

# Las reservas de hidrocarburos de México

---

Evaluación al 1 de enero de 2002

---



# Las reservas de hidrocarburos de México

Evaluación al 1 de enero de 2002

© 2002 Pemex Exploración y Producción

ISBN-968-5173-08-7

Derechos Reservados. Ninguna parte de esta publicación puede reproducirse, almacenarse o transmitirse de ninguna forma, ni por ningún medio, sea éste electrónico, químico, mecánico, óptico, de grabación o de fotocopia, ya sea para uso personal o lucro, sin la previa autorización por escrito de parte de Pemex Exploración y Producción.

# Contenido

	Página
<b>Prefacio</b>	v
<b>1 Introducción</b>	1
<b>2 Definiciones básicas</b>	5
2.1 Volumen original de hidrocarburos	5
2.2 Recursos petroleros	6
2.2.1 Volumen original de hidrocarburos total	7
2.2.1.1 Volumen original de hidrocarburos no descubierto	7
2.2.1.2 Volumen original de hidrocarburos descubierto	7
2.2.2 Recursos prospectivos	7
2.2.3 Recursos contingentes	7
2.3 Reservas	8
2.3.1 Reservas probadas	8
2.3.1.1 Reservas desarrolladas	9
2.3.1.2 Reservas no desarrolladas	9
2.3.2 Reservas no probadas	9
2.3.2.1 Reservas probables	9
2.3.2.2 Reservas posibles	10
2.4 Petróleo crudo equivalente	11
<b>3 Estimación de reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2002</b>	13
3.1 Petróleo crudo equivalente	13
3.1.1 Gas a entregar	14
3.1.2 Comportamiento del gas en los centros procesadores	16
3.2 Precio de los hidrocarburos	17
3.3 Reservas remanentes totales	18
3.3.1 Reservas remanentes probadas	20
3.3.1.1 Reservas remanentes probadas desarrolladas	23
3.3.1.2 Reservas remanentes probadas no desarrolladas	25
3.3.2 Reservas probables	27
3.3.3 Reservas posibles	29
3.4 Descubrimientos	31
3.4.1 Descubrimientos terrestres	32
3.4.2 Descubrimientos marinos	48

# Contenido

	Página
<b>Abreviaturas</b>	53
<b>Glosario</b>	55
<b>Anexo estadístico</b>	63
Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2002	63
Producción de hidrocarburos	64

## Prefacio

Algunas de las consideraciones principales para elaborar una estrategia de negocios de cualquier empresa petrolera son la magnitud de sus reservas de hidrocarburos, la calidad de éstas, y desde luego, los recursos financieros necesarios para la puesta en marcha de sus proyectos. Pemex Exploración y Producción no es la excepción e incluye en sus iniciativas principales, además de proyectos para desarrollar y explotar los cuantiosos volúmenes de hidrocarburos que ya ha descubierto, elementos ambientales, de seguridad y otros, para integrar una cartera de inversiones robusta y rentable orientada a generar el máximo valor económico para México.

Desde el punto de vista financiero, el presupuesto de Pemex Exploración y Producción para 2002 autorizado por el Gobierno Federal y aprobado por el Congreso de la Unión, brinda significativas oportunidades para concluir el desarrollo de campos ya descubiertos a través de programas de mantenimiento de presión, de perforación de pozos de desarrollo y de construcción de infraestructura, principalmente. Además, permite la ampliación de las actividades exploratorias con los propósitos de descubrir reservas de bajo costo y de garantizar la seguridad energética de nuestro país. En este contexto, las reservas de hidrocarburos mostrarán en los siguientes años un mayor dinamismo producto de estas inversiones y de una agresiva estrategia encaminada a cumplir con estos objetivos.

Al 1 de enero de 2002, las reservas 3P que corresponden a la agregación de las probadas, probables y posibles, ascienden a 52,951 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. De esta cantidad, 81.6 por ciento está asociado a hidrocarburos líquidos y el restante 18.4 a gas. Del total de aceite crudo, 38,286 millones de barriles, 53.8 por ciento son pesados, 36.0 son ligeros y 10.2 son superligeros. Esta distribución muestra con toda claridad la tendencia del inventario actual de reservas hacia el aceite pesado, y fundamenta sin lugar a dudas, el rumbo actual de dedicar inversiones exploratorias a la búsqueda de nuevos yacimientos de aceite ligero y superligero. Esta decidida y cuantiosa asignación de recursos financieros permitirá en el mediano y largo plazo, una composición más equilibrada entre las reservas de aceite pesado y ligero, una participación más competitiva en el mercado internacional y un mayor acceso a reservas de alta rentabilidad.

Similarmente, las reservas 3P de gas natural al 1 de enero de 2002 alcanzan 69.1 millones de millones de pies cúbicos. Su composición muestra una fuerte inclinación

hacia el gas asociado, 79.7 por ciento, mientras que el gas no asociado representa 20.3 por ciento. Este sesgo en la composición y la vigorosa demanda de gas en nuestro país, cuyo crecimiento anual se estima en 8.1 por ciento para esta década, han requerido de la articulación de una firme estrategia orientada al descubrimiento de yacimientos de gas no asociado. Así, durante el año 2001 los principales hallazgos fueron precisamente de gas no asociado. Estos resultados indican, de manera inequívoca, que la estrategia exploratoria de Pemex Exploración y Producción comienza a dar frutos, mejorando las expectativas para incrementar la oferta de gas al mercado nacional y disminuir así, las importaciones pronosticadas de este fluido.

Los retos inmediatos para Pemex Exploración y Producción son mayúsculos. Sin embargo, una planeación estratégica integral y una administración transparente podrán asegurar los volúmenes de hidrocarburos que requiere el país. Las magnitudes de las reservas, las acciones para incrementar el acervo de aceite ligero y gas no asociado, y los resultados exploratorios que en 2001 alcanzaron 214 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en yacimientos de gas no asociado, demuestran el compromiso institucional por contribuir a la seguridad energética de México.

Esta nueva edición de *Las reservas de hidrocarburos de México, Evaluación al 1 de enero de 2002*, es parte de este esfuerzo objetivo y persistente para lograr un mejor futuro en términos de energía en nuestro país. Los procedimientos utilizados en la evaluación y clasificación de reservas, el uso de definiciones internacionalmente aceptadas y el apego a las mejores prácticas de evaluación, garantizan la objetividad en las cifras que se reportan aquí. Por ello, las explicaciones detalladas y la continuidad estadística de las cifras de reservas publicadas desde 1999, aportarán al experto y a cualquier interesado en el tema, suficiente información para efectuar análisis serios y responsables sobre este recurso natural de todos los mexicanos.

México, D.F.  
marzo de 2002

Luis Ramírez Corzo  
Director General  
Pemex Exploración y Producción

# Introducción

1

Esta cuarta edición de *Las Reservas de hidrocarburos de México* reporta la magnitud de las reservas remanentes de hidrocarburos al 1 de enero de 2002. Incluye los campos ya descubiertos y reporta sus reservas remanentes en las categorías de probada, probable y posible, así como los descubrimientos más sobresalientes ocurridos a lo largo del año 2001. En todos los casos, diversos comentarios explican los factores que modifican las reservas, los cambios de categoría de éstas, y todos aquellos elementos técnicos y económicos que inciden en su volumen.

Las reservas tienen una connotación económica en su definición. En las probadas, hay que demostrar rentabilidad bajo condiciones de precios y operación actuales. Por ello, esta evaluación de reservas ha sido efectuada con precios al 31 de diciembre de 2001, y con costos de extracción del mismo año. Así, los límites económicos de producción en campos y pozos fueron establecidos para reflejar tales circunstancias, determinando la magnitud de las reservas. Para establecer el valor de las mismas, los costos de desarrollo y de abandono también fueron considerados. Estos últimos, si bien pueden ser importantes en los campos marinos, no causaron disminuciones materiales en las reservas. En cambio, el precio de los hidrocarburos sí puede ocasionar variaciones que dependen de la estructura de costos de cada campo, como será indicado más adelante.

Los volúmenes de reservas reportados han sido estimados de acuerdo a los criterios de la organización gremial *Society of Petroleum Engineers* (SPE),

y de la organización de comités nacionales *World Petroleum Congresses* (WPC). Se ha usado en esta evaluación toda la información técnica disponible consistente en datos sísmicos, petrofísicos, geológicos, de comportamiento de yacimientos, de producción y otros, así como información económica de cada campo. Adicionalmente, en el renglón de clasificación de las reservas, los criterios dominantes han sido la cantidad, calidad y posición de la información existente en asociación a la intención para producir tales hidrocarburos.

La primera parte de este volumen, capítulo dos, está dedicada a las definiciones de las reservas y los criterios que hacen que una reserva sea probada, probable o posible, por ejemplo. También, se introducen los conceptos de recursos contingentes, que son volúmenes de hidrocarburos descubiertos pero no económicos, y los recursos prospectivos, que son volúmenes de hidrocarburos por descubrir, los cuales están de acuerdo a las definiciones de SPE, WPC y la asociación de profesionales *American Association of Petroleum Geologists* (AAPG). En ambos casos, y ya que el objetivo de este documento es la reserva, no se presentan cuantificaciones de ambos conceptos, pero sí se enfatiza que el proceso de exploración inicia, entre otros aspectos, con la definición de los sistemas petroleros, que más adelante y mediante actividades exploratorias adicionales se transforman en estimaciones de recursos prospectivos, reservas y recursos contingentes.

En la parte final de este capítulo dos, el concepto de petróleo crudo equivalente es explicado, ilus-

trando los diferentes elementos empleados para representar el aceite crudo y el gas natural de manera agregada como petróleo crudo equivalente; en ese sentido, el petróleo crudo equivalente es un concepto estadístico, sirviendo como un medio para representar fluidos que son líquidos y gaseosos en otro con sólo unidades de líquido. Esta transformación se realiza empleando una equivalencia, en términos caloríficos, de un gas seco promedio a un crudo tipo maya.

Dentro de las reservas probadas, éstas pueden clasificarse como desarrolladas y no desarrolladas. El capítulo tres, a diferencia de las ediciones anteriores, introduce a nivel Región los volúmenes de esta categoría de reserva y los desagrega como desarrollados y no desarrollados. Este es un nivel mayor de sofisticación, que con precisión permite asociar inversiones específicas, como la perforación de pozos, a volúmenes adicionales de hidrocarburos que pueden ser producidos a través de estas acciones. Un proyecto de explotación de un yacimiento, o un campo, es la orientación de recursos de inversión hacia objetos específicos que permitirán en el tiempo, con ciertas premisas económicas y cierta estructura de costos, producir volúmenes de hidrocarburos que constituyen las reservas. De ahí que sea imposible disociar la magnitud de las reservas de aspectos como la estrategia de explotación, sus correspondientes aspectos económicos y el volumen original de hidrocarburos.

Similarmente a la reserva probada, el capítulo tres ofrece estadísticas a nivel regional de la reserva probable, de la 2P que corresponde a la agregación de la probada y probable, de la posible, y desde luego, de la reserva 3P o total, que es simplemente la adición de la reserva probada, probable y posible. Estas estadísticas se presentan para aceite, condensado, líquidos de planta, gas natural, gas a entregar en planta, y gas seco; asimismo, estas reservas son caracterizadas de acuerdo al tipo de crudo, es

decir, si es superligero, ligero o pesado, y en el caso del gas, si éste es asociado o no asociado. Esta información permite introducirse, con amplitud y profundidad, al análisis de la evolución y distribución de las reservas en nuestro país.

Desde el punto de vista de nuevos descubrimientos, la estrategia de Pemex Exploración y Producción orientada a la prospección de nuevas reservas de gas no asociado, continúa dando resultados en las cuencas de Burgos y Veracruz. El capítulo tres muestra también los yacimientos más importantes descubiertos en 2001, indicando sus reservas originales y mostrando información geológica, geofísica y petrofísica para ilustrar la naturaleza de estos nuevos yacimientos. El monto mayoritariamente de reserva posible en los descubrimientos de 2001, indica el dinamismo de la actividad exploratoria y el reto para 2002, en el sentido de reclasificar volúmenes de reservas posibles a probables y probadas, por medio de la continuación de actividades exploratorias y de desarrollo de campos.

El *Glosario* y *Anexo estadístico* completan esta cuarta edición de *Las reservas de hidrocarburos de México*. En esta última parte correspondiente al *Anexo estadístico*, se encuentran las reservas remanentes a nivel campo en sus diferentes categorías y para diferentes fluidos. Asimismo, la estadística de las producciones acumuladas a nivel campo, ha sido aumentada incluyendo las producciones de cada uno de ellos en los últimos tres años. Esta información, sin duda, documenta aún más los volúmenes de reservas remanentes y completa la información estadística en cada uno de los campos descubiertos por Pemex Exploración y Producción.

Finalmente, es importante informar que las cifras presentadas a lo largo de *Las reservas de hidrocarburos de México, Evaluación al 1 de enero de 2002*, son la culminación del esfuerzo de un sinnúmero de geocientíficos, ingenieros petroleros, y otras es-

pecialidades de Pemex Exploración y Producción. Este enfoque interdisciplinario ha logrado documentar con rigor analítico, con transparencia metodo-

lógica y con estricto apego a las mejores prácticas ingenieriles, el estado de los campos de petróleo y gas de nuestro país al 1 de enero de 2002.

## Definiciones básicas

Entre los propósitos de *Las reservas de hidrocarburos de México* está el lograr continuidad estadística en las magnitudes y clasificaciones de reservas, además de emplear en la evaluación y clasificación de las mismas, definiciones usadas ampliamente por la industria petrolera en el mundo. Esto ha permitido realizar una planeación más exacta en Pemex Exploración y Producción bajo una base de reservas confiable, cuyo proceso de revisión las actualiza anualmente. En ese contexto, las definiciones son relevantes al indicar con toda claridad, cuáles son los elementos necesarios y suficientes para llamar a una acumulación de hidrocarburos, reserva o recurso contingente, por ejemplo. De ahí la conveniencia de mencionar, aunque sea sucintamente, las definiciones principales empleadas en esta publicación.

Así, este capítulo presenta definiciones y conceptos asociados a las reservas de hidrocarburos empleados a lo largo de este documento. Términos como volúmenes originales, reservas, recursos contingentes y recursos prospectivos se establecen de acuerdo a la práctica internacional, cuyo uso ha sido recomendado por organizaciones gremiales como la Society of Petroleum Engineers (SPE) y la American Association of Petroleum Geologists (AAPG), y también por la organización de comités nacionales World Petroleum Congresses (WPC). Adicionalmente, los conceptos relacionados al gas como *gas natural*, *gas entregado a plantas* y *gas seco* se explican considerando la producción de gas a boca de pozo, su transporte en ductos, su recepción en plantas y el gas obtenido en las mismas. También, la noción de petróleo crudo equiva-

lente se explica destacando sus componentes: aceite crudo, condensados, líquidos de planta y gas seco equivalente a líquido. Estos elementos son los que aparecen publicados en el *Anexo estadístico* y que muestran el estado de las reservas, a nivel campo, al inicio de este año 2002.

### 2.1 Volumen original de hidrocarburos

El volumen original es la cantidad de hidrocarburos que se estima existe inicialmente en un yacimiento. Este volumen se encuentra en equilibrio, a la temperatura y presión prevaleciente en el yacimiento. Se expresa también a condiciones de superficie, que corresponde a las cifras publicadas en este documento. Puede inferirse por procedimientos deterministas o probabilistas. Los primeros incluyen, principalmente, a los volumétricos, balance de materia y simulación numérica. Los segundos modelan la incertidumbre de parámetros como porosidad, saturación de agua, espesores netos, entre otros, como funciones de probabilidad que producen, en consecuencia, una función de probabilidad para el volumen original.

El método volumétrico es uno de los métodos más usados, empleándose en las etapas iniciales en que se comienza a conocer al campo o yacimiento. Se fundamenta en la estimación de las propiedades petrofísicas de la roca y de los fluidos en el yacimiento. Las propiedades petrofísicas principales son la porosidad, la permeabilidad, la saturación de fluidos, la presión capilar y el factor de formación, en-

tre otras. Asimismo, otro elemento fundamental es la geometría del yacimiento, como es su área y el espesor neto. Dentro de los productos a obtener para estimar el volumen original destacan los siguientes:

- i. Volumen de roca que contiene hidrocarburos.
- ii. Porosidad efectiva y saturación de hidrocarburos en el volumen de roca que los contiene.
- iii. Fluidos identificados y sus propiedades, con el propósito de establecer el volumen de hidrocarburos a condiciones de superficie o condiciones estándar.

En el *Anexo estadístico*, después de la columna de región, activo o campo, aparecen los volúmenes originales tanto de aceite crudo como de gas natural. Las unidades del primero son millones de barriles, y las del segundo miles de millones de pies cúbicos, todas ellas expresadas a condiciones atmosféricas.

## 2.2. Recursos petroleros

Los recursos petroleros son todas las cantidades de hidrocarburos que inicialmente se estimaron en el subsuelo a condiciones de superficie. Sin embargo, empleando consideraciones de producción se le llama recurso únicamente a la parte recuperable de esas cantidades. Dentro de esta definición, a las cantidades estimadas en un principio se les denomina volumen original total, el cual puede estar descubierto o no descubierto; y a sus porciones recuperables se les denomina recursos prospectivos, recursos contingentes o reservas. En consecuencia, el concepto de reservas constituye una parte de los recursos, es decir, son acumulaciones conocidas, son recuperables y comercialmente son explotables. La figura 2.1 muestra la clasificación de recursos e incluye, naturalmente, a las reservas.

En la figura 2.1 se puede observar que existen estimaciones bajas, centrales y altas para los recursos, y para las reservas también, denominándose probada, probada más probable, y probada más probable.

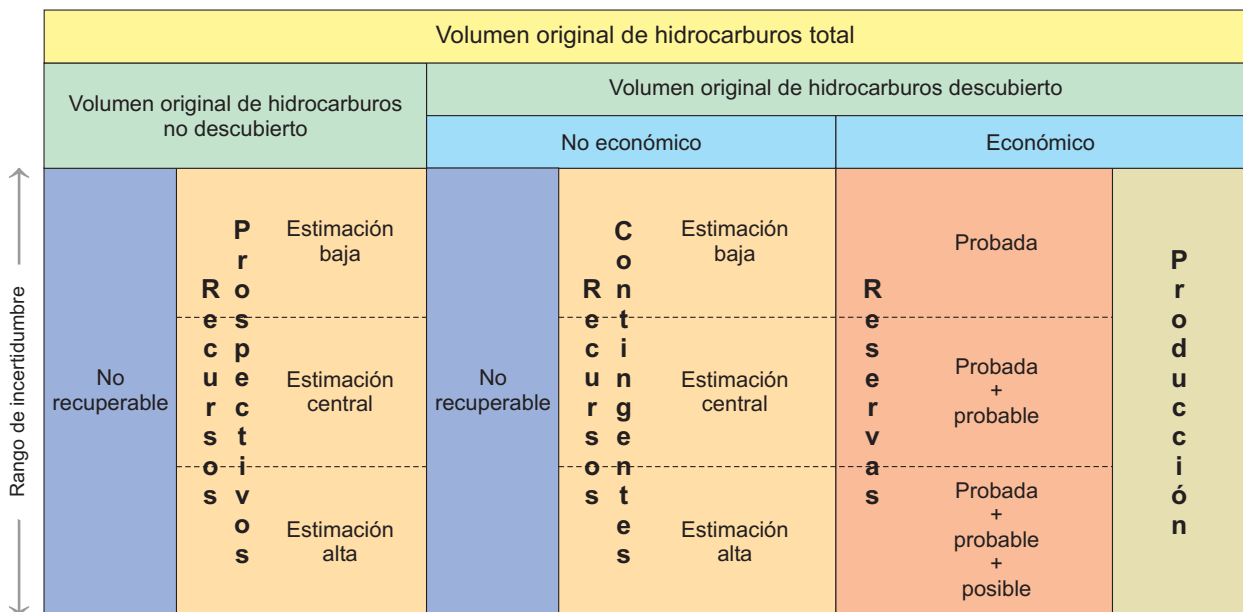


Figura 2.1 Clasificación de los recursos y reservas de hidrocarburos. Modificado de *Petroleum Resources Classification and Definitions, Society of Petroleum Engineers, 2000*.

bable más posible. El rango de incertidumbre que se ilustra a la izquierda de esta figura enfatiza que el conocimiento que se tiene de los recursos, o de las reservas, es imperfecto, y por ello, se generan diferentes estimaciones que obedecen a diferentes expectativas. La producción, que aparece hacia la derecha, es el único elemento de la figura en donde la incertidumbre no aparece: ésta ha sido medida, comercializada y transformada en un ingreso.

### **2.2.1 Volumen original de hidrocarburos total**

De la figura 2.1, el volumen original de hidrocarburos total es la cuantificación de todas las acumulaciones de hidrocarburos naturales que se estima existen. Este volumen incluye a las acumulaciones conocidas, económicas o no, recuperables o no, a la producción obtenida de los campos explotados o en explotación, y también las cantidades estimadas en los yacimientos que podrían ser descubiertos.

Todas las cantidades del volumen de hidrocarburos total pueden ser recursos potencialmente recuperables, ya que la estimación de la parte que se espera recuperar depende de la incertidumbre asociada, y también de circunstancias comerciales, desarrollos tecnológicos y disponibilidad de datos. Por consiguiente, una porción de aquellas cantidades clasificadas como no recuperables pueden transformarse, en el futuro, en recursos recuperables si por ejemplo, las condiciones comerciales cambian, o si nuevos desarrollos tecnológicos ocurren, o si datos adicionales son adquiridos.

#### **2.2.1.1 Volumen original de hidrocarburos no descubiertos**

Es la cantidad de hidrocarburos evaluada, a una fecha dada, de acumulaciones que todavía no se des-

cubren pero que han sido inferidas. Al estimado de la porción potencialmente recuperable del volumen original de hidrocarburos no descubiertos se le define como recurso prospectivo.

#### **2.2.1.2 Volumen original de hidrocarburos descubiertos**

Es la cantidad de hidrocarburos estimada, a una fecha dada, alojada en acumulaciones conocidas más la producción de hidrocarburos obtenida de las mismas. El volumen original descubiertos puede ser clasificado como económico y no económico. Una acumulación es económica cuando hay generación de valor como consecuencia de la explotación de sus hidrocarburos. Asimismo, como puede observarse en la figura 2.1 la parte que es recuperable, dependiendo de que si es económica o no, se denomina reserva y recurso contingente, respectivamente.

### **2.2.2 Recursos prospectivos**

Es la cantidad de hidrocarburos estimada, a una fecha dada, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas, y que se estiman potencialmente recuperables. La cuantificación de los recursos prospectivos está basada en información geológica y geofísica del área en estudio y en analogías con las áreas de volumen original de hidrocarburos descubiertos. Al considerar el nivel de incertidumbre, la magnitud de éstos puede corresponder a una estimación baja, central o alta.

### **2.2.3 Recursos contingentes**

Son aquellas cantidades de hidrocarburos que son estimadas, a una fecha dada, que potencialmente son recuperables de acumulaciones conocidas pero

que bajo las condiciones económicas de evaluación a esa misma fecha, no se considera que sean comercialmente recuperables. Los recursos contingentes pueden incluir, por ejemplo, acumulaciones donde no exista un mercado para comercializar lo producido, o donde la recuperación deseada de hidrocarburos depende del desarrollo de nuevas tecnologías, o donde la evaluación de la acumulación no se ha concluido.

### 2.3 Reservas

Se definen como aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada. Todas las reservas estimadas involucran algún grado de incertidumbre. La incertidumbre depende principalmente de la cantidad y calidad de datos de geología, geofísica, petrofísica e ingeniería, disponibles al tiempo de la estimación e interpretación de esos datos. El nivel de incertidumbre puede ser usado para colocar reservas en una de dos clasificaciones principales, probadas o no probadas. La figura 2.2 ilustra la clasificación de las reservas.

Las cantidades recuperables estimadas de acumulaciones conocidas que no satisfagan los requerimientos de comercialización deben clasificarse como recursos contingentes. El concepto de comercialización para una acumulación varía de acuerdo a las condiciones y circunstancias específicas de cada lugar. Así, las reservas probadas son acumulaciones de hidrocarburos cuya rentabilidad ha sido establecida bajo las actuales condiciones económicas; las reservas probables y posibles podrán estar basadas en futuras condiciones económicas. En general, las cantidades no deben ser clasificadas como reservas a menos que haya una expectativa de que la acumulación será desarrollada y puesta en producción en un tiempo razonable.



Figura 2.2 Clasificación de las reservas de hidrocarburos.

#### 2.3.1 Reservas probadas

Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas y bajo condiciones económicas actuales, que se estima serán comercialmente recuperables en una fecha específica, con una certidumbre razonable, cuya extracción cumple con las normas gubernamentales establecidas, y que han sido identificados por medio del análisis de información geológica y de ingeniería. Las reservas probadas se pueden clasificar como desarrolladas o no desarrolladas.

El establecimiento de las condiciones económicas actuales incluye la consideración de los precios, de los costos de extracción, y de los costos históricos en un periodo consistente con el proyecto. Además, si en la evaluación se utiliza un método determinista, es decir, sin una connotación probabilista, el término de certidumbre razonable se refiere a que existe una confiabilidad alta de que los volúmenes de hidrocarburos serán recuperados. Por el contrario, si se emplea un método probabilista, entonces la probabilidad de recuperación de la cantidad estimada será de 90 por ciento o más.

En general, las reservas son consideradas probadas si la productividad comercial del yacimiento está apoyada por datos reales de presión y producción. En este contexto, el término probado se refiere a las cantidades de hidrocarburos recuperables y no a la productividad del pozo o yacimiento. En ciertos casos, las reservas probadas pueden asignarse de acuerdo a registros de pozos y/o análisis de núcleos, o pruebas de formación que indican que el yacimiento en estudio está impregnado de hidrocarburos, y es análogo a yacimientos productores en la misma área o a yacimientos que han demostrado la capacidad para producir en pruebas de formación. Sin embargo, un requerimiento importante para clasificar a las reservas como probadas es asegurar que las instalaciones para su comercialización existan, o que se tenga la certeza de que serán instaladas.

El volumen considerado como probado incluye el volumen delimitado por la perforación y definido por los contactos de fluidos, si existen. Además, incluye las porciones no perforadas del yacimiento que puedan ser razonablemente juzgadas como comercialmente productoras, de acuerdo a la información de geología e ingeniería disponible. Sin embargo, si los contactos de los fluidos se desconocen, la ocurrencia de hidrocarburos conocida más profunda controla el límite de reserva probada, a menos que datos de comportamiento o de ingeniería, indiquen lo contrario.

Es importante señalar también, que las reservas que serán producidas a través de la aplicación de métodos de recuperación secundaria y/o mejorada se incluyen en la categoría de probadas cuando se tiene un resultado exitoso por una prueba piloto representativa, o cuando exista respuesta favorable de un proceso de recuperación funcionando en el mismo yacimiento, o en uno análogo, con propiedades de roca y fluidos similares que proporcionen evidencia documental al estudio de viabilidad técnica en el cual el proyecto está basado.

### **2.3.1.1 Reservas desarrolladas**

Son aquellas reservas que se espera sean recuperadas de pozos existentes, incluyendo las reservas atrás de la tubería, que pueden ser extraídas con la infraestructura actual mediante actividades adicionales con costos moderados de inversión. En el caso de las reservas asociadas a procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, serán consideradas desarrolladas únicamente cuando la infraestructura requerida para el proceso esté instalada o cuando los costos requeridos para ello, sean considerablemente menores.

### **2.3.1.2 Reservas no desarrolladas**

Son reservas que se espera serán recuperadas a través de pozos nuevos en áreas no perforadas, o donde se requiere un gasto relativamente grande para *terminar* los pozos existentes y/o construir las instalaciones de producción y transporte. Lo anterior aplica tanto en procesos de recuperación primaria como recuperación secundaria y mejorada.

