



---

---

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO**

**ALTERNATIVA PARA EL ASEGURAMIENTO DE LA  
PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS DE  
HIDROCARBUROS EN AGUAS PROFUNDAS  
MEXICANAS**

**T E S I S**

**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE**

**MAESTRO EN INGENIERÍA  
(PLANEACIÓN)**

**P R E S E N T A:**

**JOSÉ GABRIEL VILLEGAS GONZÁLEZ**

**DIRECTOR DE TESIS:**

**M. I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA**



**MÉXICO, D.F.**

**OCTUBRE DE 2005**



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

*La información y el ejercicio de mapeo tecnológico presentados en este trabajo, son el resultado de una serie de consultas realizadas con expertos de diferentes departamentos del Instituto Mexicano del Petróleo, IMP. La participación activa proporcionada por los especialistas es muy apreciada. El M.I. Juan de la Cruz Clavel López, el M.A. Víctor Manuel Reyes Peniche, el Dr. Alfonso Martín Pérez Arellano y el M.A. Manuel Meza Campi, merecen un reconocimiento particular. Su colaboración, participación y aportación fueron decisivas para el éxito de este esfuerzo.*

*Agradezco la contribución proporcionada por: El M.I. Eugenio López Ortega, del Instituto de Ingeniería, el M.I. José Ángel Gómez, de la División de Ciencias de la Tierra de la Facultad e Ingeniería, el M.I. Andrés Romo Becerril y la M.I. Nelly Rigaud Téllez, ambos del Departamento de Posgrado de Ingeniería.*

*De manera especial, agradezco todo el apoyo que me fue proporcionado por el Dr. Javier Suárez Rocha, también del Departamento de Posgrado de Ingeniería, sin el cual no hubiera sido posible la elaboración de una iniciativa orientada a la seguridad energética nacional. Asimismo, agradezco al Departamento de Posgrado de la Facultad de Ingeniería, de la Universidad Nacional Autónoma de México, por haberme brindado una oportunidad de ampliar, complementar y mejorar mis conocimientos.*

---

# ALTERNATIVA PARA EL ASEGURAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS EN AGUAS PROFUNDAS MEXICANAS

<i>Índice.</i>	<i>Pág.</i>
Resumen.	<i>i</i>
Introducción.	<i>ii</i>
Capítulo 1. Contexto de la explotación de hidrocarburos en aguas profundas.	1
1.1. Estado de la técnica de la explotación de hidrocarburos en aguas profundas.	1
1.2. Panorama de la explotación de hidrocarburos en aguas profundas en el ámbito internacional.	4
1.3. Situación de la explotación de hidrocarburos en aguas profundas en México.	10
Capítulo 2. Planeación tecnológica	14
2.1. Antecedentes.	14
2.2. Pronóstico.	18
2.3. Escenario de la explotación de hidrocarburos en México.	21
Capítulo 3. Mapeo tecnológico	27
3.1. Mapas tecnológicos	28
3.2. Procedimientos para el mapeo tecnológico.	33
Capítulo 4. Aplicación del mapeo tecnológico al aseguramiento de la producción en aguas profundas mexicanas.	39
4.1. Procedimiento utilizado para la elaboración del mapa tecnológico del producto aseguramiento de la producción.	42
4.2. Resultado del caso de aplicación.	45
Conclusiones.	57
Glosario	60
Bibliografía	65
Anexo A. Estudio de los servicios integrales de Aseguramiento de Flujo.	70
Anexo B. Cuestionario aplicado durante la consulta a especialistas.	88

---

---

## Introducción

La explotación de reservas energéticas fósiles o hidrocarburos es una actividad importante actualmente en países productores de petróleo crudo<sup>1</sup>. En México, la necesidad por incrementar las reservas probadas y probables de petróleo crudo obligan a que las actividades exploratorias y de explotación se orienten a lugares cada vez más alejados de la costa, y por lo tanto, con mayores profundidades de tirante de agua<sup>2</sup>. Entre esos lugares existen localizaciones geográficas de interés, los cuales generan un problema potencial para los intereses energéticos nacionales, porque mientras en México se discute sobre abrir o no el sector energético a la inversión privada, las compañías petroleras que poseen la tecnología de exploración y explotación necesaria, han realizado trabajos de perforación en aguas profundas, incluso en ubicaciones cercanas a la frontera marítima con México, asimismo, poseen instalaciones de producción listas para explotar este tipo de yacimientos<sup>3</sup>.

Es importante hacer notar la importancia del proceso de planeación requerido previo a la explotación de aceite crudo en la situación señalada, debido a que los resultados originados a partir de esta actividad permiten generar información crucial para la toma de decisiones en lo referente a la definición de procesos y tecnologías importantes para las diferentes etapas que conforman la explotación de yacimientos. Una de esas etapas se relaciona con el aseguramiento de la producción; el cual, para fines prácticos de este trabajo se define como un conjunto de actividades orientadas a la generación de soluciones integrales para la prevención, control y remediación de obstrucciones y condiciones inestables del flujo de hidrocarburos en el sistema yacimiento-pozo-instalaciones<sup>4</sup>; cuya aplicación es clave para aumentar, de manera óptima, la reserva recuperable de hidrocarburos procedentes tanto de yacimientos en explotación, como de yacimientos nuevos.

---

<sup>1</sup> El economista Ángel de la Vega Navarro en su investigación titulada: *La Evolución del Componente Petrolero en el Desarrollo y la Transición de México*. Universidad Nacional Autónoma de México. Programa Universitario de Energía. 1999, pp. 3 – 9, indica que a través de la historia, el petróleo ha sido una fuente de energía ligado a importantes acontecimientos mundiales como guerras, movimientos sociales y políticos. México no ha sido la excepción. En su obra da a conocer datos que en México no se encuentran con facilidad o que llegan a ser escasos en relación a la evolución de la industria petrolera mexicana dentro del área energética; abarcando transformaciones de la misma y la posición de PEMEX dentro de un entorno nacional e internacional.

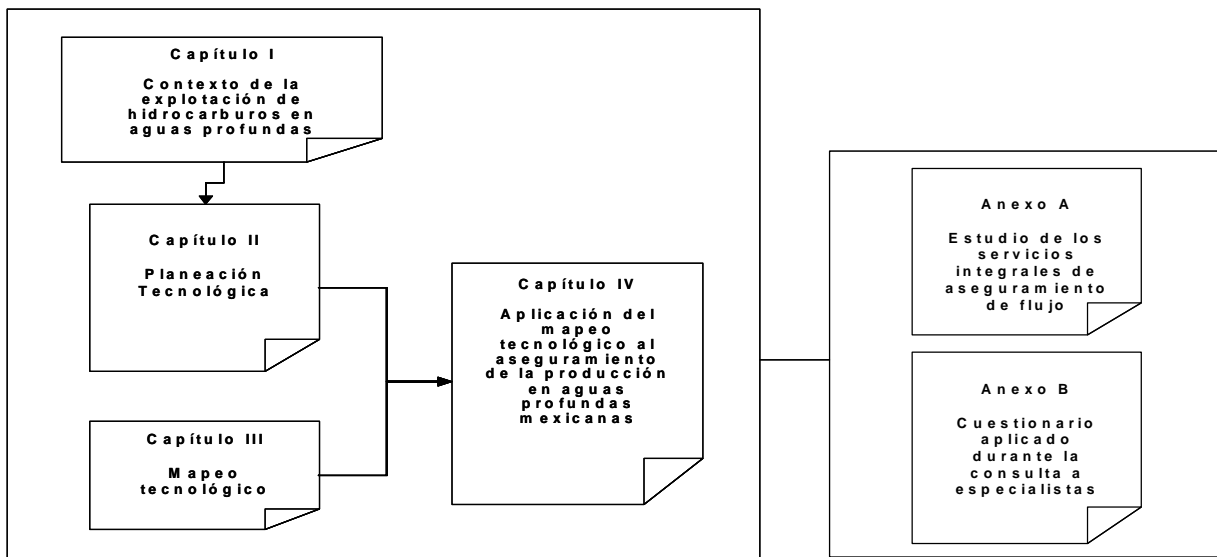
<sup>2</sup> En el proyecto denominado: *Estudio de Tecnologías de Producción para la Explotación de Campos Petroleros, ubicados en Aguas Profundas, Instituto Mexicano del Petróleo, Febrero de 1995*, se hace referencia a la identificación temprana de ubicaciones con potencial petrolero localizados en aguas profundas de la Sonda de Campeche, para las cuales se proponen alternativas de explotación inicial y permanente, basadas en la instalación de infraestructura necesaria para tales fines.

<sup>3</sup> Información adicional a la situación descrita en la frontera marítima México – Estados Unidos, puede consultarse en: Cruz Serrano, Noé. Peligra Petróleo del Golfo. Camina Estados Unidos hacia un nuevo bloque energético. El Universal. Junio 20 de 2002.

<sup>4</sup> El término es también conocido en el ámbito petrolero como sistema de flujo integral, el cual implica la trayectoria común que involucra el flujo de aceite, gas y agua desde el yacimiento hasta elementos de infraestructura superficiales de producción y líneas de flujo. Una descripción más detallada del concepto puede consultarse en: Gómez Cabrera, José Ángel. Pozos fluyentes, bombeo neumático y bombeo hidráulico. Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional Autónoma de México. 1995. pp. 1 – 4.

Los problemas relacionados con el aseguramiento de la producción en diferentes campos petroleros mexicanos, han originado pérdidas por producción de crudo diferida del orden de millones de dólares anuales y son, actualmente, objeto de estudios técnicos especializados, v. gr., detección y tratamiento de obstrucciones en 116 pozos a nivel nacional por depositación de material orgánico en tuberías de producción, que generaron una pérdida de 6.54 millones de dólares anuales por pozo<sup>5</sup>. La magnitud de problemas relacionados con el aseguramiento de la producción se torna aún mayor en el caso de la explotación de yacimientos marinos localizados bajo tirantes de agua profundos, debido a las condiciones bajo las cuales se realizan las operaciones de producción de hidrocarburos. En el caso del Campo MICA, la Compañía Exxon – Mobil reporta un ahorro de 13 millones de dólares en la etapa de desarrollo del campo y operación sin producción diferida, como resultado de los estudios de aseguramiento de la producción<sup>6</sup>.

A nivel nacional, no existe a la fecha algún planteamiento formal que brinde alternativas para asegurar la producción futura de hidrocarburos recuperables en ambientes marinos con tirantes de agua profundos. Es por esta razón que se propone este trabajo de investigación que tiene como objetivo: Definir alternativas tecnológicas factibles en el contexto nacional para lograr el aseguramiento de la producción en la explotación de hidrocarburos en yacimientos de aguas profundas mexicanas. La estructura y partes principales del trabajo se muestran en el siguiente diagrama:



<sup>5</sup> La información presentada está basada en consultas realizadas al Dr. Carlos Lira Galeana, especialista del área de productividad de pozos del Instituto Mexicano del Petróleo, durante Noviembre de 2004.

<sup>6</sup> Referencia: [www.exxonmobil.com](http://www.exxonmobil.com), consultada en Noviembre de 2004.

---

---

En el primer capítulo, se expone un panorama general del estado de la tecnología de la explotación de hidrocarburos en aguas profundas a nivel internacional; además de la situación que se presenta para la explotación de hidrocarburos en aguas profundas mexicanas. Los temas relacionados con la planeación de la tecnología y el pronóstico tecnológico se exponen en el segundo capítulo; así como la definición de un escenario de explotación petrolera mexicana, bajo el cual se considera como contexto de la alternativa de explotación de reservas a futuro. La información expuesta en el tercer capítulo, se relaciona con el proceso de la elaboración de mapas tecnológicos, proporcionándose adicionalmente pautas útiles en su elaboración. Finalmente, en el capítulo cuatro se propone una alternativa para el aseguramiento de la producción de hidrocarburos en aguas profundas mexicanas del Golfo de México mediante la aplicación del proceso de mapeo tecnológico para definir un producto integral de aseguramiento de la producción.

Como anexos, se incluyen: Un estudio de los servicios integrales de aseguramiento de flujo ofrecido por siete empresas de servicios petroleros líderes en el ramo y los formatos de los cuestionarios utilizados para definir la información necesaria para el mapa tecnológica del producto aseguramiento de la producción.

---

---

## **Resumen**

Dado el futuro agotamiento de las reservas probadas mexicanas, la desclasificación de reservas probables y la necesidad de incrementar las reservas energéticas nacionales, se hace prioritario el ampliar las actividades de exploración y explotación hacia zonas geográficas mar adentro con grandes tirantes de agua. En el trabajo que se presenta a continuación se define una alternativa factible en el contexto nacional para el aseguramiento de la producción de hidrocarburos en yacimientos mexicanos localizados en zonas de aguas profundas del Golfo de México, haciendo uso del mapeo tecnológico.

## **Abstract**

In Mexico, the future proved reserves depletion, the probable reserves disqualification and the need for increasing the national energy reserves are relevant themes. To face these issues, the amount of exploration and exploitation offshore activities forward to deepwater geographic zones has become a priority. The following work presents a plausible alternative within the mexican context, to assure hydrocarbon production from deepwater locations in the Gulf of Mexico. To accomplish this purpose a roadmapping process is employed.



## Capítulo 1

### Contexto de la explotación de hidrocarburos en aguas profundas

En la actualidad, el requerimiento de fuentes de energía así como la búsqueda de nuevas reservas<sup>1</sup> energéticas procedentes de combustibles fósiles o hidrocarburos, hace necesaria y justificable la exploración de nuevos prospectos de campos petroleros para, posteriormente, realizar actividades de explotación en yacimientos potencialmente identificados. A nivel mundial, diferentes compañías de exploración y explotación petrolera, se encuentran realizando estudios de prospección y desarrollo formal de campos descubiertos en mar abierto<sup>2</sup>. Tales campos se asocian con el término “aguas profundas”, el cual se vincula de manera práctica con el tirante de agua que existe entre el lecho marino y el nivel medio del mar, bajo el cual se ha localizado previamente un yacimiento de hidrocarburos. Antes de 1978 la perforación en aguas profundas del Golfo de México era un supuesto<sup>3</sup>. No obstante, en la actualidad se ha rebasado la isobata de los 200 metros en diferentes localizaciones geográficas.

El propósito de este capítulo es dar a conocer, de manera resumida, el estado de la tecnología y los avances más significativos de la explotación de hidrocarburos en aguas profundas a nivel internacional y la situación nacional respecto al tema; en base a información hallada en la literatura.

#### 1.1. Estado de la técnica de la explotación de hidrocarburos en aguas profundas.

El proceso para explorar, desarrollar y producir hidrocarburos mar adentro, no es tan diferente que el realizado en tierra debido a que, involucra cuatro etapas: explorar, evaluar el potencial petrolero, desarrollar campos y producir o explotar reservas. Sin embargo, cada etapa se conforma de diversas fases.

---

<sup>1</sup> El término reserva parece no tener definición aceptada universalmente; el de reserva probada es el que se maneja generalmente, el cual se refiere únicamente a la parte del petróleo o gas que puede recuperarse económicamente de los yacimientos.

<sup>2</sup> Información adicional puede consultarse en la página web de la publicación Oil and Gas Journal: [www.ogj.pennnet.com/home.cfm](http://www.ogj.pennnet.com/home.cfm); así como en la página web de ExxonMobil: [www.exxonmobil.com](http://www.exxonmobil.com)

<sup>3</sup> El investigador Fabio Barbosa Cano en el libro: *El Petróleo en los Hoyos de Dona y Otras áreas Desconocidas del Golfo de México*, 2003; p. 52, afirma la inexistencia de un consenso a nivel mundial respecto a la denominación del término aguas profundas y ultraprofundas; no obstante asocia el término aguas profundas a las perforaciones de 200 m o más de tirante de agua y ultraprofundas a las de 500 m o más.

En el caso de aguas profundas, la tecnología clave de explotación o infraestructura de producción puede clasificarse en sistemas de producción en función del tirante de agua<sup>4</sup>. Tales sistemas se muestran en la figura 1.1.

Cada sistema de explotación depende de diferentes componentes clave de producción tecnológicamente avanzados; siendo cinco los de mayor relevancia<sup>5</sup>:

1. Cabezas de pozos submarinos y árboles de válvulas. Equipo conectado a la cabeza de un pozo submarino, utilizado para aislar o controlar la producción y proveer acceso para reacondicionamiento y tratamiento del pozo.
2. Múltiples submarinos. Elemento que permite la recolección y transporte de hidrocarburos; así como la medición y supervisión de presiones y temperaturas.
3. Sistemas de control submarinos. Se conforman de elementos de seguridad como válvulas, actuadores, unidades de energía hidráulica o eléctrica; así como de umbilicales, los cuales permiten realizar paros y arranques de la producción.
4. Ductos, líneas de flujo y tuberías de conexión submarinas. Este rubro lo constituyen el conjunto de tuberías (oleoductos, gasoductos, oleogasoductos y tuberías de producción ascendentes) que permite el transporte de hidrocarburos en una o varias fases de la cabeza del pozo hacia la instalación marina y finalmente al punto de venta.
5. Aseguramiento de flujo<sup>6</sup>. En el ámbito internacional, el término se refiere a la capacidad de producir económicamente hidrocarburos del yacimiento para exportación, durante la vida del campo petrolero en cualquier ambiente marino.

---

<sup>4</sup> En la Industria petrolera mexicana, la clasificación de los tirantes de agua, utilizada en el proyecto: **Opciones de Desarrollo de Campos en Aguas Profundas en la Bahía de Campeche**, IMP. 2004, es la siguiente: Aguas someras (0 – 120 m), aguas semiprofundas (120 – 450 m), aguas profundas (450 – 1,800m), aguas ultraprofundas (> 1,800m).

<sup>5</sup> La intención de esta parte del trabajo no es detallar el aspecto técnico de los sistemas y sus componentes, sino de ofrecer al lector un panorama general de referencia. Información más detallada de las especificaciones técnicas de cada componente pueden consultarse en: Lindsey Curran, Christopher. **Field Development and Field Development Considerations**. British Petroleum. Society for Underwater Technology. Misión de la SUT a México. Marzo de 2004; así como en diferentes referencias citadas al final del capítulo.

<sup>6</sup> El término aseguramiento de flujo indicado es muy general, dado que no hace mención al tipo de problemas que deben superarse, ni las capacidades y ámbito de aplicación. Diferentes compañías de servicios petroleros lo consideran como la aplicación de diferentes tecnologías a lo largo de las tuberías que conectan la cabeza de los pozos con las instalaciones de procesamiento marinas, con el fin de asegurar el flujo de hidrocarburos, sin necesidad de realizar paros en la operación debido a restricciones al flujo; v. gr; formación de hidratos en tuberías, debido a bajas temperaturas del fondo marino, producción con baja temperatura de yacimiento o transporte de petróleos pesados. En este trabajo se propone que esta actividad debe extender su aplicación desde el yacimiento hasta el punto de entrega de hidrocarburos, lo cual implica cambiar el término por el de aseguramiento de la producción.

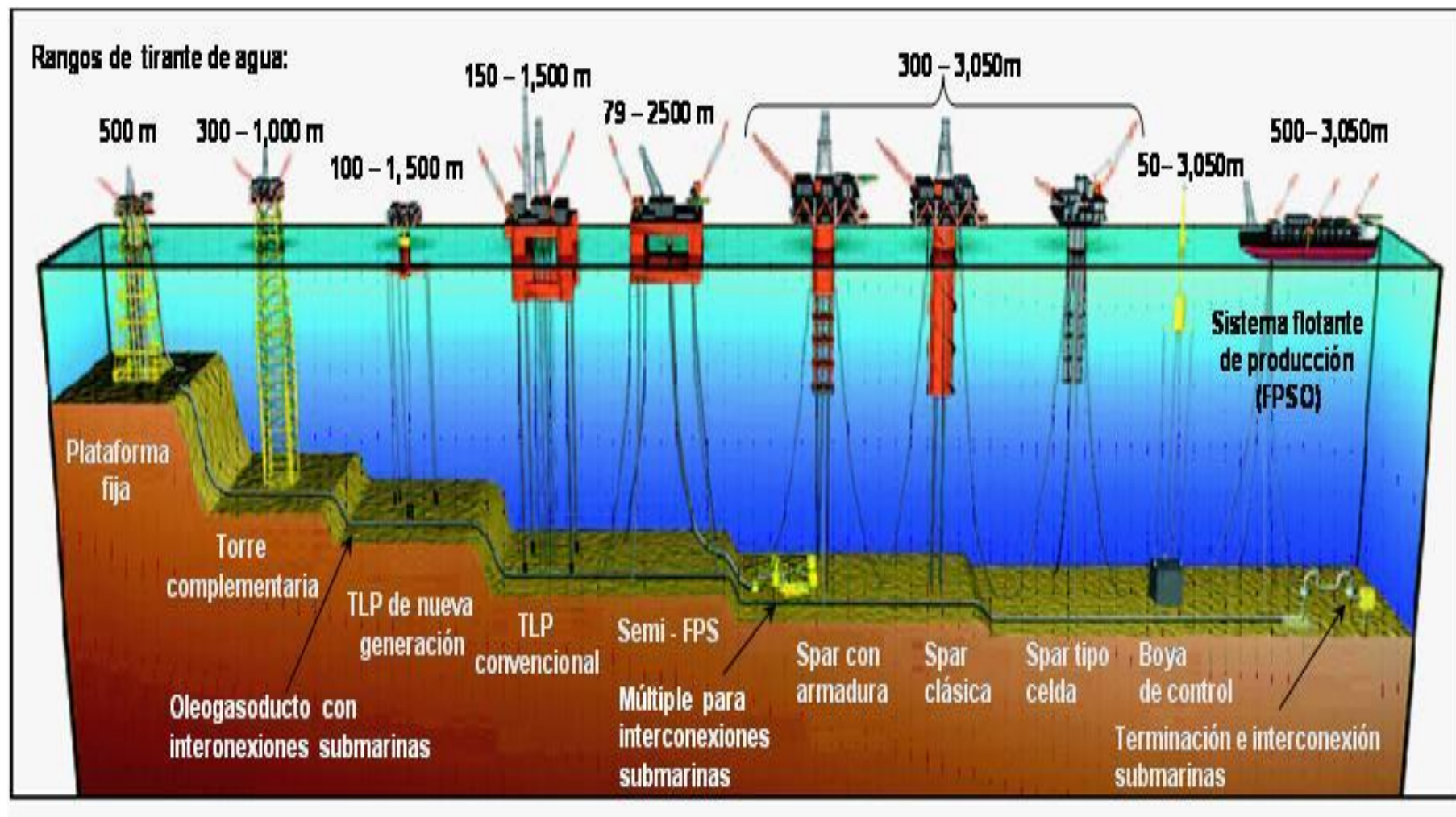


Figura 1.1. Tipos de sistemas de producción para explotación de hidrocarburos en diferentes tirantes de agua<sup>7</sup>.

<sup>7</sup> La información está basada en datos presentados en: *Offshore magazine maps. 2005 Deepwater Solutions for Concept Selections*. Offshore, marzo de 2005.

El progreso y aprendizaje a nivel mundial de los sistemas de explotación y sus componentes ha permitido desarrollar actualmente capacidades para desarrollar y explotar campos bajo tirantes de agua superiores a los 1,000 m. En la figura 1.2, se presenta el progreso histórico para el caso del Golfo de México.

A pesar de los avances conocidos, se considera que la curva de aprendizaje de la explotación en aguas profundas se encuentra inmadura en relación a los cinco componentes mencionados. Un gran número de áreas geográficas con potencial petrolero se encuentra en la etapa de evaluación y otras inexploradas, al mismo tiempo que emergen nuevas tecnologías embrionarias; además de investigarse medios para extraer hidrocarburos de ubicaciones y condiciones más inhóspitas en aguas ultraprofundas<sup>8</sup>.

## 1.2. Panorama de la explotación de hidrocarburos en aguas profundas en el ámbito internacional.

En 1978, la compañía Shell instaló la primera plataforma petrolera, Cognac, en un tirante de agua de 312 m en el Golfo de México. Diez años después, la misma compañía batió su propio récord instalando la plataforma Bullwinkle en un tirante de 412 m; en una localización donde la plataforma continental exterior comenzaba a descender hacia tirantes de agua profundos. No obstante, en 1985 el Departamento del Interior de los Estados Unidos, anunció que todas las zonas productivas de hidrocarburos ubicadas en la zona norte de la plataforma continental del Golfo de México, habían sido desarrolladas<sup>9</sup>. Asimismo, la crisis de oferta de crudo y el disparo de precios por parte de la OPEP que le fue concomitante durante esos años, fueron factores que impulsaron la exploración y desarrollo de campos en aguas profundas del Golfo de México.

En 2002, la Mineral Management Services, de la Agencia Internacional de Energía, informó que Estados Unidos había descubierto 242 campos, de ellos 105 se encuentran en tirantes de más de 1,000 metros y para 1999, solo 22 de éstos estaban produciendo<sup>10</sup>.

---

<sup>8</sup> Las tecnologías embrionarias abarcan todas las áreas de la exploración, evaluación, desarrollo producción de reservas fósiles. La aplicación de nuevos materiales, así como el desarrollo de equipo de procesamiento submarino figuran entre las investigaciones más relevantes. William L. Leffler et al brindan una descripción más detallada en el capítulo 11 del libro: **Deepwater Petroleum Exploration and Production**. Pennwell, 2003. Jaques Braile Sailés presenta factores decisivos para la explotación exitosa en aguas profundas y ultraprofundas; en el artículo: **Lecciones aprendidas en aguas profundas y nuevos retos: PROCAP 3000**. Oil & Gas Journal Latinoamérica. Marzo de 2004, pp. 13 – 19. Entre los puntos críticos se encuentran los proyectos de calentamiento y separación de fases submarinos.

<sup>9</sup> William L. Leffler en **Deepwater Petroleum Exploration & Production**, hace referencia al informe: **offshore Petroleum Studies Estimated Availability of Hydrocarbons to a Water Depth of 600 ft from Federal Offshore Louisiana and Texas Through 1985**, del Departamento del Interior de Estados Unidos, Agencia de Minas, 1973.

<sup>10</sup> Los datos indican que a pesar de que las petroleras internacionales poseen la tecnología para alcanzar los 3,000 m de tirante de agua, existen complicaciones tecnológicas y económicas para producir en tirantes de agua profundos, debido a que campos

La figura 1.3, muestra ejemplos de sistemas de explotación productores en la región norte del Golfo de México.

En 1974, PETROBRAS, compañía nacional petrolera de Brasil, comenzó a explorar mar adentro en la cuenca de Campos, obteniendo un descubrimiento importante a 120 metros de tirante de agua. Después, descubrió nuevos campos a lo largo de los años ochentas y noventas, en el rango de profundidades de 293 – 1,853 metros, explotándolos hasta la fecha, por medio de desarrollos con pozos submarinos y sistemas flotantes de producción. La figura 1.4, muestra los descubrimientos brasileños.

En el caso del Mar del Norte, la empresa operadora noruega Statoil ha reportado hasta la fecha los descubrimientos mostrados en la figura 1.5; los cuales han sido desarrollados con infraestructura de producción submarina.

A partir del año 2000, el Oeste de África y el Sureste de Asia han sido objeto de exploración y desarrollo de campos petroleros, por parte de compañías operadoras tales como:

- Chevron Texaco en Angola (con un desarrollo en 2005 a 411 metros de tirante de agua)
- Exxon Mobil (desarrollo del campo Kizomba en Angola, con un tirante de 1350 metros, en 2004)
- Total-Elf-Fina también en Angola (desarrollo del campo Girasol, en un tirante de agua de 1350 metros)
- UNOCAL en Indonesia (instalación de la plataforma W Seno A en un tirante de 1,021 metros)
- Los desarrollos de campos indicados anteriormente, se encuentran en operación y existen diez desarrollos planeados durante los siguientes dos años en Angola y Nigeria, para tirantes de agua en el rango de 1350 – 1462 metros y un desarrollo en 2007 en Malasia para un tirante de 1,341 metros.

---

descubiertos en los años ochenta, empezaron a explotarse diez años después. Uno de los principales problemas se relaciona con el aseguramiento de flujo, debido a las condiciones de baja temperatura de operación en el fondo marino ( $-4^{\circ}\text{C}$ ) y composición de fluidos, bajo las cuales se produce.

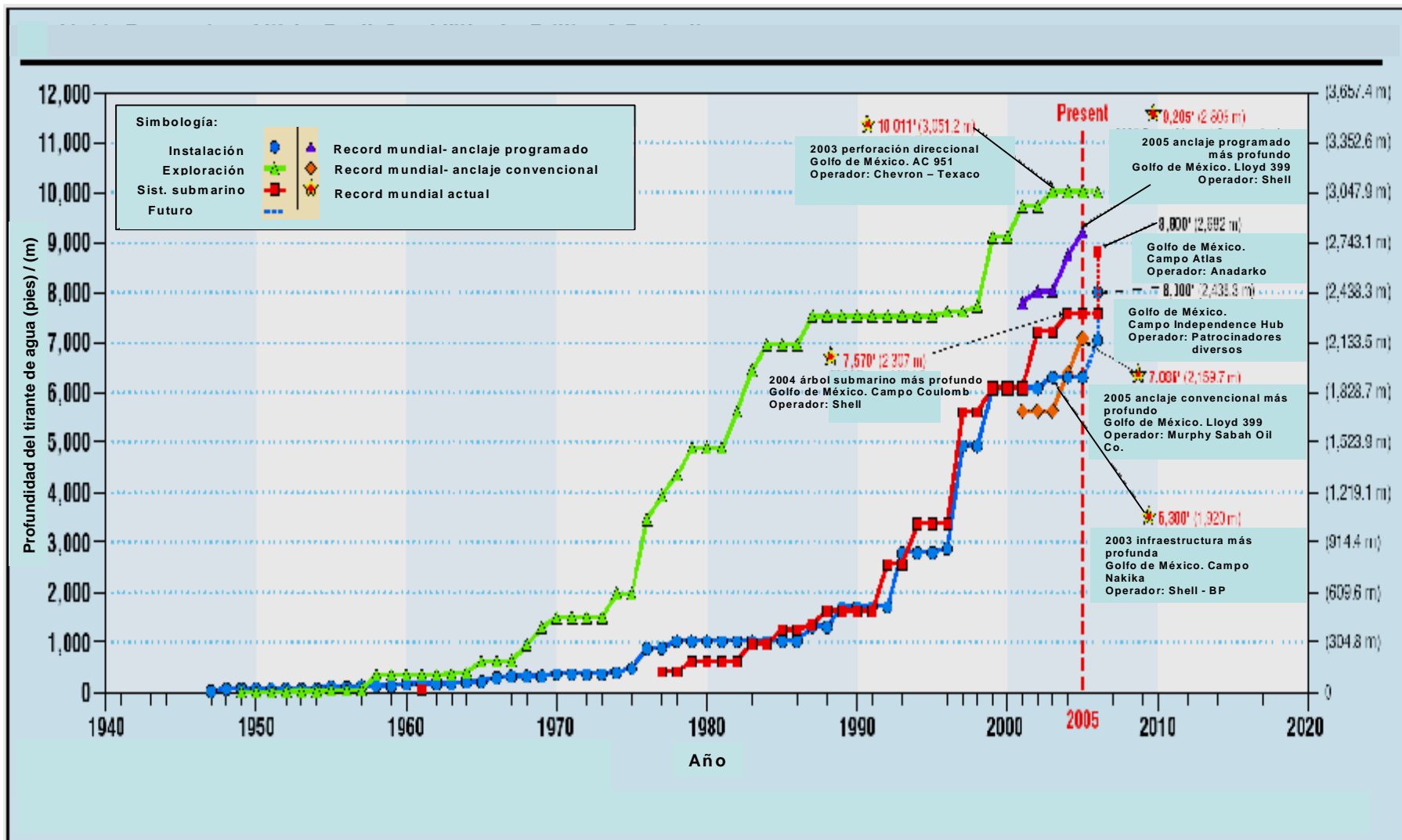


Figura 1.2. Progreso de las capacidades tecnológicas para perforar y producir en aguas profundas<sup>11</sup>.

<sup>11</sup> Fuente: Offshore magazine maps: 2005 deepwater solutions and records for Concept Selections. Offshore. Marzo de 2005.



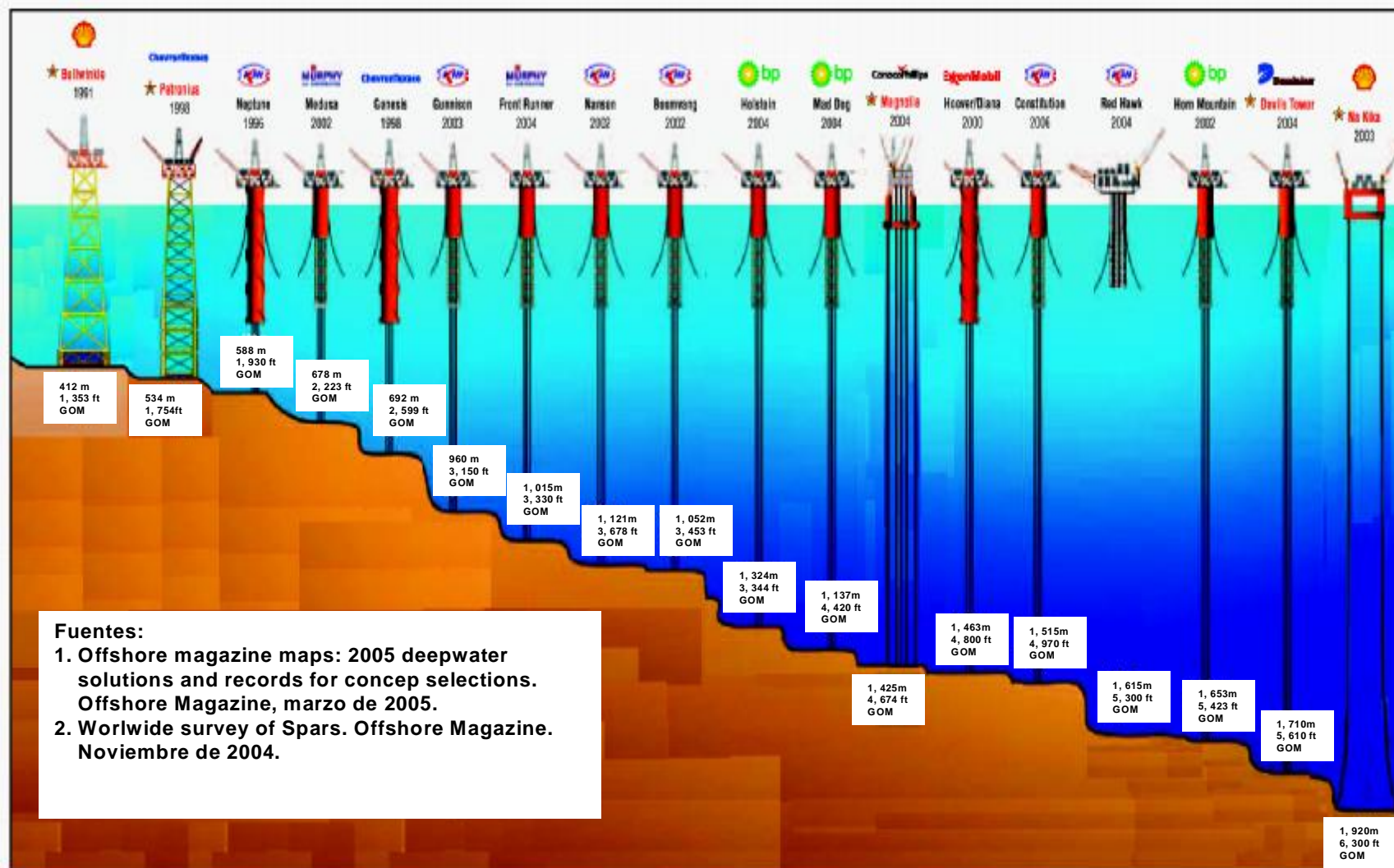


Figura 1.3. Algunos avances de la explotación de hidrocarburos en aguas profundas de la región norte del Golfo de México.

