



**FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA**

CURSOS INSTITUCIONALES

DIPLOMADO EN REGULACIÓN Y OPERACIÓN ENERGÉTICA

MOD. II LOS HIDROCARBUROS Y EL PETRÓLEO

Del 2 de julio al 30 de agosto de 2002

APUNTES GENERALES

CI-143

Ing. Martiniano Aguilar Rodríguez
Secretaría de Energía
JULIO/2002

1.0. HIDROCARBUROS

Antecedentes.

El sector energético ha sido y seguirá siendo pilar del desarrollo presente y futuro. Su expansión constante y modernización en algunas de sus partes han permitido generar una oferta sólida y diversificada de energéticos, que aporta, además, importantes recursos públicos para la satisfacción de apremiantes necesidades sociales y de infraestructura.

Se ha hecho un esfuerzo congruente con el papel esencial que tiene el sector de la energía para el desarrollo de México. Este sector es fuente indispensable de insumos primarios para todas las actividades económicas. Su desarrollo es necesario también para llevar a cabo la mayor parte de las actividades sociales, desde la educación hasta el esparcimiento de la población.

Por ello, aun cuando la política económica del país garantice finanzas públicas sanas, estabilidad en los mercados y una tasa sostenida de crecimiento, el desarrollo económico y social del país quedarán comprometidos de no contar con insumos energéticos oportunos, en cantidades suficientes y suministrados bajo las mejores condiciones de calidad y costos.

A pesar de las acciones emprendidas a la fecha para impulsarlo, hoy más que nunca el futuro del sector energía nacional está en juego. Por un lado, la evolución demográfica económica del país se traducen en una demanda creciente de energía, y los requerimientos de inversión para hacerle frente son cada vez mayores.

Por otro lado, en el ámbito internacional se vive una revolución en materia energética que no tiene precedente. El desarrollo tecnológico avanza a gran velocidad y provee muchas oportunidades para incrementar la eficiencia al interior de las distintas áreas que componen a la industria de la energía. Las nuevas tecnologías de información y el proceso continuo de globalización eliminan barreras para la integración de empresas de distintas partes del mundo y abren cada vez más horizontes para la participación del sector privado en el sector.

En el mundo, las empresas internacionales de energía se actualizan día a día y evolucionan para convertirse en proveedoras de servicios de energía integrales. Es decir, pasan de ser meros suministradores de energéticos a ser empresas que ofrecen a sus clientes opciones de servicio que van desde la simple provisión de electricidad, productos petrolíferos Y gas hasta servicios de asesoría sobre la combinación energética óptima, cómo ahorrar energía o la creación de esquemas financieros para suavizar las fluctuaciones en el gasto por consumo energético.

A esta coyuntura se suman las fuertes restricciones presupuestales que enfrenta año con año el sector público y las necesidades impostergables de gasto social que existen en un país como México.

El gobierno federal no puede seguir soportando la pesada carga presupuestal que implican las inversiones en este sector. Esta situación no es sostenible porque no se pueden sacrificar otros programas de gasto a costa de un sector en el que la participación del sector privado podría ampliar sustancialmente la capacidad y mejorar tecnológicamente la ya existente, aliviaría las presiones en el presupuesto público y aportaría importantes recursos al fisco. Tampoco se puede depender

indefinidamente de esquemas de endeudamiento dados los límites económico-financieros que éstos tienen.

El crecimiento de la economía y la clara evidencia del éxito internacional en materia de apertura y de reforma estructural del sector energético son factores que abren una ventana de oportunidad para consolidar las reformas que están en marcha avanzar con decisión en las que se encuentran pendientes. De ello depende, en gran medida, el éxito para alcanzar los objetivos de desarrollo económico social para el país en el mediano y largo plazos.

Finalmente, es importante destacar que la comprensión y planificación de la modernización del sector requiere en todo momento de una visión de largo plazo que integre todas las variables relevantes, tanto internas como externas. Así, la expansión de la oferta de energéticos deberá contemplar, por un lado, la evolución de la demanda en lo que a su tasa de crecimiento y a la variedad de insumos energéticos se refiere.

Por otro lado, existe también la necesidad de hacer compatible la presencia de recursos financieros limitados con las relaciones de interdependencias productiva entre las diferentes industrias del sector. En este sentido, y a manera de ejemplo, sin una oferta confiable de gas natural será imposible la expansión de la industria eléctrica a partir de las modernas tecnologías de generación de ciclo combinado, las cuales hacen uso intensivo de este combustible. Por esto es importante darle prioridad a programas como el Programa Estratégico de Gas (PEG) que se desarrolla actualmente. Otra variable para la planeación del sector son las medidas que en materia de medio ambiente se han ido asumiendo, consecuencia de una visión que toma en cuenta el desarrollo sustentable del país. En algún

momento las metas de expansión de la oferta de energía se verán limitadas por las metas de reducción en la emisión de contaminantes, por ello es preciso conciliar entre ambas a fin de permitirle al sector seguir cumpliendo su papel de proveedor de insumos indispensables para la competitividad y el desarrollo económico y social, en forma más limpia y eficiente.

Panorama general

A través de las actividades realizadas por Pemex, se generan los combustibles que demanda el desarrollo económico y social del país. En este sentido, las principales actividades que lleva a cabo son:

- La exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos y la extracción de petróleo y gas.
- El procesamiento del petróleo crudo, gas natural y demás hidrocarburos, para generar combustibles de uso final e insumos para otras industrias.
- El transporte y, almacenamiento de los distintos hidrocarburos.
- La comercialización nacional e internacional de los distintos hidrocarburos.

México cuenta con grandes reservas de petróleo crudo y de gas natural. El desarrollo de estos recursos con prudencia y eficiencia, y su transformación en un volumen creciente de productos petrolíferos, es una condición indispensable para la consolidación económica nacional.

Durante el periodo 1995-2000 el subsector hidrocarburos ha participado con alrededor de 34% de los ingresos fiscales federales, 9.4% de las exportaciones totales del país con cerca de 2% del PIB nacional. Dada la gran importancia de

este subsector en el desarrollo y crecimiento de México, el gobierno federal le ha otorgado un papel protagónico.

Este subsector concentra 66% de la inversión presupuestal sectorial total del 2000, la que atiende los siguientes objetivos:

- Impulsar las actividades de exploración desarrollo de campos.
- Incrementar las reservas la capacidad productiva de petróleo crudo y gas natural del país.
- Incrementar la disponibilidad de gas natural en nuestro país, dado el importante crecimiento observado en su consumo.
- Elevar la eficiencia del sistema nacional de refinación y garantizar el suministro de productos refinados (v.g. gasolinas y diesel) con las especificaciones de calidad e impacto ambiental que demanda la población y la industria nacional.
- Eliminar cuellos de botella en varios complejos petroquímicos.
- Alcanzar estándares más altos en seguridad industrial y protección ambiental.
- Incorporar tecnología de vanguardia y modernizar la estructura de organización de las entidades del subsector.

Se ha buscado asegurar una oferta de energéticos que sea promotora del desarrollo nacional. Parte de esta tarea ha sido garantizar una oferta futura de éstos a través de la exploración de mayores reservas. De esta manera, para reimpulsar la actividad exploratoria y revertir la disminución en las reservas de

hidrocarburos, en 1996 el gobierno federal aprobó el *Plan estratégico de exploración 1997-2001*, que busca incorporar 3,162 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mmbpce), así como evaluar el potencial petrolero, incorporar un mayor número de reservas y la delimitación y caracterización de yacimientos.

De esta manera, con base en las actividades exploratorias realizadas en los últimos años, se ha podido estimar que, bajo las aguas patrimoniales y en la planicie costera del Golfo de México, aún se tiene un importante potencial petrolero del orden de 100,000 mmbpce, del cual en un mediano y largo plazos podría incorporarse un importante volumen a las reservas probadas de hidrocarburos.

Para que Pemex pueda satisfacer la demanda nacional de hidrocarburos, deberá incorporar nuevas reservas mediante la intensificación de la actividad exploratoria, así como continuar realizando la explotación óptima de las reservas probadas ya localizadas.

Petróleo

El petróleo no es un producto homogéneo. Por esta razón, es práctica común hablar de categorías de petróleo crudo de acuerdo con su peso específico, expresado éste en una escala normalizada por el Instituto Estadounidense del Petróleo o American Petroleum Institute (API). Esta escala es llamada densidad API, comúnmente conocida como grados API.

La producción de petróleo mexicano esté asociada a la siguiente clasificación en términos de su densidad:

Tabla

Clasificación de crudos según su densidad

Tipo de crudo	Densidad (gr/cm3)	Densidad (API)
Extrapesado	Mayor a 1.0	10.0
Pesado	0.92 a 1.0	10.0 a 22.3
Mediano	0.87 a 0.91	22.4 a 31.1
Ligero	0.83 a 0.86	31.2 a 39
Superligero	Menor a 0.83	Mayor a 39

Fuente: Secretaría de Energía.

Como se muestra en la tabla de acuerdo con esta clasificación en México se han definido tres tipos de petróleo: Maya (pesado), Istmo (Ligero) y Olmeca (superligero). Se debe mencionar aquí que la producción de un yacimiento en particular está asociada a un sólo tipo de petróleo crudo.

A partir de estas tres categorías o tipos de petróleo se forma una canasta que agrupa toda nuestra capacidad de exportación. A esta canasta se le conoce como Mezcla Mexicana de Exportación (MME).

La composición de nuestra mezcla de exportaciones varía mes con mes, respondiendo a las demandas de nuestros distintos mercados de exportación. Para el mes de agosto de 2000, la MME se conformará de la siguiente manera: 66.88% de petróleo pesado Maya y Altamira), 22.42% de petróleo ligero (Istmo) y 8.71% de petróleo superligero (Olmeca).

Así, el precio de la MME indica el valor promedio de todas nuestras exportaciones de petróleo, por destino y tipo de crudo, en un periodo determinado de tiempo.

Tabla
Tipos de crudo en México

Tipo de crudo	Clasificación	Densidad promedio
Maya	Pesado	22
Istmo	Ligero	32
Olmecca	Superligero	39

Fuente: Secretaría de Energía

A través del proceso de refinación, se transforma el petróleo crudo en de consumo final que tienen mayor valor comercial como son las gasolinas, el diesel o la turbosina.

Los crudos pesados tienen un menor rendimiento para la producción de estos productos, son más contaminantes y, por lo tanto, cotizan más barato en el mercado internacional. Por ello, la gran disponibilidad que existe de crudo pesado Maya exige a México contar con refinerías capaces de procesar grandes cantidades de este crudo y al mismo tiempo, satisfacer la demanda de combustibles con especificaciones acordes con la regulación ambiental.

Para elevar los rendimientos en el proceso de refinación, se requiere la incorporación de procesos que aumenten la elaboración de productos destilados (como gasolinas, querosenos y gasóleos) y que disminuyan los residuos pesados (combustóleo). Uno de estos procesos se conoce como la coquización o hidrodesintegración profunda, a través de la cual se pueden volver a procesar dichos residuos pesados para obtener productos de mayor valor agregado.