### **2.3.2 Reservas no probadas**

Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas, al extrapolar características y parámetros del yacimiento más allá de los límites de razonable certidumbre, o de suponer pronósticos de aceite y gas con escenarios tanto técnicos como económicos que no son los que prevalecen al momento de la evaluación.

#### **2.3.2.1 Reservas probables**

Son aquellas reservas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería de estos yacimientos sugiere que son más factibles de ser co-

mercialmente recuperables, que de no serlo. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, existirá una probabilidad de al menos 50 por ciento de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables.

Las reservas probables incluyen aquellas reservas más allá del volumen probado, y donde el conocimiento del horizonte productor es insuficiente para clasificar estas reservas como probadas. También, se incluyen aquellas reservas en formaciones que parecen ser productoras inferidas a través de registros geofísicos pero que carecen de datos de núcleos, o pruebas definitivas, y no son análogas a formaciones probadas en otros yacimientos.

En cuanto a los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, las reservas atribuibles a estos procesos son probables cuando un proyecto o prueba piloto ha sido planeado pero aún no se encuentra en operación, y cuando las características del yacimiento parecen favorables para una aplicación comercial.

Otros casos de reservas probables surgen en diferentes situaciones. Las siguientes condiciones conducen a clasificar las reservas mencionadas como probables:

- i. Reservas asociadas a áreas donde la formación productora aparece separada por fallas geológicas, y la interpretación correspondiente indica que este volumen se encuentra en una posición estructural más alta que la del área probada.
- ii. Reservas atribuibles a futuras intervenciones, estimulaciones, cambio de equipo u otros procedimientos mecánicos, donde tales procedimientos no han tenido éxito en pozos que exhiben comportamiento similar en pozos análogos.
- iii. Reservas incrementales en formaciones productoras donde una reinterpretación del comportamiento, o de los datos volumétricos, indican reservas adicionales a las que fueron clasificadas como probadas.
- iv. Reservas adicionales atribuibles a pozos intermedios, y que pudieran haber sido clasificadas como probadas si se hubiera autorizado un desarrollo con espaciamiento menor al tiempo de la evaluación.

### 2.3.2.2 Reservas posibles

Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas, probables más posibles tendrá al menos una probabilidad de 10 por ciento de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores. En general, las reservas posibles pueden incluir los siguientes casos:

- a) Reservas que están basadas en interpretaciones geológicas y que pueden existir en áreas adyacentes a las áreas clasificadas como probables y en el mismo yacimiento.
- b) Reservas en formaciones que parecen estar impregnadas de hidrocarburos, basados en análisis de núcleos y registros de pozos, pero pueden no ser comercialmente productivas.
- c) Reservas adicionales por perforación intermedia que está sujeta a incertidumbre técnica.
- e) Reservas incrementales atribuidas a mecanismos de recuperación mejorada cuando un proyecto o prueba piloto está planeado pero no en opera-

ción, y las características de roca y fluido del yacimiento son tales que una duda razonable existe de que el proyecto será comercial.

- f) Reservas en una área de la formación productora que parece estar separada del área probada por fallas geológicas, y que la interpretación indica que el área de estudio está estructuralmente más baja que el área probada.

### 2.4 Petróleo crudo equivalente

Es una forma de representar el inventario total de hidrocarburos. Corresponde a la adición del aceite crudo, de los condensados, de los líquidos en planta, y del gas seco equivalente a líquido. Este último, equivale en términos de energía a un cierto volumen de aceite crudo. El gas seco considerado es una mezcla promedio de Cactus, Ciudad Pemex y Nuevo Pemex, en tanto el aceite crudo equivalente de este gas es Maya. Su evaluación requiere de la información actualizada de los procesos a que está sometida la producción del gas natural, desde su

separación y medición, hasta la salida de las plantas petroquímicas. La figura 2.3 ilustra los elementos de este cálculo.

El aceite crudo no sufre ninguna conversión para llegar a petróleo crudo equivalente. El gas natural se produce y su volumen se reduce por el autoconsumo y el envío de gas a la atmósfera. Esta reducción es referida como encogimiento, y en la figura 2.3 se denomina eficiencia en el manejo, o *Feem* simplemente. El gas continúa su transporte, y tiene otra alteración en su volumen al pasar por estaciones de recompresión, en donde del gas son extraídos los condensados. A esta alteración en el volumen por el efecto del transporte se le denomina *Felt*. El condensado se contabiliza directamente como petróleo crudo equivalente.

El gas todavía sigue su proceso dentro de las plantas petroquímicas en donde es sometido a otros procesos, los cuales eliminan los compuestos no hidrocarburos y nuevamente, otros licuables o líquidos de planta son extraídos. Esta nueva reducción en el volumen del gas es conceptualizada a

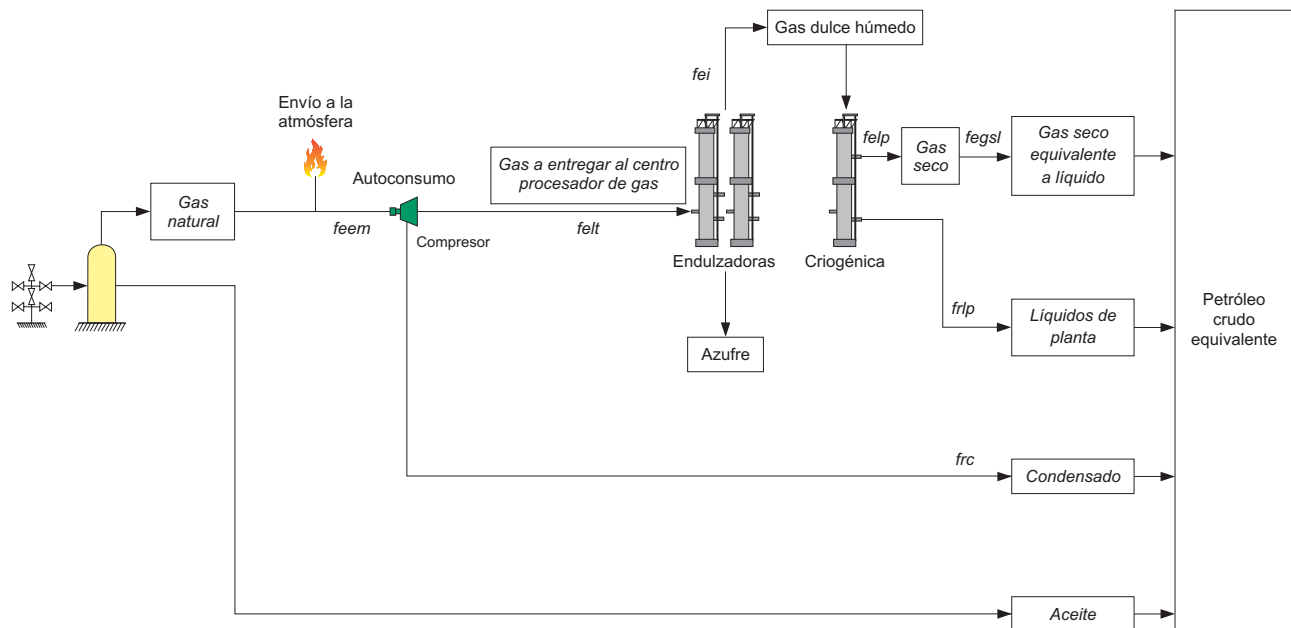


Figura 2.3 Elementos para el cálculo del petróleo crudo equivalente.

través del encogimiento por impurezas, o *Fei*, y por el encogimiento de licuables en planta, *Felp*. Los líquidos de planta son agregados como petróleo crudo equivalente ya que son líquidos, en tanto el gas a la salida de las plantas, *gas seco*, se convierte con una equivalencia a líquido de 5.201 millares de pies cúbicos de gas seco por barril de petróleo cru-

do equivalente. Este número es el resultado de considerar 5.591 millones de BTU por barril de crudo y 1,075 BTU por pie cúbico de gas seco dulce, por lo que el mencionado factor es de 192.27 barriles por millón de pies cúbicos, o el inverso que resulta en 5.201 millares de pies cúbicos por barril.

# Estimación de reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2002

# 3

La variación de las reservas de hidrocarburos puede ser mejor apreciada y entendida, en primera instancia, desde una perspectiva global. Así, este capítulo intenta dar respuestas a diferentes preguntas cuya formulación busca un alcance global, en lugar del detalle y especificidad que han sido trasladados al Capítulo 4.

Uno de los aspectos sobresalientes de este capítulo es la distribución regional de las reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas. Esta información es publicada por primera vez, y completa la estadística de las reservas que detalla desde 2001 los volúmenes remanentes de reservas de acuerdo a la calidad del aceite, y de la naturaleza del gas, es decir si éste es asociado o no asociado. Las diferencias entre la probada desarrollada y no desarrollada, de acuerdo a las definiciones del Capítulo 2, son en que para la primera las acciones asociadas a su extracción se concentran en limpieza de pozos y cambios de intervalo productor, mientras que para la segunda se requiere, en general, de la perforación de pozos de desarrollo o intermedios, principalmente. Estos datos ilustran de dónde proviene la producción actual y también, las innumerables oportunidades de Pemex Exploración y Producción para agregar producción incremental.

Además, información de los descubrimientos más relevantes es mencionada, abarcando aspectos geológicos, geofísicos, petrofísicos, y desde luego, de las reservas estimadas y clasificadas asociadas a cada uno de estos pozos descubridores. Todos estos descubrimientos corresponden a yacimientos de gas no asociado, de acuerdo con la estrategia de

Pemex Exploración y Producción, distribuidos en la Cuenca de Burgos, la Cuenca de Veracruz y la Cuenca del Sureste.

El contexto a las estadísticas de reservas y a los descubrimientos, viene dado por las trayectorias de precios durante el año 2001 y también por la evolución en la eficiencia en el manejo del gas y en la recuperación de líquidos. Estos aspectos son vitales para el cálculo del gas que será entregado en plantas o a clientes, y en la contabilización del petróleo crudo equivalente. Recuerde que en este último, el gas seco es convertido a líquido y sumado al crudo, al condensado y a los líquidos de planta. De ahí la necesidad de considerar tanto el comportamiento del gas durante su transporte como su proceso en las plantas.

Conviene ahora definir algunos conceptos empleados en las siguientes páginas. Los yacimientos con gas asociado son los de aceite negro y aceite volátil; los yacimientos de gas no asociado consideran a los de gas seco, gas húmedo, y gas y condensado. El aceite crudo pesado es aquel cuya densidad es menor o igual a 27 grados API, en tanto el ligero está por arriba de 27 grados API pero menor o igual a 38 grados. El aceite superligero es aquel cuya densidad es mayor a 38 grados API.

## 3.1 Petróleo crudo equivalente

Como ya se mencionó en el capítulo anterior, el petróleo crudo equivalente es una manera de representar el inventario de todos los hidrocarburos,

al incluir el aceite crudo, los condensados, los líquidos de planta, y el gas seco transformado a líquido. Este último elemento, resulta de igualar el contenido calorífico de cierto gas, en este caso, el gas promedio de los centros procesadores de gas Cactus, Nuevo Pemex y Ciudad Pemex, con el contenido calorífico de un crudo correspondiente al Maya. De esta manera, es calculada una equivalencia de gas seco en pies cúbicos a crudo equivalente en barriles.

Por otro lado, más allá de los contenidos caloríficos del crudo y del gas, otro de los elementos a considerar en este cálculo es cómo operaron, durante el periodo de análisis, las instalaciones para el manejo y transporte de gas en las diferentes regiones que componen el sistema petrolero nacional. Este análisis investiga lo que le sucede al gas desde el pozo hasta la entrada a las plantas petroquímicas, y también, lo que le ocurre cuando éste es sometido a diferentes procesos dentro de las plantas. Los *encogimientos*, es decir, las reducciones en el volumen del gas como consecuencia de su manejo en superficie, impactan el volumen de reservas de condensados, de gas a entregar a plantas, de líquidos de planta, y de gas seco. En los párrafos siguientes, éstos y otros conceptos son discutidos más ampliamente.

### 3.1.1 Gas a entregar

El gas natural se transporta desde las baterías de separación, si es gas asociado, o desde el pozo si es gas no asociado, hacia las plantas petroquímicas cuando es húmedo y/o cuando contiene impurezas. Si el gas es seco y no contiene azufre, es decir, es dulce, se distribuye directamente para su comercialización.

Desde el punto de vista operativo, puede ser que una fracción de este gas sea usada para su compre-

sión y envío. Si ese es el caso, a esta fracción se le denomina autoconsumo. También, puede ocurrir que no existan instalaciones superficiales para su transporte, y por consiguiente, el gas producido, o una fracción de él, es enviado a la atmósfera. En ambas situaciones, el gas producido no es exactamente igual al gas enviado para ser procesado a plantas, o enviado para su comercialización. En otras palabras, se produce una reducción del volumen producido por estos factores. Adicionalmente, una vez enviado el gas, cambios en la temperatura originan condensación de los líquidos dentro de los ductos, disminuyendo nuevamente su volumen. Después de esta potencial tercera reducción, el gas remanente es denominado gas a entregar a plantas. Por ejemplo, en un yacimiento de gas seco y dulce, cuyo gas no sufre reducciones por autoconsumo o por envío a la atmósfera, la reserva de gas natural es igual a la reserva de gas a entregar, e igual a la reserva de gas seco. Otros casos pueden existir, por ejemplo en donde hay autoconsumo, no hay envío de gas a la atmósfera, pero sí condensación, resultando en que la reserva de gas natural es menor a la de gas a entregar, y ésta, por las impurezas, es menor a la de gas seco. Desde luego, que muchas otras combinaciones pueden ocurrir, y todas ellas dependen del manejo y procesamiento del gas producido.

La definición de factores de encogimiento es útil para expresar, cuantitativamente, las condiciones de manejo y transporte del gas a las plantas. El factor de encogimiento por eficiencia en el manejo, *feem*, considera el autoconsumo y el envío de gas a la atmósfera. El factor de encogimiento por licuables en el transporte, *felt*, describe la disminución del volumen de gas como consecuencia de la condensación en su transporte. Ambos factores, *feem* y *felt*, determinan la magnitud del gas a entregar a plantas.

La actualización mensual de los dos factores de encogimiento del gas natural y del rendimiento de con-

densados (*frc*), se efectúa utilizando la información a nivel campo de las regiones Marina Noreste, Marina Suroeste y Sur, y a nivel de agrupamientos de campos con proceso común, en la Región Norte. Asimismo, también se considera la regionalización de la producción del gas y condensado de los activos que es enviada a más de un centro procesador de gas. En la figura 3.1, se presenta la evolución histórica de estos tres factores para cada una de las cuatro regiones de Pemex Exploración y Producción, en donde se muestra el comportamiento de la eficiencia en el manejo del gas. Se aprecia el notable incremento en el aprovechamiento del gas en la Región Marina Noreste a pesar de sus niveles de autoconsumo, mientras que las regiones Norte y

Sur presentan un comportamiento más constante y con buenos índices de aprovechamiento. Los eventos necesarios como las libranzas para mantenimiento de los ductos afectan el aprovechamiento, ya que se envía a la atmósfera una porción de gas, como es el caso en diciembre de 1999 en la Región Marina Noreste, en febrero de 2001 en la Región Marina Noreste y en ambas regiones en noviembre de 2001.

Adicionalmente, en esta misma figura 3.1, se observa que el comportamiento del encogimiento por licuables es prácticamente constante para las regiones Norte y Sur, y con variaciones menores a dos puntos porcentuales en las regiones marinas. En la

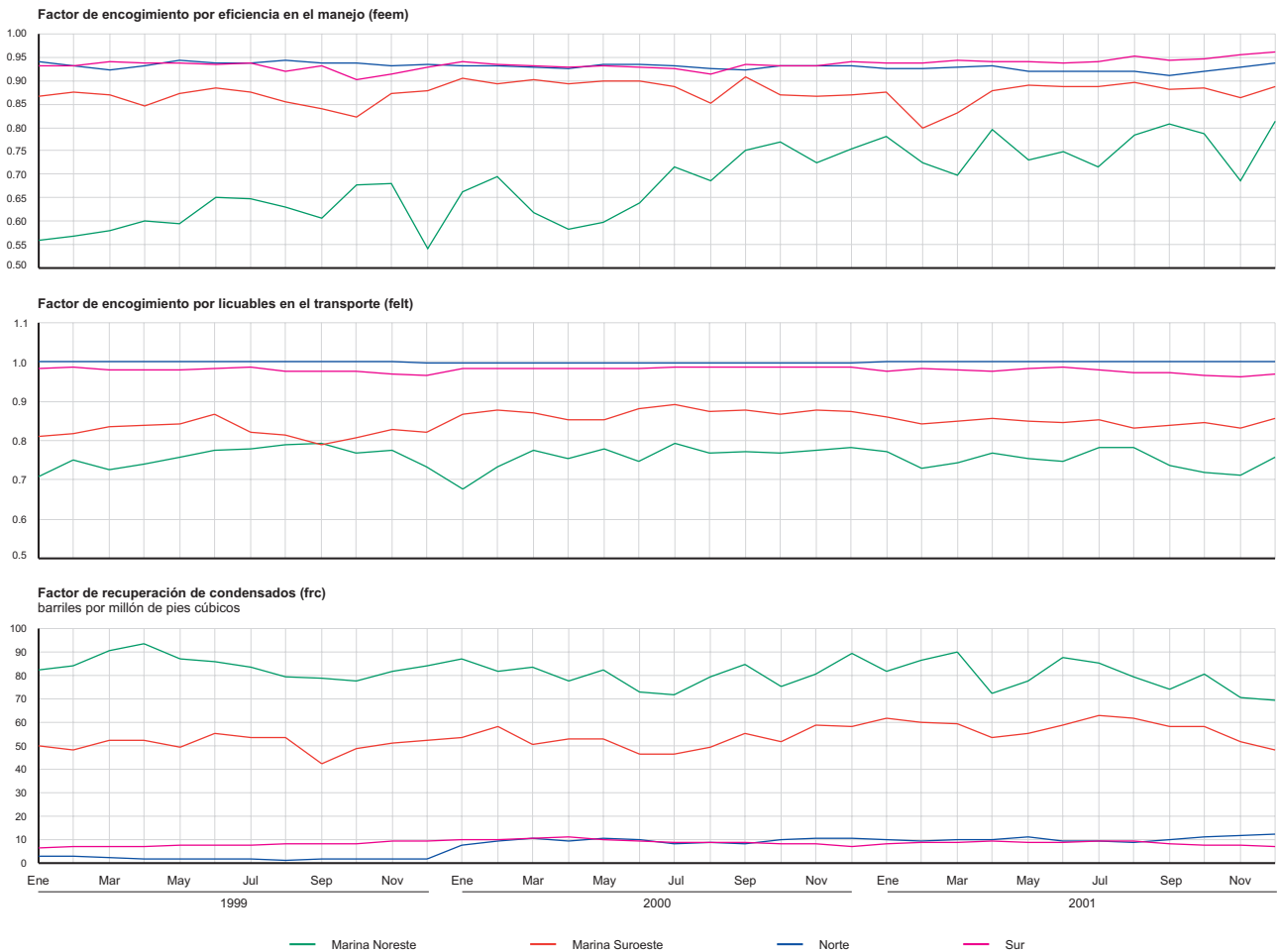


Figura 3.1 Factores de encogimiento y rendimiento, por región, del sistema petrolero nacional.

gráfica inferior, el rendimiento de condensados muestra una gran diferencia entre las regiones marinas y la Región Sur. A pesar de que la riqueza del gas es similar en condensados, las diferencias se explican por una distancia menor de los pozos de la Región Sur a los centros de procesamiento de gas, y también porque al viajar el gas en ductos por el fondo marino, éste es enfriado y aumenta la condensación. Sin embargo, note que en los últimos meses del año 2001, el rendimiento de condensados en las regiones marinas disminuyó debido a problemas operativos en los módulos de compresión y bombeo. Una vez solucionadas estas contingencias, el rendimiento de condensados retornará a los valores experimentados durante la primera mitad de 2001.

### 3.1.2 Comportamiento del gas en los centros procesadores

El gas recibido en las plantas petroquímicas se somete a procesos de endulzamiento cuando el gas es amargo, y posteriormente a procesos de absorción y criogénicos cuando el gas es húmedo. A los hidrocarburos licuados obtenidos se les conoce como líquidos de planta, y al gas procesado, residual o seco. El factor de encogimiento por impurezas, *fei*, considera el efecto de retirar los compuestos no hidrocarburos del gas amargo. El efecto de separar los hidrocarburos licuables del gas húmedo queda contemplado en el factor de encogimiento por licuables en planta, *felp*, y en el factor de rendimiento de líquidos en planta nombrado *frlp*. Estos

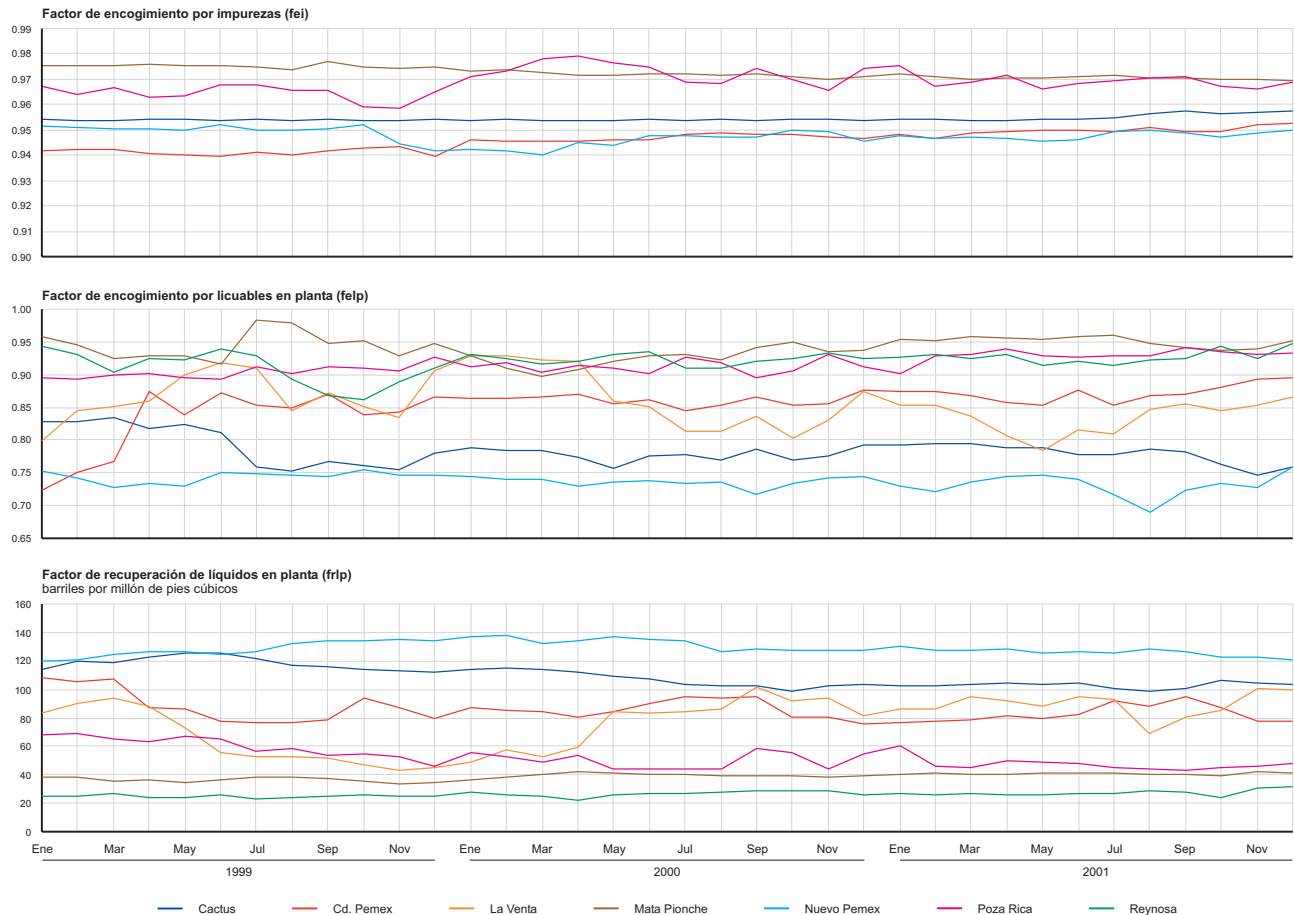


Figura 3.2 Factores de encogimiento y rendimiento en los centros procesadores de gas en donde es entregado el gas natural de los yacimientos del país.

factores se actualizan mensualmente con información de operación de los centros de procesamiento de gas Cactus, Ciudad Pemex, La Venta, Mata Pionche, Nuevo Pemex, Poza Rica y Reynosa, centros que procesan el gas producido por las cuatro regiones de Pemex Exploración y Producción. La figura 3.2 muestra el comportamiento de estos tres factores por cada una de las siete plantas mencionadas.

La parte superior de la figura 3.2 indica el comportamiento del factor de encogimiento por impurezas en las plantas de Cactus, Ciudad Pemex, Mata Pionche, Nuevo Pemex y Poza Rica. El comportamiento del gas en los centros Reynosa y La Venta no es mostrado, ya que reciben sólo gas húmedo dulce. En la porción intermedia de esta misma figura, se muestra el encogimiento del gas debido a la recuperación de licuables en las plantas. Los centros Cactus y Nuevo Pemex, a mediados de 1999, presentan un rendimiento de licuables similar; sin embargo, para el resto de 1999, 2000 y 2001 los rendimientos son diferentes. Este comportamiento es

causado al separar la corriente de gas de la Región Sur de la proveniente de las regiones marinas, enviando la de la Región Sur a Cactus, y la de las regiones marinas a Nuevo Pemex.

### 3.2 Precio de los hidrocarburos

La rentabilidad de los proyectos de inversión se determina por la asociación de los precios de venta de los hidrocarburos producidos con los costos de operación y los de desarrollo. La variación de los precios del aceite crudo y del gas húmedo amargo se muestra para los tres últimos años en la figura 3.3, donde se observa un incremento de los precios casi constante por más de año y medio, tanto para el aceite como para el gas natural. Sin embargo, esta tendencia se pierde en los últimos meses del año 2000 cuando el precio del aceite baja y el del gas sube, llegando a su máximo en enero de 2001, para concluir ese año con precios del gas similares a los del inicio de 1999.

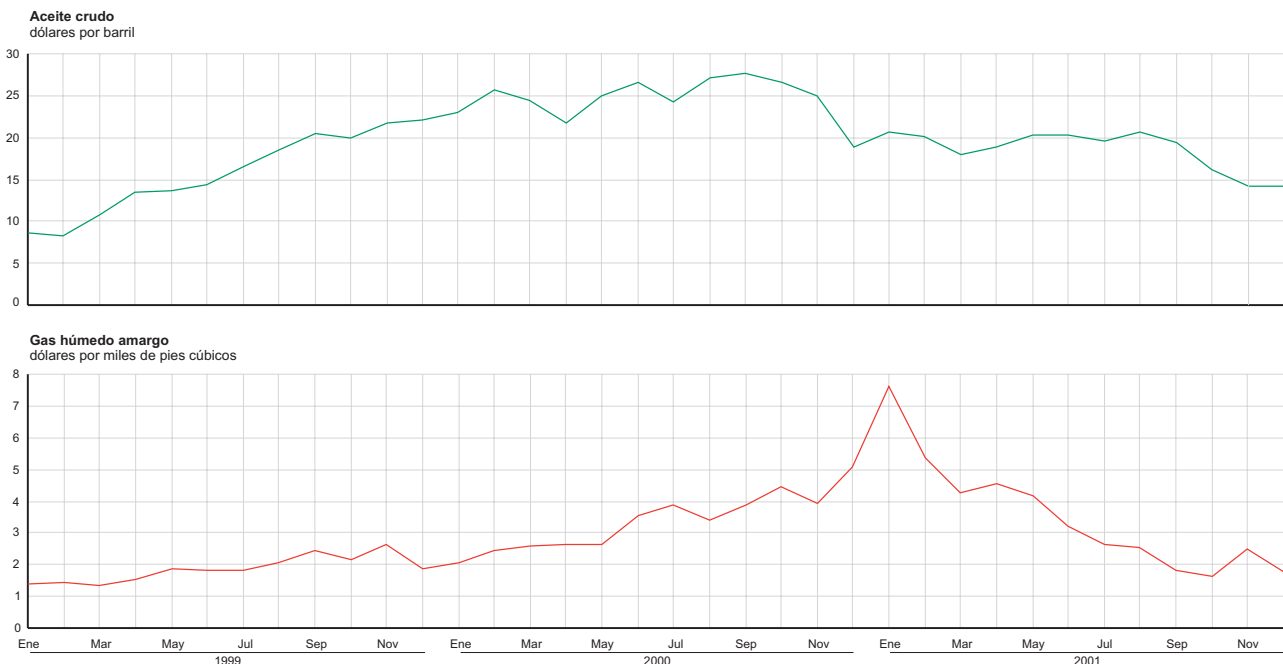


Figura 3.3 Evolución histórica de los precios durante los tres últimos años de la mezcla mexicana de aceite crudo y de gas húmedo amargo.

