades de PEP se han convertido en el foco del negocio de Pemex.

Respecto a la producción de petróleo, se considera que las oportunidades de Pemex para incrementarla son bajas, debido a que la mayoría de los campos a su disposición tienen más de veinte cinco años de operación y el 55% de ellos muestra una clara etapa de declive geológico, sin mencionar que los campos con incrementos en su producción y que estaban por encima de los 66 Mbd en 2013 son sólo el 10.52% de ellos.

En consecuencia se tendrá una caída constante en la producción en los próximos años, ya que la región Norte no ha presentado cambios significativos en sus niveles de producción que demuestren una tendencia a incrementarse y en el mejor de los escenarios continuaría como hasta hoy, considerando que los costos de operación son mayores que en las zonas al sur de México. Un caso con altibajos es la región marina Suroeste que presenta un comportamiento ascendente en este periodo, derivado de un incremento en el número de campos en operación, pero en los más importantes se tienen reducciones. La región Sur es en donde la inclinación a la baja tiene un comportamiento sostenido a pesar de los ligeros incrementos variables de algunos campos. Por último, la región Noreste en la que si bien se cuantifican las mayores caídas es quien aporta la mayor cantidad de crudo, a través de Cantarell en franco declive y Ku-Maloob-Zaa que entró en su etapa de máxima producción en 2010 y cuyo campo Ku comenzó a decaer en 2008 y ahora sólo produce la mitad de lo que registro en ese año.

Por otra parte, el gas natural sin procesar usado en PEP ha mostrado un consumo intensivo para recuperación de petróleo lo que redujo en 200 MMpcd el envío a PGPB, lo cual ha desencadenado una disminución en el gas procesado para ventas internas e incrementado el volumen de importaciones al doble en tan sólo tres años, motivado por la disminución en su precio y la necesidad de incrementar la producción de crudo así como el aumento en la demanda del mismo por parte del mercado interno. Aunado a lo anterior se tiene una cantidad

promedio de 690 MMpcd de nitrógeno como resultado de las actividades de recuperación mejorada en Cantarell y Ku-Maloob-Zaap.

En contraste, el incremento en el margen de ganancia de hasta 2.9 veces más por barril en comparación con 2004, año de máxima producción; estimuló el desarrollo de reservas 1P y 2P vía desarrollos, revisiones y delimitaciones en vez de descubrimientos. Así, se explotaron yacimientos con costos superiores a los convencionales tanto en tierra como en el mar. Como resultado, se incrementó el número de perforaciones para desarrollo y con su elevada tasa de éxito, la mayoría de estos desarrollos se enfocaron en la región Norte cuyas reservas probadas son las más bajas, por lo que el costo de producción se incrementó mientras el rendimiento de los pozos cayó cada año. Aun así los costos de PEP resultan ser de los más bajos entre las empresas productoras de crudo.

Se identificaron los siguientes rubros:

Debilidades

- D1.- Incremento gradual de los costos de producción.
- D2.- Elevada carga fiscal.
- D3.- Alto porcentaje de campos maduros en declive geológico.
- D4.- Grandes cantidades de reservas 3P y recursos prospectivos en sistemas complejos.
- D5.- Declive en producción.
- D6.- Poca actividad en recursos no convencionales, aguas profundas, ultraprofundas y crudos extra-pesados.
- D7.- Alta sensibilidad a los precios de gas y petróleo.
- D8.- Limitado margen estratégico y presupuestal.
- D9.- Elevado endeudamiento

Fortalezas

- F1.- Bajo costo de operación.
- F2.- Contar con una estructura reorganizada y definida por líneas de negocio.
- F3.- Contar con infraestructura de explotación y exploración actualmente en operación.
- F4.- Importantes volúmenes de reserva 1P, 2P y 3P, así como recursos prospectivos.
- F5.- Amplia experiencia en aguas someras.
- F6.- Mejora constante en las prácticas de operación y servicios.
- F7.- Tener una red propia de ductos de transporte de hidrocarburos.

CAPÍTULO 4.- ESTADO ACTUAL DE PEP EN LA NUEVA INDUSTRIA Y EL MERCADO GLOBAL.

A partir de las modificaciones realizadas al sector hidrocarburos con la reforma energética de 2013, en la que se permitió la apertura de dicho sector a la inversión privada para realizar proyectos de exploración y extracción que antes eran exclusivos de la Nación, se llevó a cabo una división de áreas. Algunas de ellas fueron cedidas a Pemex por medio de asignaciones y otras se licitaron para ser operadas a través de contratos ya sea por Pemex, un tercero o una asociación entre estos dos.

Como consecuencia Pemex sufrió una serie de cambios para adaptarse a las nuevas circunstancias, no sólo en sus atribuciones sino en su conformación misma, con el objetivo de fortalecer sus actividades y así mantenerse en el sector. Con lo anterior Pemex está obligado a garantizar su viabilidad económica, bajo el mandato de enfocarse en la creación del valor económico, competir por nuevas áreas y registrar reservas, tener racionalidad comercial con inversiones rentables, diversificar el portafolio, entre otros.

El presente capítulo se divide en seis partes. En la primera de ellas se presenta la estructura organizativa adoptada por Pemex, así como la de PEP; en la segunda parte se tratan las solicitudes presentadas por la petrolera durante la ronda cero y los resultados obtenidos; en la tercera parte se plantean las rondas de licitación, en la cuarta parte se describen los mecanismos establecidos en la reforma, con los cuales Pemex podrá asociarse con empresas privadas para llevar a cabo la exploración y/o explotación de los hidrocarburos en sus áreas asignadas; la quinta parte describe de manera general la situación actual de los proyectos en PEP y en la parte final se describe el entorno global y nacional del sector petrolero. Cabe destacar que estos cambios se dieron de 2013 a 2015, sin embargo durante este periodo se modificaron las circunstancias, como la caída de los precios del petróleo desde mediados de 2014 que ponen en entredicho no sólo al desarrollo de la Reforma, sino a PEP quien se debe de ajustar a este nuevo ambiente.

4.1 LA NUEVA ORGANIZACIÓN DE PEMEX Y PEP.

Como parte de las modificaciones hechas a la Constitución Mexicana en materia de energía a través de la Reforma Energética y como se exponía en el transitorio tercero del decreto del 20 de diciembre de 2013, Petróleos Mexicanos tenía un máximo de dos años a partir de esta fecha para que se convirtiera en una Empresa Productiva del Estado (EPE) (IIJ, 2016). Así la petrolera modificó su estructura bajo el argumento de formar un solo Pemex eliminando las duplicidades generadas al tener cuatro Organismos Subsidiarios, fortalecer las funciones de apoyo a la operación y aumentar la transparencia en la creación de valor en cada una de sus actividades (SRE, 2013).

Por lo cual pasó de ser un organismo público descentralizado con cuatro organismos subsidiarios (Exploración y Producción, Gas y Petroquímica Básica, Refinación y Petroquímica) al modelo de una empresa productiva del Estado con un corporativo y siete subsidiarias también denominadas Empresas Productivas Subsidiarias (EPS) las cuales se muestran en la

Figura 4.1. Las EPS tienen personalidad jurídica y patrimonio propio, las cuales están sujetas a la conducción estratégica, dirección y coordinación de Petróleos Mexicanos.



Figura 4. 1 Estructura Corporativa de Pemex (PEMEX, 2016)

Cada una de ellas se detalla a continuación:

- ❖ Exploración y producción (PEP), se dedica a la exploración y extracción del petróleo e hidrocarburos en México y en el extranjero.
- ❖ Perforación y servicios, como su nombre lo indica se orienta a la perforación, terminación, reparación y servicios a pozos.
- ❖ Transformación industrial, abarca refinación, transformación, procesamiento y comercialización de hidrocarburos, petrolíferos, gas natural y petroquímicos.
- ❖ Cogeneración y servicios, labora en la generación, suministro y comercialización de energía eléctrica y térmica, para Pemex y terceros.
- ❖ Etileno, se basa en la producción, distribución y comercialización de derivados del metano, etano y del propileno.
- ❖ Fertilizantes, opera la producción, distribución, servicios y comercialización de amoníaco, fertilizantes y sus derivados.
- ❖ Logística, maneja el transporte y almacenamiento de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos por ducto, medios marítimos y terrestres, tanto para Pemex como para terceros.

De una manera más particular en lo que respecta a PEP, esta será dirigida y administrada por un consejo de administración.

La organización y estructura de PEP deberá atender a la optimización de los recursos humanos, financieros y materiales; a la simplificación de procesos, a la eficiencia, así como a la rentabilidad, competitividad, transparencia y adopción de las mejores prácticas corporativas y

LÍMITES Y ALCANCES DE LA ESTRATEGIA DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN EN UNA INDUSTRIA ENERGÉTICA DESREGULADA

CAPÍTULO 4

empresariales a nivel nacional e internacional, en las distintas funciones que los requieran y la efectiva segregación de sus funciones en los términos establecidos en la ley. (DOF, 2015)

El Consejo de Administración de PEP está integrado por siete consejeros, de los cuales uno es representante de la Secretaría de Energía, otro de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y cinco de Pemex²⁷, incluido su Director General, quien lo presidirá.

La Dirección de Desarrollo y Producción se divide en ocho subdirecciones: Producción de Aguas Someras, Producción de Campos Terrestres, Producción de Campos no convencionales, Producción de Campos Gas no Asociado, Confiabilidad, Acondicionamiento y distribución de Hidrocarburos, Administración del Portafolio y de Desarrollo Sustentable, Seguridad Industrial, Salud en el Trabajo y Protección Ambiental.

Los servicios PEP son:

- ❖ Estudios y actividades exploratorias.
- ❖ Administración de pozos, campos y reservas descubiertas.
- ❖ Desarrollo de campos de producción.
- ❖ Entrega de Hidrocarburos para procesos subsecuentes.

Entre los clientes de esta EPS están: el Estado Mexicano, Pemex transformación industrial, Pemex logística, así como otros gobiernos y compañías extranjeras. Su modelo operativo se compone seis actividades en dos ramas generales, las cuales se muestran en la Figura 4.2.

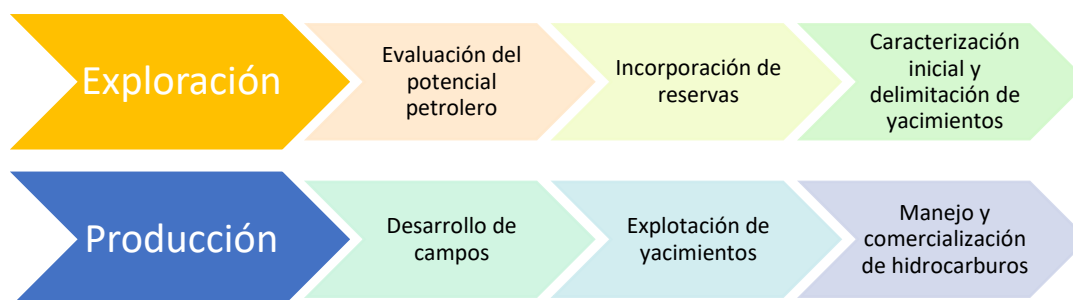


Figura 4. 2 Modelo operativo (PEMEX, 2016)

Entre su infraestructura tiene: 30 mil pozos, 300 plataformas, una instalación de producción y proceso, 4 activos de exploración y 15 activos están en producción, los cuales se presentaran en la siguiente sección.

²⁷ Los cuatro consejeros de Pemex son los directores corporativos de Finanzas, Planeación, Coordinación y Desempeño, Procura y abastecimiento, así como el director ejecutivo del Comité de Dirección de Pemex Exploración y Producción.

4.2 PEP Y LA RONDA CERO.

Como se expone en el siguiente apartado, la Ronda Cero (RC) fue un mecanismo usado por el Estado para asignar áreas de exploración y producción a sus EPS para que estén mantuvieran un volumen de producción mientras se ponían en marcha los trabajos de los nuevos operadores.

4.2.1 ¿Qué es la Ronda Cero y cuáles eran los argumentos de Pemex?

En el artículo 6° Transitorio del Decreto por el que se derogan y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, se estableció que la Ronda Cero es un derecho preferente para seleccionar aquellas áreas de exploración y campos en producción que Pemex este en capacidad de operar rentablemente (DOF, 2015).

Los objetivos de la RC son:

- ❖ Fortalecer a Petróleos Mexicanos dotándolo de los recursos necesarios para asegurar sus niveles de producción de forma eficiente y una adecuada restitución de reservas, constituyendo el primer paso para convertirse en una Empresa Productiva del Estado.
- ❖ Multiplicar la inversión en exploración y extracción de gas y petróleo en el país, a través de rondas de licitación en las que participará la industria petrolera, y en las cuales Petróleos Mexicanos podrá competir (SENER, 2014).

El 21 de marzo del 2014, Pemex sometió a consideración de la SENER la adjudicación a través de asignaciones de las áreas en exploración y los campos que estaban en producción, en los que contaban con capacidad técnica, financiera y de ejecución para explorar y extraer los hidrocarburos de forma eficiente y competitiva.

Entre los argumentos y motivaciones de Pemex (Hernández, 2015) para la RC estaban:

- ❖ No solicitar campos no rentables.
- ❖ Garantizar número suficiente de áreas para sustentar el crecimiento orgánico de la empresa.
- ❖ Mantener áreas en exploración en Cuencas del Sureste con oportunidades de alto valor para contribuir a la producción en el corto plazo.
- ❖ Mantener campos rentables con valor presente neto positivo después de impuestos.
- ❖ Solicitar recursos en aguas profundas y no convencionales (recursos frontera) como parte de la estrategia y evolución técnica de Pemex.
- ❖ Involucrar socios estratégicos para contribuir al desarrollo de campos técnicamente complejos o de altos niveles de inversión (aceite extra-pesado y en aguas profundas)

4.2.2 Lo solicitado por PEP, lo otorgado por SENER y lo obtenido pero no pedido.

Para la solicitud de PEP se tomaron cuenta las reservas de hidrocarburos al primero de enero de 2014, contemplando tanto las reservas 1P, 2P y 3P²⁸, como los recursos prospectivos²⁹ tanto convencionales como no convencionales. En la Figura 4.3 se detallan los volúmenes y las siete cuencas petroleras.

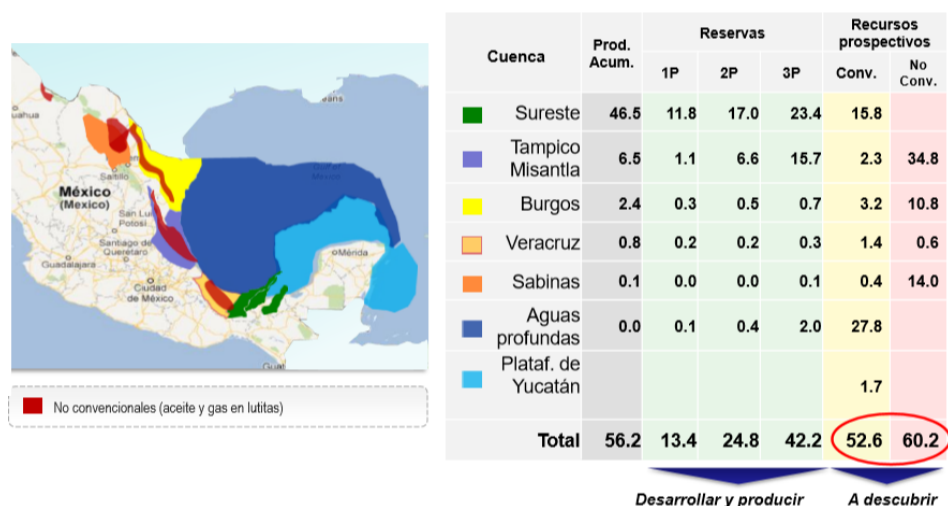


Figura 4.3 Reservas de Hidrocarburos en 2014 en MMbpce

De un total de 759 campos operados por Pemex, se tenían registrados a 710 campos con reservas certificadas o en proceso de certificación, de los cuales 430 tuvieron producción durante 2013; dichos campos concentraban el 86% de las reservas 2P (21.4 MMMbpce) y 76% (33.5 MMMbpce) de las reservas 3P; 182 campos que antes de 2013 fueron productores y tienen reservas y 98 campos descubiertos que habían iniciado su desarrollo o estaban en diseño. (PEMEX, 2014)

De los 430 campos con producción, el 11% corresponde a aguas someras, 35% a crudo en tierra, 47% gas en tierra y 6% Chicontepec. Los datos completos se muestran en la Tabla 4.1

| Campos por categoría | Número de campos | Producción de aceite [Mbd] | Producción de gas [MMpcd] | Reservas [MMbpce] | |
|----------------------|------------------|----------------------------|---------------------------|-------------------|--------------|
| | | | | 2P | 3P |
| Aguas someras | 48 | 1907 | 2793 | 10302 | 13465 |
| Crudo en tierra | 152 | 476 | 1095 | 4432 | 5449 |
| Gas en tierra | 204 | 73 | 2315 | 925 | 1145 |
| Chicontepec | 26 | 66 | 167 | 5789 | 13400 |
| Total | 430 | 2522 | 6370 | 21449 | 33460 |

Tabla 4.1 Número de campos en producción con reservas certificadas o en proceso (PEMEX, 2014).

De los 98 campos en desarrollo o en diseño, 61 campos tenían el 96.8% de las reservas 3P, se encuentran en aguas someras y profundas, la descripción de dichos campos se presenta en la Tabla 4.2

²⁸ 1P son reservas probadas, 2P son reservas probadas y probables y 3P son reservas probadas, probables y posibles.

²⁹ Aquellos recursos de no han sido descubiertos pero que han sido inferidos y que se estiman potencialmente recuperables, mediante la aplicación de proyectos futuros (no incluyen reservas).

LÍMITES Y ALCANCES DE LA ESTRATEGIA DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN EN UNA INDUSTRIA ENERGÉTICA DESREGULADA

CAPÍTULO 4

| Campos por categoría | Número de campos | Reservas [MMbpce] | |
|----------------------|------------------|-------------------|------|
| | | 2P | 3P |
| Aguas someras | 51 | 2369 | 4491 |
| Aguas profundas | 10 | 419 | 2265 |
| Gas en tierra | 34 | 69 | 155 |
| Crudo en tierra | 3 | 9 | 69 |
| Total | 98 | 2865 | 6979 |

Tabla 4. 2 Número de campos para producción futura con reservas certificadas o en proceso. (PEMEX, 2014)

De los 52.6 MMMbpce de los recursos prospectivos de México, aproximadamente el 52% de los recursos convencionales se ubican en aguas profundas y el 60.2% son recursos prospectivos asociados a aceite y gas en lutitas.

Pemex solicitó 380 campos de los 759 disponibles, para desarrollo y producción que significaba el 97% de las reservas 1P suficientes para garantizar 10 años al nivel de producción actual de México³⁰, el 83% de las reservas 2P equivalente a 15 años de producción actual de México y el 82% de las reservas 3P.