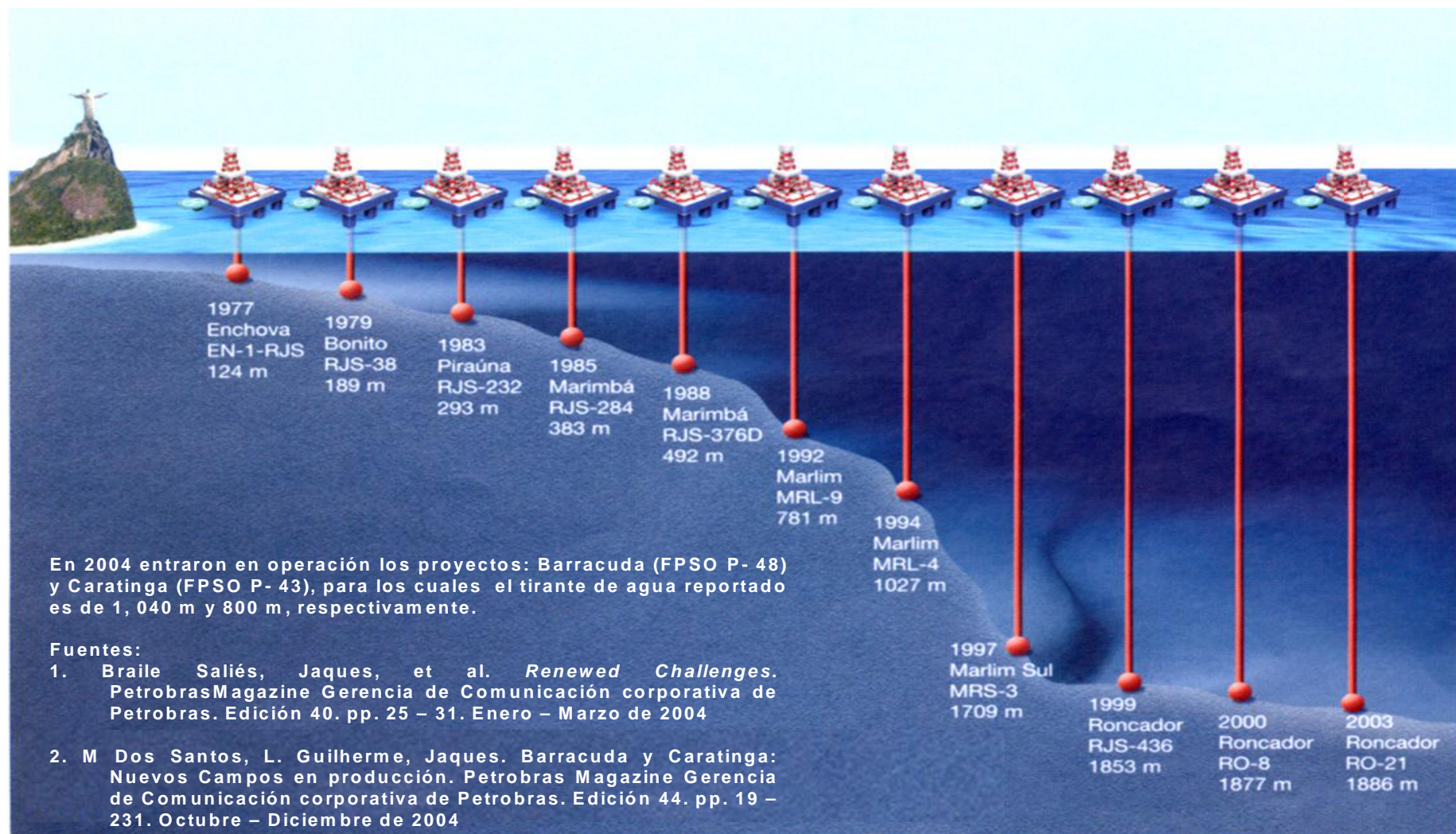
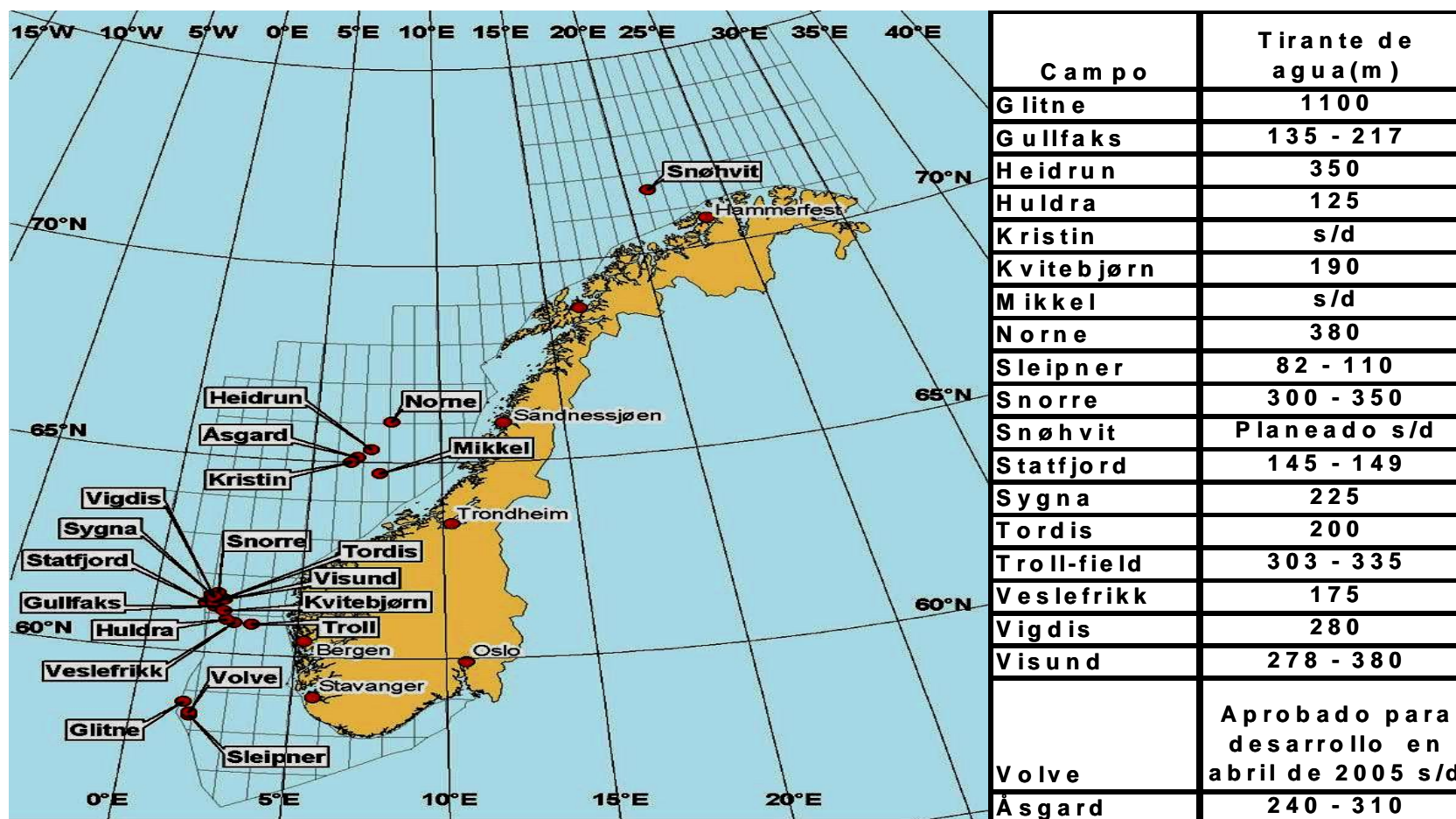


Figura 1.4. Descubrimientos de PETROBRAS en la Cuenca de Campos.





Fuente: [www.statoil.com](http://www.statoil.com)

Fig. 1.5. Campos en explotación y planeados en Noruega.

### 1.3. Situación de la explotación de hidrocarburos en aguas profundas en México.

En México, la necesidad por incrementar las reservas probadas de petróleo crudo (ver figura 1.6); así como el cumplimiento futuro de la demanda de energéticos interna y externa, obligan a que las actividades exploratorias indiquen una tendencia a desarrollar nuevos campos petroleros en aguas profundas<sup>12</sup>.

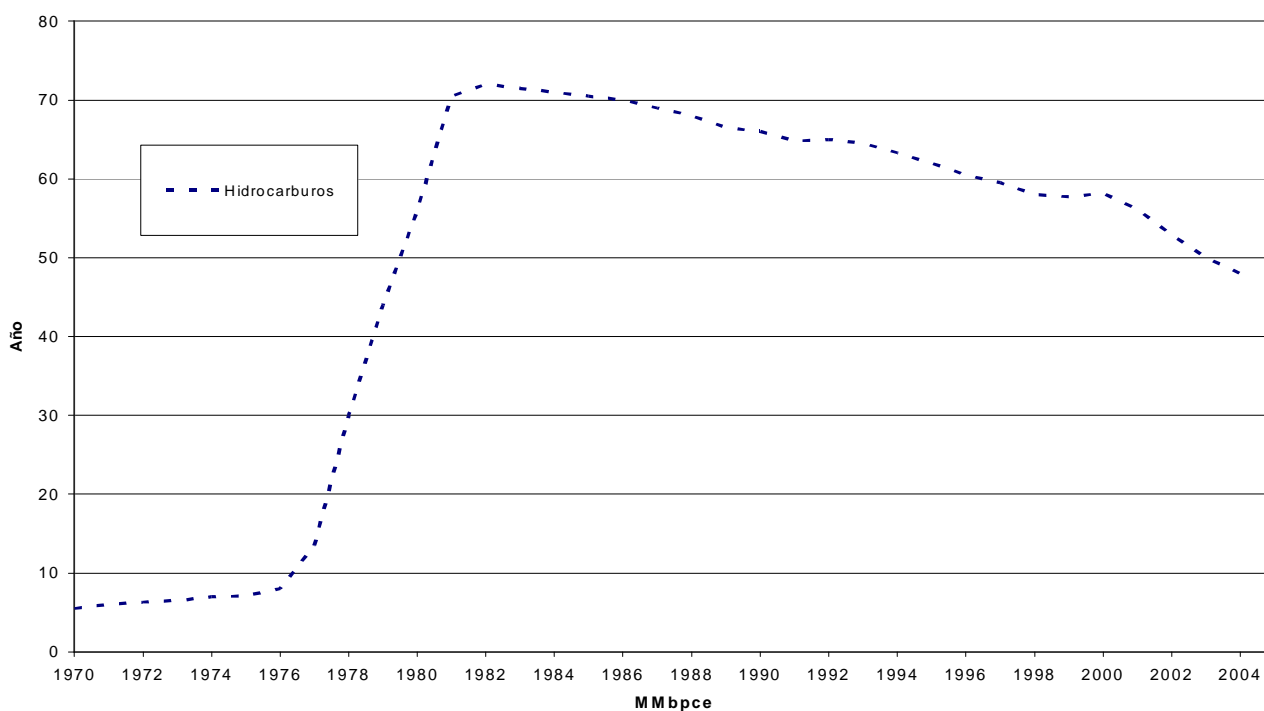


Figura 1.6. Evolución de las reservas petroleras de México. (miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce))<sup>13</sup>.

<sup>12</sup> Durante 2004 se hizo explícita la situación señalada. En la Revista El mundo del Petróleo. Año 1. To. 6; Octubre –Noviembre, 2004, se publicó en Noviembre de 2004 un análisis al respecto realizado por Mayra Martínez (pp.44 – 47), en el cual se señala que: “El futuro de México en cuanto a reservas de hidrocarburos está a tres mil metros de profundidad, en las aguas del Golfo de México, donde yace un inmenso potencial petrolero...” de acuerdo a investigaciones, existe la posibilidad de descubrir 28 yacimientos gigantes o su equivalente en campos medianos y pequeños”

<sup>13</sup> Fuentes: 1) Barbosa Cano, Fabio. *En la dona Occidental, 2 mil 500 mdb de crudo equivalente*. Petróleo y Electricidad. México. Febrero de 2001. pp. 13. 2) PEMEX. *Anuario Estadístico 2001*. Petróleos Mexicanos. Gerencia Corporativa de Evaluación e Información. México; 2002. pp.13 – 14, 2003. pp. 12 – 13, 2004. pp. 14 – 15, 2005. pp. 14 – 15.

De acuerdo con la literatura, con el propósito de “disponer de conocimiento necesario del Golfo de México Profundo que permita la restitución oportuna y producción de hidrocarburos, de acuerdo con el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos Exploración y producción, PEP, PEMEX ha identificado 180 prospectos potenciales” en diferentes plays<sup>14</sup> que delimitan áreas geográficas con un potencial aproximado de 45 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente (figura 1.7)<sup>15</sup>.

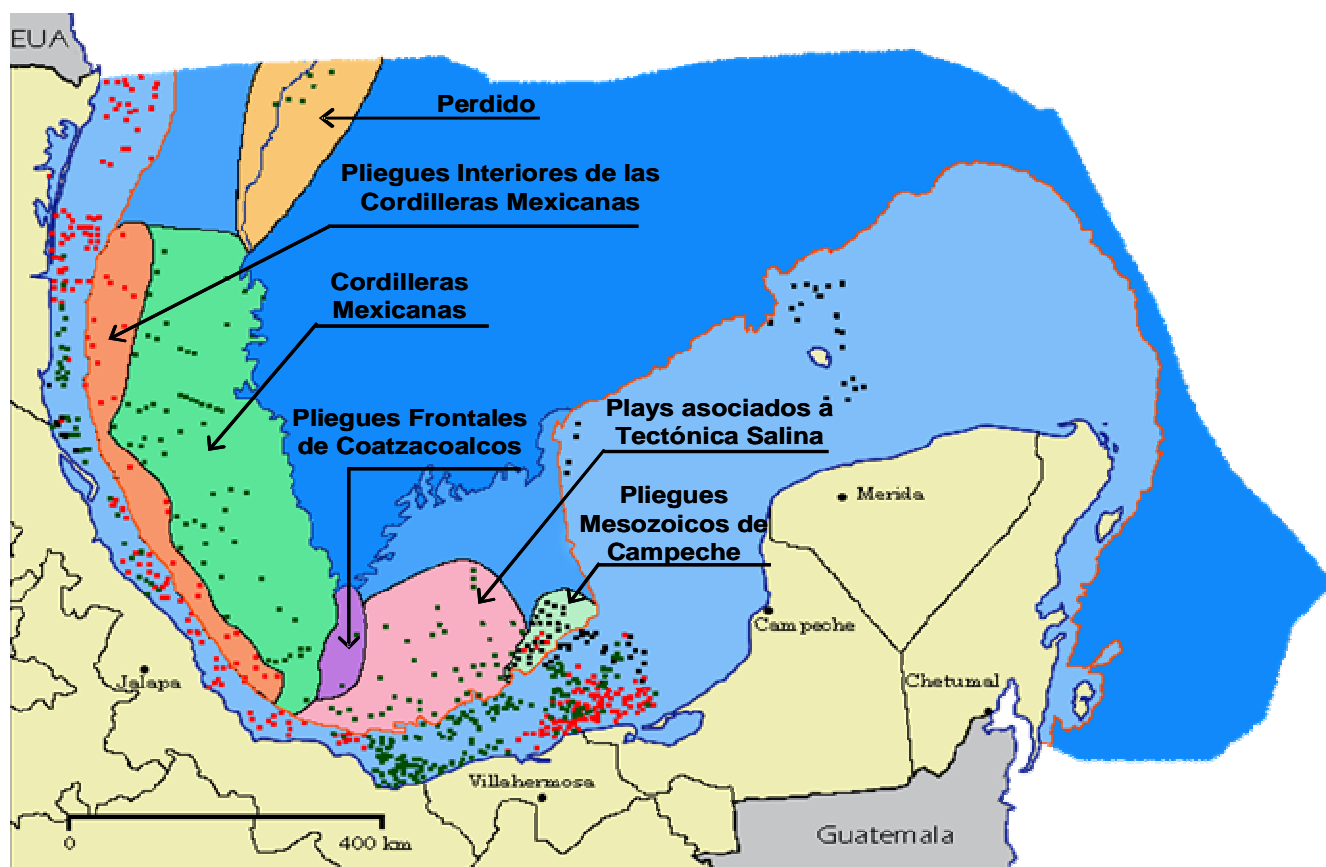


Figura 1.7. Provincias geológicas del Golfo de México<sup>16</sup>.

<sup>14</sup> En jerga petrolera, se denomina plays a un conjunto de estructuras similares consideradas como prospectos.

<sup>15</sup> Declaración realizada en Noviembre de 2004 por el Gerente de Nuevos Negocios de la subdirección de Planeación y Evaluación de PEP; cfr. Referencia 12.

<sup>16</sup> Adaptado de: Martínez, Mayra. *El petróleo profundo*. El mundo del Petróleo. Octubre – Noviembre, 2004. p. 47.

Además, ligado al desarrollo planificado de reservas energéticas futuras en México procedentes de aguas profundas, de manera particular, se encuentra la explotación en yacimientos compartidos, ubicados en la zona limítrofe del Golfo de México entre México y los Estados Unidos de América, los cuales generan un problema potencial para los intereses energéticos nacionales, pues las compañías petroleras que poseen licitaciones en Estados Unidos, realizan trabajos de perforación en áreas cercanas a la frontera marítima, cuyas consecuencias podrían ocasionar inminentemente daños a futuro para México, porque de realizarse una extracción del lado estadounidense, se propiciaría la migración de hidrocarburos hacia el lado norteamericano desde la parte mexicana, en el caso de que las características petrofísicas e hidráulicas de los yacimientos compartidos favorezcan la difusión de hidrocarburos<sup>17</sup>.

En el año 2000, se celebró el Tratado entre el gobierno de los Estados Unidos Mexicanos y el gobierno de los Estados Unidos de América sobre la delimitación de la Plataforma Continental en la Región Occidental del Golfo de México, más allá de las 200 millas náuticas. El instrumento jurídico delimitó la Plataforma Continental en dos polígonos: Hoyo de Dona Occidental (de aproximadamente 17,000 km<sup>2</sup>, de los cuales el 60.36% pertenece a México y el 39.64% a Estados Unidos) y hoyo de Dona Oriental (de alrededor de 20,000 km<sup>2</sup> que deberá dividirse entre Cuba, Estados Unidos y México). La figura 1.8 esquematiza la ubicación de los polígonos delimitados.

PEMEX Exploración y Producción estima que en el año 2006 no habrá contribución a la producción nacional proveniente de Aguas Profundas. Pero en el 2010 ésta podrá ser de hasta el 15 % de la producción Nacional actual (id est, 505,650 BD, de 3.371 MMb/día); además de que en ese mismo año, el 20% de la incorporación de reservas provendrá de Aguas Profundas y en el 2010 será del 40%<sup>18</sup>. De momento, no existe un programa de operación que vaya más allá de la perforación de pozos para la ubicación del desarrollo posterior de campos<sup>19</sup>.

---

<sup>17</sup> De acuerdo con información publicada por la agencia gubernamental estadounidense Mineral Management Service (MMS), de la Agencia internacional de energía (EIA) y de la publicación especializada Oil and Gas Journal, se ha revelado públicamente la intensificación de la actividad petrolera en el Golfo de México, después de haber descubierto 70 campos petroleros del lado estadounidense, habiendo sido considerados como exitosos dos pozos petroleros perforados en el año 2002, con tirantes de agua que sobrepasan los 2,000 metros de tirante de agua y que se encuentran listos para producir. Además, las compañías petroleras estadounidenses estiman obtener para el año 2005 dos millones de barriles diarios de petróleo crudo del campo Baha y del pozo Trident en una zona cercana a 5 km de la frontera marítima con México, en un tirante de agua de 2,300 metros aproximadamente.

<sup>18</sup> El Anuario Estadístico de PEMEX reporta para el primero de enero de 2004, un total de 48,041 MMBpce de reservas probadas de hidrocarburos.

<sup>19</sup> En 2004 se reporta la perforación de los pozos: Ayín 1 y Ayín 2 en 176 y 192 metros de tirante de agua respectivamente, en 198; en 1999, el pozo Tascob 1, en 194 metros de tirante; en 2000 el pozo Chuktah 1, en 384 metros de tirante; en 2004 el pozo Nab 1 en un tirante de agua de 660 metros. Además, existen otros prospectos a ser perforados, entre ellos el pozo Pep 1, en la Franja Mexicana de Perdido cerca del campo estadounidense Baha; así como los pozos: Ce 1 y Cihuatl 1, en 300 metros de tirante; Xihuitl 1 en 350 metros; Tlanextli en 500 metros y Quautli en 600 metros de tirante de agua.



Figura 1.7. Ubicación de yacimientos compartidos<sup>20</sup>.

Es inminente el desarrollo y explotación de nuevos campos en aguas profundas durante los próximos años; por lo tanto, es conveniente definir alternativas útiles que permitan enfrentar problemas relacionados con la recuperación de reservas fósiles; entre ellos, se encuentra el aseguramiento de la producción de hidrocarburos, para el cual se desarrolla en este trabajo, una alternativa basada en la aplicación de una herramienta de la planeación tecnológica, tema que se trata en el siguiente capítulo.

<sup>20</sup> Fuente: Gutiérrez Canet, Agustín. *Petróleo Fronterizo: en riesgo de perderse*. Proceso. México. Mayo de 2003.

## Capítulo 2

### Planeación tecnológica.

La integración efectiva de consideraciones tecnológicas en la estrategia de una empresa es un aspecto clave de su proceso de planeación. La administración tecnológica se basa en el manejo de tecnologías nuevas y existentes que permiten generar productos o servicios y satisfacer necesidades. En este capítulo se mencionan algunos enfoques prácticos de planeación y planeación tecnológica identificados en la literatura. Asimismo, se hace una presentación preliminar del proceso de mapeo tecnológico como herramienta que permite ligar la tecnología con objetivos del negocio, para el desarrollo de nuevos productos, servicios o procesos; aplicable al contexto de una empresa o industria. Porter<sup>1</sup> considera que: “El cambio tecnológico... juega un papel importante en el cambio estructural de la industria”, pero, “ la estructura de la industria no es estática, y las empresas en muchas industrias enfrentan incertidumbre acerca de cómo cambiará la estructura en el futuro”. El pronóstico, proporciona visiones plausibles del futuro, a partir de los cuales, pueden establecerse acciones o procesos de planeación en el presente, anticipando estados futuros de la industria. Por esta razón, se incluye una exposición integrada de métodos de pronóstico, y finalmente, se presenta la prospectiva identificada para la explotación de hidrocarburos en México.

#### 2.1. Antecedentes.

Fuentes (1990)<sup>2</sup>, señala que las corrientes de planeación con un alto grado de influencia son: La planeación comprensiva, planeación retrospectiva, planeación circunspectiva, planeación prospectiva y la planeación estratégica<sup>3</sup>; aunque, “otro factor importante para delinear las clases de planeación que existen, es la manera en que se concibe al futuro”<sup>4</sup>; siendo representativas las concepciones: Retrospectiva, prospectiva, circunspectiva y fatalista. No existe preferencia en el empleo de cada enfoque, sino que éstos, dependen del problema a tratarse.

De las corrientes citadas, es importante, para fines de este trabajo, mencionar la relevancia que tiene la planeación estratégica como sistema de planeación que

---

<sup>1</sup> Porter, Michael E. *Competitive Advantage. Creating and Sustaining Superior Performance*. The Free Press, 1985; pp. 164, 445.

<sup>2</sup> Fuentes Zenón, Arturo. *El Problema General de la Planeación. Pautas para un enfoque contingente*. DPMI. UNAM. México, 1990.

<sup>3</sup> Existen diferentes definiciones de planeación estratégica. George A. Steiner (1979) señala que ésta, puede comprenderse de una manera integral tomando considerando: El porvenir de las decisiones actuales, el proceso, la filosofía y la estructura.

<sup>4</sup> Fuentes. Op. cit.



permite elaborar planes estratégicos, la cual de acuerdo con Fuentes (1990)<sup>5</sup>: “...no trata con problemas operativos, correctivos o de mejoramiento, sino que está orientada a trazar las líneas de expansión para las empresas, ya sea a través de nuevos productos, variantes en los nuevos productos, penetrar en nuevos mercados, tecnologías de punta, reducción de costos, etc”<sup>6</sup>. Asimismo, al estar orientada a decisiones a largo plazo, incorpora principios de prospectiva, por ser “una actividad concerniente al presente, tal y como se percibe y se controla, pero un presente que se extiende hacia el futuro”<sup>7</sup>. Entre ellos, se encuentra el empleo de técnicas de pronóstico, con el fin de anticipar y poder dar respuesta a retos futuros.

Particularmente, la integración efectiva de consideraciones tecnológicas con la estrategia de una empresa, es un aspecto que trata la planeación tecnológica, la cual de acuerdo con Philip D. Metz (1996) debe ser parte integral de la estrategia de una empresa y no como un proceso independiente.

Entre los enfoques de planeación tecnológica hallados en la literatura, se incluye el uso de la cadena de valor propuesto por Porter (1985)<sup>8</sup>, el embudo del desarrollo de Wheelwright y Clarke (1992)<sup>9</sup>, enfoques basados en la madurez de la empresa (Betz, 1998)<sup>10</sup> y un enfoque basado en el pronóstico y administración de la tecnología señalado por Tarek (2000)<sup>11</sup>. Para otros autores, entre ellos Grant (1991), la tecnología se puede considerar como un recurso importante de cualquier empresa; a partir de lo cual propone un modelo de planeación tecnológica ligado al enfoque basado en recursos de una empresa.<sup>12</sup> Hammel y Prahalad (1994) enfatizan la

<sup>5</sup> Op cit.

<sup>6</sup> La mayoría de las definiciones de la planeación estratégica hace mención a la importancia de la misión, metas, desarrollo de estrategias, evaluación de información interna y externa, así como la generación de proyecciones de proyecciones para identificar cambios en el medio ambiente; pero no se hace referencia a la manera de cómo relacionar recursos, capacidades reales, ni cambios ambientales para lograr los objetivos.

<sup>7</sup> Tomado de: Wladimir M. Sachs. *Diseño de un Futuro para el Futuro*. Fundación Javier Barros Sierra. México, 1980. p. 29. Este autor considera que la planeación abarca desde un diseño global del futuro, hasta la asignación de presupuesto en una empresa, por lo cual es una toma de decisiones anticipatoria, orientada hacia el futuro, de ahí que ésta, deba adoptar un enfoque prospectivo. Entre los tipos de planeación que son variaciones o extensiones del paradigma prospectivo se encuentran: La planeación adaptativa, término usado por Ackoff, la planeación normativa de Obcecan, la planeación transactiva de Friedmann y la planeación interactiva, término utilizado por Ackoff en 1974, en vez del término planeación adaptativa.

<sup>8</sup> Porter considera que la estrategia tecnológica es “el enfoque de una empresa para el desarrollo y uso de la tecnología” que debe cubrir tres aspectos: Las tecnologías por desarrollar, la búsqueda de liderazgo entre las tecnologías desarrolladas y la búsqueda de licencias tecnológicas o coaliciones con otras empresas.

<sup>9</sup> Wheelwright y Clarke consideran que el objetivo de la estrategia tecnológica es guiar a la empresa durante la adquisición, desarrollo y aplicación de la tecnología para lograr una ventaja competitiva y el desarrollo de nuevos productos, procesos o servicios. En la estructura gráfica que denominan embudo del desarrollo, proponen un proceso que permite pensar acerca de la generación y monitoreo de opciones de desarrollo de proyectos, y la combinación de un subconjunto de éstas para generar el concepto de un producto; a través del uso de una estrategia tecnológica y una de producto – mercado. La estrategia tecnológica propuesta consiste en: Definir capacidades donde la empresa busca una ventaja competitiva, definición e integración de tecnologías y el establecimiento de un periodo y frecuencia de implantación tecnológica.

<sup>10</sup> Frederick Betz (2003) propone un enfoque para el descubrimiento de tecnología científica en dos fases, una científica y otra tecnológica. La primera fase determina paradigmas de fenómenos relacionados con el sistema tecnológico. La segunda etapa tiene como objetivo la invención de sistemas tecnológicos. Además, define la planeación tecnológica como la integración de la estrategia tecnológica con la planeación del negocio. En su modelo propone el uso de matrices del sector tecnológico e industrial; así como de curvas S para dar seguimiento al cambio tecnológico.

<sup>11</sup> Tarek Khalil, presenta un esquema de planeación tecnológica, el cual parte del conocimiento de la tecnología y del mercado, con los cuales pueden generarse pronósticos y escenarios, para los cuales puede diseñarse una estrategia tecnológica.

<sup>12</sup> El procedimiento de planeación propuesto por Grant está basado en cinco etapas: Análisis de recursos de la empresa, identificación de capacidades de la empresa, análisis del potencial beneficio – ganancia de los recursos y capacidades,

importancia de las competencias o habilidades corrientes de la empresa, no integradas o inexistentes, necesarias para modelar una estrategia que permita capturar oportunidades futuras, siendo las capacidades humanas un factor que debe considerarse.

En literatura reciente, se propone un nuevo esquema de planeación tecnológica (ver figura 2.1) que está basado en el trabajo realizado por Andreasen y Hein (1987)<sup>13</sup>, en el cual se propone la unión de los conceptos flujo de conocimientos y recursos.

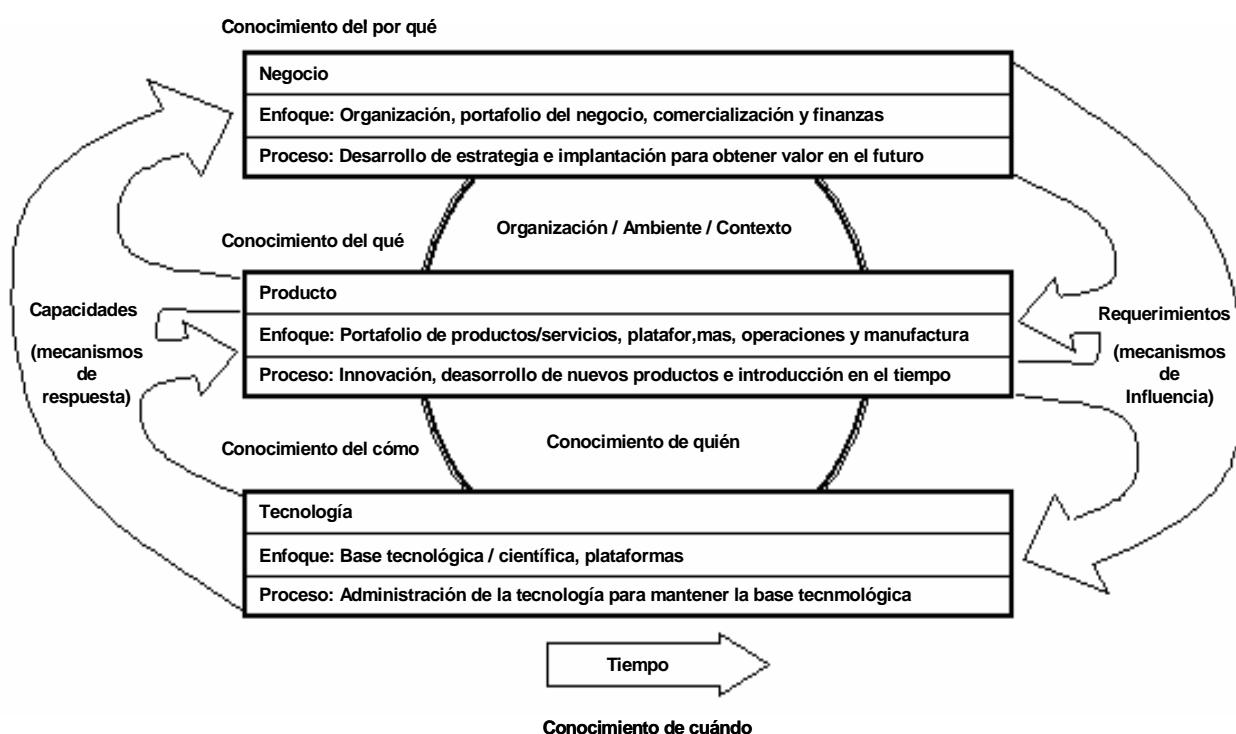


Figura 2.1. Esquema de planeación tecnológica<sup>14</sup>.

selección de estrategias que explote de la mejor manera los recursos y capacidades en relación a oportunidades externas y la identificación de brechas en recursos y capacidades. Grant hace una distinción entre recursos y capacidades. Denomina recurso a toda entrada básica a un proceso productivo y capacidad a un conjunto de recursos necesario para desarrollar una actividad o deber.

<sup>13</sup> Andreasen y Hein proponen la integración de los niveles alto, medio y operativo dentro de una empresa, a los cuales puede atribuirse las actividades de conocimiento de necesidades, diseño y aplicación de procesos y tecnología, respectivamente, dentro de un ambiente dinámico donde, las necesidades influyen mecanismos de respuesta por parte de los tres niveles indicados.

<sup>14</sup> Adaptado de : Phaal, Robert; Farruckh, Clare; Probert, David. **Technology Roadmapping: Linking technology resources to business objectives**. Centre for Technology Management, University of Cambridge. p. 5. Noviembre, 2001.