En el caso del crudo, el precio de la mezcla mexicana mantuvo durante el año 2001 una tendencia cercana a los 20 dólares por barril hasta septiembre, disminuyendo los últimos meses del año como consecuencia de la desaceleración económica mundial. Interesantemente, el último trimestre de 2001 indica una recuperación del paralelismo en los precios del crudo y del gas.

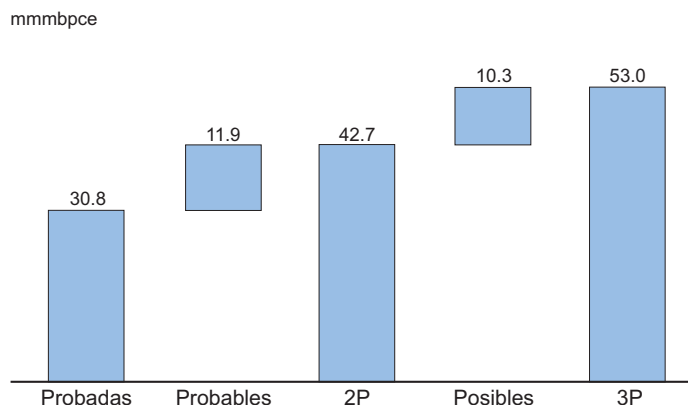


Figura 3.4 Distribución, por categoría, de las reservas restantes totales de petróleo crudo equivalente del país.

### 3.3 Reservas remanentes totales

Las reservas remanentes totales o 3P, es decir la agregación de las reservas remanentes probadas, probables y posibles ascienden a 52,951.0 millones de

barriles de petróleo crudo equivalente al 1 de enero del 2002. La distribución de las reservas en sus diferentes categorías se muestra en la figura 3.4. Las

Cuadro 3.1 Distribución histórica, por fluido y región, de las reservas remanentes totales.

Año	Región	Reserva remanente de hidrocarburos					Reserva remanente de gas		
		Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco equivalente mmbpce	Total mmbpce	Gas natural mmmpc	Gas a entregar en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
<b>1999</b>	<b>Total</b>	<b>41,064.0</b>	<b>1,230.1</b>	<b>4,644.6</b>	<b>10,802.5</b>	<b>57,741.2</b>	<b>81,038.5</b>	<b>69,064.9</b>	<b>56,183.1</b>
	Marina Noreste	17,917.6	756.4	357.5	655.2	19,686.7	8,311.8	4,484.0	3,407.8
	Marina Suroeste	3,374.1	351.9	128.4	628.1	4,482.5	5,766.4	4,284.7	3,266.7
	Norte	13,724.6	35.5	1,857.5	7,242.3	22,859.9	47,332.6	41,535.7	37,666.6
	Sur	6,047.7	86.3	2,301.2	2,276.8	10,712.1	19,627.7	18,760.5	11,841.8
<b>2000</b>	<b>Total</b>	<b>41,495.3</b>	<b>1,198.7</b>	<b>4,837.6</b>	<b>10,672.5</b>	<b>58,204.1</b>	<b>78,286.4</b>	<b>66,367.7</b>	<b>55,507.2</b>
	Marina Noreste	18,346.8	697.7	574.2	906.5	20,525.2	8,897.9	6,103.6	4,714.7
	Marina Suroeste	3,811.1	308.2	474.0	748.2	5,341.3	6,914.9	5,037.9	3,891.1
	Norte	13,684.4	34.3	1,985.4	6,599.1	22,303.2	44,174.4	38,711.8	34,321.7
	Sur	5,653.1	158.6	1,804.1	2,418.7	10,034.5	18,299.1	16,514.4	12,579.6
<b>2001</b>	<b>Total</b>	<b>39,917.9</b>	<b>1,194.5</b>	<b>4,379.3</b>	<b>10,662.3</b>	<b>56,154.0</b>	<b>76,434.9</b>	<b>65,979.4</b>	<b>55,515.1</b>
	Marina Noreste	17,359.3	641.2	601.8	847.6	19,449.9	8,161.3	5,822.4	4,408.5
	Marina Suroeste	3,540.0	321.7	555.9	785.0	5,202.6	6,599.4	5,389.1	4,082.5
	Norte	13,590.1	55.9	1,610.3	6,661.1	21,917.4	43,983.4	38,469.8	34,644.4
	Sur	5,428.4	175.7	1,611.3	2,368.6	9,584.1	17,690.9	16,298.0	12,379.7
<b>2002</b>	<b>Total</b>	<b>38,286.1</b>	<b>1,136.7</b>	<b>3,790.0</b>	<b>9,738.2</b>	<b>52,951.0</b>	<b>69,105.0</b>	<b>59,745.2</b>	<b>50,648.2</b>
	Marina Noreste	16,593.7	627.1	544.8	823.6	18,589.2	7,916.5	5,647.5	4,283.5
	Marina Suroeste	3,389.8	319.4	442.6	685.5	4,837.4	5,926.7	4,634.7	3,565.2
	Norte	13,413.4	43.2	1,473.9	6,112.8	21,043.3	39,798.1	35,183.3	31,792.7
	Sur	4,889.2	147.0	1,328.6	2,116.3	8,481.2	15,463.7	14,279.7	11,006.7

Cuadro 3.2 Clasificación de las reservas totales, o 3P, de aceite crudo y gas natural.

Año	Región	Aceite			Gas natural	
		Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb	Asociado mmmpc	No asociado mmmpc
<b>1999</b>	<b>Total</b>	<b>19,826.4</b>	<b>14,268.4</b>	<b>6,969.3</b>	<b>64,271.6</b>	<b>16,766.9</b>
	Marina Noreste	17,883.7	34.0	0.0	8,311.8	0.0
	Marina Suroeste	417.2	2,575.9	380.9	4,584.2	1,182.2
	Norte	1,394.1	7,126.6	5,203.9	39,045.3	8,287.3
	Sur	131.4	4,531.9	1,384.4	12,330.3	7,297.4
<b>2000</b>	<b>Total</b>	<b>22,459.6</b>	<b>14,606.7</b>	<b>4,429.0</b>	<b>62,049.6</b>	<b>16,236.8</b>
	Marina Noreste	17,647.1	699.7	0.0	8,897.9	0.0
	Marina Suroeste	414.4	2,812.7	583.9	4,979.3	1,935.7
	Norte	4,253.9	7,029.8	2,400.8	36,853.0	7,321.5
	Sur	144.2	4,064.5	1,444.4	11,319.4	6,979.7
<b>2001</b>	<b>Total</b>	<b>21,434.6</b>	<b>14,168.0</b>	<b>4,315.3</b>	<b>60,010.5</b>	<b>16,424.4</b>
	Marina Noreste	16,578.6	780.7	0.0	8,161.3	0.0
	Marina Suroeste	466.5	2,471.5	602.0	4,663.7	1,935.7
	Norte	4,246.1	6,943.3	2,400.8	36,319.6	7,663.7
	Sur	143.4	3,972.5	1,312.6	10,865.9	6,825.0
<b>2002</b>	<b>Total</b>	<b>20,602.0</b>	<b>13,794.6</b>	<b>3,889.5</b>	<b>55,049.1</b>	<b>14,055.9</b>
	Marina Noreste	15,820.8	772.9	0.0	7,916.5	0.0
	Marina Suroeste	508.0	2,350.1	531.7	3,982.5	1,944.2
	Norte	4,182.6	6,855.9	2,375.0	33,424.6	6,373.5
	Sur	90.6	3,815.8	982.8	9,725.5	5,738.1

reservas probadas representan la mayor parte del total con 58.2 por ciento, le siguen en importancia las probables con 22.4 por ciento y finalmente, las posibles con 19.4 por ciento. Esta clasificación depende de la incertidumbre asociada a la existencia de volúmenes de hidrocarburos adicionales y a la suposición de mejores comportamientos de los yacimientos, tal como se mencionó en el capítulo 2.

La distribución por fluidos de las reservas totales para 2002 (cuadro 3.1), muestra que el aceite crudo contribuye con 72.3 por ciento del total, el gas seco con 18.4 por ciento, los líquidos de planta y el condensado con 7.2 y 2.1 por ciento, respectivamente.

También, el cuadro 3.1 muestra la distribución regional de las reservas totales de petróleo crudo equi-

valente del país. Así, la Región Norte concentra 39.8 por ciento del total, la Región Marina Noreste 35.1 por ciento, la Región Sur 16.0 por ciento y la Región Marina Suroeste 9.1 por ciento.

Las reservas totales de gas natural, al 1 de enero de 2002, alcanzan 69,105.0 miles de millones de pies cúbicos, de los cuales se entregarán en planta 59,745.2 miles de millones de pies cúbicos. La Región Norte concentra 58.9 por ciento del gas a entregar. La reserva de gas seco asciende a 50,648.2 miles de millones de pies cúbicos. En el cuadro 3.1 se muestra la evolución histórica de esta información. En el cuadro 3.2 se presentan las reservas totales de gas natural clasificadas por su asociación con el aceite en el yacimiento. Las reservas de gas asociado son 79.7 por ciento y se concentran prin-

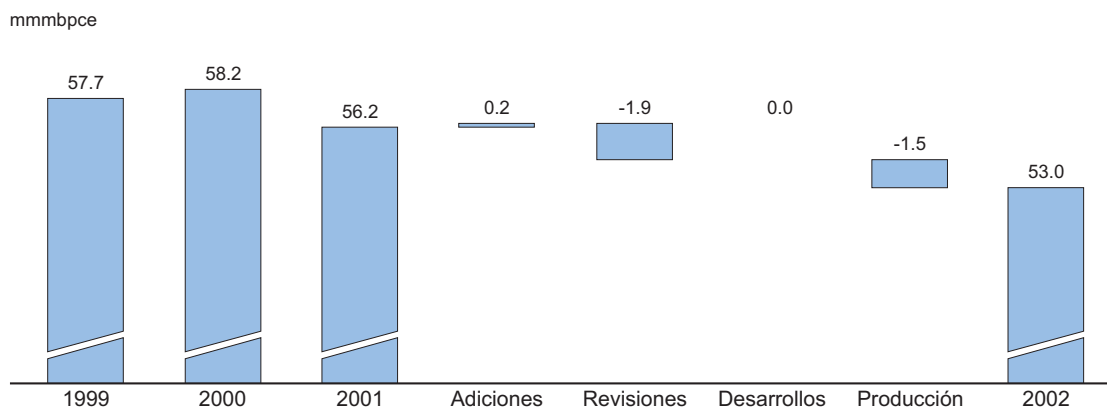


Figura 3.5 Evolución histórica de las reservas totales de petróleo crudo equivalente del país.

principalmente en la Región Norte. El restante 20.3 por ciento son reservas de gas no asociado y ascienden a 14,055.9 miles de millones de pies cúbicos. Las regiones Norte y Sur contribuyen con 45.4 y 40.8 por ciento del gas no asociado, respectivamente.

Las reservas 3P de aceite crudo clasificadas por su densidad se presentan en el cuadro 3.2, siendo el aceite pesado 53.8 por ciento del total nacional, y la Región Marina Noreste la que aporta más de las tres cuartas partes de ese total. Las reservas totales de aceite ligero representan 36.0 por ciento, localizándose en la Región Norte casi la mitad de las mismas; mientras que las reservas totales de aceite superligero son sólo 10.2 por ciento, concentrando en la Región Norte más de la mitad de éstas.

La evolución de las reservas totales de petróleo crudo equivalente del país en los tres últimos años se muestra en la figura 3.5. Al 1 de enero de 2002, se tiene un decremento del 5.7 por ciento con respecto al año anterior. La producción durante el 2001 de 1,493.6 millones de barriles explica gran parte de la reducción. Los descubrimientos con 215.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente restituye 14.4 por ciento de la producción. Agregando delimitaciones, que este año fueron negativas, el porcentaje desciende a 10.7 por ciento. El rubro de desarrollos agregó 1.1 por ciento, y la revisión de modelos geológicos y del comportamiento de los

campos justifica una reducción de reservas del 3.4 por ciento.

La relación reserva producción, resultado de dividir la reserva remanente entre la producción, para las reservas remanentes totales, es de 35 años, 29 años para las reservas 2P, y 21 años para las reservas probadas. Estas relaciones se reducen considerablemente si no se considera el Paleocanal de Chicontepec, ya que la relación disminuye a 23 años para las reservas 3P, 20 años para las reservas 2P, y para la probada, 14 años. Este indicador supone producción constante, precio de los hidrocarburos y costos de extracción sin variación en el tiempo, así como la inexistencia de nuevos descubrimientos en el futuro.

### 3.3.1 Reservas remanentes probadas

Al 1 de enero de 2002, las reservas probadas del país ascienden a 30,837.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. El cuadro 3.3 muestra la distribución por fluidos, observando que en este año el aceite crudo contribuye con 72.7 por ciento, el gas seco con 17.5 por ciento, los líquidos de planta 7.5 por ciento y el condensado 2.3 por ciento. En el mismo cuadro se indica la distribución regional para el petróleo crudo equivalente, donde la Región Marina Noreste contribuye con 37.7 por ciento, la Región Norte con 34.6 por ciento y las Regiones

Cuadro 3.3 Distribución por fluido y región de las reservas remanentes probadas.

Año	Región	Reserva remanente de hidrocarburos					Reserva remanente de gas		
		Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco equivalente mmbpce	Total mmbpce	Gas natural mmmpc	Gas a entregar en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
<b>1999</b>	<b>Total</b>	<b>24,700.1</b>	<b>796.5</b>	<b>2,902.4</b>	<b>5,780.5</b>	<b>34,179.5</b>	<b>45,062.8</b>	<b>38,263.3</b>	<b>30,064.0</b>
	Marina Noreste	11,936.1	573.6	271.0	496.9	13,277.6	6,303.3	3,400.5	2,584.4
	Marina Suroeste	1,366.1	150.8	52.6	264.6	1,834.1	2,549.9	1,840.1	1,376.1
	Norte	6,984.0	10.3	910.6	3,436.6	11,341.5	22,282.6	19,773.0	17,873.1
	Sur	4,414.0	61.7	1,668.2	1,582.5	7,726.3	13,927.1	13,249.7	8,230.5
<b>2000</b>	<b>Total</b>	<b>24,631.3</b>	<b>752.4</b>	<b>2,876.2</b>	<b>5,843.8</b>	<b>34,103.8</b>	<b>43,167.7</b>	<b>36,826.5</b>	<b>30,393.5</b>
	Marina Noreste	11,721.7	502.5	402.9	636.0	13,263.1	6,337.0	4,282.5	3,308.0
	Marina Suroeste	1,563.8	114.6	176.3	278.2	2,132.8	2,605.7	1,873.3	1,446.9
	Norte	7,028.4	12.7	964.0	3,153.6	11,158.8	20,863.1	18,512.7	16,401.9
	Sur	4,317.4	122.6	1,333.1	1,776.0	7,549.1	13,361.9	12,158.0	9,236.7
<b>2001</b>	<b>Total</b>	<b>23,660.4</b>	<b>723.9</b>	<b>2,556.5</b>	<b>5,673.5</b>	<b>32,614.4</b>	<b>41,382.9</b>	<b>35,648.0</b>	<b>29,505.5</b>
	Marina Noreste	11,048.0	453.6	418.2	589.0	12,508.8	5,719.9	4,045.7	3,063.2
	Marina Suroeste	1,451.2	116.4	201.0	283.8	2,052.4	2,446.3	1,948.5	1,476.1
	Norte	7,002.6	21.7	783.0	3,136.2	10,943.5	20,818.2	18,168.5	16,311.4
	Sur	4,158.5	132.3	1,154.4	1,664.5	7,109.7	12,398.6	11,485.3	8,654.7
<b>2002</b>	<b>Total</b>	<b>22,419.0</b>	<b>695.0</b>	<b>2,310.9</b>	<b>5,412.6</b>	<b>30,837.5</b>	<b>38,949.6</b>	<b>33,772.0</b>	<b>28,150.8</b>
	Marina Noreste	10,272.4	429.2	366.9	554.7	11,623.1	5,376.1	3,803.3	2,884.8
	Marina Suroeste	1,383.9	120.0	166.2	258.6	1,928.7	2,281.8	1,746.7	1,345.1
	Norte	6,898.3	21.8	746.4	2,996.8	10,663.3	19,670.3	17,306.5	15,586.3
	Sur	3,864.5	123.9	1,031.4	1,602.5	6,622.3	11,621.3	10,915.5	8,334.7

Sur y Marina Suroeste con 21.5 y 6.2 por ciento, respectivamente.

Las reservas probadas de gas natural al 1 de enero de 2002, alcanzan 38,949.6 miles de millones de pies cúbicos, según se observa en el cuadro 3.3. Las reservas probadas de gas a entregar en planta suman 33,772.0 miles de millones de pies cúbicos, concentrándose en la Región Norte poco más de la mitad de estas reservas. En términos de reservas de gas seco, éstas ascienden a 28,150.8 miles de millones de pies cúbicos. La Región Norte nuevamente concentra la mayor parte con 55.4 por ciento, y la Región Sur le sigue en importancia con 29.6 por ciento.

La clasificación de las reservas probadas de gas natural, por su asociación con el aceite crudo en el

yacimiento, se presenta en el cuadro 3.4. Las reservas probadas de gas asociado aportan 82.8 por ciento, donde poco más de la mitad corresponde a la Región Norte y se encuentran contenidas en el Paleocanal de Chicontepec. Las reservas probadas de gas no asociado, 17.2 por ciento de las reservas de gas, se concentran principalmente en los activos Chilapilla-José Colomo y Muspac en la Región Sur, y Burgos y Veracruz, en la Región Norte. La Región Sur contribuye con 56.1 por ciento, y la Región Norte con 36.2 por ciento de las reservas de gas no asociado.

Las reservas probadas de aceite crudo, clasificadas por su densidad, son mostradas en el cuadro 3.4. La aportación de las reservas probadas de aceite pesado es 55.4 por ciento, con la Región Marina

Cuadro 3.4 Clasificación de las reservas probadas, o 1P, de aceite crudo y gas natural.

Año	Región	Aceite			Gas natural	
		Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb	Asociado mmmpc	No asociado mmmpc
<b>1999</b>	<b>Total</b>	<b>12,550.3</b>	<b>8,080.7</b>	<b>4,069.1</b>	<b>36,683.4</b>	<b>8,379.4</b>
	Marina Noreste	11,917.9	18.2	0.0	6,303.3	0.0
	Marina Suroeste	152.7	1,097.2	116.2	1,922.5	627.4
	Norte	407.7	3,407.5	3,168.8	19,152.8	3,129.8
	Sur	72.0	3,557.8	784.1	9,304.8	4,622.2
<b>2000</b>	<b>Total</b>	<b>13,946.8</b>	<b>8,104.0</b>	<b>2,580.4</b>	<b>35,460.2</b>	<b>7,707.4</b>
	Marina Noreste	11,484.6	237.1	0.0	6,337.0	0.0
	Marina Suroeste	154.8	1,317.4	91.6	2,157.6	448.2
	Norte	2,214.3	3,323.9	1,490.2	18,048.0	2,815.1
	Sur	93.2	3,225.6	998.6	8,917.7	4,444.2
<b>2001</b>	<b>Total</b>	<b>13,232.6</b>	<b>7,896.9</b>	<b>2,530.8</b>	<b>34,397.4</b>	<b>6,985.6</b>
	Marina Noreste	10,786.3	261.8	0.0	5,719.9	0.0
	Marina Suroeste	154.8	1,214.0	82.4	1,998.1	448.2
	Norte	2,201.2	3,312.6	1,488.8	17,949.3	2,868.9
	Sur	90.4	3,108.5	959.6	8,730.1	3,668.5
<b>2002</b>	<b>Total</b>	<b>12,412.9</b>	<b>7,672.6</b>	<b>2,333.5</b>	<b>32,256.6</b>	<b>6,692.9</b>
	Marina Noreste	10,009.9	262.5	0.0	5,376.1	0.0
	Marina Suroeste	182.2	1,118.0	83.6	1,813.3	468.5
	Norte	2,163.6	3,261.5	1,473.2	17,248.0	2,422.3
	Sur	57.2	3,030.7	776.7	7,819.2	3,802.1

Noreste contribuyendo más de cuatro quintas partes de este número. Las reservas probadas de aceite ligero representan 34.2 por ciento del total, y se localizan principalmente en la Región Norte y la Re-

gión Sur con 42.5 y 39.5 por ciento, respectivamente. Las reservas probadas de aceite superligero aportan 10.4 por ciento, con la Región Norte explicando más de la mitad de esta cifra.

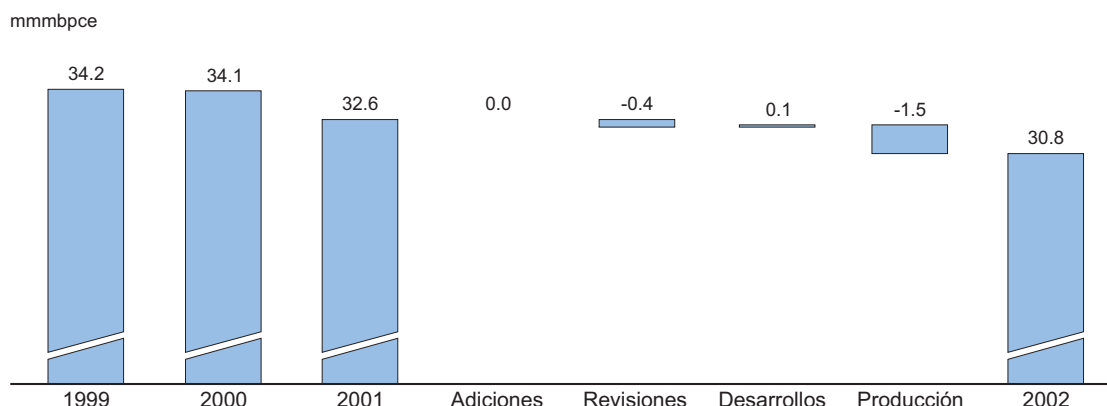


Figura 3.6 Comportamiento de las reservas remanentes probadas de petróleo crudo equivalente del país. Observe que el principal elemento de cambio es la producción.

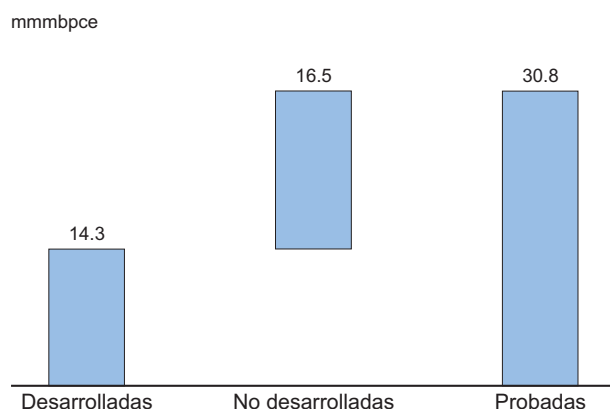


Figura 3.7 Distribución por categoría de las reservas remanentes probadas de petróleo crudo equivalente.

El comportamiento de las reservas probadas de petróleo crudo equivalente del país en los últimos tres años, se presenta en la figura 3.6. En el último año se observa una disminución de 5.4 por ciento, originada

por la producción en el periodo que explica más de cuatro quintas partes de esa reducción. Las adiciones y desarrollos restituyeron únicamente el 7.6 por ciento de la producción. El detalle y la naturaleza de estos cambios se explican en cada región en el capítulo 4.

La distribución de reservas probadas se muestra en la figura 3.7 al 1 de enero del 2002. Las reservas probadas no desarrolladas representan el 53.6 por ciento y las desarrolladas el 46.4 por ciento.

### 3.3.1.1 Reservas remanentes probadas desarrolladas

Las reservas desarrolladas del país al 1 de enero de 2002 ascienden a 14,315.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. El cuadro 3.5 muestra

Cuadro 3.5 Distribución histórica, por fluido y región, de las reservas remanentes probadas desarrolladas.

Año	Región	Reserva remanente de hidrocarburos					Reserva remanente de gas		
		Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco equivalente mmbpce	Total mmbpce	Gas natural mmmpc	Gas a entregar en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
<b>1999</b>	<b>Total</b>	<b>10,332.0</b>	<b>428.8</b>	<b>1,297.9</b>	<b>1,865.6</b>	<b>13,924.3</b>	<b>16,371.4</b>	<b>13,685.5</b>	<b>9,702.6</b>
	Marina Noreste	5,637.3	305.2	144.2	264.4	6,351.2	3,354.2	1,809.5	1,375.2
	Marina Suroeste	802.7	79.4	23.6	129.0	1,034.7	1,314.0	906.3	670.9
	Norte	559.7	4.8	73.5	463.6	1,101.6	2,821.7	2,545.0	2,410.7
	Sur	3,332.3	39.3	1,056.6	1,008.6	5,436.8	8,881.4	8,424.6	5,245.8
<b>2000</b>	<b>Total</b>	<b>9,724.6</b>	<b>394.0</b>	<b>1,208.0</b>	<b>2,119.9</b>	<b>13,446.4</b>	<b>16,411.0</b>	<b>13,750.9</b>	<b>11,025.2</b>
	Marina Noreste	5,168.4	248.5	197.8	312.2	5,926.9	3,132.1	2,102.2	1,623.9
	Marina Suroeste	879.7	57.9	89.1	140.6	1,167.3	1,332.3	947.0	731.4
	Norte	488.3	9.6	71.5	542.5	1,111.9	3,364.4	2,996.3	2,821.4
	Sur	3,188.2	78.0	849.7	1,124.5	5,240.3	8,582.2	7,705.4	5,848.5
<b>2001</b>	<b>Total</b>	<b>10,951.6</b>	<b>320.8</b>	<b>1,044.9</b>	<b>1,869.4</b>	<b>14,186.7</b>	<b>14,159.6</b>	<b>12,252.6</b>	<b>9,720.1</b>
	Marina Noreste	6,794.7	174.5	165.3	232.8	7,367.3	2,245.9	1,599.1	1,210.7
	Marina Suroeste	745.0	48.8	84.3	119.1	997.3	1,059.5	820.8	619.4
	Norte	376.5	13.7	61.5	454.7	906.3	2,905.9	2,524.1	2,364.7
	Sur	3,035.5	83.8	733.8	1,062.8	4,915.8	7,948.3	7,308.6	5,525.2
<b>2002</b>	<b>Total</b>	<b>11,412.7</b>	<b>350.9</b>	<b>863.2</b>	<b>1,688.8</b>	<b>14,315.6</b>	<b>12,810.2</b>	<b>10,919.7</b>	<b>8,783.5</b>
	Marina Noreste	7,659.5	235.7	205.8	311.1	8,412.1	3,002.4	2,133.0	1,617.8
	Marina Suroeste	705.3	50.0	69.3	106.0	930.5	974.6	718.5	551.2
	Norte	378.1	11.4	54.6	408.1	852.2	2,584.1	2,257.2	2,122.6
	Sur	2,669.7	53.9	533.7	863.7	4,120.9	6,249.2	5,811.0	4,491.9

Cuadro 3.6 Composición de las reservas probadas desarrolladas de aceite crudo y gas natural.