En el caso de exploración, Pemex propuso operar las áreas donde contaba con descubrimientos comerciales, incluyendo las aguas profundas del Golfo de México. En las Cuencas del sureste solicitó las áreas que coincidían con campos en producción y que contaban con inversiones en proyectos de exploración; en Chicontepec conservó los contratos integrales con terceros y en lutitas solicitó una fracción de los recursos prospectivos para desarrollar capacidades tecnológicas para su futuro desarrollo. En total Pemex solicitó el 31% del total de los recursos prospectivos del país, con énfasis en áreas terrestres y aguas someras. En la Tabla 4.3 se exponen los volúmenes y categorías solicitados.

| Categoría | Área [km ²] | Recursos prospectivos [MMMbpc] | % del Total |
|------------------|-------------------------|--------------------------------|-------------|
| Lutitas | 13163 | 8.9 | 15 |
| Aguas profundas | 46413 | 8.1 | 29 |
| Aguas someras | 35928 | 9.5 | 63 |
| Áreas terrestres | 65471 | 8 | 82 |
| Total | 160975 | 34.5 | 31 |

Tabla 4. 3 Solicitud de recursos prospectivos (SENER, 2014)

El 13 de agosto de 2013 SENER le otorgó a Pemex 334 campos (489 áreas asignadas), el 93% de las reservas 1P, es decir el 96% de lo solicitado, la totalidad de las reservas 2P y el 76% de las reservas 3P igual al 92% de lo que pidió. En cuanto a los recursos prospectivos se le otorgó el 21% del total del país, lo que significó el 68% de lo solicitado con un área de 72897 km², de estos recibió el 70% del tipo convencional y el 58.8% del no convencional.

Las reservas y recursos que obtuvo Pemex se muestran en la Figura 4.4 y el mapa de la distribución de las asignaciones está en la Figura 4.5

³⁰ La SENER consideró un nivel de producción de 3.7 MMbpce al día para estimar la duración de producción.

LÍMITES Y ALCANCES DE LA ESTRATEGIA DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN EN UNA INDUSTRIA ENERGÉTICA DESREGULADA

CAPÍTULO 4

| Cuenca | Cumulative Prod. | Reservas * | | | Recursos Prospectivos | |
|-----------------------|------------------|-------------|-------------|-------------|-----------------------|------------|
| | | 1P | 2P | 3P | Conv. | Unconv. |
| Sureste | 47.8 | 10.8 | 14.2 | 18.2 | 12.5 | |
| Tampico Misantla | 6.3 | 0.7 | 4.0 | 7.5 | 2.4 | 3.3 |
| Burgos | 2.5 | 0.2 | 0.4 | 0.5 | - | 1.5 |
| Veracruz | 0.8 | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.6 | |
| Sabinas | 0.1 | 0.0 | 0.0 | 0.1 | - | 0.4 |
| Aguas Profundas | 0.0 | 0.1 | 0.4 | 1.8 | 5.2 | |
| Plataforma de Yucatán | | | | | - | |
| Total | 57.5 | 12.0 | 19.2 | 28.3 | 18.3 | 5.2 |

Proyectos de Desarrollo y Producción
Proyectos de Exploración

Figura 4. 4 Reservas otorgadas a Pemex a 2015 en MMBpce (Hernández, 2015)

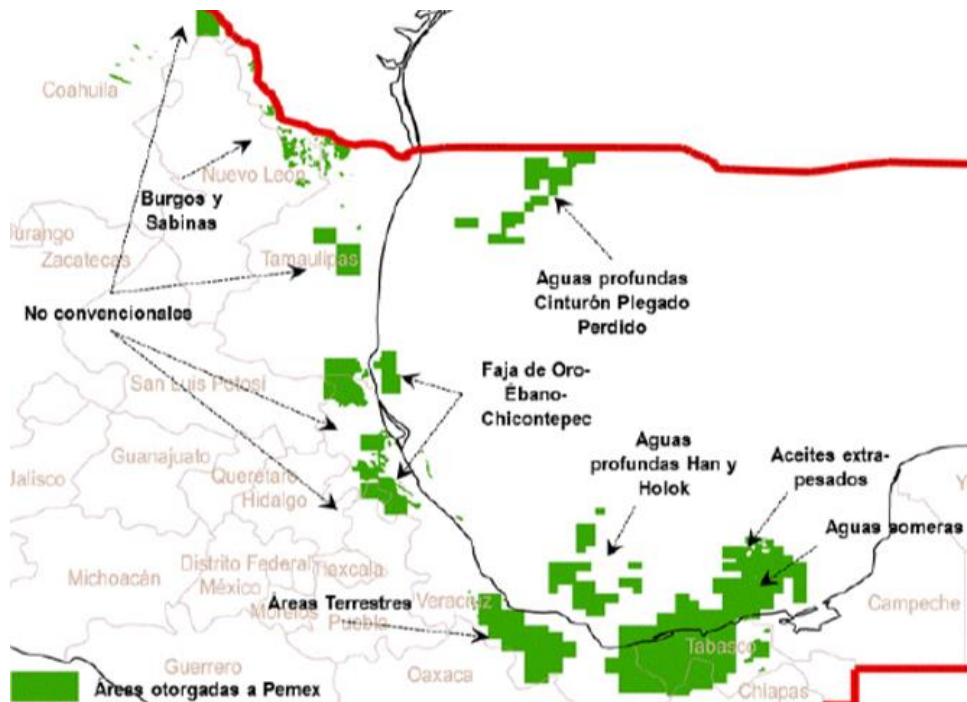


Figura 4. 5 Resolución de la Ronda Cero (Hernández, 2015)

De las 489 asignaciones recibidas (108 de exploración y 381 de producción), 95 de producción fueron impuestas por SENER en términos de “en resguardo”, cabe mencionar que dichos campos no fueron solicitados por PEP ni dictaminados por la CNH y que han implicado la erogación de costos y destrucción de valor de la empresa, que aun cuando su producción es marginal no es posible frenar su producción. (Hernández, 2015)

4.3 LAS RONDAS DE LICITACIÓN.

Como acciones por parte del Gobierno Federal para generar nuevos ingresos vía inversiones en el país para llevar a cabo la exploración y desarrollo de los hidrocarburos remanentes, después de la RC se establecieron las llamadas Rondas del Estado por medio de las cuales se ofertan áreas con potencial de contener hidrocarburos y gana quien ofrece la mayor cantidad de recursos para el Estado.

SENER estableció el Plan quinquenal de licitaciones para exploración y extracción de hidrocarburos 2015-2019. A dicho plan se le realizaron modificaciones considerando las dos primeras rondas para así contener 96 áreas de exploración y 237 campos de extracción abarcando una superficie de 235 000 km² a ofertarse en 4 rondas de exploración y extracción.

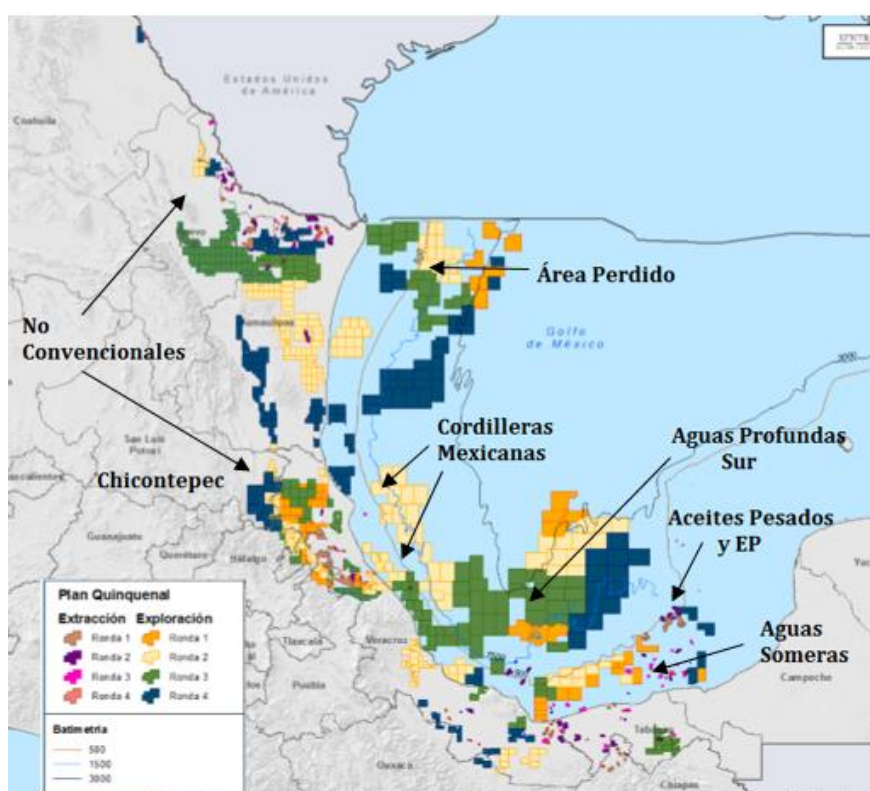


Figura 4. 6 Mapa de las áreas a licitar en el plan quinquenal 2015-2019 (SENER, 2015)

El total de recursos a ofertar en las cuatro Rondas se presenta en la Tabla 4.4

| Categoría | Área [km ²] | Recursos prospectivos [MMMbpce] |
|------------------|-------------------------|---------------------------------|
| Chicontepec | 36875 | 67426 |
| Aguas profundas | 122387 | 9424 |
| Aguas someras | 45933 | 25156 |
| Áreas terrestres | 30698 | 5043 |
| Total | 235893 | 107049 |

Tabla 4. 4 Recursos totales a ofertar por las Rondas y su categoría (SENER, 2015)

4.3.1 La Ronda Uno

La Ronda Uno (R1) consideró cinco convocatorias de licitación en las cuales ofertara 156 bloques, de estos 96 corresponden a proyectos de exploración y 60 a extracción.

La primera de ellas, denominada Aguas Someras con código CNH-R01-L01/2014, contempló 14 áreas para Contratos de Producción Compartida (CPC) que en total abarcaban una superficie de 4 mil 22 km² y que contenían recurso prospectivos por 696 MMbpce, dichas áreas están localizadas en aguas someras del Golfo de México, dentro de la provincia petrolera Cuencas del Sureste. El 15 de julio de 2015 se asignaron los bloques 2 y 7 bajo un contrato a 30 años a partir del 4 de septiembre de 2015 prorrogable hasta por dos periodos adicionales de cinco años.

La segunda convocatoria llamada Aguas Someras Extracción con código CNH-R01-L02/2015, ofertó 5 áreas que en total abarcaban una superficie cercana a 278 km² y que contenían 143 MMbpce en reservas 1P, 356 MMbpce en reservas 2P y 673 MMbpce en reservas totales, las cuales están localizadas en aguas someras del Golfo de México, también dentro de la provincia Cuenca del Sureste. De estas áreas se asignaron 3 bloques el 30 de septiembre de 2015. Los contratos fueron a 25 años a partir del 30 de noviembre de 2015 prorrogable hasta por dos periodos adicionales de cinco años.

La tercera convocatoria nombrada Terrestres Extracción CNH-R01-L03/2015, dispuso de 25 Contratos de Licencia para extracción de Hidrocarburos en áreas con campos maduros terrestres con recursos de 2500 MMbpce y un potencial de producción de 35 Mbd, así como 225 MMpcd de gas. Los campos se agruparon en tres zonas geográficas: Campos burgos (8 campos), Campos Norte (5 campos) y Campos Sur (12 campos). De estos 17 son de aceite y 8 de gas. Los resultados emitidos el 15 de diciembre de 2015 fueron la total asignación de dichos contratos, con un periodo de 25 años a partir del 10 de mayo del 2016 prorrogable hasta por dos periodos adicionales de cinco años. Cabe mencionar que cuatro fueron Tipo 2 cuyo capital contable requerido era de 200 millones de dólares y su volumen remanente de hidrocarburos es mayor o igual a 100 millones de barriles, el resto fue Tipo 1 que requería de cinco millones de dólares en capital contable.

La cuarta convocatoria de la ronda uno “Aguas Profundas Exploración” con clave CNH-R01-L04/2015 comprendió 10 áreas contractuales bajo el modelo de licencia que se conformó por cuatro bloques exploratorios localizados en el Cinturón Plegado Perdido y seis bloques exploratorios ubicados en la Cuenca Salina del Golfo de México. Con una superficie de casi 24 mil km² y que representan recursos por 10889 MMbpce tanto en crudos ligeros como extra-pesados.

4.3.2 La Ronda Dos

La primera licitación de esta Ronda fue nombrada “Aguas Someras” para exploración bajo un contrato de Producción Compartida y está integrada por 15 áreas contractuales localizadas en aguas someras del Golfo de México, los cuales tienen las siguientes características:

Los 4 bloques localizados en la porción marina de la Cuenca de Tampico-Misantla abarcan una superficie de cerca de 2,196 km² con alrededor de 480 MMbpce de recursos prospectivos y un volumen original de 220 MMbpce aproximadamente.

El bloque localizado en la porción marina de la Cuenca de Veracruz, tiene una superficie de un poco más de 824 km², con alrededor de 133 MMbpce de recursos prospectivos.

Los 10 bloques localizados en la porción marina de las Cuencas del Sureste abarcan cerca de 5,887 km², con alrededor de 973 MMbpce de recursos prospectivos y un volumen original remanente de 649 MMbpce aproximadamente. (CNH, 2016).

4.4 LAS OPCIONES DE PEP EN LA APERTURA DE LA INDUSTRIA

Con base en los artículos 8, 9, 12, 13, 16, 17, 23, así como el Artículo Vigésimo Octavo transitorio de la Ley de Hidrocarburos, se describen opciones por medio de las cuales Pemex pudiera ampliar su carpeta de proyectos o cambiar el modelo de sus asignaciones en términos del mercado actual de hidrocarburos.

En el artículo 12 y 13 de la Ley de Hidrocarburos se establece que tanto Petróleos Mexicanos como las empresas productivas del Estado podrán solicitar la migración de asignaciones que se le adjudiquen a contratos con particulares. En dicho caso la Comisión Nacional de Hidrocarburos llevara a cabo una licitación sujetándose a los lineamientos que establezcan las Secretarías de Energía y de Hacienda y Crédito Público.

La migración de una asignación a un Contrato para Exploración y Extracción (CEE) le ofrece a Petróleos Mexicanos la oportunidad de cambiar de régimen fiscal, así cuando las asignaciones se encuentran sujetas a un esquema de pago de derechos específicos, los CEE se encontraran sujetas a un régimen fiscal en el que se prevén distintas contraprestaciones que se adecuen a las condiciones y requerimientos de cada proyecto, lo cual significa un régimen fiscal diferenciado respecto al de las asignaciones.

En cuanto a los 95 campos imputados por SENER, Pemex ha hecho la solicitud para que sean devueltos, con el fin de que el Estado asuma estas áreas y las incorpore a futuras licitaciones a terceros.

4.4.1 Migración de asignaciones a partir de contratos de servicio

El Artículo Vigésimo Octavo transitorio de la ley de hidrocarburos permite que los contratos de servicio operativos en su modalidad Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEPs) y los Contratos de Obra Pública Financiada (COPFs) firmados antes de la Reforma Energética, migren hacia alguna de las nuevas modalidades contractuales, sin necesidad de llevar acabo el procedimiento de licitación pero sin que esto afecte el balance de los ingresos esperados por el Estado.

Dichos contratos conciernen proyectos en campos maduros, Chicontepec y aguas profundas y que en 2015 han aportado en crudo el 1.84% de la producción total (CIEPs) y en gas el 7.86% de la producción (3.03% COPFs y el 4.83% CIEPs). (Hernández, 2015)

En este sentido Pemex contempla la migración de 22 contratos, 6 COPFs y 17 CIEPs a CEE en dos rondas, la primera será de 10 contratos y la segunda de 12 (Hernández, 2015), las cuales se muestran en la Figura 4.7. El porcentaje de participación de Pemex será evaluado por su Consejo de Administración y las inversiones ya realizadas por Pemex se incluirán como aportación de capital a la asociación, con lo cual Pemex podría quedar como socio minoritario.

| |
|--|
| Primer paquete de migración a CEE incluye 10 contratos: |
| COPF Mision (<i>Tecpetrol, Grupo R</i>) |
| CIEP Santuario, Magallanes, Arenque (<i>Petrofac</i>) |
| CIEP Panuco (<i>Petrofac & Schlumberger</i>) |
| CIEP Ebano & Miquetla (<i>Diavaz</i>) |
| CIEP Altamira (<i>Cheiron</i>) |
| COPF Olmos (<i>Lewis Energy</i>) |
| CIEP Nejo (<i>Cobra</i>) |
| Segundo paquete considera los 12 contratos restantes: |
| CIEP Tierra Blanca, San Andres (<i>IHSA-Alfa</i>) |
| CIEP Amatitlán (<i>Lukoil</i>) |
| CIEP Miahuapan (<i>Vital</i>) |
| CIEP Pitepec (<i>La Latina</i>) |
| CIEP Humapa (<i>Halliburton</i>) |
| CIEP Soledad (<i>Baker</i>) |
| COPF Cuervito, Fronterizo (<i>Petrobras-Teikoku-Diavaz</i>) |
| COPF Pirineo (<i>MPG</i>) |
| COPF Monclova (<i>GPA Energy</i>) |
| CIEP Carrizo (<i>Schlumberger</i>) |
| (operador del Contrato de Servicio) |

Figura 4. 7 Contratos COPFs y CIEPs a migrar a CEE. (Hernández, 2015)

Así se establece que los contratistas con un buen desempeño podrán tener acceso a mejores condiciones económicas pero sin afectar el balance de los ingresos esperados para el Estado.

4.4.2 Asociaciones con otras compañías (farm out)

Para el caso en el que no se cuente con un contrato de servicio de operaciones y Pemex establezca alianzas o asociaciones con terceros al migrar de asignación a CEE, la CNH llevará a cabo la licitación respectiva y con la opinión favorable de Pemex la SENER emitirá el fallo para encontrar un socio para cada proyecto.

Estas migraciones denominadas farm-outs se implementarán bajo el supuesto de permitir el desarrollo de campos de gran complejidad técnica o grandes requerimientos de inversión de capital, de esta manera se incrementará la producción, accediendo a mejores prácticas y tecnologías.

Pemex planteó la migración de 14 campos asignados hacia 8 nuevos contratos los cuales son (Hernández, 2015):

- Campos maduros terrestres: Rodador, Ogarrío y Cárdenas-Mora.
- Campos maduros marinos: Bolontikú, Sinán y Ek.
- Campos marinos de aceite extra-pesado: Ayatsil – Tekel – Utsil
- Campos gigantes de gas en aguas profundas: Kunah – Piklis
- Descubrimientos en Área perdido: Trión y Exploratus.

Cuyas reservas 2P y 3P son de 1556.5 MMbpce y 2664 MMbpce, los cuales se muestran en la Figura 4.8

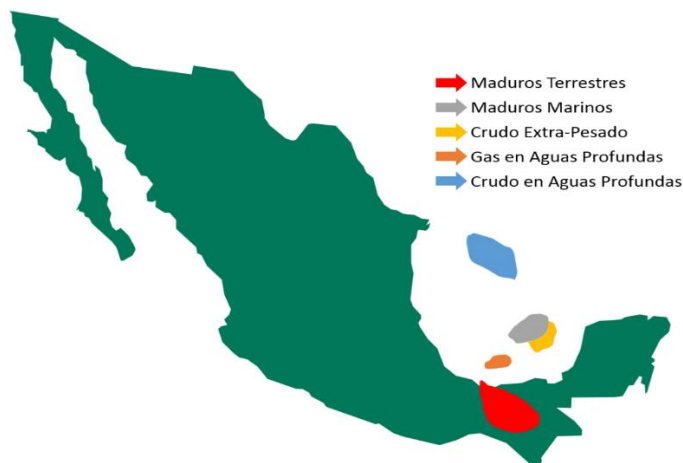


Figura 4. 8 Asignaciones para farm outs (Hernández, 2015)

A excepción de los campos gigantes de gas y los descubrimientos en aguas profundas, que aún no están en desarrollo o producción, los campos para farm out del tipo maduro terrestre y marino tienen más de diez años de producción y requieren de métodos de recuperación secundaria y mejorada. Por su parte los campos de aceite extra-pesado están en etapa de desarrollo con una primera producción en 2015. En conjunto, los campos mencionados aportaron el 7.20% de la producción total de crudo de 2015. Los campos Cárdenas, Ek-Balam y Bolontikú-Sinan tuvieron una producción superior a los 40 Mbdpc, pero se encuentran en fase de declinación y mantenimiento. En cuanto a la producción de gas fue el 3.76% de toda la producción con Bolontiku-Sinán, Cardenas y Ogarrio los que más aportaron.