La tabla siguiente muestra los principales productos obtenidos a través de los procesos de refinación.

Tabla.

**Productos obtenidos de la refinación
de crudos mexicanos**

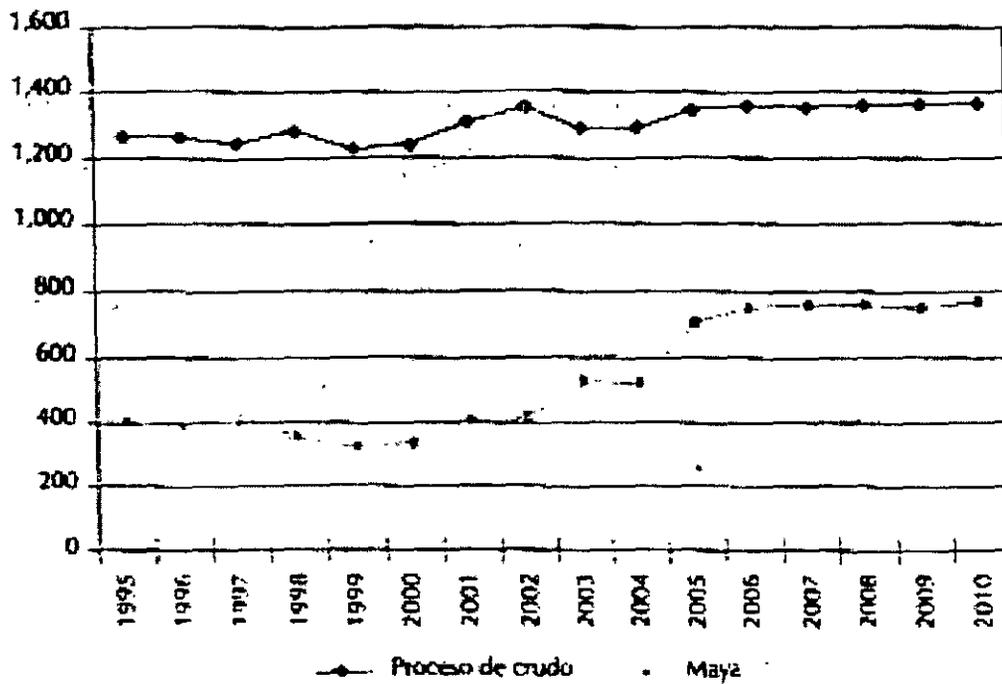
Tipo de crudo	Gasolinas	Destilados	Residuales	Gasóleos	Otros
Maya	21	18	35	25	1
Istmo	29	25	18	27	1

Fuente: Secretaría de Energía

Actualmente se cuenta con el *Programa de reconfiguración del Sistema Nacional de Refinación*, que es parte fundamental y prioritaria para el aprovechamiento del crudo pesado Maya. Con este Programa se espera que para el año 2008 se procese 14% más de crudo pesado en el país respecto a 1998, tal y como se ilustra en las figuras.

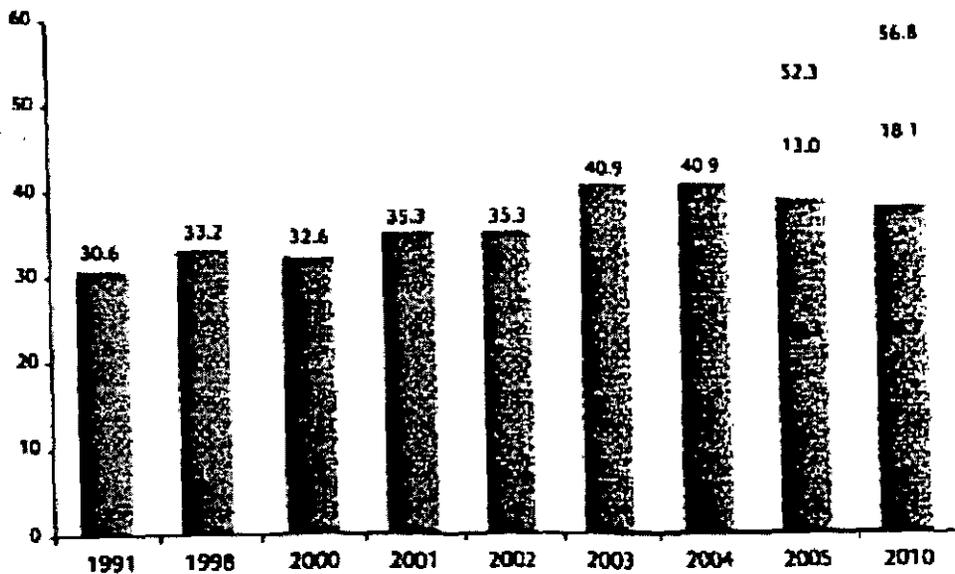
Figura

**Evolución de la capacidad de proceso de crudo
en el *Sistema Nacional de Refinación (SNR)*
(miles de barriles diarios)**



Fuente: Pemex Refinación

Figura
Porcentaje de crudo maya a procesos en el SNR
(porcentaje)



Reconfiguración Minatitlán y Salina Cruz

Fuente: Pemex Refinación

a) Volúmenes de producción y evolución histórica.

De 1995 a la fecha, la producción de petróleo crudo se ha incrementado cerca de 400,000 barriles diarios (ver tabla) disminución en la producción de crudo durante 1999 respondió a las reducciones en las exportaciones acordadas entre los productores de petróleo miembros y no miembros de la OPEP para estabilizar al mercado petrolero internacional.

b) Destino de la producción y balance oferta-demanda.

En 1999, Pemex comercializó un total de 2,890 miles de barriles diarios (mbd) de petróleo. Como se muestra en la tabla, el principal destino nacional del petróleo crudo son las refinerías, que absorben cerca de 40% del total de la producción.

En lo que respecta al destino internacional del crudo mexicano, las empresas que operan en Estados Unidos son los principales clientes de Pemex, por ser las que pagan un mejor precio por nuestro petróleo. Esto se explica, por una parte, porque nuestra cercanía geográfica permite minimizar los costos de transporte, y por otra, porque la capacidad de refinación de estas empresas es la que deriva el mayor margen de refinación de crudos pesados como el Maya. Así, el petróleo se vende a 18 empresas a través de contratos. Durante 1999, 74.5% del total de las exportaciones de crudo mexicano fueron destinadas a EUA, 9.7% al resto de América, 12.6% a Europa y 3.2% a Oriente.

Tabla

**Producción de hidrocarburos líquidos (Crudo más líquidos de gas)
(miles de barriles diarios)**

Petróleo crudo

Año ¹	Total	Total crudo	Por tipo			Por región			líquidos d Gas*
			Pesado	ligero	Superligero	Regiones	Región	Región	
						Marinas	Sur	Norte	
1995	3,062	2,617	1,220	864	533	1,937	584	95	445
1996	3,278	2,858	1,371	910	578	2,132	630	96	419
1997	3,410	3,022	1,567	882	574	2,299	627	96	388
1998	3,500	3,071	1,659	848	563	2,358	621	93	429
1999	3,344	2,906	1,564	806	536	2,238	587	81	438
2000	3,424	2,979	1,674	788	517	2,335	564	79	445

¹ Datos a mayo del 2000

* incluye condensados

Fuente: Pemex,

Tabla
Distribución de petróleo crudo
(miles de barriles diarios)

Concepto	1995	1996	1997	1998	1999
Producción total	2,617.2	2,858.4	3,022.2	3,070.5	2,906.0
Distribución	2,590.9	2,828.7	2,997.3	3,055.8	2,890.0
A refinerías	1,073.9	1,068.9	1,072.6	1,154.5	1,132.0
A plantas petroquímicas	206.1	207.4	194.3	163.4	207.0
A terminales de exportación	1,310.9	1,552.3	1,730.5	1,738.0	1,551.0
Empaque, movimiento de inventarios y diferencias estadísticas	26.3	29.7	24.9	14.6	16.0

Nota: Los totales pueden no coincidir con las sumas parciales debido al redondeo en las cifras.

Fuente: 1995-1998: Anuario estadístico 1999, Pemex, México, 2000.

1999: *Memoria de labores*, 1999, Pemex, México, 2000.

c) *Perspectiva de crecimiento de la demanda nacional de petróleo*

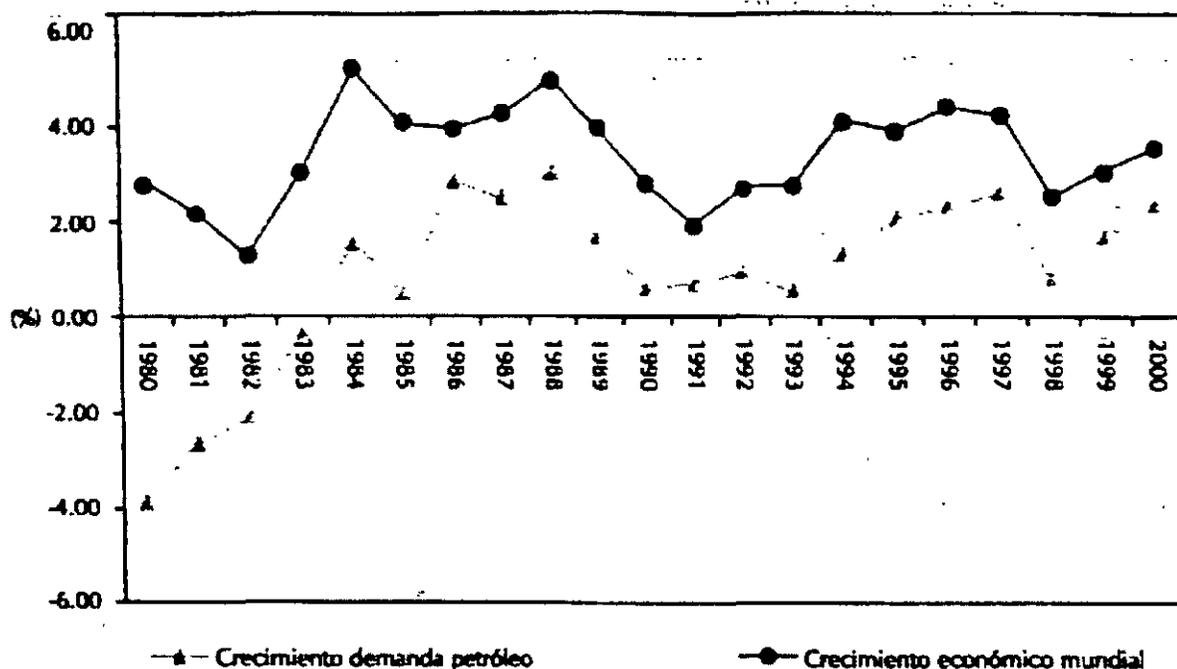
En lo que corresponde al mercado interno, a lo largo de la próxima década la demanda de crudo para ser procesado en las refinerías nacionales se mantendrá con pequeñas variaciones. Sin embargo, se espera que el consumo de crudo Maya se incremente cerca de 450 mbd, con la entrada de los proyectos de coquización entre los años 2000 y 2010. Tan solo los proyectos de Minatitlán y Salina Cruz absorberán 32% del crudo Maya que se procese en el 2010.

d) *Perspectiva de crecimiento de la demanda internacional de petróleo.*

El comportamiento de los precios del petróleo está determinado por el crecimiento que presenta su demanda y la evolución de su oferta. Son varios los elementos que inciden en éste, sin embargo, como se muestra a continuación el más importante es el desarrollo económico mundial, pues de él depende que los países aumenten o disminuyan su consumo de energéticos.