Año	Región	Aceite			Gas natural	
		Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb	Asociado mmmpc	No asociado mmmpc
<b>1999</b>	<b>Total</b>	<b>5,809.2</b>	<b>3,866.7</b>	<b>656.2</b>	<b>11,124.4</b>	<b>5,247.0</b>
	Marina Noreste	5,619.1	18.2	0.0	3,354.2	0.0
	Marina Suroeste	0.2	760.8	41.7	1,314.0	0.0
	Norte	162.4	345.3	52.0	1,460.0	1,361.7
	Sur	27.5	2,742.4	562.4	4,996.2	3,885.2
<b>2000</b>	<b>Total</b>	<b>5,438.6</b>	<b>3,479.3</b>	<b>806.7</b>	<b>10,908.1</b>	<b>5,502.9</b>
	Marina Noreste	5,146.8	21.7	0.0	3,132.1	0.0
	Marina Suroeste	0.0	855.0	24.7	1,332.3	0.0
	Norte	243.6	244.7	0.0	1,424.7	1,939.7
	Sur	48.2	2,357.9	782.0	5,019.0	3,563.2
<b>2001</b>	<b>Total</b>	<b>7,000.0</b>	<b>3,186.2</b>	<b>765.5</b>	<b>9,184.2</b>	<b>4,975.4</b>
	Marina Noreste	6,766.2	28.5	0.0	2,245.9	0.0
	Marina Suroeste	0.0	724.1	20.9	1,059.5	0.0
	Norte	187.8	188.7	0.0	1,230.5	1,675.4
	Sur	45.9	2,245.0	744.6	4,648.3	3,300.0
<b>2002</b>	<b>Total</b>	<b>7,865.3</b>	<b>2,923.3</b>	<b>624.0</b>	<b>8,241.6</b>	<b>4,568.6</b>
	Marina Noreste	7,636.2	23.3	0.0	3,002.4	0.0
	Marina Suroeste	0.0	682.9	22.3	974.6	0.0
	Norte	190.0	188.1	0.0	994.1	1,590.0
	Sur	39.1	2,029.0	601.7	3,270.5	2,978.7

la distribución por tipo de fluidos. El aceite crudo representa el 79.7 por ciento, el gas seco con 11.8 por ciento, los líquidos de planta con 6.0 por ciento y el condensado con 2.5 por ciento. La proporción de reservas de aceite indica que los campos de aceite y gas disuelto en explotación prevalecen en el país.

La distribución de reservas desarrolladas por región se indica en el cuadro 3.5. Al 1 de enero del 2002, se observa que la Región Marina Noreste contribuye con 58.7 por ciento, la Región Sur 28.8 por ciento, la Región Marina Suroeste 6.5 por ciento y la Región Norte 6.0 por ciento de la reserva de petróleo crudo equivalente.

Las reservas probadas desarrolladas de gas natural alcanzan 12,810.2 miles de millones de pies cúbicos,

como se muestra en el cuadro 3.5. Las reservas desarrolladas de gas a entregar en planta son 10,919.7 miles de millones de pies cúbicos, concentrándose más de la mitad en la Región Sur. Una situación similar se tiene en las reservas de gas seco que ascienden a 8,783.5 miles de millones de pies cúbicos, con más de la mitad de las reservas ubicadas en la Región Sur.

La clasificación de las reservas probadas desarrolladas de gas natural por su asociación con el aceite crudo en el yacimiento, se presenta en el cuadro 3.6. Las reservas probadas desarrolladas de gas asociado aportan 64.3 por ciento y las reservas de gas no asociado el restante 35.7 por ciento. Es importante observar que la mayor parte de estas reservas de gas asociado y no asociado, provienen de la

Región Sur lo que implica que sus campos sustentan en gran medida la actual producción de gas del país.

Las reservas probadas desarrolladas de aceite crudo clasificadas por densidad se muestran en el cuadro 3.6. La aportación de las reservas desarrolladas de aceite pesado es 68.9 por ciento, concentrándose casi su totalidad en la Región Marina Noreste. Las reservas probadas desarrolladas de aceite ligero alcanzan 25.6 por ciento del total, siendo la Región Sur la que contiene la mayor parte con 69.4 por ciento de estas reservas. Las reservas probadas desarrolladas de aceite superligero son 5.5 por ciento, y el 96.4 por ciento de estas reservas están concentradas en la Región Sur.

### 3.3.1.2 Reservas remanentes probadas no desarrolladas

Al 1 de enero de 2002, las reservas probadas no desarrolladas del país alcanzan 16,521.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. El cuadro 3.7 muestra la distribución por fluido y región, observando que para este año el aceite crudo contribuye con 66.6 por ciento, el gas seco con 22.5 por ciento, los líquidos de planta 8.8 por ciento y el condensado 2.1 por ciento. En términos de petróleo crudo equivalente, la Región Norte contribuye con 59.4 por ciento, la Región Marina Noreste con 19.4 por ciento y las Regiones Sur y Marina Suroeste con 15.1 y 6.1 por ciento, respectivamente.

Cuadro 3.7 Distribución histórica, por fluido y región, de las reservas probadas no desarrolladas.

Año	Región	Reserva remanente de hidrocarburos					Reserva remanente de gas		
		Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco equivalente mmbpce	Total mmbpce	Gas natural mmmpc	Gas a entregar en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
<b>1999</b>	<b>Total</b>	<b>14,368.1</b>	<b>367.7</b>	<b>1,604.5</b>	<b>3,914.9</b>	<b>20,255.2</b>	<b>28,691.5</b>	<b>24,577.8</b>	<b>20,361.4</b>
	Marina Noreste	6,298.8	268.4	126.8	232.5	6,926.4	2,949.1	1,591.0	1,209.1
	Marina Suroeste	563.3	71.5	29.0	135.6	799.4	1,235.9	933.7	705.2
	Norte	6,424.3	5.5	837.1	2,973.0	10,239.9	19,460.9	17,228.0	15,462.4
	Sur	1,081.7	22.4	611.6	573.9	2,289.5	5,045.6	4,825.1	2,984.8
<b>2000</b>	<b>Total</b>	<b>14,906.7</b>	<b>358.5</b>	<b>1,668.2</b>	<b>3,724.0</b>	<b>20,657.4</b>	<b>26,756.6</b>	<b>23,075.6</b>	<b>19,368.3</b>
	Marina Noreste	6,553.2	254.1	205.1	323.8	7,336.2	3,204.9	2,180.3	1,684.2
	Marina Suroeste	684.1	56.7	87.2	137.6	965.5	1,273.4	926.3	715.5
	Norte	6,540.1	3.1	892.5	2,611.1	10,046.9	17,498.6	15,516.4	13,580.4
	Sur	1,129.2	44.6	483.4	651.5	2,308.7	4,779.7	4,452.6	3,388.2
<b>2001</b>	<b>Total</b>	<b>12,708.7</b>	<b>403.1</b>	<b>1,511.7</b>	<b>3,804.2</b>	<b>18,427.7</b>	<b>27,223.3</b>	<b>23,395.5</b>	<b>19,785.4</b>
	Marina Noreste	4,253.4	279.0	252.9	356.2	5,141.5	3,474.0	2,446.6	1,852.5
	Marina Suroeste	706.3	67.5	116.7	164.7	1,055.2	1,386.7	1,127.7	856.6
	Norte	6,626.0	8.0	721.5	2,681.5	10,037.1	17,912.4	15,644.4	13,946.7
	Sur	1,123.0	48.5	420.6	601.7	2,193.9	4,450.3	4,176.8	3,129.5
<b>2002</b>	<b>Total</b>	<b>11,006.4</b>	<b>344.0</b>	<b>1,447.6</b>	<b>3,723.8</b>	<b>16,521.9</b>	<b>26,139.3</b>	<b>22,852.3</b>	<b>19,367.4</b>
	Marina Noreste	2,612.8	193.5	161.1	243.6	3,211.1	2,373.7	1,670.4	1,266.9
	Marina Suroeste	678.6	70.0	97.0	152.7	998.3	1,307.2	1,028.2	793.9
	Norte	6,520.2	10.4	691.8	2,588.7	9,811.1	17,086.3	15,049.3	13,463.7
	Sur	1,194.7	70.1	497.7	738.9	2,501.4	5,372.2	5,104.4	3,842.8

*Cuadro 3.8 Composición de las reservas probadas no desarrolladas de aceite crudo y gas natural.*

Año	Región	Aceite			Gas natural	
		Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb	Asociado mmmpc	No asociado mmmpc
<b>1999</b>	<b>Total</b>	<b>6,741.1</b>	<b>4,214.0</b>	<b>3,413.0</b>	<b>25,559.0</b>	<b>3,132.5</b>
	Marina Noreste	6,298.8	0.0	0.0	2,949.1	0.0
	Marina Suroeste	152.5	336.4	74.5	608.5	627.4
	Norte	245.3	3,062.2	3,116.7	17,692.8	1,768.1
	Sur	44.5	815.4	221.8	4,308.6	737.0
<b>2000</b>	<b>Total</b>	<b>8,508.2</b>	<b>4,624.8</b>	<b>1,773.7</b>	<b>24,552.1</b>	<b>2,204.5</b>
	Marina Noreste	6,337.8	215.4	0.0	3,204.9	0.0
	Marina Suroeste	154.8	462.5	66.9	825.3	448.2
	Norte	1,970.7	3,079.2	1,490.2	16,623.3	875.3
	Sur	44.9	867.7	216.6	3,898.7	881.0
<b>2001</b>	<b>Total</b>	<b>6,232.7</b>	<b>4,710.7</b>	<b>1,765.4</b>	<b>25,213.1</b>	<b>2,010.2</b>
	Marina Noreste	4,020.1	233.3	0.0	3,474.0	0.0
	Marina Suroeste	154.8	490.0	61.5	938.6	448.2
	Norte	2,013.3	3,123.9	1,488.8	16,718.8	1,193.5
	Sur	44.5	863.5	215.0	4,081.8	368.5
<b>2002</b>	<b>Total</b>	<b>4,547.6</b>	<b>4,749.3</b>	<b>1,709.5</b>	<b>24,015.0</b>	<b>2,124.3</b>
	Marina Noreste	2,373.7	239.2	0.0	2,373.7	0.0
	Marina Suroeste	182.2	435.1	61.3	838.7	468.5
	Norte	1,973.6	3,073.4	1,473.2	16,253.9	832.3
	Sur	18.1	1,001.7	175.0	4,548.7	823.5

Las reservas probadas no desarrolladas de gas natural, al 1 de enero de 2002, alcanzan 26,139.3 miles de millones de pies cúbicos, según se observa en el cuadro 3.7. Las reservas probadas de gas a entregar en planta suman 22,852.3 miles de millones de pies cúbicos, con la Región Norte concentrando poco más de tres quintas partes. La reserva de gas seco alcanza 19,367.4 miles de millones de pies cúbicos, y se distribuye principalmente en la Región Norte, con 69.5 por ciento, y la Región Sur con 19.8 por ciento.

La clasificación de las reservas probadas no desarrolladas de gas natural, por su asociación con el aceite crudo en el yacimiento, se presenta en el cuadro 3.8. Las reservas probadas de gas asociado aportan 91.9

por ciento, donde poco más de tres quintas partes corresponden a la Región Norte. Asimismo, 8.1 por ciento de las reservas de gas son reservas probadas no desarrolladas de gas no asociado. Estas reservas se encuentran en los activos Burgos y Veracruz de la Región Norte, 38.7 por ciento, y Chilapilla-José Colomo y Muspac en la Región Sur, 39.2 por ciento.

Las reservas probadas no desarrolladas de aceite crudo, clasificadas por su densidad, se muestran en el cuadro 3.8. La aportación de las reservas probadas de aceite ligero es 43.2 por ciento del total, concentradas principalmente en la Región Norte y la Región Sur con 64.7 y 21.1 por ciento, respectivamente. Las reservas probadas de aceite pesado son 41.3 por ciento, con la Región Marina Noreste con-

tribuyendo con más de la mitad de estas reservas. Las reservas probadas de aceite superligero aportan 15.5 por ciento, y se encuentra más de cuatro quintas partes de esta cifra en la Región Norte.

### 3.3.2 Reservas probables

Al 1 de enero de 2002 las reservas probables del país alcanzan 11,862.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. La distribución por tipo de fluido se muestra en el cuadro 3.9 y para este año, 75.3 por ciento es aceite, 16.7 por ciento es gas seco, 6.1 por ciento corresponde a los líquidos de planta, y 1.9 por ciento son condensados. La distribución regional se muestra igualmente en el cuadro 3.9,

donde se observa que la Región Marina Noreste destaca con 42.5 por ciento, la Región Norte con 37.5 por ciento, la Región Sur con 10.4 por ciento, y la región Marina Suroeste con 9.6 por ciento.

Las reservas probables de gas natural ascienden a 13,856.8 miles de millones de pies cúbicos, cuadro 3.9. La reserva de gas a entregar en planta es 12,028.4 miles de millones de pies cúbicos, y la Región Norte explica el 62.4 por ciento de ese total. Las reservas de gas seco son 10,316.9 miles de millones de pies cúbicos, y 65.8 por ciento de ese total se encuentra en la Región Norte.

En el cuadro 3.10 se presenta la clasificación de las reservas probables de gas natural, por su aso-

Cuadro 3.9 Distribución regional por fluido de las reservas probables.

Año	Región	Reserva remanente de hidrocarburos					Reserva remanente de gas		
		Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco equivalente mmbpce	Total mmbpce	Gas natural mmmpc	Gas a entregar en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
<b>1999</b>	<b>Total</b>	<b>8,885.1</b>	<b>231.0</b>	<b>824.7</b>	<b>2,163.7</b>	<b>12,104.5</b>	<b>15,646.7</b>	<b>13,449.3</b>	<b>11,253.2</b>
	Marina Noreste	4,514.6	132.1	62.5	114.4	4,823.6	1,451.6	783.1	595.1
	Marina Suroeste	804.4	75.7	27.4	132.0	1,039.5	1,223.5	893.4	686.6
	Norte	2,862.1	10.7	408.1	1,572.0	4,852.9	10,107.3	9,018.2	8,175.8
	Sur	703.9	12.5	326.8	345.2	1,388.4	2,864.4	2,754.7	1,795.6
<b>2000</b>	<b>Total</b>	<b>9,035.0</b>	<b>206.8</b>	<b>866.4</b>	<b>2,032.7</b>	<b>12,140.8</b>	<b>14,884.9</b>	<b>12,508.4</b>	<b>10,572.1</b>
	Marina Noreste	4,650.8	121.9	113.2	178.8	5,064.7	1,639.7	1,203.7	929.8
	Marina Suroeste	785.2	63.0	96.7	152.9	1,097.7	1,401.6	1,029.4	795.0
	Norte	2,850.7	4.8	438.4	1,397.6	4,691.4	9,379.6	8,231.4	7,268.7
	Sur	748.3	17.2	218.0	303.5	1,287.0	2,464.1	2,043.9	1,578.6
<b>2001</b>	<b>Total</b>	<b>8,982.3</b>	<b>220.1</b>	<b>834.6</b>	<b>2,159.3</b>	<b>12,196.2</b>	<b>15,308.9</b>	<b>13,262.1</b>	<b>11,293.8</b>
	Marina Noreste	4,553.8	122.1	124.5	175.3	4,975.7	1,624.9	1,204.4	911.9
	Marina Suroeste	798.9	66.6	115.1	162.5	1,143.1	1,350.4	1,116.0	845.4
	Norte	2,855.5	8.5	346.1	1,422.8	4,632.8	9,416.8	8,217.8	7,399.8
	Sur	774.2	22.8	248.9	398.6	1,444.6	2,916.7	2,724.0	2,136.7
<b>2002</b>	<b>Total</b>	<b>8,930.4</b>	<b>221.6</b>	<b>726.8</b>	<b>1,983.7</b>	<b>11,862.5</b>	<b>13,856.8</b>	<b>12,028.4</b>	<b>10,316.9</b>
	Marina Noreste	4,597.0	130.3	122.3	184.9	5,034.6	1,713.8	1,268.2	961.9
	Marina Suroeste	843.1	65.6	91.0	139.3	1,139.1	1,204.5	944.4	724.6
	Norte	2,826.0	9.0	311.7	1,305.2	4,451.8	8,361.8	7,503.3	6,788.4
	Sur	664.3	16.6	201.9	354.2	1,237.0	2,576.7	2,312.6	1,842.1

Cuadro 3.10 Composición de las reservas probables de aceite crudo y gas natural.

Año	Región	Aceite			Gas natural	
		Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb	Asociado mmmpc	No asociado mmmpc
<b>1999</b>	<b>Total</b>	<b>5,014.3</b>	<b>2,642.1</b>	<b>1,228.7</b>	<b>12,050.0</b>	<b>3,596.8</b>
	Marina Noreste	4,506.0	8.6	0.0	1,451.6	0.0
	Marina Suroeste	87.5	661.9	55.0	1,020.3	203.1
	Norte	393.7	1,553.3	915.2	8,246.5	1,860.8
	Sur	27.1	418.4	258.5	1,331.6	1,532.8
<b>2000</b>	<b>Total</b>	<b>5,484.2</b>	<b>2,805.8</b>	<b>744.9</b>	<b>11,923.6</b>	<b>2,961.4</b>
	Marina Noreste	4,461.4	189.4	0.0	1,639.7	0.0
	Marina Suroeste	92.1	588.4	104.6	1,025.5	376.1
	Norte	903.2	1,518.8	428.7	8,088.0	1,291.7
	Sur	27.6	509.2	211.6	1,170.4	1,293.7
<b>2001</b>	<b>Total</b>	<b>5,425.2</b>	<b>2,847.1</b>	<b>709.9</b>	<b>11,670.8</b>	<b>3,638.1</b>
	Marina Noreste	4,356.4	197.4	0.0	1,624.9	0.0
	Marina Suroeste	131.2	562.8	104.9	974.4	376.1
	Norte	908.1	1,518.9	428.4	7,882.2	1,534.6
	Sur	29.5	568.1	176.6	1,189.3	1,727.4
<b>2002</b>	<b>Total</b>	<b>5,431.2</b>	<b>2,872.7</b>	<b>626.5</b>	<b>10,856.1</b>	<b>3,000.6</b>
	Marina Noreste	4,387.3	209.7	0.0	1,713.8	0.0
	Marina Suroeste	133.8	621.2	88.2	864.3	340.2
	Norte	890.3	1,511.7	423.9	6,943.3	1,418.4
	Sur	19.8	530.0	114.4	1,334.7	1,242.0

ciación con el aceite crudo en el yacimiento. Las reservas probables de gas asociado contribuyen con 78.3 por ciento y ascienden a 10,856.1 miles de millones de pies cúbicos. La Región Norte explica 63.9 por ciento de estas reservas; la Región Marina Noreste 15.8 por ciento; la Región Sur 12.3 por ciento; y la Región Marina Suroeste 8.0 por ciento. Las reservas probables de gas no asociado son 21.7 por ciento del total de reservas de gas natural, y casi la mitad están ubicadas en la Región Norte, principalmente, en el activo Burgos.

Las reservas probables de aceite crudo, clasificadas por su densidad, se presentan en el cuadro 3.10. Las reservas probables de aceite pesado contribuyen con 60.8 por ciento, y se encuentran en su

mayor parte en la Región Marina Noreste. Las reservas probables de aceite ligero son 32.2 por ciento, ubicándose más de la mitad en la Región Norte. Las reservas probables de aceite superligero, explican el restante 7.0 por ciento, y se encuentran contenidas principalmente en la Región Norte, 67.7 por ciento.

La evolución de las reservas probables de petróleo crudo equivalente del país durante los tres últimos años se muestra en la figura 3.8. En este año se registró un decremento de 333.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, 2.7 por ciento de reducción con respecto al año anterior. Las adiciones contribuyeron con 16.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, sin embargo no fueron suficientes para compensar las reducciones por de-

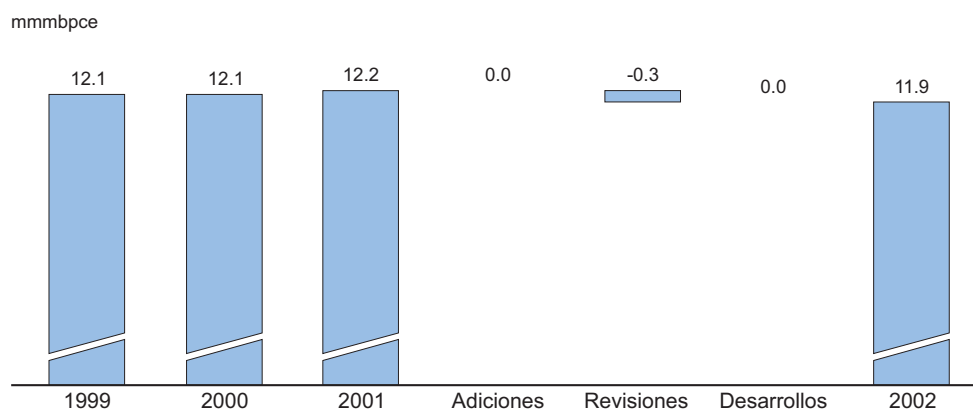


Figura 3.8 Trayectoria de las reservas probables de petróleo crudo equivalente del país.

sarrollos de 39.4 millones de barriles y revisiones de modelos geológicos y de comportamiento de 310.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

### 3.3.3 Reservas posibles

Las reservas posibles del país al 1 de enero de 2002, totalizan 10,251.0 millones de barriles de petróleo

Cuadro 3.11 Distribución regional por fluido de las reservas posibles.

Año	Región	Reserva remanente de hidrocarburos					Reserva remanente de gas		
		Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco equivalente mmbpce	Total mmbpce	Gas natural mmmpc	Gas a entregar en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
<b>1999</b>	<b>Total</b>	<b>7,478.7</b>	<b>202.7</b>	<b>917.5</b>	<b>2,858.3</b>	<b>11,457.2</b>	<b>20,329.0</b>	<b>17,352.3</b>	<b>14,865.9</b>
	Marina Noreste	1,466.9	50.7	24.0	43.9	1,585.5	557.0	300.5	228.4
	Marina Suroeste	1,203.6	125.3	48.4	231.5	1,608.9	1,993.0	1,551.3	1,204.1
	Norte	3,878.5	14.5	538.8	2,233.8	6,665.5	14,942.7	12,744.5	11,617.7
	Sur	929.8	12.2	306.3	349.1	1,597.3	2,836.3	2,756.1	1,815.7
<b>2000</b>	<b>Total</b>	<b>7,829.1</b>	<b>239.5</b>	<b>1,095.0</b>	<b>2,795.9</b>	<b>11,959.5</b>	<b>20,233.8</b>	<b>17,032.8</b>	<b>14,541.6</b>
	Marina Noreste	1,974.3	73.3	58.0	91.7	2,197.4	921.2	617.5	476.9
	Marina Suroeste	1,462.1	130.6	200.9	317.1	2,110.8	2,907.7	2,135.2	1,649.2
	Norte	3,805.2	16.8	583.0	2,047.9	6,453.0	13,931.7	11,967.6	10,651.2
	Sur	587.4	18.8	253.0	339.2	1,198.4	2,473.2	2,312.5	1,764.4
<b>2001</b>	<b>Total</b>	<b>7,275.2</b>	<b>250.5</b>	<b>988.2</b>	<b>2,829.4</b>	<b>11,343.4</b>	<b>19,743.2</b>	<b>17,069.2</b>	<b>14,715.9</b>
	Marina Noreste	1,757.5	65.5	59.2	83.3	1,965.5	816.6	572.4	433.4
	Marina Suroeste	1,289.9	138.7	239.8	338.6	2,007.1	2,802.7	2,324.7	1,761.1
	Norte	3,732.0	25.7	481.2	2,102.1	6,341.1	13,748.3	12,083.5	10,933.1
	Sur	495.7	20.6	208.0	305.4	1,029.7	2,375.6	2,088.6	1,588.3
<b>2002</b>	<b>Total</b>	<b>6,936.6</b>	<b>220.2</b>	<b>752.3</b>	<b>2,341.9</b>	<b>10,251.0</b>	<b>16,298.6</b>	<b>13,944.8</b>	<b>12,180.4</b>
	Marina Noreste	1,724.3	67.6	55.6	84.0	1,931.4	826.6	576.0	436.9
	Marina Suroeste	1,162.8	133.8	185.4	287.6	1,769.5	2,440.4	1,943.6	1,495.6
	Norte	3,689.1	12.4	415.9	1,810.8	5,928.2	11,766.0	10,373.6	9,418.0
	Sur	360.4	6.5	95.4	159.6	621.9	1,265.6	1,051.6	830.0

Cuadro 3.12 Composición de las reservas posibles de aceite crudo y gas natural.

Año	Región	Aceite			Gas natural	
		Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb	Asociado mmmpc	No asociado mmmpc
<b>1999</b>	<b>Total</b>	<b>2,261.8</b>	<b>3,545.5</b>	<b>1,671.4</b>	<b>15,538.2</b>	<b>4,790.8</b>
	Marina Noreste	1,459.7	7.2	0.0	557.0	0.0
	Marina Suroeste	177.0	816.9	209.7	1,641.3	351.7
	Norte	592.7	2,165.8	1,119.9	11,646.0	3,296.7
	Sur	32.3	555.6	341.8	1,693.9	1,142.4
<b>2000</b>	<b>Total</b>	<b>3,028.5</b>	<b>3,696.8</b>	<b>1,103.7</b>	<b>14,665.8</b>	<b>5,568.0</b>
	Marina Noreste	1,701.1	273.3	0.0	921.2	0.0
	Marina Suroeste	167.6	906.9	387.7	1,796.2	1,111.5
	Norte	1,136.4	2,187.0	481.8	10,717.0	3,214.7
	Sur	23.5	329.7	234.2	1,231.3	1,241.8
<b>2001</b>	<b>Total</b>	<b>2,776.7</b>	<b>3,424.0</b>	<b>1,074.5</b>	<b>13,942.4</b>	<b>5,800.8</b>
	Marina Noreste	1,435.9	321.6	0.0	816.6	0.0
	Marina Suroeste	180.6	694.6	414.7	1,691.2	1,111.5
	Norte	1,136.8	2,111.8	483.5	10,488.1	3,260.2
	Sur	23.4	296.0	176.4	946.5	1,429.1
<b>2002</b>	<b>Total</b>	<b>2,757.9</b>	<b>3,249.3</b>	<b>929.4</b>	<b>11,936.3</b>	<b>4,362.3</b>
	Marina Noreste	1,423.7	300.6	0.0	826.6	0.0
	Marina Suroeste	192.0	610.9	359.8	1,304.9	1,135.5
	Norte	1,128.6	2,082.6	477.8	9,233.2	2,532.8
	Sur	13.6	255.1	91.7	571.7	694.0

crudo equivalente. Su distribución por tipo de fluido se indica en el cuadro 3.11. El aceite crudo contribuye con 67.7 por ciento, el gas seco con 22.8 por ciento, los líquidos de planta con 7.3 por ciento y el condensado con 2.2 por ciento. La proporción del aceite en estas reservas es la mayor de las tres categorías; su magnitud confirma que los campos de aceite y gas disuelto predominan en el país. La distribución por región se indica en el cuadro 3.11. En el 2002 la Región Norte contribuye con 57.8 por ciento, la Región Marina Noreste 18.8 por ciento, la Región Marina Suroeste 17.3 por ciento y la Región Sur 6.1 por ciento de la reserva de petróleo crudo equivalente.