El 14 de junio de 2016 Petróleos Mexicanos ingresó a la Secretaría de Energía (SENER) la solicitud para migrar las Asignaciones AE-0092-Cinturón Subsalino-10 y AE-0093-Cinturón Subsalino-11 a un Contrato para la Exploración y Extracción de hidrocarburos con el fin de celebrar una asociación con el consorcio que resulte ganador del proceso de licitación que de acuerdo a lo establecido en el artículo 13 de la Ley de Hidrocarburos, realizará la (CNH).

Estas dos Asignaciones cubren un área de 1,285 kilómetros cuadrados, dentro de las cuales se encuentra el descubrimiento Trion-1, que tiene reservas 3P certificadas de 482.3 MMbpce al 1 de enero de 2016 (CNH, 2016).

4.4.3 Participación en las rondas del Estado.

La participación de PEP en las rondas del Estado puede ser de manera individual o en asociación.

Las asociaciones de Pemex con privados son a través de la conformación de alianzas para participar en los procesos de licitación en CEE futuros, de las siguientes rondas en los que se podrán compartir los costos, gastos, inversiones, riesgos, así como utilidades, producción y demás aspectos. Queda determinado que el porcentaje mínimo de participación en alguna de las asociaciones de aguas profundas sea de un 20%.

Pemex participó en la ronda cuatro de aguas profundas adjudicándose en asociación con Chevron e Inpex Corporation el área 3 del cinturón plegado perdido. (SENER, 2016)

4.4.4 Comercialización y el acceso abierto

En el capítulo IV de la Ley de Hidrocarburos sobre “el acceso abierto”, se indica que los permisionarios que realicen el servicio a terceros de transporte y almacenamiento de hidrocarburos, deberán de dar el acceso abierto sin llevar acabo algún tipo de discriminación, para lo cual, la capacidad disponible deberá ser dada a conocer para su uso mediante un pago apegado a la tarifa y las condiciones determinadas por la CRE. Así Pemex actúa como empresa de servicio, en el que toda su infraestructura quedara abierta para que la usen otras petroleras.

4.5 LOS PROYECTOS DE PEP EN 2015

De acuerdo con Gustavo Hernández, Director de Operaciones de Exploración y Producción para el año 2015 con los cambios estructurales en su organización se realizaron los siguientes planes de ejecución:

Las actividades de producción se orientan en 286 campos, de los cuales PEP planea conservar sin cambios en su operación a 264 de ellos, así el portafolio de PEP incluye 41 proyectos, 12 en exploración y 29 para desarrollo y producción.

Los proyectos en exploración van de un periodo de 1 a 10 años y se ubican en 108 asignaciones las cuales se muestran en la Figura 4.9.

| No convencional | Aguas profundas | Aguas someras | Terrestres |
|-------------------------|-----------------|------------------|-------------|
| Aceite y gas en lutitas | Área perdido | Alosa (gas) | Llave (gas) |
| | Holok (gas) | Uchukil | Cuichapa |
| | Han | Chalabil | Comalcalo |
| | | Campeche Oriente | Pakal |

Figura 4. 9 Proyectos para exploración (Hernández, 2015)

En cuanto al resto de los proyectos, Kuna-Piklis y Trión están bajo diseño, en fase de desarrollo son 5: Aceite terciario del Golfo (no convencional), Ayatsil- Tekel (extrapsado), Ayin-Alux (pesado), Lakach (gas no asociado), Tsimin-Xux (superligero).

En producción hay 22: Arenque, Antonio J. Bermudez, Burgos, Cactus- Sitio Grande (gas no asociado), Cantarell, Crudo Ligero Marino, Ex-Balam, El Golpe- Puerto Ceiba, Ixtal- Manik, Jujo-Tecoaminacan, Ku-Maloob-Zaap, Ogarrio- Sánchez Magallanes, Poza Rica, Bellota-Chinchorro, Chuc, Costero Terrestre, Delta del Grijalva, Lankahuasa (gas no asociado), Macuspana, Tamaulipas- Constituciones, Veracruz y Yaxché.

Sin embargo en 2014 en exploración se tenían 16 proyectos, en desarrollo eran 17, para producción había 5, en declinación y mantenimiento eran 12 y para recuperación secundaria y mejorada 3 considerando Cantarell.

4.6 EL CONTEXTO GLOBAL DEL CRUDO

A pesar del descenso en la producción de petróleo en algunos países, debido ya sea a la madurez de sus campos, como son los casos de Reino Unido o Noruega en el bloque de Europa y Eurasia, o a las sanciones a Irán y Siria por parte de la ONU y del gobierno de EUA que imposibilitaron y disminuyeron sus exportaciones (SENER, 2013), en general el volumen de la producción mundial se ha incrementado desde los 86.15 MMbd en 2012 hasta los 94.51 MMbd en promedio en 2016, siendo Arabia Saudita, Rusia y EUA los principales productores con más de 8 MMbd.

En cuanto al consumo mundial de crudo, para finales de 2014 se llegó a 92.09 MMbd, entre los principales consumidores está la región Asia Pacífico de donde sobresale China; el segundo mayor consumidor mundial, Japón (tercera posición mundial) e India (cuarto lugar). El mayor consumidor de crudo fue EUA con 19.04 Mbd, en Sudamérica Brasil fue el quinto consumidor mundial y en Europa es Rusia el sexto mayor consumidor.

En la región de Norteamérica se sitúa el principal refinador de crudo en el mundo (EUA) con una capacidad de refinación de 17791 Mbd, seguido por China (14098 Mbd) e India (4319 Mbd), en la región de Medio Oriente Arabia Saudita ha incrementado su capacidad de refinación en un 11.9% de 2013 a 2104, sin embargo se ha enfocado en procesar crudos ligeros. Por su parte en Sudamérica Brasil es el principal refinador pero quien ha tenido que importar crudo ligero para procesarlo en sus refinerías y así poder operar al 90% mientras que exporta sus crudos pesados. (SENER, 2015)

Con estos factores de sobreoferta, la reducción en el uso de la capacidad de refinación y un cambio hacia la refinación de los crudos ligeros, en combinación de factores geopolíticos han ocasionado un colapso en el precio del crudo al pasar de 112 US/b en junio de 2014 a 44.83 US/b en agosto de 2016, en el caso del crudo marcador Brent. Para la mezcla Mexicana de exportación el precio fue de los 98 US\$/b a 38.96 US\$/b en el mismo periodo. (SENER, 2015).

En cuanto a las reservas mundiales de crudo, estas crecieron un 24% en los últimos 10 años. Siendo la región de Medio Oriente la que más apporto con un 47.7% del total mundial, seguida por la región Sur y Centroamérica, en el tercer puesto esta la región de Norteamérica quien creció un 5.2% anual debido a la incorporación de reservas de EUA.

En el contexto nacional en promedio se ha enviado 1,161 Mbd de crudo a refinación, de esta cantidad el 57.51% es crudo ligero y el resto es pesado; el 64.9% del proceso de crudo pesado se llevó a cabo en Cadereyta, Madero y Minatitlán, en cuanto al volumen procesado de crudo ligero el 79.5% lo concentraron Salamanca, Tula y Salina Cruz. Se presentaron reducciones en la capacidad de refinación debido a que la calidad del crudo cambio por los métodos de recuperación implementados lo que conllevó a ajustes y paros no programados, aunado a lo anterior los niveles de inventarios de productos como combustóleo, gasóleos de coque y gasolinas amargas llevaron a una reducción en el volumen del crudo procesado. Los principales compradores de crudo Mexicano en 2014 fueron EUA (69.4%), España (14.2%), India (7%) y Canadá (1.8%).

En cuanto a las tendencias globales de exploración y producción y aún bajo esta situación de sobreoferta en el mundo, los desarrollos se han comenzado a dirigir de los reservorios convencionales de baja complejidad y menor riesgo de ejecución (campos maduros y

recuperación mejorada) pero con un volumen menor de recursos, hacia la explotación de aceites extra pesados a baja profundidad, aguas ultra profundas y recursos no convencionales, que requieren nuevas tecnologías, inversiones y métodos de extracción pero con mayores volúmenes, como se indica en la Figura 4.10.

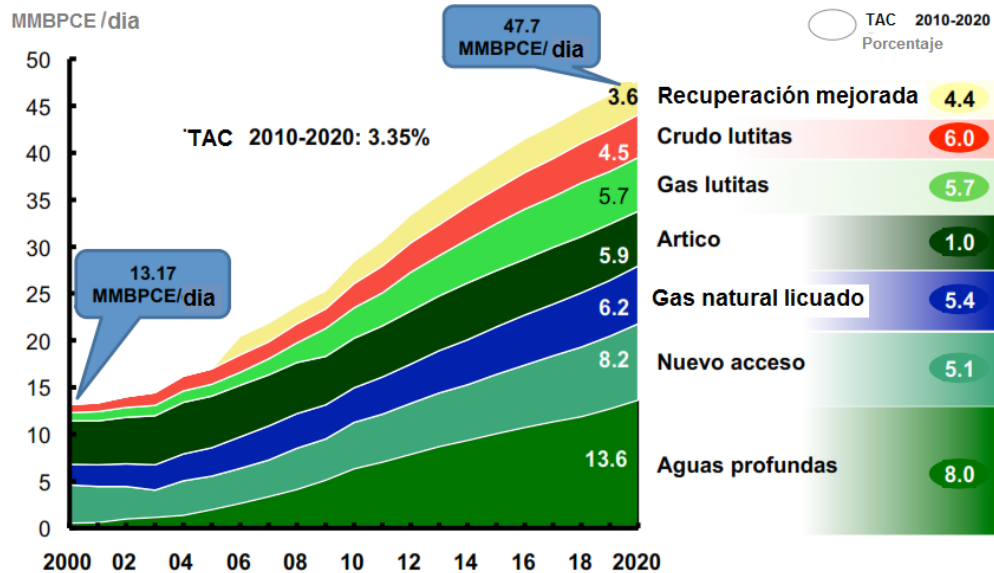


Figura 4. 10 Áreas de mayor crecimiento en la producción mundial. (PEMEX, 2014)

En México Pemex ha delineado una tendencia en la producción de acuerdo con lo esperado en las rondas y nuevos desarrollos para lo cual se tiene como base su producción y de las nuevas incorporaciones de crudo están relacionadas en asociaciones con Pemex en sus asignaciones como en futuras rondas, las cuales se aprecian en la Figura 4.11

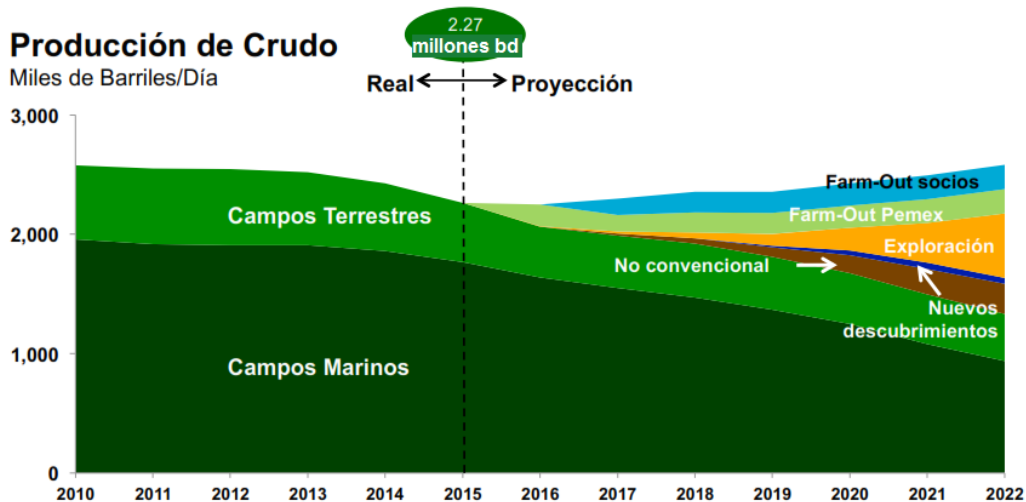


Figura 4. 11 Proyección de incorporación en la producción de México. (Hernández, 2015)

Pemex contempla que bajo un escenario de intensificación de asociaciones su producción de crudo para el año 2021 sea de 2.196 MMbd (PEMEX, 2016), equivalente al 90% de la producción total de México, véase Figura 4.11 de la producción de México para ese mismo año.

4.7 CONCLUSIONES

La nueva organización de Pemex se enfoca en desglosar las diferentes partes del negocio con un fin más específico no sólo a nivel de subsidiarias. En PEP se desglosó a las direcciones por tipo de campos y no por regiones, así aquellas partes que no cumplan con resultados de operación positivos quedaran plenamente identificadas y podría provocar su desaparición.

La Ronda Cero era una oportunidad para que Pemex se deslindara de aquellos campos que antes de la caída de los precios no eran rentables. A pesar de ello la Secretaria de Energía le dejó en resguardo 95 áreas que no cumplían con esta disposición, ni tampoco se le maneja un plan para deducir los costos generados por seguir operándolas.

En cuanto a los resultados de la RC, el gobierno planteó que Pemex mantuviera un ritmo constante de producción. Sin embargo, esto no sólo se trata de las reservas a disposición; sino del financiamiento, el reconocimiento de costos, la carga fiscal y los precios de los hidrocarburos, entre otros factores, que se engloban en las políticas de desarrollo del país, ya que si bien, PEP es parte de una empresa, esta sigue siendo una extensión pública que además de atender sus necesidades debe de cubrir las necesidades del Estado.

Con la migración de asignaciones que tienen un contrato previo, se pretende mejorar las condiciones fiscales que PEP tiene en estos campos (Campos maduros, Chicontepec, Aguas profundas); en los que la tecnología y los costos resultan inconvenientes bajo el nuevo contexto de precios, por lo cual se busca migrarlos con sus actuales operadores. Estos campos tienen similares condiciones que los licitados en la ronda tres, cuya producción es inferior a los 7 Mbdpce. Bajo este tipo de producción y las demandas de rentabilidad, la migración es una oportunidad de PEP para dejar campos que antes de impuestos resulten no rentables.

Los campos para farm out presentan altas producciones, pero están en etapas de declinación con necesidad de recuperación secundaria y mejorada o están en etapas de desarrollo y diseño, los campos de crudo extra-pesado como Ayatsil requieren de una importante inversión, que bajo las condiciones de financiamiento y presupuesto de PEP no le permitirán ejecutarlo sólo, teniendo el riesgo que al no cumplir con los programas mínimos de trabajo, le sean retiradas sin considerar dichos factores.

De las opciones del acceso abierto, si bien esta es una oportunidad de negocio al ofrecer capacidad para transporte a terceros en función de lo que el operador tenga libre. En el caso de PEP, lo que podría ser una barrera a la entrada para los nuevos operadores y por ende mantener el dominio y la ventaja en el transporte, se transforma en una herramienta para los nuevos operadores que pueden acceder a los ductos pagando una tarifa regulada. Así con la necesidad de aumentar la competencia, se podría incurrir inclusive en el desprendimiento de negocios que PEP ya tiene establecidos en sus ductos.

El régimen fiscal de PEP en las asignaciones es más duro que el de los contratos, aún en las migraciones que plantean un pago menor de impuestos, pero que demandan que la producción se incremente de tal manera que el balance en impuestos para el Estado sea igual. Así al quedar PEP como socio minorista, sus beneficios serían pocos y no se asegura que baje su carga fiscal.

Con lo cual del capítulo 4 y 2 se determinaron los siguientes componentes:

Oportunidades

- 01.- Aumentar el número de compradores de la mezcla mexicana a nivel internacional.
- 02.- Libertad de contratar a diferentes equipos de perforación acorde a las necesidades de cada proyecto.
- 03.- Posibilidad de migrar asignaciones con operador a contratos.
- 04.- Posibilidades de migrar las asignaciones a farm out.
- 05.- Participación en la definición de las características del socio o socios en los proyectos para farm out.
- 06.- Necesidad de otras compañías de utilizar la infraestructura de Pemex.
- 07.- Ofertar el servicio de operación y administración de campos.
- 08.- Participar en las rondas de licitación en México y el extranjero.

Amenazas

- A1.- Lento o nulo aumento en los precios internacionales del crudo.
- A2.- Diferencial de precios que penalizan a los crudos de Pemex.
- A3.- Control estatal fuerte.
- A4.- Mercado salarial competitivo en la industria petrolera
- A5.- Sufrir recortes presupuestales
- A6.- Crecimiento cero vía licitación.
- A7.- Serias dificultades geológicas con descubrimientos y desarrollos con poca producción.
- A8.- Limitación de las operaciones por parte de los reguladores en busca de la competencia
- A9.- Pérdida de asignaciones por decisión de la autoridad.

CAPÍTULO 5.- EL DISEÑO DE ESTRATEGIAS EN E&P Y LA VERSIÓN INSTITUCIONAL.

Como parte de la formulación de estrategias es conveniente en primera instancia describir en qué consisten cada uno de los componentes que integran la matriz FODA, para que posteriormente se visualice como éstos se relacionan entre sí, ya que no necesariamente todos los cruces de la matriz tienen correspondencia y una estrategia puede asociarse a uno o más cruces, además que un cruce puede agrupar más de una estrategia.

Para lo anterior y como se plantea en el ejercicio de la planeación estratégica, se parte de la misión y visión de la empresa que en el caso de PEP para el año actual no está definida en ninguna de sus presentaciones públicas, en el plan de negocios 2017-2021 o en la página institucional, aún aparecen las versiones de 2014 que son las siguientes:

Misión.- Maximizar el valor de los activos petroleros y los hidrocarburos de la nación, satisfaciendo la demanda nacional de productos petrolíferos con la calidad requerida, de manera segura, confiable, rentable y sustentable (Pemex, 2014).

Visión.- Ser reconocido por los mexicanos como un organismo socialmente responsable, que permanente aumenta el valor de sus activos y de los hidrocarburos de la nación, que es ágil, transparente y con alto nivel de innovación en su estrategia y sus operaciones (Pemex, 2014).

Así la primera sección de este capítulo trata sobre el diseño de estrategias a partir de los resultados de los capítulos anteriores, esta sección se compone de tres partes, la primera de ellas consta de describir cada una de las Debilidades y Fortalezas identificadas en PEP a fin entender su sustento y más adelante su proyección. Después se describen las Oportunidades y Amenazas y sus requerimientos asimismo señala que Debilidades y Fortalezas las promueven o limitan tal como se plantea en el capítulo 1. En la tercera parte se determinan las estrategias acordadas a las relaciones encontradas.

En la segunda sección se exponen las estrategias presentadas por PEP en el Plan de Negocios 2016 (no oficial) y el de 2017-2021. Más que enfrentar los resultados del ejercicio con ambas versiones se trata de entender los fundamentos por medio de los cuales se erigieron las directrices que servirán para continuar con el desarrollo de PEP y en general de Pemex en una industria petrolera desregulada, ya que la exploración y producción resulta el negocio más rentable de la petrolera nacional.