Figura

**Crecimiento económico mundial y crecimiento de la
demanda mundial de petróleo (1980-2000)**



Nota: Los datos para el año 2000 son estimaciones.

Fuente: Agencia Internacional de Energía y Fondo Internacional.

De acuerdo con las proyecciones de diversos analistas del mercado petrolero internacional, la demanda mundial por petróleo presentará un crecimiento sostenido por arriba de 2% anual a partir del año 2001.

Las proyecciones de demanda se sustentan en el crecimiento que se prevé tendrán las economías emergentes, jugando un papel fundamental el desarrollo de la región asiática, la recuperación económica en Latinoamérica y la de la ex Unión Soviética. Para Estados Unidos y la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico, OCDE, se prevé un crecimiento económico más moderado.

Tabla
Proyecciones de crecimiento de la demanda mundial de crudo

Concepto	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2010
Demanda mundial de crudo (millones de barriles diarios)	76.5	78.6	80.4	82.2	83.9	85.7	94.2
Crecimiento anual (%)	1.8	2.8	2.3	2.1	2.1	2.1	2.0

Fuente: PIRA, Energy Group

e) Perspectiva de crecimiento de la oferta y principales proyectos de inversión en México

i. Programa de Inversión 1995-2000.

Durante los últimos cinco años, la inversión total en exploración producción se ha incrementado más de 200% en términos reales, lo que representa una tasa promedio de crecimiento anual de 24.9%. Las inversiones en proyectos Pidiregas en el año 2000 ascenderán a más de 40 mil millones de pesos, 28% más que en 1999. Cabe destacar que las inversiones en Pemex Exploración Producción (PEP) no sólo incrementan la oferta de petróleo, sino también la de gas natural ya que este organismo es también el encargado de la extracción de este combustible cuya demanda es de las de mayor crecimiento.

Así, los proyectos de Burgos, Delta del Grijalva y Cantarell buscan, además de incrementar nuestras reservas de crudo, explotar los yacimientos de gas natural para aumentar su oferta.

Tabla
Pemex Exploración y Producción
Programa de inversiones 1995-2000
(millones de pesos constantes de 2000)

Programa	Real 1995	Real 1996	Real 1997	Real 1998	Real 1999	Autorizado 2000	Agregado 1995-2000
Inversión total	20,118.8	28,996.9	35,639.4	52,029.7	47,378.6	61,045.0	245,208.5
Estratégicos	11,468.0	16,127.6	12,244.1	9,535.1	4,631.3	5,689.7	59,695.8
Evaluación del potencial petrolero	308.2	89.7	208.6	1,083.8	489.1	84.0	2,263.3
Incorporación de reservas	3,075.6	2,854.1	2,141.7	1,869.4	1,801.7	1,462.0	13,204.5
Delimitación y caracterización de yacimientos		112.4	607.8	827.9	78.4	24.0	1,650.4
Desarrollo de campos	7,600.1	8,963.2	1,563.3	1,870.7	706.6	192.0	20,895.7
Infraestructura complementaria de explotación			2,625.2	1,214.3	650.3	828.0	5,317.8
Ductos	76.5	2,934.9	0.0	0.0	0.0	0.0	3,011.4
Explotación de campos	213.3	960.8	4,985.1	2,625.6	862.2	658.0	10,305.0
Participación con otros organismos	194.5	212.6	112.4	43.5	43.1	69.0	675.1
Registro Pidiregas						2,372.7	2,372.7
Operaciones ¹	8,650.7	12,869.3	15,990.7	14,908.1	11,486.8	15,313.1	79,218.8
Subtotal programas	20,118.8	28,996.9	28,234.8	24,443.2	16,118.1	21,002.8	132,116.6
Pidiregas	0.0	0.0	7,404.6	27,586.5	31,260.6	40,042.2	100,000.0
Burgos			2,337.8	5,654.8	7,977.7	7,774.4	23,744.7
Cantarell			4,341.0	15,046.6	19,861.2	28,978.2	68,227.0
Delta del Grijalva			0.0	951.4	1,072.3	2,167.2	4,190.9
Planta de Nitrógeno			725.8	5,933.7	2,349.4	1,122.4	10,131.3
Inversión financiera	773.3	0.0	25.1	0.0	0.0	0.0	798.4

Incluye inversión financiera

Programa de Inversiones 1995-2000. Cifras en flujo de efectivo

Fuente: Secretaría de Energía

ii. Reservas.

En 1995, el gobierno de México decidió alinear los criterios para el cálculo de las reservas de hidrocarburos con prácticas metodológicas internacionalmente aceptadas por la industria petrolera. El propósito de esta medida fue brindar una mayor contabilidad y transparencia a la cuantificación de las reservas de hidrocarburos del país. De ésta forma se adoptaron las definiciones y criterios de

la *Society, of Petroleum Engineers* (SPE) donde participan más de 50,000 profesionales de la industria mundial de petróleo y gas, y el *World Petroleum Congress* (WPC) fundado en Londres en 1933, con 59 países miembros.

Es importante resaltar que todos los métodos de clasificación de reservas consideran tres categorías: reservas probadas, probables y posibles. La diferencia entre los métodos radica en el nivel de certidumbre con el que se prevé podrán recuperarse los volúmenes calculados bajo condiciones económicamente rentables.

De acuerdo con la nueva metodología de nuestro país, se entiende como reservas probadas aquellas cuya probabilidad de ser económicamente recuperables es de 90%. Para el caso de las reservas probables y posibles, dichas probabilidades son de 50% y 10%, respectivamente.

Tabla
Reservas totales de hidrocarburos*
(millones de barriles de petróleo crudo equivalente)

Año	Gas	Crudo	Total	Gas (%)	Crudo (%)	Años de Reserva-
1990	14,467	51,983	66,450	21,8	78.2	53
1991	14,202	51,298	65,500	21.7	78.3	52
1992	14,075	50,925	65,000	21.7	78.3	50
1993	13,825	51,225	65,050	21.3	78.7	50
1994	13,740	50,776	64,516	21,3	78.7	49
1995	13,445	49,775	63,220	21.3	78,7	48
1996	13,262	48,796	62,058	21,4	78.6	48
1997	12,428	48,472	60,900	20.4	79.6	43
1998	12,338	47,822	60,160	20@5	79.5	40
1999	12,093	46,590	58,683	20.6	79.4	38
1999**	10,802	46,939	57,741	18.7	81.3	37

2000** 10,673 47,532 58,204 18.3 81.7 41

* Reservas al día 1 de enero de cada año

** Nueva metodología

Nota: Las reservas de crudo incluyen condensados y líquidos de gas.

Fuente: Pemex, diversas publicaciones.

La actividad exploratoria es la piedra angular de las industrias petroleras integradas y el único medio para que Pemex pueda localizar y evaluar nuevos yacimientos de hidrocarburos que, después de ser desarrollados, proporcionen la producción para satisfacer la demanda nacional de productos y obtener remanentes para su exportación Y posterior obtención de divisas.

Existen varios indicadores para medir el efecto de las actividades exploratorias, entre los más comunes se encuentran el número de pozos de exploración perforados el volumen de reservas localizadas.

El tiempo promedio para la maduración de un proyecto exploratorio es de 11 años, teniendo como meta final la incorporación de nuevas reservas de hidrocarburos mediante la perforación terminación de pozos de exploración. El tiempo de inicio de producción varía según las características del campo.

Las reservas de hidrocarburos del territorio nacional actualmente se encuentran distribuidas y clasificadas como se indica a continuación:

Tabla
Reservas de hidrocarburos por región al 1° de enero de 2000
Nueva metodología
(millones de barriles de petróleo crudo equivalente)

Concepto	Probadas (A)	Probables (B)	(A+B)	Posibles (C)	(A+B+C)	%
----------	-----------------	------------------	-------	-----------------	---------	---

Región	34,104	12,141	46,245	11,960	58,204	100
Marinas	15,396	6,163	21,559	4,308	25,867	44
Sur	7,549	1,287	8,836	1,198	10,034	18
Norte	11,159	4,691	15,850	6,454	22,304	38

Fuente: Reservas de hidrocarburos de México 2000, Pemex, 18 de marzo de 2000.

Los campos petroleros más importantes del país, en cuanto al volumen de sus reservas de petróleo crudo equivalente, se mencionan a continuación: En la región Marina Noreste con 15,044 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mmbpce) está Cantarell y Ku-Maloob-Zap con 5,319 mmbpce; en la Región Marina Suroeste está Abkatún con 1,624 mmbpce y Pol-Chuc con 1,115 mmbpce; en la Sur está Samarina-Sitio Grande con 3,585 mmbpce y Jujo-Tecominoacán con 2,065 mmbpce; y en la región Norte está Poza Rica con 12,671 mmbpce.

En 1996 se aprobó el *Plan estratégico de exploración 1997-2001* con el fin de fortalecer las tareas de exploración y aumentar nuestras reservas probadas, probables y posibles. La inversión total actualizada del programa es de 66,562 millones de pesos del año 2000. El volumen programado de reservas a incorporar por la aplicación del *Plan Estratégico de exploración* es de 3,162 mmbpce. Al 31 de diciembre de 1999 se han incorporado 1,742.6 mmbpce, lo que significa 55.1% de avance total.

iii. Resultados históricos

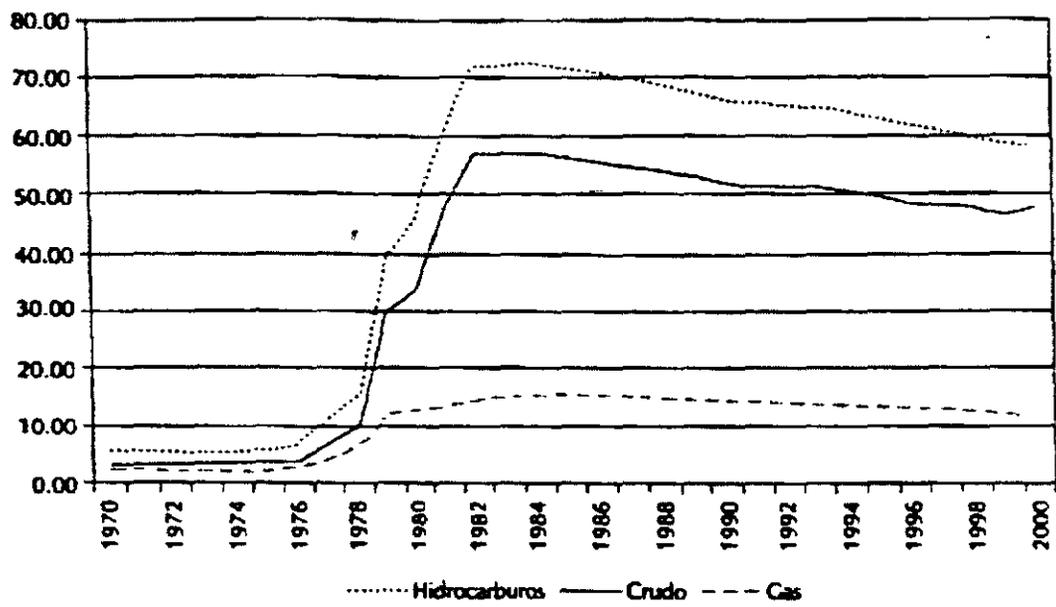
Debido a la aplicación de nuevos conceptos económicos para aprobar las localizaciones de exploración, entre 1991 y 1999 se concentró la actividad de perforación en las áreas de bajo riesgo geológico como las de *delimitación de yacimientos* las de *incorporación de reservas*, disminuyendo dicha actividad en las

áreas de evaluación del potencial petrolero que tienen mayor riesgo geológico, pero que constituyen la base y el futuro a mediano y largo plazos de la industria petrolera nacional.