Como se puede observar, el esquema mostrado involucra tres niveles, entre los cuales existe un flujo de conocimiento, representado por las flechas. El lado derecho indica un flujo de requerimientos o influencias, con los que se asegura el entendimiento de requerimientos de mercado y financieros por parte del nivel producto y del nivel tecnología. De lado izquierdo, se muestran mecanismos de respuesta que aseguran el entendimiento del nivel tecnológico a nivel producto y negocio. En el contexto indicado por el diagrama de la figura 2.1, el conocimiento tácito y el conocimiento explícito (Nonaka, 1991), así como la dimensión del conocimiento (qué, cómo, quién y cuándo), son factores relevantes<sup>15</sup>.

Entre los tipos de herramientas que existen para apoyar los flujos de conocimiento y el aprendizaje a través de los niveles señalados se encuentra la formación de equipos multidisciplinarios, la rotación interna de personal, los sistemas de información y comunicación o procesos de planeación participativa<sup>16</sup>. Recientemente, se ha propuesto al mapeo tecnológico como otra herramienta útil para alinear la tecnología con los objetivos o necesidades en una empresa. Su proceso está estrechamente relacionado con el esquema descrito anteriormente (los tres niveles, su relación y el tiempo son sus componentes principales). El mapeo tecnológico puede apoyar el desarrollo y la comunicación de la estrategia tecnológica y planes a largo plazo. El resultado del proceso es un mapa tecnológico, en el que se muestran programas de tecnología o desarrollos específicos que pueden ligarse a productos o servicios futuros, así como a oportunidades o necesidades de mercado en un horizonte de tiempo. Tanto el proceso de mapeo tecnológico como su resultado pueden adoptar una variedad de formas, dependiendo del contexto particular de la empresa o industria (v. gr., Willyard y McClees<sup>17</sup>, 1987 Barker y Smith<sup>18</sup>, 1995; y Groenveld<sup>19</sup>, 1997).

<sup>15</sup> Ikujiro Nonaka hace énfasis en el concepto conocimiento del cómo (know how, en inglés) y el conocimiento explícito (conocimiento formal y sistematizado); siendo el conocimiento tácito sinónimo del conocimiento del saber cómo, el cual consiste parcialmente de habilidades técnicas y experiencia.

<sup>16</sup> Existen diferentes métodos que se reportan en la literatura para convertir el conocimiento tácito al explícito. Jay Liebowitz en Knowledge Management. Learning from knowledge Engineering (CRC Press, 2001; pp. 57 – 62) y en Building Organizational intelligence. A knowledge Management Primer (CRC Press, 2000; pp. 31 – 36), señala que “la gente no quiere compartir su conocimiento por razones de competitividad y de reserva propia”. Por esta razón, “los incentivos tales como la evaluación anual basada en el compartimiento del conocimiento tácito, frecuentemente proporcionan motivación para compartir conocimiento tácito y transformarlo en conocimiento explícito”. Este autor propone el empleo de un sistema de motivación – recompensa y de capacitación.

<sup>17</sup> En su artículo relacionado con el mapeo tecnológico en Motorola, Willyard y McClees definen el mapeo tecnológico de tecnologías emergentes (aplicable a una sola tecnología) y el mapeo tecnológico de producto (útil en el desarrollo de nuevos productos) como un conjunto de documentos que deben proporcionar una descripción detallada del pasado del producto o tecnología, del presente y del futuro de la división o grupo operativo encargado del desarrollo.

<sup>18</sup> Barker y Smith consideran el proceso de mapeo tecnológico realizado en British Petroleum, como una herramienta visual de previsión de la tecnología, que facilita la construcción de un plan, mediante un proceso participativo, facilita la determinación de brechas tecnológicas y permite establecer los componentes tecnológicos en la estrategia de negocio que deben asimilarse. En su trabajo, estos autores recomiendan la aplicación a temas relacionados con la industria, la investigación y desarrollo; así como temas ambientales.

<sup>19</sup> En el caso de Phillips Electronics, Groenveld, trata el proceso de mapeo tecnológico producto-tecnología de largo plazo como aquel que contribuye a la integración del negocio y la tecnología; como a la definición de la estrategia tecnológica mediante la exposición de la interacción entre productos y tecnologías en un horizonte de tiempo.

En el caso del aseguramiento de la producción se requiere de la planeación de actividades tecnológicas orientadas a la explotación de hidrocarburos, así como de una visión a largo plazo basada en la cooperación de expertos especialistas en diferentes disciplinas de la ingeniería petrolera, es por esto que se propone el empleo del mapeo tecnológico como alternativa para definir un curso de acción factible a futuro, para el aseguramiento de la producción en yacimientos ubicados bajo grandes tirantes de agua. Este tema, lo relacionado a su proceso y su aplicación al contexto de aguas profundas se exponen en los siguientes capítulos. A continuación, se abordan algunos aspectos relacionados con el pronóstico, debido a la importancia de éste en el establecimiento de decisiones a largo plazo.

## 2.2. Pronóstico.

Recientemente una parte significativa de la planeación se basa en el pronóstico. Éste puede entenderse como la expectativa y estimación de condiciones futuras generalmente delimitadas por rangos o descritas con palabras, no obstante, algunas empresas como Shell Internacional, por ejemplo, hace uso del término predicción, en vez de pronóstico, debido a que Shell cede la definición de pronóstico a un análisis exclusivamente cuantitativo (Wack, 1985). El papel del pronóstico en la planeación tecnológica consiste en proporcionar condiciones futuras, relativas a aplicaciones de maquinaria, procesos físicos y ciencias aplicadas, expresadas en números o palabras, necesarias para el análisis estratégico de la tecnología a largo plazo.

En la literatura revisada que se relaciona con el tema, se presentan veinte métodos de pronóstico<sup>20</sup>, los cuales de acuerdo con Millet y Honton (1991)<sup>21</sup>, considerando su uso, más que sus mecanismos o procedimientos, pueden agruparse en tres grupos:

- **Análisis de tendencias:** Extrapolación de tendencias, estimación de series de tiempo, análisis de regresión, econometría, dinámica de sistemas, curva S, analogías históricas, matrices de entrada y salida de datos, análisis de tendencias de patentes y análisis de literatura científica.
- **Juicio de expertos:** Entrevistas, cuestionarios, dinámica de grupos (método delphi, generación de ideas y técnica de grupo nominal).
- **Análisis de opciones múltiples:** Escenarios, Simulaciones, trayectorias y árboles de decisión y análisis de portafolios.

---

<sup>20</sup> David M. Georgoff y Robert G. Murdick (1986) proporcionan en su trabajo una guía, a partir de un conjunto de veinte técnicas de pronóstico más comunes, la cual puede consultarse como ayuda para la selección y combinación adecuada de técnicas de pronóstico, en función de variables importantes o dimensiones tales como tiempo o requerimientos de recursos para la aplicación de la técnica. Asimismo, proporcionan una breve descripción de los métodos.

<sup>21</sup> Millet y Honton presentan una descripción simplificada de los grupos y métodos señalados; así como de sus fortalezas y debilidades pero no del procedimiento que se emplea en cada método. El lector interesado en procedimientos particulares, puede encontrar referencias bibliográficas útiles en la obra de estos autores.

De los grupos citados, el análisis de tendencias ha sido y sigue siendo la técnica más popular para el pronóstico dado que, los análisis de tendencias son mejores que las suposiciones. La idea básica de este grupo de métodos se basa en la recolección de datos históricos relevantes (variables importantes) y su representación y análisis gráfico, para proyectar tendencias numéricas o gráficas.

El juicio de expertos puede definirse como la afirmación de una conclusión basada en la evidencia de una suposición del futuro, derivada de información y lógica por un individuo o un grupo de individuos familiarizados con el objeto de estudio. Los métodos que constituyen este grupo pueden aplicarse a cualquier caso, sin o junto con otros métodos de pronóstico pero, por lo general, son aplicados en etapas iniciales, en las que los datos estadísticos y las tendencias son raros o poco confiables.

El fundamento conceptual de los análisis de opciones múltiples es que quizá exista un futuro que pueda ocurrir pero, no se puede saber con seguridad suficiente cuál será ese futuro, así que la propuesta es la estimación de alternativas probables para el futuro, teniendo como objetivo, el permanecer flexible a las incertidumbres del futuro, mediante el reconocimiento de variaciones posibles de variables ambientales. Otra consideración filosófica de estos métodos es considerar al futuro no solamente incierto, sino en parte influenciado por lo que los individuos hacen para hacerlo posible. Los métodos pertenecientes a este grupo se consideran de predicción, tanto de futuros probables, como de las condiciones bajo las cuales un futuro específico podría ocurrir<sup>22</sup>.

Cada método posee fortalezas y debilidades, además cada situación de pronóstico está limitada por restricciones de tiempo, fondos, competencias o información. En la literatura se reporta una falta de desarrollo de técnicas de pronóstico en los últimos años pero, los esfuerzos para mejorar los pronósticos se enfocan a procedimientos para la selección de técnicas, a la combinación de pronósticos, a la simulación de diversas consideraciones de variables de entrada, en algoritmos de simulación y a la aplicación selectiva del juicio de expertos.

Recientemente, se ha otorgado una nueva apreciación a los métodos que involucran juicio de expertos. Phillips y Beach (1990), reconocen que artículos especializados en pronóstico "cuestionan la consideración de que el pronóstico basado estadísticamente es superior a los pronósticos hechos por juicio de expertos...tiempo atrás no habríamos podido anticipar que el papel del juicio en el pronóstico jugaría

---

<sup>22</sup> Joseph Martino P. en su libro: *Technological Forecasting for Decision Making*. (2a ed. North Holland, 1983), ofrece una taxonomía de métodos de pronóstico tecnológico, en la cual, clasifica a este grupo de métodos como herramientas de pronóstico normativo. Al respecto, Mollet y Honton (*A Manager's Guide to Technology Forecasting and Strategy Analysis Methods*. Battelle Press. Columbus, Ohio, 1991., p 65), consideran que " los análisis de opciones múltiples no son normativos en el sentido de ser tan parciales como para afirmar que el futuro será lo que alguien quiere que sea, sino que son normativos al grado de que éstos métodos, intentan identificar acciones que provocaran la ocurrencia de un futuro deseado (o que sea el más probable en ocurrir).

una función tan importante como lo hace ahora, pero algunas cosas son difíciles de pronosticar”<sup>23</sup>. Adicionalmente, es necesario hacer notar que, en algunos asuntos, los analistas tienen más dificultad en preparar pronósticos cuantitativos poco valorados por los tomadores de decisiones porque éstos, aprecian la importancia del juicio de expertos al tomar decisiones relacionadas con inversiones presentes y ganancias futuras.

De manera especial, Schnaars (1989), considera el análisis de escenarios como una alternativa para evadir la necesidad de generar pronósticos cuantitativos y precisos pero, no confiables. En este análisis se postula un conjunto de futuros posibles pero no asegurados, aplicando técnicas de generación de escenarios. Es importante señalar que un escenario no es un pronóstico, sino, en palabras de Sánchez (2003): “La descripción de un futuro posible y la sucesión o combinación de eventos que conduce a ese futuro”.

La literatura relacionada con el tema de los escenarios es variada; así como su definición y técnicas de generación propuestas por diferentes autores. Ackoff (1987), propone el empleo y generación de escenarios de referencia<sup>24</sup>. Porter (1985), emplea los escenarios industriales y su generación en base al modelo de cinco fuerzas de competitividad. Wack (1985), propone el empleo de macroescenarios para comprender la incertidumbre en base al uso de factores macroeconómicos y macro políticos. Sánchez (2003), define y propone una técnica para generar escenarios exploratorios, la cual considera el uso e integración de variables y tendencias cuantitativas y cualitativas. Millet (1987), propone el uso de escenarios de producto o industriales a nivel macro y micro, para obtener información acerca del ambiente dinámico de una empresa; y como insumo para simulación del impacto que tendrían las estrategias de una empresa en su ambiente. Por otra parte, Huss y Honton (1987), clasifican los métodos desarrollados para generar escenarios en métodos de lógica intuitiva, métodos de análisis de tendencias e impactos y métodos de análisis de impactos cruzados<sup>25</sup>.

A continuación, se presenta un escenario de referencia general de la explotación de hidrocarburos mexicanos, con el propósito de delimitar el contexto que debe considerarse como referencia o base para proceder a la aplicación de la propuesta

---

<sup>23</sup> Fuente: Phillips, L. D; Beach L.R. Special Issue on Judgemental Forecasting Preface. Editors’ Remarks. Journal of Forecasting. Vol. 9. No. 4. Julio – Septiembre de 1990, p. 303.

<sup>24</sup> Ackoff , en el libro *Planeación de la empresa del futuro*, p. 303, define al escenario de referencia como “ una extrapolación del pasado hacia el futuro, en la cual se supone que el sistema involucrado y su medio ambiente se desarrollarán sin intervención, esto es, sin que haya ningún cambio en las tendencias del pasado”.

<sup>25</sup> En el artículo *Scenario Planning – What Style Should you Use*. Long Range Planning. Vol. 20. no. 4. pp. 21 – 29, 1987, consideran que el uso del análisis de escenarios, “permite producir pronósticos del ambiente futuro de un negocio e identificar condiciones que conduzcan a cambios importantes en su ambiente”; en el artículo, se describe cada uno de los tres métodos señalados de manera simplificada, se mencionan sus ventajas y desventajas y se proporcionan referencias adicionales. Además, los autores hacen énfasis en que la elección de algún método para generar escenarios, depende del nivel de detalle que se requiera para la toma de decisiones particulares pero, siempre debe considerarse las cantidades de recursos necesarias para la aplicación de cualquiera de las técnicas

de mapeo tecnológico, con el fin de definir una alternativa plausible que permita hacer frente a problemas relacionados con el aseguramiento de la producción de hidrocarburos de futuros campos petroleros desarrollados en aguas profundas mexicanas .

### 2.3. Escenario de la explotación de hidrocarburos en México.

La economía mexicana continuará siendo altamente dependiente del uso de combustibles fósiles en un horizonte de por lo menos 20 años. Los sectores: Residencial, transporte, agropecuario, industrial y energético requieren para su funcionamiento, en gran parte, del consumo de hidrocarburos. La figura 2.2 muestra la demanda anual de energética nacional por sector.

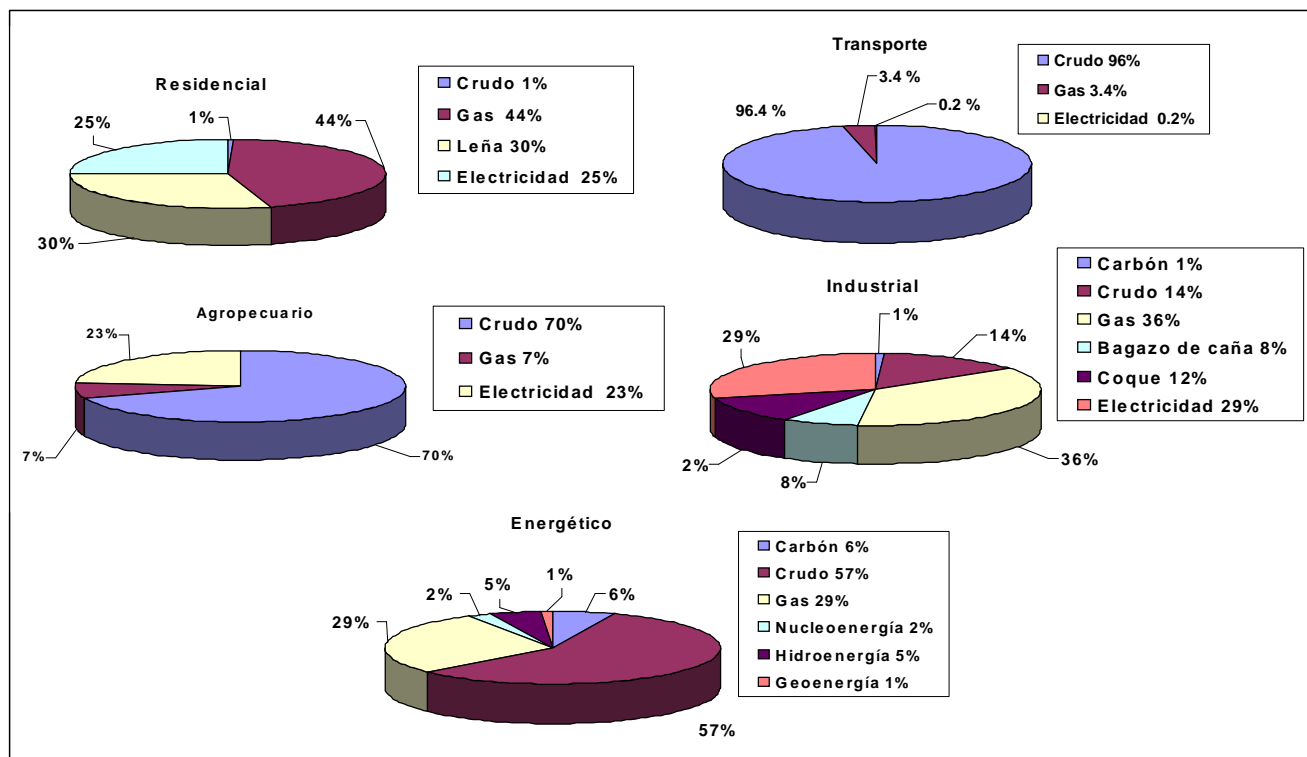


Figura 2.2. Demanda energética de México reportada en 2005<sup>26</sup>.

<sup>26</sup> Fuente: Balance Nacional de energía 2003. Última actualización Mayo de 2005: [www.energia.gob.mx](http://www.energia.gob.mx)

Se espera que durante el periodo de 20 años, la demanda interna y externa de petróleo crudo y gas superara la oferta de hidrocarburos. En las figuras 2.3 y 2.4 se presentan las demandas de crudo y gas estimadas para el horizonte de tiempo mencionado.

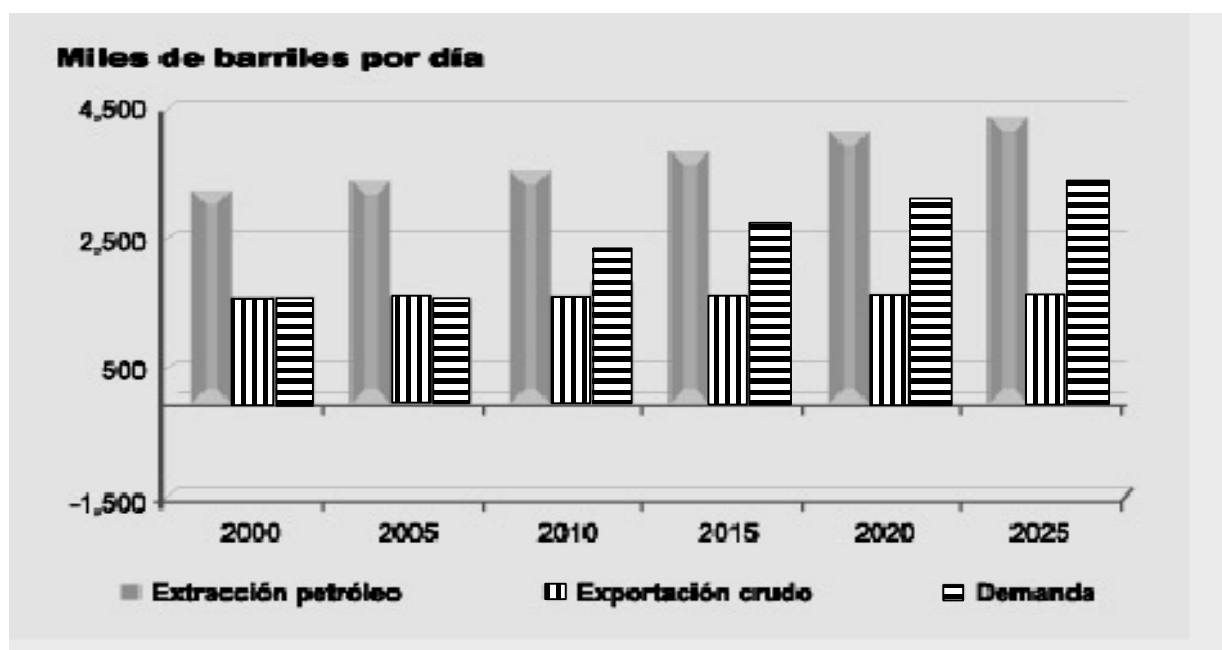


Figura 2.3. Mercado nacional del petróleo crudo<sup>27</sup>.

La evolución histórica de las reservas de gas y aceite (figura 2.5) indican una declinación inminente de recursos a futuro, lo cual obligará cada vez más a la industria petrolera mexicana a seguir enfocando sus esfuerzos hacia actividades de de exploración y delimitación de nuevas provincias geológicas con potencial petrolero, ante la perspectiva de la demanda y el mantenimiento oportuno de reservas de reservas.

<sup>27</sup> Fuentes: 1. *World Oil Consumption by Region, Reference Case, 1990 – 2025*. Energy Information Administration. International Energy Outlook 2004. p 167. [www.eia.doe.gov/iea](http://www.eia.doe.gov/iea). 2. *Prospectiva de la investigación y el desarrollo tecnológico del sector petrolero al año 2025*. Instituto Mexicano del Petróleo. p. 42. Junio de 2001.

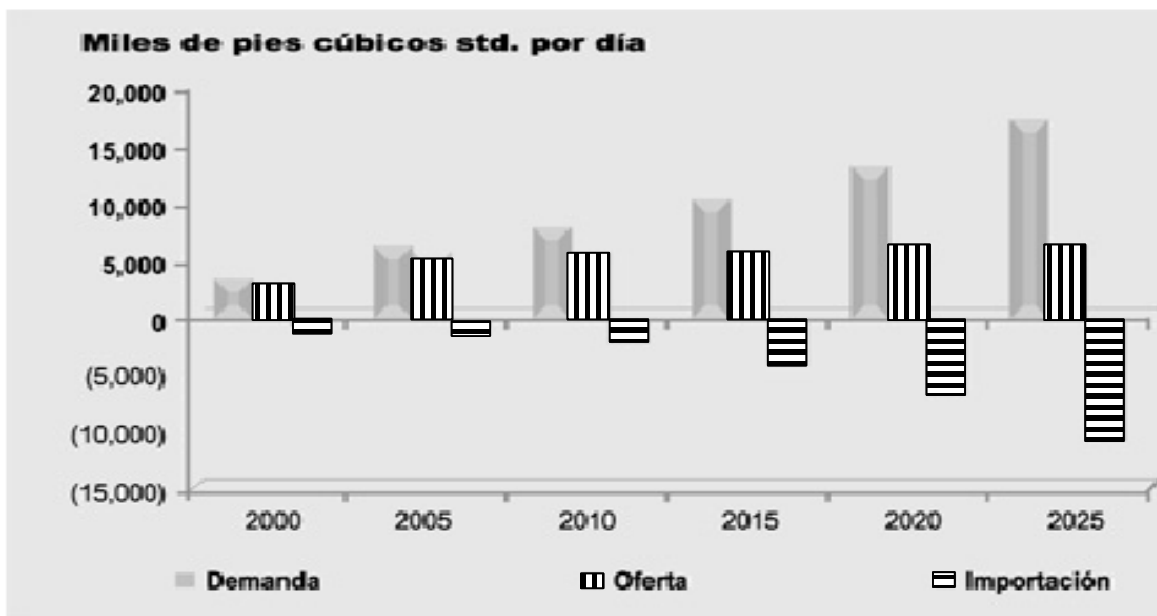
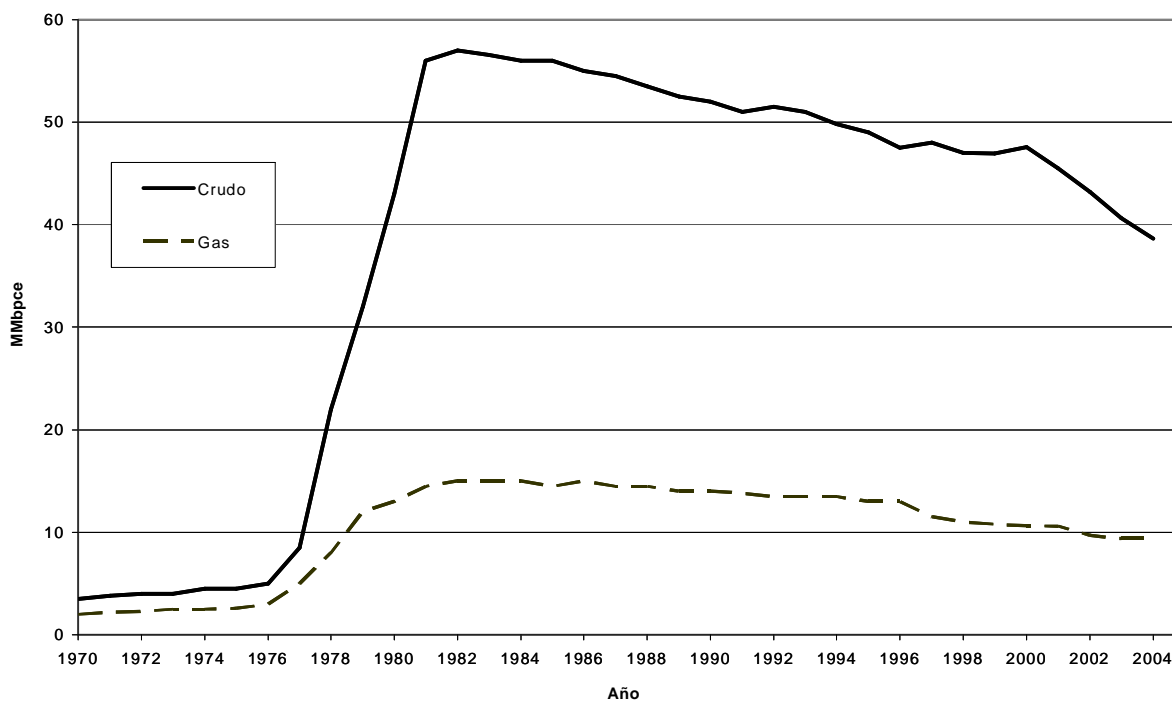


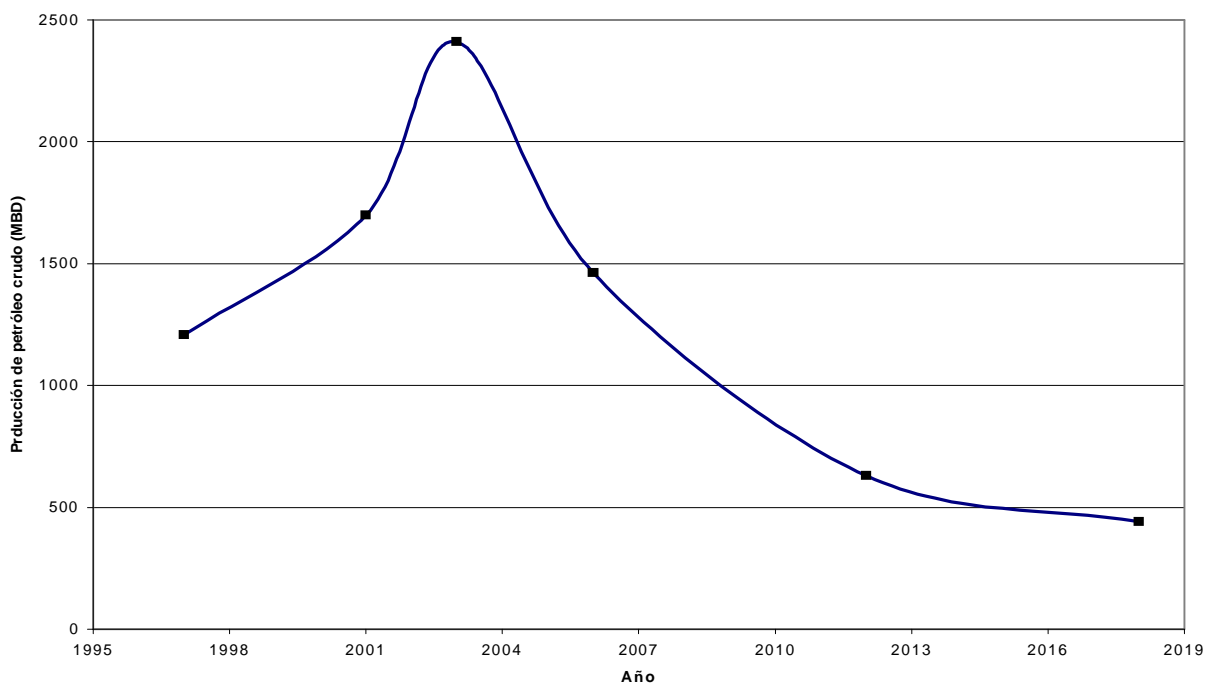
Figura 2.4. Mercado nacional del gas<sup>28</sup>.



<sup>28</sup> Fuente: *Prospectiva de la investigación y el desarrollo tecnológico del sector petrolero al año 2025*. Instituto Mexicano del Petróleo. p. 43. Junio de 2001.

Figura 2.5. Evolución de las reservas petroleras de México.  
(miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce))<sup>29</sup>

En México se ha explorado el 18% del territorio en busca de hidrocarburos y en 2003, la tasa de reposición de reservas fue del 37%. Los volúmenes de petróleo crudo que se dejarán de producir debido a la declinación productiva de yacimientos mexicanos, en especial de Akal en el campo Cantarell, se repondrán con la explotación de todo tipo de yacimientos, tanto en tierra como en aguas someras, intermedias y profundas. La producción de petróleo en Akal - Cantarell, único yacimiento gigante del país, cuya producción diaria aportó 2,410,000 BPD de crudo en 2003, iniciará una brusca declinación; previéndose que su rendimiento decrecerá en los próximos quince años (ver figura 2.6), hasta llegar a casi una quinta parte de la producción del 2003 (440,000 BPD); siendo el pronóstico de producción para 2006 de 1,462,000 BPD. La declinación en Cantarell significa que la capacidad de producción petrolera de México difícilmente superará el nivel de 3,500,000 BPD, durante 2005. En 2010, se ubicaría en 3,180,000 BPD; a menos que entonces se haya logrado iniciar la fase productiva en aguas profundas del Golfo de México; con lo cual se alcanzaría la cifra de producción de 4,000,000 BPD y una reposición de reservas de hasta un 75%<sup>30</sup>.



<sup>29</sup> Fuente: Barbosa Cano, Fabio. *En la dona Occidental, 2 mil 500 mdb de crudo equivalente*. Petróleo y Electricidad. México. Febrero de 2001. pp. 13.

<sup>30</sup> Fuentes: 1) Shields, David. *Padece declive Cantarell*. Reforma. México. 20 de enero de 2003. 2) Shields, David. *Reconoce Muñoz Leos declinación en Cantarell. proyecta Reponer*. Reforma. México. 20 de enero de 2003.



Figura 2.6. Pronóstico de la producción de Cantarell<sup>31</sup>.

En relación al gas natural, el creciente desbalance entre producción y consumo se ha traducido en importaciones crecientes: 757 millones de pies cúbicos en 2003<sup>32</sup>, y se espera un incremento en su demanda, que resultará del déficit mexicano.

Además de los hechos indicados, la incorporación de recursos fronterizos del subsuelo marino del Golfo de México, localizados en la plataforma continental<sup>33</sup>, más allá de las 200 millas náuticas, obligarán a una definición de explotación de hidrocarburos en el Golfo de México profundo y ultraprofundo, debido a los altos costos de inversión y la tecnología que se requieren para la explotación en aguas profundas.

La legislación mexicana vigente no permitirá realizar un acuerdo de explotación conjunta o unificada con operadoras extranjeras, las cuales requieren de dos años para el desarrollo de campos en aguas profundas. Asimismo, la industria petrolera mexicana, bajo el régimen aplicado a PEMEX, continuará manteniendo problemas financieros, debido a que alrededor de 80 centavos de cada peso que recibe la paraestatal ingresan al erario vía impuestos<sup>34</sup>.

La visión del futuro esperado que podría ser consensuada en el caso de la explotación de reservas en aguas profundas será bipartita: apertura a la inversión privada o mantenimiento y mejoramiento del status quo.

Bajo la primera condición, para la explotación de hidrocarburos en aguas profundas, surgirá la necesidad de plantear una reforma al sector petrolero. Sin embargo, seguirá presentándose un problema debido a la falta de consenso de los grupos políticos para aprobar e implantar una reforma a nivel constitucional, la cual prevé que los recursos económicos y naturales de México, deben administrarse por el gobierno con eficiencia, eficacia y honradez. Asimismo, serán necesarios cambios en el marco regulatorio de PEMEX, que permitan tener una capacidad de respuesta sin muchas restricciones.

<sup>31</sup> Fuente: Shields, David. *Padecer declive Cantarell*. Reforma. México. 20 de enero de 2003.

<sup>32</sup> Fuente: Reyes Heróles, Jesús. *El Sector Energía de México*. El mundo del Petróleo. The Mexican Oil Industry Magazine. Año 1. tomo 6. Noviembre de 2004; p. 80.

<sup>33</sup> En el pacto sobre la delimitación de la Zona Occidental entre Estados Unidos y México en el año 2000, se establece una moratoria de diez años, durante la cual ninguna de las partes podrá explotar los recursos de hidrocarburos en una franja de 1.4 millas náuticas de cada lado de la frontera marítima establecida. Esta disposición, tiene por objeto dar oportunidades a las partes, durante esa década, de estudiar y delimitar la existencia de yacimientos de hidrocarburos, con el fin de llegar a un acuerdo para su eficiente y equitativa explotación.

<sup>34</sup> Fuente: Hernández Morales, Cirilo. *Hoyo de Dona. Riqueza petrolera a 3 mil metros*. Macroeconomía. Fortuna, Negocios y Finanzas. Marzo de 2003. p. 22. De acuerdo con este autor, "entre el 35 al 38% del total del presupuesto del gobierno federal se cubre con recursos provenientes del petróleo, lo cual ha provocado una permanente escasez de recursos", lo que ha impedido que PEMEX, atienda programas de exploración y producción.

Por otra parte se podrá mejorar el nivel tecnológico desarrollado en el sector petrolero en México; realizándose inversiones por parte del sector privado nacional o internacional, mediante los préstamos denominados PIDEREGAS (Proyectos de infraestructura productiva de largo plazo de inversión directa asignados al registro del gasto público), la posible creación de fondos o una reforma en el pago de impuestos por parte de PEMEX, con el propósito de obtener los recursos financieros necesarios para ubicar la explotación de reservas a nivel competitivo; sin necesidad de abrir totalmente el sector a la inversión extranjera.