Se debe de considerar que para el trazado de las estrategias propias se partió de la información pública de Pemex y SENER para así mantener la continuidad de la antes paraestatal bajo el marco legal actual, sin embargo las diferencias con el plan institucional radican en esa información a la cual no se tiene acceso y que se espera haya sido determinante en el momento de plasmar las estrategias de PEP por parte de Pemex, SENER y SHCP.

5.1 DESCRIPCIÓN DE LAS DEBILIDADES Y FORTALEZAS.

En este apartado se hace una breve descripción de las debilidades y fortalezas encontradas durante la revisión de las capacidades de PEP del capítulo 3.

5.1.1 Debilidades

Con base en el diagnóstico del capítulo 3, se obtuvieron nueve debilidades las cuales son:

D1.- Incremento gradual de los costos de producción.

Los costos asociados a la producción de petróleo de 2004 a 2013 se incrementaron de 3.26 US\$/b a 7.91 US\$/b, derivados de una intensificación en el desarrollo de campos de baja producción, así como en mantener la recuperación mejorada de campos clave como Cantarell el cual mantuvo su declinación, por lo cual el volumen de producción disminuyó pese a la intensificación resultando en un aumento en los costos del 142%.

D2.- Elevada carga fiscal

La carga Fiscal de PEP es en promedio el 68% de sus ventas totales, equivalente al 98% de los impuestos de Pemex.

D3.- Alto porcentaje de campos maduros en declive geológico.

De los proyectos en producción, el 55% está en etapa de declinación y mantenimiento, de estos los más importante por su volumen son los proyectos de Crudo Ligerero Marino y Chuc, el 11% que están en fase de recuperación secundaria y mejorada, al igual que Cantarell, Antonio J. Bermúdez y Jujo-Tecominoacán.³¹

D4.- Grandes cantidades de reservas 3P y recursos prospectivos en sistemas complejos.

PEP tiene 10.1 MMbpce de reservas 3P en los campos de Burgos, Poza Rica-Altamira, Aceite Terciario del Golfo, aguas profundas y Veracruz ; que se catalogan como no convencionales o que requieren de grandes esfuerzos técnicos y económicos, que se presentan como el siguiente paso en el desarrollo de campos. También tiene en dichas áreas el 44.8% de sus recursos prospectivos convencionales y la totalidad de los no convencionales (5.2 MMbpce).

D5.- Declive en producción.

En nueve años de intensificación de la producción se incorporaron 99 campos, siendo la región Norte la que acumuló 77, en ellos se perforaron 4,550 pozos productores (87% región Norte) hasta contabilizar 9,836. Sin embargo, la producción por pozo disminuyó en promedio un 8.6% anualmente pasando de 833 a 371 bd. (SENER, 2015)

D6.- Poca actividad en recursos no convencionales, aguas profundas, ultraprofundas y crudos extra-pesados.

Los criterios tomados durante la selección de campos en producción durante la ronda cero, en específico para aquellos en este rubro fueron los siguientes (PEMEX, 2014):

Chicontepec: solicitar campos con el mayor grado de desarrollo y contratos de COPS y CIEPS vigentes; involucrar en el corto plazo socios para acelerar el proceso de innovación necesario para incrementar la productividad, eficiencia y factor de recuperación.

³¹ Cálculos propios con base en la información de la BDI de Pemex.

Aceite extra pesado (aguas someras): solicitar campos en desarrollo con importancia de producción en el corto plazo, participación de socios que aporten su conocimiento técnico y capital de riesgo.

Aguas profundas: solicitar continuar con el desarrollo de Lakach, solicitar socios en campos de aceite (Trión, Maximino, Exploratus y Supremus) y gas (Holok, Piklis y Kunah).

D7.- Alta sensibilidad a los precios de gas y petróleo

Si el precio del crudo es alto, los trabajos en extracción se intensifican, aun cuando se presentan incrementos en los costos al tener campos de baja producción y/o elevados requerimientos técnicos y económicos, pero que en ese momento generan ganancias. Sin embargo con precios bajos y con los mismos costos de producción los campos en dichas circunstancias dejan de ser rentables, es decir los costos pasan del 30% al 80 o 90% del valor de las ventas y su operación no se justifica, ocasionando una disminución en las operaciones.

D8.- Limitado margen estratégico y presupuestal.

La estrategia de Pemex y por lo tanto de PEP proviene de las necesidades estatales en materia de energía e ingresos económicos, como los son: los volúmenes de producción fijados como metas (un incremento de estas en temporada de precios bajos sirven para compensar la reducción de los ingresos); el hecho de ser el principal proveedor de crudo y gas para las EPEs de transformación; el comodín de SENER y SHCP (como ejemplo son las áreas que se le quedaron a resguardo y en las que debe de mantener la producción). El presupuesto y sus reducciones obedecen a ajustes en las cuentas públicas que afectan en gran medida a la petrolera.

D9.- Endeudamiento

El pasivo (el cual involucra deuda directa y beneficio a empleados) se ha incrementado 5.06% anualmente, colocándose en \$1, 342,979 miles de pesos en 2013, siendo 2.72 veces mayor que su patrimonio y 4.67 veces mayor que su inversión. Lo cual provoca que parte de la inversión se destine al pago de deuda o al refinanciamiento de la misma.

5.1.2 Fortalezas

Con base en el diagnóstico del capítulo 3, se seleccionaron 7 fortalezas descritas a continuación.

F1.- Bajo costo de operación

Aun cuando su costo de operación se ha incrementado en los años recientes, en 2013 PEP tenía los costos de exploración, producción y desarrollo más bajos entre 10 de los principales operadores a nivel mundial. El costo de producción de PEP registraba un US\$/b 7.91 mientras que el operador más cercano tenía US\$/bpce 8.51 (Statoil) y el más alto era de US\$/bpce 17.22 (Petrobras), mientras que el costo de exploración y desarrollo de PEP en ese año fue de US\$/bpce 14.35, en este caso el más cercano lo marco BP con US\$/bpce 15.19 y el más alto fue de Total US\$/bpce 32.40 (PEMEX, 2015).

F2.- Contar con una estructura reorganizada y definida por líneas de negocio.

Con los cambios organizacionales adoptados por PEP se formó un modelo operativo basado en dos líneas de negocio. La primera enfocada en exploración incluyendo la evaluación del potencial petrolero, la incorporación de reservas y la caracterización inicial, así como delimitación de yacimientos. La segunda es la producción que involucra el desarrollo de campos, la explotación de yacimientos y el manejo comercial de hidrocarburos. Se reestructuró en divisiones acordes con los campos en explotación, el manejo de recursos humanos y la protección al ambiente.

F3.- Contar con infraestructura de explotación y exploración actualmente en operación.

Después de la separación de la unidad de Perforación y Servicios, PEP mantuvo las siguientes instalaciones: 30 mil pozos, 300 plataformas, instalaciones de producción y proceso, 4 activos de exploración y 15 activos de producción.

F4.- Tener volúmenes de reserva 1P, 2P y 3P identificados previamente dentro de las asignaciones.

Como resultado de la RC, PEP obtuvo asignaciones para 334 campos en 381 áreas con el 93% de las reservas 1P, el 83% de las reservas 2P y el 76% de las reservas 3P existentes. En cuanto a los recursos prospectivos se le otorgo el 21% del total del país.

F5.- Amplia experiencia en el desarrollo y operación en aguas someras.

PEP es el mayor productor de crudo en aguas someras, de las cuales extrae el 75% de la producción total de petróleo de Pemex, con la nueva reorganización la subdirección de aguas someras estará integrada por los activos de producción Cantarell, Ku Maloob Zaap, Abkatun Pol-Chuc, Litoral de Tabasco-Tsimin-Xux y Ayatsil-Tekel-Utsil. En estos campos se tienen costos de hasta 7 dólares por barril.

F6.- Mejora constante en las prácticas de operación y servicios.

Respecto a la disminución en los índices de accidentes, gravedad en la operación y protección al medio ambiente, PEP ha mostrado un avance significativo; el primero de estos indicadores es el índice de frecuencia que nos muestra el número de accidentes por cada millón de horas hombre trabajadas, el cual en 2013 fue de 0.49 y que se redujo un 70.66% respecto a 2004, cuando registró 1.67, siendo el más alto de todo Pemex. El indicador de gravedad relaciona el número de días perdidos por cada millón de horas hombre trabajadas, el cual paso de 107 a 38 en 10 años, es decir, un descenso constante del 10.8% anual. En cuanto al número de fugas, estas se han reducido un 8.43% al año y en 2013 se tuvieron 153. Si bien el volumen vertido cada año puede variar indistintamente de la cantidad de fugas, el impacto de estas ha sido cada vez menor, ya que los volúmenes han decrecido un 32.35% desde el 2007 cuando registró el mayor volumen derramado (14,992 toneladas) y que en 2013 fue de 2,123 toneladas.

F7.- Tener una red propia de ductos de transporte

PEP tiene los modelos de manejo y transporte de hidrocarburos, estos servicios le permitirán operar sus campos de manera más eficiente que los nuevos operadores quienes no los poseen. En 2014 PEP tenía 5,090 km de oleoductos y 8,743 km de gasoductos.

5.2 DESCRIPCIÓN DE LAS OPORTUNIDADES Y AMENAZAS, ASÍ COMO SUS INTERRELACIONES.

En esta sección se describen las oportunidades y amenazas encontradas en la revisión del capítulo 4, también se indican los requisitos necesarios para aprovecharlas o evitarlas respectivamente y se conjuntan con las debilidades y fortalezas para afrontarlas.

5.2.1 Oportunidades

Como resultado del capítulo 4, se obtuvieron 8 oportunidades las cuales se describen a continuación.

01.- Aumento del número de compradores de la mezcla mexicana a nivel internacional.

Entre las regiones para expandirse en la exportación sobresalen, aparte de EUA, áreas como Europa y el Lejano Oriente. Si bien los principales consumidores de crudo nacional fueron en 2014 EUA (69.4%), España (14.2%), India (7%) y Canadá (1.8%), en la región de Asia Pacífico China y Corea buscan nuevos proveedores. Aun cuando China es uno de los principales productores de crudo a nivel mundial, tiene un déficit en cuanto a su consumo y por lo cual debe importar para satisfacer su demanda interna.

Requisitos

Para aprovechar esta oportunidad se requiere de un aumento en la producción de crudo de tal forma que no se deje sin suministro a los actuales compradores, aunado a costos operativos bajos que permitan a la mezcla mexicana competir en estos mercados.

Fortalezas: F1 y F5

Debilidades: D3 y D5

02.- Libertad de contratar a diferentes equipos de perforación acorde a las necesidades de cada proyecto.

Si bien PEP contrata equipos de perforación y sus indicadores operativos se han incrementado, esta oportunidad les da mayor flexibilidad para acceder a compañías especializadas, sus equipos y personal calificado. Esto con la finalidad de operar nuevos campos con características más demandantes a los convencionales, en donde no se tiene experiencia, así como a servicios de mantenimiento de pozos con costos menores a los generados en PEP y con ello a la desincorporación de personal y por lo tanto de pasivos; desligando de PEP al sindicato y la inclusión excesiva de personal.

Requisitos

Desincorporación de perforación y servicios, así como una adecuada administración y selección de operadores.

Fortalezas: F2 y F6

Debilidades: D7 y D8

03.- Posibilidad de migrar asignaciones con operador a contratos.

Como PEP está obligada a dar resultados positivos y a maximizar el valor del crudo, el migrar a contratos los campos que anteriormente estaban bajo otro rubro de operación (COPs, CIEPs) y que en el estado actual de precios resultan incosteables, permite mejorar los resultados de operación de PEP, así como los términos fiscales de dichas áreas, esperando el reconocimiento de sus inversiones.

Requisitos

Reglas y acciones eficientes por parte de las autoridades encargadas de las migraciones de dichas asignaciones.

Fortalezas: F1, F2 y F6.

Debilidades: D2 y D8.

04.- Posibilidad de migrar las asignaciones a farm outs.

Seleccionar las asignaciones que necesiten de una asociación con terceros para su desarrollo o producción, considerando el entorno económico mundial, los costos, riesgos asociados y posibilidades de éxito. Reconociendo el grado de inversión de PEP en cada una de ellas, estableciendo porcentajes y roles de participación convenientes para PEP.

Requisitos

Tener libertad de gestión para tomar estas decisiones, evitando que se involucren intereses externos ya sea políticos o geopolíticos.

Fortalezas: F1, F2, F4 y F6.

Debilidades: D2, D8, y D9.

05.- Participación en la definición de las características del socio o socios en los proyectos para farm outs.

Esta oportunidad radica en la participación de PEP en el proceso de licitación del socio para los farm outs, que será llevada por parte de CNH, pero en donde la opinión de PEP respecto a las necesidades y requerimientos directos de cada proyecto, resultan cruciales en las expectativas a futuro en el desarrollo de estos campos.

Requisitos

Tener la autonomía y el reconocimiento de la toma de decisiones respecto al tipo de socio o socios necesarios y que los términos no sean impuestos por el Estado debido a intereses geopolíticos o ideológicos.

Fortalezas: F2, F5 y F6.

Debilidades: D6, D7, D8 y D9.

06.- Necesidad de otras compañías de utilizar la infraestructura de Pemex.

Con la infraestructura de ductos y gasoductos que mantiene PEP podría dar servicio a los nuevos productores en el acceso abierto ya sea para recolección, transporte o almacenamiento. Entendiendo que no puede negarse.

Requisitos.

Evaluar el alcance del servicio a partir de las necesidades básicas de PEP, ya que se orientara primordialmente a cubrir sus necesidades y posteriormente a brindar el acceso abierto, para que este no afecte sus funciones principales.

Fortalezas: F6 y F7.

Debilidades: D2 y D8.

07.- Ofertar el servicio de operación y administración de campos.

A diferencia de los nuevos negocios basados en la infraestructura propia, esta se orienta en la capacidad de gestión y administración de campos de los nuevos productores, si bien los licitantes ganadores de las rondas tienen recursos técnicos propios, estos podrían adquirir los servicios de exploración, delimitación y desarrollo de activos.

Requisitos

Existencia de consorcios ganadores con potencial económico que requieran de servicios operativos.

Fortalezas: F2, F5 y F6.

Debilidades: D3 y D6.

08.- Participar en las rondas de licitación de México y el extranjero.

Ampliar la carpeta de proyectos bajo licitación de nuevos campos, ya que es una forma de crecer si no se tienen adjudicaciones directas. Durante la ronda cero PEP no recibió el total de lo solicitado y conoce el potencial, así como el riesgo de cada área que sea licitada. Se cuantificó en 2014 que el 52% de los recursos prospectivos convencionales están en aguas profundas, así se han identificado 10 campos en este tipo de activos con reservas 2P por 419 MMbpce y 2,265 MMbpce de reservas 3P, como forma de corroborarlo se han hecho descubrimientos y confirmaciones por parte de PEP acerca del tipo de crudo que contienen el cual está entre ligero y superligero.

Requisitos

Tener un manejo pleno y creciente de los activos asignados, así como de los proyectos en farm out, que incentiven la posibilidad de competir en las licitaciones futuras.

Fortalezas: F2, F3, F5 y F6.

Debilidades: D2, D4, D6, D7 y D8.

5.2.2 Amenazas

Se detectaron 9 amenazas durante la revisión del capítulo 4, las cuales son:

A1.- Lento o nulo aumento en los precios internacionales del crudo.

La caída precipitada de los precios del barril de petróleo en 2014 a menos de la mitad, no ha mostrado signos de pronta recuperación como en 2009 que al año siguiente comenzó un acenso sostenido que rebasó los precios de años anteriores, en vez de eso el precio en el mejor de los casos podría apuntalarse en los 60 US\$/b debido al superávit en producción a nivel mundial, de acuerdo con la Agencia Internacional de la Energía. Así como al recorte en producción de la OPEP. (El Gamail & López, 2017)

Requisitos

Mejorar las prácticas operacionales que procuren una disminución en los costos de operación de los campos asignados, a partir de la toma de decisiones que promuevan un mayor valor al crudo.

Fortalezas: F1 y F6.

Debilidades: D1, D2, D3, D5, D6 y D7.

A2.- Diferencial de precios que penaliza a los crudos de Pemex.

Al estar en un mercado con sobreoferta en el que los productores convencionales tienen crudos con mayores rendimientos respecto a la mezcla Mexicana de exportación, y en el que el diferencial de precios entre ellos se reduce, podría desplazar al petróleo de México de las refinerías extranjeras. El diferencial de precios entre los crudos marcadores (WTI, Brent) y la mezcla mexicana en promedio es de 8 US\$/b (Secretaría de Economía, 2016).

Requisitos

Ratificar y mejorar los acuerdos comerciales, así como formalizar nuevos en áreas en donde existan desatenciones por parte de los proveedores.

Fortalezas: F1 y F6.

Debilidades: D1, D5, D6, D7 y D8.

A3.- Control estatal fuerte.

Sesgar la toma de decisiones de PEP hacia necesidades energéticas, económicas y políticas del Estado, no reconociendo capacidades operativas y de gestión que se orienten a incrementar la generación de valor en la empresa productiva, ya que el consejo de administración aún mantiene esa parte gubernamental (SENER y SHCP) en la administración de Pemex.

Requisitos

Determinación en la parte administrativa y operativa de PEP para justificar y ratificar cada una de sus decisiones.

Fortalezas: F2 y F6.

Debilidades: D2, D8 y D9.

A4.- Mercado salarial competitivo en la industria petrolera.

Las nuevas empresas podrían llevarse personal de PEP, tanto en puestos de campo como de dirección ocasionando la imposibilidad de ofrecer los servicios de operación a terceros.

Requisitos

Crear políticas de selección y retención de personal.

Fortalezas: F2 y F7.

Debilidades: D1, D2, D3, D6 y D8.

A5.- Sufrir recortes presupuestales

A consecuencia de los ajustes realizados en el gasto público en 2016, se aplicó un recorte presupuestal por 100 mil millones de pesos a Pemex, de estos PEP absorbió 46 mil 800 millones de pesos que se tradujeron en una caída en la producción de 100 Mbd. Para el año 2017 se tiene planeado un recorte al gasto público por 239 mil 700 millones de pesos que afectaran a Pemex (El financiero, 2016).

Requisitos

Orientarse en preservar y desarrollar los campos con menores costos e incrementar la eficiencia de las operaciones por parte del personal.

Fortalezas: F1 y F6.

Debilidades: D1, D2, D3, D4, D5, D6, D7, D8 y D9.

A6.- Crecimiento cero mediante licitación

Licitantes con mejores condiciones financieras y técnicas en el desarrollo de nuevos proyectos, que imposibiliten el competir por nuevas áreas.

Requisitos

Administrar y nivelar la producción en las asignaciones, para liberar recursos suficientes para competir en asociación por nuevas asignaciones.

Fortalezas: F1, F2, F5 y F6.

Debilidades: D1, D5, D6, D7, D8 y D9.

A7.- Serias dificultades geológicas con descubrimientos y desarrollos con poca producción.