Las reservas de hidrocarburos de México evolucionaron de 1,437 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en 1946 a 6,338 millones en 1975, para incrementarse sustancialmente a partir de 1976 hasta 72,500 millones en 1983. Al 31 de diciembre de 1999 las reservas ascendían a 58,204 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, certificadas por las compañías especializadas de mayor prestigio en el mundo, lo que equivale a 41 años de producción igual a la de 1999.

Cabe enfatizar que esta última cifra de reservas es el resultado de la aplicación, a partir de 1995, de una metodología más estricta para calcular las reservas de hidrocarburos, la cual se explicó en el apartado anterior.

Figura
Evolución de las reservas de hidrocarburos
(miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente)



iv., Proyecto Cantarell

Antecedentes

El Proyecto integral Cantarell se concibió desde inicios del año 1996. Con la evaluación del volumen de reservas existentes en el yacimiento, y considerando diversos escenarios de explotación, Pemex procedió a integrar un plan maestro, el cual debidamente documentado tanto en sus aspectos técnicos como económicos, fue presentado como el Proyecto de modernización y optimización de la infraestructura del campo Cantarell, el cual fue sometido a la consideración de la Comisión Intersecretarial de Gasto Financiamiento en agosto de 1996 y fue en noviembre de ese año cuando se obtuvo la autorización de dicha Comisión para ejecutarlo.

A fin de contar con el apoyo para administrar el Proyecto bajo la mortalidad de Pidiregas, se consideró pertinente la contratación de una empresa consultora y de ingeniería que, con la debida experiencia, apoyara a Petróleos Mexicanos en las

tareas de realización del proyecto. La empresa contratada para tal efecto fue Bechtel.

Con la firma de un contrato inicial por tres años con Bechtel, en febrero de 1997, dio inicio formal la ejecución del Proyecto Cantarell.

Cantarell es el sexto campo supergigante en importancia del mundo. Sus reservas remanentes representan 33% de las reservas del país y de él se extrae 45% de la producción nacional y 43% del volumen exportado.

A principios del año 2000 el campo tenía 174 pozos productores, 35 plataformas, 270 km de ductos y un sistema flotante de almacenamiento. Para el año 2001, el Proyecto Cantarell pretende incorporar a la infraestructura existente 28 plataformas, 205 pozos, 400 km de ductos y un sistema de inyección de nitrógeno.

Figura
Proyecto Cantarell

hubiera requerido de por lo menos 27 años para su aprovechamiento, lo que implicaba un valor presente neto del proyecto mucho más bajo.

Al mes de mayo de 2000, el costo actualizado del proyecto asciende a 12,442 millones de dólares, de los cuales desde el inicio del proyecto hasta el cierre del año 2000 habrán erogado 6,535 millones (2,775 millones en el presente año), en tanto que en los años restantes del proyecto se contempla ejercer 5,907 millones de dólares. Algunos de los resultados de estas inversiones son los siguientes: gracias al sistema de explotación por infección de nitrógeno, las reservas probadas se han incrementado 2,300 millones de barriles de crudo. Asimismo, para el año 2002 se espera tener una capacidad potencial de producción del orden de 2.2 mmbd de crudo y 875 mmpcd de gas natural.

Gas natural

En años recientes el uso de gas natural se ha incrementado de manera importante a escala internacional. El gas natural es un combustible de elevada eficiencia térmica y bajo impacto ambiental. Estas características lo han convertido en un insumo de gran demanda al interior del sector industrial, comercial y doméstico principalmente.

El desarrollo de la tecnología de ciclo combinado a base de gas natural para la generación de energía eléctrica, explica en gran parte el comportamiento dinámico de la demanda por este combustible. Esta tecnología ha permitido reducir sustancialmente el costo de generar electricidad en todo el mundo y utiliza plantas de menor tamaño que pueden instalarse cerca de los centros de consumo.

El gas natural es la porción de hidrocarburos que existe en los yacimientos en fase gaseosa. Puede encontrarse mezclado con algunas impurezas o sustancias que no son hidrocarburos como el ácido sulfhídrico, nitrógeno o dióxido de carbono.

El gas natural puede encontrarse de dos formas en el subsuelo, ya sea acompañado de petróleo crudo o bien sin presencia de éste. De tal suerte se clasifica de la siguiente manera:

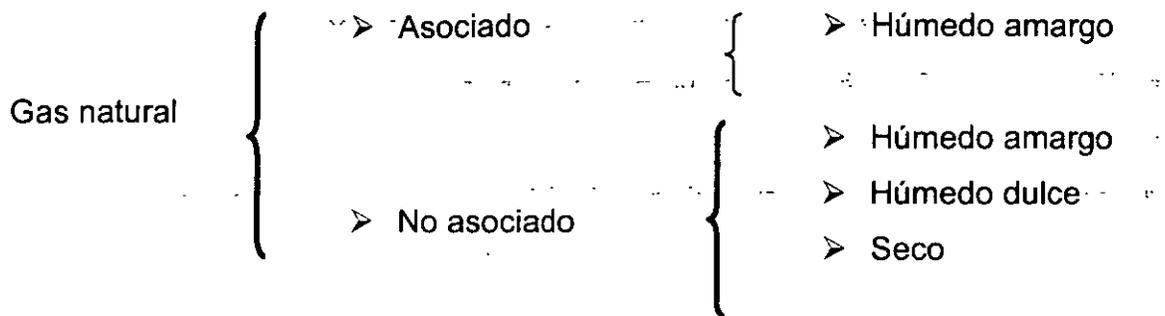
- *Gas asociado:* gas natural que se encuentra en contacto y/o disuelto en el petróleo crudo del yacimiento.
- *Gas no asociado:* gas natural que se encuentra en yacimientos que no contienen petróleo crudo.

En cuanto a su composición el gas natural puede ser húmedo (amargo y dulce) o seco:

- *Gas húmedo dulce:* gas natural al cual le fueron eliminadas las impurezas y que contiene productos licuables como gasolinas o gas LP.
- *Gas húmedo amargo:* está compuesto de la misma forma que el gas húmedo dulce y adicionalmente contiene compuestos corrosivos de azufre (v.g. ácido sulfhídrico).
- *Gas seco:* es un compuesto formado esencialmente por metano que contiene cantidades insignificantes de productos licuables. Para fines prácticos, los términos gas natural gas seco son utilizados indistintamente.

Estos tres tipos de gas natural se encuentran directamente en los yacimientos. El gas natural asociado se encuentra generalmente como gas húmedo amargo. El gas no asociado puede encontrarse como húmedo amargo, húmedo dulce o seco.

El gas seco y húmedo dulce pueden también obtenerse a partir del gas húmedo amargo. Este último puede ser procesado en plantas para quitarle los compuestos de azufre y transformarlo así en gas húmedo dulce. Este a su vez puede ser transformado en gas seco si se le extraen los productos licuables.



Más adelante en este capítulo se desarrolla el tema del gas licuado de petróleo o gas LP. Ahí se describen las diferencias entre este combustible y el gas natural.

a) Volúmenes de producción y evolución histórica

Durante los últimos seis años la producción de gas natural se ha incrementado casi 30% en México.

Como lo muestra la figura, las principales fuentes de extracción de gas natural se encuentran en las cuencas noroeste y suroeste del país. Sobresalen los incrementos recientes en producción registrados en la región Norte, particularmente en la cuenca de Burgos.

Tabla
Producción de gas natural
(millones de pies cúbicos diarios)

Año ¹	Total	Por Tipo		Por región		
		Asociado	No asociado	Regiones Marinas	Región Sur	Región Norte
1995	3,759	3,154	605	1,379	1,832	548
1996	4,196	3,479	717	1,563	1,990	6

1997	4,466	3,630	836	1,648	2,046	773
1998	4,791	3,704	1,087	1,686	2,067	1,037
1999	4,190	3,526	1,264	1,570	1,996	1,224
2000	4,754	3,461	1,293	1,581	1,918	1,255

¹ Datos a mayo de 2000

Fuente: Pemex

Figura

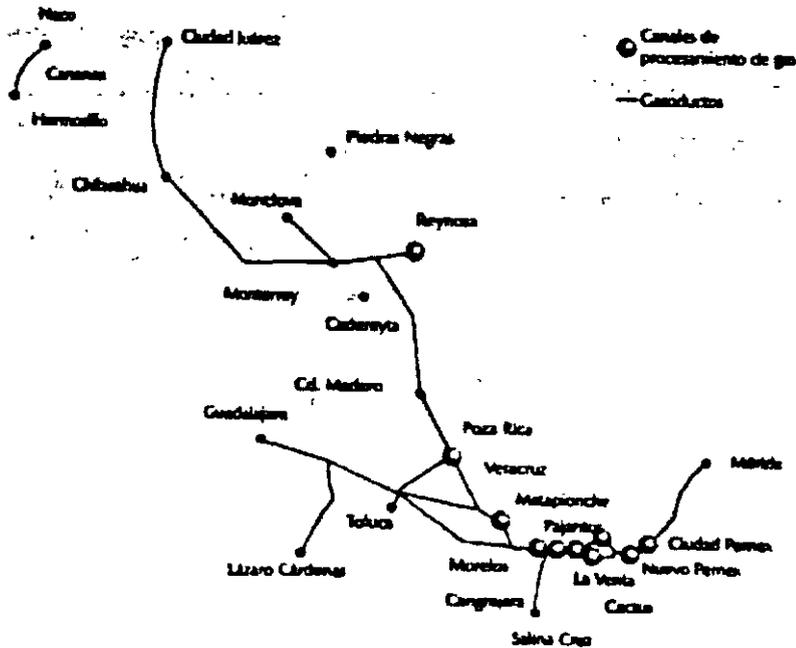
Principales cuencas con reservas de gas natural no asociado



Para transportar el gas natural a los lugares donde se va a distribuir y/o consumir, Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) cuenta con una serie de gasoductos que se originan en las plantas de proceso del gas y que, al interconectarse para conducir el producto a su destino, forman lo que se denomina el *Sistema Nacional de Ductos de Transporte*. Este sistema es operado desde 14 sectores, los cuales entregan el gas a los 18 distribuidores acreditados para entregar el gas a los consumidores.