Considerando la situación indicada, cabrá la posibilidad de desarrollo de tecnología aplicable a la explotación de reservas mexicanas mediante la reducción o eliminación de la brecha tecnológica restante; a través de la asimilación tecnologías extranjeras; en unión con empresas operadoras y de servicios petroleros internacionales para iniciar la explotación de hidrocarburos en aguas profundas.

El desarrollo de tecnología propia no será considerado como alternativa futura para explotación en aguas profundas, debido a que el periodo de desarrollo requeriría de un periodo temporal extenso, el cual superaría al tiempo estimado para la incorporación de hidrocarburos del Golfo de México profundo.

---

## Capítulo 3

### Mapeo tecnológico.

En el ámbito industrial, de acuerdo con Kappel (2001), las empresas deben tener mayor capacidad de respuesta al avance de la tecnología y al manejo de activos tecnológicos de manera más estratégica. Asimismo, la difusión de programas de planeación, la integración de la tecnología y el uso iterativo de activos en las diferentes líneas de productos frecuentemente carecen de una estructura coordinada que involucre a todos los actores. Se han propuesto diferentes soluciones para alinear las expectativas tecnológicas con las expectativas del negocio. Chester (1994) considera que las empresas de base tecnológica esperan que la tecnología les proporcione una ventaja competitiva en sus mercados. En palabras de Chester: “Para obtener el mejor rendimiento en sus inversiones, las empresas requieren de una estrategia tecnológica dirigida por una estrategia de negocios, que proporcione sinergia en toda su organización”<sup>1</sup>. Para lograrlo, propone la aplicación de procesos organizacionales que permitan aumentar la comunicación entre los actores; tal y como la formación competencias técnicas y no técnicas, así como interfases de divulgación para crear una “cultura global de manejo de la tecnología en el negocio”. Para Comstock (1999): “El éxito de un negocio está ligado al desarrollo e implementación de las tecnologías correctas, alineadas con las necesidades del negocio en un plazo largo”<sup>2</sup>. Con el fin de lograr dicha integración, Comstock propone El desarrollo de proyectos haciendo uso de un proceso de etapas (trabajo y actividades establecidas para definir y llevar a cabo la elaboración de productos que satisfagan las necesidades estratégicas de los clientes y del negocio) y compuertas (revisiones y aprobaciones). Otros autores como Phaal (2003), Albright (2003), Kappel (2001) y Kostoff (2001), consideran el mapeo tecnológico como una propuesta metódica para integrar la planeación tecnológica con la visión del negocio.

Puede afirmarse que el interés por el mapeo tecnológico es una consecuencia directa del acortamiento del tiempo que comprende el ciclo de desarrollo de diversos productos lo cual ha originado una mayor necesidad de coordinación en las actividades de una empresa (los consumidores o clientes, desean que se integren tecnologías nuevas en los productos tan pronto como éstas se encuentran disponibles).

---

<sup>1</sup> Tomado de: Chester, Arthur N. *Aligning Technology with Business Strategy*. Research Technology Management. Enero – Febrero, 1994. p. 25. De acuerdo con Chester, “una estrategia global requiere de un proceso de planeación negocio-tecnología, para el cual se necesita una buena alineación entre el negocio y sus capacidades tecnológicas”. Chester retoma lineamientos del trabajo de Prahalad y Hammel ; op. cit.

<sup>2</sup> Fuente: Comstock, Gilbert L. et al. *Aligning and Prioritizing Corporate R&D*. Research Technology Management. Mayo – Junio, 1999. p. 19. Una descripción más detallada del proceso de etapas y compuertas para el desarrollo de nuevos productos puede consultarse en: Cooper, Robert G. *Winning at new products. Accelerating the process from idea to launch*. Perseus Publishing. 3ª ed. Cambridge, Massachusetts. 20001.

Actualmente el proceso de mapeo tecnológico se muestra en la literatura como una propuesta para la comunicación de planes futuros en diferentes ámbitos (industria, empresas, contexto científico y tecnológico) mediante un mapa tecnológico. Se considera que en el caso del desarrollo de un producto, “las técnicas conocidas colectivamente como mapeo tecnológico son empleadas en las empresas para encontrar y expresar las visiones de negocios, y para describir las uniones y acciones necesarias para mantener la oferta a través del tiempo”<sup>3</sup>. Schaller (1999) considera que el mapeo tecnológico difiere de otros métodos de planeación tecnológica y de pronóstico dado que, su resultado no es una predicción de descubrimientos científicos o tecnológicos futuros, sino la articulación de requerimientos para apoyar necesidades técnicas a futuro<sup>4</sup>.

Para Kostoff (2001), el mapeo tecnológico es un término que describe el proceso de desarrollo de un mapa tecnológico, mediante el cual se obtiene una visión consensuada de alternativas estratégicas consideradas para alcanzar un objetivo. Groenveld (1997) define al mapeo tecnológico como “un proceso que contribuye a la integración del negocio y la tecnología y para definir la estrategia tecnológica, mediante la representación de la interacción entre productos y tecnologías a lo largo del tiempo; considerando aspectos del producto y de la tecnología a corto y largo plazo”<sup>5</sup>.

Este capítulo proporciona información de los mapas tecnológicos y de los procedimientos identificados para su elaboración. En la primera parte se presenta la definición y clasificación de los mapas tecnológicos que se reportan en la literatura. Finalmente, se tratan los procesos de construcción de mapas tecnológicos (mapeo tecnológico) propuesto por diferentes autores.

### 3.1. Mapas tecnológicos.

Existen diferentes formas para definir el término mapa tecnológico. Para Galvin (1998) un mapa tecnológico es “una visión extendida al futuro de un campo de investigación elegido, compuesta del conocimiento colectivo e imaginación de los principales controladores de la tecnología o impulsores del cambio en ese campo”<sup>6</sup>. Probert y Randor (2003) consideran al mapa tecnológico como “la visión de un grupo de stakeholders útil para definir cómo llegar a dónde ellos quieren llegar, para lograr su

---

<sup>3</sup> Tomado de: EIRMA: *Technology Roadmapping: Delivering Business Vision. Working Group Report No. 52*. Association Européenne pour l'Administration de la Recherche Industrielle, Paris, 1998.

<sup>4</sup> En la disertación: *Technology roadmaps: Implications for Innovation, Strategy, and Policy*, Schaller hace énfasis en que el mapeo tecnológico surgió de la industria como un método práctico de planeación de requerimientos de nuevos productos y tecnologías. Por esta razón, actualmente posee un grado considerable de adopción al igual que otras técnicas utilizadas en la planeación como el pronóstico tecnológico o técnicas de previsión.

<sup>5</sup> Groenveld, Pieter. *Roadmapping Integrates Business and Technology*. Research Technology management. Vol. 40. No. 5. Septiembre – Octubre, 1999, p. 48.

<sup>6</sup> Galvin, Robert. *Science Roadmaps*. Science. Vol. 280. Mayo, 1998. p. 803.

objetivo; siendo su propósito, el ayudar al grupo a asegurar las capacidades correctas, en el lugar y tiempo correctos”<sup>7</sup>. No existe una definición exclusiva que involucre todos los usos posibles de un mapa tecnológico; sin embargo, en la literatura el mapa tecnológico, independientemente de su aplicación, se presenta como una representación gráfica de relaciones estructurales y temporales entre elementos (v. gr., tecnologías o plataformas) que evolucionan para lograr aplicaciones prácticas (productos, descubrimientos, tecnologías emergentes, etc), las cuales consisten en nodos y ligas que pueden adoptar atributos cuantitativos y cualitativos. En la figura 3.1 se muestra la arquitectura genérica del mapa tecnológico. Como se muestra, el mapa tecnológico genérico, es un diagrama basado en el tiempo que contiene un número determinado de capas, en las cuales se incluyen perspectivas comerciales y tecnológicas. En el mapa permite identificar la evolución de mercados, productos y tecnologías exploradas, junto con uniones entre varias perspectivas.

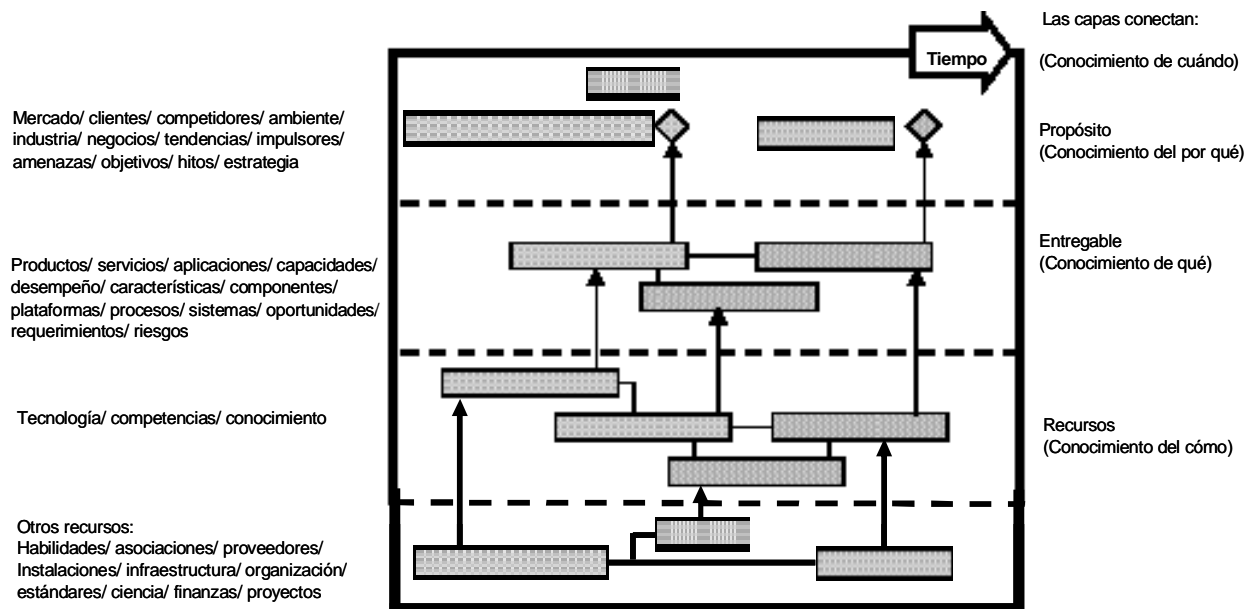


Figura 3.1. Esquema genérico del mapa tecnológico<sup>8</sup>.

A diferencia de otras herramientas utilizadas en la planeación como las técnicas PERT o CPM, el mapa tecnológico no es un conjunto de actividades estructuradas que deban seguirse en serie o en paralelo para obtener un producto o servicio, tampoco una representación gráfica que describa estructura o interconexión

<sup>7</sup> Probert, David; Randor, Michael. *Frontier experiences from Industry – Academia Consortia*. Research Technology Management. Marzo – Abril, 2003. p. 27.

<sup>8</sup> Adaptado de: Randor, Michael; Probert, David R. *Viewing the Future. Roadmap is what delivers results – not the roadmaps alone*. Research Technology Management. Marzo – Abril, 2004. p. 25

jerárquica de los objetivos de un sistema en su totalidad y de los subsistemas particulares, como en el caso de un árbol de objetivos, sino la articulación de un plan de acción que muestra alternativas estratégicas útiles para definir hacia dónde dirigir esfuerzos y posteriormente proyectos, siendo la arquitectura del mapa compatible con la gráfica de Gantt.

El principio de interpretación de un mapa tecnológico se muestra en la figura 3.2. En la figura, se muestran los productos A y B, así como las tecnologías aa, pp necesarias para desarrollar y crear los dos productos mencionados durante un periodo de tiempo. Los productos A3, A4 y las tecnologías bb, qq evolucionan de los productos A1, A2 y de las tecnologías aa, pp, respectivamente. Debe notarse que la tecnología qq reemplaza a la tecnología bb y sigue como tal. De hecho, la estructura en un mapa tecnológico consiste en ligar con flechas elementos pertenecientes a las diferentes capas del mapa, partiendo del nivel inferior e indicando que elemento es el que evoluciona, se integra a otro elemento, reemplaza a otro o decae.

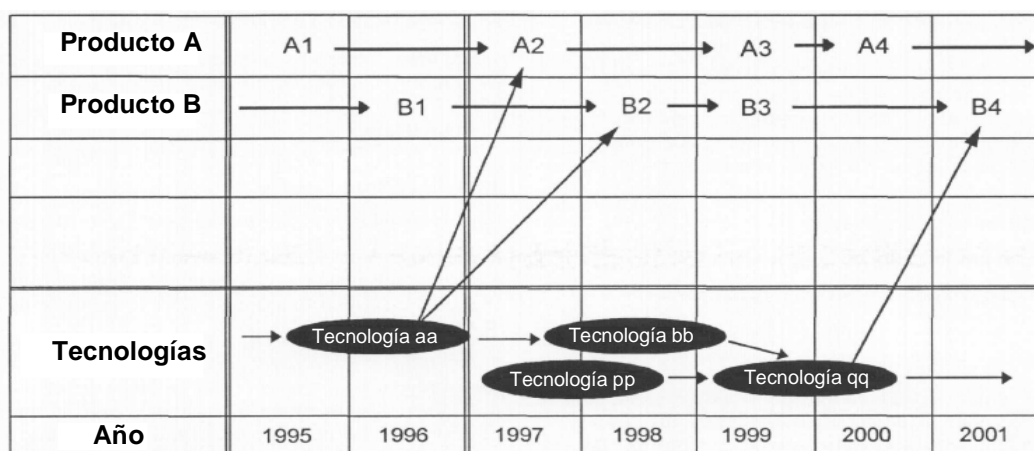


Figura 3.2. Representación y relación a lo largo del tiempo de productos y tecnologías en un mapa de producto – tecnología o mapa tecnológico<sup>9</sup>.

De acuerdo con Kostoff y Schaller (2001), es posible establecer una clasificación de los tipos o categorías de mapas tecnológicos. Ambos autores establecen la siguiente taxonomía en base las aplicaciones independientes que éstos pueden adoptar:

1. Mapas tecnológicos de ciencia y de tecnologías emergentes<sup>10</sup>

<sup>9</sup> Adaptado de: Groenveld, Pieter. *Roadmapping integrates Business and Technology*. Research Technology Management. Vol . 40. No. 5. Septiembre – Octubre, 1997. p. 49.

<sup>10</sup> Los mapas tecnologías emergentes, proporcionan una visión consensuada de la evolución futura de alternativas tecnológicas o desarrollos científicos potenciales necesarias para lograr un objetivo. Es importante aclarar en este caso el resultado es una prospectiva que puede estar amenazada por la falta de consideración alternativas no detectadas; así como por la aparición de

2. Mapas tecnológicos industriales
3. Mapas tecnológicos corporativos o de producto – tecnología
4. Mapas tecnológicos para el manejo de productos o portafolios

De acuerdo con la investigación de Phaal et al (2001), basada en el examen de un conjunto de aproximadamente cuarenta mapas tecnológicos, diferentes compañías han desarrollado muchos tipos de mapas, con forma particular que depende del propósito, pero otro factor que contribuye a la variedad de mapas tecnológicos es el formato gráfico que se seleccione para comunicar los resultados del proceso de mapeo tecnológico; siendo el tipo más común similar a la representación gráfica basada en el tiempo, con capas múltiples en el que se registra la evolución del mercado, producto y tecnología mediante ligas entre elementos de las capas.

Los diferentes tipos de mapas tecnológicos identificados en términos de propósito y formato se ilustran en la figura 3.3 y se describen en la tabla 3.1. A partir de esta clasificación puede apreciarse que el mapeo tecnológico no es una propuesta de tipo caja negra. Cada aplicación es diferente, dependiendo de las necesidades específicas de la organización, el área específica de atención o el contexto de la empresa.

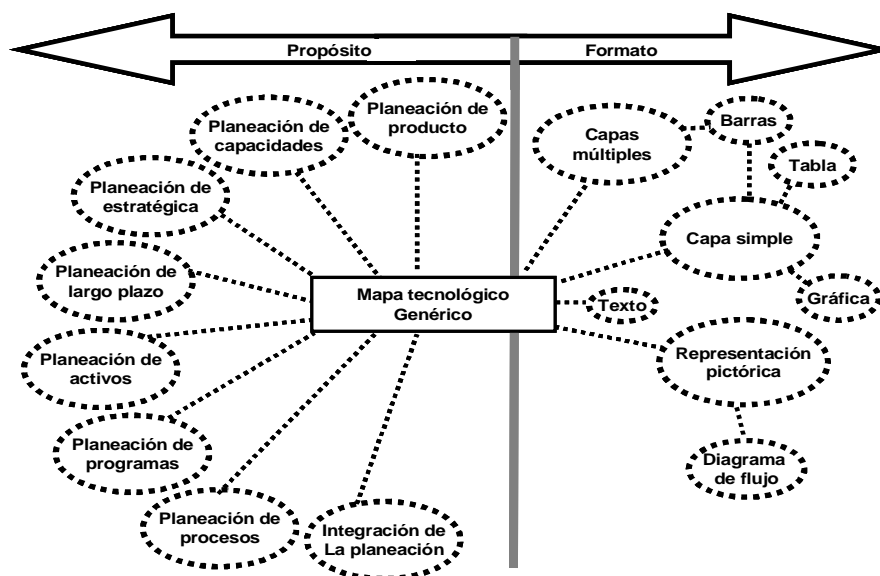


Figura 3.3. Caracterización de los mapas tecnológicos en base a propósito y formato<sup>11</sup>.

alteraciones generadas por innovaciones externas o de acuerdo con Waissbluth y Gutiérrez (1982) por la implantación o modificación de un proceso productivo dado por la estructuración de paquetes tecnológicos completos (conjunto de conocimientos técnicos, científicos, nuevos, copiados, de acceso libre, restringidos, tecnológicos, jurídicos o comerciales).

<sup>11</sup> Fuente: Phaal, Robert; Farruckh, Clare; Probert, David. **Technology Roadmapping: Linking technology resources to business objectives**. Centre for Technology Management, University of Cambridge. Institute for Manufacturing, Mill Lane, Cambridge, UK. 2001. p. 10.

	Categoría	Descripción
<b>Propósito</b>	1. Planeación de producto	Relaciona la inserción de tecnología en productos manufacturados, generalmente incluye más de una generación de producto. Es conocido en literatura también como <b>mapa tecnológico</b> .
	2. Planeación de capacidades	Similar al tipo 1, pero más adecuado a empresas de servicios, se enfoca en la inserción de tecnología en las capacidades organizacionales.
	3. Planeación estratégica	Incluye una dimensión estratégica que apoya la evaluación de diferentes oportunidades y amenazas, usualmente en el nivel de negocio
	4. Planeación de largo plazo	Usado para extender la planeación un horizonte de tiempo y frecuentemente elaborado para sectores o nivel nacional (prospectiva). Los mapas de tecnologías emergentes y de ciencia se consideran en esta categoría.
	5. Planeación de activos conocidos	Se enfoca en la alineación del conocimiento de los activos y el conocimiento de las iniciativas de administración, con los objetivos del negocio.
	6. Planeación de programas	Se enfoca en la implantación de estrategias, para apoyar el manejo de programas de investigación y desarrollo. Este tipo está muy relacionado con métodos de planeación de proyectos (Gráfica de Gantt).
	7. Planeación de procesos	Apoya el manejo del conocimiento, se enfoca en los flujos de conocimiento necesarios para apoyar un proceso en un área particular, tal y como el desarrollo de nuevos productos.
	8. Integración de la planeación	Se enfoca en la integración y/o evaluación de tecnología y la combinación de diferentes tecnologías para formar nuevas tecnologías.
<b>Formato</b>	1. Capas múltiples	Formato más común que comprende un número determinado de capas y subcapas, tales como tecnología, producto y mercado. El mapa permite explorar la evolución dentro de cada capa, así como interdependencia entre capas; facilitando la integración de la tecnología en los productos, servicios y sistemas de negocio.
	2. Barras	Muchos mapas se expresan con conjuntos de barras, para cada capa o subcapa. Esto tiene la ventaja de simplificar y unificar los resultados, lo cual facilita la comunicación, integración de mapas y el desarrollo de software de apoyo al mapeo tecnológico.
	3. Tabla	En algunos casos, los mapas enteros, o las capas dentro de un mapa, se expresan como tablas, generalmente en términos del desempeño de producto o de la tecnología en función del tiempo. Este tipo de propuesta es particularmente adecuada a situaciones donde el desempeño puede cuantificarse de manera rápida.
	4. Gráfica	Un mapa tecnológico puede estructurarse como una simple gráfica, generalmente una para cada subcapa, en el caso de que el producto o la tecnología pueden cuantificarse. Este tipo de gráfica es denominado a veces curva de experiencia y está relacionada con la curva S.
	5. Representación pictórica	Algunos mapas tecnológicos usan representaciones pictóricas creativas para comunicar la integración de la tecnología y los planes. A veces, se usan árboles para mostrar la evolución de productos o tecnologías.
	6. Diagrama de flujo	Es un tipo particular de representación pictórica, la cual se emplea para relacionar objetivos, acciones y resultados.
	7. Capa única	Esta forma es un subconjunto de formato de capas múltiples, se enfocándose en una capa única. El formato es menos complejo, pero la desventaja es que las ligas entre las capas no se muestran generalmente.
	8. Texto	Algunos mapas tecnológicos están completamente, o en un mayor grado, basados en texto que describe los mismos temas que se incluyen en mapas tecnológicos más convencionales, los cuales pueden tener reportes textuales asociados.

Tabla 3.1. Tipos de mapas tecnológicos<sup>12</sup>.

<sup>12</sup> Adaptada de: Phaal, Robert; Farruckh, Clare; Probert, David. Op. cit.



### 3.2. Procedimientos para el mapeo tecnológico.

Los reportes diversos del mapeo tecnológico en la literatura son generalmente descripciones propias de la experiencia de una empresa determinada, combinadas con algunos consejos acerca de la implementación del mapa tecnológico respectivo. Willyard y McClees (1987), presentan en su trabajo la propuesta para la generación de mapas tecnológicos de tecnologías emergentes y de producto – tecnología para Motorola; Barker y Smith (1995) describen la técnica propuesta para elaborar mapas tecnológicos útiles para la previsión de tecnología en British Petroleum, Groenveld (1997) detalla el procedimiento de un mapa de producto – tecnología generado para Phillips, Albright y Kappel (2003) señalan las fases consideradas en la elaboración de un mapa tecnológico de producto y otro de tecnología, mediante el tratamiento de impulsores para la empresa Lucent. McMillan (2003) explica la propuesta de un mapa de plataformas de tecnologías emergentes para la compañía Rockwell Automation, McCarthy (2003) señala la importancia de los mapas de ciencia y de tecnologías emergentes y muestra una propuesta para la industria farmacéutica; y Phaal, Farruckh y Probert (2004) quienes proponen una técnica denominada plan tecnológico, empleado para elaborar el mapa tecnológico de la empresa Domino Printing Sciences.

Tales descripciones muestran diferentes plantillas y procedimientos de mapas tecnológicos recomendados como útiles en la práctica para otras empresas. Estas variantes de mapas tecnológicos identificadas, pueden clasificarse, de acuerdo con Kostoff y Schaller (2001), en tres categorías: 1) Mapas tecnológicos basados en expertos y 2) mapas tecnológicos basados en análisis de bases de datos y procesos de extracción de datos por computadora y 3) mapas tecnológicos híbridos<sup>13</sup>.

Es importante señalar que en la literatura revisada, se detectó que no existe un procedimiento estandarizado único para la elaboración de mapas tecnológicos, sino tres procedimientos documentados: 1) El procedimiento propuesto por la Asociación Europea para la Administración de la Investigación Industrial (conocida como EIRMA, por sus siglas en inglés) para la elaboración de un mapa tecnológico genérico, 2) la propuesta de Battelle Memorial Institute para la elaboración de mapas de tecnologías

---

<sup>13</sup> En el artículo: *Science and Technology Roadmaps*. IEEE Transactions on Engineering Management. Vol. 48. No. 2. Mayo, 2002 pp.135 – 137.; Ronald N. Kostoff y Robert R. Scahller explican que en los procedimientos de mapeo tecnológico basados en expertos, un grupo o grupos de expertos apropiados se convocan para identificar y desarrollar atributos para los nodos y ligas del mapa por lo tanto, se requiere de un proceso iterativo de consulta. Para una organización en la que la mayoría de los componentes del mapa se ejercen dentro de la misma, se pueden convocar a los actores con conocimiento relevante para elaborar el mapa, de lo contrario, se requiere de asistencia externa. En cualquiera de los casos, se puede realizar un análisis retrospectivo, prospectivo o ambos, de la evolución de procesos científicos, tecnológicos o de aplicaciones (desarrollo de productos). La propuesta basada en el uso de metodologías de computación, se utilizan análisis de bases de datos, de citas y lingüísticos para identificar tecnologías y áreas de productos; se estima y cuantifica su importancia relativa y se hacen relaciones con otras áreas previamente identificadas y evaluadas. Una vez que se tienen todos los atributos, se procede a generar una red. Debido a que este procedimiento carece de interacción con expertos; se considera conveniente un proceso híbrido basado en consulta a expertos y uso de bases de datos, en caso de que éstas existan.

emergentes y 3) el proceso de mapas de producto – tecnología desarrollado por el Centro de Manufactura de la Universidad de Cambridge, Inglaterra<sup>14</sup>.

EIRMA documentó en 1998 un proceso de uso general para el mapeo tecnológico en ocho etapas, basado en la experiencia de mapeo tecnológico realizado por veinticinco compañías europeas . Las etapas consideradas son:

1. Fase de preparación del proyecto general de mapeo tecnológico<sup>15</sup>
2. Establecimiento del equipo de trabajo
3. Plan preliminar para el proceso de mapeo tecnológico
4. Procesamiento de las variables e información necesaria
5. Elaboración del documento de trabajo (mapa tecnológico)
6. Verificación, consulta y comunicación del mapa tecnológico
7. Elaboración de un documento opcional de toma de decisiones
8. Actualización del mapa tecnológico

EIRMA enfatiza que el desarrollo de un proceso efectivo de mapeo tecnológico dentro de un negocio depende de una visión y compromiso para llevar a cabo un proceso exploratorio e iterativo.

La propuesta de Battelle (Placet y Clarke, 1999) para la elaboración de mapas tecnológicos de tecnologías emergentes está dirigida al desarrollo de un marco para tratar y revisar un proceso de investigación y desarrollo dinámico y complejo necesario para lograr objetivos futuros para los negocios y el gobierno. Estos mapas, muestran gráficamente la manera en que se dirigen las actividades e investigación hacia objetivos que apoyan específicamente objetivos a futuro de mercado (negocio) o política (gobierno).

El proceso permite explorar rutas que va desde descubrimientos científicos potenciales hasta el sistema de aplicación, con el propósito de cubrir las brechas entre el desarrollo de capacidades técnicas básicas requeridas para actividades de investigación y desarrollo exitosas y la satisfacción de de los objetivos estratégicos del negocio que exige el cliente.

En su informe Placet y Clarke especifican claramente que existen diversos principios clave para llevar a cabo el proceso de mapeo tecnológico de tecnologías emergentes. Sin embargo, ambos consideran etapas siguientes como básicas en éste proceso:

---

<sup>14</sup> El propósito de este trabajo no es entrar en una examinación meticulosa de los procedimientos detectados, sino proporcionar al lector un panorama general del proceso y de las fases consideradas en cada una de las tres propuestas. Para obtener mayor detalle de cada etapa puede consultarse la bibliografía correspondiente (EIRMA, 1998, Placet y Clarke, 1999, Phaal, Farrukh, y Probert, 2001).

<sup>15</sup> En el documento de EIRMA (1998), se define proyecto al nivel de actividades altamente especificadas, bien definidas en el tiempo, generalmente a lo largo de un periodo de tiempo corto y con un nivel bajo de incertidumbre.

1. Elección de destinos tecnológicos. Se recomienda establecer objetivos estratégicos de largo plazo, con los cuales pueden enfocarse esfuerzos hacia la estrategia del negocio, a las tendencias de desarrollo y grado de avance científico y tecnológico. Esta etapa requiere de la formación de un equipo de trabajo que involucre actores, quienes conozcan la industria la que pertenezca la empresa y que puedan proyectar y evaluar e identificarla importancia de varias unidades estratégicas de negocios; así como factores tecnológicos que probablemente afecten el futuro.

En esta etapa es necesario realizar un análisis de la industria, las tendencias de mercado y la evolución de aspectos científicos y tecnológicos ajenos y propios, generalmente de la empresa de base tecnológica. Finalmente, se identifican los diferentes destinos tecnológicos ligando la visión de la empresa con factores de éxito del negocio y de éxito tecnológico identificados<sup>16</sup>. La selección de destinos tecnológicos es un procedimiento basado en el consenso de los actores involucrados. El resultado de esta etapa es la identificación de necesidades u objetivos del negocio que requieren desarrollos científicos o tecnológicos.

2. Identificación y descripción de rutas potenciales para lograr los destinos tecnológicos. En esta etapa se evalúan rutas alternativas de tecnologías emergentes que permitan lograr cada uno de los objetivos del negocio previamente identificados. Se sugiere definir una jerarquía tecnológica que parta del sistema productivo tecnológico en función de los procesos empleados en la empresa para obtener ciertos resultados (productos, servicios u objetivos requeridos por políticas), plataformas tecnológicas (en diferentes etapas de desarrollo) que proporcionan ventajas competitivas o un valor equivalente alto para que el gobierno logre el establecimiento de una medida política, componentes de las familias de tecnologías y capacidades tecnológicas. La estructura (capas) del mapa de tecnologías emergentes se puede definir en base a la jerarquía establecida.
3. Elaboración del mapa tecnológico (estructura y cursos de evolución identificados). Una vez definidas las capas y evaluadas las posibles rutas que muestren la evolución de requerimientos científicos, tecnológicos o un grupo de propuestas detectadas por un estudio de inteligencia tecnológica, se recomienda estructurar los mejores cursos evolutivos que satisfagan los requerimientos del sistema de producción<sup>17</sup>, partiendo de la reunión de capacidades necesarias para desarrollar componentes críticos, crear nuevas

---

<sup>16</sup> El concepto de factores de éxito y sus ligas (identificación de destinos tecnológicos) con la visión del negocio puede consultarse en Barrer, Derek; Smith, David. *Technology Foresight Using roadmaps*. Long – Range Planning, Vol. 28. No.2, 1995. pp. 21 – 28.

<sup>17</sup> En este contexto se entiende por sistema productivo a los medios por los cuales se transforman determinados recursos de entrada a un proceso de conversión o transformación, para crear bienes y servicios.

plataformas tecnológicas e integrarlas con la tecnología existente en la empresa, con el propósito de conformar los elementos de nuevos sistemas productivos. Como resultado se obtiene la evolución integrada de tecnologías o conocimientos científicos emergentes, orientados a aplicaciones comerciales.

Con el propósito de definir el alcance del proceso de mapeo tecnológico en términos de objetivos y recursos y para integrarlo en los sistemas y procesos de un negocio, se ha desarrollado en el Centro de Manufactura de Cambridge un proceso que apoya la iniciación de rápida del proceso<sup>18</sup> aplicado a la generación de mapas tecnológicos de producto – tecnología (conocidos en la literatura simplemente como mapas tecnológicos).

Este proceso comprende una serie de cuatro talleres que involucran a diferentes actores de una corporación pertenecientes a las áreas de negocios, de mercado y técnicas; junto con recomendaciones para las etapas de planeación del desarrollo del proceso e implantación de los resultados. La figura 3. 4 ilustra el proceso.

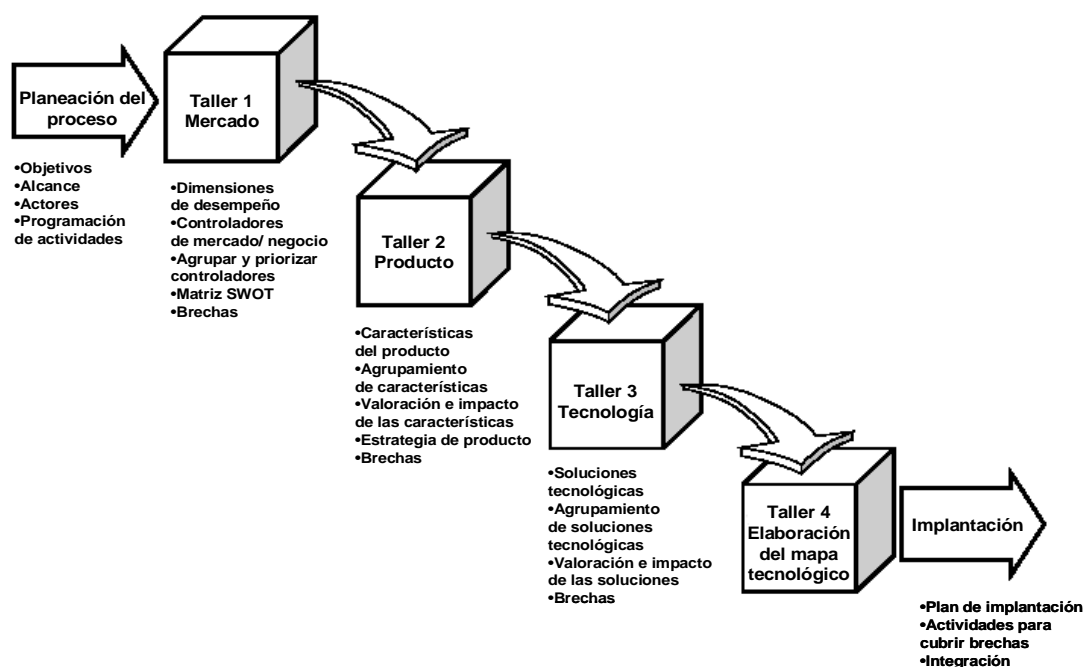


Figura 3.4. Proceso estándar de iniciación rápida para el mapeo tecnológico<sup>19</sup>.

<sup>18</sup> El proceso de iniciación rápida es citado en la literatura en inglés como: Start – up process for technology roadmapping (TRM).

<sup>19</sup> Fuente: Phaal, Robert; Farruckh, Clare; Probert, David. *Technology Roadmapping: Linking technology resources to business objectives*. Centre for Technology Management, University of Cambridge. Institute for Manufacturing, Mill Lane, Cambridge, UK. 2001. p. 12.

El primer taller introduce el proceso a los participantes y se enfoca a temas asociados con la capa de mercado; se identifican los controladores externos (mercado) e internos (negocio). Estos impulsores definen la motivación para desarrollar productos y servicios y proporcionan un medio para dar prioridad a la importancia de conceptos del producto o servicio futuros. Además, se determinan y evalúan los elementos de desempeño del producto (elementos de funcionales y de desempeño del producto que son o pueden ser importantes para el cliente o negocio, que pueden ser entregados por la tecnología), se puede realizar un análisis SWOT del área en estudio y se identifican brechas de conocimiento y mecanismos para reducirlas.