Como se observa en la Tabla A.11 la producción de crudo promedio por pozo ha disminuido año con año, debido al incremento en la complejidad geológica de los nuevos proyectos y al tipo de crudo extraído, lo que conllevaría a tener aumentos graduales en los costos de producción. Si bien se trabajó en el desarrollo de campos para mantener la producción, muchos de los pozos presentaban menores rendimientos. En 2015 PEP descubrió 4 campos en el Litoral de Tabasco (ESAH-1, CHEEK-1, BATSIL-1 y XIKIN-1) cercanos a Cantarell cuya producción iniciaría en 16

LÍMITES Y ALCANCES DE LA ESTRATEGIA DE PEMEX EXPLORACIÓN Y
PRODUCCIÓN EN UNA INDUSTRIA ENERGÉTICA DESREGULADA
CAPÍTULO 5

meses para estabilizarse en 20 meses con 200 mil barriles diarios, para 2016 se anunciaron seis nuevos yacimientos de crudo ligero y superligero con una producción que alcanzarían los 15 Mbdpce, dos en aguas profundas (a seis mil kilómetros en el cinturón plegado perdido) y cuatro en aguas someras entre Tabasco y Veracruz con 7 Mbdpce (Animal político, 2016).

Requisitos

Orientarse en áreas con un mayor grado de éxito, así como a zonas cercanas a campos en producción.

Fortalezas: F5, F6, y F7.

Debilidades: D1, D3, D4, D5, D6, D8 y D9.

A8.- Limitación de las operaciones por parte de los reguladores en busca de la competencia.

Con la liberalización del sector y la entrada de nuevos competidores, se le podría orillar a PEP a dejar parte de sus líneas de negocio ya sea en el transporte, exploración o administración de campos mediante una legislación orientada a la competencia. En la que su tamaño y alcance sería un problema al considerarlo como un actor preponderante.

Requisitos

Establecer una regulación parcial evitando premiar a operadores ineficientes en la búsqueda de la competitividad.

Fortalezas: F7

Debilidades: D8 y D9.

A9.- Pérdida de asignaciones por decisión de la autoridad.

Como parte del Transitorio Sexto del Decreto de Reforma, en las asignaciones a PEP se deben de implementar programas mínimos de trabajo en exploración e inclusive en desarrollo, a fin de demostrar que se está llevando a cabo la inyección de inversiones en el sector y un aprovechamiento de los recursos. Sin embargo, al no realizar dichas actividades, las asignaciones serán devueltas al Estado para su futura inclusión en las rondas de licitación, aun sin considerar los efectos externos que pueden o podrían retrasar los trabajos en ellas.

Requisitos

No haber realizado trabajo alguno en las áreas asignadas, lo cual causara una devolución de dichas zonas.

Fortalezas: F2, F3, F4 y F6.

Debilidades: D1, D2, D3, D4, D6, D7, D8 y D9.

| EXT | INT | FORTALEZAS | | | | | | DEBILIDADES | | | | | | | | | |
|---------------|-----|------------|----|----|----|----|----|-------------|----|----|----|----|----|----|----|----|----|
| | | F1 | F2 | F3 | F4 | F5 | F6 | F7 | D1 | D2 | D3 | D4 | D5 | D6 | D7 | D8 | D9 |
| OPORTUNIDADES | O1 | ■ | | | | ■ | | | | | ■ | | ■ | | | | |
| | O2 | | ■ | | | | ■ | | | | | | | | ■ | ■ | |
| | O3 | ■ | ■ | | | | ■ | | | ■ | | | | | | ■ | ■ |
| | O4 | ■ | ■ | | ■ | | ■ | | | ■ | | | | | | ■ | ■ |
| | O5 | | ■ | | | ■ | ■ | | | | | | | ■ | ■ | ■ | ■ |
| | O6 | | | | | ■ | ■ | ■ | | ■ | | | | | | | ■ |
| | O7 | | ■ | | | ■ | ■ | | | | ■ | | | ■ | | | |
| | O8 | | ■ | ■ | | ■ | ■ | | | ■ | | ■ | | ■ | ■ | ■ | |
| AMENAZAS | A1 | ■ | | | | | ■ | | ■ | ■ | ■ | | ■ | ■ | ■ | | |
| | A2 | ■ | | | | | ■ | | | | | | ■ | ■ | ■ | ■ | |
| | A3 | | ■ | | | | ■ | | | ■ | | | | | | ■ | ■ |
| | A4 | | ■ | | | | | ■ | | ■ | ■ | | | ■ | | ■ | |
| | A5 | ■ | | | | | ■ | | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ |
| | A6 | ■ | ■ | | | | ■ | | ■ | | | | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ |
| | A7 | | | | | ■ | ■ | ■ | | | ■ | ■ | ■ | ■ | | ■ | ■ |
| | A8 | | | | | | | ■ | | | | | | | | ■ | ■ |
| | A9 | | ■ | ■ | ■ | | ■ | | ■ | ■ | ■ | ■ | | ■ | ■ | ■ | ■ |

Figura 5. 1 Interrelaciones de la Matriz FODA del ejercicio de PEP.

5.3 LAS ESTRATEGIAS

Mediante las relaciones antes descritas entre las oportunidades y amenazas con sus fortalezas y debilidades, se obtuvieron las siguientes estrategias:

E1.-Seleccionar las áreas a desarrollar con reservas 1P cuyos costos de producción sean bajos y su rendimiento en producción sea alto. (Exploración)

A partir de la previa identificación de las áreas con reservas dentro de las asignaciones, se debe de enfocar la delimitación para el desarrollo de aquellas con menor complejidad geológica, que se encuentre cerca de los actuales campos en producción para aprovechar la infraestructura existente, así como en sitios en donde el personal tiene más experiencia (aguas someras).

E2.-Seleccionar eficientemente los equipos de perforación basados en costos y acorde a las necesidades de cada proyecto. (Exploración y Producción)

Con base en la reestructuración de la organización y su especificación por área de operación, debe de contar con un amplio portafolio de equipos de perforación y servicios que oferten la tecnología a costos competitivos, tomando como referencia el costo y experiencia de Pemex perforación y servicios.

LÍMITES Y ALCANCES DE LA ESTRATEGIA DE PEMEX EXPLORACIÓN Y
PRODUCCIÓN EN UNA INDUSTRIA ENERGÉTICA DESREGULADA

CAPÍTULO 5

E3.- Migrar las asignaciones con operadores actuales que presenten costos elevados y producciones marginales. (Producción)

De las áreas que resulten no seleccionadas para desarrollo y producción por parte de PEP, se debe de buscar migrar aquellas que con bases técnicas y financieras resulten deficitarias. Aprovechando que ya cuenten con operadores de servicios dispuestos a tomar estas asignaciones y a reconocer las inversiones de PEP.

E4.- Mejorar de las condiciones del régimen fiscal para la promoción de desarrollo de áreas no rentables para PEP. (Producción)

Negociar con el Estado un régimen fiscal competitivo en dichas migraciones, que contemplen las complicaciones técnicas y económicas de cada asignación, tal que agilice y promueva con los operadores actuales una ágil migración, encaminada a mantener la producción en estos sitios.

E5.-Jerarquizar asignaciones por reservas proyectadas y riesgo de operación que permita identificar a aquellas que requieran de una participación externa. (Exploración y Producción)

De las asignaciones que no cuentan con operadores de servicios y cuyos costos son superiores a los promedios, pero cuyas proyecciones muestren grandes cantidades de reservas, seleccionar aquellas en las que PEP podría participar con un porcentaje en inversión y operación acorde a sus capacidades financieras y técnicas. Que se oriente a mejorar sus condiciones fiscales que promuevan su desarrollo.

E6.-Seleccionar a los socios a largo plazo en búsqueda de una mejora en la capacitación del personal de PEP en áreas con poca experiencia a través de un Impulso selectivo. (Exploración y Producción)

Orientar la selección de socios hacia aquellos que permitan la participación del personal de PEP en las áreas de operación, con lo cual se logre un crecimiento en la curva de aprendizaje a través de la adquisición de técnicas nuevas y el uso de tecnologías, más que enfocarnos en socios productores que limiten dicha participación y que sólo dirijan a la asociación a la parte de aporte de capital.

E7.-Establecer los requerimientos técnicos y financieros para farm outs con metas a corto plazo basados en una explotación intensiva. (Producción)

Poner por enfrente de la curva de aprendizaje los resultados operativos, es decir dirigir la selección de socios a subsanar las carencias técnicas cediendo la operación y apostando por los mayores beneficios económicos.

E8.- Acaparar el transporte, adecuación y almacenamiento de crudo en México. (Servicio)

Ofertara el servicio de transporte a los nuevos operadores privados los cuales carecen de ellos y cuyo objetivo se centra en operar sus campos, lo cual dejaría este rubro en manos de PEP.

LÍMITES Y ALCANCES DE LA ESTRATEGIA DE PEMEX EXPLORACIÓN Y
PRODUCCIÓN EN UNA INDUSTRIA ENERGÉTICA DESREGULADA

CAPÍTULO 5

E9.-No llevar a cabo el servicio de operación y administración de campos externos.
(Servicio)

Enfocar las capacidades en las áreas propias, procurando mejorar los indicadores de eficiencia, ya que los beneficios provenientes de los servicios son menores con respecto a los ingresos por la producción propia y así evitar que los nuevos operadores compitan directamente con PEP.

E10.-Seleccionar los campos por los que se ofertará en las futuras rondas de licitación.
(Exploración y Producción)

Con base en el conocimiento previo adquirido por los trabajos en exploración y desarrollo de campos antes de la reforma e inmediatos en la solicitud de áreas a asignar en la ronda cero, seleccionar los campos que SENER no adjudico a PEP y en los que se tienen reservas con un potencial alto para materializar, teniendo en cuenta las necesidades técnicas y financieras de éstos, así como las capacidades propias al momento de ofertar para así decidir si licita solo o en asociación.

E11.- Realizar acuerdos de venta de crudo mejorando los precios a través del liderazgo de costos. (Servicio)

Manejar descuentos en los precios del crudo mexicano considerando que se tiene un costo de producción menor que otras empresas productoras, como respuesta a una posible reducción en el diferencial de precios entre los crudos por el aumento de la oferta.

E12.-Elaborar planes en producción y servicios, así como a la adquisición de tecnología que promuevan la reducción de costos. (Producción)

Se trata de diversificar el portafolio de proveedores que conlleven a una reducción en los precios de los insumos y consumibles en la operación, por medio de la disminución de las adjudicaciones directas, aunados a estándares de transparencia y rendición de cuentas que imposibiliten los actos de corrupción de los mandos medios y altos de PEP.

E13.-Encogimiento por desincorporación de activos al evaluar beneficios y preparar el retiro o desinversión. (Exploración y Producción)

Dada la selección de campos a migrar a farm outs y la premura en los tiempos de ejecución en los mismos, se vuelve necesario el encogimiento y la desinversión de aquellas áreas que representan un problema financiero, en este sentido se deben de dejar los campos asegurándose de no continuar las operaciones como sucedió con las áreas a resguardo que conlleven costos no reconocidos.

LÍMITES Y ALCANCES DE LA ESTRATEGIA DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN EN UNA INDUSTRIA ENERGÉTICA DESREGULADA

CAPÍTULO 5

| EXT | INT | FORTALEZAS | | | | | | DEBILIDADES | | | | | | | | | | |
|---------------|-----|------------|-------------|-------------|-------------|---------------------|---------------------|--------------------------|---------------------|----------------------|---------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|---------------------|-------------|
| | | F1 | F2 | F3 | F4 | F5 | F6 | F7 | D1 | D2 | D3 | D4 | D5 | D6 | D7 | D8 | D9 | |
| OPORTUNIDADES | 01 | E1,E11 | | | | E1, E2, E12, E5 | | | | | E1, E2, E12 | | E1, E2, E7 | | | | | |
| | 02 | | E2, E6 | | | | E2, E6 | | | | | | | | E2, E13 | E2, E12 | | |
| | 03 | E1, E3 | E3 | | | | E3 | | | E4, E12 | | | | | | E4, E13 | | |
| | 04 | E5, E6 | E5, E6 | | E5, E7, E12 | | E5, E12 | | | E4, E5, E13 | | | | | | E4, E5 | E4, E5, E13 | |
| | 05 | | E6, E12 | | | E6, E12 | E6, E12 | | | | | | | E6 | E7, E13 | E7 | E7, E13 | |
| | 06 | | | | | | E8 | E8 | | E12 | | | | | | | E12 | |
| | 07 | | E9 | | | E9 | E9 | | | | E12 | | | E12 | | | | |
| | 08 | | E10 | E10 | | E10 | E10 | | | | | E10, E12 | | E10, E12 | E10 | E10, E12, E13 | | |
| AMENAZAS | A1 | E12, E11 | | | | | E11 | E12, E1 | E12, E4 | E12, E3, E5, E7, E13 | | E12, E3, E5, E7, E13 | E1, E12, E3, E5, E13 | E12, E11, E13 | | | | |
| | A2 | E12, E11 | | | | | E12, E11 | E12, E1, E3, E5, E7, E13 | | | | E12, E1, E3, E5, E7, E13 | E12, E1, E3, E5, E7, E13 | E12, E1, E3, E5, E7, E13 | E12, E1, E3, E5, E7, E13 | E12, E1, E3, E5, E7, E13 | | |
| | A3 | | E12 | | | | E12 | | E13 | | | | | | | E13 | E13 | |
| | A4 | | E9 | E9 | | | E9 | E9 | E9 | E9 | E9 | | | E9 | | E9 | | |
| | A5 | E12 | | | | | E12 | E1, E3, E5, E7, E13 | E1, E3, E5, E7, E13 | E1, E3, E5, E7, E13 | E1, E3, E5, E7, E13 | E1, E3, E5, E7, E13 | E1, E3, E5, E7, E13 | E1, E3, E5, E7, E13 | E1, E3, E5, E7, E13 | E1, E3, E5, E7, E13 | E1, E3, E5, E7, E13 | |
| | A6 | E12, E10 | E12, E10 | | | | E12, E10 | E12, E10 | E4, E10, E7 | | | | | E4, E10, E7 | E4, E10, E7 | E4, E10, E7 | E4, E10, E7 | E4, E10, E7 |
| | A7 | | | | | E12, E2, E4, E5, E7 | E12, E2, E4, E5, E7 | E12, E2, E4, E5, E7 | E5, E7, E13 | | E5, E7, E13 | E5, E7, E13 | E5, E7, E13 | E5, E7, E13 | E5, E7, E13 | | E5, E7, E13 | E5, E7, E13 |
| | A8 | | | | | | | E12 | | | | | | | | | E5, E7, E13 | E5, E7, E13 |
| | A9 | | E5, E12, E7 | E5, E12, E7 | | E5, E12, E7 | | E5, E12, E7 | E5, E12, E7 | E5, E12, E7 | E5, E12, E7 | E5, E12, E7 | E5, E12, E7 | | E5, E12, E7 | E5, E12, E7 | E5, E12, E7 | E5, E12, E7 |

Figura 5. 2 Matriz con distribución de estrategias

5.4 EL PLAN DE NEGOCIOS DE PEP 2016 y 2017-2021.

En el Artículo 2 del Título Primero del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción se establece que PEP está sujeta a la conducción central, dirección estratégica y coordinación de Petróleos Mexicanos (DOF, 2017), de conformidad con lo establecido en la Ley de Petróleos Mexicanos y su Reglamento. Por lo cual el Plan de negocios de PEP esta englobado de manera general en el plan de negocios de Pemex al establecer los objetivos y estrategias referentes a las actividades de exploración y producción. Sin embargo el plan anterior de Pemex data de 2014 y no es hasta 2016 que se emite nuevamente un plan de negocios de la empresa el cual se proyecta a partir de 2017 y hasta 2021. La versión de 2016 se manejó sólo para el corporativo de Pemex y es la base de lo que se estima son las estrategias para devoluciones, asociaciones en asignaciones por medio de migraciones sin licitación y farm out.

5.4.1 La versión actual del Plan 2017-2021

El Plan de Negocios de PEP (PEMEX, 2016) no muestra la misión y visión de la empresa, tampoco los objetivos, estrategias, justificaciones y proyectos por medio de los cuales se obtendrán los resultados esperados, tampoco expone un análisis de la situación interna y externa de la compañía, como sus versiones anteriores.

El Plan de Negocios basado en la rentabilidad, se sustenta en la disminución de los niveles de inversión por parte de Pemex en las actividades de Exploración y Producción, le apuesta a seleccionar y operar los proyectos rentables después de impuestos (no mencionados ni cuantificados), pero aún más importante; en asociarse para desarrollar los proyectos que resultan deficitarios bajo el marco fiscal aplicable, llamados farmouts y con ellos mejorar los términos recaudatorios antes mencionados. Aumentando los niveles de producción en un 15% que compensen así los ingresos para el Estado y la inversión faltante en PEP, para así tener números positivos en un corto plazo de tiempo.

Aunado a esto, el documento de la visión de negocio de dicho plan indica que mediante los farmouts el balance financiero de Pemex mejorará al grado que sea positivo en 2021 y bajo un escenario intensivo de asociaciones lo hará en 2018, disminuyendo sus niveles de deuda consolidada, para lo cual de acuerdo con el plan se deben de hacer en dos años 169 asociaciones en exploración y producción, siendo los campos de gas no asociado de Burgos y Veracruz los mayores en número con 89, seguidos por las asignaciones terrestres de las áreas norte y sur con 64.

5.4.2 Plan de negocios de PEP 2016-2020, la presentación para el corporativo.

Este plan presentado en diciembre de 2015 en su versión pública para el corporativo de Pemex no se oficializo como el plan 2017-2021 (PEMEX, 2015), sin embargo su contenido de principales elementos podrían ser la parte base del plan último.

En él se da un contexto general y particular de las actividades de PEP y la posición en la que se encuentra, así como determinar el foco del negocio, los objetivos y las estrategias. Bajo este contexto Pemex traza dos de cuatro objetivos de manera particular para las actividades de PEP, uno de ellos para exploración y otro para producción, en los que sobresale el tener costos competitivos y la formalización de alianzas.

LÍMITES Y ALCANCES DE LA ESTRATEGIA DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN EN UNA INDUSTRIA ENERGÉTICA DESREGULADA

CAPÍTULO 5

Dentro de las estrategias se plantea la devolución de asignaciones de baja materialidad con capacidad técnica o rentabilidad negativa o marginal. Sin embargo, la cantidad de asignaciones devueltas dependerá del número de asociaciones que se puedan concretar, ya que estas alianzas se orientan a campos cuyas evaluaciones económicas son desfavorables para los intereses de la petrolera siendo consecuencia en parte del régimen fiscal en el que están, así como de los requerimientos técnicos y experiencia en las labores de operación.

Como esquema de selección se presenta la Figura 5.3 que muestra una tabla con los criterios de selección para los proyectos.

| Estrategia de Ejecución | Criterios de selección | | |
|--------------------------------|--|---|------------------------|
| | Económico | Volumétrico | Capacidad de Ejecución |
| Recursos propios ^{1/} | VPN DI > 100 MM\$; Periodo de recuperación corto | Materialidad alta/media; Alta productividad | Alta |
| JOA - Operado por Pemex | VPN DI > 0 | Materialidad media/baja | Alta/Media |
| JOA - Operado por tercero | VPN AI > 0 Flujo Efectivo 2016 < 0 | Materialidad alta | Baja |
| Devoluciones | VPN AI < 0 | Materialidad baja Producción marginal | NA |

Figura 5.3 Criterios de selección para operar las asignaciones de PEP (PEMEX, 2015)

A partir de estos criterios de la Figura 5.3 se presentaron dos objetivos:

- Objetivo 1 Incrementar reservas con criterios de sustentabilidad y costos competitivos
- Objetivo 2 Extraer hidrocarburos con costos competitivos y aprovechando las alternativas fiscales del nuevo marco regulatorio.