Como se muestra en la figura, la infraestructura de gas existente en México cuenta con dos sistemas de gasoductos: el *Sistema Naco-Hermosillo* y el *Sistema Nacional de Gasoductos* cuya longitud alcanza 10,034 km. De este total, 9,043 km corresponden a transporte (90.1%) y 991 km a distribución (9.9%).

Figura 1. Gasoductos en la República Mexicana



La infraestructura de transporte de gas natural del país conecta las áreas de producción de la región del Golfo con las áreas metropolitanas de la Ciudad de México, Monterrey y otras ciudades del norte del país, donde los sectores eléctrico e industrial son los principales consumidores.

En mayo de 1995 el Congreso aprobó una iniciativa del Ejecutivo Federal en el sector de gas natural. Su principal objetivo es atraer inversiones del sector privado que complementen los esfuerzos del gobierno en materia de construcción y operación de infraestructura gasífera, la cual es muy importante para el desarrollo de la actividad económica en el país.

Con esta reforma, las actividades estratégicas reservadas al Estado (exploración, explotación, producción y ventas de primera mano) se deslindan de aquéllas que se abrieron a la participación del sector privado, como son construcción, operación y propiedad de sistemas de transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de gas natural. Actividades que requieren de un permiso previo otorgado por la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

b) Destino de la producción de gas natural y balance oferta-demanda

i. Mercado interno

Las principales fuentes de la demanda nacional de gas natural son el sector petrolero, el sector industrial y el sector eléctrico (tabla).

El sector petrolero es el que consume más gas. El alto nivel de consumo por este sector es consecuencia del autoconsumo de los organismos subsidiarios de Pemex. PEP es el principal consumidor por su utilización como combustible y en las recirculaciones internas, es decir, el rebombeo en campos para mantener el nivel de presión. Pemex Petroquímica (PPQ) es el segundo consumidor dentro de Pemex ya que el gas sirve como insumo y combustible en esta industria.

Como se muestra más adelante en la tabla en el periodo 1995-1999, la demanda de gas natural se incremento a un ritmo superior a 5% anual. El sector eléctrico, debido al cambio tecnológico que experimenta, ha mostrado un mayor dinamismo en este periodo, con una tasa de crecimiento anual de casi 9%.

Tabla
Consumo nacional de gas natural
(millones de pies cúbicos diarios)

Sector	1995	1996	1997	1998	1999
---------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------

Sector petrolero	1,205	1,406	1,564	1,729	1,622
Autoconsumo	695	735	754	825	845
Recirculaciones internas	510	672	809	904	777
Sector industrial	1,482	1,525	1,468	1,503	1,463
Industrial	801	868	888	966	1,014
Petroquímica*	680	657	580	537	449
Sector eléctrico	589	596	653	756	826
Público	494	492	538	639	705
Particulares	95	104	116	116	121
Sector residencial	74	77	79	73	75
Transporte vehicular	0	0	0	0	1
Total	3,349	3,605	3,764	4,060	3,988

* únicamente Pemex Petroquímica

Fuente: PCPB y CRE

ii. Mercado internacional

Internacionalmente, la comercialización del gas natural se lleva a cabo a través de ductos, por lo que existen cuencas gaseosas que caracterizan a las principales regiones productoras y consumidoras en el mundo. Entre las cuencas más importantes para este combustible se encuentran Norteamérica, Europa, Norte de África, Siberia y Mar del Norte; y Argentina, Bolivia, Chile y Brasil. México se encuentra integrado a la cuenca de Norteamérica.

El comercio exterior de gas natural responde a situaciones específicas de logística y del balance oferta-demanda. Las importaciones por logística se realizan para satisfacer la demanda de gas en el norte de la República; pues resulta más económico suministrar el gas de los Estados Unidos que transportarlo desde los centros productores ubicados en el sureste. Estas importaciones se llevan a cabo por Ciudad Juárez, Naco, Mexicali y Piedras Negras.

Las importaciones por balance se llevan a cabo por Reynosa y, obedecen a la necesidad de saldar cualquier desbalance que surja entre la oferta y la demanda al interior del país. Por otro lado, por razones geográficas y de eficiencia económica, resulta conveniente exportar una fracción de la producción nacional de gas natural. Todas las ventas al exterior se realizan a través de Reynosa.

Las importaciones de gas natural ascendieron en 1999 a 6.3% de la demanda, sin incluir en ésta el autoconsumo de Pemex. El incremento que se ha observado en los últimos años se debe principalmente a la mayor utilización del gas natural por ventajas económicas, ambientales y a una mayor demanda por parte del sector eléctrico.

Tabla
Balance nacional de gas natural
(millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	1995	1996	1997	1998	1999
Oferta	3,353	3,629	3,835	4,156	4,202
Nacional	3,180	3,545	3,726	4,004	4,039
Externa	173	84	109	152	163
Importaciones por logística PGPB	50	56	68	125	140
Importaciones por balance PGPB	123	28	41	21	6
Importaciones por particulares	0	0	1	6	17
Demanda	3,371	3,639	3,801	4,092	4,122
Nacional	3,349	3,605	3,764	4,060	3,988
Sector petrolero autoconsumo	695	735	754	825	845
Sector petrolero recirculaciones internas	510	672	809	904	777
Sector industrial	1,482	1,525	1,468	1,503	1,463
Sector eléctrico	589	596	653	756	826
Sector residencial	74	77	79	73	75

Transporte vehicular	0	0	0	0	1
Externa	21	36	37	32	136
Empaque PGPB*	0	-2	0	0	-1
Balance	-17	-10	34	63	80

* Cantidad de gas en ductos

Fuente: PGPB y CRE

c) *Perspectiva de crecimiento de la demanda de gas natural*

Se estima que durante el periodo 2000-2009 el consumo total nacional de gas natural pasará de 4,775 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd) a 10,545 mmpcd. Esto representa un crecimiento promedio de 10.2% anual. Es decir, se espera que el aumento de la demanda sea de poco más del doble que el ritmo de crecimiento de los últimos siete años.

Los factores principales que determinarán el crecimiento de la demanda de gas natural durante los próximos 10 años son:

La entrada en vigor de nuevas normas ambientales que obligan a limitar la emisión de contaminantes y que inducen al uso de combustibles más limpios, así como la conversión a gas natural en las instalaciones de generación eléctrica ya existentes que utilizan combustóleo.

La expansión y modernización del parque generador de energía eléctrica a través de tecnología de ciclo combinado, la cual funciona a partir de gas natural.

El comienzo del programa de uso de gas natural comprimido en el transporte vehicular de la zona metropolitana del Valle de México, y eventualmente otras zonas metropolitanas del país para abatir los niveles de contaminación.

La participación de los particulares en la construcción de infraestructura de transporte y distribución del combustible en nuevas regiones del país.

El sector eléctrico será el consumidor más dinámico debido a los planes de expansión sustentados en plantas de ciclo combinado y por la reconversión de algunas centrales al uso de este combustible, con lo cual sus requerimientos de gas natural se incrementarán a un ritmo de 17.9% anual. Hacia el año 2009 el sector eléctrico absorberá 41% del consumo total. Por su parte, el sector industrial consumirá 25%, en tanto que Pemex requerirá 29%, el sector residencial y de servicios 4%, y 1% el sector de transporte vehicular (a través del gas natural comprimido para uso vehicular). Cabe enfatizar aquí que gracias al consumo de gas natural, el sector industrial nacional obtiene importantes beneficios en términos de incrementos de competitividad.

Tabla
Demanda total de gas natural
(millones de pies cúbicos diarios)

Sector	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Sector petrolero autoconsumo	845	952	1,096	1,229	1,287	1,349	1,513	1,613	1,680	1,723	1,720
Sector petrolero recirculaciones internas	777	1,015	1,271	1,389	1,369	1,351	1,299	1,261	1,253	1,272	1,294
Sector industrial	1,463	1,534	1,633	1,940	2,056	2,162	2,271	2,364	2,450	2,553	2,690
Industrial	1,014	1,071	1,118	1,408	1,505	1,611	1,720	1,813	1,899	2,001	2,138
Petroquímica	449	463	515	532	551	551	551	551	551	551	551
Sector eléctrico	826	1,164	1,418	1,887	2,219	2,475	2,828	3,123	3,526	3,856	4,283
Público	705	979	1,093	1,164	1,120	1,067	1,100	1,127	1,096	1,103	1,078
Particulares	121	186	325	723	1,099	1,408	1,729	1,996	2,430	2,753	3,206
Sector residencia y de servicios	75	106	133	172	216	278	336	378	407	431	455
Transporte vehicular	1	3	6	9	13	21	32	46	63	83	103
Total	3,988	4,775	5,557	6,626	7,161	7,637	8,279	8,785	9,380	9,917	10,545

Fuente: Pemex Gas y Petroquímica Básica

d) Perspectiva de crecimiento de la oferta y principales proyectos de inversión

Se estima que la oferta de gas natural de los países de la OCDE, entre 1995 y el año 2020, se eleve a una tasa de 1.7% anual. Se espera un ritmo de crecimiento de 0.6% anual en Norteamérica y de 3% anual en Europa. No obstante, los mayores volúmenes de gas natural se ubicarán en Norteamérica.

En los países no miembros de la OCDE se prevé un considerable aumento en la oferta del energético hasta llegar a una tasa de crecimiento anual de 3.5%: en economías en transición de 2.1 % y en Latinoamérica de 4.9%. Se espera que en este mismo periodo el total mundial alcance una tasa de crecimiento promedio de 2.6% anual.

En Asia existen crecientes expectativas de alcanzar una enorme producción de gas natural, principalmente en el oriente de Siberia y en el lejano oriente de Rusia.

El incremento en los precios de crudo y gas natural, la declinación en los costos de perforación el crecimiento esperado de la demanda han hecho más atractivo el desarrollo de la exploración y explotación de estos hidrocarburos en las zonas terrestre marina del Golfo de México.

El crecimiento esperado de la demanda de gas natural hace necesario desarrollar proyectos e inversiones, a partir del año 2000, para incrementar la oferta de gas natural en México.

Entre 1995-2000, la producción de gas natural presentó una tasa de crecimiento anual promedio de 5%. Cabe destacar que los incrementos presentados en la región Norte responden principalmente al *Proyecto integral de la Cuenca de Burgos* iniciado en noviembre de 1996. Actualmente se considera a la Cuenca de Burgos como la más importante productora de gas no asociado en el país, con potencial para cubrir la demanda del norte del país y exportar gas, mientras se concluye la infraestructura que permitirá enviarlo al centro de la República para complementar su demanda.