Al 1 de enero de 2001 las reservas posibles de gas natural alcanzan 16,298.6 miles de millones de pies

cúbicos, como se muestra en el cuadro 3.11. Las reservas posibles de gas a entregar en planta son 13,944.8 miles de millones de pies cúbicos, y 74.4 por ciento se concentran en la Región Norte. Las reservas posibles de gas seco resultan en 12,180.4 miles de millones de pies cúbicos, y 77.3 por ciento están localizadas en la Región Norte.

La clasificación de las reservas posibles de gas natural por su asociación con el aceite crudo en el yacimiento, se presenta en el cuadro 3.12. Las reservas posibles de gas asociado aportan 73.2 por ciento, y se encuentran localizadas principalmente en el Paleocanal de Chicontepec en la Región Norte. El restante 26.8 por ciento es gas no asociado, y se encuentra localizado principalmente en el activo Burgos de la Región Norte. La Región Norte con-

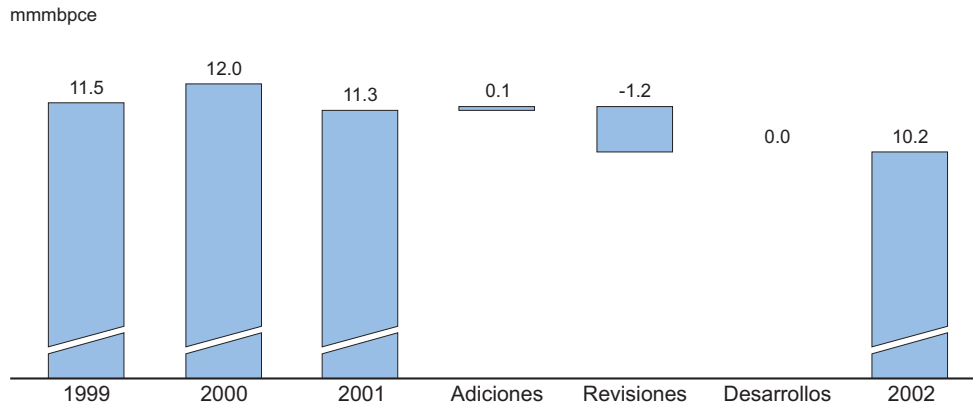


Figura 3.9 Evolución histórica de las reservas posibles de petróleo crudo equivalente del país.

centra 58.1 por ciento, la Región Sur 15.9 por ciento, y la Región Marina Suroeste 26.0 por ciento.

Las reservas posibles de aceite crudo clasificadas por densidad se muestran en el cuadro 3.12. La aportación de las reservas posibles de aceite pesado es 39.8 por ciento, de las cuales más de la mitad se encuentran en la Región Marina Noreste. Las reservas posibles de aceite ligero alcanzan 46.8 por ciento, 3,249.3 millones de barriles, y 64.1 por ciento se encuentran en la Región Norte. Las reservas posibles de aceite superligero son 13.4 por ciento, 929.4 millones de barriles, y 51.4 por ciento de estas reservas se localizan en la Región Norte, 38.7 por ciento en la Región Marina Suroeste, y 9.9 por ciento en la Región Sur.

La evolución de las reservas posibles de petróleo crudo equivalente del país durante los tres últimos años, se muestra en la figura 3.9. Al 1 de enero del 2002, se observa un decremento de 1,092.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, es decir, 9.6 por ciento. Las adiciones producto de la incorporación de nuevos yacimientos y delimitación contribuyeron con un incremento de 123.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Sin embargo, las revisiones de modelos geológicos y del comportamiento originaron reducciones de

1,178.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Aunado a esto, los desarrollos también contribuyeron con una disminución de 36.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

### 3.4 Descubrimientos

Durante el año 2001, la actividad exploratoria ha permitido incorporar y delimitar reservas de hidrocarburos por un total de 160.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas 3P, o 805.6 miles de millones de pies cúbicos de gas natural no asociado, localizadas en la Cuenca de Burgos, la Cuenca del Sureste en su porción marina (Macuspana Marino) y la Cuenca de Veracruz. En la Cuenca de Burgos se incorporaron un total de 66.8, 173.7 y 317.7 miles de millones de pies cúbicos de gas de reservas probadas, probables y posibles, respectivamente. Estos resultados fueron obtenidos con descubrimientos realizados principalmente en los pozos Kriptón-1, Ricos-1, Caudaloso-1 y Dulce-1, entre otros. En cuanto a la Cuenca del Sureste, el descubrimiento de gas natural en el pozo Kopó-1, demuestra el potencial gasífero de esta área y abre expectativas importantes en la porción marina del área Macuspana. Por último, la reinterpretación de la información sísmica tridimensional obtenida en el proyecto Playuela, ha permitido reevaluar el poten-

cial productivo de gas no asociado en la Cuenca de Veracruz y confirmar las expectativas de un rejuvenecimiento significativo de una cuenca que inició producción desde 1956.

### 3.4.1 Descubrimientos terrestres

Los descubrimientos e incorporaciones se realizaron en las dos cuencas más importantes del sistema petrolero nacional con capacidad de almacenar gas natural no asociado: Burgos y Veracruz. Estos resultados son consecuencia de la estrategia de Pemex Exploración y Producción enfocada a la prospección de recursos de gas no asociado a través de dirigir y reasignar inversiones con este propósito. Los dos proyectos autorizados en estas áreas por el gobierno federal, Proyecto Integral Cuenca de Burgos y Programa Estratégico de Gas, han realizado descubrimientos que permiten revitalizar las zonas tradicionalmente productoras del país con nuevas reservas, y que alientan las expectativas futuras de incorporación de importantes volúmenes de hidrocarburos.

#### Cuenca de Burgos

La Cuenca de Burgos sigue siendo el área más importante del país en términos de reservas y producción de gas no asociado. Contiene 2,283.6, 1,302.2 y 1,843.0 miles de millones de pies cúbicos de gas de reservas probadas, probables y posibles, respectivamente. Esto representa 34.1, 43.4 y 42.2 por ciento de las reservas probadas, probables y posibles de gas no asociado del país. La producción promedio diaria de la Cuenca de Burgos durante el año 2001 fue de alrededor de 1,000 millones de pies cúbicos de gas, que representa 21.9 por ciento de la producción total de gas del país. Los campos con mayor importancia siguen siendo Arcabuz, Arcos, Cuitláhuac, Culebra y Peña Blanca, que junto a la reactivación de campos como Corindón, Santa Ro-

salía, Viboritas y el desarrollo del campo Oveja, han contribuido con 76.6 por ciento del gas natural producido en esta cuenca.

De la actividad exploratoria, sobresale la confirmación del alineamiento productor Árabe-Sultán-Kriptón hacia la porción Occidente de los campos Reynosa y Monterrey, a través del descubrimiento de nuevos yacimientos con los pozos Caudaloso-1, Aljibe-1 y Sigma-1A, productores en el play Vicksburg y que conectan la tendencia referida con el campo Torrecillas. Asimismo, se reactiva la incorporación de reservas en los plays Yegua y Jackson de edad Eoceno, con los hallazgos de los pozos Dulce-1, Numerador-1, Tilingo-1 y Líncer-1. Estos y otros resultados son presentados a continuación, detallando información geológica y geofísica que documenta las magnitudes y clasificaciones de reservas de los yacimientos descubiertos más sobresalientes.

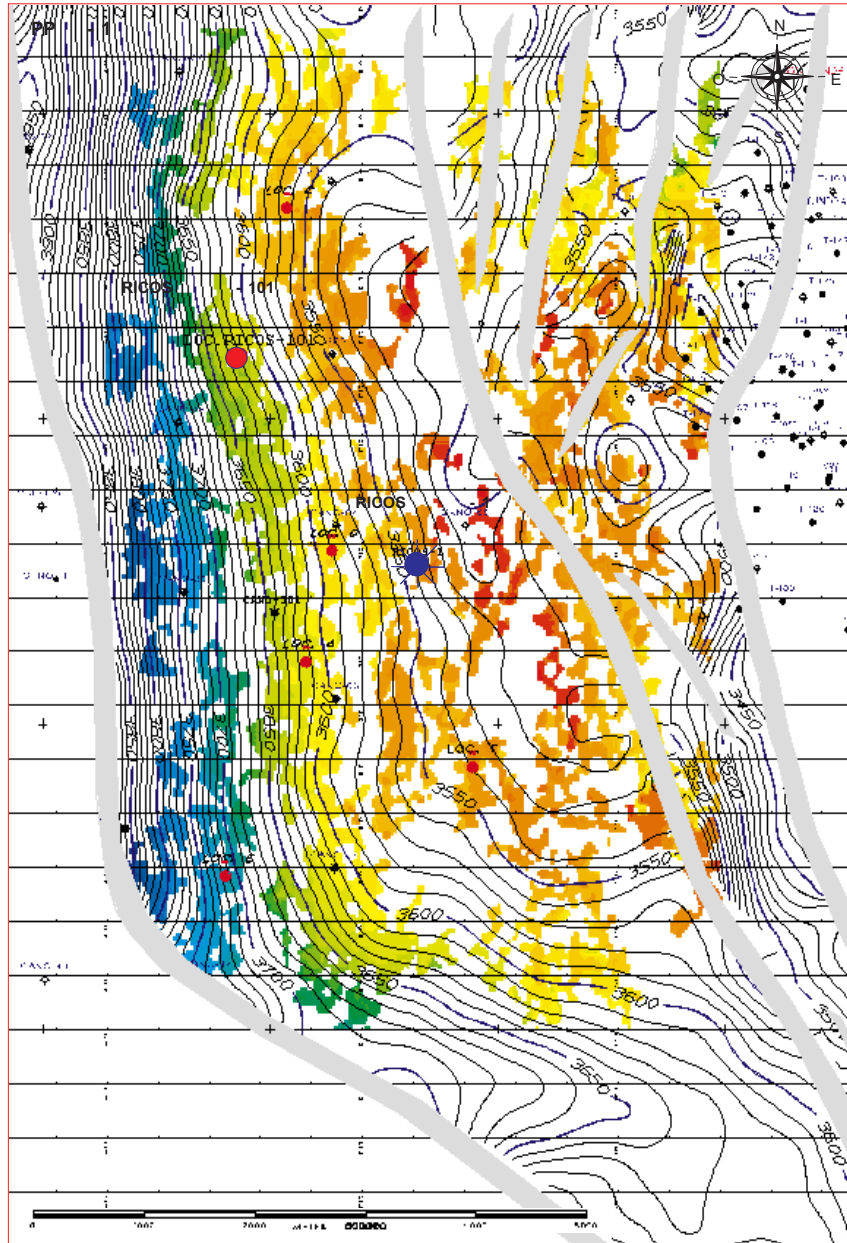
#### Ricos-1

Este pozo exploratorio fue perforado para investigar la secuencia identificada originalmente en el campo Francisco Cano, y para buscar trampas de tipo estratigráfico-estructural dentro de facies deltáicas del play Frío Marino de edad Oligoceno. Estructuralmente, el pozo se ubicó en la cima de un anticlinal orientado en dirección Norte-Sur, limitado al Oriente y Poniente por dos fallas de crecimiento con caída al Oriente. En la figura 3.10, se presenta la configuración estructural del horizonte productor de gas y condensado.

La columna geológica perforada alcanzó 3,900 metros verticales y desde el punto de vista estratigráfico, comprende sedimentos que van desde el Pleistoceno hasta el Oligoceno. En la sección sísmica de la figura 3.11, se pueden observar anomalías sísmicas de amplitud en la zona de disparos, así como el efecto estructural por la presencia de fallas normales.

El pozo Ricos-1 tuvo producción comercial en las arenas de facies deltáicas del Oligoceno Frío Marino en dos intervalos. El registro geofísico compuesto de la figura 3.12, muestra la ubicación de las pruebas realizadas, así como la columna estratigráfica. La prueba de producción en el primer intervalo, con

fracturamiento hidráulico, produjo casi 7 millones de pies cúbicos diarios de gas natural. La litología de estos yacimientos consiste de areniscas de grano medio a fino, con una porosidad promedio entre 14 y 18 por ciento y una saturación de agua entre 48 y 51 por ciento.



*Figura 3.10 Configuración estructural de la arena PP-1, de edad Oligoceno, localizada por el pozo Ricos-1. Anomalías sísmicas de amplitud son apreciadas e interpretadas como indicadores de gas.*

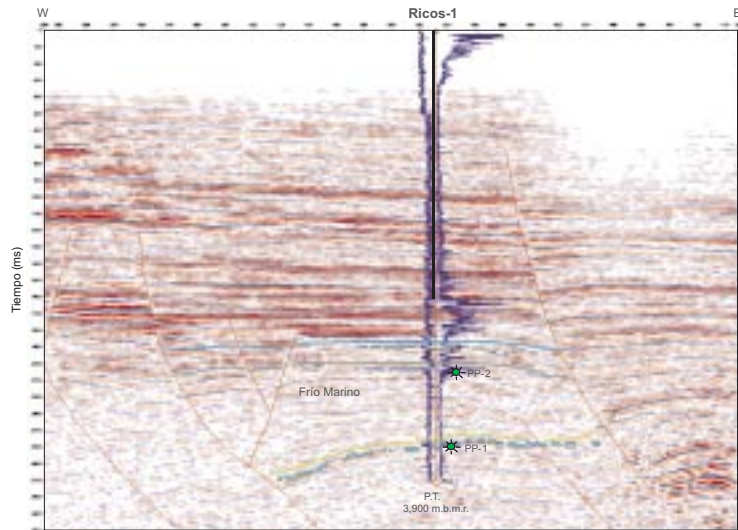


Figura 3.11 Sección sísmica calibrada con los registros geofísicos del pozo Ricos-1. A nivel del horizonte interpretado en color verde, se observa la presencia de arenas con gas evaluadas en la prueba PP-2. Adicionalmente, se observa la presencia de fallas de crecimiento que limitan la estructura.

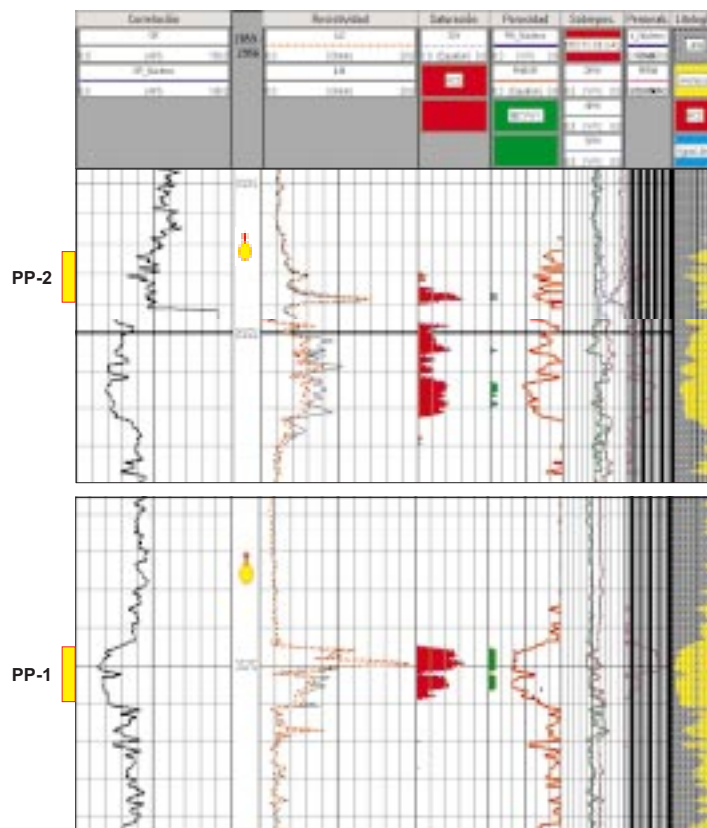


Figura 3.12 Registro geofísico compuesto del pozo Ricos-1 señalando los intervalos en donde se demostró la producción de gas no asociado.

Cabe destacar que en el bloque donde se encuentra el pozo Ricos-1, se realizó un estudio de inversión sísmica con el propósito de extrapolar las propiedades petrofísicas de los yacimientos y así, determinar la extensión areal impregnada de gas. La figura 3.13 muestra un ejemplo de la distribución de estos atributos sísmicos, como el denominado atributo LambdaRho que en la figura está señalado en color azul e interpretado como un indicador de gas. Actualmente, para verificar la capacidad predictiva de este indicador y el modelo geológico propuesto, un pozo delimitador está siendo perforado.

El volumen original 3P de gas natural se ha calculado en 205.0 miles de millones de pies cúbicos. En tanto, las reservas originales 1P, 2P y 3P alcanzan 13.3, 86.4 y 159.2 miles de millones de pies cúbicos de gas, respectivamente. La proporción superior de la reserva posible indica la necesidad de continuar con actividades exploratorias, y así poder reclasificar la reserva posible como probada y probable.

### Kriptón-1

Este pozo exploratorio fue perforado en una trampa de tipo estratigráfico-estructural, dentro de facies deltáicas y fluviodeltáicas de los plays Frío No Marino y Vicksburg, ambos de edad Oligoceno. Estructuralmente, el pozo quedó ubicado en la cima de un anticlinal seccionado, con orientación Norte-Sur, limitado en el flanco occidental por la falla de crecimiento denominada Berrendo. En la figura 3.14 se muestra la configuración estructural del horizonte productor de gas y condensado, en donde se puede observar que el pozo Kriptón-1 se encuentra entre dos fallas que lo separan de otros bloques.

El pozo atravesó una columna de 3,720 metros verticales, abarcando desde el Pleistoceno hasta el Oligoceno. En la sección sísmica-estructural de la figura 3.15, se aprecia la ubicación del pozo en la estructura. Adicionalmente, también se observan los dos intervalos en donde se estableció producción

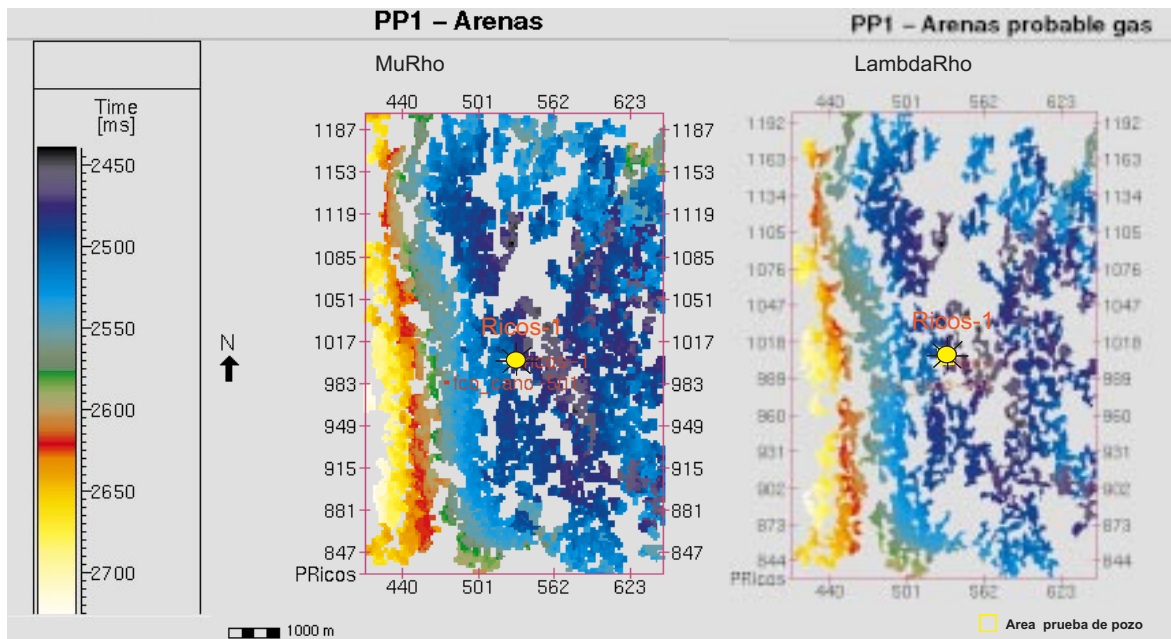


Figura 3.13 Atributos sísmicos  $\mu Rho$  y  $\lambda Rho$  de la arena PP-1 del pozo Kriptón-1. En color azul se presentan las áreas asociadas a probables acumulaciones de gas. El atributo  $\mu Rho$  indica la distribución espacial de las arenas, mientras el  $\lambda Rho$  se asocia con arenas con probable contenido de gas.

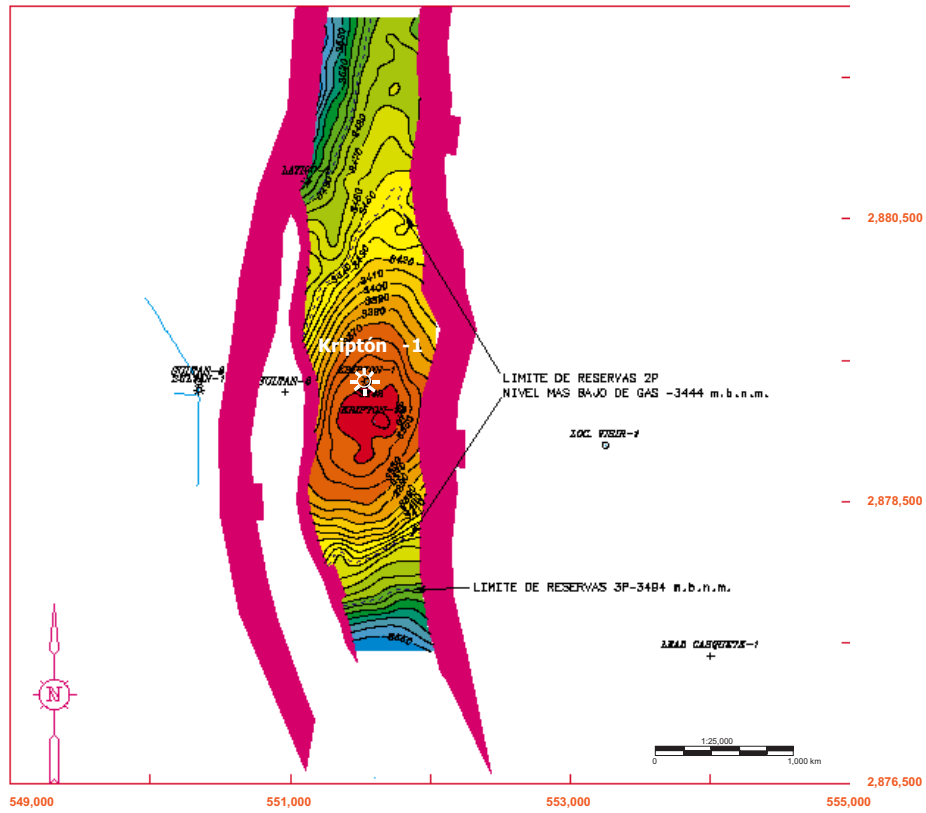


Figura 3.14 Configuración estructural de la arena PP-1 de edad Oligoceno. Observe los límites de las reservas evaluadas descubiertas por el pozo Kriptón-1.

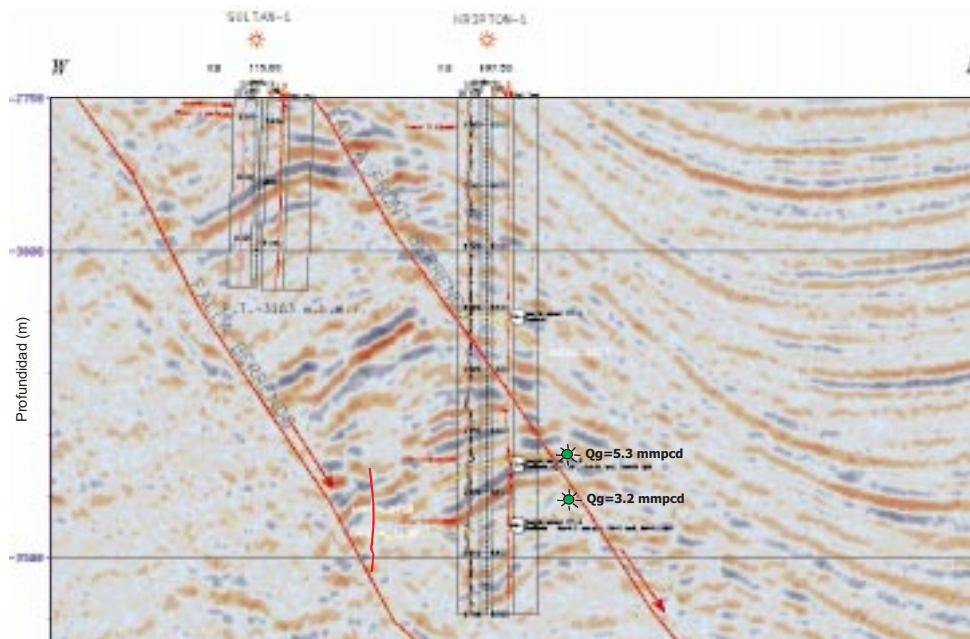


Figura 3.15 Sección sísmica calibrada con los registros geofísicos de los pozos Sul-tán-1 y Kriptón-1. En este último pozo se indican las producciones de gas no asociado obtenidas en los dos intervalos probados.

comercial, y que corresponden a facies deltáicas del Oligoceno Vicksburg y del Frío No Marino. El registro geofísico compuesto de la figura 3.16 señala la ubicación de las pruebas realizadas.

La litología en los yacimientos está compuesta por areniscas de grano medio a fino, con una porosidad promedio de 18 por ciento y una saturación de agua de 51 por ciento para el intervalo más profundo, y de 20 por ciento de porosidad y 30 por ciento de saturación de agua en el intervalo más somero. El volumen original 3P de gas natural es de

59.6 miles de millones de pies cúbicos, mientras que sus reservas 1P, 2P y 3P son 12.8, 38.3 y 45.7 miles de millones de pies cúbicos de gas, respectivamente.

**Caudaloso-1**

Este pozo exploratorio fue dirigido hacia una trampa de tipo estratigráfico-estructural dentro de facies deltáicas y fluviodeltáicas del play Vicksburg de edad Oligoceno. Estructuralmente, el pozo se ubicó cerca de la culminación de un anticlinal asimétrico y segmentado, cuya orientación es en dirección Nor-

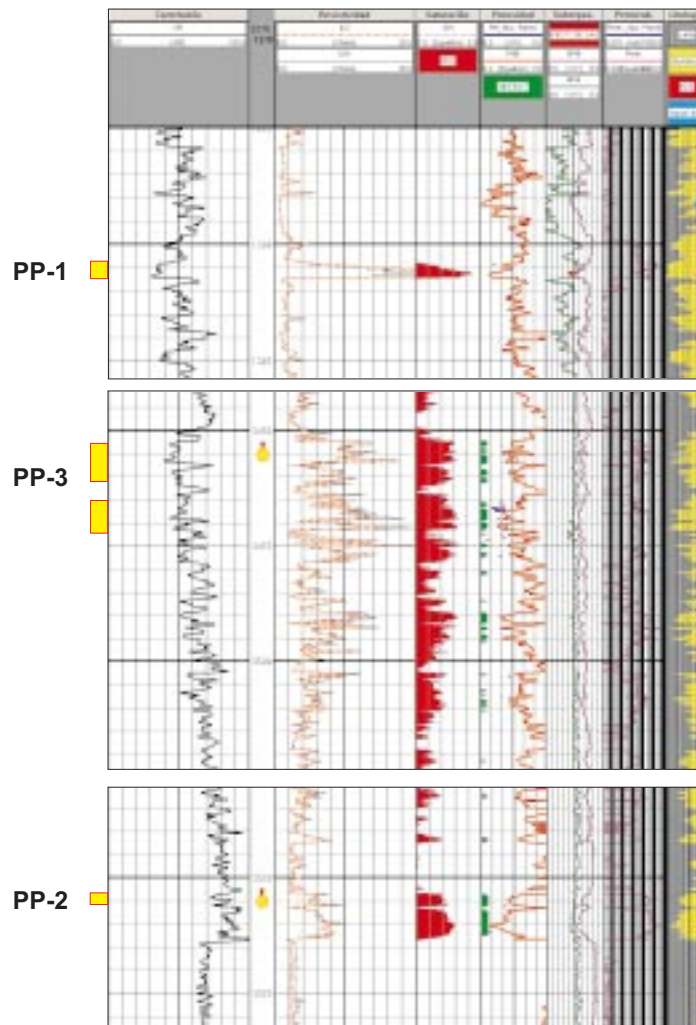


Figura 3.16 Registro geofísico compuesto del pozo Kriptón-1, mostrando la resistividad de la formación y los parámetros petrofísicos estimados.