En el segundo taller se tratan aspectos que serán incluidos en la capa de producto, incluyendo aspectos de servicios. Deben identificarse características del producto o conceptos del servicio con potencial para cumplir con los controladores de mercado y negocio. El objetivo es desarrollar una visión a futuro del desarrollo del producto, desde la perspectiva del cliente (estrategia de producto). Se evalúa el impacto de los controladores respecto a cada característica del producto, utilizando la prioridad de cada impulsor por el impacto que éste ejerce sobre cada característica del producto. Finalmente, se normalizan los resultados.

En el tercer taller se analizan alternativas para la capa de tecnología del mapa. Se identifican las alternativas con potencial para desarrollar las características del producto definidas en el segundo taller. Tales alternativas o soluciones tecnológicas se evalúan en términos del impacto en las características del producto.

Al igual que en el segundo taller, se debe construir una matriz con las características del producto en el eje horizontal y con las áreas tecnológicas agrupadas en el eje vertical. Para cada área tecnológica se asigna un impacto en cada característica del producto y en términos del potencial para poder entregarlas. Una vez que la matriz está completa, se evalúan las áreas tecnológicas haciendo uso de los valores obtenidos en la evaluación de las características del producto, procedentes de la matriz generada en el segundo taller, y de los valores de impacto. Los resultados finales deben normalizarse. Éstos, permiten identificar áreas las tecnológicas claves de mayor impacto a través de las diferentes características del producto.

Durante el cuarto taller, se analizan las perspectivas de mercado, producto y tecnología determinadas en los talleres anteriores son el propósito de estructurar un mapa tecnológico de producto - tecnología.

En este último taller se define el formato de mapa tecnológico (se recomienda que el horizonte de tiempo considerado sea a plazo medio y largo; incluyendo por lo menos dos generaciones o versiones del producto), se identifican los principales hitos y se representa gráficamente la evolución de hitos estratégicos, del producto y de las

respuestas tecnológicas para cada área identificada, en función de la evaluación realizada, de las brechas requeridas y de manera consensuada.

Los procesos descritos pueden apoyar el análisis de diferentes actividades de planeación de una empresa. Debido a que cada organización es diferente en términos de su contexto particular de negocios, cultura organizacional, procesos de negocios, recursos disponibles, tipos de tecnología utilizados, etc; las tres propuestas necesitan adecuarse a cualquier aplicación particular.

Diversos autores (Phaal et al (2004), Richey y Grinnell (2004), Grossman (2004), Wells et al (2004) y Strauss y Randor (2004)) coinciden en que el proceso de mapeo tecnológico debe personalizarse; tomando en cuenta que el proceso para elaborar el mapa tecnológico de capas múltiples dependientes del tiempo, es la aplicación más flexible.

La personalización del proceso más adecuado depende de muchos factores, entre los cuales se incluyen: El nivel de recursos disponibles (actores, tiempo, presupuesto), la naturaleza del tema a tratarse (propósito y alcance), información disponible (mercado y tecnología) y otros métodos y procesos relevantes (desarrollo de nuevos productos, benchmarking, investigación de mercado, etc).

En el siguiente capítulo se presenta la aplicación de un proceso de mapeo tecnológico sugerido para determinar una alternativa, mediante la cual se pueda hacer frente al problema del aseguramiento de la producción de hidrocarburos extraíbles de yacimientos mexicanos ubicados bajo tirantes de agua profundos en el Golfo de México.

## Capítulo 4

### **Aplicación del mapeo tecnológico al aseguramiento de la producción en aguas profundas mexicanas.**

Con el propósito de formular una estrategia tecnológica de largo plazo, comunicable que permita ligar oportunidades de mercado (en este caso, la demanda interna y externa de hidrocarburos), por medio del desarrollo tecnológico necesario, se consideró adecuada la aplicación del mapeo tecnológico, para definir un mapa producto – tecnología como alternativa para el desarrollo de un producto de aseguramiento de la producción, el cual es tema de este capítulo.

La necesidad del producto se justifica debido a que la magnitud de las reservas de hidrocarburos no es una cifra que pueda permanecer constante en el tiempo. Estas evolucionan de acuerdo a diversos factores que producen cambios no solamente en sus valores sino también en las estrategias de explotación. Su variación es explicada por diversos elementos como las condiciones económicas y comerciales prevalecientes a la fecha en que son evaluadas; la nueva información derivada de la perforación de pozos de desarrollo e intermedios, la producción y operación de los campos en explotación que modifica el comportamiento de los mismos; la introducción de nuevas prácticas de ingeniería y tecnológicas para mejorar la productividad de los pozos y de los campos, y de manera relevante la actividad exploratoria que a través de la perforación de pozos exploratorios y de delimitación que permiten obtener información valiosa para corroborar la existencia de nuevos yacimientos e incrementar las reservas probadas de hidrocarburos en el país.

Debido a la creciente demanda de energéticos ha sido necesario explotar los yacimientos de aceite que por su baja calidad tenían poco valor comercial; algunos países como son Rusia, Canadá, Venezuela y México cuentan con yacimientos que producen aceites de alta densidad y viscosidad los cuales se denominan como aceites pesados. Además, el agotamiento de reservas en la plataforma continental obliga a explorar y desarrollar nuevos campos en aguas profundas del Golfo de México.

En México desde los inicios de la explotación petrolera se ha producido aceite pesado, tal es el caso de los campos de Cacalilao en el área Ebano-Pánuco de la Región Norte y Santa Agueda en la Región Centro. Actualmente en el campo Ku en la Región Marina se tiene programado producir crudo extrapesado, para lo cual, se está en la búsqueda de nuevas tecnologías que permitan bombear y transportar de

manera económica y eficiente este tipo de crudo, así como lograr incorporar las reservas existentes en campos ubicados en aguas profundas.

Para el mantenimiento de una cuota de producción de hidrocarburos, se requiere de la operación adecuada del sistema yacimiento-pozo-instalaciones, la cual con frecuencia se ve afectada por problemas de flujo, generados por obstrucciones que son producto de depósitos de asfáltenos, parafinas, hidratos de gas e incrustaciones minerales, así como por problemas operativos causados por aportación de arena y finos, canalización de agua o gas, problemas intrínsecos al flujo multifásico, etc. Estos problemas, de no ser identificados y resueltos oportunamente, pueden causar reducciones importantes de la producción y en casos extremos el paro mismo de la producción. Cabe hacer notar que dichos problemas de flujo se hacen más complejos en la explotación de campos en Aguas Profundas.

En el caso de del aseguramiento de la producción, se requiere de la planeación adecuada de la tecnología de explotación petrolera, que permita plantear, analizar, evaluar y seleccionar las mejores soluciones de prevención en yacimientos nuevos; así como de remediación o control en yacimientos en explotación.

Para fines de este trabajo, se identificó, mediante consulta a expertos de producción del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), que el desarrollo de un producto orientado a la aportación de soluciones integrales a la problemática de formación de obstrucciones al flujo en el sistema yacimiento-pozo-instalaciones, así como la adecuación de los sistemas de producción (pozo y redes de recolección) de forma tal que se garantice el flujo de los hidrocarburos desde el yacimiento hasta las instalaciones de producción (aseguramiento de la producción), es una alternativa para hacer frente a problemas actuales y futuros de aseguramiento de flujo de hidrocarburos.

El producto debe integrar diversas tecnologías para el mantenimiento en forma ininterrumpida del flujo de hidrocarburos en el sistema yacimiento-pozo-instalaciones. A través de la aplicación de soluciones a problemas tales como: Daño a la formación, depositación de parafinas y asfáltenos, la formación de hidratos e incrustaciones minerales, aportación de arena, etc, considerando además, el análisis de las variables que determinan el comportamiento del pozo y la adecuada selección de los sistemas artificiales de producción para lograr optimizar la producción de hidrocarburos de acuerdo con la potencialidad del yacimiento y finalmente, la optimización de los sistemas de transporte y tratamiento de la producción.

La aplicación de este producto integral ayudaría a evitar en los sistemas yacimiento-pozo-instalación de PEMEX, la formación de obstrucciones y taponamientos, los cuales pudiesen generar derrames de hidrocarburos e impactar al medio ambiente. Por otra parte, en lo relativo al ahorro de energía, este producto permitiría la aplicación de diseños apropiados de instalaciones y la prevención, control y



remediación de la formación de depósitos e incrustaciones para el aseguramiento del flujo y lograr las metas de producción dentro de un contexto de seguridad y protección al medio ambiente.

El aseguramiento de la producción es un aspecto crítico en la explotación de hidrocarburos, ya que tiene un fuerte impacto desde la planeación del desarrollo de los campos hasta el diseño mismo de los equipos e instalaciones, así como de la estrategia de operación del sistema yacimiento-pozo-instalaciones.

Actualmente se llevan a cabo proyectos en los cuales se da solución con buen grado de efectividad en cuanto a la prevención, control y remediación de los problemas de restricciones al flujo de hidrocarburos, relacionados con la depositación de asfáltenos y incrustaciones minerales para las áreas terrestres y marinas en tirantes de agua someros. Se considera que la brecha respecto a los competidores líderes en esta materia a nivel mundial es relativamente pequeña. Por otra parte, en el caso de las aguas profundas, la brecha es considerablemente mayor; no obstante, el conocimiento de los sistemas de explotación en aguas someras y áreas terrestres, constituye un elemento importante para acceder en el mediano plazo al conocimiento de las tecnologías para el aseguramiento de flujo durante la explotación de hidrocarburos en aguas profundas.

Como ejemplo del interés por un producto integral que solucione problemas de restricciones al flujo de hidrocarburos, cabe mencionar que durante el ejercicio 2003, PEMEX solicitó al IMP proyectos con los cuales se pretende dar solución a problemáticas detectada.

De estudios efectuados en los campos Jujo, Tecominoacán, Bellota, Chinchorro y Kanaab 101 de las Regiones Sur y Marinas de PEP<sup>1</sup>, se ha estimado que los costos para PEMEX Exploración y Producción por concepto de intervenciones para remover depósitos de asfáltenos y parafinas, así como por las pérdidas por la producción diferida durante el período de intervención ascienden alrededor de US \$ 6.54 millones anuales por pozo; estos mismos estudios, reportan 116 pozos con problemas de obstrucciones al flujo, por lo que la pérdida total correspondiente a estos 116 pozos, resulta ser del orden de US \$ 759 millones anuales. De aplicarse el producto, el ahorro para PEMEX Exploración y Producción podría ser de un monto cercano al anterior.

<sup>1</sup> Fuentes: 1) Estudio de precipitación de asfáltenos en pozos del Campo Jujo–Tecominoacán. Offshore. Vol. 60. No. 9; pág. 84 – 86. 2000.

2) **Estudio de eficiencia de inhibidores de asfáltenos en pozos del Campo Bellota – Chinchorro.** Dr. Carlos Lira Galeana. IMP. 1999.

3) **Estudios de precipitación de asfáltenos en el pozo Kanaab-101. Activo de Producción Abkatún, Región Marina Suroeste.** PEP. 1998.

4) Proyectos IMP: **CDA-0401, P.00129.**

5) Para obtener la información relativa a las pérdidas económicas por concepto de producción diferida, se aplicó la fórmula sugerida por el M.I. Luzbel Napoleón Solórzano Zenteno (**Análisis y evaluación económica de proyectos petroleros.** Staff. México. 2003), para estimar el perfil continuo de producción de crudo de un pozo ( $q = q_0 \cdot e^{(-bt)}$ , donde  $q$ , es la producción inicial,  $q_0$ , la producción final y el exponente  $bt$  representa la declinación de la producción anual); considerándose un precio del barril de petróleo equivalente a 20 dólares.

Beneficios del orden de US \$ 96.44 millones anuales (US \$ 2.54 millones anuales por pozo y una producción diferida de 126, 894 bl/año), en el Activo Pol-Chuc por la solución al problema de incrustaciones minerales en un total de 38 pozos e instalaciones de producción que presentan esta problemática<sup>2</sup>.

Por otra parte, también la aplicación de modificaciones en las instalaciones de producción del Activo Abkatún tendientes a evitar el bacheo severo y reducción de contrapresión a pozos llevaría a un incremento en la producción en alrededor de 29,000 barriles por día, lo que podría traducirse en un incremento en los ingresos de alrededor de US \$ 211 millones anuales para PEMEX<sup>3</sup>.

En lo que respecta a los beneficios a la comunidad, la aplicación de este producto coadyuvará a prevenir y evitar accidentes, en los que pudiese resultar afectada la integridad de la población ubicada en las zonas aledañas a las instalaciones.

#### **4.1. Procedimiento utilizado para la elaboración del mapa tecnológico del producto aseguramiento de la producción.**

En el capítulo anterior se explicó que el proceso de mapeo tecnológico no tiene un procedimiento estándar, sino que debe personalizarse con el propósito de hacerlo más accesible al contexto de aplicación.

Bajo el contexto particular de la explotación futura de hidrocarburos identificado en el capítulo segundo (reducción de brechas tecnológicas mediante la asimilación de tecnologías extranjeras), así como la necesidad de contar con un apoyo técnico que permita diagnosticar, prevenir, controlar y remediar problemas de restricciones al flujo durante la producción de hidrocarburos, es conveniente elaborar un mapa tecnológico producto – tecnología, para definir un producto que permita resolver problemas relacionados con el aseguramiento de la producción. El mapa considerado, se llevó a cabo haciendo uso de los siguientes lineamientos:

1. Definición de un equipo de trabajo.

---

<sup>2</sup> Fuentes:

1) Consulta con el Ing. Francisco Púlido Castañeda acerca de los proyectos IMP de productividad de pozos: **CDA-0401, P.00129, P.00871, F.0098, F.33570, F.53893.**

2) Solórzano Zenteno, Luzbel Napoleón (2003). *Op. cit.*

<sup>3</sup> Fuente: Consulta con el M.I. Juan de la Cruz Clavel acerca de los proyectos IMP de instalaciones de producción: **F.33562 y F.33739.**

En este caso se logró contar con la colaboración inicial de un grupo de 14 expertos de diferentes áreas tecnológicas pertenecientes a la Dirección de Exploración y Producción del Instituto Mexicano del Petróleo. El grupo de expertos estuvo constituido por:

- Un especialista del área de planeación.
- Dos especialistas en el área de yacimientos
- Dos especialistas en el área de perforación de pozos
- Tres especialistas del área de control de depósitos orgánicos e incrustaciones minerales
- Cuatro especialistas de instalaciones de producción petroleras.
- Dos especialistas de control de la corrosión en instalaciones petroleras.

Durante las etapas intermedias y finales del proceso, se procedió a la consulta de doce expertos debido a que en las primeras consultas se determinó no adecuada la inclusión de aspectos relacionados con estudios de perforación y terminación de pozos petroleros porque, de acuerdo a los expertos, estas etapas son realizadas durante la exploración y desarrollo de campos petroleros. Sin embargo, es importante aclarar que es indispensable la retroalimentación de información generada durante la perforación y terminación de pozos. Así, los resultados obtenidos a partir de estas actividades pueden considerarse como insumos para el producto.

2. Difusión de información al equipo de trabajo relacionada con la explotación de hidrocarburos en aguas profundas; así como del procedimiento de mapeo tecnológico.

Esta etapa consistió en proporcionar a los integrantes del equipo de trabajo una presentación general del proceso de mapeo tecnológico (información descrita en el capítulo tres); así como de la presentación de una investigación realizada para determinar aspectos generales relacionados con los estudios integrales asociados al aseguramiento de flujo e identificación del perfil básico de compañías de servicios petroleros que ofertan tales estudios.

El estudio indicado se presenta en el anexo A de este trabajo. Cabe aclarar que en el estudio se proporcionó información de siete empresas principales del ramo que ofrecen servicios integrales de aseguramiento de flujo, en especial en aguas profundas, de las cuales pudo obtenerse información.

3. Definición de áreas tecnológicas e información relacionada con brechas tecnológicas y mejoras en base a la aplicación de un cuestionario.

Mediante la aplicación de un cuestionario y la consulta con cada uno de los expertos que conformaron el equipo de trabajo, se identificaron las áreas tecnológicas necesarias que deberían incluirse en el producto aseguramiento

de la producción. Posteriormente, se identificaron tecnologías componentes de las principales áreas tecnológicas, así como las brechas de conocimiento y los programas de investigación desarrollo tecnológico potenciales. En el anexo B se incluye el cuestionario aplicado.

4. Reuniones de trabajo con especialistas de las áreas tecnológicas seleccionadas para revisión y validación de la información identificada.

En esta etapa, se procedió a revisar la información necesaria relacionada con componentes tecnológicos, brechas de conocimiento y desarrollos potenciales posibles a nivel nacional; se identificaron aspectos generales relacionados con la estructura o conformación del producto aseguramiento de la producción, el proceso ideal del producto y la evolución sugerida para éste. Mediante las consultas se obtuvo una retroalimentación de aspectos técnicos entre los especialistas de las áreas consultadas.

5. Identificación de la información necesaria para el mapa tecnológico de producto – tecnología.

El resultado de esta actividad fue la definición de una plantilla con la estructura y tipo de información requerida para proceder con la elaboración del mapa tecnológico (capas constituyentes del mapa). En la plantilla se propuso incorporar información de tecnologías aplicadas a nivel nacional, aplicadas industrialmente a nivel internacional y en desarrollo necesarias para cumplir con tres versiones identificadas para el producto de aseguramiento de flujo (integración del producto, mejoramiento del producto y diferenciación del producto).

6. Convocatoria de reuniones de trabajo individuales para desarrollar el mapa tecnológico producto – tecnología para el aseguramiento de la producción.

Durante esta etapa se desarrollo el primer borrador del mapa tecnológico, se identificaron las rutas tecnológicas propuestas e información adicional relacionada con la oferta y la demanda por los diferentes integrantes del equipo de trabajo para los tres grupos de tecnologías sugeridos.

7. Circulación del borrador del mapa tecnológico producto – tecnología entre los participantes de la reunión de trabajo para revisar y comentar.
8. Incorporación de los comentarios y elaboración de la primera versión del mapa tecnológico consensuada.

La etapa séptima y octava fueron de carácter iterativas y necesarias para llegar a un consenso con el cual se puede soportar la información contenida en el mapa tecnológico.

## 4.2. Resultado del caso de aplicación.

Como resultado de la aplicación del procedimiento de mapeo tecnológico descrito en la sección anterior, se definió que el producto integral para el aseguramiento de la producción propuesto, debe incluir la integración de soluciones a la fecha disponibles por cuatro áreas tecnológicas de la ingeniería petrolera (ver figura 4.1) y sus principales tecnologías, con el fin de tratar:

- 1) Problemas de restricciones al flujo como son la formación de depósitos de parafinas, asfáltenos, incrustaciones minerales e hidratos, evitando la formación de obstrucciones y taponamientos que en cierto momento llegasen a producir una falla de los sistemas de producción y por lo tal motivo se tuviera una interrupción en el flujo de los hidrocarburos.
- 2) problemas relacionados con la integridad de líneas e instalaciones como son: erosión (causada por la aportación de arena y finos de la formación, así como por condiciones inadecuadas de flujo) y corrosión.
- 3) diseño y/o evaluación de los sistemas artificiales de producción, así como el diseño de escenarios e infraestructura de producción.

Asimismo, la integración óptima de especialidades y metodologías, obtenida a través del producto, proporcionará fortalezas que derivarán en nuevos productos y en la mejora de algunos ya existentes para hacer frente a problemas de aseguramiento de la producción en aguas profundas.

Dentro de las mejoras operativas que se tendrían con este producto se mencionan las siguientes: Evaluación óptima del yacimiento, caracterización de fluidos, optimización del flujo en pozos y redes, diseño de instalaciones, programa de aplicación de técnicas de control (Métodos Químicos, Mecánicos entre otros), aislamiento de ductos y/o sistemas de calentamiento.

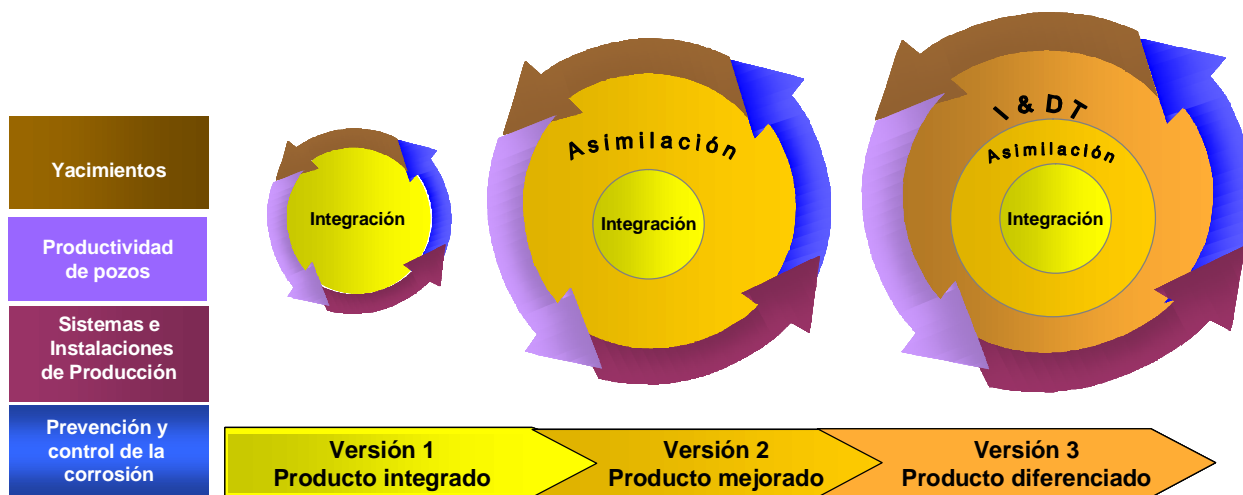


Figura 4.1. Áreas tecnológicas y evolución propuesta para integrar el producto de aseguramiento de la producción.

Las áreas tecnológicas que conforman el producto integral se listan a continuación así como los productos ofertados que de ellas se derivan:

Simulación numérica de yacimientos. Se refiere a la tecnología que es empleada para modelar en forma numérica el comportamiento de los yacimientos, con el fin de establecer diversas opciones de explotación de los yacimientos. Es una herramienta que integra en forma eficiente propiedades estáticas del yacimiento, con la información de producción; por lo que las predicciones obtenidas pueden tener grado importante de confiabilidad.

Para esta tecnología se identifican los siguientes productos:

- Escalamiento de propiedades
- Simulador PVT
- Simulador de geomecánica
- Simulación numérica de procesos no convencionales

Productividad de pozos. Esta área incluye las tecnologías aplicadas para incrementar y/o mantener la productividad o inyectabilidad de los pozos. La tecnología de productividad de pozos está orientada a buscar soluciones para mantener in-interrumpida la operación de producción en el sistema yacimiento-pozo-instalaciones y tienen como objetivo maximizar la producción de los yacimientos retardando la

puesta en marcha de reparaciones mayores en pozos de producción. Los productos en esta tecnología son:

- Estimulaciones y fracturamiento
- Control de depósitos e incrustaciones
- Control de arena

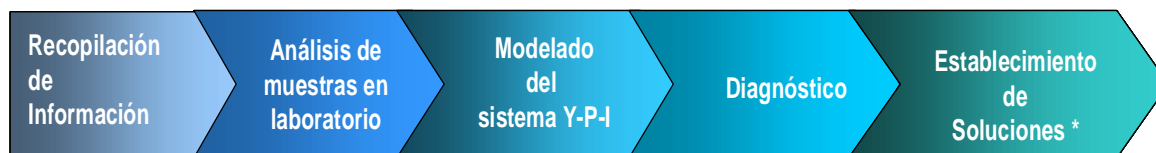
Sistemas e instalaciones de producción. Incluye las tecnologías orientadas para mejorar u optimizar operaciones de extracción, manejo y tratamiento de la producción en pozos e instalaciones superficiales. Los productos de esta tecnología son:

- Sistemas de producción de pozos
- Sistemas e instalaciones de producción
- Planes rectores de automatización de instalaciones y optimización en línea
- Medición de datos de aforo
- Análisis Nodal

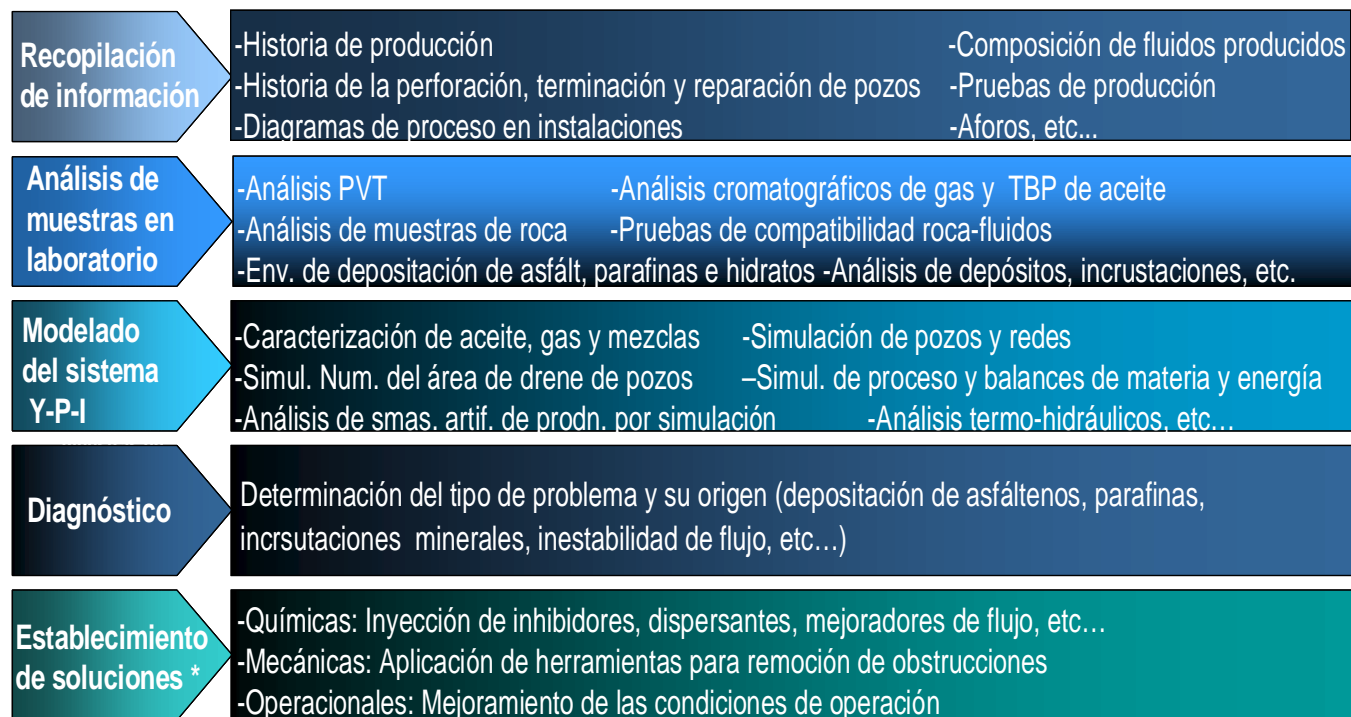
Prevención y control de la corrosión. Tiene como propósito el desarrollar un conjunto de actividades, orientadas a prevenir y controlar el fenómeno de la corrosión en líneas, equipos e instalaciones empleados para la explotación y producción de hidrocarburos. Las tecnologías que se ofrecen en está área son:

- Inhibición y control de la corrosión por aditivos químicos.
- Inhibición y control de la corrosión por medios electroquímicos.
- Inhibición y control de la corrosión por recubrimientos anticorrosivos.

El proceso sugerido que se debe cumplir el producto para llevar a cabo proyectos de aseguramiento de la producción, se presenta en la figura 4.2.



**\* Implica: Planteamiento, análisis, evaluación y selección de la mejor solución**



**\* Implica: Planteamiento, análisis, evaluación y selección de la mejor solución**

Figura 4.2. Proceso sugerido para el producto de aseguramiento de flujo.

Los componentes tecnológicos necesarios que se identificaron para cada una de estas áreas; así como los componentes a partir de los cuales se debe obtener información, la cual sirva como insumo para los componentes del producto, pertenecientes a otras áreas tecnológicas, se muestran en la figura 4.3.

Las capacidades tecnológicas determinadas para la prestación de servicios relacionados con el aseguramiento de flujo, en relación con aquellas de las compañías extranjeras que prestan estos servicios se muestran a continuación:



Área tecnológica	Campos terrestres	Aguas someras	Aguas profundas
<i>Yacimientos</i>	69	69	69
<i>Productividad de pozos</i>	93	93	62
<i>Sistemas e Instalaciones de Producción</i>	86	85	53
<i>Prevención y Control de la Corrosión</i>	95	95	90
<i>Porcentaje de capacidades tecnológicas identificadas</i>	<b>80</b>	<b>80</b>	<b>54</b>

Tabla 4.1. Porcentaje de capacidades tecnológicas en relación con aquellas del competidor en el estado de la tecnología.

A partir de los valores indicados en la tabla 4.1, se observa que a nivel nacional existe capacidad suficiente para cubrir necesidades de la industria petrolera relacionadas con el aseguramiento de la producción en continente y en aguas someras; no obstante, en el caso de aguas profundas se identifica que hacen falta cubrir brechas de conocimiento.

Durante la consulta a expertos se determinaron temas de asimilación, los cuales deben dirigirse al fortalecimiento y complemento de capacidades actuales; así como para el caso de proyectos relacionados con el aseguramiento de la producción en aguas profundas. En la tabla 4.2 se muestran los temas de asimilación identificados durante las primeras consultas, que los expertos consideraron convenientes, en el inicio de las consultas, para poder lograr la segunda versión del producto.

En base a la información obtenida y validada, se generó el mapa de producto – tecnología para cubrir necesidades relacionadas con el de aseguramiento de la producción, el cual se presenta en la figura 4.4, mediante la consulta iterativa con los diferentes integrantes del equipo de trabajo. En el mapa se presentan las rutas tecnológicas, consensuadas, consideradas como más adecuadas para contribuir a satisfacer la demanda futura de hidrocarburos, a lo largo de un periodo de diez años.

Área tecnológica	Tipo de tecnología			
	Tecnologías de manejo de calor (termo-hidráulicas)	Tecnologías de tratamiento químico	Tecnologías de procesamiento	Tecnologías y herramientas de simulación y/o remediación
Simulación numérica de yacimientos	1. Manejo de crudo pesado			1. Modelación acoplada del sistema yacimiento - pozo considerando precipitación de asfaltenos 2. Simulación de precipitación de asfaltenos en el yacimiento
Estimulación de pozos		1.- Estimulaciones extendidas		1. Técnicas y métodos de simulación de estimulación de pozos terminados en aguas profundas
Prevención y control de depósitos orgánicos, inorgánicos e hidratos	1.- Aplicación de tecnología termoquímica	1. Proceso integral de identificación, síntesis, producción, venta y aplicación de inhibidores o dispersantes de asfaltenos y parafinas 2. Inhibidores encapsulados 3.- Inhibidores gelificados 4.- Tratamiento Squeeze		1. Técnica y logística de la operación y aplicación en campo de productos químicos inhibidores de depósitos orgánicos 2.Simulación de precipitación de depósitos orgánicos (asfaltenos, parafinas, ceras, resinas), inorgánicos (incrustaciones minerales) e hidratos
Control de arena		1.- Consolidación de arena con productos químicos (resinas, polímeros, etc)		1. Tecnologías de simulación de producción de arena
Corrosión		1. Inhibidores para altos esfuerzos de corte (altas velocidades de flujo)	1. Sistemas de protección catódica en aguas profundas 2. Nuevos criterios de protección catódica para aguas profundas	
Instalaciones de producción	1. Estudios termo-hidráulicos en régimen estacionario 2. Estudios termo-hidráulico en regimen transitorio 3. diseños termo-hidráulicos operacionales 4. Tecnologías y análisis de calentamiento de ductos		1. Sistemas de producción submarinos (infraestructura de producción submarina) 2. Equipos de procesamiento submarino: Sistemas de separación, bombeo submarinos; etc...	1. Desarrollo de campos en aguas profundas 2. Simulación en estado estacionario y transitorio del comportamiento de la producción de pozos y redes de distribución de hidrocarburos en aguas profundas 3. Tecnologías, análisis y aplicación de sistemas de calentamiento de ductos y líneas de transporte
Sistemas Artificiales de Producción				1. Análisis y consideraciones para el diseño y comportamiento de sistemas artificiales de producción en aguas profundas 2. Sistemas artificiales de producción híbridos en aguas profundas
Medición			1. Medición diferencial 2. Medidores tipo turbina 3. Medidores de desplazamiento positivo 4. Tecnología combinada 5. medición multifásica 6. Infraestructura submarina de medición	1. Infraestructura de medición submarina

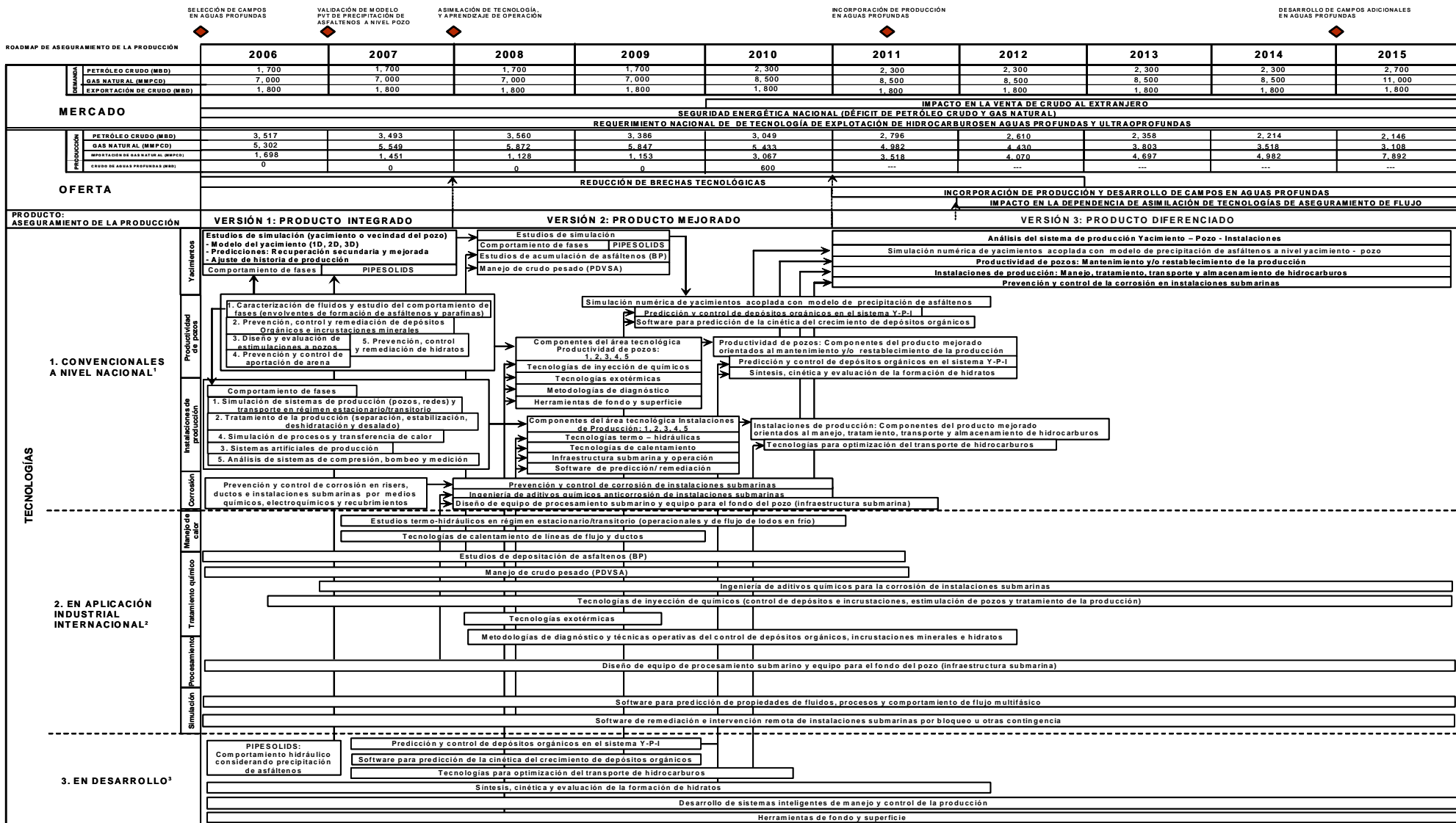
Tabla 4.2. Temas de asimilación a considerarse en el producto integral de aseguramiento de la producción.