Además de la Cuenca de Burgos, en el territorio nacional se cuenta con dos cuencas más productoras de gas no asociado, Veracruz en la región Norte y Macuspana en la región Sur. Por otra parte, más de 75% de la producción nacional de gas se obtiene de las áreas productoras de aceite crudo y gas natural asociado, como son los casos de la Cuenca de Tampico--Misantla en la región Norte, el área de Reforma en la región Sur y la Sonda de Campeche en las regiones Marinas.

i. Proyecto integral de la Cuenca de Burgos

La Cuenca de Burgos se encuentra localizada en el noreste de México, en los estados de Tamaulipas y Nuevo León. Abarca una superficie aproximada de 50,000 km² que cuenta con numerosos yacimientos productores de gas dulce no asociado.

Esta región inició su producción en el año de 1945 en yacimientos sumamente compactos, por lo que para mantener una explotación constante, se requiere de una actividad permanente de perforación. Esto dio lugar al descubrimiento de numerosos campos y, consecuentemente, a una extensa infraestructura.

A partir de su descubrimiento, la producción de gas en Burgos fue incrementándose hasta alcanzar un máximo de 620 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd) en 1970 para luego disminuir a menos de 200 mmpcd a fines de 1993. Actualmente se producen alrededor de 1,000 mmpcd (alrededor de 20% de la demanda nacional). El incremento en la producción de Burgos ha significado un esfuerzo importante en materia de inversión; entre 1997 y 2000 la inversión en este proyecto asciende a casi 24,000 millones de pesos de 2000.

Mediante un estudio de factibilidad para la reactivación de la Cuenca, se revaloró esta región productora, identificándose un sinnúmero de oportunidades para

incorporar nuevas reservas e incrementar la producción de gas. En pruebas hechas para corroborar los estudios realizados, se logró alcanzar una producción promedio de 386 mmpcd en 1996, lo que dio margen a establecer un proyecto de explotación al que se denominó *Proyecto integral Cuenca de Burgos, el cual inicio en 1997.*

A la fecha se ha alcanzado una producción de 1,000 mmpcd de acuerdo con el Proyecto, se espera que ésta alcance 1,400 mmpcd en el año 2004.

Las reservas de gas natural estimadas del Proyecto ascienden a 2.6 millones de millones de pies cúbicos (mmmpc) probados, 1,072.3 mmmpc probables y 2,846.0 mmmpc posibles, para un total de 6,545.2 mmmpc.

Con la entrada del Proyecto integral de la cuenca de Burgos, la región Norte incremento su participación en la producción nacional al pasar de 14.6% en 1995 a 26.4% en el año 2000. En términos de volumen, esto implica que la producción de esta zona pasó de 548 mmpcd en 1995 a 1,255 mmpcd en el año 2000.

Asimismo, mientras en 1995 la producción de gas no asociado representaba 16% de la producción nacional; es decir, 605 mmpcd, para el año 2000 la producción de gas no asociado asciende a 27% ó 1,293 mmpcd.

El Proyecto integral Cuenca de Burgos es desarrollado por Pemex Exploración y Producción e involucro un trabajo conjunto con PGPB al tener éste que modificar y construir instalaciones para manejar los nuevos volúmenes producidos de gas. PGPB ha efectuado los trabajos correspondientes Y también ha desarrollado instalaciones que permitirán importar y/o exportar grandes volúmenes de gas para poder complementar la demanda interna.

ii. Programa de inversión 1995-2000 en PGPB

La inversión total autorizada para Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB), filial de Pemex responsable del procesamiento del gas natural, líquidos del gas natural y el gas artificial entre otras funciones, asciende a más de 4 mil millones de pesos

en el año 2000, es decir, 8.4% más que en 1999. En los últimos cinco años, la inversión total en PGPB creció 128%, es decir, 18% anual. Con los cambios a la legislación secundaria, el sector privado podrá ir complementando gradualmente el transporte y distribución que lleva a cabo mayormente PGPB.

Tabla
Pemex Gas y Petroquímica Básica
Programa de Inversiones 1995-2000
(millones de pesos constantes del 2000)

Programa	Real 1995	Real 1996	Real 1997	Real 1998	Real 1999	Autorizado 2000	Acumulado 1995-2000
Inversión total	1,793.4	1,883.2	4,400.6	5,234.1	3,778.9	4,097.0	21,187.2
Estratégicos	824.7	443.4	680.8	61,8.0	1,123.9	1,410.0	5,100.8
Producción Y plantas industriales	653.8	368.4	590.8	508.0	1,052.1	1,297.0	4,470.1
Tres plantas endulzadoras y estabilizadoras de condensados	196.2	25.1					221.4
Fraccionadora de hidrocarburos	201.2	13.2		2.6			2
Planta criogénica en Nuevo Pemex e integración con fraccionadora	244.7	322.7	498.1	222.6			1,260.1
Recuperadoras de azufre (5), Cactus					1,025.6	1,116.0	2,141.6
Recuperadora de gas batería Arenque						75.0	75.0
Planta criogénica Ciudad Pemex				262.8	24.3		7.1
Otros proyectos	11.7	7.4	92.6	20.0	2.2	106.0	239.9
Ductos	62.8		0.1	2.6	49.7	6.0	121.2
Comercialización y transporte de gas licuado y petroquímicos básicos	108.1	75.0	89.9	107.5	22.1	107.0	509.5
Operacionales¹	968.7	1,439.8	3,719.9	3,648.2	1,941.9	2,687.0	14,405.5
Subtotal programas	1,793.4	1,883.2	4,400.6	4,266.2	3,065.8	4,097.0	19,506.2
Pidiregas	0.0	0.0	0.0	967.9	713.1	0.0	1,681.0
Planta criogénica Ciudad Pemex				967.9	713.1	0.0	1,681.0
Inversión Financiera	264.2	68.4	111.5	104.6	0.0	0.6	549.3

¹ Incluye inversión financiera

* Programa de inversiones 1995-2000. Cifras en flujo de efectivo

Fuente; Secretaria de Energía

iii. Puntos de interconexión

México forma parte del mercado integrado o cuenca de gas natural de Norteamérica que va desde Canadá hasta la Península de Yucatán. Esto permite intercambiar este recurso natural a su valor real, representado por el precio que se fija en el mercado al que estamos integrados. Asimismo, el mercado integrado abre la posibilidad de corregir cualquier situación de escasez o excedentes que pudiera surgir del comportamiento de la demanda y oferta nacionales.

En este sentido, México comparte con Estados Unidos terminales de importación-exportación de gas natural y gas LP, las cuales se encuentran ubicadas en Reynosa y Argüelles. Se firmaron contratos para interconectar los sistemas de Pemex Gas y Petroquímica Básica con los de Tennessee Gas Pipeline Y Texas Gas Corporation.

Se cuenta además con un gasoducto de 24 pulgadas y 71.3 km que conecta el Paso Texas con la CCC Samalayuca (34 km en territorio nacional).

En el estado de Sonora se tiene otro gasoducto de 10 pulgadas Naco-Cananea-Hermosillo, que proporciona gas natural de importación a la planta Ford y a la Central Turbogás de la CFE en Cananea y Hermosillo, respectivamente.

Para importar gas LP se utiliza el gasoducto Hobbs-Méndez frente a Ciudad Juárez, que permite proporcionar este producto a los estados de Chihuahua, Sonora, Durango y Coahuila. Adicionalmente se cuenta con los ductos Cactus-Guadalajara Jáltipan-Salina Cruz y Venta de Carpio-Poza Rica.

iv. Programa Estratégico de Gas Natural (PEG)

El ejercicio de la *Prospectiva del acercado de gas natural 1999-2008* elaborada por la Secretaría de Energía muestra, en los años iniciales, una contracción en la oferta del gas natural respecto a la *Prospectiva del mercado de gas natural 1998-2007*, debido a una menor disponibilidad de recursos presupuestales. Sin

embargo, en los años subsecuentes, esta oferta se incrementa, lo que da por resultado que el mayor déficit en el balance oferta demanda de los primeros años tienda a revertirse en el periodo subsecuente:

La Secretaría de Energía solicitó a Pemex la formulación del *Programa Estratégico de Gas* (PEG) con el objetivo de incrementar la oferta de gas natural no asociado Y reducir el déficit en el balance a niveles manejables.

El PEG está conformado por un total de cuatro proyectos integrales Y 16 proyectos específicos de explotación o incorporación de nuevas reservas. Destacan por su potencial de producción los cuatro proyectos integrales, entre los que sobresale el de Tampico-Misantla-Sur de Burgos con una producción acumulada de 3.6 billones de pies cúbicos; Costa de Veracruz, con una reserva auditada de 0.6 billones de pies cúbicos; Macuspana, con reservas auditadas de un billón de pies cúbicos y Crudo Ligero Marino, con reservas auditadas de 81 1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, ya que producirá crudo ligero y gas natural. Dado el tiempo de maduración del PEG, los niveles de producción calculados son potenciales.

La estrategia para la realización del PEG considera tres etapas: la primera destinada a la explotación y aprovechamiento de oportunidades inmediatas, la segunda al desarrollo de reservas y consolidación de campos, y la tercera al desarrollo de nuevas reservas.

Conforme con las estimaciones de producción de gas natural, la contribución del PEG para el año 2004 representará 24% del total nacional, y para el 2008, 480/o.

El mercado enfrenta una creciente demanda por gas natural lo que resulta en un desequilibrio interno y en la presencia de un déficit de este hidrocarburo a nivel nacional, el cual se reducirá con la entrada en operación del PEG. Ante ello, el

suministro oportuno y suficiente de gas natural en el país es un aspecto fundamental de la política energética que se lleva a cabo actualmente:

Un programa de exploración en una zona virgen.

En los años noventa, al programar la exploración de una nueva zona, en este caso en la selva peruana, un área al sur de Iquitos, sobre un afluente del Amazonas, las actividades comprenden:

1. aeromagnetometría;
2. gravimetría,
3. sísmica de reflexión, y Finalmente como culminación de toda la investigación,
4. por lo menos seis perforaciones exploratorias.

La aeromagnetometría comprenderá 13 000 kilómetros cuadrados con un costo de medio millón de dólares. Los estudios de gravimetría comprenderán la misma superficie y se programan en 800 000 dólares. Pero la sísmica de reflexión se *reserva para detallar estructuras* en las zonas más prometedoras del área, las que se reducen a 3 600 kilómetros de líneas sísmicas. Su costo se eleva a 49 millones de dólares., Finalmente, cada una de las perforaciones significa una erogación de casi 10 millones de dólares por pozo. El costo total de las perforaciones asciende a 57.4 millones.

Concurren diversas especialidades, pero por sus costos y resultados se les utiliza en exploración preliminar. Una vez detectadas las *localizaciones más prometedoras* se aplican a ella las investigaciones, las herramientas de la que hemos llamado la disciplina estelar, el método más informativo: la sísmica de reflexión.