Con base en los objetivos anteriores se plantearon 11 estrategias, 4 de exploración (de 1.1 a 1.4) y 7 para extracción (de 2.1 a 2.7), las cuales se muestran enseguida:

- E1.1 Fortalecer la eficiencia y rentabilidad en el desempeño exploratorio

El aumento de eficiencia en el desempeño de exploración por medio de una selección adecuada de los equipos de perforación que trabajaran en cada área asignada aunado a la posibilidad de alianzas en adquisición de procesamiento sísmico.

- E1.2 Consolidar la captura de valor en las áreas asignadas a Pemex.

Enfocarse en áreas en las que se tiene experiencia y en donde existe un potencial importante a futuro, dejando fuera gas no asociado y evaluar los prospectos en no convencional de lutitas.

- E1.3 Asegurar la caracterización y delimitación de nuevos descubrimientos.

Se orienta a acelerar la reclasificación de las reservas y las oportunidades de desarrollo en las áreas asignadas, al estar en contratiempo con los términos de los periodos de ejecución en las asignaciones.

- E1.4 Fortalecer el portafolio de exploración mediante el acceso a nuevas áreas.

Estrategia enfocada a participar en las rondas licitatorias nacionales e internacionales.

- E2.1 Incrementar eficiencia operativa mediante la incorporación de mejores prácticas.

Plan de reducción de costos en las áreas de operación, dirigidos a mantenimientos, perforación y el gasto operativo.

- E2.2 Optimizar el portafolio y maximizar su valor a través de farm out, devoluciones, migraciones, aprovechar marco regulatorio para acceder a términos fiscales competitivos, y optimizar la asignación de capital.

Analizar los caminos disponibles para maximizar las oportunidades (portafolio), se asimila que las mejoras en las condiciones fiscales no estarán presentes para un Pemex operador al 100% con inversión propia.

- E2.3 Reactivar pozos y acelerar desarrollo de campos.

El primer punto se orienta a reactivar pozos y el segundo es priorizar el desarrollo de campos, ambos por medio de alianzas ya que una disminución de capex incremental conlleva a una aportación externa.

- E2.4 Incrementar factores de recuperación en campos de producción

Dirigido a la aplicación de recuperación mejorada en campos maduros, mediante la formación de alianzas con compañías que poseen la tecnología y la experiencia en dichas técnicas, mejorando las condiciones contractuales de las asignaciones de Pemex con el Estado.

- E2.5 Relanzar Chicontepec con un nuevo paradigma de negocios.

Orientada a diseñar un modelo de negocio que impulse el desarrollo de Chicontepec, ya sea con una nueva subsidiaria o con alianzas.

- E2.6 Acelerar exploración y desarrollo de aceites y gas en lutitas.

Tiene como finalidad la ejecución en campos no convencionales mediante asociación, ya sea para asimilar tecnología y prácticas laborales.

- E2.7 Capturar Campos Estratégicos; a través de rondas licitación, farm-ins y potenciales adquisiciones.

Estrategia a largo plazo a la espera de mejoras externas que posibiliten la licitación en asociación.

En conclusión de las 11 estrategias del plan de negocios 3 son basadas en la mejora en las operaciones cotidianas y el resto se dirigen a un desarrollo y optimización por medio de alianzas estratégicas, tanto en campos con deficiencias operativas y posibilidades de mejora como en campos con poca experiencia y elevados desafíos técnicos.

5.5 COMPARATIVA DE ESTRATEGIAS.

En esta sección se presentan tres cuadros comparativos de las estrategias referentes a exploración (Figura 5.4), producción (Figura 5.5) y servicios (Figura 5.6), a partir de los resultados obtenidos los apartados 5.1, 5.2 y 5.3 con el apartado 5.4.2.

| Exploración | |
|---|---|
| Coincidencias | |
| En ambos casos se plantea una correcta clasificación, selección y operación de las asignaciones que permitan el mejor aprovechamiento de los recursos humanos y financieros disponibles. Así como el evaluar nuevas áreas a licitar para ampliar el portafolio. | |
| Análisis estratégico | Plan de negocios de PEP |
| E2.-Seleccionar eficientemente los equipos de perforación basados en costos y acorde a las necesidades de cada proyecto. | E1.1 Fortalecer la eficiencia y rentabilidad en el desempeño exploratorio. |
| E1.-Seleccionar las áreas a desarrollar con reservas 1P cuyos costos de producción sean bajos y su rendimiento en producción sea alto. | E1.3 Asegurar la caracterización y delimitación de nuevos descubrimientos. |
| E5.-Jerarquizar asignaciones por reservas proyectadas y riesgo de operación que permita identificar a aquellas que requieran de una participación externa. | |
| E13.-Encogimiento por desincorporación de activos al evaluar beneficios y preparar el retiro o desinversión | E1.2 Consolidar la captura de valor en las áreas asignadas a Pemex. |
| E10.-Seleccionar los campos por los que se ofertará en las futuras rondas de licitación | E1.4 Fortalecer el portafolio de exploración mediante el acceso a nuevas áreas. |
| Diferencias | |
| Considero que el enfoque es optimizar lo que se tiene, pero no se plantea la mejora en las capacidades técnicas de los recursos humanos a futuro y es por eso que yo considere la asociación como una vía para lograrlo y no sólo como una forma de continuar la exploración. | |
| Análisis estratégico | Plan de negocios de PEP |
| E6.-Seleccionar a los socios a largo plazo en búsqueda de una mejora en la capacitación del personal de PEP en áreas con poca experiencia a través de un Impulso selectivo. | |

Figura 5. 4 Cuadro comparativo de estrategias en exploración.

LÍMITES Y ALCANCES DE LA ESTRATEGIA DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN EN UNA INDUSTRIA ENERGÉTICA DESREGULADA

CAPÍTULO 5

| Producción | |
|--|--|
| Coincidencias | |
| <p>Un programa de ajustes en el manejo de las operaciones que reduzca los costos y maximice los recursos financieros; la búsqueda de las mejoras fiscales por medio de las asociaciones en sus diversos modos a partir de una selección de los campos a operar; el encogimiento de las actividades que permitan mantener un porcentaje de las asignaciones por medio de asociaciones en vez de perder las áreas por no cumplir con los programas de trabajo, debido a la falta de capacidades financieras y finalmente el considerar la ampliación de la cartera de proyectos vía licitación.</p> | |
| Análisis estratégico | Plan de negocios de PEP |
| <p>E2.-Seleccionar eficientemente los equipos de perforación basados en costos y acorde a las necesidades de cada proyecto.</p> <p>E12.-Elaborar planes en producción y servicios, así como a la adquisición de tecnología que promuevan la reducción de costos.</p> <p>E3.- Migrar las asignaciones con operadores actuales que presenten costos elevados y producciones marginales. (Producción)</p> <p>E4.- Mejorar de las condiciones del régimen fiscal para la promoción de desarrollo de áreas no rentables para PEP. (Producción)</p> <p>E5.-Jerarquizar asignaciones por reservas proyectadas y riesgo de operación que permita identificar a aquellas que requieran de una participación externa.</p> <p>E7.-Establecer los requerimientos técnicos y financieros para farm outs con metas a corto plazo basados en una explotación intensiva.</p> <p>E13.-Encogimiento por desincorporación de activos al evaluar beneficios y preparar el retiro o desinversión</p> <p>E10.-Seleccionar los campos por los que se ofertará en las futuras rondas de licitación</p> | <p>E2.1 Incrementar eficiencia operativa mediante la incorporación de mejores prácticas.</p> <p>E2.2 Optimizar el portafolio y maximizar su valor a través de farm out, devoluciones, migraciones, aprovechar marco regulatorio para acceder a términos fiscales competitivos, y optimizar la asignación de capital.</p> <p>E2.3 Reactivar pozos y acelerar desarrollo de campos.</p> <p>E2.4 Incrementar factores de recuperación en campos de producción.</p> <p>E2.5 Relanzar Chicontepec con un nuevo paradigma de negocios.</p> <p>E2.6 Acelerar exploración y desarrollo de aceites y gas en lutitas.</p> <p>E2.7 Capturar Campos Estratégicos; a través de rondas licitación, farm-ins y potenciales adquisiciones.</p> |

LÍMITES Y ALCANCES DE LA ESTRATEGIA DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN EN UNA INDUSTRIA ENERGÉTICA DESREGULADA

CAPÍTULO 5

| Diferencias | |
|---|--------------------------------|
| <p>Como en exploración la diferencia está en que la asociación no impulsa una mejora gradual en las capacidades técnicas propias de la empresa que permitan la asimilación de la tecnología en el futuro.</p> | |
| Análisis estratégico | Plan de negocios de PEP |
| <p>E6.-Seleccionar a los socios a largo plazo en búsqueda de una mejora en la capacitación del personal de PEP en áreas con poca experiencia a través de un Impulso selectivo.</p> | |

Figura 5. 5 Cuadro comparativo de estrategias en producción.

| Servicios | |
|--|--------------------------------|
| Coincidencias | |
| <p>No hay coincidencias ya que PEP no tiene estrategias de servicios.</p> | |
| Análisis estratégico | Plan de negocios de PEP |
| | |
| Diferencias | |
| <p>Consideré que incluso cuando se tiene el acceso abierto, la distribución podría ser una estrategia de negocio, que más que aprovechar la oportunidad, incorpore un ingreso, ya que este servicio es obligatorio y quizá por eso PEP no lo contempló en su plan de negocio, también se describe el no participar en la administración de otros campos como lo indica el modelo de negocios de la subsidiaria en su página de internet aun cuando tampoco se establece en una estrategia y la parte de comercialización de crudo podría estar situada en la subsidiaria de PMI y no en PEP.</p> | |
| Análisis estratégico | Plan de negocios de PEP |
| <p>E8.- Acaparar el transporte, adecuación y almacenamiento de crudo en México. E9.-No llevar a cabo el servicio de operación y administración de campos externos. E11.- Realizar acuerdos de venta de crudo mejorando los precios a través del liderazgo de costos.</p> | |

Figura 5. 6 Cuadro comparativo en estrategias de servicios.

5.6 CONCLUSIONES

En este capítulo se generaron estrategias para PEP a partir de sus Fortalezas, Debilidades, Oportunidades y Amenazas identificadas en los capítulos 3 y 4, para luego confrontarlas con las que estableció PEP en su último plan de negocios, que en este caso es la versión del corporativo para 2016.

A partir del diagnóstico de planeación estratégica se obtuvieron 13 estrategias, 5 de ellas se enfocan en las actividades de producción (E1, E3, E4, E7 y E12), 5 conjuntan actividades de exploración y producción (E2, E5, E6, E10 y E13) y 3 son para la parte de servicios (E8, E9 y E11). En cuanto a la orientación de dichas estrategias se desprenden 8 (E1, E2, E3, E4, E9, E10, E12, y E13) que dado el entorno global del petróleo se enfocan a la adaptación y defensa de la organización (reducirse, hacerse eficiente y negociar), también se definen dos estrategias para sobrevivir (E5 y E7) al considerar el ceder una parte de los activos para evitar perder todo y hay 3 estrategias que sirven en caso de no tener barreras normativas excesivas (E6, E8 y E11).

PEP por su parte propone 11 estrategias, 4 de exploración (E1.1, E1.2, E1.3 y E1.4) y 7 de producción (2.1, 2.2, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6 y 2.7), en exploración aparte de reducir los costos por selección de campos y el abandono de aquellos que no demuestren su factibilidad se enfoca en impulsar las delimitaciones de los mismos y el evaluó de nuevos campos por licitación. En producción aparte de incrementar la eficiencia y optimizar el portafolio por selección de campos dirige cuatro estrategias a los desarrollos de campos, la operación de campos maduros, Chicontepec y gas en lutitas. Todos ellos vía asociación.

Las diferencias principales están en la forma de llevar acabo las asociaciones, ya que yo priorizo la cooperación para impulsar la mejora por una asimilación de la tecnología y la práctica, además de considerar las actividades de servicio como líneas de acción a convertirse en negocios que pudieran establecer una barrera para los nuevos operadores, mientras que PEP no vislumbra ninguna de estas actividades y la asociación es para subsanar deficiencias a costa de ceder la operación de los campos.

De los tres tipos de estrategias obtenidas del análisis estratégico las que tienen una mayor posibilidad de ejecución son las enfocadas a sobrevivir, debido a que las asignaciones están en una etapa de declive y las proyecciones indican un futuro en áreas poco explotadas por PEP con una alta demanda de capital y baja productividad.

CONCLUSION GENERAL.

El objetivo general fue determinar los límites y alcances que tendrán las estrategias de Pemex Exploración y Producción (PEP) con el cambio en el marco jurídico de la industria de hidrocarburos de México.

Para cumplir con este objetivo se partió de hacer un análisis de planeación estratégica que permitiera identificar las fortalezas y debilidades de la empresa, así como las oportunidades y amenazas que le presentaba el medio (el marco jurídico, la competencia, el contexto global de la actividad), para así analizar las estrategias planteadas por PEP en su plan de negocios. Sin embargo el plan de negocios de Pemex que incluye las actividades de exploración y producción no se publicó sino hasta finales de 2016, por lo cual a partir de la identificación de los componentes de la matriz FODA de PEP, se desarrollaron las estrategias que apegadas a la información presente de la empresa (objetivos, líneas de negocios, actividades recientes) definieran las estrategias posibles que más adelante se usaron para compararlas con las publicaciones oficiales del plan de negocios, así cuando el plan fue publicado no contenía el mismo grado de detalle que los planes anteriores de 2014 por lo cual se recurrió a usar la versión del corporativo para hacer la comparación.

Como resultado del análisis estratégico se obtuvo un conjunto de 13 estrategias que coinciden en un 69% con las estrategias que se plantea PEP en su último plan de negocios. Las coincidencias son el aligerar operaciones para así reducir costos; enfocarse en la parte del negocio que domina; asociarse para perder lo menos posible de asignaciones y mejorar las condiciones fiscales de las mismas; el abandono efectivo de proyectos no redituables.

Las diferencias fueron en las líneas de negocios de los servicios y la forma de mantenerse por la diferenciación del producto, ya sea por reducción de los precios del crudo o ejercer una barrera en el transporte a los nuevos operadores (caso sin posibilidades al someterse al acceso abierto).

Ahora bien a partir de los resultados de la matriz FODA, se encuentra que las migraciones y asociaciones que plantea PEP como estrategias para mantenerse en el mercado, son el resultado de las pocas garantías que le da el Estado para continuar con su operación, en donde la demanda de resultados y la carga fiscal continúan siendo mayores para sus actividades. Entendiendo que el recorte al presupuesto (de carácter público) y el tope para financiamiento, empujan a PEP a tener que asociarse para complementar las necesidades de capital y así operar áreas que en este momento no tiene posibilidad de ejecutar.

Con ello se delimitaron los límites y alcances de la siguiente manera.

Entre las limitaciones en la aplicación de sus estrategias están:

- Débil autonomía de gestión.
- Falta de influencia política y negociación con autoridades del sector.
- Falta de transparencia en los acuerdos y poca difusión de sus términos.
- Régimen tributario agresivo, mayor que los contratos.

LÍMITES Y ALCANCES DE LA ESTRATEGIA DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN EN UNA INDUSTRIA ENERGÉTICA DESREGULADA

- Falta de recursos para desarrollar proyectos, así como estar sujeto a recortes presupuestales que no corresponden a necesidades operativas.
- Topes al financiamiento para las operaciones de PEP.
- Asimetría en la regulación de las actividades de PEP, respecto del resto de los operadores.
- Cortos tiempos entre selección y ejecución de actividades.
- Falta de personal capacitado en los nuevos proyectos de exploración y producción.

En cuanto a sus alcances en la migración masiva de áreas, estos dependen de dos factores; el primero es el cambio en las condiciones del mercado petrolero, un incremento en los precios le permitirá mantener y operar por sí sola sus campos o ceder en menor proporción el porcentaje de participación en los mismos a terceros. Permitiéndole conservar un mayor número de asignaciones y asociarse bajo mejores condiciones en las nuevas licitaciones respecto a lo que se tendría en un escenario de permanencia de precios bajos como el que se tiene hasta ahora. En caso contrario se observará un aumento en el número de áreas a migrar a una asociación. El segundo factor que determinará cuántos de estos campos migran y la rapidez en que lo hacen es la parte gubernamental que de acuerdo con sus requerimientos frenara o agilizará dichas migraciones.

Al término de este estudio me permito hacer la reflexión siguiente:

Considero que PEP hizo lo que tenía a su alcance y que mejor se adecuó al margen de maniobra que le permitió el régimen normativo que lo rige, ya que aun siendo una empresa, esta sigue siendo un organismo público. Las decisiones continúan encaminadas a dar seguimiento al tipo de políticas planteadas por el Estado, ya sean de desarrollo económico y social, que busquen impulsar a la industria, a través de robustecer la oferta del mercado interno o prefieran la recaudación vía exportaciones. PEP podía volverse más eficiente sin llevar a cabo la apertura del sector. Podía enfocarse en los proyectos con mejores resultados y desarrollar aquellos que eran impactados por el régimen fiscal, siempre y cuando este hubiera sido modificado por el Estado, para así fortalecer en verdad a la empresa.

De las oportunidades que trajo consigo la apertura del sector hidrocarburos, el abandono de asignaciones por voluntad propia es la única que fortalece a la subsidiaria, al permitirle eliminar áreas con poca o nula rentabilidad de su portafolio. Sin embargo, cuántas de estas asignaciones le permitirá abandonar el Estado, si aún mantiene áreas a resguardo que se le dieron en la ronda cero sin que PEP las hubiera solicitado y sin tener al día de hoy una migración de asignación a contratos después de un año de gestión.