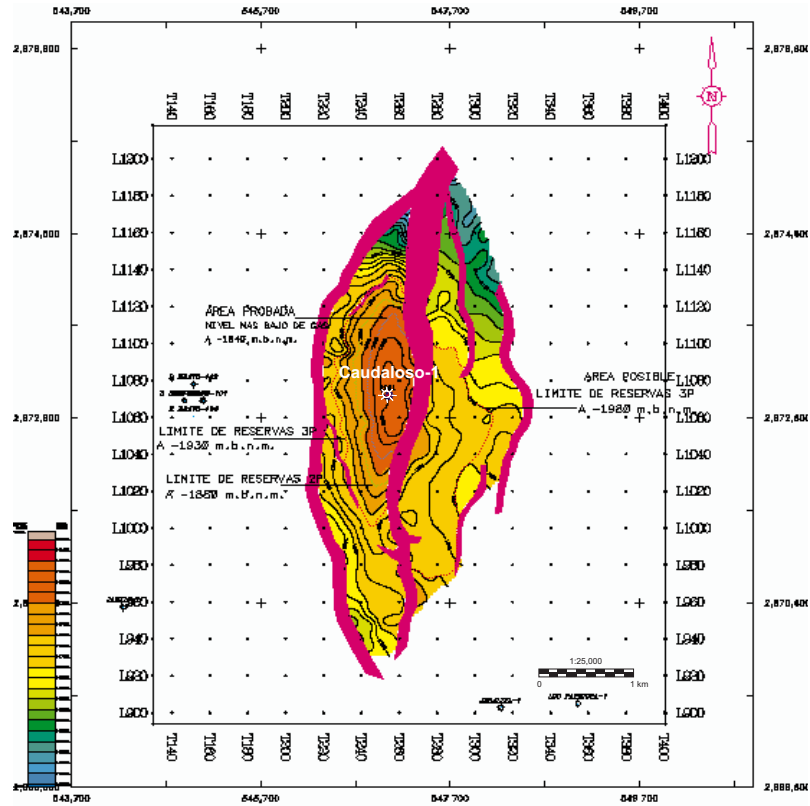


Figura 3.17 Configuración estructural de la arena PP-1 descubierta por el pozo Caudaloso-1, en rocas de edad Oligoceno, mostrando los límites asociados a las diferentes categorías de reservas.

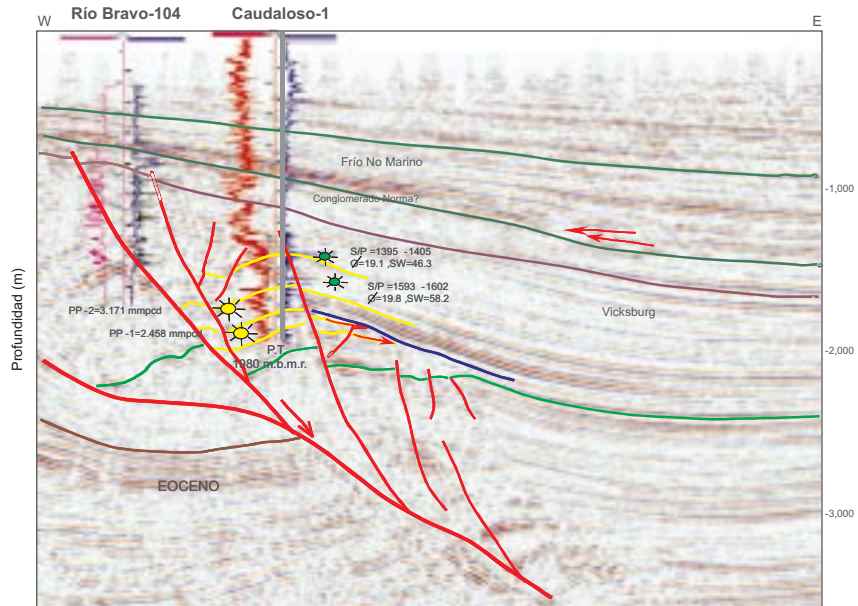


Figura 3.18 Sección sísmica calibrada con los registros geofísicos de los pozos Río Bravo-104 y Caudaloso-1. En amarillo se indican los horizontes sísmicos de amplitud con presencia de areniscas.

te-Sur, limitado en el flanco Poniente por una falla de crecimiento con caída al Oriente y al Este, por dos fallas secundarias, una con caída al Oriente y otra al Poniente, y que seccionan al campo en varios bloques. En la figura 3.17, se presenta la configuración estructural de este yacimiento productor de gas y condensado.

La columna geológica perforada alcanzó 1,980 metros verticales, investigando del Mioceno Catahoula hasta el Oligoceno Vicksburg. En la sección sísmica

de la figura 3.18, se identifica la trayectoria que presentó el pozo y la presencia de anomalías sísmicas de amplitud que pueden corresponder a cuerpos de areniscas. Como resultado de las pruebas realizadas, se estableció producción comercial en arenas de facies deltáicas del Oligoceno Vicksburg. Adicionalmente, por registros geofísicos de pozos se han incorporado reservas posibles a profundidades más someras. El registro geofísico compuesto de la figura 3.19, muestra la ubicación de las pruebas realizadas y la edad de las rocas productoras.

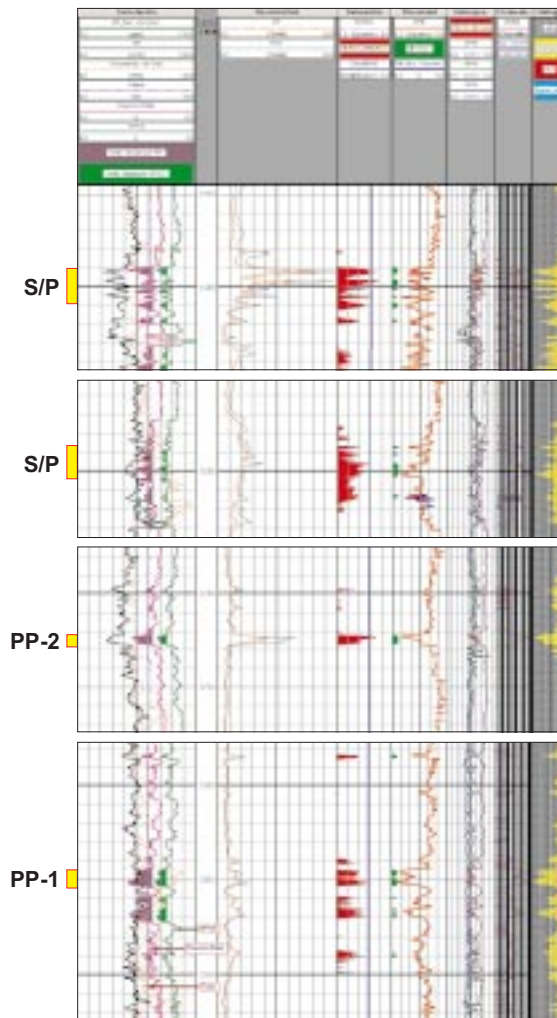


Figura 3.19 Registro geofísico compuesto del pozo Caudaloso-1 que incluye resistividad y parámetros petrofísicos estimados. Los intervalos probados correspondieron a los dos más profundos.

La litología en los yacimientos descubiertos está compuesta por areniscas de grano medio a fino, con una porosidad promedio de alrededor de 20 por ciento y una saturación de agua de 53 por ciento para los intervalos probados, y 19 por ciento de porosidad y 52 por ciento de saturación de agua para los intervalos no probados, y clasificados como reserva posible. El volumen original 3P de gas no asociado es de 36.2 miles de millones de pies cúbicos, en tanto las reservas 1P, 2P y 3P son 2.2, 3.4 y 26.0 miles de millones de pies cúbicos de gas, respectivamente.

### Dulce-1

El objetivo de este pozo exploratorio fue alcanzar una serie de trampas de tipo estratigráfico-estructural dentro de facies deltáicas de las formaciones Yegua y Jackson de edad Eoceno. La ubicación estructural del pozo corresponde a la cima del bloque más importante de la estructura, el cual está limitado en los flancos occidental y oriental por fallas de crecimiento (*roll over*) con caída al Oriente. En la figura 3.20, se muestra la configuración estructural del yacimiento.

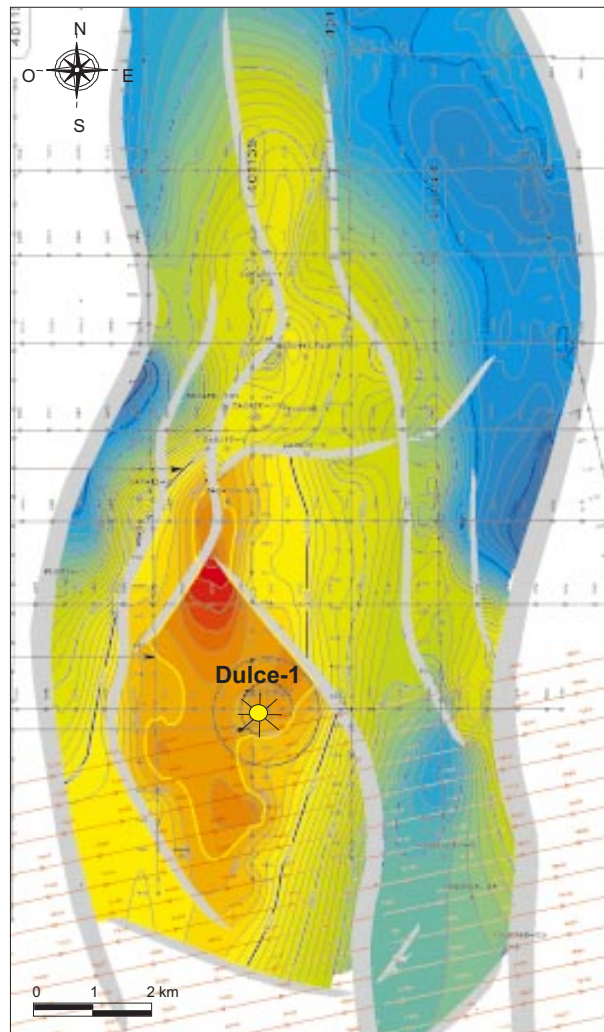


Figura 3.20 Configuración estructural de la arena productora PP-2, de edad Eoceno, interceptada por el pozo Dulce-1. Además, se observan los límites asociados a las diferentes categorías de reservas.

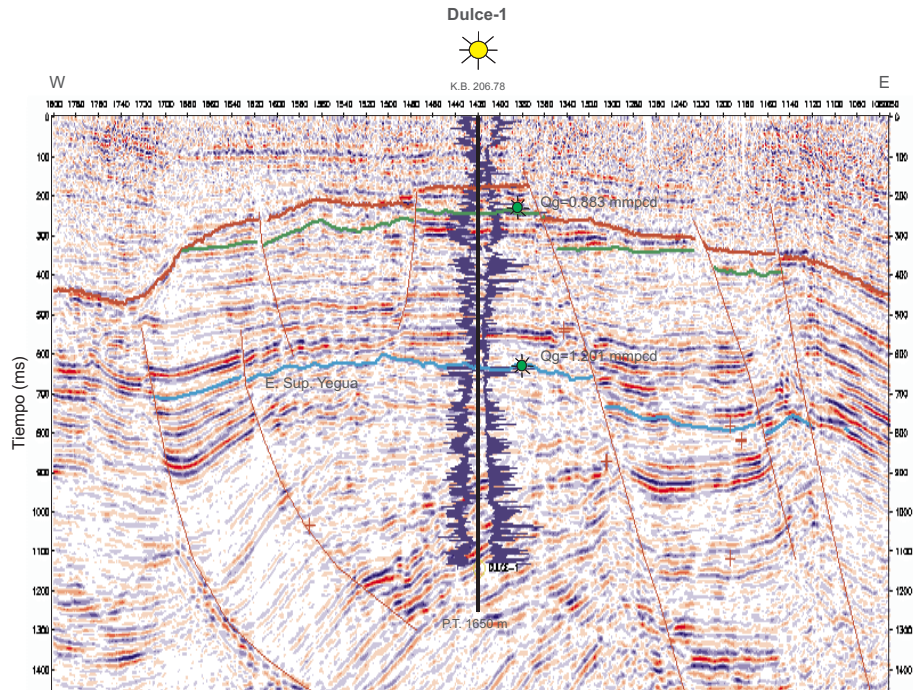


Figura 3.21 Sección sísmica ilustrando la localización del pozo Dulce-1, la continuidad de las areniscas productoras y la presencia de fallamiento normal.

Este pozo, el Dulce-1, alcanzó una profundidad de 1,650 metros verticales. Estratigráficamente, el estilo predominante en el área está regido por la tectónica de fallamiento por crecimiento (*roll over*). La columna va del Oligoceno Frío No Marino hasta el Eoceno Superior Yegua. La figura 3.21 muestra la formación de diferentes bloques por la presencia de fallas de tipo normal.

Desde el punto de vista de producción, dos pruebas fueron realizadas para establecer producción comercial en las arenas de facies deltáicas de Eoceno Jackson Medio e Inferior. El registro geofísico compuesto de la figura 3.22, señala la ubicación de las mismas. La litología en los yacimientos identificados consiste de areniscas de grano medio a fino, con una porosidad promedio de 19 por ciento y una saturación agua de 57 por ciento. El volumen original 3P de gas natural es de 50.5 miles de millones de pies cúbicos, con reservas originales 1P, 2P y 3P estimadas en 1.5, 11.6 y 35.7 miles de millones de pies cúbicos de gas, respectivamente.

### Cuenca de Veracruz

Esta cuenca se localiza en la porción central del Estado de Veracruz y en aguas territoriales del Golfo de México. Durante su evolución geológica en el Terciario, se depositó un gran paquete de sedimentos arcillo-arenosos y conglomerados, que hacia su porción central puede alcanzar los 8,000 metros de profundidad. Desde el punto de vista de producción de hidrocarburos, la explotación de esta cuenca se inicia en el año 1956 con el descubrimiento de gas no asociado de los campos Mirador y Veinte que produjeron hidrocarburos en rocas clásticas del Mioceno. Hasta ahora, en la cuenca se han descubierto un total de ocho campos que se localizan en su porción terrestre. La porción marina se encuentra actualmente en etapa exploratoria y se espera que en el mediano y largo plazo se descubran importantes reservas de gas.

La producción durante el año 2001 en los campos de la Cuenca de Veracruz fue de 35.7 miles de millo-

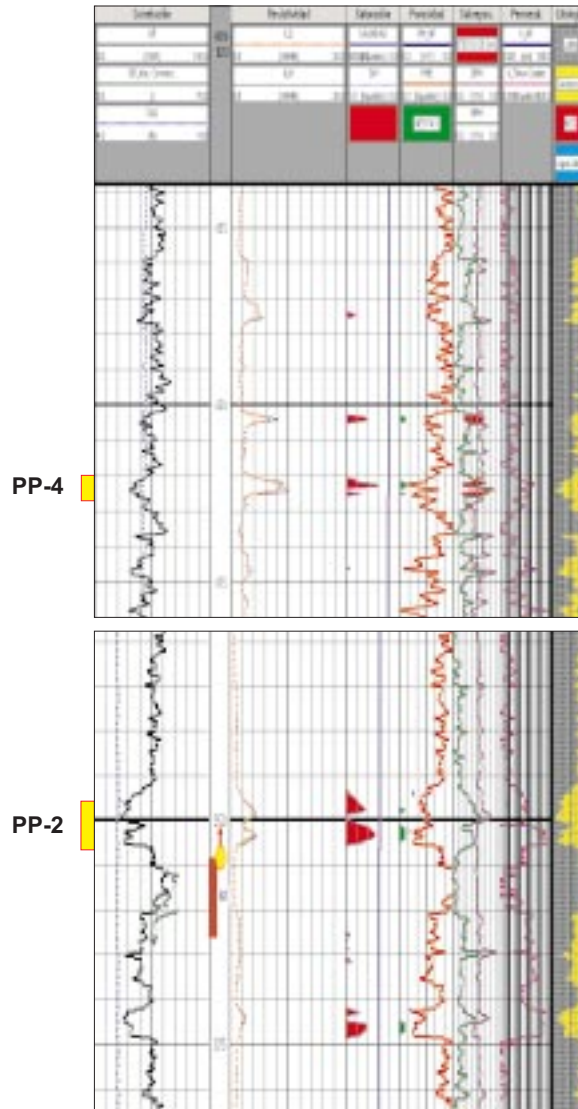


Figura 3.22 Registro geofísico compuesto del pozo Dulce-1, mostrando los intervalos probados.

nes de pies cúbicos de gas, y las reservas remanentes 3P son 685.7 miles de millones de pies cúbicos de gas. Recientemente, se ha intensificado la exploración en el área terrestre dando como resultado la identificación por métodos geológicos y geofísicos de acumulaciones potenciales de gas. Asimismo, cabe destacar que los resultados del pozo Playuela-1 en 2000 permiten suponer que los nuevos pozos a perforar en el área ayudarán a transformar los recursos prospectivos de esta cuenca en reservas susceptibles de ser explotadas.

### Playuela

Este descubrimiento alcanzado en el año 2000 con la perforación del pozo Playuela-1, se encuentra ubicado al Norte de la Cuenca de Veracruz, como se aprecia en la figura 3.23. Su localización fue definida a partir de información sísmica 2D interpretada de los prospectos Cocuite y Robles-Tlalixcoyan, que interpretó una estructura anticlinal, parte del alineamiento regional Víbora-Loma Bonita. Posteriormente, se realizó el levantamiento sísmico tridi-

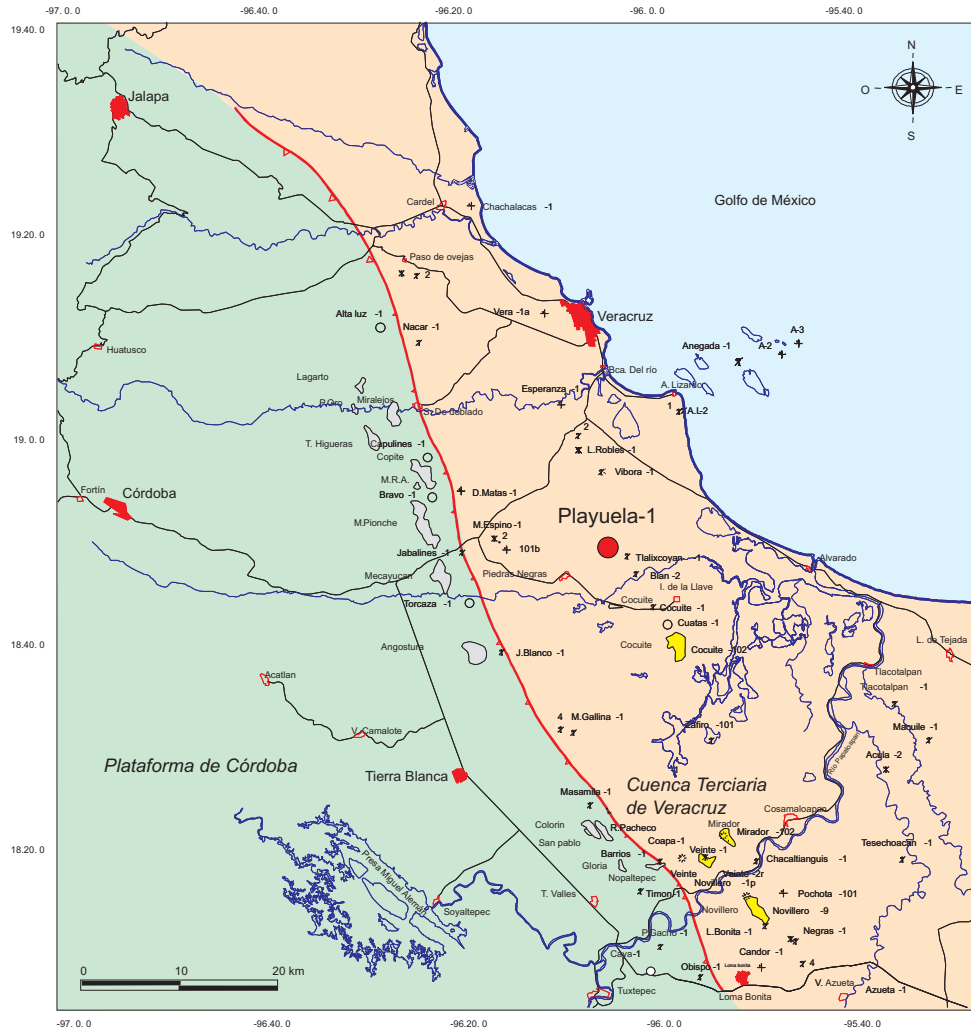


Figura 3.23 El pozo Playuela-1 se encuentra a 24 kilómetros al Sureste de la ciudad de Veracruz.

mensional denominado Playuela 3D, diseñado específicamente para mejorar la respuesta sísmica en rocas siliciclásticas, típicas del Terciario de esta cuenca.

Así, con la información del pozo Playuela-1, figura 3.24, y el procesamiento de la información e interpretación sísmica 3D, se ha logrado la identificación de anomalías de amplitudes sísmicas relacionadas con la posible ocurrencia de hidrocarburos, cuyas evidencias han sido reconocidas en las areniscas del Mioceno Medio, Mioceno Superior y Plioceno, particularmente en el campo Cocuite.

### Proceso de identificación de las anomalías sísmicas del campo Cocuite.

La interpretación del cubo sísmico del campo Cocuite incluyó la construcción de sismogramas sintéticos a partir de los registros geofísicos de pozos perforados en el campo Cocuite. Estos sismogramas se calibraron y ajustaron en tiempo de reflexión, frecuencia y fase con los reflectores sísmicos que producen las anomalías de amplitud. De esta manera las amplitudes sísmicas se relacionan más a las características geológicas y petrofísicas del subsuelo. Las amplitudes de la información sísmica se asocia-

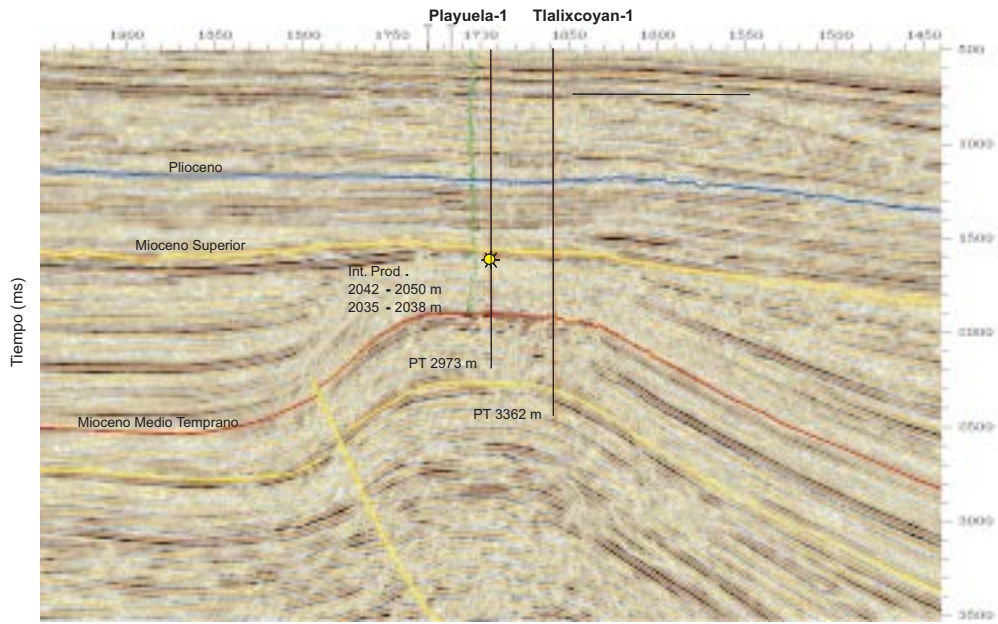


Figura 3.24 Sección sísmica 2D mostrando los reflectores de las arenas descubiertas por el pozo Playuela-1.

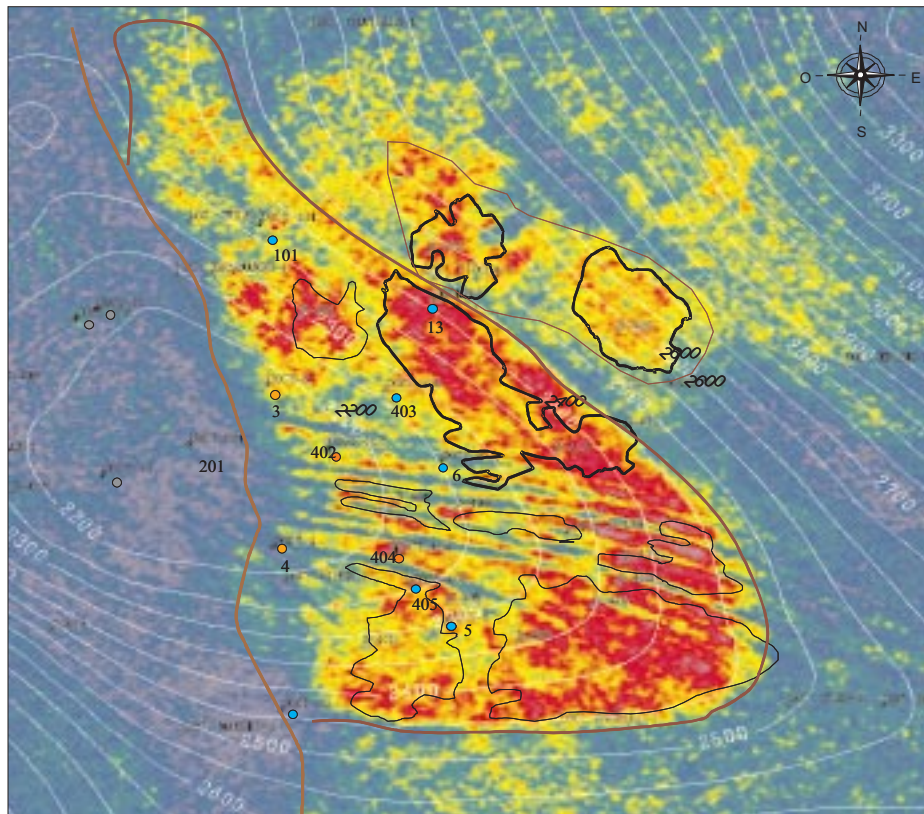


Figura 3.25 Distribución espacial de las anomalías de amplitud sísmica en el horizonte G del campo Cocuite. En rojo se muestran aquellas anomalías sísmicas relacionadas a posibles acumulaciones de gas.

ron con la producción de gas en los horizontes de las arenas productoras *M*, *G* y *E* del campo Cocuite. Dado que los posibles horizontes productores del proyecto Playuela están asociados a los horizontes *G* y *E*, el análisis final se concentró en estas últimas dos arenas.

En la figura 3.25, se ilustran las amplitudes sísmicas asociadas a la arenisca *G* en Cocuite que corresponde a desarrollos arenosos del Mioceno Medio. Estas anomalías se correlacionaron con los resultados de producción de los pozos perforados en el campo Cocuite y que alcanzaron esta arena.