A las mismas conclusiones arribaremos si examinamos el programa de exploraciones con otro enfoque. El gran problema que la exploración petrolera tiene que resolver puede definirse muy fácilmente: "no tenemos acceso directo al objeto y fenómenos que estamos estudiando", por lo que todos los métodos de

todas las disciplinas que puedan ayudarnos deben ponerse en juego para obtener indicios. Pero la cuestión es ¿cómo comenzamos? La respuesta pertenece a una gran petrolera, la Western Gulf Oil Corporation, cuyo instructivo resumimos: "Sobre una base puramente estadística deben existir varios yacimientos petroleros en cada cuenca descubierta. Las rocas sedimentarias se extienden sobre un área". Pero lo que buscamos no son solamente las condiciones propicias de formación o generación, sino la sincronía de sello, trampa, temperatura y presiones. "El primer paso debe ser un reconocimiento general a través de estudios magnéticos y gravimétricos". El programa subsiguiente depende principalmente del tipo de anomalías que se descubran- como resultado de este trabajo preliminar y el grado en el que éstas se encuentren. Ellas indicarán qué método geofísico es el adecuado para "detallar", por lo general "el sismógrafo de reflexión es el instrumento seleccionado para hacer el mapa detallado que se requiere para la propuesta de ubicación del primer pozo exploratorio":

Desarrollos recientes de la geofísica de reflexión

Si las preguntas son: ¿cómo se explora México en la actualidad?, ¿cuál es la tecnología de punta hoy? y ¿qué nuevos métodos y herramientas son utilizados para la adquisición de datos sobre el subsuelo?, es necesario entrar a los desarrollos recientes de la sísmica de reflexión.

Desde su irrupción en México, en los años veinte, estaban definidos cuatro "segmentos" en sus operaciones:

1. Los instrumentos de aplicación de algún tipo de energía para provocar las ondas sísmicas en el subsuelo;
2. una o varias estaciones en las que se captan los registros;

3. el "ambiente geológico" en el que hemos provocado un disturbio, denominado para su estudio como una "sección sísmica" y, finalmente,
4. los instrumentos de transmisión, dentro del "sistema de equipos de investigación" y de éste hacia centros de procesado e interpretación de los datos.

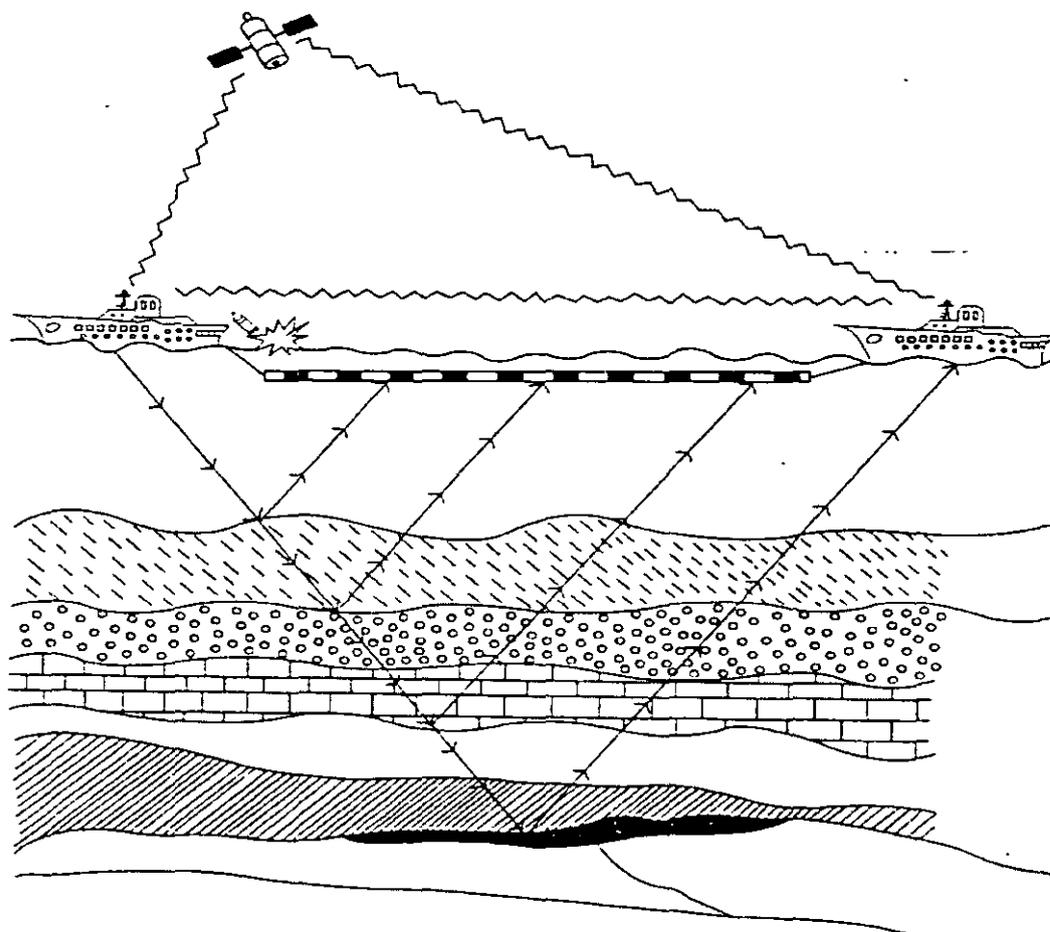
La figura ilustra sobre el proceso actual y sus componentes, que permiten identificar las áreas de innovación tecnológica. El más visible es el segmento cuatro: el barco que está realizando la investigación recibe el apoyo de un satélite espacial de telecomunicaciones que contribuye a definir su ubicación y que envía los registros, en tiempo real, a estaciones de trabajo. Sobre este aspecto no abudaremos, enfocando ahora la atención en los segmentos de adquisición de datos y su procesado.

Comencemos con el punto "P" en nuestro dibujo, el llamado "punto de tiro", definido por el lugar donde el barco dispara los "cañonazos", es decir, aplica una forma de energía que genera un "minisismo artificial". Es el primer segmento de innovación. En el pasado se utilizaba dinamita, pero en la actualidad se dispone de una variedad de "fuentes de energía"; en la exploración submarina las utilizadas generalmente son *pistolas o cañones de aire*, pues el principio de diseño bajo el cual operan es un medio acuoso. Cada disparo inyecta una burbuja de aire. En la exploración terrestre se efectúa un golpeteo en el suelo mediante instrumentos como el llamado "martillo hidráulico" o "vibradores" instalados en unidades móviles. En suma, de lo que se trata es de provocar una perturbación de partículas en el subsuelo, una señal vibratorio de una duración específica.

Los instrumentos que reciben las reflexiones de las ondas sísmicas, como señales físicas, las transforman en pulsos eléctricos y las regresan a *las unidades de registro* en donde se graban; se "miden", por llamar de alguna manera a los diversos cálculos, se almacenan en cintas y/o se transmiten. Forman un sistema

que comienza con los "sismo detectores" y termina con los datos grabados en cintas o disquetes. La gran empresa líder en su ramo Shulumberger ha denominado al conjunto de estos equipos el Cybernetic Service Unit. Resumiendo, con la tecnología digital se ampliaron las posibilidades de manejar masas de datos: como el cañón no realiza un disparo sino varias decenas simultáneas, no genera una onda o un rayo sísmico sino un haz que requiere un complejo de instrumentos capaces de captar, medir, grabar, almacenar, procesar y realizar

FIGURA
ESQUEMA DEL PROCESO ACTUAL DE LA
EXPLORACIÓN GEOFÍSICA



cálculos sobre miles de ondas sísmicas. Así, las recientes innovaciones de los instrumentos tradicionales corren paralelamente al desarrollo de la microelectrónica y las ciencias de la computación.

El Cybernetic Service Unit (CSU).

Los equipos han sido definidos por sus diseñadores como un verdadero "laboratorio cibernético de tamaño reducido". Un ingeniero mexicano entrevistado en 1993 los definió simplemente como "computadoras de gran capacidad que se instalaron en unidades móviles". En la exploración marina se instalan en un barco y en tierra en un camión. Este último, por su forma, al pasar por centros urbanos hasta puede confundirse con el camión de la basura. En exploración en tierra este mismo camión tiene instalados los "vibradores" de tal manera, que si en algún lugar podemos ver operando un camioncito de estos parecería estar realizando alguna labor inocua, como la excavación de una zanja.

¿Qué está pasando en ese "laboratorio"? ¿qué datos está captando?, qué estudios está realizando y cómo? La respuesta podemos sintetizarla en dos puntos:

En primer lugar la transformación del movimiento de las ondas sísmicas en señales eléctricas; sus equipos son definidos por los ingenieros en electrónica como "trans-ductores" , es decir capaces de convertir la señales físicas en pulsos eléctricos, que luego son traducidos al lenguaje de las computadoras.

En segundo lugar, en este laboratorio se están estudiando, investigando y realizando cálculos sobre el comportamiento de las variables como *el tiempo de recorrido y la velocidad de propagación* de las ondas sísmicas.

Las computadoras, es decir los *hardware* y *software* ayudarán a convertir los valores "tiempo" y "velocidad" en otra medición que no tenemos, pero que

podemos inferir: *distancias o longitudes*. De tal manera, esas variables, tanto las registradas como las inferidas, ofrecerán información sobre los estratos sepultados, los "espejos reflejantes" y sobre el conjunto del área que perturbamos: "la sección sísmica".

Los sismo detectores registran cada una de las ondas o "rayos sísmicos" generados en la superficie y que regresan a la misma después de haber sido reflejados por las formaciones, rocas o materiales atravesados. En forma rápida repasemos cómo se explican algunas informaciones; desde luego enfocamos sólo la parte fundamental, omitiendo otros aspectos también importantes.

Las variaciones de los tiempos de reflexión de las ondas permiten localizar *características estructurales y estratigráficas* del subsuelo, por ejemplo *intrusiones salinas*, un domo salino cuya importancia era conocida desde las perforaciones en Spindletop y Tehuantepec como ya vimos en el capítulo dos; una variación de velocidades puede significar el paso de un estrato a otro, la detección de fallas; la misma variación de velocidades, según la extensión, puede permitir la identificación litológica u otras características como plegamientos, etcétera.

El tiempo de viaje de las ondas, transformado a distancia, permite una aproximación al cálculo de *las profundidades de los estratos reflejantes*; entre ellas, *las profundidades de las cimas y las bases* de las diferentes *formaciones y del yacimiento*.

El rayo sísmico cruza diferentes estratos. La velocidad de la onda puede ser constante a lo largo de toda una capa o estrato. La velocidad promedio que se ha registrado en el intervalo formado por dos capas reflectores es un indicador utilizado en la evaluación del *espesor del estrato*.

Porosidad y saturación.

La onda cruza múltiples estratos, cada uno de los cuales presenta cambios en las propiedades elásticas de las rocas que lo componen. El estudio de las velocidades permite conocer otras características litológicas porque las propiedades de las rocas, o propiedades petrofísicas, afectan la velocidad.

Las constantes o relaciones que existen pueden describirse sintéticamente señalando que *a mayor porosidad la velocidad desciende*, igualmente, cae como *función directa de la saturación* y, finalmente, *aumenta en paralelo con la densidad*.