### Tecnologías y componentes para el producto de Aseguramiento de la Producción

PLATAFORMAS TECNOLÓGICAS	COMPONENTES TECNOLÓGICOS						
<b>Caracterización de yacimientos</b>	Sísmica 3D	Caracterización geológica y petrofísica del yacimiento	Registros geofísicos	Modelo PVT del fluido del yacimiento	Caracterización dinámica (pruebas de variación de presión)		
<b>Simulación de yacimientos</b>	Modelo del yacimiento y predicción de comportamiento para diferentes escenarios		Pronóstico de producción y presión del yacimiento	Simulación del sistema yacimiento-pozo-instalaciones			
<b>Perforación, terminación y reparación de pozos</b>	Planeación, diseño y control de la perforación (convencional y no convencional)	Diseño, selección y evaluación de fluidos de perforación, terminación y reparación		Diseño, selección y evaluación de la inducción a producción	Planeación, diseño y evaluación de la terminación y reparación de pozos(mayor / menor)		
<b>Productividad de pozos</b>	Caracterización y estudio del comportamiento de fases (envolventes de formación de asfaltenos, parafinas e hidratos)			Prevención control y remediación de depósitos orgánicos	Prevención control y remediación de hidratos		
	Caracterización de agua de formación	Caracterización de fluidos producidos	Prevención control y remediación de depósitos minerales		Prevención y control de aportación de arena		
	Determinación de daño a la formación		Diseño y evaluación de estimulaciones a pozos	Diseño, evaluación y Optimización de disparos			
	Diseño, selección y evaluación para cambio de intervalo			Diseño, selección y evaluación de cambio de aparejos o equipo subsuperficial			
<b>Sistemas e Instalaciones de Producción</b>	Diseño conceptual de escenarios de producción	Comportamiento de pozos mediante análisis nodal	Herramientas de fondo	Modelado del estrangulamiento de pozos	Diseño del aparejo de producción	Diseño, evaluación y optimización de sistemas artificiales de producción	Herramientas de superficie
	Simulación de redes de producción en estado estacionario y transitorio	Simulación de procesos y transferencia de calor	Separación y estabilización de crudo y condensado	Acondicionamiento de gas y condensado	Análisis de sistemas de compresión y bombeo	Deshidratación y desalado de crudo	
	Selección y diseño de sistemas de medición de fluidos		Análisis del transporte de la producción	Planes rectores de automatización	Control y automatización de instalaciones de producción		
<b>Prevención y control de la corrosión</b>	Prevención y control de corrosión en ductos, risers e instalaciones por aditivos químicos, medios electroquímicos y recubrimientos anticorrosivos						

  Tecnologías consideradas para el aseguramiento de flujo por empresas internacionales
   Desarrollo conjunto entre las áreas consideradas para el producto De aseguramiento de la producción
   Insumo para el Producto aseguramiento de la producción
   Tecnologías a integrar para el producto de aseguramiento de la producción

Figura 4.3. Plataformas tecnológicas y componentes propuestos para el producto de aseguramiento de la producción.



NOTAS: (1) Aplicadas actualmente para dar soluciones no integradas en diferentes Activos Integrales de PEMEX.  
 (2) Aplicadas a nivel mundial por compañías de servicios petroleros.  
 (3) Tecnologías reportadas en fase embrionaria o en etapa de pruebas industriales.

Figura 4.4. Mapa tecnológico propuesto para el producto de aseguramiento de la producción.

Como se puede observar en el mapa, se espera que la oferta de crudo no sea suficiente para cubrir la demanda a partir del año 2009; además, es necesaria la importación de gas natural a lo largo de todo el horizonte de tiempo considerado (diez años). Los hitos principales se encuentran señalados con un rombo sobre la escala de tiempo. Los impulsores de la tecnología y de la necesidad de desarrollar el producto de aseguramiento de la producción encontrados por parte de la oferta y la demanda (seis en total), se muestran en las cajas ubicadas bajo cada tópico.

La ruta de la propuesta tecnológica mostrada en el mapa, se basa primeramente en la integración de cuatro plataformas (yacimientos, productividad de pozos, instalaciones de producción y corrosión) que contienen las tecnologías aplicadas a nivel nacional durante en un plazo de dos años (2006 y 2007), con el fin de cumplir con la versión uno del producto (producto integrado).

Para obtener la versión dos del producto (producto mejorado), las plataformas previamente integradas de la versión uno, requieren integrar componentes tecnológicos, consensuados por los especialistas conocedores de la situación y estado de la tecnología convencional aplicada a nivel nacional, pertenecientes a cada una de las cuatro áreas tecnológicas identificadas (manejo de calor, tratamiento químico, procesamiento y simulación), las cuales son aplicadas industrialmente a nivel internacional por diferentes compañías de servicios<sup>4</sup>.

El periodo de tiempo que se considera conveniente para el mejoramiento de las plataformas iniciales es de tres años (2008 a principios de 2011). Este periodo de tiempo se considera necesario para reducir las brechas del conocimiento requerido para competir con empresas transnacionales que actualmente ofrecen servicios de aseguramiento de la producción en aguas profundas, a nivel internacional.

Se considera oportuno tener lista una versión diferenciada del producto (versión tres) antes de la incorporación de la incorporación formal de producción de hidrocarburos de aguas profundas mexicanas (mediados del 2011), dado que para entonces, se dispondría de las capacidades suficientes para desarrollar estudios orientados al diagnóstico y prevención de condiciones operativas que deriven en obstrucciones al flujo óptimo de hidrocarburos, con las respectivas pérdidas económicas asociadas.

Se propone que la diferenciación del producto aseguramiento de la producción, se base en la incorporación paulatina de alternativas de investigación y desarrollo tecnológico a cada una de las plataformas del producto mejorado.

El objetivo de la versión diferenciada del producto es contar con un servicio exclusivo de análisis del sistema de producción yacimiento – pozo – instalaciones, cuya

---

<sup>4</sup> En el anexo A de este trabajo, se presenta información adicional acerca de las áreas tecnológicas en aplicación industrial internacional identificadas.

fortaleza se base el conocimiento exclusivo de los yacimientos mexicanos y del tipo de fluidos producidos.

Durante etapa final de la consulta a expertos, la elaboró el mapa tecnológico presentado en la figura 4.4; además, se determinaron aspectos relacionados con la aplicación del producto y las actividades (entregables) que se deben incluir en el producto. Como resultado, se determinó que la aplicación del producto puede orientarse a yacimientos nuevos, para los cuales es conveniente proporcionar servicios de prevención (diagnóstico); así como para yacimientos en explotación tanto terrestres, como ubicados en aguas someras, para los que se recomienda orientar el producto a la prestación de servicios de prevención, remediación y control (establecimiento de soluciones).

Los entregables y sus respectivos precios se muestran en las tablas 4.3 y 4.4. Es importante aclarar que, los precios indicados en las tablas se relacionan con la oferta de estudios de aseguramiento de la producción correspondientes a la versión cero (producto integrado), debido a que la información disponible en las diferentes consultas, permitió estimar el precio para el caso del estudio de dos yacimientos y veinte pozos (diez por cada yacimiento). La estimación de un precio para las versiones uno y dos requiere de un conocimiento más profundo respecto a los costos requeridos para cubrir las brechas tecnológicas; así como los costos asociados a los desarrollos científicos y tecnológicos potenciales. Los resultados reportados en las tablas muestran que el precio de un proyecto relacionado con el diagnóstico de los servicios estándar de aseguramiento de la producción, es mayor al relacionado con el precio de un proyecto orientado al establecimiento de soluciones a las restricciones al flujo. Esto se debe a que en el primer caso, se requieren de actividades adicionales necesarias en el estudio del yacimiento; así como análisis de productividad de pozos.

Es indispensable aclarar que los resultados y el conocimiento generado durante el caso de aplicación dependen del procedimiento de mapeo tecnológico aplicado; no basta con enfocarse exclusivamente en los resultados mostrados en el mapa tecnológico.

De ninguna manera se pretende que los resultados obtenidos, se consideren como una alternativa exclusiva de desarrollo tecnológico para futuras inversiones relacionadas con el aseguramiento de la producción de hidrocarburos. La idea del mapa tecnológico desarrollado y de los resultados adicionales obtenidos, es proporcionar una iniciativa, a partir de la cual se generen nuevas y mejores ideas de forma continua, que permitan definir nuevas alternativas para la explotación óptima de reservas futuras de hidrocarburos a nivel nacional.

Producto específico ofertado a nivel nacional	Entregable	Total (pesos)
<b>YACIMIENTOS</b>		
Caracterización dinámica de yacimientos	Análisis para la discretización del daño a la formación (considera el análisis de la prueba de variación de presión de 4 pozos)	700,963.96
Simulación numérica de yacimientos (refinamiento de malla para 4 pozos desde su radio de drene)	Análisis del comportamiento de flujo en el área de drene de 4 pozos productores (considera la simulación numérica con un refinamiento del modelo hasta el radio de drene del pozo, involucrando los aspectos de precipitación de asfaltenos y conificación)	1,548,056.56
Análisis PVT y composicional de fluidos (insumo proveniente del cliente o por el producto integral de Estudios integrales de yacimientos)	Análisis PVT para 4 pozos	1,508,674.24
<b>PRODUCTIVIDAD DE POZOS</b>		
Control de depósitos orgánicos	Asistencia técnica en el muestreo preservado de fluidos en pozos (4 pozos) y traslado de muestras al laboratorio.	325,259.92
	Estudio experimental para la determinación de la envoltura de deposición de asfaltenos, curva de parafinas, curva de hidratos y envoltura de fases para el fluido de 4 pozos	6,168,000.00
	Caracterización composicional de material orgánico obtenido de depósitos en tuberías (SARA).	40,000.00
	Caracterización composicional de material orgánico obtenido de la filtración de crudo.	332,000.00
Sistemas y productos para el control de agua y arena	Análisis para la detección del origen de la presencia de arena en 4 pozos	663,684.52
Control de depósitos orgánicos	Estudio de flujo multifásico para la predicción del grado de deposición de material orgánico respecto al tiempo en la tubería de producción, utilizando el software PIPESOLIDS del IMP (4 pozos)	3,868,655.44
Control de incrustaciones minerales	Análisis físico-químico del agua para determinar su naturaleza incrustante y/o corrosiva	60,000.00
	Caracterización de muestras de incrustaciones minerales por difracción de RX (10 muestras)	50,000.00
	Análisis para la determinación de la masa precipitable y el grado de crecimiento de la incrustación respecto al tiempo en el sistema pozo-línea de descarga.	1,579,104.00
<b>SISTEMAS E INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN</b>		
Caracterización composicional de corrientes de fluidos	Muestreo de corrientes superficiales de 4 pozos y su análisis PVT (separación en etapas) y ASSAY nivel 2 de crudo con curva TBP en laboratorio.	631,565.16
	Análisis para la caracterización composicional de corrientes de flujo multifásico para 4 pozos.	257,135.04
Análisis del comportamiento de pozos por simulación en régimen estacionario/transitorio	Análisis del comportamiento de pozos por simulación en régimen estacionario (20 pozos).	776,856.72
	Análisis del comportamiento de pozos por simulación en régimen transitorio (20 pozos).	1,091,883.92
Análisis de redes integrales de producción en régimen estacionario/transitorio	Análisis técnico-económico de redes integrales de producción en régimen estacionario, para el diagnóstico del caso base.	887,218.00
	Análisis de redes integrales de producción en régimen transitorio para el diagnóstico del caso base.	1,124,788.00
Análisis del transporte de la producción de aceite y gas	Análisis reológico de muestras de crudo.	300,000.00
	Análisis de diagnóstico en el transporte de aceite y/o de gas en régimen estacionario y transitorio.	1,107,566.12
Administración y control del proyecto	Reportes mensuales de avance y Reporte final integral	2,668,142.00
<b>Total</b>		<b>25,689,553.60</b>

Tabla 4.3. Entregables y precios identificados para proyectos de la versión uno del producto, relacionados con el diagnóstico de problemas de aseguramiento de la producción.

Producto específico ofertado a nivel nacional	Entregable	Total (pesos)
<b>YACIMIENTOS</b>		
Simulación numérica de yacimientos	Análisis de factibilidad técnica-económica para el mejoramiento de la productividad de pozos con tecnología no convencional (pozos ramificados, pozos multilaterales, pozos horizontales) [Por pozo tipo (3 pozos tipo)]	231,277.53
Simulación numérica de yacimientos (refinamiento de malla para 4 pozos desde su radio de drene)	Análisis del comportamiento de flujo en el área de drene de 4 pozos productores (considera la simulación numérica con un refinamiento del modelo hasta el radio de drene del pozo, involucrando los aspectos de precipitación de asfaltenos y conificación)	786,324.36
<b>PRODUCTIVIDAD DE POZOS</b>		
Control de depósitos orgánicos e inorgánicos en el sistema yacimiento-pozo-instalaciones	Análisis para la evaluación y selección de dispersantes de asfaltenos y/o parafinas en el yacimiento (considera dos tipos de fluido de yacimiento).	240,000.00
Estimulación de pozos matriciales y por fracturamiento	Diseño de la estimulación de pozos para el mejoramiento de su productividad (4 pozos, considerando estimulación matricial y/o fracturamiento hidráulico y/o tratamiento squeeze)	1,400,000.00
Control de arena	Análisis para el control de arena en 4 pozos	664,924.72
Evaluación de soluciones	Análisis técnico-económico de alternativas para la prevención, remediación o control de las incrustaciones minerales en el sistema pozo-instalaciones.	1,239,589.60
<b>SISTEMAS E INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN</b>		
Análisis del comportamiento de pozos por simulación en régimen estacionario/transitorio	Análisis para la caracterización composicional de corrientes de flujo multifásico para 4 pozos.	257,135.04
	Análisis del comportamiento de pozos por simulación en régimen estacionario (20 pozos).	776,856.72
	Análisis del comportamiento de pozos por simulación en régimen transitorio (20 pozos).	1,091,883.92
	Análisis técnico-económico de alternativas de solución mediante la simulación integral de la red de producción (pozo instalaciones) en régimen estacionario	1,756,422.40
	5) Análisis para la evaluación y selección de inhibidores de formación de hidratos.	666,974.72
	Análisis de alternativas de solución mediante la simulación integral de la red de producción (pozo instalaciones) en régimen transitorio	1,817,241.60
Análisis del transporte de la producción de aceite y gas	Análisis reológico de muestras de crudo.	300,000.00
	Análisis de alternativas de solución para el transporte de aceite y/o de gas en régimen estacionario y transitorio.	1,192,444.72
Análisis para la deshidratación de aceite, gas y condensado	Análisis para la deshidratación de aceite, gas y condensado	919,225.52
Sistemas fluyentes y artificiales de producción	Análisis técnico-económico para restituir la productividad de los pozos a través de sistemas artificiales de producción	1,777,254.00
<b>CORROSIÓN</b>		
Control de la corrosión interior con inhibidores	Análisis para eliminar o reducir la corrosividad en ductos e instalaciones de los productos químicos aplicados para la eliminación de bloqueos en el sistema de producción.	683,329.52
Administración y control del proyecto	Reportes mensuales de avance y Reporte final integral	2,668,142.00
<b>Total</b>		<b>18,469,026.37</b>

Tabla 4.4. Entregables y precios identificados para proyectos de la versión uno del producto, relacionados con el establecimiento de soluciones de problemas de aseguramiento de la producción.



## Conclusiones.

La explotación de hidrocarburos en aguas profundas a nivel mundial, ha sido resultado de la necesidad de incrementar las reservas energéticas fósiles. A pesar de que la tecnología para explorar y explotar regiones con tirantes de agua profundos y ultraprofundos ha sido probada, existen dificultades en relación a la explotación de los campos descubiertos. Entre los principales problemas, se encuentra el aseguramiento de la producción a través del sistema yacimiento – pozo instalaciones, debido a las condiciones bajo las cuales debe realizarse la producción de hidrocarburos.

En el caso de México, la necesidad de incrementar las reservas de hidrocarburos probadas y probables con excedentes para la exportación, también ha obligado a la industria petrolera nacional a incursionar en la exploración y explotación en aguas intermedias o semiprofundas y profundas. Puede afirmarse que durante el desarrollo y operación de yacimientos en explotación y de los nuevos campos marinos, la industria mexicana se enfrenta y se enfrentará a diferentes situaciones relacionadas con los sistemas y componentes de producción de hidrocarburos; entre ellas el aseguramiento de la producción (actividades orientadas a la generación de soluciones integrales para el diagnóstico, la prevención, control y remediación de obstrucciones y condiciones inestables del flujo de hidrocarburos a través del sistema yacimiento-pozo-instalaciones), el cual hoy día es una necesidad nacional y en el caso de la explotación en aguas profundas mexicanas, demandara un esfuerzo tecnológico nacional.

La energía procedente de reservas fósiles es un factor crítico para el desarrollo continuo de la economía mexicana, la cual depende en su mayor parte de los hidrocarburos. La declinación de reservas y la demanda de volúmenes significativos de crudo y gases naturales actuales y pronosticados, deja a la nación expuesta a interrupciones en la oferta.

Hasta el momento, México aún no define su política energética, es por ello que surge la necesidad de establecer en primer lugar, un escenario como contexto a partir del cual pueda definirse una alternativa tecnológica útil, para el aseguramiento de la producción durante la explotación de yacimientos terrestres y en aguas someras; así como en futuros campos mexicanos en aguas profundas.

Entre los diferentes enfoques de planeación, puede considerarse a la planeación de la tecnología como un sistema especial de la planeación estratégica, debido a que esta corriente permite la elaboración de planes a largo plazo, mediante los cuales puede lograrse la integración de las capacidades tecnológicas de una empresa con su estrategia de negocio. Además, de los diferentes enfoques para la planeación tecnológica existe una propuesta basada en la integración del mercado con el

desarrollo de nuevos productos, junto con las tecnologías y flujo de conocimientos necesarios. Asimismo, existen diferentes herramientas para lograr la integración indicada; una de las cuales es el mapeo tecnológico.

Las definiciones y alcances del mapeo tecnológico son diferentes, no obstante, en la literatura consultada, las diversas concepciones coinciden en que el resultado del proceso es un mapa tecnológico, el cual es una herramienta visual que facilita la construcción de un plan, mediante un proceso participativo, facilita la determinación de brechas tecnológicas y permite establecer los componentes tecnológicos en la estrategia de negocio que deben asimilarse.

La planeación tecnológica mantiene una relación con el pronóstico, debido a que a partir de éste se obtienen condiciones futuras consideradas como insumos importantes para el análisis estratégico de alternativas tecnológicas. De los métodos de pronóstico identificados en la literatura, se considera que el juicio de expertos es un factor importante en el pronóstico; además, se propone el empleo de escenarios como alternativa para delimitar condiciones futuras bajo las cuales se llevará a cabo la toma de decisiones.

El mapeo tecnológico ha evolucionado a partir del aumento de necesidades por innovar y alinear necesidades del negocio con la tecnología en las empresas, con un manejo más eficiente de recursos; respondiendo a un ambiente competitivo dinámico. Uno de los principales usos del mapa tecnológico es comunicar a los actores (stakeholders) las expectativas del desarrollo de nuevos productos o la evolución de tecnologías emergentes.

El mapeo tecnológico es un procedimiento no estandarizado que ha sido aplicado, con resultados exitosos en diferentes corporaciones. La literatura muestra un panorama del mapeo tecnológico aparentemente fragmentado en alcances, propuestas de procedimientos, que continuamente están evolucionando, y usos. De hecho, es una técnica o herramienta flexible de apoyo para la planeación, que puede personalizarse, en cuanto a su proceso y arquitectura, además de poder adaptarse a diferentes aplicaciones particulares, bajo diferentes contextos

El mapa tecnológico parece ser una propuesta con un alto grado de aceptación al igual que otros métodos de relacionados con la planeación de la tecnología, tales como el pronóstico tecnológico y la previsión tecnológica.

Generalmente se considera al mapa tecnológico como sinónimo del procedimiento a partir del cual se obtiene (es decir, sinónimo de mapeo tecnológico). Al contrario del método de mapeo tecnológico, existe una taxonomía definida para los mapas tecnológicos que permite clasificar su amplio espectro de objetivos y usos; así como caracterizarlos dentro de dos grupos: Mapas tecnológicos retrospectivos y prospectivos.

Puede firmarse que el mapa tecnológico es una ayuda para la toma de decisiones que proporciona una visión consensuada o una previsión de un panorama tecnológico futuro; en tanto que el proceso de mapeo tecnológico proporciona una manera de identificar, evaluar y seleccionar alternativas estratégicas que pueden usarse para lograr un objetivo tecnológico.

Debe reconocerse que ningún proceso de mapeo tecnológico no es una metodología tipo caja negra, sino que cada aplicación es una experiencia de aprendizaje, en la cual se debe hacer uso de un proceso personalizado adecuado a las circunstancias consideradas; así como de procedimientos de consulta o iteraciones de información con el grupo de expertos elegidos, con el propósito de obtener los mejores resultados posibles a considerarse en la toma de decisiones. Es importante hacer notar que el mapeo tecnológico y su resultado poseen deficiencias y limitaciones; entre los cuales se encuentran:

- La carencia de criterios establecidos, que permitan especificar la inclusión o exclusión de rutas tecnológicas.
- Tendencia hacia el pensamiento lineal (el diseño lineal y estructurado de algunos mapas tecnológicos limita la consideración de plataformas alternativas)
- La adopción aparente del mapa tecnológico (en este caso el resultado es un ejercicio de papel, no orientado con alguna estrategia).
- La falta de una estructura que permita incorporar en el mapa cambios dinámicos (los cambios insertados en cualquier nodo del mapa no impactan automáticamente los demás elementos del mapa, lo cual genera un obstáculo en la aceptación de éste).

Los resultados obtenidos durante la aplicación del proceso de mapeo tecnológico realizado, no son definitivos, sino una iniciativa que debe actualizarse y enriquecerse de manera dinámica y oportunamente porque, el mapa tecnológico generado es de carácter estático. No obstante, se obtuvieron resultados satisfactorios relacionados con la generación de un nuevo producto, que permite resolver, a partir de su primera versión, problemas identificados de aseguramiento de la producción durante la explotación actual de yacimientos de hidrocarburos mexicanos; y que está dirigido en versiones posteriores a la prevención y solución de este tipo de problemas durante la explotación de futuras reservas provenientes de aguas profundas mexicanas. Asimismo, queda abierta esta propuesta a la futura generación de alternativas haciendo uso del mapeo tecnológico y de otras herramientas del conocimiento para lograr la integración y dirección de tecnologías mejoradas (más limpias y eficientes), debido a que la innovación continua es necesaria para mantener a la industria petrolera mexicana en un nivel competitivo en la arena internacional, que le permita producir suministros de aceite y gas natural, los cuales son críticos para mantener el crecimiento de la economía y nivel de vida de la nación.

## Glosario

**Aceite pesado:** Petróleo crudo con densidad API igual o inferior a 27°. La mayor parte de la producción de este tipo de petróleo crudo proviene de yacimientos de la Sonda de Campeche. En el Anuario estadístico de PEMEX, se define como crudo tipo Maya al petróleo crudo pesado, de exportación, con densidad de 22 °API y 3.3% de azufre en peso.

**Aceite extrapesado:** Denominación que se ha propuesto por especialistas del Instituto Mexicano del Petróleo para hacer referencia al petróleo crudo que posee una densidad API igual o menor a 10.

**Administración tecnológica:** Conjunto de actividades orientadas al manejo de tecnologías nuevas y existentes para mantener una oferta de productos y servicios en el mercado.

**Aguas profundas:** Término utilizado en la industria petrolera para referirse a las actividades de exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos marinos ubicados bajo tirantes de agua de 450 a 1,800 metros de profundidad.

**Aseguramiento de flujo:** Capacidad de producir económicamente hidrocarburos del yacimiento para exportación, durante la vida del campo petrolero en cualquier ambiente marino.

**Aseguramiento de la producción:** Conjunto de actividades orientadas a la generación de soluciones integrales para la prevención, control y remediación de obstrucciones y condiciones inestables del flujo de hidrocarburos a través del sistema yacimiento-pozo-instalaciones.

**Bacheo severo:** Condición de operación inestable caracterizada por la formación intermitente de baches de hidrocarburos en forma líquida originada en la base de la tubería de producción ascendente o riser. La formación de baches de hidrocarburos líquidos en los oleogasoductos se denomina bacheo transitorio.

**Caracterización de fluidos:** Determinación de las características o parámetros particulares que definen el comportamiento de un fluido y lo hacen diferente de otro.

**Caracterización de yacimientos:** Serie de tecnologías enfocadas a determinar las características que controlan la capacidad de almacenamiento y de producción de un yacimiento. En esta actividad se establece un modelo estático del yacimiento, construido con la integración de diversos tipos de información.

**Comportamiento de fases:** Estudio de los cambios que se presentan en cada una de las fases del sistema de hidrocarburos (aceite, gas y agua), en función de los cambios en presión y temperatura que actúan sobre las fases, generalmente, el resultado del estudio es, la representación gráfica presión-temperatura de la coexistencia de fases líquido, vapor y líquido-vapor en equilibrio; así como la representación de las envolventes de formación de hidratos, parafinas y asfáltenos.

**Controlador:** Variable crítica que reflejan necesidades y beneficios internos o externos subyacentes en base a las cuales se determinan las alternativas tecnológicas que serán ejercidas; las cuales serán dependientes de áreas tecnológicas y se relacionaran con el tratamiento de requerimientos críticos del sistema (características esenciales del producto). Normalmente los controladores de la tecnología son citados como impulsores o drivers en la literatura de planeación.

**CPM:** Acrónimo empleado para hacer referencia al método empleado para determinar ruta crítica de un proyecto (la ruta más larga, en tiempo, a través de la red conformada por las actividades del proyecto; siendo las actividades de dicha ruta restricciones, cuyo retraso de terminación, debe evitarse para prevenir retrasos durante la ejecución del proyecto).

**Daño:** Alteración de la permeabilidad promedio en la vecindad del fondo del pozo, en relación a la permeabilidad promedio del yacimiento, la cual origina resistencia al flujo de hidrocarburos.

**Deposición orgánica:** Precipitación de material orgánico tal como asfáltenos y parafinas, la cual depende de la presión y temperatura de operación.

**Ducto:** Tubería empleada para transferir fluidos de producción procesados en una sola fase (aceite, gas o agua) de las plataformas de procesamiento a los puntos de venta.

**Escenario:** De acuerdo con Sánchez (2003) "no hay una definición generalmente aceptada de lo que es o debería ser un escenario. Las dos nociones que con mayor frecuencia se encuentran en la

literatura especializada son: La descripción de un futuro posible y la sucesión o combinación de eventos que conduce a ese futuro"; en planeación "se le llama escenario a la descripción de una situación futura, unida al grupo de acciones o eventos que deben emprenderse y que permiten el paso de la situación actual hacia la situación futura".

**Escenario exploratorio:** Escenario que consiste en describir las tendencias y condiciones lógicas de un futuro posible a partir de la situación actual. Es el escenario más probable, sea tendencial o no, con una visión exploratoria del presente hacia el futuro o viceversa.

**Estabilización:** Proceso de separación al que se somete el petróleo, con el objeto de ajustar su presión de vapor y reducir su vaporización al quedar expuesto, posteriormente, a las condiciones atmosféricas.

**Estado de la técnica:** Conjunto de conocimientos técnicos que se han hecho públicos mediante una descripción oral o escrita, o por cualquier otro medio de difusión o información en el país o en el extranjero.

**Estimulación de pozos:** Análisis de la situación del sistema pozo - formación, para identificar características específicas de daño a la formación que se requieran tratar y así proponer el tratamiento específico que restituya y/o incremente la producción de hidrocarburos, así como la inyección de fluidos en pozos programados para estudios de recuperación secundaria o mejorada.

**Estrangulador:** Reductor o boquilla colocada en una línea (tubería) para reducir el flujo a través de ésta. Se colocan en los árboles de válvulas para regular el flujo del pozo.

**Estrategia:** De acuerdo con Fuentes (2002), es un concepto de carácter multidimensional, que varía en su nivel de abstracción, contenido y forma; en particular cita el sentido que las personas dan al término de acuerdo con Mintzberg, que puede ser: Plan, maniobra, defensa y toma de una posición ventajosa, patrón de enfoques exitosos y perspectiva. Asimismo, aclara que ningún sentido posee valor estratégico por sí mismo, porque debe contar con un alto grado de relevancia.

**Estrategia tecnológica:** Políticas, planes o procedimientos necesarios para obtener conocimiento y habilidades de la empresa, cuyo manejo y mantenimiento permite explotarlos para conseguir beneficios.

**Flujo multifásico:** en la literatura petrolera se denomina así al flujo simultáneo del aceite crudo, gas y agua a través de una tubería o equipo de procesamiento.

**FPS:** Sistema clasificado dentro del grupo de unidades móviles (facilidad de mover de un lado a otro). Consiste de una unidad semi-sumergible con equipo de perforación y producción. Es anclada con línea y cadena o bien por posicionamiento dinámico. Una característica de la semi-sumergible es que permite operar las instalaciones de perforación y proceso con el mínimo de tiempo. Usa un sistema de pozo submarino que es localizado directamente por debajo de la vasija, proporcionando acceso directo a la perforación, terminación y mantenimiento a pozos desde la vasija de producción.

**FPSO:** Plataforma en forma de barco llamada generalmente de producción flotante almacenaje y envío puede almacenar el aceite que se produce dentro de su cubierta; esto evita el uso de una tubería larga y costosa hacia la costa.

**Gráfica de Gantt:** Gráfica que usa barras, empleada para exponer la programación en el tiempo (fechas de inicio y conclusión) de las actividades respectivas de un proyecto.

**Hidrato:** Sustancia que se ha combinado con una proporción definida de moléculas de agua. Cuando algunos compuestos se disuelven en agua y la disolución se deja evaporar lentamente, el compuesto disuelto precipita en forma de cristales que contienen cantidades definidas de agua. Los hidratos no son sustancias más o menos humedecidas sino compuestos definidos, porque su composición es constante. En el caso de la explotación de petróleo la sustancia que se disuelve en agua es por lo general el metano (hidratos de metano).

**Hito:** Indicador o delimitador, que puede ser empleado para mostrar el progreso, fechas importantes o límites del uso de una tecnología durante un periodo de tiempo requerido para lograr un objetivo. En la literatura los hitos son referidos como milestones.

**Incrustación mineral:** Cobertura con una costra dura formada por compuestos inorgánicos los que se depositan durante el transporte de hidrocarburos dependiendo de ciertas condiciones de presión y temperatura.

**Línea de flujo:** Tubería empleada para transferir fluidos de producción sin procesar en dos o tres fases (aceite-gas, aceite-agua, gas-agua o aceite- gas-agua) desde la cabeza del pozo o múltiples submarinos a una instalación de procesamiento local o remota.

**Mapeo tecnológico:** Proceso de planeación tecnológica impulsado por requerimientos del mercado, el cual ayuda a identificar, seleccionar y desarrollar alternativas tecnológicas para satisfacer un conjunto de necesidades. En la literatura, el término aparece como roadmapping.

**Mapa tecnológico:** Resultado del proceso de mapeo tecnológico, el cual es una representación gráfica de relaciones estructurales entre ciencia, tecnología y aplicaciones (v. gr., productos y servicios) durante un periodo de tiempo; de uso variado como planeación y administración de la tecnología, identificación de brechas en programas de investigación y desarrollo; determinación de obstáculos para un desarrollo rápido de nuevos productos a bajo costo y mejora en la comunicación entre diferentes stakeholders.

**Mapa tecnológico de tecnologías emergentes:** Mapa tecnológico no diseñado para cubrir requerimientos de un producto, sino que muestra un periodo de tiempo y el desarrollo esperado de una o varias tecnologías específicas.

**Mapa tecnológico industrial:** Mapa tecnológico desarrollado para tratar necesidades específicas de compañías múltiples, ya sea un consorcio o una industria en su conjunto.

**Mapa tecnológico de producto – tecnología:** Mapa tecnológico impulsado por un conjunto de necesidades del producto y realizado para cubrir una necesidad para la cual no existe un producto corriente. En la literatura se le denomina simplemente mapa tecnológico.

**Perforación, terminación y reparación de pozos:** Tecnologías orientadas a la planeación, al diseño, la evaluación, control y optimización de los procesos de perforación, terminación y mantenimiento de pozos. Esta tecnología ha permitido avances importantes en la industria, con el objeto de acceder en forma económica a yacimientos de difícil acceso, en tiempo y en costo.

**PERT:** Acrónimo empleado para hacer referencia a la técnica de evaluación y revisión de la programación; técnica que permite coordinar actividades de un proyecto, considerando valores estimados para la duración de cada actividad.

**Plan estratégico:** Moviendo planeado desde el presente incompletamente comprendido hasta el futuro deseado, así como probable, con un objetivo a varios años.