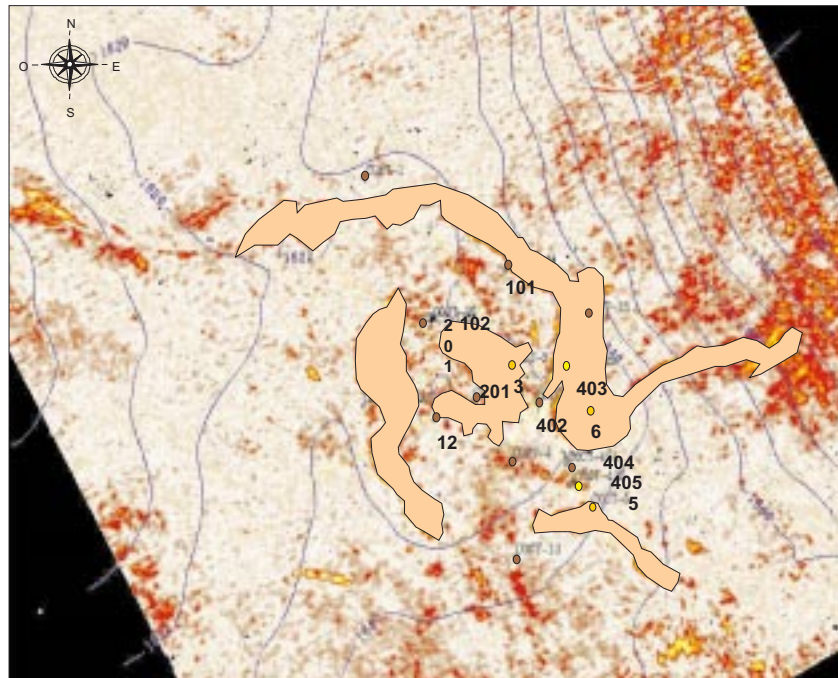
Para la arenisca *E* del campo Cocuite, la distribución de las amplitudes sísmicas de la figura 3.26 muestra un posible desarrollo de canales de fondo marino de edad Mioceno Superior. Los contornos de las amplitudes muestran características geomorfológicas de depósitos deltáicos submarinos y exhiben regular concordancia con el alto estructural.

### Anomalías sísmicas del cubo Playuela

Mediante el uso de la metodología desarrollada en Cocuite, se identificaron siete zonas en el cubo sísmico 3D Playuela con similares características de amplitud sísmica a las zonas productoras en el mismo campo. Estas zonas, o anomalías sísmicas, se encuentran asociadas a depósitos arenosos del Mioceno Medio y Mioceno Superior, como se muestra en la figura 3.27, y su análogo sísmico y de producción es precisamente el campo Cocuite. En cada una de ellas se estableció una expectativa de área de la acumulación de hidrocarburos que junto con parámetros petrofísicos como porosidad, saturación de agua, espesor neto, y otros, permitió establecer un volumen posible de hidrocarburos.

### Descripción de la estructura

Las siete áreas definidas por la sísmica se encuentran distribuidas en la geometría de un anticlinal asi-



*Figura 3.26 Anomalías sísmicas de amplitud del yacimiento denominado arenisca E del campo Cocuite. En color naranja se presentan las áreas asociadas a posibles acumulaciones de gas.*

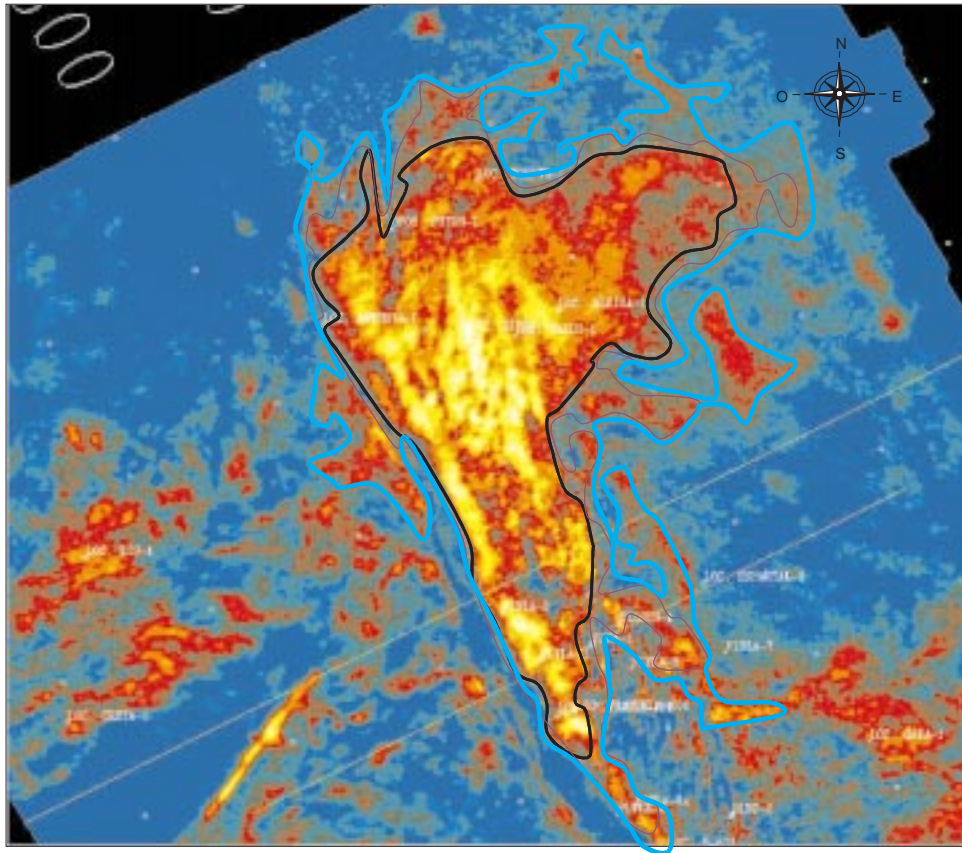


Figura 3.27 Anomalía sísmica de amplitud calibrada, mostrando el área con mayor certidumbre de contener arenas con gas en Playuela.

métrico y alargado cuyo eje principal es en dirección de Noroeste a Sureste y con echados suaves al Oriente y Poniente.

### Trampa y sello

La trampa es de tipo estratigráfico-estructural, observándose que estratigráficamente se asocia a cierres laterales producto de los cambios de facies. La componente estructural de la trampa está asociada a la geometría del anticlinal mismo. Los sedimentos arcillosos del Mioceno son el sello del yacimiento.

### Roca generadora

De acuerdo a evidencias geológicas se considera a las rocas arcillosas del Mioceno como probables productoras de gas.

### Columna estratigráfica

La columna interpretada en esta área, está constituida principalmente de lutitas y horizontes delgados de areniscas de granos de cuarzo de tamaño fino, que gradúa a grano medio mal clasificado, en matriz arcillo calcárea pobremente consolidada, con edades que van del Mioceno Inferior al Mioceno Superior.

### Yacimiento

Con la interpretación de registros en el pozo Playuela-1, se estimó una porosidad promedio de 24 por ciento y una saturación de agua de 33 por ciento. La interpretación de las pruebas de variación de presión estimó una permeabilidad de 80 milidarcies. Los mecanismos de empuje que actúan en el yacimiento son por la expansión del gas. En la figura 3.28 se

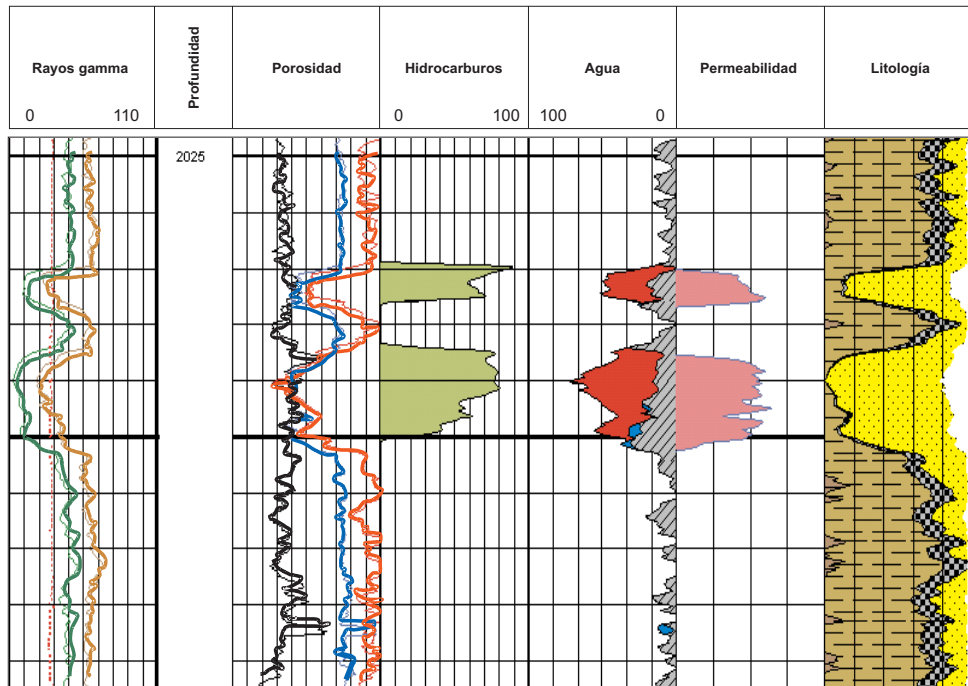


Figura 3.28 Registro geofísico compuesto del pozo Playuela-1. En verde se observan los intervalos con presencia de hidrocarburos.

muestra un ejemplo de registros geofísicos que se han obtenido en el campo, y la interpretación mostrando los parámetros petrofísicos estimados.

**Reservas**

El volumen original de gas total es de 578.8 miles de millones de pies cúbicos. Las reservas totales son 413.1 millones de pies cúbicos de gas, todas clasificadas como posibles. Como actividad futura se considera la perforación adicional de algunos pozos con la finalidad de recategorizar reservas y ajustar su plan de explotación.

**Cuenca del Sureste**

Se localiza en la porción Sureste del país. Comprende tres subcuencas de edad Terciaria denominadas Salina del Istmo, Comalcalco y Macuspana, así como una gran cuenca que evolucionó durante el Mesozoico. Por cuestiones geográficas y no por diferencia genética, la Cuenca del Sureste se ha sepa-

rado en un área terrestre denominada de Chiapas-Tabasco y en una segunda conocida como Sonda de Campeche-Litoral de Tabasco; en la porción marina. El inicio de la exploración en esta cuenca se presentó alrededor del año de 1886 con la perforación del pozo Sarlat, localizado en la Subcuenca de Macuspana. Posteriores estudios en la Subcuenca Salina del Istmo, dan por resultado que entre 1905 y 1906 se descubran hidrocarburos con los pozos Capoacán-1 y San Cristóbal-1. Más adelante, se descubrirían en la misma subcuenca los campos Tonalá, El Plan, El Burro y otros.

La historia sedimentaria de esta cuenca ha sido determinada a través del estudio de la columna geológica perforada, cuya base inicia en el Jurásico Medio Pre-Calloviano donde se depositó un espesor considerable de sal que después fue cubierto por evaporitas y clásticos del Jurásico Medio Calloviano. La cuenca continuó su evolución depositándose carbonatos de plataforma con periodos transgresivos, cuyas evidencias son depósitos de lutitas bituminosas

y calizas arcillosas, presentando también periodos de estabilidad manifestados en depósitos de carbonatos de plataforma. Al final del Cretácico y en la base del Paleoceno, se depositaron grandes espe-sores de brechas que posteriormente fueron defor-madas junto con la demás columnas sedimentarias.

Durante el Terciario, eventos tectónicos de disten-sión se presentaron en el Paleoceno y el Eoceno, mientras que en el Oligoceno y Mioceno Medio una etapa compresiva produjo fallas laterales transpre-sivas y transtensivas, que en su mayoría fueron pro-ducto de la reactivación de fallas preexistentes. Es-tos eventos provocaron la formación de estructuras compresivas para el primer caso y fosas o grabens en el segundo, en donde se depositaron cantidades importantes de sedimentos, principalmente de ori-gen clástico, que dan origen a importantes yacimien-tos de hidrocarburos. Un ejemplo de su potencial de hidrocarburos es que se han producido a la fe-cha, 23,246.6 millones de barriles de aceite y 32,843.5 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, quedando por producir una reserva 3P de 24,872.7 millones de barriles de aceite y 29,306.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

### 3.4.2 Descubrimientos marinos

Los descubrimientos se realizaron en el área cono-cida como Macuspana Marino, en rocas de edad Terciario. Estos descubrimientos enfatizan la impor-tancia de continuar la estrategia exploratoria enfo-cada a rocas terrígenas del Terciario cuyos indi-cadores y resultados muestran un potencial impor-tante de reservas de hidrocarburos por descubrir.

#### Kopó-1

La perforación del pozo Kopó-1 constituye el primer descubrimiento de gas seco en formaciones de edad Terciario en la Sonda de Campeche-Litoral de Tabas-

co. En consecuencia, este resultado demuestra la existencia del sistema petrolero y confirma la pre-sencia de una roca generadora y una almacenadora, entre otros aspectos, incrementando las probabili-dades para encontrar nuevos yacimientos en esta área.

El pozo Kopó-1 se localiza en aguas territoriales del Golfo de México, donde la profundidad del fondo marino es de 26 metros. Geográficamente, se en-cuentra a 84 kilómetros al Noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche. Organizacionalmente, de acuerdo a la estructura de Pemex Exploración y Pro-ducción, el campo se localiza en la Región Marina Suroeste. El objetivo fue evaluar el potencial de gas en las formaciones arenosas de edad Terciario, iden-tificadas a través de la interpretación sísmica dispo-nible y del establecimiento de modelos geológicos.

El pozo inició su perforación el 20 de octubre de 2000 y concluyó el 27 de enero de 2001, a una pro-fundidad total de 2,830 metros verticales bajo mesa rotatoria. Los trabajos de terminación concluyeron el 23 de marzo de 2001. De las cuatro pruebas de presión-producción efectuadas, dos en formaciones de edad Mioceno, una en el Plioceno y la cuarta a nivel Plio-Pleistoceno, solamente esta última prueba resultó ser productora de gas seco, 99.5 por ciento metano.

#### Descripción de la estructura

La estructura corresponde a un anticlinal asimétrico con caída hacia el Noroeste, es de tipo semidómico, y se encuentra limitada en sus flancos por fallas de crecimiento. El eje principal tiene una orientación Norte-Sur con una longitud aproximada de 4.5 por 2.5 kilómetros de ancho y un cierre de 38 metros. En la configuración estructural de la cima Plio-Pleistoceno y la cartografía de atributos sísmicos, se observa la distribución de las areniscas que consti-tuyen este nuevo yacimiento, tal como se aprecia en la figura 3.29.

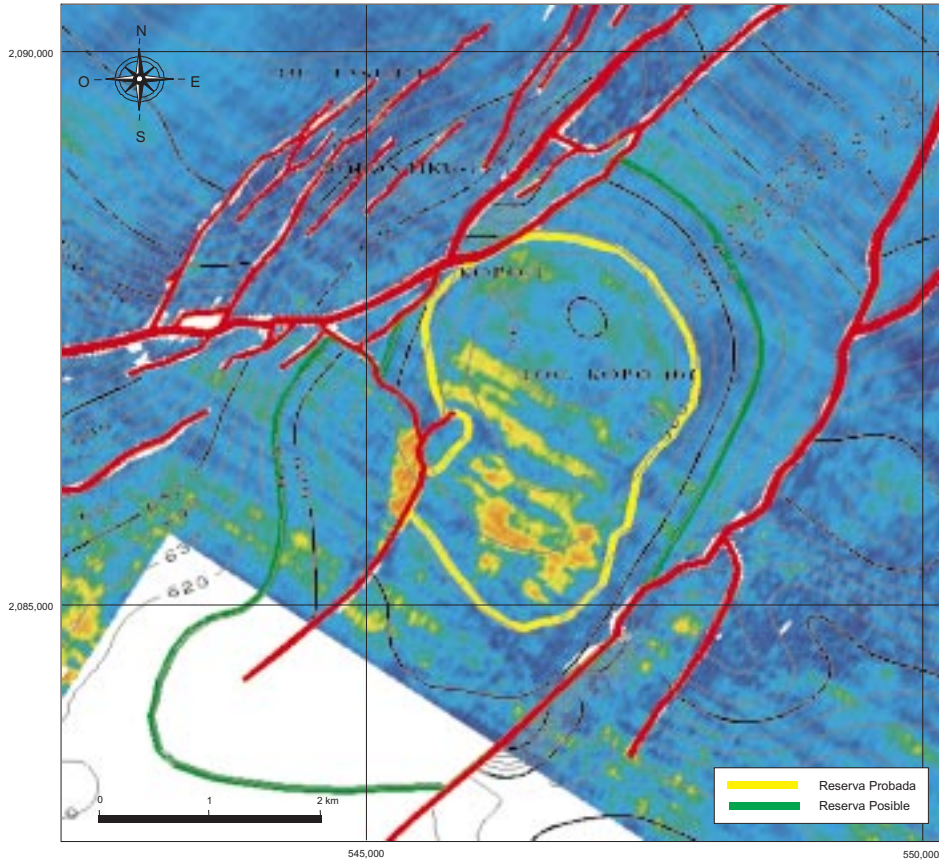


Figura 3.29 Configuración estructural a nivel Plio-Pleistoceno del campo Kopó, destacando la ubicación del pozo Kopó-1.

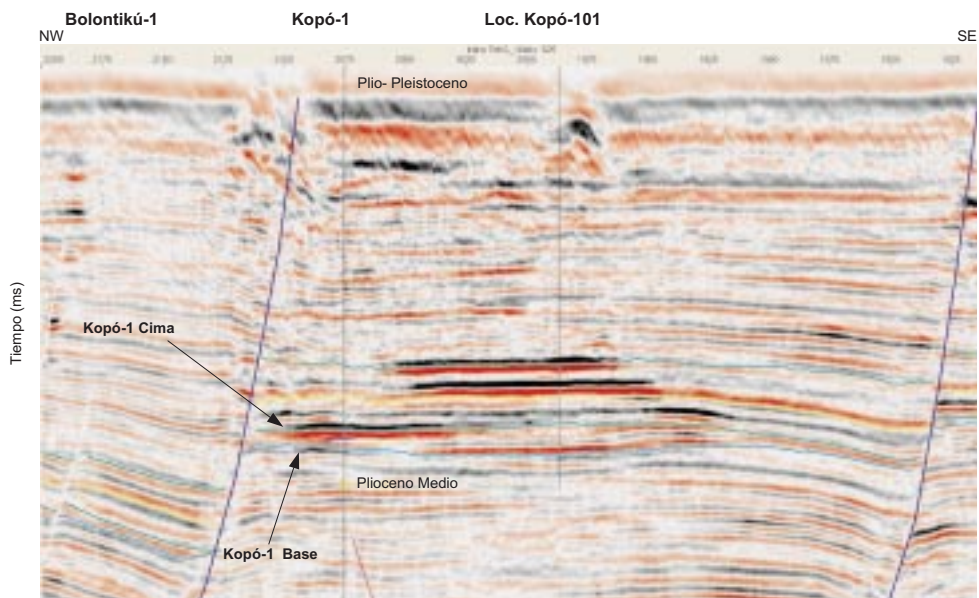


Figura 3.30 Línea sísmica mostrando las anomalías de amplitud a través del pozo Kopó-1 y los límites por la presencia de fallas de crecimiento en color azul.

La figura 3.30, muestra la línea sísmica número 525, con una orientación Noroeste-Sureste, donde se localiza el pozo Kopó-1 a una distancia de más de un kilómetro del pozo Bolontikú-1. Ahí se observa tanto la cima, situada a nivel de Plioceno Medio y la base del yacimiento del campo Kopó, como la probable ubicación de un nuevo pozo exploratorio que busca extender e incrementar la magnitud de este descubrimiento.

### Estratigrafía

La columna geológica reconocida por el pozo Kopó-1, comprende sedimentos que van desde el Mioceno

Medio hasta el Plio-Pleistoceno. Durante la perforación del pozo se identificó la existencia de una discordancia aparentemente de carácter regional entre formaciones de edad Plioceno Medio y Plio-Pleistoceno, observada al no existir sedimentos del Plioceno Superior. Las cimas de las formaciones se determinaron con la información del pozo, empleando información paleontológica y litológica.

El Mioceno Medio está constituido principalmente por lutitas plásticas, lutitas arenosas gris claro y gris verdoso, arenas de cuarzo de grano fino a medio con algunas alternancias de mudstone color café claro. En el Mioceno Superior, se tienen principal-

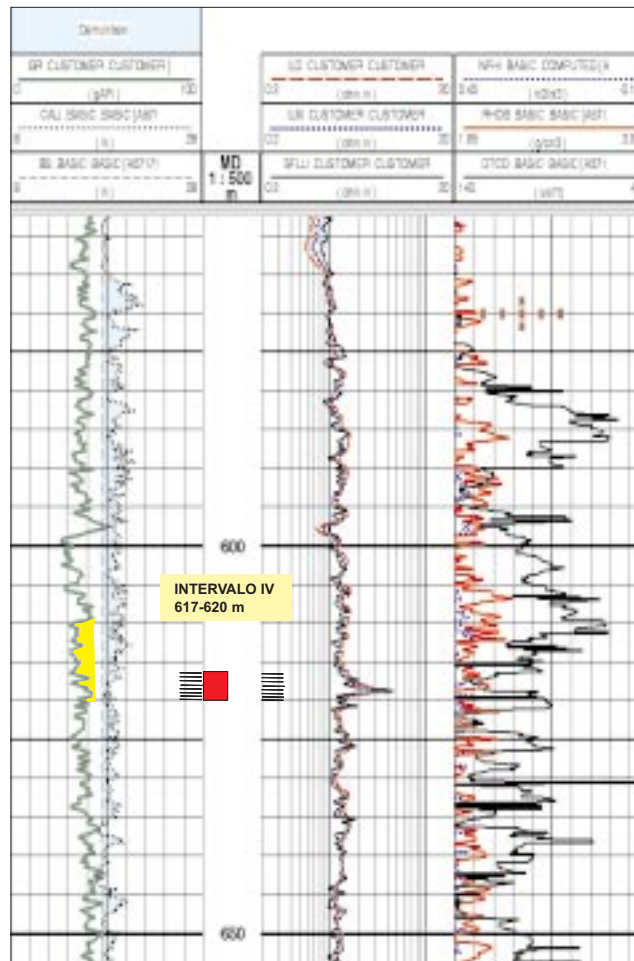


Figura 3.31 Registro geofísico tipo del pozo Kopó-1. En amarillo se destaca el intervalo de donde se obtuvo producción comercial de gas.

mente lutitas plásticas, lutitas arenosas de colores gris claro y gris verdoso, arenas de cuarzo de grano fino a medio con algunas alternancias de mudstone dolomítico de color café claro. En el Plioceno Inferior se encuentran lutitas de color gris verdoso, con intercalaciones de areniscas de color gris claro y arenas de cuarzo de grano medio, con delgados cuerpos de mudstone crema. En el Plioceno Medio, los sedimentos están constituidos principalmente por capas de lutitas de color gris, plástica, con intercalaciones de lutitas arenosas y arenisca de grano fino a medio, así como cuerpos delgados de mudstone dolomítico. Finalmente, el Plio-Pleistoceno, está constituido principalmente por arenas y gravas con alternancias de lutitas plásticas y lutitas arenosas de color gris con abundantes restos de moluscos. En la figura 3.31 se presenta un segmento de los registros geofísicos en el intervalo disparado.

### **Yacimiento**

El yacimiento cuya edad es Terciario, se constituye de arenas siliciclásticas en una matriz arcillosa. La

porosidad promedio en el yacimiento es de 29 por ciento y la saturación de agua promedio de 21 por ciento. El yacimiento es de gas seco (99.5 por ciento metano). La permeabilidad estimada de las pruebas de presión y producción resultó ser del orden de 203 milidarcies, y una temperatura de 38 grados centígrados.

### **Reservas**

Con la configuración estructural del yacimiento, el análisis e interpretación de los registros geofísicos, la información obtenida de las pruebas de presión-producción y los parámetros PVT del pozo Kopó-1, se efectuó la estimación de las reservas del yacimiento en el Plioceno-Pleistoceno de edad Terciario, así como su clasificación. El volumen original 3P de gas asciende a 55.7 miles de millones de pies cúbicos, a condiciones atmosféricas, con reservas remanentes 3P de 40.5 miles de millones de pies cúbicos de gas, de los cuales 21.2 son reservas probadas y 19.3 son posibles.

## Abreviaturas

---

	Concepto
b	barriles
bd	barriles diarios
mb	miles de barriles
mmb	millones de barriles
mmbb	miles de millones de barriles
pc	pies cúbicos
mpc	miles de pies cúbicos
mmpc	millones de pies cúbicos
mmpcd	millones de pies cúbicos diarios
mmmpc	miles de millones de pies cúbicos
mmmpc	billones de pies cúbicos
pce	petróleo crudo equivalente
mbpce	miles de barriles de petróleo crudo equivalente
mmbpce	millones de barriles de petróleo crudo equivalente
mmmbpce	miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente
gr/cm <sup>3</sup>	gramos sobre centímetro cúbico
grados API	grados de la American Petroleum Institute
kg/cm <sup>2</sup>	kilogramos sobre centímetro cuadrado
BTU	british thermal unit
3D	tridimensional
2D	bidimensional
DST	drill stem test
PVT	presión-volumen-temperatura
feem	factor de encogimiento por eficiencia en el manejo
fei	factor de encogimiento por impurezas
feilp	factor de encogimiento por impurezas y licuables en planta
felt	factor de encogimiento por licuables en el transporte
felp	factor de encogimiento por licuables en planta
fegsl	factor de equivalencia calorífica del gas seco a líquido
frc	factor de recuperación de condensado
frlp	factor de recuperación de líquidos en planta
1P	reservas probadas
2P	reservas probadas más probables
3P	reservas probadas más probables más posibles

---

## Glosario

**Anticlinal:** Configuración estructural de un paquete de rocas que se pliegan, y en la que las rocas se inclinan en dos direcciones diferentes a partir de una cresta.

**Aceite:** Porción de petróleo que existe en fase líquida en los yacimientos y permanece así en condiciones originales de presión y temperatura. Puede incluir pequeñas cantidades de sustancias que no son hidrocarburos. Tiene una viscosidad menor o igual a 10,000 centipoises, a la temperatura original del yacimiento, a presión atmosférica, y libre de gas (estabilizado). Es práctica común clasificar al aceite en función de su densidad y expresada en grados API.

**Aceite ligero:** La densidad de este aceite es mayor a 27 grados API, pero menor o igual a 38 grados.

**Aceite pesado:** Es aquél cuya densidad es menor o igual a 27 grados API.

**Aceite superligero:** Su densidad es mayor a los 38 grados API.

**Adiciones:** Es la reserva resultante de la actividad exploratoria. Comprende los descubrimientos y delimitaciones de un campo durante el periodo en estudio.

**Area probada:** Proyección en planta de la parte conocida del yacimiento correspondiente al volumen probado.

**Area probada desarrollada:** Proyección en planta de la extensión drenada por los pozos de un yacimiento en producción.

**Area probada no desarrollada:** Proyección en planta de la extensión drenada por pozos productores futuros en un yacimiento y ubicados dentro de la reserva probada no desarrollada.

**Basamento:** Zócalo o base de una secuencia sedimentaria compuesta por rocas ígneas o metamórficas.

**Bitumen:** Porción de petróleo que existe en los yacimientos en fase semisólida o sólida. En su estado natural generalmente contiene azufre, metales y otros compuestos que no son hidrocarburos. El bitumen natural tiene una viscosidad mayor de 10,000 centipoises, medido a la temperatura original del yacimiento, a presión atmosférica y libre de gas. Frecuentemente, requiere tratamiento antes de someterlo a refinación.