Como puede concluirse, ninguno de los registros que hemos mencionado son mediciones directas o determinaciones cuantitativas, porque lo que estamos midiendo son tiempos y velocidades. Lo anterior, aunado al problema de la heterogeneidad en la composición de los materiales de las "secciones sísmicas" introduce problemas de inexactitud en los cálculos. Esta característica de los registros ya había sido enfatizada por el primer gran estudio de conjunto sobre las tecnologías petroleras. "La interpretación geofísica de los datos obtenidos dista mucho de ser una ciencia exacta.

No obstante, los desarrollos descritos permitieron elevar la cantidad y calidad de la información. Permitieron "documentar" más, sólidamente las propuestas de perforación. Los mapas ahora podían contar con distintas curvas de "isopropiedades" (propiedades iguales, del griego iso, igual) de los distintos estratos, señalando sus dimensiones, espesores y aun aproximaciones de valores tan difíciles de determinar como la porosidad y el contenido de fluidos en las rocas. Como explicamos en el capítulo uno, todos ellos son fundamentales en la evaluación de las reservas. Evaluación, subrayamos, que se adjunta antes de realizar una sola perforación, pues acompaña a la propuesta de localización del primer pozo exploratorio en el área estudiada.

Los primeros CSU arribaron a México en 1978 destinados a apoyar actividades en la Sonda de Campeche. En 1979 Schlumberger Offshore Services inauguró en la ciudad de México el "Centro de Computación" en el que ingenieros petroleros mexicanos empezaron a recibir adiestramiento, sobre todo en la especialidad de interpretación de registros. Como hemos explicado en el capítulo anterior, en 1981 los precios se derrumbaron, el mercado se redujo y diversas ramas de la economía mexicana entraron en crisis. Ello no ocurrió para el segmento de la industria petrolera que examinamos. Conforme las dificultades se agudizaban las nuevas tecnologías se expandían. En 1981 mismo, Schlumberger inauguró lo que llama "la base" de sus "operaciones" en Ciudad del Carmen, Campeche, y en agosto de 1982, exactamente coincidiendo con las grandes devaluaciones del peso, nuevas *Cybernetyc Services Unites* arribaban a México para contribuir al descubrimiento de diversos yacimientos gigantes en el Sureste, que han aportado ingentes cantidades de divisas, necesarias para el pago de la deuda en la que ya estábamos atrapados, aparentemente sin salida.

La sísmica de pozos

Ampliando el concepto "exploración"

Probablemente desde los ochenta se produjo un salto aparentemente simple. Los métodos de sísmica eran aplicados en el pasado sólo en lo que los estadounidenses llaman "perforaciones de sondeo" para distinguirlos de los pozos de desarrollo. La innovación fue tomar registros antes, durante y después de realizada la perforación. En otras palabras, se trataba de ubicar los "puntos de tiro" en el interior mismo del agujero, una vez alcanzadas determinadas profundidades. El resultado fue ampliar la "sección sísmica" y adquirir datos, eventualmente, a más de 12 000 o 13 000 metros de profundidad. Recordemos por ejemplo que nuestro pozo Gaucho núm. 1, en Chiapas, ha alcanzado casi los 7 000 metros de profundidad. La figura nos muestra la ubicación de los puntos de tiro en la parte media del pozo perforado y la nueva "sección sísmica" adquirida.

Desde el punto de vista económico y geológico la sísmica de pozos significa un cambio importante. Coloquialmente podíamos decir que *estamos explorando simultáneamente, o al mismo tiempo que estamos explotando los yacimientos*. Las nuevas "secciones sísmicas" adquiridas incrementan el conocimiento sobre la zona o la cuenca en explotación. Desde el tiempo de las compañías extranjeras estaba definido que un geólogo especializado en un área era tanto o más valioso que un gran experto internacional, pero que por primera vez se acercaba a una región petrolífera. Cinna Lomnitz lo ha expresado diciendo que *la geología de México no se aprende en el extranjero, se estudia en México*.

Pero también podemos exhibir resultados muy concretos. En el pasado la perforación de un pozo exploratorio podía ser abandonada cuando, alcanzada cierta profundidad, no se encontraban los objetivos programados. La decisión implicaba una pérdida millonaria. La sísmica de pozos puede ayudar a la toma de decisiones tan difíciles. Schlumberger, anunciando las ventajas de sus nuevas herramientas, la llama "la predicción de eventos aún no cortados por la barrena", explicando el caso de un pozo mexicano: fue perforado hasta la profundidad de 4 860 metros programados y aún estaba en el paleoceno. Aplicando el nuevo concepto se registraron reflexiones provenientes de una zona abajo del pozo. Éstos permitieron calcular que la barrena se encontraba apenas a 30 metros del cretácico y precisaron adicionalmente que los espesores del estrato se ubicaban arriba de los 300 metros. "Este pozo es ahora productor en el kimeridgiano", concluye el informe.

Es importante insistir en que hacemos un resumen apretado en el que omitimos la contribución de otros aditamentos. Es la conjugación de una serie de recursos lo que permite afinar informaciones y obtener soluciones más rigurosas.

No queremos abandonar la sísmica de reflexión sin añadir que por el tipo de informaciones que concede permite levantar un mapa estructural y estratigráfico

de muchos horizontes, desde cada punto de tiro. En conclusión, la sísmica de reflexión es el método *ad hoc* en exploración *off shore*.

La tecnología de imágenes:

“herramientas de una nueva generación”.

Los años noventa parecieron el comienzo de un nuevo ciclo. Una vez más se repitió la vieja historia del gobernador Simón Sarlat y de Witman Pearson: de Texas procedían las primeras informaciones de que estaban rehabilitando viejos pozos abandonados y haciendo grandes negocios. La centenaria provincia había logrado elevar la producción, tanto de “gas viejo” como de “gas nuevo”. La gobernadora Ann Richardson realizó varios viajes a México para abrir mercado a sus nuevos excedentes. La “reexploración” ya no sólo comprendía repasar las mismas zonas o los mismos campos, sino el *regreso a los pozos que se creía agotados*, como ya hemos apuntado en páginas anteriores.

Los nuevos instrumentos permitían detectar trampas más complejas, captar nuevas informaciones sobre el comportamiento hidráulico, lograr una mejor caracterización de los yacimientos. La mencionada Schulumberger Offshore Services los llama “una nueva generación de herramientas”: era la tecnología en tres dimensiones, la digitalización de imágenes. Comprende nuevos desarrollos en:

- *El hardware y software* de adquisición que, en el caso de Shulumberger, es llamado *Maxis 500*.
- De las unidades de captación: sensores múltiples y una nueva distribución espacial.
- Un número mayor de mediciones por herramienta.

- Más poder de resolución, imágenes más claras. Para lograrlas, las mediciones son digitalizadas en el fondo del pozo, antes de ser transmitidas a las computadoras ubicadas en la superficie. De este modo se envían señales más limpias o libres de distorsiones.

En conjunto, las nuevas herramientas proveen imágenes en tres dimensiones de los objetos geológicos y permiten una interpretación más exacta. Por razones de espacio sólo referiremos las más importantes.

El Fullbore Formation Microlmager.

Al parecer no es correcto traducir al que podríamos presentar como "microbarredor de la formación con cobertura total". Este instrumento incorpora innovaciones en la captación de registros, sensores múltiples y nueva disposición espacial que *le permiten cubrir el perímetro total del agujero perforado*. Ya hemos adelantado que forma parte de un sistema que incluye la digitalización *in situ*, para obtener imágenes más claras que serán recibidas y presentadas en pantalla o en soporte papel por el *hardware* y *software* ubicados en las "estaciones de trabajo", en la superficie.

Su aspecto exterior es el de un tubo metálico. Al ser deslizado por las paredes del agujero perforado envía imágenes *tomadas cada cinco milímetros*, a partir de los registros de 200 electrodos. En otras palabras, se obtiene una visión virtualmente continua de las profundidades del pozo. Las computadoras de la "estación de trabajo" ya no se limitan, como en los años ochenta, a mostrar una simple tabla de valores o curvas en un eje cartesiano. Las herramientas de imágenes permiten identificar heterogeneidades; rediseñar el análisis estructural; la caracterización de cuerpos sedimentarios, la geometría de las capas; el análisis de las fracturas y la evaluación del sistema de fracturas.

Ninguna zona petrolera de nuestro país había sido explotada con el nivel de conocimiento con que se hizo en las formaciones y yacimientos donde se ha aplicado el nuevo tipo de registros del *Fullbore Formación Microlmager*: la Sonda de Campeche y la cuenca de Burgos.

Un reporte geológico en la nueva era digital.

En la actualidad, quienes presentan los *reportes geológicos* son los *expertos en interpretación de imágenes digitales*. Citaremos unas líneas de cómo se reportan los hallazgos:

... el intervalo 3 122.2 a 3 124.0 rocas estratificadas con capas variando de uno a veinte centímetros de espesor, en la parte superior encontramos [...] clastos gruesos en donde *abundan delgadas bandas* con trayectorias erráticas que *pueden correspondér a fracturas abiertas*...

Nuestras cursivas son para llamar la atención sobre datos fundamentales: las "fracturas abiertas" son datos que influyen en "el comportamiento hidráulico", es decir en el flujo de fluidos, de los cuales depende *la permeabilidad* y desempeñan un papel en las estimaciones del *factor de recuperación*. Ya hemos intentado explicar estos problemas y abundaremos sobre la cuestión más adelante.

Los reportes pueden corregir los valores que la tecnología anterior reportó erróneamente. Vamos a transcribir un amplio fragmento, relativo a otro pozo, que presenta una particularidad: "Capas severamente deformadas por inyección de anhidrita". La anhidrita es simplemente un tipo de roca sedimentarias

La plasticidad de algunas rocas como las anhidritas produce grandes complicaciones en la interpretación con los registros convencionales (los obtenidos con las tecnologías viejas). En la imagen vemos en color amarillo

anhidrita que intrusiona y deforma fuertemente a delgadas capas de dolomía porosa (color negro).

En el caso de formaciones a base de capas fuertemente deformadas se puede cometer *el error de estimar espesores mayores a los reales* cuando no tenemos imágenes eléctricas de amplia cobertura perimetral.

El registro de densidad anterior indica capas porosas de espesor de uno a dos metros respectivamente, pero *las imágenes digitales* en ningún momento detectan capas que lleguen a esos espesores.

¿Cuál es la explicación?, ¿por qué dos instrumentos de distinta época mostraron resultados diversos? Se expone la siguiente hipótesis:

El patín de la herramienta (anterior), que cubre *sólo un pequeño arco del pozo*, pasó seguramente por el sector del pozo en donde la delgada capa de dolomía fue deformada casi hasta la vertical, *detectando así un espesor aparentemente mucho mayor que el real.*

El reporte que transcribimos no lo dice sino que lo anotamos nosotros: si las viejas herramientas nos mostraban zonas de mayor porosidad y consecuentemente se estimaron determinados volúmenes de reservas, y las herramientas de la nueva generación corrigen las dimensiones ¿qué consecuencias se derivan? Sin duda *ajustar a la baja la estimación de reservas*, naturalmente en ese sector específico del yacimiento.