LISTA DE SIGLAS Y ABREVIATURAS

| | |
|---------|---|
| ASEA | Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos |
| bd | Barriles diarios |
| BDI | Base de Datos de Información de Pemex. |
| bpced | Barriles de petróleo crudo equivalente al día |
| CAT | Contratos tipo Arrendar-Transferir |
| CEE | Contrato para Exploración y Extracción |
| CENAGAS | Centro Nacional de Control de Gas Natural |
| CIEPs | Contratos Integrales de Exploración y Producción |
| CNH | Comisión Nacional de Hidrocarburos |
| COFECE | Comisión Federal de Competencia Económica |
| COP | Contratos tipo Construir-Operar-Poseer |
| COPFs | Contratos de Obra Pública Financiada |
| COPT | Contratos tipo Construir-Operar-Poseer-Transferir |
| COT | Contratos tipo Construir-Operar-Transferir |
| CPC | Contratos de Producción Compartida |
| CRE | Comisión Reguladora de Energía |
| CT | Contratos tipo Construir-Transferir |
| EPE | Empresa Productiva del Estado |
| EPS | Empresas Productivas Subsidiarias |
| EUA | Estados Unidos de América |
| FMP | Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo |
| FODA | Análisis de Fortalezas Oportunidades Debilidades y Amenazas |
| Mbd | Miles de barriles diarios |
| Mbdpc | Miles de barriles diarios de petróleo crudo |
| Mbpced | Miles de barriles de petróleo crudo equivalente |
| mdp | millones de pesos |
| MMbd | Millones de barriles diarios |

LÍMITES Y ALCANCES DE LA ESTRATEGIA DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN EN UNA INDUSTRIA ENERGÉTICA DESREGULADA

| | |
|------------|--|
| MMbpce | Millones de barriles de barriles de petróleo crudo equivalente |
| MMMbpce | Miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente |
| MMpcd | Millones de pies cúbicos diarios |
| ONU | Organización de las Naciones Unidas |
| OS | Organismos Subsidiarios |
| PEP | Pemex Exploración y Producción |
| PQ | Pemex petroquímica |
| PQPB | Pemex Gas y Petroquímica Básica |
| PR | Pemex Refinación |
| RC | Ronda Cero |
| ROP | Contratos tipo Rehabilitar-Operar-Poseer |
| ROPT | Contratos tipo Rehabilitar-Operar-Poseer-Transferir |
| R1 | Ronda Uno |
| SE | Secretaría de Economía |
| SEMARNAT | Secretaría del Medio Ambiente y Recurso Naturales |
| SENER | Secretaria de Energía |
| SHCP | Secretaría de Hacienda y Crédito Público |
| SIE | Sistema de Información Energética |
| TCA | Tasa de Crecimiento Anual |
| UEN | Unidades Económicas de Negocio |
| US\$/b | Dólares americanos por barril |
| US\$/bpce | Dólares americanos por barril de petróleo crudo equivalente |
| US\$/MMBtu | Dólares americanos por millón de BTU |
| 1P | Reservas probadas |
| 2P | Reservas probables |
| 3P | Reservas posibles |

BIBLIOGRAFÍA

- Aguirre, M., (2013). *México maxico: Pemex, cronología, expropiación y estadística. Ciudad de México.* <http://www.meicomaxico.org/Voto/pemex.htm>
- Amaya Amaya, J., (2005). *Gerencia:Planeación & Estrategia.* Primera ed. Bucaramanga: Universidad Santo Tomas de Aquino.
- CEFP. (2001). *Evolución y perspectiva del sector energético en México, 1970-2000.* México: Camara de diputados Heroico Congreso de la Unión.
- Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. (2015).* Consultado el 7 de septiembre de 2015, Instituto de Investigaciones Jurídicas, pagina web de legislación federal: <http://info4.juridicas.unam.mx/ijure/fed/9/28.htm?s>
- Fuentes Zenón, A. (2001). *Enfoques de Planeación.* 1a ed. México D.F.: Facultad de Ingeniería UNAM.
- Fuentes Zenón, A. (2002). *Las armas del estratega.* 2a ed. México D.F.: Facultad de Ingeniería UNAM.
- Hernández, G. (2015). *Seminario Impactos de la reforma energética sobre Pemex 2015: PUED UNAM.* <http://www.pued.unam.mx/archivos/seminario171115/GHG.pdf>
- Históricos precios diarios petróleo WTI, Brent y la Mezcla Mexicana de Exportación. (2016).* Consultado el 9 de noviembre de 2016, página web de la Secretaría de Economía: <http://portalweb.sgm.gob.mx/economia/es/energeticos/precios-historicos.html>
- K, A. (2014). *La cadena de valor de Porter.* Consultado el 14 de junio de 2015. Pagina web <http://www.crecenegocios.com/la-cadena-de-valor-de-porter/>
- La propiedad. (2017).* Consultado el 6 de febrero de 2017. Pagina web de Concepto juridico: <http://definicionlegal.blogspot.mx/2012/06/la-propiedad.html>
- Ley de Hidrocarburos. (2016).* Consultado el 7 de septiembre de 2015. Instituto de Investigaciones Jurídicas, pagina web de la legislación federal: <http://info4.juridicas.unam.mx/ijure/fed/50/44.htm?s>
- Martinez, C. (2005). *Análisis DAFO: Propuesta de mejora.* Tesis de maestria en Ingenieria, UNAM, México. <http://132.248.9.195/ptd2014/mayo/094806261/Index.html>
- Medianero, D., (n.d.) *Metodologia de planeamiento estrategico en el sector publico:Conceptos Esenciales,* Lima: CEMPRO.
- México. CNH. (2016). *Publicación de las Bases de Licitación y el Modelo de Contrato para la Primera Convocatoria de la Ronda Dos.* [//www.gob.mx/cnh/prensa/comunicado-de-prensa-005-emitida-por-cnh-48958](http://www.gob.mx/cnh/prensa/comunicado-de-prensa-005-emitida-por-cnh-48958)
- México. CRE. (2013). *Reforma Energética ¿Cómo se adminsitran los ingresos petroleros de México?.* <http://www.cre.gob.mx/documento/1432.pdf>

LÍMITES Y ALCANCES DE LA ESTRATEGIA DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN EN UNA INDUSTRIA ENERGÉTICA DESREGULADA

México. DOF. (2015). *Acuerdo de creación de la empresa productiva del estado subsidiaria*. http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5390326&fecha=28/04/2015

México. DOF. (2015). *Decreto por el que se expiden la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos y la Ley del Fondo Mexicano para la Estabilización y el Desarrollo* <http://www.gob.mx/sener/documentos/ley-de-ingresos-sobre-hidrocarburos-y-ley-del-fondo-mexicano-para-la-estabilizacion-y-el-desarrollo>

Pech, R. (2015). *La reforma y el modelo economico*. Consultado el 24 de julio de 2015, en la pagina web energía a debate: <http://energiaadebate.com/la-reforma-y-el-modelo-economico/>

Pemex anuncia descubrimiento seis yacimientos petroleros en el golfo de México. (2016). Consultado el 8 de febrero de 2016, en la página web de Animal político: <http://www.animalpolitico.com/2016/09/pemex-anuncia-descubrimiento-seis-yacimientos-petroleo-golfo-mexico/>

PEMEX, (2014). *Solicitud que Petróleos Mexicanos somete a consideración de la Secretaría de Energía para la adjudicación de áreas en exploración y campos en producción, a través de asignaciones, en términos del Transitorio Sexto*. México. http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/55594/Solicitud_de_campos_y_areas_de_Pemex_6oTransitorio.pdf

PEMEX. (2015). *Anuario estadístico 2014*, México.

PEMEX. (2005). *Reservas de hidrocarburos al 31 de diciembre de 2004, relación con inversionistas*. México

PEMEX. (2006). *Petróleos Mexicanos, organismos subsidiarios y compañías subsidiarias; Estados financieros consolidados 31 de diciembre de 2006 y 2005*, México.

PEMEX. (2009). *Reporte anual que se presenta de acuerdo con las disposiciones de carácter general aplicables a las emisoras de valores y otros participantes del mercado para el año terminado el 31 de diciembre de 2008*, México.

PEMEX. (2013). *Petróleos Mexicanos, organismos subsidiarios y compañías subsidiarias; Estados financieros consolidados por los años que terminaron el 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011 e informe de los auditores independientes*, México.

PEMEX. (2014). *Principales elementos del plan de negocios de pemex y sus organismos subsidiarios 2014-2018*, México.

PEMEX. (2014). *Reporte anual que se presenta de acuerdo con las disposiciones de carácter general aplicables a las emisoras de valores y otros participantes del mercado para el año terminado el 31 de diciembre de 2013*. México.

PEMEX. (2014). *Reporte anual que se presenta de acuerdo con las disposiciones de carácter general aplicables a las emisoras de valores y otros participantes del mercado para el año terminado el 31 de diciembre de 2014*. , México.

LÍMITES Y ALCANCES DE LA ESTRATEGIA DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN EN UNA INDUSTRIA ENERGÉTICA DESREGULADA

ANEXOS

ANEXO 1

INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA³²

| Pemex | | | | | | | | | | |
|----------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Rubros | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
| Ventas totales | 773587 | 928643 | 1062495 | 1136035 | 1328950 | 1089921 | 1282064 | 1558454 | 1646912 | 1608205 |
| Rendimiento bruto | 509481 | 567466 | 659389 | 675370 | 674918 | 528786 | 650709 | 779678 | 814422 | 768589 |
| Rendimiento de operación | 455201 | 498755 | 581348 | 590431 | 571112 | 428277 | 546457 | 672191 | 905339 | 727622 |
| Rendimiento antes de impuestos | 459308 | 506112 | 628107 | 658948 | 659625 | 451971 | 607613 | 767705 | 905246 | 694838 |
| Impuestos | 474334 | 580629 | 582855 | 677256 | 771702 | 546633 | 654141 | 874647 | 902646 | 864896 |
| Rendimientos netos | -25496 | -76282 | 45252 | -18309 | -112076 | -94662 | -46527 | -106942 | 2600 | -170058 |
| Activos | 947,527 | 1042560 | 1204734 | 1330281 | 1236837 | 1332037 | 1395197 | 1981374 | 2024183 | 2047390 |
| Pasivos | 914,184 | 1069430 | 1164781 | 1280373 | 1209952 | 1398877 | 1506499 | 1878197 | 2295249 | 2232637 |
| Patrimonio | 33,343 | -26870 | 39954 | 49908 | 26885 | -66840 | -111302 | 103177 | -271066 | -185247 |
| Inversión | 122863 | 126988 | 150397 | 170111 | 201740 | 251882 | 268599 | 267261 | 311993 | 328572 |
| Tipo de cambio peso/dólar EE.UU. | 11.29 | 10.90 | 10.90 | 10.93 | 11.13 | 13.51 | 12.64 | 12.42 | 13.17 | 12.77 |

Tabla A. 1 Datos condensados del balance general de Pemex de 2004-2013 (PEMEX, 2015)

| Rubros | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|---------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Rentabilidad bruta | 65.86 | 61.11 | 62.06 | 59.45 | 50.79 | 48.52 | 50.75 | 50.03 | 49.45 | 47.79 |
| Rentabilidad de operación | 58.84 | 53.71 | 54.72 | 51.97 | 42.97 | 39.29 | 42.62 | 43.13 | 54.97 | 45.24 |
| Rentabilidad antes de impuestos | 59.37 | 54.50 | 59.12 | 58.00 | 49.64 | 41.47 | 47.39 | 49.26 | 54.97 | 43.21 |

Tabla A. 2 Desarrollo de los índices de rentabilidad

| Rubros | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Costo de ventas | 34.14 | 38.89 | 37.94 | 40.55 | 49.21 | 51.48 | 49.25 | 49.97 | 50.55 | 52.21 |
| Gastos generales | 7.02 | 7.40 | 7.35 | 7.48 | 7.81 | 9.22 | 8.13 | 6.90 | 7.17 | 8.15 |
| Impuestos | 61.32 | 62.52 | 54.86 | 59.62 | 58.07 | 50.15 | 51.02 | 56.12 | 54.81 | 53.78 |

Tabla A. 3 Desarrollo de los índices de gestión

| PEP | | | | | | | | | | |
|-------------------------------|--------|--------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Rubros | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
| Ventas totales | 560997 | 716287 | 857769 | 912295 | 1137807 | 827653 | 980603 | 1270840 | 1333286 | 1250772 |
| Rendimiento bruto | | | | 740811 | 902305 | 607234 | 744434 | 1006263 | 1030445 | 912222 |
| Rendimiento de operación | 412422 | 525688 | 665588 | 707402 | 871180 | 576366 | 712064 | 977481 | 989914 | 842205 |
| Impuestos | | | | 663549 | 761683 | 538596 | 649814 | 871471 | 898065 | 856978 |
| Rendimientos netos | -13670 | -18248 | 73139 | 19966 | 23473 | 5436 | 34367 | 58989 | 93982 | -42084 |
| Activos | 727062 | 843575 | 1056631 | 1237968 | 1402389 | 2983699 | 1532990 | 1685887 | 1836007 | 1837047 |
| Pasivos | | | | 998714 | 1144607 | 2728866 | 1249248 | 1343156 | 1276781 | 1342979 |
| Patrimonio | | | | 239255 | 257782 | 254833 | 283742 | 342731 | 559225 | 494068 |
| Inversión | 113332 | 112863 | 130071 | 148761 | 178104 | 226802 | 239409 | 235942 | 274745 | 287663 |
| Personal | 47975 | 48371 | 48767 | 49045 | 50273 | 50544 | 49802 | 51713 | 51998 | 53404 |
| Rentabilidad bruta | | | | 81.20 | 79.30 | 73.37 | 75.92 | 79.18 | 77.29 | 72.93 |
| Rentabilidad de operación | 73.52 | 73.39 | 77.60 | 77.54 | 76.57 | 69.64 | 72.61 | 76.92 | 74.25 | 67.33 |
| Rentabilidad neta | -2.44 | -2.55 | 8.53 | 2.19 | 2.06 | 0.66 | 3.50 | 4.64 | 7.05 | -3.36 |
| Costo de ventas | | | | 18.80 | 20.70 | 26.63 | 24.08 | 20.82 | 22.71 | 27.07 |
| % Impuesto PEP/Impuesto total | | | | 97.98 | 98.70 | 98.53 | 99.34 | 99.64 | 99.49 | 99.08 |

Tabla A. 4 Datos condensados de PEP e índices de rentabilidad³³

³² Las Tablas están en millones de pesos

³³ Datos extraídos de las Notas a los Estados Financieros Consolidados del año 2004 a 2013.

LÍMITES Y ALCANCES DE LA ESTRATEGIA DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN EN UNA INDUSTRIA ENERGÉTICA DESREGULADA

| PR | | | | | | | | | | |
|------------------------------|--------|--------|--------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Rubros | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
| Ventas totales | 343161 | 391483 | 436787 | 472612 | 547548 | 530615 | 606057 | 700452 | 782354 | 819391 |
| Rendimiento bruto | | | | -81025 | -236864 | -85483 | -106207 | -243287 | -239243 | -144425 |
| Rendimiento de operación | 39878 | -26770 | -79907 | -114307 | -280318 | -129814 | -155643 | -290019 | -85928 | -108955 |
| Impuestos | | | | 3846 | 5348 | 3310 | | | | |
| Rendimientos netos | -22060 | -53266 | -34046 | -45654 | -119474 | -92455 | -83082 | -139491 | -102098 | -123015 |
| Activos | 274694 | 296781 | 343979 | 417393 | 380061 | 496044 | 573181 | 604779 | 520567 | 529768 |
| Pasivos | | | | 377308 | 395714 | 484187 | 587355 | 756848 | 794166 | 740781 |
| Patrimonio | | | | 40085 | -15653 | 11857 | -14173 | -152069 | -273599 | -211013 |
| Inversión | 5092 | 9001 | 15229 | 15979 | 17379 | 18526 | 22636 | 25157 | 28944 | 29794 |
| Personal | 44899 | 45335 | 45494 | 44811 | 45510 | 43706 | 45306 | 46909 | 46236 | 47980 |
| Rentabilidad bruta | | | | -17.14 | -43.26 | -16.11 | -17.52 | -34.73 | -30.58 | -17.63 |
| Rentabilidad de operación | 11.62 | -6.84 | -18.29 | -24.19 | -51.20 | -24.46 | -25.68 | -41.40 | -10.98 | -13.30 |
| Rentabilidad neta | -6.43 | -13.61 | -7.79 | -9.66 | -21.82 | -17.42 | -13.71 | -19.91 | -13.05 | -15.01 |
| Costo de ventas | | | | 117.14 | 143.26 | 116.11 | 117.52 | 134.73 | 130.58 | 117.63 |
| % Impuesto PR/Impuesto total | | | | 0.57 | 0.69 | 0.61 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |

Tabla A. 5 Datos condensados de PR e índices de rentabilidad

| PGPB | | | | | | | | | | |
|--------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Rubros | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
| Ventas totales | 183237 | 216884 | 213713 | 222904 | 271136 | 171968 | 199457 | 207228 | 184629 | 219469 |
| Rendimiento bruto | | | | 1071 | 13004 | 7653 | 12149 | 6862 | 9952 | 14279 |
| Rendimiento de operación | 13298 | 9891 | 10332 | 7336 | -259 | 4789 | 1006 | -4028 | -4196 | 1446 |
| Impuestos | | | | 5537 | 1771 | 693 | 1652 | 529 | 221 | -1525 |
| Rendimientos netos | 11652 | 6682 | 6083 | 4958 | 2264 | -1190 | 3573 | -1531 | -1613 | 3909 |
| Activos | 102356 | 96996 | 128907 | 133970 | 143792 | 133497 | 144515 | 149302 | 207225 | 221866 |
| Pasivos | | | | 85452 | 96035 | 89416 | 94353 | 100015 | 145427 | 144252 |
| Patrimonio | | | | 48518 | 47756 | 44081 | 50161 | 49286 | 61798 | 77613 |
| Inversión | 2498 | 3206 | 3322 | 4004 | 4203 | 3941 | 3887 | 3019 | 4468 | 5405 |
| Personal | 11923 | 12018 | 12562 | 12397 | 12976 | 12550 | 12327 | 11918 | 12191 | 12905 |
| Rentabilidad bruta | | | | 0.48 | 4.80 | 4.45 | 6.09 | 3.31 | 5.39 | 6.51 |
| Rentabilidad de operación | 7.26 | 4.56 | 4.83 | 3.29 | -0.10 | 2.78 | 0.50 | -1.94 | -2.27 | 0.66 |
| Rentabilidad neta | 6.36 | 3.08 | 2.85 | 2.22 | 0.84 | -0.69 | 1.79 | -0.74 | -0.87 | 1.78 |
| Costo de ventas | | | | 99.52 | 95.20 | 95.55 | 93.91 | 96.69 | 94.61 | 93.49 |
| % Impuesto PGPB/Impuesto total | | | | 0.82 | 0.23 | 0.13 | 0.25 | 0.06 | 0.02 | -0.18 |

Tabla A. 6 Datos condensados de PGPB e índices de rentabilidad

| PPQ | | | | | | | | | | |
|-------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Rubros | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
| Ventas totales | 24190 | 29033 | 30159 | 57644 | 80057 | 49954 | 41326 | 43438 | 35410 | 40365 |
| Rendimiento bruto | | | | -6560 | -8722 | -8974 | -5456 | -2124 | 3584 | -2763 |
| Rendimiento de operación | -7905 | -9060 | -11425 | -14115 | -19336 | -20370 | -15362 | -12316 | -10454 | -15247 |
| Impuestos | | | | 257 | 274 | 290 | 34 | 11 | 17 | -21 |
| Rendimientos netos | -12315 | -16535 | -17376 | -16085 | -18671 | -19998 | -15120 | -12720 | -11270 | -14936 |
| Activos | 46348 | 51723 | 69661 | 79872 | 78499 | 86943 | 108151 | 149302 | 120217 | 111818 |
| Pasivos | | | | 59275 | 54481 | 64252 | 80046 | 93718 | 133925 | 113697 |
| Patrimonio | | | | 20596 | 24018 | 22691 | 28105 | 15868 | 13708 | -1878 |
| Inversión | 1598 | 1530 | 1426 | 1139 | 1614 | 2053 | 2462 | 2426 | 2892 | 4003 |
| Personal | 13895 | 13939 | 14045 | 13823 | 14028 | 13447 | 13542 | 13541 | 13487 | 13758 |
| Rentabilidad bruta | | | | -11.38 | -10.89 | -17.96 | -13.20 | -4.89 | 10.12 | -6.85 |
| Rentabilidad de operación | -32.68 | -31.21 | -37.88 | -24.49 | -24.15 | -40.78 | -37.17 | -28.35 | -29.52 | -37.77 |
| Rentabilidad neta | -50.91 | -56.95 | -57.61 | -27.90 | -23.32 | -40.03 | -36.59 | -29.28 | -31.83 | -37.00 |
| Costo de ventas | | | | 111.38 | 110.89 | 117.96 | 113.20 | 104.89 | 89.88 | 106.85 |
| % Impuesto PPQ/Impuesto total | | | | 0.04 | 0.04 | 0.05 | 0.01 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |

Tabla A. 7 Datos condensados de PPQ e índices de rentabilidad

LÍMITES Y ALCANCES DE LA ESTRATEGIA DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN EN UNA INDUSTRIA ENERGÉTICA DESREGULADA

| Petróleo | | | | | | | | |
|-----------------|------------------------|---------|------------------|---------|------------------|---------|-----------------------|---------|
| Regiones | Producción en 2013 (%) | TCA (%) | Crudo pesado (%) | TCA (%) | Crudo ligero (%) | TCA (%) | Crudo superligero (%) | TCA (%) |
| Marina Noreste | 51.69 | -6.73 | 96.49 | -6.98 | 3.51 | 5.29 | 0.00 | 0.00 |
| Marina Suroeste | 23.51 | 4.82 | 0.08 | 6.73 | 83.30 | 3.44 | 16.62 | 17.10 |
| Sur | 19.06 | 0.19 | 5.52 | 15.75 | 52.16 | -3.76 | 42.32 | 6.91 |
| Norte | 5.75 | 6.65 | 55.38 | 8.47 | 39.13 | 7.92 | 5.49 | 23.78 |

Tabla A. 8 Composición de la producción³⁴ por región y tipo. (Pemex, 2015)

| Gas natural | | | | | | |
|-----------------|------------------------|---------|----------|---------|-------------|---------|
| Regiones | Producción en 2013 (%) | TCA (%) | Asociado | TCA (%) | No asociado | TCA (%) |
| Marina Noreste | 22.17 | 4.53 | 100.00 | -3.25 | 0.00 | 0.00 |
| Marina Suroeste | 20.83 | 9.17 | 100.00 | 9.17 | 0.00 | 0.00 |
| Sur | 24.65 | 0.55 | 94.93 | 1.19 | 5.07 | -7.14 |
| Norte | 32.35 | -2.37 | 18.33 | 13.62 | 81.67 | -3.97 |

Tabla A. 9 Composición de la producción³⁵ de gas natural por región. (Pemex, 2015)

| Reservas de Hidrocarburos | | | | | | | | | | | |
|---------------------------|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Tipo | | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
| Probadas | MMbpce | 17649.8 | 16469.6 | 15514.2 | 14717.2 | 14307.7 | 13992.1 | 13796.0 | 13810.0 | 13868.3 | 13438.5 |
| Desarrolladas | MMbpce | 11295.9 | 11364.0 | 10704.8 | 10007.7 | 10158.5 | 9654.5 | 9381.3 | 9114.6 | 9319.1 | 8735.0 |
| No desarrolladas | MMbpce | 6353.9 | 5105.6 | 4809.4 | 4709.5 | 4149.2 | 4337.6 | 4414.7 | 4695.4 | 4549.2 | 4703.5 |
| Crudo | MMbpce | 12882.2 | 11813.8 | 11047.6 | 10501.2 | 10404.2 | 10419.6 | 10161.0 | 10025.2 | 10073.2 | 9812.1 |
| Pesado | MMbpce | 8244.6 | 7560.8 | 6960.0 | 6510.7 | 6346.6 | 6460.2 | 6096.6 | 6115.4 | 6144.7 | 6083.5 |
| ligero | MMbpce | 3864.7 | 3544.1 | 3424.8 | 3255.4 | 3225.3 | 3021.7 | 2946.7 | 2807.1 | 2921.2 | 2747.4 |
| superligero | MMbpce | 772.9 | 708.8 | 662.9 | 735.1 | 832.3 | 937.8 | 1117.7 | 1102.8 | 1007.3 | 981.2 |
| Terrestre | MMbpce | 3993.5 | 3544.1 | 3314.3 | 3360.4 | 3225.3 | 3230.1 | 3149.9 | 3208.1 | 3122.7 | 2943.6 |
| Marino | MMbpce | 8888.7 | 8269.7 | 7733.3 | 7140.8 | 7178.9 | 7189.5 | 7011.1 | 6817.1 | 6950.5 | 6868.5 |
| Condensados | MMbpce | 1920.5 | 1856.7 | 1801.8 | 1685.3 | 1461.3 | 1271.7 | 1232.7 | 1336.8 | 1350.7 | 1266.7 |
| Gas seco | MMbpce | 2847.1 | 2799.1 | 2664.8 | 2530.7 | 2442.2 | 2300.8 | 2402.3 | 2448.0 | 2444.4 | 2359.7 |
| Asociado | MMbpce | 1964.5 | 1931.4 | 1838.7 | 1746.2 | 1685.1 | 1587.6 | 1657.6 | 1689.1 | 1686.6 | 1628.2 |
| No asociado | MMbpce | 882.6 | 923.7 | 666.2 | 885.7 | 854.8 | 828.3 | 912.9 | 905.8 | 880.0 | 849.5 |
| Probables | MMbpce | 15836.1 | 15788.5 | 15257.4 | 15144.4 | 14516.9 | 14236.6 | 15013.1 | 12352.7 | 12305.9 | 11377.2 |
| Crudo | MMbpce | 11621.2 | 11644.1 | 11033.9 | 10819.4 | 10375.8 | 10020.5 | 10736.4 | 8548.1 | 8456.9 | 7800.3 |
| Pesado | MMbpce | 5722.3 | 6748.5 | 6068.1 | 5855.2 | 5498.0 | 4781.9 | 5188.0 | | 4417.5 | 4131.7 |
| ligero | MMbpce | 4466.5 | 3962.4 | 3862.1 | 3993.6 | 3632.1 | 3723.5 | 3949.5 | | 3008.4 | 2712.5 |
| superligero | MMbpce | 1432.4 | 933.2 | 1103.7 | 970.6 | 1245.7 | 1515.0 | 1599.0 | | 1031.0 | 956.2 |
| Terrestre | MMbpce | 9728.4 | 6777.3 | 6843.2 | 6660.3 | 6541.3 | 6581.2 | 6671.9 | 4221.3 | 4289.3 | 3925.2 |
| Marino | MMbpce | 1892.8 | 4866.8 | 4190.7 | 4159.1 | 3834.5 | 3439.3 | 4064.5 | 4326.8 | 4167.6 | 3875.1 |
| Condensados | MMbpce | 1149.1 | 1213.1 | 1230.0 | 1354 | 1256.2 | 1281.8 | 1296.9 | 1248.5 | 1200.7 | 1049.6 |
| Gas seco | MMbpce | 3065.8 | 2931.4 | 2993.6 | 2971.0 | 2884.9 | 2934.3 | 2979.8 | 2556.1 | 2648.3 | 2527.3 |
| Asociado | MMbpce | 2346.0 | 2216.2 | 2213.1 | 2185.5 | 2091.1 | 2128.0 | 2133.7 | | 1855.8 | 1771.0 |
| No asociado | MMbpce | 719.8 | 715.2 | 780.5 | 785.5 | 793.8 | 806.3 | 846.1 | | 792.5 | 756.3 |
| Posibles | MMbpce | 13428.2 | 14159.4 | 14604.7 | 14621.2 | 14737.9 | 14846.0 | 14264.5 | 17674.3 | 18355.8 | 17342.7 |
| Crudo | MMbpce | 8808.9 | 9635.0 | 9827.3 | 9891.1 | 10149.8 | 10057.2 | 9662.4 | 12039.3 | 12286.5 | 11715.4 |
| Pesado | MMbpce | 3355.5 | 4553.6 | 4840.8 | 4800.5 | 5166.8 | 4616.5 | 4606.5 | | 5462.5 | 6425.8 |
| ligero | MMbpce | 4327.5 | 4076.0 | 3881.2 | 3987.2 | 3968.0 | 3928.8 | 3494.2 | | 4856.2 | 4218.3 |
| superligero | MMbpce | 1125.9 | 1005.4 | 1105.3 | 1103.4 | 1015.0 | 1511.8 | 1561.7 | | 1967.8 | 1875.3 |
| Terrestre | MMbpce | 3267.4 | 6225.0 | 6116.0 | 6209.4 | 6007.6 | 5742.4 | 5763.7 | 7570.9 | 7379.9 | 6622.0 |
| Marino | MMbpce | 5541.5 | 3410.0 | 3711.3 | 3681.7 | 4142.2 | 4314.8 | 3898.7 | 4468.4 | 4906.6 | 5093.4 |
| Condensados | MMbpce | 1178.3 | 1272.6 | 1326.9 | 1414.4 | 1335.5 | 1426.9 | 1337.7 | 1735.6 | 1787 | 1554.2 |
| Gas seco | MMbpce | 3441.1 | 3251.8 | 3450.4 | 3315.8 | 3252.6 | 3361.9 | 3264.4 | 3899.5 | 4282.3 | 4073.2 |
| Asociado | MMbpce | 2711.7 | 2612.1 | 2667.3 | 2584.6 | 2501.8 | 2404.3 | 2330.7 | 0.0 | 2997.6 | 2851.2 |
| No asociado | MMbpce | 729.4 | 631.5 | 806.1 | 716.5 | 736.7 | 941.3 | 946.7 | 0.0 | 1284.7 | 1222.0 |

Tabla A. 10 Composición y desarrollo de las reservas de Hidrocarburos³⁶

³⁴ La producción diaria en 2013 de petróleo fue de 2522.13 MMbd,

³⁵ La producción diaria en 2013 de gas natural fue de 6370.31 MMpcd

³⁶ Información extraída de los reportes de Reservas de Hidrocarburos al 31 de diciembre de 2004 a 2013

LÍMITES Y ALCANCES DE LA ESTRATEGIA DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN EN UNA INDUSTRIA ENERGÉTICA DESREGULADA

| Rubro | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Pozos perforados | 733 | 759 | 672 | 615 | 822 | 1,490 | 994 | 1,000 | 1,290 | 705 |
| Pozos perforados de exploración | 105 | 73 | 58 | 49 | 68 | 71 | 40 | 32 | 36 | 40 |
| Pozos perforados de Desarrollo | 628 | 686 | 614 | 566 | 754 | 1,419 | 954 | 968 | 1,254 | 665 |
| Pozos terminados | 727 | 742 | 656 | 659 | 729 | 1,150 | 1,303 | 1,034 | 1,238 | 823 |
| Pozos exploratorios | 103 | 74 | 69 | 49 | 65 | 75 | 39 | 33 | 37 | 38 |
| Pozos exploratorios productivos | 42 | 39 | 32 | 24 | 21 | 29 | 23 | 16 | 21 | 23 |
| Tasa de éxito % | 41 | 53 | 46 | 49 | 32 | 39 | 59 | 48 | 57 | 61 |
| Pozos de desarrollo | 624 | 668 | 587 | 610 | 664 | 1,075 | 1,264 | 1,001 | 1,201 | 785 |
| Pozos productores desarrollados | 581 | 612 | 541 | 569 | 612 | 1,014 | 1,200 | 955 | 1,159 | 747 |
| Tasa de éxito % | 93 | 92 | 92 | 94 | 92 | 94 | 95 | 95 | 97 | 96 |
| Pozos productores (promedio anual) | 5,286 | 5,682 | 6,080 | 6,280 | 6,382 | 6,890 | 7,476 | 8,315 | 9,439 | 9,836 |
| Región Marina | 380 | 388 | 411 | 434 | 453 | 469 | 477 | 500 | 537 | 559 |
| Región Sur | 935 | 959 | 958 | 926 | 947 | 1,005 | 1,067 | 1,136 | 1,230 | 1,340 |
| Región Norte | 3,972 | 4,335 | 4,711 | 4,920 | 4,982 | 5,416 | 5,932 | 6,679 | 7,672 | 7,937 |
| Pozos productores (al final del periodo) | 5,217 | 5,671 | 5,998 | 5,941 | 6,247 | 6,814 | 7,414 | 8,271 | 9,476 | 9,379 |
| Campos en producción | 355 | 357 | 364 | 352 | 344 | 394 | 405 | 416 | 449 | 454 |
| Región Marina | 25 | 29 | 30 | 30 | 30 | 33 | 34 | 36 | 38 | 42 |
| Región Sur | 97 | 84 | 88 | 87 | 93 | 97 | 98 | 99 | 101 | 102 |
| Región Norte | 233 | 244 | 246 | 235 | 221 | 264 | 273 | 281 | 310 | 310 |
| Equipo de perforación propio | 132 | 116 | 103 | 116 | 143 | 176 | 130 | 128 | 136 | 139 |
| Kilómetros perforados | 2,106 | 2,004 | 1,858 | 1,798 | 2,199 | 3,770 | 2,532 | 2,494 | 3,007 | 1,627 |
| Profundidad promedio por pozo (metros) | 2,692 | 2,828 | 2,771 | 2,744 | 2,748 | 2,494 | 2,605 | 2,418 | 2,429 | 2,710 |
| Campos descubiertos | 24 | 16 | 13 | 14 | 13 | 13 | 5 | 8 | 9 | 10 |
| Petróleo crudo | 8 | 3 | 2 | 4 | 5 | 6 | 2 | 4 | 2 | 5 |
| Gas natural | 16 | 13 | 11 | 10 | 8 | 7 | 3 | 4 | 7 | 5 |
| Producción por pozo de petróleo crudo y gas natural (barriles diarios) | 833 | 774 | 729 | 699 | 621 | 548 | 508 | 448 | 392 | 371 |

Tabla A. 11 Actividades de perforación (Pemex, 2009 y 2014)³⁷

³⁷ Sólo toma en cuenta activos con reservas probadas y no registra el número de pozos para reinyección.

ÍNDICE DE FIGURAS, GRÁFICAS Y TABLAS

| | |
|---|----|
| Figura 1. 1 Etapas de la planeación comprensiva | 1 |
| Figura 1. 2 Problemas tipo de la planeación | 2 |
| Figura 1. 3 Estructura del análisis estratégico..... | 3 |
| Figura 1. 4 Niveles del medio ambiente..... | 4 |
| Figura 1. 5 Modelo de Cadena de valor..... | 5 |
| Figura 1. 6 Matriz FODA..... | 6 |
| Figura 1. 7 Correlaciones en la matriz FODA para identificar estrategias..... | 7 |
| Figura 1. 8 Relación de factores..... | 8 |
| Figura 1. 9 Cinco fuerzas de Porter y su poder de influencia..... | 8 |
| Figura 1. 10 Posición competitiva..... | 9 |
| Figura 1. 11 Diversidad de estrategias competitivas..... | 10 |
| Figura 1. 12 Matriz de Boston..... | 11 |
| Figura 1. 13 Matriz ciclo de vida y sus políticas de crecimiento sugeridas..... | 12 |
| Figura 1. 14 Tipos de estrategias | 12 |
| | |
| Figura 2. 1 Modelo de participación en el sector Hidrocarburos | 16 |
| Figura 2. 2 Elementos económicos de los contratos | 17 |
| Figura 2. 3 Proceso contractual. | 18 |
| Figura 2. 4 Modelo de petrolíferos. | 19 |
| Figura 2. 5 Modelo de la industria de gas natural..... | 19 |
| | |
| Figura 3. 1 Regiones de producción de Hidrocarburos..... | 29 |
| | |
| Figura 4. 1 Estructura Corporativa de Pemex..... | 43 |
| Figura 4. 2 Modelo operativo..... | 44 |
| Figura 4. 3 Reservas de Hidrocarburos en 2014 en MMbpce..... | 46 |
| Figura 4. 4 Reservas otorgadas a Pemex a 2015 en MMbpce..... | 48 |
| Figura 4. 5 Resolución de la Ronda Cero..... | 48 |
| Figura 4. 6 Mapa de las áreas a licitar en el plan quinquenal 2015-2019..... | 49 |
| Figura 4. 7 Contratos COPFs y CIEPs a migrar a CEE..... | 52 |
| Figura 4. 8 Asignaciones para farm outs..... | 53 |
| Figura 4. 9 Proyectos para exploración..... | 54 |
| Figura 4. 10 Áreas de mayor crecimiento en la producción mundial..... | 56 |
| Figura 4. 11 Proyección de incorporación en la producción..... | 56 |
| | |
| Figura 5. 1 Interrelaciones de la Matriz FODA del ejercicio de PEP..... | 69 |
| Figura 5. 2 Matriz con distribución de estrategias..... | 72 |
| Figura 5. 3 Criterios de selección para operar las asignaciones de PEP | 74 |
| Figura 5. 4 Cuadro comparativo de estrategias en exploración..... | 76 |
| Figura 5. 5 Cuadro comparativo de estrategias en producción..... | 78 |
| Figura 5. 6 Cuadro comparativo en estrategias de servicios..... | 78 |

LÍMITES Y ALCANCES DE LA ESTRATEGIA DE PEMEX EXPLORACIÓN Y
PRODUCCIÓN EN UNA INDUSTRIA ENERGÉTICA DESREGULADA

| | |
|---|----|
| Gráfica 3. 1 Datos Financieros de Pemex 2004-2013 | 25 |
| Gráfica 3. 2 Comportamiento de los índices de rentabilidad bruta e impuestos respecto a las ventas totales..... | 25 |
| Gráfica 3. 3 Rendimiento neto de los organismos subsidiarios..... | 27 |
| Gráfica 3. 4 Producción de Hidrocarburos de Pemex..... | 28 |
| Gráfica 3. 5 Producción anual acumulada de petróleo por regiones..... | 29 |
| Gráfica 3. 6 Campos con incrementos en su producción..... | 30 |
| Gráfica 3. 7 Campos en declive..... | 30 |
| Gráfica 3. 8 Producción de campos intermitentes | 31 |
| Gráfica 3. 9 Producción de gas natural..... | 32 |
| Gráfica 3. 10 Distribución del gas natural sin procesar | 33 |
| Gráfica 3. 11 Desarrollo de la Tasa de restitución de reservas probadas integrada para el petróleo..... | 35 |
| Gráfica 3. 12 Composición de las reservas probadas integradas de crudo..... | 35 |
| Gráfica 3. 13 Inversiones y costos en la producción de crudo | 36 |
| Gráfica 3. 14 Precio y valor de las exportaciones de crudo en México | 37 |
| Gráfica 3. 15 Balance de oferta y demanda de gas natural..... | 38 |
| Gráfica 3. 16 Balanza comercial de gas natural..... | 38 |
| | |
| Tabla 3. 1 Composición de las reservas por región de un total de 45158.4 MMbpce en 2013 | 33 |
| | |
| Tabla 4. 1 Número de campos en producción con reservas certificadas o en proceso..... | 46 |
| Tabla 4. 2 Número de campos para producción futura con reservas certificadas o en proceso | 47 |
| Tabla 4. 3 Solicitud de recursos prospectivos | 47 |
| Tabla 4. 4 Recursos y áreas por localización | 49 |
| | |
| Tabla A. 1 Datos condensados del balance general de Pemex de 2004-2013 | 86 |
| Tabla A. 2 Desarrollo de los Índices de rentabilidad..... | 86 |
| Tabla A. 3 Desarrollo de los índices de gestión | 86 |
| Tabla A. 4 Datos condensados de PEP e índices de rentabilidad | 86 |
| Tabla A. 5 Datos condensados de PR e índices de rentabilidad..... | 87 |
| Tabla A. 6 Datos condensados de PGPB e índices de rentabilidad..... | 87 |
| Tabla A. 7 Datos condensados de PPQ e índices de rentabilidad..... | 87 |
| Tabla A. 8 Composición de la producción por región y tipo. | 88 |
| Tabla A. 9 Composición de la producción de gas natural por región. | 88 |
| Tabla A. 10 Composición y desarrollo de las reservas de Hidrocarburos..... | 88 |
| Tabla A. 11 Actividades de perforación..... | 89 |