**Planeación:** De acuerdo con Fuentes (2001), es la actividad en la que un sujeto busca cómo actuar sobre un objeto para cambiarlo de acuerdo con ciertos propósitos.

**Planeación estratégica:** De acuerdo con Steiner (1979) es un proceso sistemático más o menos estructurado de manera formal donde, se establecen propósitos, objetivos, políticas y estrategias básicas para desarrollar planes detallados, con el fin de poner en práctica las políticas y estrategias y así lograr objetivos y propósitos básicos de las organizaciones. Además, prevé el porvenir de las decisiones actuales mediante un proceso lógico, fundamentado en una filosofía sostenida por una estructura funcional incluyendo los horizontes de tiempo en el corto, mediano y largo plazo.

**Planeación prospectiva:** De acuerdo con Fuentes (1990) es una corriente de planeación que tiene sus raíces en el enfoque de sistemas y se caracteriza por la manera en que considera a los problemas y al futuro. En relación al primer punto, el decidor no trata con problemas, sino con estados de desorden o confusión. Además, el futuro es considerado múltiple y elegible dentro de cierto rango, a diferencia de la planeación retrospectiva que tiende a verlo como resultado del presente y pasado.

**Planeación tecnológica:** Proceso de planeación, en el cual se integra la tecnología con la estrategia del negocio para enlazar capacidades tecnológicas con necesidades del mercado.

**Plataforma:** Conjunto de subsistemas e interfases que forman una estructura común a partir de la cual se pueden desarrollar y producir eficientemente productos derivados (un ejemplo de plataforma lo constituye una familia de productos que comparten atributos clave y tecnologías base dentro del marco de un diseño único).

**Plataforma Continental:** La orilla de un continente que yace en mares poco profundos (menos de 200 metros de profundidad).

**Plays:** Conjunto de estructuras que comparten similitudes geológicas y petrofísicas que se elevan a la categoría de prospectos petroleros.

**Prevención y control de la corrosión:** Actividades orientadas a prevenir y controlar el fenómeno de la corrosión en líneas, equipos e instalaciones empleados para la explotación y producción de hidrocarburos.

**Procesamiento:** Área tecnológica que se relaciona con el diseño de la infraestructura y equipo necesario para el acondicionamiento de fluidos producidos (aceite, gas y agua). En el ámbito petrolero se denomina proceso al análisis hecho mediante simulación matemática, con el cual se obtiene el mejoramiento del flujo de un fluido, en base a sus propiedades físicas y químicas, utilizando un grupo de operaciones unitarias tales como análisis flash, o simulación de equipo de compresión, intercambiadores de calor, columnas o despuntadoras, etc.

**Productividad de pozos:** Área tecnológica aplicada para incrementar y/o mantener la productividad o inyectabilidad de los pozos.

**Producto:** En el contexto del mapeo tecnológico, el término se refiere a un bien producido para ser ofertado, un servicio o un proceso.

**Prospectiva:** Conjunto de conocimientos, análisis o estudios realizados, que permiten extraer elementos de previsión o exploración relacionados con la evolución futura, de una materia determinada.

**Pronóstico:** Proceso y resultado del pensamiento, expectativa y estimación de condiciones futuras, delimitadas y descritas en números o palabras.

**Proyecto:** De acuerdo con Romo (notas inéditas de evaluación de proyectos, 2004): Las concepciones de proyecto son variadas, pero la definición más acertada es: Un conjunto de actividades estructuradas para satisfacer una necesidad en la forma de productos o servicios. Para que este conjunto de actividades pueda considerarse un proyecto; tiene que efectuarse por un grupo de personas organizadas (responsables del proyecto), brindar productos o servicios específicos; y, contar con recursos y tiempo limitados.

**Reservas:** Cantidades de hidrocarburos probados, probables y posibles, existentes en los yacimientos y que dentro de un límite de certidumbre podrán extraerse de los mismos en forma económica, bajo las condiciones de explotación en el momento del cálculo y a los precios existentes en el mercado petrolero internacional.

**SPAR:** Plataforma de acero con una subestructura flotante de calado profundo en forma de columna cilíndrica vertical amarrada por medio de un sistema de catenarias de 6 a 20 líneas ancladas al piso marino.

**Simulación numérica de yacimientos:** Tecnología que es empleada para modelar en forma numérica el comportamiento de los yacimientos, con el fin de establecer diversas opciones de explotación de los yacimientos.

**Sistema artificial de producción:** conjunto estructurado de elementos tecnológicos que permiten la explotación de pozos no fluyentes, debido a que la energía propia del yacimiento no es suficiente para vencer las caídas de presión del flujo de hidrocarburos, desde el medio poroso hasta el separador. Entre los principales sistemas artificiales de producción se encuentra el uso de bombas electrocentrífugas, la inyección de gas en el pozo, el uso de bombas hidráulicas o de cavidades progresivas y sistemas híbridos.

**Sistema con terminación submarina:** Infraestructura instalada en el lecho marino, en la cual la producción individual de pozos submarinos confluye hacia un múltiple de producción de la plataforma más cercana (fija o TLP) a través de líneas de flujo y tubería submarina; el sistema sirve además como elemento de interconexión de umbilicales.

**Sistemas e instalaciones superficiales de producción:** Conjunto de tecnologías orientadas para mejorar u optimizar operaciones de extracción, manejo y tratamiento de la producción en pozos e instalaciones superficiales.

**Tirante de agua:** Distancia que existe entre el lecho marino y el nivel medio del mar.

**TLP:** Estructura flotante sujeta al fondo marino por tendones verticales conectados a la base de la plantilla. Por el uso de tendones, combina la ventaja de extensos rangos de profundidades de aguas y movimientos verticales limitados.

**Umbilical:** Haz de tubos y cables utilizados como medio para suministrar energía a los elementos de control submarinos, además permiten la conducción de suministros de químicos y gas para inyección submarina en el árbol o pozo submarinos.

**Tecnología:** Término que se refiere al uso de herramientas o conocimiento científico o de ingeniería, considerados como base de la configuración de un producto o servicio o para satisfacer una necesidad.

**Tecnología emergente:** Tecnología nueva o con potencial, demostrada en el laboratorio pero, no desarrollada lo suficiente para identificar claramente todos sus usos y beneficios.

**Yacimiento:** Acumulación de aceite y/o gas en roca porosa tal como arenisca. Un yacimiento petrolero normalmente contiene tres fluidos (aceite, gas y agua) que se separan en secciones distintas debido a sus gravedades variantes. El gas siendo el más ligero ocupa la parte superior del yacimiento, el aceite la parte intermedia y el agua la parte inferior.



---

## Bibliografía

### Capítulo 1. Contexto de la explotación de hidrocarburos en aguas profundas.

1. Applied Herat Sciences Institute Lamont – Doherty Herat Observatory. ***A National Deepwater Gulf of Mexico Initiative: Exploration and Technology Development in the Deep and Ultra- Deepwater of the Gulf of Mexico.*** A White Paper Submitted to the United States Department of Fossil Energy by the Columbia University in the City of New York. Diciembre de 1994.
2. Barbosa Cano, Fabio. ***Exploración y Reservas de Hidrocarburos en México.*** Universidad Nacional Autónoma de México. Instituto De Investigaciones Económicas. México, 2000.
3. Barbosa Cano, Fabio. ***El Petróleo en los Hoyos de Dona y Otras Áreas Desconocidas del Golfo de México.*** Textos breves de Economía. Universidad Nacional Autónoma de México. Instituto de Investigaciones Económicas. México, 2003.
4. Barbosa Cano, Fabio. ***En la Dona Occidental, 2 mil 500 mdb de crudo equivalente.*** Petroléo y Electricidad. México. Febrero de 2001. pp. 13.
5. Bergman, J.G; Landrum, W.R. ***Deepwater Hydrocarbon Development in the New Millennium.*** World Energy Council Publication. Octubre de 2003.
6. Braile Saliés, Jaques. ***Lecciones aprendidas en aguas profundas y nuevos retos: PROCAP 3000.*** Oil / Gas Journal Latinoamérica. Vol. 10. Num 2. Marzo – Abril de 2004; pp. 13 - 19
7. Braile Saliés, Jaques, et al. ***Renewed Challenges.*** Petrobras Magazine Gerencia de Comunicación corporativa de Petrobras. Edición 40. pp. 25 – 31. Enero – Marzo de 2004.
8. Castillo Tejero, Carlos. ***Reservas Petroleras y Disponibilidad.*** Ingeniería. Revista de la Ingeniería Mexicana, publicada por la Facultad de Ingeniería., UNAM. Vol. LXI. Num. 2. Abril – Junio de 1991, pp.4 – 17.
9. Clavel López, Juan de la Cruz; González Moreno, Ana Bertha, Aguinaga Lechuga, Carlos A. ***Estudio de Tecnologías de Producción para la Explotación de Campos Petroleros, ubicados en aguas Profundas.*** Instituto Mexicano del Petróleo. Proyecto CDC – 0302. 1995.
10. Cruz Serrano, Noé. ***Se eleva la riqueza petrolera: Nuevos Campos aumentarían a 60 mil millones de barriles las reservas del país.*** El Universal. México. Viernes 7 de Marzo de 2003.
11. Cruz Serrano, Noé. ***Peligra Petróleo del Golfo. Compañías estadounidenses exploran la zona Hoyo de Dona que de explotarse, causaría graves efectos a México.*** El Universal. México. Junio 20 de 2002.
12. ExxonMobil. ***Kizomba A. Foundation for the future. Deepwater success in Angola Block 15.*** Publicación de ExxonMobil Corporation. Tulsa, Oklahoma. Noviembre de 2004.
13. ExxonMobil. ***Deepwater Solutions.*** Publicación de ExxonMobil Corporation. Irving, Texas. Junio de 2002.
14. Gutiérrez Canet, Agustín. ***Petróleo Fronterizo: en riesgo de perderse.*** Proceso. México. Mayo de 2003.

15. Jenner, G. P; Ford, J.T.; Tweedie, J.A. **Economic evaluation of subsea Development Options in the North Sea**. Journal of Petroleum Technology. Diciembre de 1991. pp. 1484 – 1489.
16. Johnston, D. **Comparisons of Alternatives for Deepwater Development in the Gulf of Mexico**. Society of Petroleum engineers. SPE No. 13779. Marzo de 1985 pp. 197 – 207.
17. Leffler, William L; Pattarozzi, Richard; Sterling Gordon. **Deepwater Petroleum Exploration & Production. A nontechnical Guide**. Penn Well Corporation. Tulsa, Oklahoma, 2003.
18. Martínez, Mayra. **El petróleo profundo**. El mundo del Petróleo. Año 1. To. 6. Octubre – Noviembre, 2004. pp. 44 – 47.
19. M Dos Santos, L; Guilherme, Jaques. **Barracuda y Caratinga: Nuevos Campos en producción**. Petrobras Magazine Gerencia de Comunicación corporativa de PETROBRAS. Edición 44. pp. 19 – 231. Octubre – Diciembre de 2004.
20. Petróleos Mexicanos. **Anuario Estadístico**. PEMEX. Gerencia Corporativa de Evaluación e Información. México; 2001. pp.13 – 14, 2002. pp. 12 – 13, 2003. pp. 14 – 15, 2004. pp. 14 – 15.
21. Petróleo Brasileiro S.A. **Marlim and Albacora Fields a Reality in Deepwaters**. Gerencia de Comunicación corporativa de PETROBRAS. 1991.
22. Offshore Magazine. **Offshore magazine maps: 2005 Deepwater Solutions and Records for Concept Selections**. Offshore. Marzo de 2005.
23. Secretaria de Energía. **Balance Nacional de energía 2003**. México. Última actualización Mayo de 2005.
24. Shields, David. **PEMEX to drill a dozen deepwater wells by 2006**. Offshore. Enero de 2003.
25. Shields, David. **Mexico's push to increase domestic output could change PEMEX's deepwater GoM plans**. Offshore. Septiembre de 2002.
26. Society for Underwater Technology (SUT). **Subsea Seminar**. IMP. México. Marzo de 2004.
27. Valle Molina, Oscar. **Reporte de la visita al Centro de Pesquisas y Desenvolvimento "Leopoldo A. Miguez de Mello" de PETROBRAS**. Instituto Mexicano del Petróleo. Octubre de 1991.

## Capítulo 2. Planeación tecnológica.

1. Ackoff, Russell Lincoln. **Planificación de la Empresa del Futuro**. Limusa. México. 1987.
2. Andreasen, M.M. Hein, L. **Integrated Production Development**. Springer – Verlag, Berlín. 1985.
3. Barbosa, Fabio. **Veta en Extinción**. Petróleo y Electricidad. Año 8. No. 88. Septiembre de 2003; pp. 4 – 9.
4. Barker, Derek; Smith, David J. H. **Technology Foresight Using Roadmaps**. Long Range Planning. Vol. 28. No.2. pp. 21 -28, Abril de 1995.
5. Sachs, Wladimir M. **Diseño de un Futuro para el Futuro**. Fundación Javier Barros sierra, A.C; 2ª ed. México, 1980.
6. Betz, Frederick. **Managing Technological Innovation. Competitive Advantage from Change**. Jhon Wiley & Sons, Inc. New Jersey. 2003.
7. Conchelo, José Ángel. **Con el viaje de Zedillo a Washington México pierde su última riqueza petrolera**. Siempre!. México. 20 de noviembre de 1997; pp. 8 – 9.

8. Dávalos, Renato. **Autorizan a PEMEX techo de endeudamiento por más de 138 mil mdp mediante Pideregas**. La jornada. México. 6 de enero de 2002
9. Díaz Serrano, Jorge. **Mirar al Futuro. El Despertar de PEMEX Posible**. Petróleo y Electricidad. Enero de 2001; pp. 7 – 9.
10. Fuentes Zenón, Arturo. **El Problema General de la Planeación. Pautas para un enfoque contingente**. Cuadernos de Planeación y sistemas. Departamento de Sistemas, División de Estudios de Postgrado. Facultad de Ingeniería. UNAM. México, 1990.
11. Ford, David. **Develop your technology Strategy**. Long range Planning. Vol. 21. No. 5; pp. 85 – 95. Octubre de 1988.
12. Georgoff, David M; Murdick, Robert G. **Manager's Guide to Forecasting**. Harvard Business Review. Enero – febrero de 1986; pp. 110 - 120.
13. Gaytán Alcalá, Felipe. **PEMEX: Horizonte Imaginario**. Petróleo y Electricidad. Año 8. No. 88. Septiembre de 2003; pp. 44 – 45.
14. Grant, Robert M. **The Resource-Based Theory of Competitive Advantage: Implications for Strategy Formulation**. California Management Review, Spring. 1991; pp. 114 – 135.
15. Groenveld, Pieter. **Roadmapping Integrates Business and Technology**. Research Technology Management. Vol .40. No.5. Septiembre – Octubre de 1997.
16. Hamel, Gary; Prahalad, C.K. **Competing for the Future**. Harvard Business School Press. Boston. 1994.
17. Huss, William R; Honton, Edward J. **Scenario Planning – What Style Should you Use**. Long Range Planning. Vol. 20. no. 4. pp. 21 – 29, 1987.
18. Khalil, Tarek M. **Management of Technology. The Key to Competitiveness and Wealth Creation**. McGraww – Hill . Estados Unidos 2000.
19. Joseph, Earl C. **Lessons from past errors**. Futures. Noviembre de 1990; pp. 987 – 993.
20. Metz, Philip D. **Integrating Technology Planning with Business Planning**. Research Technology Management. Vol .39. No.3. Mayo – Junio de 1996.
21. Millet, Stephen M. **How Scenarios Trigger Strategic Thinking**. Long Range Planning. Vol. 21. No. 5; pp. 61 – 68, 1988.
22. Millet, Stephen; Honton, Edward J. **A Manager's Guide to Technology Forecasting and Strategy Analisis Methods**. Battelle Press. Columbus, Ohio, 1991.
23. Nonaka, Ikujiro. **The Knowledge-Creating Company**. Harvard Business Review. Noviembre – Diciembre de 1991; pp. 96 -104.
24. Phillips, L. D; Beach L.R. **Special Issue on Judgemental Forecasting Preface. Editors' Remarks**. Journal of Forecasting. Vol. 9. No. 4. Julio – Septiembre de 1990.
25. Porter, Michael E. **Competitive Advantage. Creating and sustaining Superior Performance**. The Free Press. Macmillan Publishing Inc. New York, 1985.
26. Reyes Heroles, Jesús. **El Sector Energía de México**. El mundo del Petróleo. The Mexican Oil Industry Magazine. Año 1. tomo 6. Noviembre de 2004; p. 80.
27. Sánchez Guerrero, Gabriel. **Técnicas Participativas para la Planeación**. Información capturada en disco compacto patrocinado por Fundación ICA, 2003.
28. Shields, David. **Padece declive Canatrell**. Reforma. México. 20 de enero de 2003.
29. Shields, David. **Reconoce Muñoz Leos declinación en Cantarell. Proyecto Reponer**. Reforma. México. 20 de enero de 2003.
30. Steiner, George A. **Strategic Planning. What every Manager must know**. The Free Press. Macmillan Publishing Inc. New York, 1979.

31. Schnaars, Steven P. **Megamistakes: Forecasting and the Myth of Rapid Technological Change**. The Free Press. Macmillan Publishing Inc. New York, 1989.
32. Wack, Pierre. **Scenarios: Uncharted Waters Ahead**. Harvard Business Review. Septiembre – Octubre de 1985; pp. 73 – 89.
33. Valera Mayorga, Rita, editora. **Analiza Norteamérica crear fondo para PEMEX**. Energía Hoy. Año 1. no.8. México. Noviembre de 2004; p. 8.
34. Wheelwright, Steven C; Clark, Kim B. **Revolutionizing Product Development. Quantum Leaps in Speed, Efficiency, and Quality**. The Free Press. Macmillan Publishing Inc. New York, 1992.
35. Wylliard, Charles H; McClees Cheryl W. **Motorola's Technology Roadmap Process**. Research Management. Septiembre – Octubre de 1987.

### Capítulo 3. Mapeo tecnológico.

1. Albright, Richard E. **Roadmapping Convergence**. Albright strategy Group, LLC. Octubre de 2003. pp. 1 – 6.
2. Barker, Derek; Smith, David J. H. **Technology Foresight Using Roadmaps**. Long Range Planning. Vol. 28. No.2. Abril de 1995. pp. 21 -28.
3. Chester, Arthur N. **Aligning Technology with Business Startegy**. Research Technology Management. Junio – Febrero, 1994. pp. 25 – 32.
4. Comstock, Gilbert L; Sjolseth, Danny E. **Aligning and Prioritizing corporate R&D**. Research Technology Manangement. Mayo – Junio, 1999. pp. 19 -25.
5. EIRMA. **Technology Roadmapping: Delivering Business Vision**. Working Group Report No. 52. Association Européenne pour l'Administration de la Recherche Industrielle, Paris, 1998.
6. Galvin, Robert. **Science Roadmaps**. Science. Vol. 280. Mayo, 1998. p. 803.
7. Groenveld, Pieter. **Roadmapping Integrates Business and Technology**. Research Technology Management. Vol .40. No.5. Septiembre – Octubre de 1997.
8. Grossman, David S. **Putting Technology on the Road**. Research Technology Manangement. Marzo – Abril, 2004. pp. 41 – 45.
9. Kappel, Thomas A. **Perspectives on roadmaps: How organizations talk about the future**. Journal of Product Innovation Management. Vol. 18, 2001, pp. 39 – 59.
10. Kostoff, Ronald N; Schaller Robert R. **Science and Technology Roadmaps**. IEEE Transactions on engineering Management. Vol. 48. No. 2. Mayo, 2001. pp. 132 – 143.
11. Phaal, Robert; Farrukh, C; Probert, David. **Technology Roadmapping: Linking technology resources to business objectives**. Centre for Technology Management, University of Cambridge. Institute for Manufacturing, Mill Lane, Cambridge, UK. 2001.
12. Placet, Marylyn; Clarke, John F. **Emerging Technology Roadmaps: The Batelle Approach**. Batelle Institute. Junio, 1999.
13. Probert, David, et al. **Technology Roadmapping**. Research Technology Management. Special Issue. Marzo – Abril, 2003. pp.26 – 59.
14. Randor, Michael; Probert, David R. **Viewing the Future**. Research Technology Manangement. Marzo – Abril, 2004. p. 25.
15. Richey, James M; Grinnell, Mary. **Evolution of roadmapping at Motorola**. Research Technology Management. Marzo – Abril, 2004. pp. 37 – 41.
16. Schaller, Robert R. **Technology roadmaps: Implications for Innovation, Strategy, and Policy**. Ph.D. Dissertation. The Institute of Public Policy. George Mason University Fairfax, VA. Cap. 2. Marzo, 1999.

17. Strauss Jeffrey D; Randor, Michael. **Roadmapping for Dynamic and Uncertain Environments**. Research Technology Management. Marzo – Abril, 2004. pp. 51 – 57.
18. Waissbluth, Mario; Gutiérrez Arce, Ignacio. **Elementos para una estrategia de desarrollo científico y tecnológico**. Ciencia y Desarrollo. No. 45. México, 1982. pp. 88 – 105.
19. Wells, Rachel; et al. **Technology Roadmapping for a Service Organization**. Research Technology Management. Marzo – Abril, 2004. pp. 46 – 51.
20. Wylliard, Charles H; McClees Cheryl W. **Motorola's Technology Roadmap Process**. Research Management. Septiembre – Octubre de 1987.

#### **Capítulo 4. Aplicación del mapeo tecnológico al aseguramiento de la producción en aguas profundas mexicanas.**

1. Farruckh, Clare; et al. **Technology Roadmapping: Linking technology resources into business planning**. International Journal of Technology Management. Vol. 26. No.1. 2003. pp. 2 - 19.
2. Phaal, Robert; Farruckh, C.J.P, Probert, D.R. Richard E. **T – Plan: The Fast Start to Technology Roadmapping – Planning your route to success**. Cambridge: Institute for Manufacturing. University of Cambridge 2001.
3. Phaal, Robert; Farruckh, Clare; Probert, David. **Technology Roadmapping: Linking technology resources to business objectives**. Centre for Technology Management, University of Cambridge. Marzo – Abril, 2004. pp. 1 – 18.
4. Phaal, Robert; Farruckh, Clare; Probert, David. **Customizing Roadmapping**. Research Technology Management. Noviembre, 2004. pp. 26 – 37.
5. Phaal, Robert, Mitchell. Rick; et al. **Starting – up Roadmapping Fast**. IEEE engineering Management Review. Julio – Septiembre de 2003. pp. 54 – 60.
6. Solórzano Zenteno, Luzbel Napoleón. **Análisis y evaluación económica de proyectos petroleros**. Staff. México. 2003.

## **Anexo A**

### **Estudio de los servicios integrales de Aseguramiento de Flujo.**

#### **Objetivo.**

Establecer un marco de referencia comparativo general entre las áreas tecnológicas que proporcionan soluciones a problemas específicos de restricciones al flujo de hidrocarburos a nivel nacional y las principales empresas que ofrecen servicios integrales de aseguramiento de Flujo en aguas profundas para identificar sus capacidades y servicios que ofrecen en este campo.

#### **Alcances.**

Como resultado del estudio, se identificaron un total de 19 empresas activas en éste campo de las cuales se eligieron ocho, debido a la disponibilidad de información para realizar el análisis, las cuales se enlistan a continuación:

1. ABB Offshore Systems
2. Aker Kvaerner
3. Halliburton
4. Intec Engineering Inc.
5. JP Kenny
6. Multiphase Solutions
7. Schlumberger Inc.

La información presentada de cada una de las empresas fue extraída directamente de fuentes documentales en especial de páginas en Internet, de algunos artículos clave relacionados con el tema y de recursos disponibles en la red, debido a la naturaleza confidencial de la información no se identificó información documentada sobre el precio y costos asociados a este tipo de estudios.

#### **Estudios integrales asociados al aseguramiento de flujo en aguas profundas.**

El aseguramiento de flujo consiste principalmente en el diseño de sistemas que permitan y mantengan el flujo adecuado ya sea de crudo y/o gas en un pozo petrolero tanto en zonas terrestres como en marinas.

En el caso específico del aseguramiento de flujo en aguas profundas, dada su naturaleza se le considera una disciplina compleja, que de acuerdo con Bufton<sup>1</sup> y las principales compañías que ofrecen servicios en este campo, se involucra cuatro áreas tecnológicas, que son:

1. Tecnologías de manejo de calor (Termo-hidráulicas).
2. Tecnologías de tratamiento químico.
3. Tecnologías de procesamiento.
4. Tecnologías y herramientas de simulación y remediación.

En la siguiente figura se puede observar el campo de acción del aseguramiento de flujo en aguas profundas.

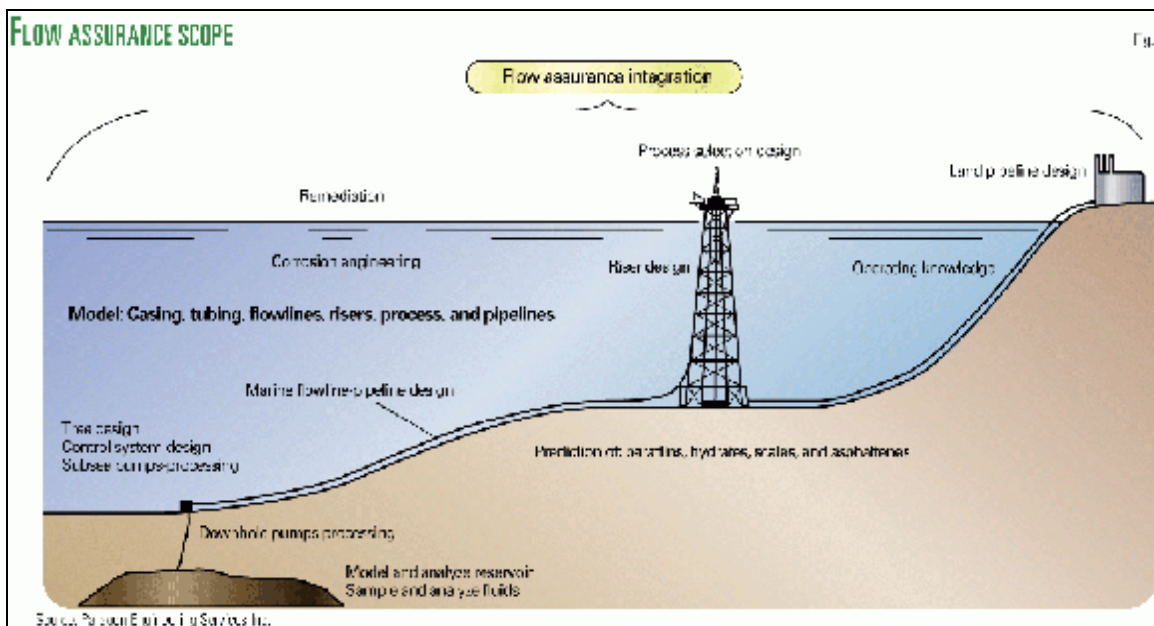


Figura 1. Aseguramiento de Flujo en aguas profundas<sup>2</sup>.

Cada una de las áreas tecnológicas se relacionan con un conjunto de estudios, técnicas y herramientas específicas, las cuales se enlistan a continuación:

#### 1. Área de Tecnologías Termo-hidráulicas.

- Estudios Termo-hidráulicos en estado transitorio
- Estudios Termo-hidráulicos en estado estable

<sup>1</sup> Scott A. Bufton, "Ultradeepwater will require less conservative flow assurance approaches", *Oil & Gas Journal*, Mayo 5, 2003.

<sup>2</sup> Fuente: Moritis, 2001. Nota: La información se mantiene en el idioma original para evitar errores de traducción.

- Base de datos de caracterización de fluidos, y pruebas en laboratorio (contenidos dentro del campo o yacimiento)
- Estudios de análisis operacionales
- Estudios de nuevos materiales para líneas de flujo y *risers* para optimización de aseguramiento de flujo
- Estudios de sistemas de aislamiento de líneas de flujo y *risers*
- Estudios y tecnologías de calentamiento de ductos y líneas de flujo (trazado eléctrico, etc.)
- Estudios de flujo de lodos (hidratos, parafinas, incrustaciones) en frío

## 2. Área de Tecnologías de Tratamiento Químico.

- Desarrollo de inhibidores convencionales y de tipo cinético de depósitos (hidratos, parafinas, asfáltenos, anti-aglomerantes, incrustaciones y arenas).
- Tecnologías de inyección de químicos y estimulación de pozos.
  - 1.- Para control de depósitos.
  - 2.- Para estimulación de pozos.
- Desarrollo de ingeniería de corrosión de instalaciones submarinas.

## 3. Área de Tecnologías de Procesamiento.

- Diseño de equipo de procesamiento submarino (bombas y compresores de flujo multifásico, *manifolds*, separadores, trampas de diablos, *risers* y líneas de flujo, etc).
- Diseño de equipo y sistemas de procesamiento superficial (bombas y compresores de flujo multifásico, *manifolds*, separadores, trampas de diablos, *risers*, etc).
- Diseño de equipo para el fondo del pozo (*downhold*), cabezas de pozos, árboles, medidores de flujo multifásico, *manifolds*, que permita el aseguramiento de flujo y mejore la recuperación de crudo en los equipos superficiales.
- Diseño de medidores submarinos de tipo multifásico.

## 4. Área de Tecnologías y herramientas de simulación e intervención.

- Software para predicción del comportamiento de fluidos en flujo multifásico.
- Software para predicción de propiedades de fluidos.
- Software para comportamiento de *risers* y equipo submarino (fatiga, sometimiento a cargas y tensiones).
- Software para modelado de sistemas de encamisado, tuberías, líneas de flujo, *risers*, y ductos submarinos.
- Software para remediación e intervención remota de instalaciones submarinas por bloqueo u otras contingencias.
- Umbilicales y cables de control submarino.



- Desarrollos conceptuales para intervención de ductos en aguas profundas o equipos de remediación.
- Tecnologías de reparación de instalaciones submarinas (ROV's y RTM's).
- Estudios de comportamiento de sistemas artificiales.

Buften comenta que éste campo sigue en expansión por lo que es de esperar que en los próximos años nuevas tecnologías aparezcan en el mercado, ver figura 2.

EMERGING FLOW ASSURANCE TECHNOLOGIES		
Technology	Potential benefits	Current status
<b>Thermal management</b>		
Phase change materials	Increased thermal cooldown times Decreased risk related to hydrates during shut-in conditions	Mature science but new technology for oil and gas, offered commercially
Thin film insulation	May enable less complicated and costly insulation and pipeline installation. May enhance the performance of more conventional insulation	Mature technology in other industries Commercially offered for wellbore insulation
Vacuum insulated tubing (VIT)	Increased wellhead temperatures may enable lower cost hydrate and wax solutions for trees, jumpers, manifolds, flowlines, and risers	In use, commercially available
Vacuum insulated piping (VIP)	Improved overall heat transfer coefficients compared with conventional insulation systems	Has been considered for cryogenic applications, not yet deployed for subsea production
Heated pipelines • Electrically heated • Warm fluids	Better at maintaining fluid temperatures than insulation. Enables decreased design conservatism related to confidence in hydrate and wax removal	In use; commercially available
Cold slurry flow	Lower cost, less complex subsea designs; increased tieback distances	New technology; in development for hydrate slurry; wax solution has been proposed commercially
<b>Chemicals</b>		
Low-dose hydrate inhibitor Antiagglomerants	Less bulky and less costly storage and injection systems than thermodynamic inhibitors Claim an unlimited hold time compared with KHIs	In use; undergoing continuous development
Kinetic hydrate inhibitors	Less bulky and less costly storage and injection systems than thermodynamic inhibitors	In use; undergoing continuous development to improve subcooling
Wax inhibitors	Decreased pigging frequencies Confidence in performance can allow decreased design conservatism	In use; improvements aimed at improving a priori performance predictions
<b>Processing and hardware</b>		
Subsea processing	Enhanced flow assurance designs Improved recovery; reduced topsides equipment	Some applications to date A few competing systems available
Downhole processing	Enhanced flow assurance designs Improved recovery; reduced topsides equipment	Some applications to date
Subsea multiphase meters	Flexibility of metering options for multipartner gathering systems Improved reservoir management; detection of water breakthrough	Several deployed to date Wet-gas meters gaining applications
Subsea multiphase pumps	Increased and accelerated recovery Increased tieback distances	Several deployed to date
<b>Tools and techniques</b>		
Long-distance deepwater blockage remediation	Additional feasible techniques will likely allow decreased flow assurance design conservatism	Some techniques are available; Research and development are ongoing
Predictive tools • Multiphase flow simulators • Fluid property prediction	Improvements will enable more profitable design and operating strategies through decreased design conservatism and more effective operating strategies	Current technology is strong; research and development continues to benchmark performance, decrease uncertainties and add capabilities

Figura 2. Tecnologías Emergentes en Aseguramiento de flujo<sup>3</sup>.

<sup>3</sup> Buften, op. cit. Nota: La información se mantiene en el idioma original para evitar errores de traducción.

Con base en esta visión y clasificación de los servicios asociados al aseguramiento de flujo se realizó el análisis comparativo entre los servicios de las empresas identificados y los servicios ofrecidos a nivel nacional.

## **Estudios para solucionar restricciones al flujo de hidrocarburos a nivel nacional.**

La definición de los servicios integrales de Aseguramiento de Flujo en aguas profundas a nivel nacional se fundamentan en la estrategia de PEMEX Exploración y Producción, que contempla incorporar a corto plazo reservas provenientes de campos ubicados en aguas profundas, así como el requerimiento de estudios integrales asociados al aseguramiento de flujo para los campos que actualmente están activos, bajo la visión del sistema yacimiento-pozo-instalaciones.

Los servicios independientes contemplan el control de las variables que intervienen en la reducción y restricción del flujo de hidrocarburos en el sistema yacimiento-pozo-instalaciones, a través de la aplicación de sistemas, herramientas y equipos.

Los principales aspectos que incluyen estos servicios en aseguramiento de flujo son proporcionados por el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) en las áreas siguientes:

1. Evaluación de precipitación y acumulación de parafinas, asfáltenos y la formación de hidratos.
2. Predicción de taponeo severo en líneas de recolección.
3. Diseño y optimización de sistemas de control, tanto químicos como mecánicos.
4. Evaluación de sistemas artificiales de producción.
5. Análisis y evaluación del comportamiento del sistema yacimiento-pozo-instalaciones.