**Bombeo mecánico:** Sistema artificial de producción en el que una bomba de fondo localizada en o cerca del fondo del pozo, se conecta a una sarta de varillas de succión para elevar los fluidos de éste a la superficie.

**Bombeo neumático:** Sistema artificial de producción que se emplea para elevar el fluido de un pozo mediante la inyección de gas a través de la tubería de producción, o del espacio anular de ésta, y la tubería de revestimiento.

**Complejo:** Serie de campos que comparten instalaciones superficiales de uso común.

**Condensados:** Líquidos del gas natural constituidos principalmente por pentanos y componentes de hidrocarburos más pesados.

**Condiciones estándar:** Son las cantidades a las que la presión y temperatura deberán ser referidas. Para el sistema inglés son 14.73 libras por pulgada cuadrada para la presión y 60°F para la temperatura.

**Cuenca:** Receptáculo donde se deposita una columna sedimentaria, y que comparte en varios niveles estratigráficos una historia tectónica común.

**Delimitación:** Actividad de exploración que incrementa, o decrementa, reservas por medio de la perforación de pozos delimitadores.

**Desarrollo:** Actividad de desarrollo que incrementa, o decrementa, reservas por medio de la perforación de pozos de explotación.

**Descubrimiento:** Incorporación de reservas atribuible a la perforación de pozos exploratorios que prueban formaciones productoras de hidrocarburos.

**Dómica:** Estructura geológica que presenta una forma, o relieve, de forma semiesférica.

**Densidad API:** Es la medida de la densidad de los productos líquidos del petróleo, derivado de la densidad relativa de acuerdo con la siguiente ecuación:  $Densidad\ API = (141.5 / \text{densidad\ relativa}) - 131.5$ . La densidad API se expresa en grados; la densidad relativa 1.0 es equivalente a 10 grados API.

**(Drill Stem Test). Prueba de formación:** Método convencional de prueba de la formación.

**Espaciamiento:** Distancia mínima entre los pozos productores de hidrocarburos de un campo en la que no exista interferencia de producción entre ellos.

**Evaporitas:** Rocas sedimentarias compuestas principalmente por sal, anhidrita o yeso, resultado de la evaporación en zonas cercanas a la costa.

**Espesor neto (hn):** Resulta de restar al espesor total las porciones que no tienen posibilidades de producir hidrocarburos.

**Espesor total (h):** Espesor desde la cima de la formación de interés hasta un límite vertical determinado por un nivel de agua o por un cambio de formación.

**Factor de compresibilidad del gas (Z):** Relación que existe entre el volumen de un gas real y el volumen de un gas ideal. Es una cantidad adimensional que varía usualmente entre 0.7 y 1.2.

**Factor de encogimiento por eficiencia en el manejo (feem):** Es la fracción de gas natural que resulta de considerar el autoconsumo y falta de capacidad en el manejo de éste. Se obtiene de la estadística del manejo del gas del último periodo en el área correspondiente al campo en estudio.

**Factor de encogimiento por impurezas (fei):** Es la fracción que resulta de considerar las impurezas de gases no hidrocarburos (compuestos de azufre, bióxido de carbono, nitrógeno, etc.) que contiene el gas amargo. Se obtiene de la estadística de operación del último periodo anual del centro procesador de gas (CPG) donde se procesa la producción del campo analizado.

**Factor de encogimiento por impurezas y licuables en planta (feilp):** Es la fracción obtenida al considerar las impurezas de gases no hidrocarburos (compuestos de azufre, bióxido de carbono, nitrógeno,

etc.) que contiene el gas amargo así como el encogimiento por la generación de líquidos de planta en el centro procesador de gas.

**Factor de encogimiento por licuables en el transporte (felt):** Es la fracción que resulta de considerar a los licuables obtenidos en el transporte a plantas de procesamiento. Se obtiene de la estadística del manejo del gas del último periodo anual del área correspondiente al campo en estudio.

**Factor de encogimiento por licuables en plantas (felp):** Es la fracción que resulta de considerar a los licuables obtenidos en las plantas de proceso. Se obtiene de la estadística de operación del último periodo anual del centro procesador de gas (CPG) donde se procesa la producción del campo en estudio.

**Factor de equivalencia del gas seco a líquido (fegsl):** Factor utilizado para relacionar el gas seco a su equivalente líquido. Se obtiene a partir de la composición molar del gas del yacimiento, considerando los poderes caloríficos unitarios de cada uno de los componentes y el poder calorífico del líquido de equivalencia.

**Factor de recuperación (fr):** Es la relación existente entre el volumen original de aceite, o gas, a condiciones atmosféricas y la reserva original de un yacimiento.

**Factor de recuperación de condensados (frc):** Es el factor utilizado para obtener las fracciones líquidas que se recuperan del gas natural en las instalaciones superficiales de distribución y transporte. Se obtiene de la estadística de operación del manejo de gas y condensado del último periodo anual en el área correspondiente al campo en estudio.

**Factor de recuperación de líquidos en planta (frlp):** Es el factor utilizado para obtener las porciones líquidas que se recuperan en planta del gas natural.

Se obtiene de la estadística de operación del último periodo anual del centro procesador de gas donde es procesada la producción del campo analizado.

**Factor de resistividad de la formación (F):** Relación de la resistividad de una roca saturada 100 por ciento con agua salada dividida entre la resistividad del agua que la satura.

**Factor de volumen (B):** Factor que relaciona la unidad de volumen de fluido en el yacimiento con la unidad de volumen en la superficie. Se tienen factores de volumen para el aceite, para el gas, para ambas fases, y para el agua. Se pueden medir directamente de una muestra, calcularse u obtenerse por medio de correlaciones empíricas.

**Falla:** Superficie de ruptura de las capas geológicas a lo largo de la cual ha habido movimiento diferencial.

**Falla inversa:** Es el resultado de las fuerzas de compresión, en donde uno de los bloques es desplazado hacia arriba de la horizontal. Su ángulo es de cero a 90 grados y se reconoce por la repetición de la columna estratigráfica.

**Falla normal:** Es el resultado del desplazamiento de uno de los bloques hacia abajo con respecto a la horizontal. Su ángulo es generalmente entre 25 y 60 grados y se reconoce por la ausencia de una parte de la columna estratigráfica.

**Gas asociado:** Gas natural que se encuentra en contacto y/o disuelto en el aceite crudo del yacimiento. Este puede ser clasificado como gas de casquete (libre) o gas en solución (disuelto).

**Gas asociado libre:** Es el gas natural que sobreyace y está en contacto con el aceite crudo en el yacimiento. Puede corresponder al gas del casquete.

**Gas asociado en solución o disuelto:** Gas natural disuelto en el aceite crudo del yacimiento, bajo las condiciones de presión y de temperatura que prevalecen en él.

**Gas húmedo:** Mezcla de hidrocarburos que se obtiene del proceso del gas natural del cual le fueron eliminadas las impurezas o compuestos que no son hidrocarburos, y cuyo contenido de componentes más pesados que el metano es en cantidades tales que permite su proceso comercial.

**Gas natural:** Porción de petróleo que existe en los yacimientos en fase gaseosa, o en solución en el aceite, y que a condiciones atmosféricas permanece en fase gaseosa. Este puede incluir algunas impurezas o sustancias que no son hidrocarburos (ácido sulfhídrico, nitrógeno o dióxido de carbono).

**Gas no asociado:** Es un gas natural que se encuentra en yacimientos que no contienen aceite crudo a las condiciones de presión y temperatura originales.

**Gas seco:** Gas natural que contiene cantidades menores de hidrocarburos más pesados que el metano. También se obtiene de las plantas de proceso.

**Gas seco equivalente a líquido (GSEL):** Volumen de aceite crudo que por su poder calorífico equivale al volumen del gas seco.

**Grabén:** Fosa o depresión formada por procesos tectónicos, limitada por fallas de tipo normal.

**Hidrocarburos:** Compuestos químicos constituidos completamente de hidrógeno y carbono.

**Índice de hidrocarburos:** Medida de la cantidad de hidrocarburos que contiene el yacimiento por unidad de área.

**Kerógeno:** Materia orgánica insoluble dispersa en las rocas sedimentarias que producen hidrocarburos cuando se somete a un proceso de destilación.

**Líquidos de planta:** Líquidos del gas natural recuperados en plantas de procesamiento de gas, consistiendo de etano, propano y butano, principalmente.

**Límite convencional:** Se establecen de acuerdo al grado de conocimiento o investigación de los datos geológicos, geofísicos o de ingeniería que se tenga del yacimiento.

**Límite físico:** Límite de un yacimiento definido por algún accidente geológico (fallas, discordancias, cambio de facies, cimas y bases de las formaciones, etc.) contactos entre fluidos, o por disminución hasta límites críticos de porosidad, permeabilidad, o por el efecto combinado de estos parámetros.

**Limolita:** Roca sedimentaria de depósito fino que es transportada por acción del agua. Su granulometría está comprendida entre las arenas finas y las arcillas.

**Metamórfico:** Grupo de rocas resultantes de la transformación que sucede, generalmente a grandes profundidades, por presión y temperatura. Las rocas originales pueden ser sedimentarias, ígneas o metamórficas.

**Nariz estructural:** Término empleado en la geología estructural para definir una forma geométrica en forma de saliente a partir de un cuerpo principal.

**Petróleo:** Mezcla de hidrocarburos que se presenta en la naturaleza, compuesto de combinaciones de átomos de carbono e hidrógeno y que se encuentra en los espacios porosos de la roca. El petróleo puede contener otros elementos de origen no metálico como

azufre, oxígeno y nitrógeno. Los compuestos que forman el petróleo pueden estar en estado gaseoso, líquido o sólido, dependiendo de su naturaleza y de las condiciones de presión y temperatura existentes.

**Petróleo crudo equivalente (PCE):** Suma del aceite crudo, condensado, líquidos de plantas y gas seco equivalente a líquido.

**Permeabilidad:** Facilidad de una roca para dejar pasar fluidos a través de ella. Es un factor que indica si un yacimiento es, o no, de buenas características productoras.

**Permeabilidad absoluta:** Capacidad de conducción, cuando únicamente un fluido está presente en los poros.

**Permeabilidad relativa:** Es la capacidad que presenta un fluido, como agua, gas o aceite, para fluir a través de una roca, cuando ésta se encuentra saturada con dos o más fluidos. El valor de la permeabilidad en una roca saturada con dos o más fluidos es distinto al valor de la permeabilidad de la misma roca saturada con un sólo fluido.

**Play:** Grupo de prospectos de campo que comparten similitudes geológicas, y donde el yacimiento y la trampa controlan la distribución del aceite y gas.

**Porosidad:** Relación entre el volumen de poros existentes en una roca con respecto al volumen total de la misma. Es una medida de la capacidad de almacenamiento de la roca.

**Porosidad efectiva:** Fracción que se obtiene de dividir el volumen total de poros comunicados entre el volumen total de roca.

**Presión capilar:** Fuerza por unidad de área, resultado de fuerzas superficiales a la interfase entre dos fluidos.

**Presión de abandono:** Presión hasta la que se considera económicamente factible llevar a explotación un yacimiento.

**Presión de saturación:** Presión a la cual se forma la primera burbuja de gas, al pasar de la fase líquida a la región de dos fases.

**Presión de rocío:** Presión a la cual se forma la primera gota de líquido, al pasar de la región de vapor a la región de dos fases.

**Presión original:** Presión que prevalece en un yacimiento que no ha sido explotado. Es la que se mide en el pozo descubridor de una estructura productora.

**Provincia geológica:** Región de grandes dimensiones caracterizada por una historia geológica y desarrollos similares.

**Proyecto piloto:** Proyecto que se lleva a cabo en un pequeño sector representativo de un yacimiento, en donde se efectúan pruebas similares a las que se llevarían a cabo en toda el área del yacimiento. El objetivo es recabar información y/u obtener resultados que puedan ser utilizados como base de estudios convencionales o de simulación numérica de fluidos de todo el yacimiento.

**Radio de drene:** Distancia desde la que se tiene flujo de fluidos hacia el pozo, es decir, hasta la cual llega la influencia de las perturbaciones ocasionadas por la caída de presión.

**Recuperación primaria:** Extracción del petróleo utilizando únicamente la energía natural disponible en los yacimientos para desplazar los fluidos, a través de la roca del yacimiento hacia los pozos.

**Recuperación secundaria:** Se refiere a técnicas de extracción adicional de petróleo después de la re-

cuperación primaria. Esta incluye inyección de agua, o gas con el propósito en parte de mantener la presión del yacimiento.

**Recurso:** Volumen total de hidrocarburos existente en las rocas del subsuelo. También conocido como volumen original in situ.

**Recurso contingente:** Son aquellas cantidades de hidrocarburos que son estimadas a una fecha dada, y que potencialmente son recuperables de acumulaciones conocidas pero que bajo las condiciones económicas de evaluación correspondientes a esa misma fecha, no se consideran comercialmente recuperables.

**Recurso descubierto:** Volumen de hidrocarburos del cual se tiene evidencia a través de pozos perforados.

**Recurso no descubierto:** Volumen de hidrocarburos con incertidumbre, pero cuya existencia se infiere en cuencas geológicas a través de factores favorables resultantes de la interpretación geológica, geofísica y geoquímica. Si comercialmente se considera recuperable se le llama recurso prospectivo.

**Recurso prospectivo:** Es la cantidad de hidrocarburos evaluada, a una fecha dada, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas, y que se estima pueden ser recuperables.

**Regresión:** Término geológico utilizado para definir el levantamiento de una parte del continente sobre el nivel del mar, como resultado de un ascenso del continente o de una disminución del nivel del mar.

**Relación gas aceite (RGA):** Relación de la producción de gas del yacimiento a la producción de aceite, medidos a la presión atmosférica.

**Relación gas disuelto aceite:** Relación del volumen de gas que está disuelto en el aceite comparado

con el volumen de aceite que lo contiene. Esta relación puede ser original (Rs) o instantánea (Rsi).

**Relación reserva producción:** Es el resultado de dividir la reserva remanente por la producción. Este indicador supone producción constante, precio de hidrocarburos y costos de extracción sin variación en el tiempo, así como la inexistencia de nuevos descubrimientos en el futuro.

**Reserva remanente:** Volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas, que queda por producirse económicamente de un yacimiento a determinada fecha, con las técnicas de explotación aplicables. En otra forma, es la diferencia entre la reserva original y la producción acumulada de hidrocarburos en una fecha específica.

**Reservas de hidrocarburos:** Volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas, que será producido económicamente con cualquiera de los métodos y sistemas de explotación aplicables a la fecha de la evaluación.

**Reserva original:** Volumen de hidrocarburos a condiciones atmosféricas, que se espera recuperar económicamente con los métodos y sistemas de explotación aplicables a una fecha específica. También se puede decir que es la fracción del recurso descubierto y económico que podrá obtenerse al final de la explotación del yacimiento.

**Reservas posibles:** Volumen de hidrocarburos en donde el análisis de datos geológicos y de ingeniería sugieren que son menos probables de ser comercialmente recuperables que las reservas probables. En este contexto, cuando se emplean métodos probabilistas, el término posible implica que se tiene una probabilidad de al menos 10 por ciento de que las cantidades realmente recuperadas serán iguales o mayores que la suma de reservas estimadas probadas más probables más posibles.

**Reservas probables:** Reservas no probadas cuyo análisis de datos geológicos y de ingeniería sugieren que son más tendientes a ser que a no ser comercialmente recuperables. Para los métodos probabilistas esto implica que se tendrá una probabilidad de al menos 50 por ciento de que las cantidades actualmente recuperadas serán iguales o mayores que la suma de las reservas estimadas probadas más probables.

**Reservas probadas:** Volumen de hidrocarburos o sustancias asociadas evaluadas a condiciones atmosféricas, las cuales por análisis de datos geológicos y de ingeniería se estima con razonable certidumbre que serán comercialmente recuperables a partir de una fecha dada proveniente de yacimientos conocidos y bajo condiciones actuales económicas, métodos operacionales y regulaciones gubernamentales. Dicho volumen está constituido por la reserva probada desarrollada y la reserva probada no desarrollada. Cuando se utilizan métodos probabilistas, el término probado implica que se tiene una probabilidad de al menos 90 por ciento de que las cantidades actualmente recuperadas sean mayores o iguales a las reservas estimadas.

**Reservas probadas desarrolladas:** Reservas que se espera sean recuperadas de los pozos existentes incluyendo las reservas atrás de la tubería, que pueden ser recuperadas con la infraestructura actual mediante trabajo adicional con costos moderados de inversión. Las reservas asociadas a procesos de recuperación secundaria y/o mejorada serán consideradas desarrolladas cuando la infraestructura requerida para el proceso esté instalada o cuando los costos requeridos para ello sean menores. Se consideran en este renglón, las reservas en intervalos terminados los cuales están abiertos al tiempo de la estimación, pero no han empezado a producir por condiciones de mercado, problemas de conexión o problemas mecánicos, y cuyo costo de rehabilitación es relativamente menor.

**Reservas probadas no desarrolladas:** Volumen que se espera producir por medio de pozos sin instalaciones actuales para producción y transporte y de pozos futuros. Se podrá incluir la reserva estimada de los proyectos de recuperación mejorada, con prueba piloto, que se han anticipado con alto grado de certidumbre, en yacimientos favorables a este método de explotación.

**Reservas no probadas:** Volúmenes de hidrocarburos y sustancias asociadas, evaluadas a condiciones atmosféricas que resultan de la extrapolación de las características y parámetros del yacimiento más allá de los límites de razonable certidumbre, o de suponer pronósticos de aceite y gas con escenarios tanto técnicos como económicos que no son los que están en operación o con proyecto.

**Reservas técnicas:** Producción acumulada derivada de un pronóstico de producción en donde no hay aplicación de criterios económicos.

**Reserva 1P:** Es la reserva probada.

**Reservas 2P:** Suma de las reservas probadas más las reservas probables.

**Reservas 3P:** Suma de las reservas probadas más las reservas probables más las reservas posibles.

**Revisión:** Es la reserva resultante de comparar la evaluación del año anterior con la nueva, en la cual se consideró nueva información geológica, geofísica, de operación, comportamiento del yacimiento, así como la variación en los precios de los hidrocarburos y costos de extracción.

**Saturación de fluidos:** Porción del espacio poroso ocupado por un fluido en particular. En los yacimientos petrolíferos pueden existir diferentes fluidos: aceite, gas y agua.

**Segregación gravitacional:** Mecanismo de empuje en el yacimiento, en el cual se presenta la tendencia de los fluidos a separarse de acuerdo a sus respectivas densidades. Por ejemplo, siendo el agua más pesada que el aceite, en un proyecto de inyección de agua, este fluido tenderá a moverse hacia la parte inferior del yacimiento.

**Sistema artificial de producción:** Cualquiera de las técnicas empleadas para extraer el petróleo de la formación productora a la superficie, cuando la presión del yacimiento es insuficiente para elevar el petróleo en forma natural hasta el pozo.

**Trampa:** Geometría que permite la concentración de hidrocarburos.

**Transgresión:** Término geológico utilizado para definir la sumersión bajo el nivel del mar de una parte del continente, como resultado de un descenso del mismo, o de una elevación del nivel del mar.

**Volumen original de petróleo o aceite:** Cantidad de petróleo que se estima existe originalmente en el yacimiento, y está confinado por límites geológicos y de fluidos, pudiéndose expresar tanto a condiciones de yacimiento como a condiciones de superficie.

**Volumen original de gas:** Cantidad de gas que se estima existe originalmente en el yacimiento, y está confinado por límites geológicos y de fluidos, pudiéndose expresar tanto a condiciones de yacimiento como a condiciones de superficie.

**Yacimiento:** Porción de trampa geológica que contiene hidrocarburos, que se comporta como un sistema hidráulicamente interconectado, y donde los hidrocarburos se encuentran a temperatura y presión elevadas ocupando los espacios porosos.

## Anexo estadístico

Pemex Exploración y Producción  
Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2002

	Volumen original		Petróleo crudo equivalente mmbpce	Reserva remanente de hidrocarburos				Reserva remanente de gas	
	Aceite	Gas natural		Aceite	Condensado	Líquidos de planta *	Gas seco **	Gas natural	Gas seco
	mmb	mmmpc		mmb	mmb	mmb	mmbpce	mmmpc	mmmpc
<b>Totales (3P)</b>	<b>279,557.8</b>	<b>225,805.8</b>	<b>52,951.0</b>	<b>38,286.1</b>	<b>1,136.7</b>	<b>3,790.0</b>	<b>9,738.2</b>	<b>69,105.0</b>	<b>50,648.2</b>
Marina Noreste	54,139.9	25,300.9	18,589.2	16,593.7	627.1	544.8	823.6	7,916.5	4,283.5
Marina Suroeste	18,934.6	20,887.7	4,837.4	3,389.8	319.4	442.6	685.5	5,926.7	3,565.2
Norte	168,056.1	106,998.8	21,043.3	13,413.4	43.2	1,473.9	6,112.8	39,798.1	31,792.7
Sur	38,427.2	72,618.4	8,481.2	4,889.2	147.0	1,328.6	2,116.3	15,463.7	11,006.7
<b>Posibles</b>	<b>42,064.0</b>	<b>21,771.8</b>	<b>10,251.0</b>	<b>6,936.6</b>	<b>220.2</b>	<b>752.3</b>	<b>2,341.9</b>	<b>16,298.6</b>	<b>12,180.4</b>
Marina Noreste	2,239.4	1,023.2	1,931.4	1,724.3	67.6	55.6	84.0	826.6	436.9
Marina Suroeste	1,337.8	3,037.0	1,769.5	1,162.8	133.8	185.4	287.6	2,440.4	1,495.6
Norte	38,045.5	16,758.4	5,928.2	3,689.1	12.4	415.9	1,810.8	11,766.0	9,418.0
Sur	441.3	953.2	621.9	360.4	6.5	95.4	159.6	1,265.6	830.0
<b>2P</b>	<b>237,493.8</b>	<b>204,034.0</b>	<b>42,700.0</b>	<b>31,349.5</b>	<b>916.5</b>	<b>3,037.7</b>	<b>7,396.3</b>	<b>52,806.3</b>	<b>38,467.8</b>
Marina Noreste	51,900.5	24,277.7	16,657.8	14,869.4	559.5	489.2	739.6	7,089.9	3,846.7
Marina Suroeste	17,596.8	17,850.7	3,067.8	2,227.0	185.7	257.2	397.9	3,486.3	2,069.6
Norte	130,010.6	90,240.4	15,115.1	9,724.3	30.8	1,058.0	4,302.0	28,032.1	22,374.7
Sur	37,985.9	71,665.2	7,859.3	4,528.7	140.6	1,233.3	1,956.7	14,198.0	10,176.7
<b>Probables</b>	<b>32,879.5</b>	<b>15,420.0</b>	<b>11,862.5</b>	<b>8,930.4</b>	<b>221.6</b>	<b>726.8</b>	<b>1,983.7</b>	<b>13,856.8</b>	<b>10,316.9</b>
Marina Noreste	758.8	649.1	5,034.6	4,597.0	130.3	122.3	184.9	1,713.8	961.9
Marina Suroeste	1,993.0	1,628.5	1,139.1	843.1	65.6	91.0	139.3	1,204.5	724.6
Norte	29,111.0	11,594.2	4,451.8	2,826.0	9.0	311.7	1,305.2	8,361.8	6,788.4
Sur	1,016.7	1,548.1	1,237.0	664.3	16.6	201.9	354.2	2,576.7	1,842.1
<b>Probadas</b>	<b>204,614.4</b>	<b>188,614.0</b>	<b>30,837.5</b>	<b>22,419.0</b>	<b>695.0</b>	<b>2,310.9</b>	<b>5,412.6</b>	<b>38,949.6</b>	<b>28,150.8</b>
Marina Noreste	51,141.7	23,628.5	11,623.1	10,272.4	429.2	366.9	554.7	5,376.1	2,884.8
Marina Suroeste	15,603.8	16,222.2	1,928.7	1,383.9	120.0	166.2	258.6	2,281.8	1,345.1
Norte	100,899.6	78,646.2	10,663.3	6,898.3	21.8	746.4	2,996.8	19,670.3	15,586.3
Sur	36,969.3	70,117.1	6,622.3	3,864.5	123.9	1,031.4	1,602.5	11,621.3	8,334.7

\* Líquidos del gas obtenidos en plantas de proceso.

\*\* El líquido obtenido supone un poder calorífico equivalente al crudo Maya y una mezcla promedio de gas seco obtenida en Cactus, Cd. Pemex y Nuevo Pemex.

Nota: Todas las unidades están expresadas a condiciones atmosféricas, y suponen 15.6 oC y 14.7 libras de presión por pulgada cuadrada.

Pemex Exploración y Producción  
Producción de hidrocarburos

	1999		2000		2001		Acumulada al 1 de enero 2002	
	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Aceite mmb	Gas natural mmmpc
<b>Total</b>	<b>1,060.3</b>	<b>1,748.6</b>	<b>1,101.9</b>	<b>1,712.7</b>	<b>1,141.0</b>	<b>1,646.4</b>	<b>28,707.8</b>	<b>48,457.4</b>
<b>Marina Noreste</b>	<b>567.3</b>	<b>236.6</b>	<b>645.3</b>	<b>269.8</b>	<b>724.8</b>	<b>289.9</b>	<b>10,314.3</b>	<b>4,496.5</b>
Cantarell	448.1	176.5	526.5	201.6	620.1	226.8	8,529.1	3,559.7
Ek-Balam	16.5	6.6	14.7	6.6	14.6	7.4	184.6	85.9
Ku-Maloob-Zaap	102.8	53.5	104.2	61.6	90.1	55.7	1,600.6	850.9
<b>Marina Suroeste</b>	<b>249.5</b>	<b>336.4</b>	<b>227.5</b>	<b>300.0</b>	<b>202.2</b>	<b>268.5</b>	<b>4,514.9</b>	<b>4,752.4</b>
Abkatún	132.2	178.1	125.6	160.3	114.4	148.1	2,855.0	2,906.5
Litoral de Tabasco	25.6	51.3	23.5	46.7	20.9	41.8	151.9	320.1
Pol-Chuc	91.6	106.9	78.4	93.0	66.9	78.5	1,508.1	1,525.8
<b>Norte</b>	<b>29.1</b>	<b>446.9</b>	<b>27.9</b>	<b>463.2</b>	<b>28.3</b>	<b>451.8</b>	<b>5,461.2</b>	<b>15,613.9</b>
Altamira	15.1	24.0	14.3	23.7	15.0	22.9	2,814.3	4,103.9
Burgos	0.0	354.3	0.0	367.1	0.0	361.2	33.3	7,366.8
Poza Rica	13.6	18.3	13.3	18.1	13.1	18.1	2,540.7	3,171.9
Veracruz	0.3	50.2	0.2	54.3	0.2	49.5	72.9	971.3
<b>Sur</b>	<b>214.3</b>	<b>728.7</b>	<b>201.1</b>	<b>679.6</b>	<b>185.7</b>	<b>636.3</b>	<b>8,417.3</b>	<b>23,594.7</b>
Bellota-Chinchorro	32.1	50.5	30.7	44.7	28.6	39.2	1,050.8	1,612.0
Chilapilla-José Colomo	0.4	58.3	0.3	52.0	0.2	49.5	10.7	5,169.0
Cinco Presidentes	14.4	18.1	13.6	17.4	11.2	16.0	1,635.3	1,960.3
Jujo-Tecominoacán	51.4	84.3	48.4	78.1	43.3	74.1	1,349.1	2,320.7
Luna	29.0	103.4	25.2	94.9	24.7	87.3	359.7	1,286.8
Muspac	16.0	300.1	13.5	277.0	11.7	255.0	681.8	6,455.3
Samaria-Sitio Grande	71.1	114.0	69.5	115.6	65.9	115.3	3,329.9	4,790.6

Nota: Todas las unidades están expresadas a condiciones atmosféricas, y suponen 15.6 °C y 14.7 libras de presión por pulgada cuadrada.