El objetivo principal de los servicios es, predecir los problemas asociados al aseguramiento de flujo que pudiera presentarse en el sistema “yacimiento-pozo-instalaciones” y en su caso, proponer medidas correctivas, mediante herramientas de simulación,

Bajo este esquema, se planeo y estructuró una cartera de 21 servicios en el Instituto Mexicano del Petróleo, los cuales se encuentran actualmente en fase de diseño ya que algunos requiere asimilación de tecnología o investigación y desarrollo tecnológico para que operen en un corto plazo, a continuación se enlistan:

1. Control de depósitos orgánicos/daño a la formación mediante productos químicos inhibidores y/o disolventes.
2. Modelo estático de precipitación de asfáltenos en núcleos o medio poroso.
3. Simulación integral Yacimiento-Pozo.

4. Selección y limpieza de núcleos para los estudios de flujo de fluidos.
5. Procesamiento sísmico.
6. Estudio de daño a la formación y su control en tapones formados por depósitos orgánicos.
7. Estudio integral para la predicción y control de depósitos de asfáltenos, parafinas o hidratos de gas natural.
8. Control de arenas y depósitos de compuestos orgánicos e inorgánicos.
9. Estimulación de pozos.
10. Estudios de comportamiento de sistemas artificiales de producción.
11. Muestreador de hidrocarburos.
12. Sistema de detección de fugas por termometría.
13. Medición de presión/temperatura en pozos.
14. Técnicas de eliminación del SLUG severo en tuberías verticales/riser operado en tiempo real y monitoreo en línea
15. Sistemas de detección de fugas de mezcla multifásica en aguas profundas operando en tiempo real y monitoreo en línea.
16. Optimización de instalaciones superficiales de producción.
17. Sistema de optimización de la producción de pozos.
18. Caracterización de las composiciones de las corrientes monofásicas y multifásicas de hidrocarburos y agua.
19. Manejo de la producción de hidrocarburos.
20. Análisis y diseño de sistemas de medición de hidrocarburos.
21. Implantación de programas de cómputo para la cuantificación de volúmenes

### **Principales empresas de servicios identificadas.**

Con base en la revisión y el análisis de la información identificada, las 7 organizaciones en la industria petrolera que tienen, entre otras cosas, funciones y actividades orientadas a la prestación de servicios asociados al aseguramiento de flujo, cuentan con servicios y productos particulares que responden a necesidades tanto específicas como integrales y generales que se requiere en este campo del conocimiento.

A partir de la información de los perfiles obtenidos a partir de las páginas de internet de las empresas citadas, fue posible identificar tres tipos de empresas en el campo del aseguramiento de flujo en aguas profundas: empresas líderes, empresas seguidoras y empresas especializadas, como se explica a continuación:

- a) Empresas líderes. Son aquellas que cuentan con desarrollos tecnológicos propios de vanguardia y soluciones integrales asociadas al ciclo de vida de un campo petrolero, tanto en zonas terrestres, como marítimas (ingeniería, estudios especiales, operaciones en campo, exploración, construcción, gestión, producción y abandono). Estas capacidades se han desarrollado

e incrementado, gracias al fuerte componente económico que las respalda, al personal altamente capacitado y especializado con el que cuentan, inversión en investigación y desarrollo tecnológico en todos los campos de la industria petrolera (lo que les ha permitido consolidar centro de investigación); su larga trayectoria en la industria, y el apoyo político por parte de sus gobiernos. En general estas empresas tienen una posición tecnológica y competitiva fuerte en la industria petrolera lo que las posiciona como líderes tecnológicos.

<b>Empresas líderes</b>	<b>Áreas tecnológicas que cubren el aseguramiento de flujo</b>
Aker Kvaerner	Las cuatro áreas tecnológicas del aseguramiento de flujo son cubiertas, teniendo fuerte énfasis en el diseño de equipo de procesamiento submarino y desarrollo tecnológico en sistemas umbilicales de control submarino.
Schlumberger	Las cuatro áreas tecnológicas del aseguramiento de flujo las cubre, debido a la visión integral de sus productos y servicios (ingeniería, estudios especiales, operaciones en campo, exploración, construcción, producción y abandono), Sobresale en ofrecer soluciones y herramientas de información, apoyo para la gestión de proyectos y tecnologías para optimizar el desempeño de la industria internacional del petróleo y gas.

Tabla 1. Empresas líderes en el campo del aseguramiento de flujo

- b) **Empresas seguidoras.** Las empresas seguidoras se caracterizan principalmente por tratar de reproducir las capacidades y servicios de las líderes, tomando algunos riesgos en la investigación y el desarrollo tecnológico, o apoyándose mediante alianzas con compañías especializadas en determinados campos del aseguramiento de flujo (ejemplo de ello son Halliburton con Granherne; y TOTAL con el IFP). Son compañías fuertes en el campo operativo de la explotación de campos petroleros (principalmente en la perforación) y han incursionado en el campo del aseguramiento de flujo mediante el

mecanismo antes señalado. Estas empresas cuentan con personal capacitado y especializado más orientado a los procesos operativos, pero se han complementado y retroalimentado con las capacidades del personal de las alianzas establecidas.

<b>Empresa Seguidoras</b>	<b>Áreas tecnológicas que cubren del aseguramiento de flujo</b>
ABB	Sus acciones en el campo del aseguramiento de flujo se han concentrado en las áreas de tecnologías de procesamiento, y tecnologías y herramientas de simulación e intervención.
Halliburton (Granherne)	Las cuatro áreas tecnológicas del aseguramiento de flujo las cubre debido a la alianza establecida con Granherne, quien la respalda en cuestiones tecnológicas en dicho campo del conocimiento.

Tabla 2. Empresas seguidoras en el campo del aseguramiento de flujo

- c) **Empresas especializadas.** Este tipo de empresas u organizaciones son principalmente prestadoras de servicios, que se han especializado en tecnologías clave en el campo del aseguramiento de flujo, con las que se puede conseguir una superioridad sobre sus competidores, principalmente en el desarrollo de tecnologías y herramientas de simulación y software específico.


<b>Empresas especializadas</b>	<b>Áreas tecnológicas que cubren del aseguramiento de flujo</b>
Multiphase Solutions	Especialista principalmente en tecnologías de manejo de calor (termo-hidráulicas); y tecnologías y herramientas de simulación.


INTEC Engineering	Desarrollo de software y herramientas de simulación e intervención en aguas profundas y ultraprofundas.
JP Kenny	Desarrollo de software y herramientas de simulación e intervención.

Tabla 3. Empresas especializadas en el campo del aseguramiento de flujo


Finalmente el caso nacional está basado en la visión de los servicios del IMP, orientados a los que PEMEX puede requerir. Por esta razón, el IMP podría considerarse como una empresa especializada en servicios que involucren estudios basados en simulación y predicción de problemas, asociados al campo del aseguramiento de flujo.

Con el objeto de establecer un marco de referencia comparativo entre las empresas identificadas, en las siguientes tablas se concentran de manera resumida los aspectos relevantes de servicios asociados al aseguramiento de flujo, de acuerdo a la clasificación establecida de los estudios y servicios citados al inicio del anexo, que les permite a cada una de estas organizaciones competir y participar en este campo de la industria petrolera, así como para identificar aquellos aspectos que las diferencian de las demás.


Empresa	Tecnologías Termohidráulicas (Manejo de Calor)	Tecnologías de Tratamiento Químico	Tecnologías de Procesamiento	Tecnologías y Herramientas de Simulación e Intervención	Aspectos Relevantes de la Empresa
 <p>Asea Brown Boveri</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Estudios termohidráulicos en estado transiente y en estado estable a través de simuladores.</li> <li>✓ Base de datos de caracterización de fluidos, y pruebas en laboratorio (contenidos dentro del campo o yacimiento).</li> <li>✓ Estudio de análisis operacional a través de simuladores.</li> <li>✓ Estudios de flujo de lodos (hidratos, parafinas, asfaltenos e incrustaciones) en frío</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Tecnologías de inyección de químicos por dosificación.</li> <li>✓ Desarrollo de ingeniería de corrosión y erosión de instalaciones submarinas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Diseño de equipo de procesamiento submarino.</li> <li>✓ Diseño de equipo de procesamiento superficial.</li> <li>✓ Diseño de equipo para el fondo del pozo.</li> <li>✓ Diseño de medidores submarinos de tipo multifásico.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Software para predicción del comportamiento de fluidos en flujo multifásico.</li> <li>✓ Software para predicción de propiedades de fluidos.</li> <li>✓ Software para comportamiento de risers tipo catenario flexible, híbridos y acero.</li> <li>✓ Software para modelado de sistemas de encamisado, tuberías, líneas de flujo, risers, y ductos submarinos.</li> <li>✓ Software para remediación e intervención remota de instalaciones submarinas por bloqueo.</li> <li>✓ Diseño de umbilicales y cables de control submarino.</li> <li>✓ Desarrollos conceptuales para intervención de ductos en aguas profundas o equipos de remediación.</li> </ul> <p>Tecnologías de reparación de instalaciones submarinas tipo ROV's.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 500 subsidiarias, localizadas en 100 países y principales zonas petroleras.</li> <li>• 115,00 empleados (ingenieros, investigadores y personal técnico).</li> <li>• Fuerte inversión en investigación y desarrollo (1billón anual).</li> <li>• 8 centros de I. y D.</li> <li>• Colaboración con 70 universidades, líderes tecnológicos mundiales.</li> <li>• 100 años de presencia en la industria petrolera.</li> <li>• Organización por competencias.</li> <li>• Financiamiento interno.</li> <li>• En 2003, ingresos por 18 billones de dólares.</li> </ul>

Empresa	Tecnologías Termohidráulicas (Manejo de Calor)	Tecnologías de Tratamiento Químico	Tecnologías de Procesamiento	Tecnologías y Herramientas de Simulación e Intervención	Aspectos Relevantes de la Empresa
 Aker Kvaerner	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Estudios termohidráulicos en estado transiente y en estado estable.</li> <li>✓ Base de datos de caracterización de fluidos, y pruebas en laboratorio (contenidos dentro del campo o yacimiento).</li> <li>✓ Estudio de análisis operacional.</li> <li>✓ Estudios de nuevos materiales para líneas de flujo y risers, para optimización de aseguramiento de flujo.</li> <li>✓ Estudios de sistemas de aislamiento de líneas de flujo y risers.</li> <li>✓ Estudios y tecnologías de calentamiento de ductos y líneas de flujo</li> <li>✓ Estudios de flujo de lodos (hidratos, parafinas, asfaltenos e incustraciones) en frío</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Desarrollo de inhibidores convencionales de depósitos (hidratos y parafinas).</li> <li>✓ Tecnologías de inyección de químicos (hidratos y parafinas).</li> <li>✓ Desarrollo de ingeniería de corrosión y erosión de instalaciones submarinas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Diseño de equipo de procesamiento submarino.</li> <li>✓ Diseño de equipo de procesamiento superficial.</li> <li>✓ Diseño de equipo para el fondo del pozo en aguas profundas.</li> <li>✓ Diseño de medidores submarinos de tipo multifásico.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Software para predicción del comportamiento de fluidos en flujo multifásico.</li> <li>✓ Software para predicción de propiedades de fluidos.</li> <li>✓ Software para comportamiento de risers.</li> <li>✓ Software para remediación e intervención remota de instalaciones submarinas por bloqueo.</li> <li>✓ Fuerte desarrollo tecnológico en sistemas umbilicales de control submarino.</li> <li>✓ Software para desarrollos conceptuales y diseño de sistemas de intervención.</li> <li>✓ Tecnologías y herramientas de reparación de instalaciones submarinas tipo ROV's.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Red de oficinas instaladas en 30 países.</li> <li>• 28,000 empleados (ingenieros, investigadores y personal técnico).</li> <li>• Formación reciente a partir de una alianza.</li> <li>• A través Kvaerner, 40 años de presencia en la industria petrolera.</li> <li>• Organización por competencias.</li> <li>• Financiamiento interno.</li> <li>• En 2003, ingresos por 5 billones de dólares.</li> </ul>




Empresa	Tecnologías Termohidráulicas (Manejo de Calor)	Tecnologías de Tratamiento Químico	Tecnologías de Procesamiento	Tecnologías y Herramientas de Simulación e Intervención	Aspectos Relevantes de la Empresa
	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Estudios hidráulicos y de transferencia de calor en ductos y líneas de flujo, a régimen no permanente, por medio de simuladores.</li> <li>✓ Estudio de mediciones cualitativas de laboratorio de viscosidades, con apoyo de la herramienta Reservoir Description Tool.</li> <li>✓ Herramientas para la optimización de procesos, para proporcionar muestras de PVT, utilizando pruebas de punto de burbuja in-situ, para identificar presiones de control.</li> <li>✓ Estudios de sistemas de aislamiento térmico de alta calidad.</li> <li>✓ Estudios y tecnologías de calentamiento de ductos y líneas de flujo aplicando diseños conceptuales y de factibilidad.</li> <li>✓ Estudios de flujo de lodos a través del sistema Goflo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Utiliza diversos químicos inyectados a través de conexiones especiales "coiled tubing", o por medio de umbilicales, con el propósito de combatir taponamiento o bloqueo de líneas de flujo.</li> <li>✓ A través del sistema Goflo, implementa sistemas de tratamiento químico para evitar bloqueo o restricción de las líneas de flujo.</li> <li>✓ Aplica soluciones innovadoras utilizando tecnologías de remediación, tales como corridas de diablos submarinos, inyección de químicos a través de umbilicales, para prevenir problemas de incrustación o de corrosión en las líneas de flujo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Servicios de ingeniería referente a instalaciones de producción "top-side".</li> <li>✓ Diseño de equipo para el fondo del pozo con el apoyo del sistema Golfo.</li> <li>✓ Diseño de medidores submarinos de tipo multifásico.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Software de simulación para predicción del comportamiento.</li> <li>✓ Software para comportamiento de risers.</li> <li>✓ Software y tecnología SET (Solid Expandible Tubular) utilizada para expansión radial de encamisados.</li> <li>✓ Software para remediación e intervención remota de instalaciones submarinas por bloqueo.</li> <li>✓ Servicios de remediación de ductos y líneas de flujo; se incluyen los umbilicales de control.</li> <li>✓ Servicios de remediación de ductos y líneas de flujo, servicios de inspección y consultoría.</li> <li>✓ Sistemas de remediación de flujo, auxiliándose de ROV's y AUV's. Vehículos autónomos para aguas profundas propios para efectuar trabajos de inspección y remediación.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Red de oficinas instaladas en 120 países y principales zonas petroleras.</li> <li>• 100,000 empleados (ingenieros, investigadores y personal técnico).</li> <li>• Organización por competencias.</li> <li>• 80 años de presencia en la industria petrolera.</li> <li>• Incremento de capacidades a través de alianzas y adquisiciones, con empresas como Granherne, KBR, Landmark Graphics y DSND Subsea ASA.</li> <li>• Fuerte financiamiento interno.</li> <li>• Apoyo gubernamental.</li> <li>• En 2003, ingresos por 16 billones de dólares.</li> </ul>

Empresa	Tecnologías Termohidráulicas (Manejo de Calor)	Tecnologías de Tratamiento Químico	Tecnologías de Procesamiento	Tecnologías y Herramientas de Simulación e Intervención	Aspectos Relevantes de la Empresa
<p><b>INTEC Engineering</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Estudios termo-hidráulicos en estado transiente y en estado estable.</li> <li>✓ Base de datos de caracterización de fluidos, construida a partir de simuladores.</li> <li>✓ Estudio de análisis operacional.</li> <li>✓ Estudios de sistemas de aislamiento de líneas de flujo y risers.</li> <li>✓ Estudios y tecnologías de calentamiento de ductos y líneas de flujo.</li> <li>✓ Estudios de flujo de lodos (hidratos, parafinas, asfaltenos e incustraciones) en frío</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Desarrollo de ingeniería de corrosión y erosión de instalaciones submarinas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Diseño conceptual de risers.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Software para predicción del comportamiento de fluidos en flujo multifásico.</li> <li>✓ Software para predicción de propiedades de fluidos.</li> <li>✓ Software para comportamiento de risers.</li> <li>✓ Software para remediación e intervención remota de instalaciones submarinas por bloqueo.</li> <li>✓ Desarrollos conceptuales para intervención de ductos en aguas profundas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 8 oficinas localizadas estratégicamente en zonas petroleras.</li> <li>• En el 2000 fue adquirida por Grupo Heerema, quien la fortalece económicamente, colocándola como la cuarta división de esta compañía.</li> <li>• Basta experiencia en aguas profundas y ultra profundas.</li> </ul>

Empresa	Tecnologías Termohidráulicas (Manejo de Calor)	Tecnologías de Tratamiento Químico	Tecnologías de Procesamiento	Tecnologías y Herramientas de Simulación e Intervención	Aspectos Relevantes de la Empresa
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Servicios de ingeniería de ductos y sistemas submarinos.</li> <li>• Servicios de Gestión de Proyectos para la industria petrolera.</li> <li>• Desarrollo de software especializado para la ejecución de proyectos.</li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Estudios termohidráulicos en estado transiente y en estado estable apoyándose en simuladores como PIPESIM, OLGA, PLAC y TLNET.</li> <li>✓ Base de datos de caracterización de fluidos, y pruebas en laboratorio (contenidos dentro del campo o yacimiento).</li> <li>✓ Estudio de análisis operacional.</li> <li>✓ Estudios de nuevos materiales para risers flexibles, de acero, tipo torre e híbridos.</li> <li>✓ Estudios de sistemas de aislamiento de líneas de flujo y risers por medio de CTE, PP, FBE, fibra de vidrio y gel.</li> <li>✓ Estudios y tecnologías de calentamiento de ductos y líneas de flujo por medio de trazado eléctrico y circulación con agua caliente.</li> <li>✓ Estudios de flujo de lodos (hidratos, parafinas, asfaltenos e incustraciones) en frío.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Tecnologías de inyección de químicos (hidratos y parafinas).</li> <li>✓ Desarrollo de ingeniería de corrosión y erosión de instalaciones submarinas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Diseño de equipo de procesamiento submarino.</li> <li>✓ Diseño de equipo de procesamiento superficial.</li> <li>✓ Diseño de equipo para el fondo del pozo en aguas profundas.</li> <li>✓ Diseño de medidores submarinos de tipo multifásico.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Software para predicción del comportamiento de fluidos en flujo multifásico (PIPESIM, TLNET y OLGA)</li> <li>✓ Software para predicción de propiedades de fluidos.</li> <li>✓ Software para comportamiento de risers, por medio de métodos analíticos y códigos de verificación, así como para el análisis elástico estático y análisis dinámico.</li> <li>✓ Software para modelado de sistemas de encamisado, tuberías, líneas de flujo, risers y ductos submarinos por métodos analíticos y códigos de verificación.</li> <li>✓ Software para remediación e intervención remota de instalaciones submarinas por bloqueo.</li> <li>✓ Software para desarrollos conceptuales y diseño de sistemas de intervención.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 20 años de experiencia en la industria petrolera (2000 proyectos desarrollados en campos petroleros y construcción de 20,000 km de ductos).</li> <li>• 8 oficinas localizadas estratégicamente en Texas, Inglaterra, Australia, Malasia y la India.</li> <li>• 400 técnico especialistas.</li> <li>• Organización por competencias.</li> </ul>

Empresa	Tecnologías Termohidráulicas (Manejo de Calor)	Tecnologías de Tratamiento Químico	Tecnologías de Procesamiento	Tecnologías y Herramientas de Simulación e Intervención	Aspectos Relevantantes de la Empresa
<p><b>MSi</b> Multiphase Solutions, Inc.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Estudios termohidráulicos en estado transiente y en estado estable apoyándose en simuladores como OLGA, FLUENT, HYSYS, FDG, GUTS, FLOW MASTER2 Y ALGOR.</li> <li>✓ Base de datos de caracterización de fluidos, y pruebas en laboratorio (contenidos dentro del campo o yacimiento).</li> <li>✓ Estudio de análisis operacional involucrando condiciones transitorias de fluido multifásico, usando softwares especializados, tales como Virtual Operator, Virtual Manager y FDG.</li> <li>✓ Estudios de sistemas de aislamiento de líneas de flujo y risers.</li> <li>✓ Estudios de evaluación de la potencialidad de formación de parafinas, asfaltenos e hidratos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Estudio de de efectividad de inhibidores.</li> <li>✓ Tecnologías de inyección de químicos (hidratos y parafinas).</li> <li>✓ Estudios y desarrollos para transporte de inhibidores de corrosión y erosión, debido a la formación de camas de arena.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Diseño de medidores de tipo multifásico.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Software para predicción del comportamiento de fluidos en flujo multifásico (OLGA, FLUENT, HYSYS, FLOW MASTER2, etc.).</li> <li>✓ Software para predicción de propiedades de fluidos HYSYS.</li> <li>✓ Software para comportamiento de risers.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 12 oficinas localizadas estratégicamente en Texas, Malasia, Venezuela, Trinidad y Tobago, Brasil, Argentina, Nigeria, Arabia Saudita, Qatar, Filipinas y Japón.</li> <li>• 500 proyectos de construcción de ductos a nivel mundial.</li> <li>• Organización por competencias.</li> </ul>

Empresa	Tecnologías Termohidráulicas (Manejo de Calor)	Tecnologías de Tratamiento Químico	Tecnologías de Procesamiento	Tecnologías y Herramientas de Simulación e Intervención	Aspectos Relevantes de la Empresa
	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Estudios termo-hidráulicos en estado transiente y en estado estable, apoyándose con simuladores.</li> <li>✓ Base de datos de caracterización de fluidos, y pruebas en laboratorio (contenidos dentro del campo o yacimiento).</li> <li>✓ Estudio de análisis operacional, apoyándose con simuladores.</li> <li>✓ Estudios de sistemas de aislamiento de líneas de flujo y risers, usando el software PIPESIM.</li> <li>✓ Estudios y tecnologías de calentamiento de ductos y líneas de flujo</li> <li>✓ Estudios de flujo de lodos (hidratos, parafinas, asfaltenos e incrustaciones) en frío</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Desarrollo de inhibidores convencionales de depósitos (hidratos, parafinas, asfaltenos, incrustaciones y arenas).</li> <li>✓ Tecnologías de inyección de químicos</li> <li>✓ Desarrollo de ingeniería de corrosión y erosión de instalaciones submarinas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Diseño de equipo de procesamiento submarino.</li> <li>✓ Diseño de equipo de procesamiento superficial.</li> <li>✓ Diseño de equipo para el fondo del pozo en aguas profundas.</li> <li>✓ Diseño de medidores submarinos de tipo multifásico.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Software para predicción del comportamiento de fluidos en flujo multifásico.</li> <li>✓ Software para predicción de propiedades de fluidos (ECLIPSE, Aspen Tech).</li> <li>✓ Software para comportamiento de risers y equipo submarino.</li> <li>✓ Software para modelado de sistemas de encamisamiento, tuberías líneas de flujo, risers y ductos submarinos.</li> <li>✓ Software para remediación e intervención remota de instalaciones submarinas por bloqueo.</li> <li>✓ Desarrollo tecnológico en sistemas umbilicales de control submarino.</li> <li>✓ Software para desarrollos conceptuales y diseño de sistemas de intervención.</li> <li>✓ Tecnologías y herramientas de reparación de instalaciones submarinas tipo ROV's.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Servicios para la construcción integral de campos petroleros, tanto en zonas terrestres como marinas.</li> <li>• Desarrollo de tecnologías y soluciones informáticas para la industria petrolera.</li> <li>• Red de oficinas instaladas en 100 países y principales zonas petroleras.</li> <li>• 77,000 empleados (ingenieros, investigadores y personal técnico).</li> <li>• En el 2003, invirtió 555 millones de dólares en I&amp;D.</li> <li>• 19 Centros de I&amp;D especializados en el estudio de yacimientos petroleros.</li> <li>• Organización por competencias.</li> <li>• 90 años de presencia en la industria petrolera.</li> <li>• En 2003, ingresos por 13.8 billones de dólares.</li> </ul>

Empresa	Tecnologías Termohidráulicas (Manejo de Calor)	Tecnologías de Tratamiento Químico	Tecnologías de Procesamiento	Tecnologías y Herramientas de Simulación e Intervención	Aspectos Relevantes de la Empresa
 <p>Instituto Mexicano del Petróleo.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Estudios termo-hidráulicos en estado transiente y en estado estable apoyándose con simuladores.</li> <li>✓ Base de datos de caracterización de fluidos, y pruebas en laboratorio (contenidos dentro del campo o yacimiento).</li> <li>✓ Estudios de flujo de lodos (hidratos, parafinas, asfaltenos e incustraciones) en frío.</li> <li>✓ Estudio de análisis operacional.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Investigación y desarrollo tecnológico en áreas particulares de la industria petrolera, enfocándose principalmente a su cliente principal (PEMEX).</li> <li>• Servicios de predicción y control de problemas asociados al aseguramiento de flujo, que pudieran presentarse en el sistema “yacimiento-pozo-instalaciones”, apoyándose con herramientas de simulación.</li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Tecnologías de inyección de químicos para control de depósitos y estimular el pozo</li> <li>✓ Desarrollo de ingeniería de corrosión y erosión de instalaciones submarinas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Diseño conceptual de equipo de procesamiento superficial.</li> <li>✓ Diseño conceptual de sistemas artificiales.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Uso de software comercial para predicción del comportamiento de fluidos en flujo multifásico.</li> <li>✓ Software para predicción de propiedades de fluidos.</li> <li>✓ Uso de software comercial para el comportamiento de ductos y risers submarinos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Recursos humanos de alto nivel.</li> <li>✓ Soporte de otras arenas de exploración y producción.</li> <li>✓ Conocimiento amplio de los yacimientos petroleros mexicanos.</li> <li>✓ Infraestructura de laboratorios.</li> <li>✓ Red de oficinas en zonas petroleras más importantes en México.</li> <li>✓ Alianzas estratégicas con instituciones de educación superior, centros de investigación, tanto nacionales como extranjeras, para satisfacer las necesidades de PEMEX.</li> </ul>

---

## Referencias bibliográficas

1. Bufton, Scott A. ***Ultradeepwater will require less conservative flow assurance approaches***, Oil & Gas Journal. Mayo 5, 2003. pp. 66 -77.
2. Duey, Rhonda. ***Stepping Out***. Oil & Gas Investor; ABI/INFORM Global 2001; pp. 45 - 48.
3. Moritis Guntis. ***Flow assurance challenges production from deeper water***, Oil & Gas Journal, Junio 1 de 2001. pp. 66 – 67.
4. Moritis Guntis. ***Liquid management influences large, long flowline tie-back design***. Oil & Gas Journal. Junio 10 de 2002. pp. 59 – 60.
5. Moritis Guntis. ***Deepwater trial tests low-dosage hydrate inhibitor***. Oil & Gas Journal. Junio 17 de 2002. pp. 55 – 56.
6. ***Corporate profile: Stolt Offshore-Tie-in system technology and Angolan facilities provide important contributions***. Oil & Gas Investor. ABI/INFORM Global. Mayo de 2002. pp. 38 - 39.
7. ***Deepwater gas development off Egypt overcomes challenges***. Oil & Gas Journal. Febrero 10 de 2003. pp. 45 – 50.
8. ***Flow assurance-getting it right the first time***. Oil & Gas Investor. Septiembre de 2001. pp. 50 – 51.
9. ***Riser tower is centerpiece of well-insulated umbilicals/flowlines***. Oil & Gas Investor; May 2002; ABI/INFORM Global. p. 58.
10. ***Setting records and overcoming challenges in subsea development***. Oil & Gas Investor. ABI/INFORM Global. Abril de 2003. pp. 6 – 13.
11. ***Subsea technology leads to deepwater field development***. Oil & Gas Investor. Mayo de 2002. pp. 54 -56.

---

## Anexo B

### Cuestionario aplicado durante la consulta a especialistas.

1.- ¿Cuáles son los productos o servicios que proporciona su área tecnológica?

---

---

2.- ¿Se tienen metodologías documentadas para el producto o productos de su área tecnológica? SI/NO \_\_\_\_\_

¿Cuántas metodologías? \_\_\_\_\_

Listado de algunas metodologías

---

---

---

¿Se tienen identificadas metodologías y/o desarrollos considerados como innovaciones? No/Si ¿Cuáles?

---

---

3.- ¿Qué herramientas se utilizan en el desarrollo del producto? ¿Se dispone de las mismas?

---

---

4.- ¿Ya se ha vendido anteriormente el producto? Si/No. Explique.

¿Se tiene un precio de venta? \_\_\_\_\_



---

5.- ¿Cuál es el mercado actual para este producto y a qué tipo de problema se destina?

Cliente \_\_\_\_\_

Problema(s) \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

6.- ¿Existen posibilidades para ampliar, modificar o mejorar la aplicación de sus productos o servicios? SI/NO \_\_\_\_\_

Describir... \_\_\_\_\_

7.- ¿Considera usted que existen posibilidades para integrar sus productos o servicios a un servicio integral de aseguramiento de la producción para el caso de explotación de hidrocarburos en aguas profundas? SI/NO \_\_\_\_\_

Describir... \_\_\_\_\_

8.- ¿Cuáles son sus principales competidores a nivel nacional y qué tipo de servicios ofrecen?

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

9.- ¿Cuál considera usted que es el porcentaje de capacidades ofertadas actualmente, para la prestación de servicios de aseguramiento de flujo por cada uno de sus productos o tecnologías específicas, en relación con aquellas del competidor en el estado de la tecnología?

\_\_\_\_\_

10.- ¿Cuáles son las posibilidades para integrar el producto a corto plazo (3 a 6 meses)?

11.- ¿Cómo se encuentran posicionados tecnológicamente sus productos o servicios en el mercado internacional?

Describir... \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

12.- ¿Qué requerimientos de asimilación tecnológica en el mediano plazo se han identificado?

---

---

13.- ¿Qué requerimientos de investigación y desarrollo tecnológico en el mediano y largo plazo se han identificado?

---

---

14.- Definir los subproductos que corresponden a los productos específicos ofertados por su área tecnológica .

---

---

15.- ¿Se tienen productos y/o subproductos líderes en el mercado?

---

---

16.- ¿Cuáles son los problemas más usuales de aseguramiento de flujo que usted identifica? Justificar

---

---

17.- ¿Cuáles son los competidores de cada subproducto?

---

---

18.- ¿Hacia dónde considera conveniente dirigir esfuerzos?

---

---

*Gracias por su valiosa aportación*

## Participantes:

Dr. Alfonso Martín Pérez Arellano.  
Instituto Mexicano del Petróleo.  
Centro gestor: Gerencia de Ingeniería Básica  
(Servicios Técnicos y Planeación).  
Conmutador 9175 más ext.8559 ... 8418  
Correo Electrónico [aparella@imp.mx](mailto:aparella@imp.mx)

M.I. Héctor Hernández García.  
Instituto Mexicano del Petróleo.  
Centro gestor: Tecnología de Yacimientos.  
Conmutador 9175 más ext.7060  
Correo Electrónico [hggarcia@imp.mx](mailto:hggarcia@imp.mx)

M. I Fabián Francisco López Cambrón.  
Instituto Mexicano del Petróleo.  
Centro gestor: Tecnología de Yacimientos.  
Conmutador 9175 más ext.7066  
Correo Electrónico [flopezc@imp.mx](mailto:flopezc@imp.mx)

M. I. Juan Antonio Morales Díaz Del Vívar.  
Instituto Mexicano del Petróleo.  
Centro gestor: Gerencia de Geofísica de  
Perforación y Operación de Pozos.  
Conmutador 9175 más ext.6540 ... 6541  
Correo Electrónico [jmorales@imp.mx](mailto:jmorales@imp.mx)

Ing. Juan Eliseo Álvarez Ortiz.  
Instituto Mexicano del Petróleo.  
Centro gestor: Gerencia de Geofísica de  
Perforación y Operación de Pozos.  
Conmutador 9175 más ext.6543 ... 6540  
Correo Electrónico [jalvarez@imp.mx](mailto:jalvarez@imp.mx)

Ing. Francisco Pulido Castañeda.  
Instituto Mexicano del Petróleo.  
Centro gestor: Tecnologías de Productividad de  
pozos.  
Conmutador 9175 más ext.6510  
Correo Electrónico [fpulido@imp.mx](mailto:fpulido@imp.mx)

Dr. Carlos Lira Galeana  
Instituto Mexicano del Petróleo.  
Centro gestor: Gerencia de Ingeniería de  
producción.  
Conmutador 9175 más ext.6507  
Correo Electrónico [clira@imp.mx](mailto:clira@imp.mx)

Ing. David Juan Silva Castro.  
Instituto Mexicano del Petróleo.  
Centro gestor: Tecnologías de Productividad de  
pozos.  
Conmutador 9175 más ext.6526 ... 6510  
Correo Electrónico [dsilvac@imp.mx](mailto:dsilvac@imp.mx)

M.I. Juan de la Cruz Clavel López.  
Instituto Mexicano del Petróleo.  
Centro gestor: Tecnologías de Instalaciones  
Superficiales de Producción.  
Conmutador 9175 más ext.6428 ... 6438  
Correo Electrónico [jclavel@imp.mx](mailto:jclavel@imp.mx)

M.I. Nicolás Ruíz Fuentes.  
Instituto Mexicano del Petróleo.  
Centro gestor: Tecnologías de Instalaciones  
Superficiales de Producción.  
Conmutador 9175 más ext.6428 ... 6438  
Correo Electrónico [nruiz@imp.mx](mailto:nruiz@imp.mx)

Ing. Juan de la Cruz Esparza García.  
Instituto Mexicano del Petróleo.  
Centro gestor: Tecnologías de Instalaciones  
Superficiales de Producción.  
Conmutador 9175 más ext.6430 ... 6426  
Correo Electrónico [jesparza@imp.mx](mailto:jesparza@imp.mx)

Ing. Miguel Morales Delgado.  
Instituto Mexicano del Petróleo.  
Centro gestor: Tecnologías de Instalaciones  
Superficiales de Producción. (Servicios Técnicos de  
sistemas Artificiales de Producción y Medición de  
Hidrocarburos).  
Conmutador 9175 más ext.6523 ... 6522  
Correo Electrónico [mmdelgad@imp.mx](mailto:mmdelgad@imp.mx)

Dr. Juan Mendoza Flores.  
Instituto Mexicano del Petróleo.  
Centro gestor: Tecnologías de Producción (Servicios  
Técnicos de Control de la Corrosión en ductos e  
Instalaciones Petroleras).  
Conmutador 9175 más ext.6841 ... 6836  
Correo Electrónico [jmflores@imp.mx](mailto:jmflores@imp.mx)

Ing. Ernesto Ibarra Nuñez  
Instituto Mexicano del Petróleo.  
Centro gestor: Tecnologías de Producción (Servicios  
Técnicos de Control de la Corrosión en ductos e  
Instalaciones Petroleras).  
Conmutador 9175 más ext.6836  
Correo Electrónico [eibarra@imp.mx](mailto:eibarra@imp.mx)